

Нефть и газ за рубежом

ТОМ IV

По каждой из стран. Экономика добычи и переработки. Разведка месторождений и допуск на них иноинвесторов. Экспорт и импорт. Транспортировка и хранение нефти, газа и производных. Соглашения о разделе продукции, строительство НПЗ и химкомплексов. Работы на шельфе. Продуктопроводы.

Специфика информации на данную тему в том, что написана она российскими экспертами за границей – с точки зрения наших интересов, по следам поездок в разные страны российских руководителей нефтегазового комплекса. Мы рассказываем о данной отрасли в каждой стране на фоне проблем России, с точки зрения тех, кто отвечает у нас за дипломатическое и юридическое сопровождение наиболее крупных проектов в данной сфере по всему миру.

Данная книга является лишь малой частью массива обновляемой информации о внешнеэкономических связях России в 1998-2005гг. на сайте www.polpred.com.

Агропром за рубежом, том IV. Экономика и связи с Россией в 2003-05гг.

©Г.Н. Вачнадзе, ноябрь 2004. ISBN 5-900034-43-7.

Проект ПОЛПРЕД; Г. Вачнадзе, А. Грибков, И. Ермаченков, О. Мишина, К. Сальберг, Т. Стенина, Л. Тимофеева. Агентство Бизнес-Пресс, 119049 Москва, Бол. Якиманка 35, стр. 1, т/ф 238-6458, 238-9587, info@polpred.com.
Опечатано в ФГУП «ПИК ВИНТИ», 140010 Люберцы, Октябрьский пр-т 403.

СПРАВОЧНИКИ ПОЛПРЕД

С УЧАСТИЕМ ЖУРНАЛА «КОРИНФ» МИНЭКОНОМРАЗВИТИЯ РФ. СОВЕТ ПОСЛОВ

Москва – 2005г.

СОДЕРЖАНИЕ

Азербайджан	3	Нефтегазпром	66
Нефтегазпром-2007	3	Энергосбережение для РФ	67
Нефтегазпром-2004	4	Египет	68
Нефть-2003	5	Газ	68
Нефть-2002	6	Индия	69
Нефтепродукты	7	Энергетика-2003	69
Контракт века	9	Приватизация	69
Маршруты трубопроводов	13	Нефтегазпром	70
Статус Каспия	16	Нефтехимия	72
Алжир	25	Нефтегазпром с РФ	73
Нефтегазпром	25	Иордания	74
Аргентина	26	Нефтегазпром	74
Антидемпинг	26	Иран	75
Нефть-2003	27	Нефтегазпром	75
Нефть-2002	28	Нефтехимия	77
Газ-2003	29	Нефть и газ	78
Газ-2002	30	Канада	80
Экспорт газа	32	Энергоресурсы	80
Добыча	32	Альтернативное топливо	81
Транспортировка	32	Трубопроводы	81
Инвестиционные проекты	33	Нефтедобыча	83
Госрегулирование цен	33	Газ	83
Нефтехимия	34	Нефтегазовые гиганты	84
Энергетика	35	Нефть и газ	87
Энергоресурсы	36	Китай	88
Трубопроводы	36	Внешняя торговля-2004	88
Бразилия	37	Внешняя торговля-2003	89
Химпром	37	Российский экспорт-2004	91
Границы шельфа	37	Нефтегазпром	93
Топливные элементы	38	Нефть из России	94
Антидемпинг	39	Корея	95
Завершенные расследования	40	Законы о нефти	95
Нормативная база	41	Куба	96
Великобритания	43	Нефтегазпром	96
Нефтегазпром	43	Импорт нефти	97
Нефтяной комплекс	44	Нефть и энергетика	98
Газ	44	Ливия	99
Химия	45	Нефть	99
Сырье из России	46	Литва	101
Нефтегазпром, энергетика	48	Газ	101
Венгрия	50	Нефть	103
Импорт сырья из РФ	50	Мексика	104
Нефть и газ из России-2003	52	Нефть	104
Нефть и газ из России-2002	53	Нидерланды	106
Транзит с Россией	54	Газ	106
Венесуэла	55	Nam и Gasunie	107
Газ	55	Норвегия	109
ОПЕК	56	Нефтегазпром	109
Германия	56	Трубопроводы	111
Импорт газа и нефти	56	Перу	112
Топливные элементы	57	Нефтегазпром	112
Возобновляемая энергия	58	«Перупетро»	113
Энергия ветра	59	Польша	114
Солнечная энергетика	60	«Лукойл» в Польше	114
Использование биомассы	61	Нефть и газ России для ЕС	115
Химия	62	Энергетические балансы	115
Экологически чистые технологии	63	Румыния	117
Нанотехнологии	63	Нефтегазпром, энергетика	119
Фармацевтика	64	Химия и фармацевтика	130
Греция	64	Сербия и Черногория	131
Энергообъекты от России	64	Нефтегазпром с РФ	131
Дания	66	Сирия	132

Нефтегазпром-2003.....	132	Финляндия	151
США	133	Химпром.....	151
Газ.....	133	Нефтегазпром.....	153
Газ из России.....	137	Чили	153
Газ – химсырье	138	Нефтегазпром.....	153
Цены на нефть.....	139	Чехия	154
Танкерный флот.....	142	Нефтегазовая отрасль	154
Турция	142	Швеция	155
Нефть и газ из СНГ.....	142	Нефтегазпром и энергетика	155
Украина	144	Япония	155
Нефтегазпром.....	144	Нефтегазпром-2020.....	155
Природный газ	147	Химия и нефтехимия.....	156
Химпром	147	Нефть и газ из РФ-2002.....	157
Химпром.....	148	Нефть и газ из РФ-2003.....	160
Нефть и нефтепродукты	149	Энергомост Сахалин-Япония.....	161
Природный газ	151		

Нефть и газ за рубежом

Азербайджан

Нефтегазпром-2007

Разветвленная сеть энергетических коммуникаций позитивно влияет на развитие Южного Кавказа. Большинство трубопроводных проектов сегодня на такой фазе реализации, когда их строительство или введение в эксплуатацию никем не оспаривается. Проблемы возникнут позже, когда встанет проблема их стабильного заполнения.

Газ в Европе постоянно дорожает, достигая уже 200 долл. за 1 тыс. куб.м. При таких нарастающих ценах Европу интересует любой альтернативный источник поставок газа. И хотя до сих пор нет полной ясности с запасами газа на «Шах-Дениз», переговоры Турции с рядом европейских стран идут полным ходом. Турки начали переговоры с Австрией о поставках иранского и азербайджанского газа.

Возможность появления Турции в качестве конкурента-реэкпортера на европейском рынке вызывает серьезную обеспокоенность традиционных поставщиков. В конкурентную борьбу за поставки газа в Европу вступает Иран. После 2005г., когда добыча природного газа в Иране превысит потребности страны в этом виде топлива, Иран приступит к его активному экспорту. Уже сейчас она объявила о своем намерении вести переговоры с Россией, Украиной и Турцией по поводу выбора наиболее подходящего пути для транспортировки своего газа в Европу. Выход через Турцию уже есть и в случае транзитных поставок газа в Европу через территорию Турции последняя сможет получать 20 долл. за каждую 1 тыс. куб.м. газа. Объемы иранского экспорта газ в Турцию составят в 2004г. 7 млрд. куб.м. природного газа, а с 2007г. — 10 млрд. куб.м. газа ежегодно. В соответствии с договором, в течение 22 лет Турция получит из Ирана 228 млрд. куб.м. природного газа, и часть этого газа может оказаться на европейском рынке.

Национальная компания по экспорту газа Ирана начнет поставки газа в Армению. С 2006г. Армения будет ежегодно получать 1 млрд. куб.м. газа, притом что на сегодня единственным поставщиком природного газа на внутреннем рынке Армении является ЗАО «АрмРосгазпром». Это тоже может стать началом прорыва иранского газа в Европу.

Предполагается, что к 2020г. в Европу будет поступать 50 млрд. куб.м. иранского газа в год в сжиженном виде или по трубопроводам. Австрийская компания OMV совместно с турецкой BOTAS, болгарской Bulgargaz, венгерской MOL и румынской Transgaz является участницей совместного предприятия по строительству нового газопровода из Турции в Австрию, проходящего через Болгарию, Румынию и Венгрию. Этот газопровод рассчитан на иранский газ, но рост числа таких газопроводов из Турции открывает определенные перспективы и для Азербайджана.

Идея транскаспийского газопровода из Туркменистана на Пакистан пока не нашла продолжения. Пакистан ориентируется на иранский газ и обещает дать гарантии безопасности трубопровода, если

природный газ начнет поступать из Ирана в Индию через пакистанскую территорию. Пакистан рассчитывает ежегодно получать 580 млн.долл. в качестве платы за транзитные услуги. Строительство газопровода протяженностью 2,6 тыс. км., обойдется в 3,5 млрд.долл. Огромные запасы газа в Иране дают основание предположить, что этот проект будет доведен до конца.

Завершена разработка «Стратегии управления нефтяными доходами в долгосрочной перспективе» в рамках выполнения правительством Азербайджана обязательств перед МВФ. Решение внутренних проблем ТЭК — ключ к структурным переменам во всей экономике. Проект Государственной программы по развитию ТЭК страны на 2004-06гг. и до 2013г. предусматривает дальнейшее усовершенствование управления ТЭК.

Что касается проекта нефтепровода, то у Азербайджана нет к нему коммерческого интереса, хотя азербайджанской стороне предложен один из самых низких тарифов — 0,64 долл. за транспортировку 1 т. нефти. С 1997г. украинское руководство уговаривает правительство Азербайджана о поставках нефти на Украину, но всегда встречало вежливый отказ — лишней нефти на новое направление транспортировки у страны нет. А если нужна азербайджанская нефть — покупайте ее, как все, в Супсе. Действительно независимый Азербайджан ни разу со дня вывода своей нефти на мировые рынки (24 марта 1998г., порт Новороссийск) не реализовывал сырье по контрактам типа CIF (т.е. сырье сдается покупателю в указанном месте). FOB-контракты выгоднее тем, что поставщик не несет ответственности по доставке сырья непосредственно к покупателю.

Если Азербайджан получит полную уверенность по транзиту казахстанской нефти через свою территорию, то и поставлять азербайджанскую нефть на Одессу-Броды станет значительно легче. Очередной раунд переговоров между казахстанской и азербайджанской рабочими группами по ВТС состоялся в марте 2004г.

Если в Азербайджане не будут найдены дополнительные коммерчески рентабельные запасы нефти, с 2011г. начнется заметное падение добычи нефти в рамках «Азери-Чыраг-Гюнешли». По прогнозам АЮС, разрабатывающей АЧГ, уже в 2015г. общий объем добычи не будет превышать 650 тыс. бар. в сутки, а к 2020г. он упадет до 200 тыс. бар. при пропускной способности ВТС 1 млн. бар. (потенциально — 1,2 млн. бар.).

В апр. 2004г. в Тегеране состоялась торжественная церемония по началу осуществления проекта по поставкам в Иран сырой нефти из прикаспийских государств. Азербайджан в этом проекте не участвует. В ИРИ будет транспортироваться нефть из Туркменистана и Казахстана. Речь идет о поставках нефти по принципу замещения. На первом этапе поставки нефти по схеме замещения составят 170 тыс. бар. в день, на втором — 370 и на третьем — 500 тыс. бар. в день. Расходы по поставкам сырой нефти по схеме замещения составляют от 11 до 16 за 1 т., т.е. и цена транспортировки вполне приемлемая. От этого выигрывает и азербайджанская сторона.

байджанская сторона, т.к. заметная часть этой нефти будет поставляться танкерами Каспийского морского пароходства.

На июль 2004г. Азербайджан подписал 22 контракта по типу PSA, 2 из которых не вступили в юридическую силу и только по 4 ведется добыча углеводородов (3 — на суше и 1 — на море). До этого из-за неудач в разведке или коммерческой нерентабельности были закрыты следующие контракты по типу PSA: «Карабах», «Ашрафи/Дан Улдузу», «Ленкорань/Талыш-дениз», «Кюрдашы», «Мурадханлы» и «Атешгях». По последнему достигнуто соглашение о выплате ГНКАР компенсации за первую разведочную скважину, которая не дошла до проектной глубины.

В нояб. 2003г. Exxon/Mobil, дождавшись завершения соответствующего контрактного срока, объявила, что отказывается от бурения второй разведочной скважины на месторождении «Огуз». По условиям контракта компания не должна при этом платить какую-либо компенсацию ГНКАР. От дальнейшей разработки месторождения «Апшерон» отказались Chevron/Техасо. Найти нового солидного партнера для разработке этого «трудного» месторождения будет непросто.

Перспективы по большинству остальных месторождений в азербайджанском секторе туманны. На «Ялама» ГНКАР располагает 20% долевым участком, так что даже если там обнаружится нефть, то доходы Азербайджана будут невелики. Единственное месторождение, на которое сегодня всерьез возлагаются надежды — это «Зафар-Машал». Но и там есть серьезные трудности технического характера. В дек. 2003г. при бурении первой разведочной скважины на глубине 1000 м. обнаружилось мощное водопроявление и пластовое давление. Как считают в ГНКАР, при дальнейшем бурении возможны серьезные проблемы — здесь очень большие глубины моря (618 м.) и большая проектная глубина самой скважины (6800 м.).

В дек. 2003г. Милли меджлис ратифицировал Соглашение о реабилитации, разведке, разработке и долевом распределении добычи по месторождению «Пирсагат». Контакт был подписан 4 июня 2003г. в Баку между ГНКАР и китайской нефтяной компанией Shengli Oil. Долевое участие сторон в контракте распределено: 25% принадлежит аффилированной компании ГНКАР, Shengli — 50%, а оставшиеся 25% пока остаются свободными и могут быть предоставлены другой заинтересованной компании.

Этот контракт свидетельствует о том, что в нефтяном секторе появляется интерес к небольшим проектам, приносящим устойчивую долгосрочную прибыль. Контракт подписан сроком на 25 лет с возможностью продления еще на 5 лет. В течение 3-летнего разведочного периода должна быть проведена двухмерная сейсморазведка и пробурены 2 разведочные скважины. Shengli обязалась повысить текущий уровень добычи с месторождения в течение первых двух лет в 2 раза. При несоблюдении этих условий ГНКАР может расторгнуть контракт. При необходимости существует возможность получения дополнительного разведочного периода сроком на 2г. с условием бурения двух новых разведочных скважин. Согласно условиям контракта, в течение года операционная компания должна ежегодно бесплатно предоста-

влять ГНКАР 4800 т. нефти. В течение 30 дн. после ратификации соглашения Shengli должна предоставить бонус в 1 млн.долл., а др. подрядчики после достижения стабильной среднесуточной добычи — 500 тыс.долл.

На суше действуют две операционные компании — Karasu operating (блок «Мишовдаг-Келаметдин») и Salyan Oil (блок «Кюрсенги»-«Карабеглы») и 3 СП — азербайджано-германское AzGeoil (месторождение «Раманы»); азербайджано-британское ShirvanOil (месторождение «Кюрвдаг»), азербайджано-турецкое «Аншад Петрол» (блок «Нефтчала-Хыллы-Дуровдаг»).

Нефтегазпром-2004

Производство большинства нефтепродуктов в Азербайджане за янв.-апр. 2004г. увеличилось, но не столь значительно. В производство и экспорт азербайджанских нефтепродуктов серьезные изменения могут внести лишь форс-мажорные обстоятельства, такие как прекращение экспорта нефти по маршруту Баку-Новороссийск, прекращение импорта газа в течение длительного периода. Без учета этих факторов в целом ситуация с азербайджанскими нефтепродуктами остается стабильной.

Добыча нефти и гена ГНКАР за янв.-апр. 2004г.

	Янв.-апр. 2004г.		Янв.-апр. 2003г.		
	План	Факт	%	Факт	%
Нефть (тыс.т.).....	2892,0	2970,2	102,7	2948,1	100,7
НГДУ	2644,7	2668,4	100,9	2669,6	100,0
СП и PSA	247,3	301,8	122,0	278,5	108,4
Газ(млн. м3).....	1596,8	1674,9	104,9	1696,8	98,7
ГНКАР.....	1296,3	1329,6	102,6	1372,2	96,9
НГДУ	1266,6	1283,7	101,4	1331,9	96,4
СП и PSA.....	29,7	45,9	154,5	40,3	113,9
АМОК.....	300,5	345,3	114,9	324,6	106,4

Источник: ГНКАР

Относительно большое увеличение зафиксировано в производстве смазочных масел, что связано с нахождением покупателя на мировых рынках и началом экспорта продукции. Сам же Азербайджан из-за низкого качества этого вида нефтепродукта вынужден импортировать его из др. стран на 1 млн.долл. в месяц.

Из общего объема произведенных нефтепродуктов 69% было реализовано на внутреннем рынке, 31% — экспортировано. За янв.-апр. 2004г. на внутренний рынок было передано 1446,4 тыс.т. нефтепродуктов, что на 15% больше, чем за аналогичный период пред.г. Доля автомобильного бензина составила 155,5 тыс.т. (на 22,2% больше данных янв.-апр. 2003г.), дизтоплива — 183,3 тыс.т. (на 28,7% больше), мазута — 916,6 тыс.т. (на 15,1% больше), авиационного и др. видов керосина — 158,9 тыс.т. (на 3,7% меньше), нефтебитума — 11,7 (на 18,6% больше), моторного топлива — 18,5 тыс.т. (на 52,2% больше), моторного масла — 1,9 тыс.т. (на 0,4% меньше).

На долю Управления по маркетингу и экономическим операциям (УМЭО) ГНКАР пришлось 69,8% нефтебитума, 55,1% авиационного и др. видов керосина, 66,1% моторных масел, 42,6% дизтоплива и 28,2% автобензина. На долю компании Azpetrol — 55,3% автобензина, 40,7% дизтоплива. На долю Госконцерна AZAL — 44,1% авиакеросина. Каспийского морского пароходства — 33,9% моторных масел и 100% моторного топлива, ОАО «Азербэнерджи» — 78,5% топочного мазута.

УМЭО ГНКАР отправлено на экспорт 1 134,612 тыс.т. нефти и нефтепродуктов. Доля нефтепродуктов составила 291,139 тыс.т. В т.ч. дизтоплива — 145,338 тыс.т., авиакеросина — 52,396 тыс.т., автобензина — 91,444 тыс.т., бутана — 1,909 тыс.т., печного топлива — 0,052 тыс.т. Сырой азербайджанской нефти за этот период было отгружено из порта Новороссийск 843,473 тыс.т.

Другой экспортер нефтепродуктов — НПЗ «Азербейт» — экспортировал 393 тыс. 171,4 т. на 87 млн.долл. Из общего объема нефтепродуктов на долю мазута пришлось 59 тыс. 204,7 т., битума — 1 тыс. 663 т., моторного топлива ДТ — 6 тыс. 711,2 т., первичного бензина — 23 тыс. 846,2 т., дизтоплива — 297 тыс. 670,6 т. Экспортированы масла различных марок: АК-15 — 1 тыс. 194,8 т., трансформаторное масло — 123,2 т., индустриальное масло — 1 тыс. 243,1 т.

За 4 мес. 2004г. в республике произведено 8,174 млрд. квтч. электроэнергии, из которых на долю ТЭЦ приходится 7,071 млн. квтч., а также 301,032 тыс. гкал. тепловой энергии. 1,820 млрд. квтч. электроэнергии было выработано в системе «Азербейт» в течение апр. 2004г. Из указанного объема на долю теплостанций приходится 1,506 млрд. квтч., гидростанций — 314 млн. квтч. электроэнергии. Выработано 56 тыс. гкал. теплоэнергии.

В янв.-апр. 2004г. по магистральным нефтепроводам было транспортировано нефти и нефтепродуктов на 0,6% больше в сравнении с янв.-апр. 2003г., в результате чего объем перекачки — 3,7 млн.т. За отчетный период транспортировка газа по магистральным газопроводам составила 3,2 млрд. куб.м., увеличившись на 4,2% по сравнению с янв.-апр. 2003г. 56,2% транспортированного газа составляет импорт из России. По сравнению с янв.-апр. пред.г. грузооборот на магистральных нефтепроводах увеличился на 0,7%, на газопроводах уменьшился на 1,4%.

Примечательным событием в апр. стало снижение Каспийским морским пароходством тарифов на перевозку нефти и нефтепродуктов из Казахстана в Баку до 6 долл. С 1 апр. 2004г. нефть и нефтепродукты из среднеазиатских стран в черноморские порты Грузии через Азербайджан транспортируются по новым тарифам, которые были снижены по предложению грузинской стороны. Но, несмотря на это, сама Грузия не выполнила свои обязательства по снижению тарифов.

Другим важным событием можно назвать одобрение правительством страны слияния Бакинского международного порта с Каспийским морским пароходством. Кабмин принял такое решение после соответствующего обращения этих двух госструктур.

Значимым событием стало также утверждение Милли меджлисом проектов финансирования Бакинской кольцевой автодороги и автодороги Уджары-Евлах.

Нефть-2003

ГНКАР продолжает оставаться главным донором бюджета. Согласно сводному финансовому балансу Азербайджана на 2004г. ГНКАР перечислит в 2004г. в госбюджет 2,212 трлн. манат (в 2003г. — 1,862 трлн. манат) при общем уровне поступлений от госпредприятий в 2,802 трлн. манат (2,464 трлн. манат).

В 2003г. Азербайджан экспортировал на 2 млрд. 218,3 млн.долл. сырой нефти и нефтепродуктов, что составляет 85,6% годового объема (на 2,592 млрд.долл.) всего экспорта страны. В экспорте 1 млрд. 816,1 млн.долл. составила сырая нефть (9,093 млн.т.), остальная сумма — нефтепродукты (1,864 млн.т.), в т.ч. на 61,5 млн.долл. — бензин (259,5 тыс.т.), на 74,4 млн.долл. — реактивное керосиновое топливо (328,8 тыс.т.), на 234,8 млн.долл. — дизтопливо (1 106 тыс.т.), на 22,1 млн.долл. — мазут (145,3 тыс.т.), на 1,7 млн.долл. — нефтяной битум (15,1 тыс.т.).

В течение последних лет ГНКАР транспортирует нефть по нефтепроводу Баку-Новороссийск. В фев. 2004г. эксперты Азербайджана и России подготовили новые предложения по условиям перевалки азербайджанской нефти по трубопроводу Баку-Новороссийск. Соглашение, подписанное в 1996г., предполагало с 2002г. увеличить ежегодный объем экспорта азербайджанской нефти до 5 млн.т., а сегодня экспортируется 2,5 млн.т. (к этому объему скоро прибавится в небольшом объеме нефть компании Gobustan Operating). У ГНКАР нет никакого инструмента, чтобы заставить АМОК экспортировать свою нефть по северному трубопроводу, тем более, что тарифы там в 5 раз выше чем на Баку-Супса. А собственной свободной нефти у ГНКАР тоже нет, т. к. 6,5 млн.т. нефти уходит на удовлетворение внутренних потребностей страны и поставляется на бакинские НПЗ. Ситуация может измениться лишь в том случае, если бакинские НПЗ начнут пользоваться казахстанской нефтью, поставленной по принципу «своп», но и это дело нескорое и никаких твердых решений по этому поводу нет.

ГНКАР пытается ставить встречные требования — о снижении размере тарифов. Отвечая на вопрос, возможно ли снижение российского тарифа за перевалку азербайджанской нефти, составляющей 15,67 долл. за тонну, Христенко дал понять, что пока действует соглашение 1996г., изменений не будет.

В ближайшие несколько лет Азербайджан не сможет покрывать свои потребности в «голубом топливе» и правительство будет вынуждено ежегодно тратить 260 млн.долл. на приобретение «голубого топлива» (из расчета оплаты 52 долл. за 1 тыс. куб.м.). Единственная функция «Азербейт» — распределительная. Газ добывается ГНКАР, а недостающие объемы газа импортируются за счет той же национальной нефтекомпании. Неоднократно высказывались идеи о включении всей структуры «Азербейт» в ГНКАР, что упростило бы ситуацию с неплатежами.

Решаются последние проблемы по трубопроводу Баку-Тбилиси-Джейхан. Финансирование БТД на протяжении 2003г. неоднократно подвергалось сомнению, однако, к концу года все выправилось. Общий объем привлекаемых для реализации проекта заемных средств, включая проценты по кредитам, составит 2,6 млрд.долл. На строительство трубопровода БТД в целом потребуется 2,95 млрд.долл. Общая стоимость проекта — 3,6 млрд.долл., включая проценты по кредитам и стоимость 10 млн. бар. нефти, предназначенных для заполнения трубопровода протяженностью 1767 км.

Протяженность трубопровода по двум закавказским республикам (691 км.) в 1,5 раза меньше чем на турецком участке (1076 км.). Большинство участков

трубопровода на территории Турции приходится строить на высокогорье (до 2500 м. над уровнем моря), где из-за снежного покрытия в осенне-зимнее время вести строительные работы невозможно. Во II пол. июля 2004г. Грузия в очередной раз на месяц прекратила строительство на боржомском участке нефтепровода по экологическим причинам. Если эта работа не будет полностью завершена в весенне-летний период 2004г., то ввод в эксплуатацию нефтепровода может быть перенесен на несколько месяцев, что увеличит строительные расходы и снизит коммерческую рентабельность ВТД, а также негативно повлияет на доходность международного консорциума АЮС в 2005г.

По оценкам специалистов, кумулятивные доходы страны по нефтяным проектам составят к 2025г. от 50 до 70 млрд.долл., в зависимости от цен на мировом рынке углеводородных ресурсов. К 2010г. они (при хорошем раскладе ценовых и инвестиционных расходов) могут составить до 10 млрд.долл. К 2010г. годовой доход Азербайджана от эксплуатации нефтяных месторождений Азери-Чыраг-Гюнешли может составить 5 млрд.долл. С 2007г. в бюджет начнут поступать 25% от прибыли международной операционной компании.

Нефтепереработка отстает. Глубина нефтепереработки на нефтеперерабатывающем заводе «Азернефтьнад-жаг» опустилась до 42,23% (при плане 45,02%), а на НПЗ «Азернефтьяг» — 53,17% (при плане 59,72%). Уменьшение глубины нефтепереработки на НПЗ «Азернефтьяг» по сравнению с прогнозами связано с проблемами на внешних топливных рынках. На НПЗ «Азернефтьянаджаг» глубина нефтепереработки уменьшилась из-за приостановки здесь коксовой установки в связи с требованием правительства увеличить объемы производства мазута.

Др. проблема — заметно снизившийся уровень нефтяного машиностроения. В 2004г. производство в АООТ «Азнефтехиммаш» должно вырасти в 1,5 раза, но составит лишь 90 млрд. манат. Самостоятельно выйти на достойный уровень экспорта отрасли не в силах.

Ведущие заводы отрасли сейчас интенсивно борются за получение сертификатов на продукцию. Завод им. Саттархана планирует получить сертификат API на фонтанную арматуру, штанги для глубинных насосов и задвижки, Забратский машиностроительный завод — на буровые вышки и основания к вышкам, завод нефтепромыслового оборудования — на фонтанную арматуру и задвижки, Сураханский машиностроительный завод МЗ — на глубинные насосы. Теоретически получение сертификата API позволит этим предприятиям участвовать в международных тендерах.

Нефть-2002

Площадь перспективных на нефть и газ территории Азербайджана составляет 100 тыс.кв.км., включая каспийский шельф. Открыто 65 месторождений нефти и газа, в т.ч. на суше — 43, на море — 22. Разведанные запасы нефти составляют 1 млрд.т., из них извлекаемые — 300 млн.т. Добыча нефти 1993-2002гг., в млн.т.: 1993г. — 10,3; 1994г. — 9,6; 1995г. — 9,2; 1996г. — 9,1; 1997г. — 9; 1998г. — 11,4; 1999г. — 13,7; 2000г. — 14; 2001г. — 14,9; 2002г. — 15,3.

Добычу осуществляют: Государственная нефтяная компания Азербайджанской Республики (ГНКАР), Азербайджанский международный опе-

рационный консорциум (АМОК), совместные предприятия, учрежденные ГНКАР и инокомпаниями для разработки нефтяных месторождений на суше.

Компания ГНКАР была основана в сент. 1992г. путем слияния двух государственных нефтяных компаний «Азеринепфть» и «Азнефтьхимия». ГНКАР и ее дочерние предприятия отвечают за добычу нефти и природного газа в Азербайджане, в основном, на шельфе Каспийского моря (Гюнешли, Азери и Чираг), за работу двух азербайджанских НПЗ, за управление системой трубопроводов в стране, а также за управление операциями по экспорту и импорту нефтегазовых ресурсов.

Компания ГНКАР входит в состав всех международных консорциумов, занятых в разработке новых нефтяных и газовых проектов в Азербайджане. Штат компании (не считая дочерние предприятия) составляет 75 тыс.чел. Главой компании является Натик Алиев. В янв. 2003г. президент Азербайджана Гейдар Алиев издал указ о реорганизации ГНКАР. Процесс реорганизации предполагается завершить к концу 2003г.

Азербайджанская международная операционная компания (АМОК) в I кв. 2003г. обеспечила на «Чираг-1» — пока единственной действующей нефтедобывающей платформе проекта Азери-Чираг-Гюнешли (АЧГ) — среднесуточный уровень добычи нефти в объеме 133 тыс.бар. В 2002г. добыто в рамках проекта 6,6 млн.т. нефти.

Мощности установленного на «Чираг-1» оборудования позволяют добывать максимум 145 тыс.бар. в сутки (7 млн.т. в год). К июню 2003г. АМОК планирует завершить рассмотрение вопроса о целесообразности увеличения мощности «Чираг-1» до 155 тыс.бар. нефти в сутки (7,7 млн.т. в год). На максимальный уровень в 18 млн.т. нефти в год планируется выйти в 2008г.

Планы АМОК, несмотря на финансовые проблемы с реализацией трубопроводного проекта Баку-Тбилиси-Джейхан, не претерпели существенных изменений. В рамках «Фазы-1» («Центральный Азери») проекта АЧГ на начало II пол. 2003г. выполнено 59% всех строительных работ, в т.ч. осуществлено бурение 12 скважин.

В июне 2003г. началось строительство первого подводного трубопровода, который свяжет платформу «Азери-1» (она будет установлена в точке моря глубиной в 128 м.) с нефтеналивным терминалом в Сангачалы. Добычу первых тонн нефти (375 тыс.бар/сутки, или 19 млн.т. в год) с этой платформы в рамках «Центрального Азери» планируется начать в I кв. 2005г.

Бурение скважин в рамках «Фазы-2» (месторождения Западный и Восточный Азери) началось в июне 2003г., а добыча нефти планируется в июне 2006г. К 2008г. проекты «ранней» нефти месторождения Чираг, «Фазы-1» и «Фазы-2» месторождения Азери должны будут обеспечить АМОК суммарную добычу в объеме 800 тыс.бар. нефти в сутки (40 млн.т. в год).

По «Фазе-3» проекта АЧГ (освоение месторождения Гюнешли) начало работ намечено на июнь 2004г., а начало промышленной добычи нефти — на июнь 2008г. В 2009г. суммарные объемы нефти, добываемой в рамках проекта АЧГ, должны составить 50-55 млн.т. в год.

В 2003г. ExxonMobil планирует завершить монтаж на верфях в Баку новой плавучей полупогруженной буровой установки (ППБУ DDS-20), из-

готовленной на заказ в Сингапуре. Первая скважина с ППБУ DDS-20 будет пробурена на структуре Зафар-Машал. Данная установка позволяет работать на больших глубинах (до 1000 м.) и является на сегодняшний день самой мощной на Каспийском море.

В 2003г. ГНКАР рассчитывает добыть 8,8 млн.т. нефти, т.е. в объемах 2002г. В 2004г. ожидается рост производства на каспийском месторождении Чираг (разработка его ведет АМОК с ВР во главе) до 6,5 млн.т. против 6,2-6,4 млн.т. нефти в 2002г. Добыча нефти в целом по республике в 2003г. прогнозируется в 15,5 млн.т.

Добыча и потребление нефти, в млн.т.

	2001г.	2002г.	2010г., прогноз
Добыча.....	14,9	15,3	50
Потребление	6,7	6,8	14-16

Экспорт нефти и нефтепродуктов составляет 70% от всего экспорта Азербайджана, а нефтяные доходы дают 50% бюджетных поступлений. Экспорт осуществляется по нефтепроводам (93,8%) и железной дороге (6,2%). Основными экспортными маршрутами являются нефтепроводы Баку-Новороссийск (северный маршрут) и Баку-Супса (западный маршрут).

Ж/д парк Азербайджана насчитывает 4 тыс. нефтеналивных цистерн. Действуют 4 нефтеналивные эстакады для перевалки нефти и нефтепродуктов. Основным направлением экспорта нефти по железной дороге является маршрут Баку-Батуми с последующей перевалкой в танкеры и транспортировкой на средиземноморский рынок. В 2000г. по этому маршруту было перевезено 3,5 млн.т., главным образом, казахской нефти. Доля Азербайджана по данному маршруту — 368 тыс.т., Туркмении — 690 тыс.т.

Азербайджан имеет единственный порт на Каспии — Бакинский морской международный торговый порт (БММТП) с пропускной способностью 30 млн.т. грузов в год, из которых 16 млн.т. — нефтеналивные. Порт способен принимать танкеры водоизмещением до 12 тыс.т. Нефтепродукты поступают из Казахстана и Туркменистана и направляются транзитом через Азербайджан и Грузию на черноморский и средиземноморский рынки. Порт переваливает азербайджанские нефтепродукты для поставок в Россию и Иран.

Азербайджан имеет на Каспии 34 танкера водоизмещением 5,7-12 тыс.т. Портовый сбор в БММТП составляет 0,56 долл. за перевалку 1 т. нефти. Ж/д сбор по маршруту Баку-Батуми — 5 долл. за 1 т. Размер экспортного акциза составляет 25% от разницы между внутренней ценой на нефть и ценой экспортного контракта. Акциз на экспорт выплачивают только совместные предприятия, работающие на территории республики. Сбор за таможенное оформление составляет 0,3% от таможенной стоимости нефти при транзите, 0,25% — при экспорте.

Отсутствие гарантий безопасности для трубопровода Баку-Новороссийск, частично проходящего по территории Чечни, вынудило компанию ОАО «АК «Транснефть» построить новую ветку нефтепровода протяженностью 329 км. в обход Чечни. В 1999г. по этому маршруту было прокачено 1,9 млн.т. нефти, в 2000г. — 5,6 млн.т., в 2001 — 2,3 млн.т., в 2002г. — 2,8 млн.т., за 2003г., Транснефть планирует прокачать 2,5 млн.т. нефти.

Мощности нефтепровода Баку-Супса в последние 2г. загружены полностью. Разработан план по их расширению до 10-12 млн.т. в год за счет строительства дополнительных насосных станций. Поступающая в Супсу нефть переваливается в танкеры и доставляется морским путем, в основном, на средиземноморский рынок.

Возможности Азербайджана по увеличению экспорта нефти зависят от строительства новых трубопроводов. Новые экспортные маршруты предлагают Иран, Россия и Украина, однако, наибольшее предпочтение отдается маршруту Баку-Тбилиси-Джейхан (ориентировочная стоимость — 3 млрд.долл., проектная мощность — 50 млн.т. в год, протяженность — 1752 км.). Предполагается, что 30% затрат на строительство будет профинансировано компаниями-инвесторами, а 70% (2,1 млрд.долл.) за счет долгосрочных кредитов международных финансовых институтов.

В 2000г. была образована спонсорская группа этого проекта. Долевое участие в нем распределено следующим образом: ГНКАР — 50%, ВР — 25,72% (оператор), Unocal (США) — 7,74%, Statoil (Норвегия) — 6,45%, ТРАО (Турция) — 5,08%, Itachu (Япония) — 2,96% и Delta Hess (Саудовская Аравия) — 2,05%. Начаты подготовительные работы по строительству нефтепровода, но выделение ссуды (2,1 млрд.долл.) Европейским банком реконструкции и развития (ЕБРР) и Всемирным банком до сих пор остается под вопросом.

Действующие нефтепроводы

	Ввод в экпл.	Прот., км.	Диаметр, мм.	Компресс. станции	Мощн. млн.т/год
Баку-Новороссийск.....	1983г.	1483	530-720	7
Баку-Супса.....	1999г.	830	530	5,75

Рассматривается проект нефтепровода по маршруту Баку-Тебриз (Иран), который соединит месторождения близ Баку с Тебризским НПЗ. Протяженность нефтепровода — 399 км., проектная мощность — 20 млн.т. в год, диаметр трубы — 432 мм., ориентировочная стоимость — 400 млн.долл. В перспективе он может быть продлен до Персидского залива.

Нефтепереработка осуществляется на заводах: Азнефтяг (Баку) и Азнефтянаг (Новый Баку), общей мощностью 22 млн.т. Объем переработки в 2002г. составил 6,6 млн.т. (31% от предельной мощности НПЗ). В ближайшие годы ГНКАР намерена снизить долю поставки своей нефти в объеме переработки до 4 млн.т. и закупать недостающие объемы в Казахстане, России и Туркменистане. Небольшая доля нефти идет также на нужды нефтехимического производства.

Нефтепродукты

Вопросе производства нефти дела обстоят лучше, чем в добыче газа, но благоприятной ее не назовешь. Тяжелое положение наблюдается на оншорных месторождениях, где техоснащенность и экологическая ситуация находятся в безнадежном состоянии. Благо, правительство заключило ряд соглашений с иноинвесторами о разработке месторождений суши, по условиям которых большая часть добываемой нефти продается ГНКАР по внутренней стоимости.

Добыча нефти и газа ГНКАР в 2003г.

	План	Факт	%	Факт 2002г.
Нефть (тыс.т.).....	8800,0	8924,7	101,4	8944,4
НГДУ	8050	8063,4	100,2	8181,8
СП и PSA.....	750	861,3	114,8	762,6

Газ (млн м3).....	5020	5167,5	102,9	5/50,6
НГДУ	4110,0	4152,4	101,0	4191,7
СП и PSA.....	90,0	114,2	126,9	95,2
АМОК.....	910,0	1015,1	111,5	958,8

Источник: ГНКАР

Все надежды правительства в вопросе внутренней добычи нефти связаны с мелководной частью месторождения «Гюнешли», которое не перестает удивлять своей продуктивностью. ГНКАР хоть и не современным оборудованием, но все же оснащает месторождение платформами, бурит новые эксплуатационные скважины и восстанавливает старые. Эти меры позволят Азербайджану удовлетворять внутренние потребности в нефти и заниматься ее экспортом.

Диаметрально противоположная ситуация обстоит с добычей углеводородов с контрактного блока «Азери-Чыраг-Гюнешли», которую осуществляют акционеры «Амок». Компания применяет только современные типы оборудования и добыча с месторождения «Чыраг» (только оно находится на стадии добычи) ежегодно увеличивается.

В 2003г. «Амок» добыла 6,456 млн.т. нефти (47,776 млн. бар.). В 2002г. добыча нефти со стороны «Амок» была 6,389 млн.т. (47,277 млн. бар.). Среднесуточная добыча нефти с месторождения в прошлом году составила 131 тыс. бар., что аналогично показателю 2002г. На месторождении «Чыраг» насчитывается 18 скважин, из которых 15 добывающие, и 3 – водонагнетательные.

Производство основных видов нефтепродуктов в 2003г.

	Тыс.т.	К 2002г., %
Автобензин	714,1	117,0
Бензин для химпрома.....	297,5	117,6
Керосин.....	654,2	100,8
Топочный мазут.....	2469,0	96,1
Дизтопливо	1638,2	102,8
Смазочные масла.....	25,8	121,1
Нефтяной кокс	20,7	29,0
Нефтебитум	79,4	155,

Источник: Госкомстат

В сравнении с 2002г. в 2003г. в нефтепереработке в целом наблюдалось незначительное увеличение производства. Это более всего было отмечено в отношении производства смазочных масел и нефтяного битума, что связано с нахождением новых источников потребления и экспортом продукции на мировые рынки. Наиболее примечательным событием года является начало переработки привозной нефти (туркменской и казахстанской), хотя она носила более экспериментальный характер и ее объемы были незначительны. Получению высокой доходности препятствуют пошлины на импорт каспийской нефти. Из-за высокого коэффициента серы в составе казахстанской нефти необходимо техническое переоснащение азербайджанских НПЗ.

Импортно-экспортные операции по горюче-смазочным материалам в 2003г., в тыс.долл.

Месяц	Наименование продукции	Импорт		Экспорт	
		Единица измерения	кол-во кол-во	сумма	кол-во сумма
Янв.	Нефть сырая	т.	550595,2	118314,7	
	Дизтопливо (газойли).....	-	72185,6	16560,1	
	Керосин.....	-	28 676,8	6324,5	
	Бензин	-	12238,7	3072,2	
	Мазут.....	-	20349,7	3031,7	
	Масла и смазки.....	-	209,1	167,9	1,6
Фев.	Нефть сырая	т.	8202,9	1291,9	
	Дизтопливо (газойли).....	-	99128,6	25306,8	
	Керосин.....	-	6001,8	1535,2	

Март	Бензин	-	0,01	0,02	13193,3	3613,0
	Мазут.....	-	-	-	34988,6	6304,4
	Масла и смазки	-	330,4	281,2	11,4	19,1
	Нефть сырая	т.	-	-	1853847,5	370940,4
	Дизтопливо (газойли).....	-	-	-	95259,9	25034,2
	Керосин.....	-	-	-	23900,1	6430,9
Апр.	Бензин	-	3,49	1,78	33318,5	8119,2
	Мазут.....	-	-	-	22400,8	3999,3
	Масла и смазки	-	623,6	602,6	3,4	18,7
	Нефть сырая	т.	-	-	207517,0	38890,3
	Дизтопливо (газойли).....	-	-	-	66381,0	11532,8
	Керосин.....	-	-	-	15823,8	3067,9
Май	Бензин	-	51,8	7,8	39160,2	8508,2
	Мазут.....	-	-	-	10000,0	1135,0
	Масла и смазки	-	378,6	288,9	10,7	14,1
	Нефть сырая	т.	-	-	304713,8	46343,8
	Дизтопливо (газойли).....	-	-	-	99490,2	16663,7
	Керосин.....	-	-	-	15380,1	2722,0
Июнь	Бензин	-	11,0	5,4	23265,5	4809,2
	Мазут.....	-	-	-	5918,2	636,2
	Масла и смазки	-	341,7	213,8	190,3	75,3
	Нефть сырая	т.	-	-	374239,2	66676,4
	Дизтопливо (газойли).....	-	-	-	116588,0	21497,7
	Керосин.....	-	-	-	19971,9	4004,9
Июль	Бензин	-	-	-	3215,8	433,2
	Мазут.....	-	-	-	-	-
	Масла и смазки	-	567,4	546,6	3,1	4,5
	Нефть сырая	т.	-	-	1559027,0	337228,4
	Дизтопливо (газойли).....	-	-	-	64950,3	12481,7
	Керосин.....	-	-	-	20800,6	3894,6
Авг.	Бензин	-	-	-	35937,1	8879,3
	Мазут.....	-	-	-	2181,0	108,3
	Масла и смазки	-	549,0	333,5	126,6	58,4
	Нефть сырая	т.	0,01	0,5	173151,4	32945,2
	Дизтопливо (газойли).....	-	-	-	111212,8	22815,9
	Керосин.....	-	-	-	88562,3	20194,7
Сент.	Бензин	-	-	-	16561,5	4202,2
	Мазут.....	-	-	-	21663,7	3291,7
	Масла и смазки	-	395,9	407,7	0,3	1,0
	Нефть сырая	т.	-	-	290550,6	61342,1
	Дизельное топливо (газойли).....	-	-	-	72915,3	13466,1
	Керосин.....	-	-	-	30372,0	7545,0
Окт.	Бензин	-	5,7	4,7	19823,3	4632,5
	Мазут.....	-	-	-	-	-
	Масла и смазки	-	471,3	564,2	116,1	32,8
	Нефть сырая	т.	-	-	1913968,0	356270,4
	Дизельное топливо (газойли).....	-	-	-	118650,2	26426,2
	Керосин.....	-	-	-	14373,1	3070,6
Нояб.	Бензин	-	-	-	26581,6	6294,5
	Мазут.....	-	-	-	8047,2	925,0
	Масла и смазки	-	184,5	156,2	2,5	3,7
	Нефть сырая	т.	-	-	223046,6	43493,7
	Дизтопливо (газойли).....	-	-	-	94606,8	21596,0
	Керосин.....	-	-	-	45237,4	10795,3
Дек.	Бензин	-	18,0	2,7	8743,0	2222,3
	Мазут.....	-	-	-	20557,0	2680,5
	Масла и смазки	-	754,0	542,6	202,2	109,4
	Нефть сырая	т.	-	-	1634266,7	342361,3
	Дизтопливо (газойли).....	-	-	-	94639,4	21425,5
	Керосин.....	-	-	-	19728,5	4839,3

(Данные Госкомитета Азербайджанской Республики по статистике)

Примечания:1. Средний курс долл. США рассчитан на основании официальных данных Национального банка АР и составил в янв.-дек. 2003г. – 1 долл. США = 4 910,8 маната.

2. Стоимость экспортно-импортных операций по электроэнергии с Россией, Грузией и Турцией принята условно, т.к. эти операции ведутся на компенсационной основе.

В 2003г. нефтеперерабатывающие заводы Азербайджана реализовали 5,6 млн.т. нефтепродуктов, что на 2% больше, чем в 2002г. Из них 71% было продано на местном рынке, 29% — экспортировано. Увеличились поставки на внутренний рынок по всем видам нефтепродуктов, что связано с увеличением первичной переработки нефти на НПЗ. На внутренний рынок поставлено 4 млн 22,8 тыс.т. нефтепродуктов, что на 32,6% больше, чем в 2002г.

В 2003г. Управление по маркетингу и экономическим операциям (УМЭО) ГНКАР продолжило лидировать по объемам поставок нефтепродуктов на внутренний рынок. 54,7% всего реализованного нефтяного битума, 48,8% — дизтоплива, 33,5% — автобензина, 33,5% — авиационного и пр. керосина, 26,6% — бытового печного топлива пришлось на долю УМЭО. За ним следует Azpetrol, на долю которого пришлось 50,7% всего проданного автобензина и 37% — дизтоплива.

В 2003г. УМЭО отправлено на экспорт 3 272,213 тыс.т. нефти и нефтепродуктов. Из них доля нефтепродуктов составила 789,836 тыс.т.: дизтопливо — 400,269 тыс.т.; авиакеросин — 122,496 тыс.т.; автобензин — 252,522 тыс.т.; бутан — 10,068 тыс.т.; печное топливо — 4,481 тыс.т.

В 2003г. другим экспортером нефтепродуктов — НПЗ «Азербнефтьгаз» — было экспортировано в общей сложности 849,541 тыс.т. различного вида нефтепродуктов на 172 млн.долл.: мазут — 113352 тыс.т.; битум — 15348 тыс.т.; моторное топливо ДТ — 1466 тыс.т.; первичный бензин — 11395 тыс.т.; авиакеросин ТС-1 — 0111 тыс.т.; дизтопливо — 700803 тыс.т.; смазочные масла — 7066 тыс.т.

В 2003г. АМОК экспортировала по трубопроводу Баку-Супса 6,22 млн.т. нефти. В I кв. компания транспортировала по трубопроводу 1,436 млн.т. нефти, во II кв. — 1,632 млн.т., в III кв. — 1,594 млн.т., в IV кв. — 1,558 млн.т.

В 2003г. Международная группа компаний «Итера» поставила в Азербайджан 4,068 млрд. куб.м. газа. Азербайджан закупает газ у «Итера» с конца 2000г. В 2001г. поставки составили 3,5 млрд. куб.м. по цене 48 долл. за 1000 куб.м., в 2002 и 2003гг. — по 4 млрд. куб.м. по 52 долл. за 1000 куб.м. В 2004г. Азербайджан импортирует 6 млрд. куб.м. газа, из которых по 3 млрд. куб.м. будет получено от «Итеры» по 52 долл. за 1000 куб.м. и российско-казахстанского СП «КазРосГаз» по той же цене.

Производство основных видов химпродуктов в 2003г.

	Тыс.т.	К 2002г., %
Каустическая сода (жидкая)	21,6	105,9
Пропилен.....	26,7	116,7
Этилен	50,5	108,9
Полиэтилен	46,9	115,8
Изопропиловый спирт.....	38,4	105,8
Азот, тыс. куб.м.....	9,6	69,5
Хлорная кислота	7,9	145,2

Источники: Госкомстат
Государственный нефтяной фонд. В 2003г. доходы ГНФАР составили 1 819,9 млрд. манатов, расходы — 1 180,1 млрд. манатов.

320,7 млрд. манатов доходов, поступивших от бонусных платежей, составляют хранящиеся в Национальном банке Азербайджанской Республики средства, выплаченные в рамках финансирования проекта строительства экспортного трубопровода Баку-Тбилиси-Джейхан (BTC), 49,1 млрд. манатов — бонусные платежи американской компании

ExxonMobil (в связи с началом буровых работ на месторождениях «Зафар-Машал»), 239,1 млрд. манатов — российской компании «Лукойл» (за увеличение контрактной территории по Блоку Д-222). В 2003г. от управления средствами нефтяного фонда был получен доход в 183,2 млрд. манатов.

В рамках основных направлений использования средств на основании бюджета ГНФАР на 2003г. в соответствии с указами президента Азербайджана от 22 авг. 2001г. и 3 мая 2002г., а также в целях финансирования мер по расселению и улучшению социально-бытового положения семей беженцев и вынужденных переселенцев, из фонда было выплачено 99,8 млрд. манатов, 576 млрд. манатов направлено на финансирование проекта экспортного трубопровода BTC, 500 млрд. манатов трансфертированы в госбюджет. В 2003г. расходы, связанные с управлением ГНФАР, составили 4,3 млрд. манатов. Объем же средств, перечисленных в госбюджет в качестве налога с прибыли, был равен 12 млрд. манатов.

В 2003г. доходность по управлению средствами фонда составила: по отчетной валюте (азербайджанский манат) — 5,08%, по базовой валюте (долл. США) — 4,45%. Средства нефтяного фонда, которые на 1 янв. 2003г. равнялись 3 трлн. 387,3 млрд. манатов (692 млн.долл.), на 1 янв. 2004г. составили 4 трлн. 15 млрд. манатов (815 млн.долл.).

В 2003г. по магистральным нефтепроводам транспортировано нефти и нефтепродуктов на 16,4% больше в сравнении с 2002г., и в результате этот показатель был равен 11,3 млн.т. Транспортировка газа по магистральным газопроводам в абсолютном выражении составила 8,3 млрд. куб.м., увеличившись на 2,1% по сравнению с пред.г.

Обзор прессы КОНТРАКТ ВЕКА

Слово «Азербайджан» в переводе означает «страна огней» и его не случайно считают колыбелью нефтяной цивилизации и технологии. Не вдаваясь в исторические подробности, напомним, что промышленное освоение нефтяных ресурсов Апшеронского полуострова началось в 1871г., когда здесь установили первую буровую. На долю Азербайджана приходилось до 75% производства нефти и нефтепродуктов в СССР. Однако в связи с освоением нефтяных ресурсов Сибири, Северного Кавказа, Поволжья удельный вес азербайджанской нефти в народном хозяйстве Советского Союза в 70гг. упал, хотя заинтересованность в ней не сокращалась за счет ее высокого качества — она шла на изготовление ракетного и авиационного топлива, специальных масел и присадок. После распада Советского Союза произошло стремительное падение добычи нефти как на суше — из-за естественного истощения, так и на море — из-за неэффективных методов разработки, а также вследствие отсталой технологии и отсутствия нужных средств на обновление производственных мощностей.

В конце «перестройки», когда ранее секретные данные о запасах нефти в Советском Союзе стали открытыми, выяснилось, что уже изученные геологами морские месторождения на Каспийском море способны превратить этот регион в XXI веке в один из важнейших поставщиков энергоресурсов на мировой рынок. Имеющиеся здесь запасы оцениваются по-разному и зависят от степени за-

ангажированности тех или иных экспертов. Как правило, прогнозные оценки извлекаемых ресурсов нефти Каспийского моря колеблются в диапазоне от 25 до 200 млрд.бар. (3-27 млрд.т.). Некоторые специалисты полагают, что после реализации основных проектов с участием иностранных компаний Азербайджан сможет выйти на добычу 30 млн.т. нефти в год. В дальнейшем (через 10-15 лет) она может достичь 40-50 млн.т. нефти в год, что поставит Азербайджан в один ряд со вторым эшелонном таких нефтедобывающих стран, как Катар, Ливия, Объединенные Арабские Эмираты, Алжир. Создание имиджа «каспийского Эльдorado» во многом связано с именем американского сенатора Сэма Броукбека, заявившего, что запасы каспийской нефти составляют 40 млрд.т., а это соответствует в денежном эквиваленте 4 трлн.долл. Оценки российских экспертов значительно скромнее – около 10 млрд.т. Из них на долю Азербайджана и Казахстана приходится 3/5 этого количества.

Азербайджанская сторона предпочитает говорить о том, что в Каспийском бассейне «очень много нефти», сознательно подогревая «золотую лихорадку». В этом ее поддерживают как прикаспийские государства, так и внерегиональные государства (США, в первую очередь), ведущие нефтяные компании мира, известные бизнесмены и политики, лоббирующие каспийские проекты. Политическая элита, участвующая в столь масштабной «финансовой игре», стремится внушить не только мировому сообществу, но и собственному населению иллюзию о «неизбежной кувейтизации» и сказочном процветании страны.

Переговоры с такими крупными международными компаниями, как «Бритиш петролеум», «Статойл», «Амоко» и «Юнокал» начались в конце 1990г. 18 янв. 1991г. прошел первый тендер на создание совместного с производственным объединением «Каспморнефтегаз» предприятия по изучению и разработке офшорного месторождения «Азери». Победу одержала американская компания «Амоко», один из лидеров нефтяного бизнеса. Хотя в последующем к участию в проекте привлекли альянс «Бритиш петролеум/Статойл», компании «Юнокал», «МакДермот» и «Рэмко», «Амоко» сохраняла лидирующую позицию, обладая 45% общего «пакета» западных компаний. Советская сторона предполагала оставить за собой 85% участия, а упомянутой группе иностранных компаний передать 15. Однако распад СССР и изменения во властных структурах независимого Азербайджана смешали все карты. Народный фронт, пришедший к власти весной 1992г., попытался взяться за претворение в жизнь экономических реформ, выдвинув на передний план заключение нефтяного контракта.

Гособъединение «Азнефть» продолжало переговоры с западными компаниями по вопросам исследований и разработок недр «азербайджанского сектора» Каспийского моря. В июне 1992г. появились первые сообщения о совместно добытой нефти на уже эксплуатируемых месторождениях суши. 7 сент. 1992г. азербайджанская сторона заключила контракт с британско-норвежским альянсом «БП/Статойл», которому передала исключительные права на исследование месторождения «Достлуг» и разработку «Шах-Дениз». Доли в совместном предприятии распределялись 50 на 50.

«БП/Статойл» согласился выплатить бонус (аванс) в 30 млн.долл. за последующие эксклюзивные права на разработку указанных месторождений.

В марте 1993г. последовало подписание второго прелиминарного договора между «БП/Статойл» и Государственной нефтяной компанией Азербайджана (ГНКА) о совместной работе на месторождениях «Чираг» и «Шах-Дениз». К этому времени «Бритиш петролеум» уже имела 19% в проекте разработки «Азери». В начале окт. 1993г. подписывается третье по счету соглашение аналогичного типа, но на этот раз с американской компанией «Пеннзойл». В соответствии с контрактом ей предоставлялось право на участие в разработке месторождения «Гюнешли», где азербайджанские нефтяники уже вели добычу нефти с 1980г. Зарубежным инвесторам предлагались на практически одинаковых контрактных условиях четыре офшорных месторождения – «Азери», «Шах-Дениз», «Чираг» и «Гюнешли».

Для удобства работы с иностранными компаниями (использование единой базы снабжения, системы морских трубопроводов и терминалов) ГНКА объединила все три проекта в один («юни-тизировала») – с единым управлением. Таким образом, на перспективу создавался единый консорциум, в который к маю 1993г. входили: «БП/Статойл», «Пеннзойл/Рэмко», «Амоко», «Юнокал», «ТПАО», «МакДермотт». За ГНКА оставалась доля в 70%, остальные 30% распределялись среди участников консорциума. По сути дела, «за бортом» остались соседние Россия и Иран, а компании внерегиональных государств получили доступ к морским месторождениям Каспия.

Очередные неудачи на карабахском фронте, внутривластный кризис, политическая нестабильность, отсутствие стабильности и неустойчивый период «двоевластия», затянувшийся до весны 1994г., когда Г.Алиеву приходилось считаться с мятежным Суретом Гусейновым, привели к тому, что переговорный процесс застопорился.

Несмотря на попытки иностранных компаний ускорить заключение контракта, новый президент держал паузу. Решая внутривластные задачи, выверяя финансовые составляющие планируемой договоренности, он стремился определить круг государств, способных стать потенциальными гарантами соглашения на случай противодействия со стороны России (этот фактор особо учитывался Г.Алиевым, поскольку Каспийское море на протяжении столетий являлось российско-иранским «внутренним водоемом»).

В нояб. 1993г. состоялось подписание двух российско-азербайджанских соглашений. Первое (между ГНКА и министерством топлива и энергетики) касалось участия России в освоении нефтегазовых ресурсов Каспия, сотрудничества в области трубопроводного транспорта и нефтегазового машиностроения. Второе – протокол о намерениях между ГНКА и российской компанией «Лукойл» – об участии последней в освоении «Азери» и «Чираг» совместно с международным консорциумом. Российская компания получила 10% азербайджанской доли. «Лукойл» предоставили право участия в разработке «Гюнешли» (впоследствии азербайджанская сторона дезавуировала эту договоренность), а также в модернизации сухопутного месторождения «Сиазань», которое эксплуатируется уже более 30 лет. В Баку попыта-

лись выбрать сбалансированную линию, учитывая интересы России, западных компаний и, естественно, свои собственные.

Судьба предстоящего контракта о разработке морских месторождений решилась в ходе переговоров в Лондоне 22-25 фев. 1994г., где азербайджанскому президенту твердо пообещали поддержку. Состоялся и выбор оператора (головной компании) проекта. Им стала одна из ведущих мировых фирм — «Бритиш Петролеум», получившая 31% из общей доли западных участников международного консорциума, созданного для освоения «Азери» и «Чираг». Кроме того, англо-норвежскому альянсу «Бритиш Петролеум/Статойл» предоставлялось исключительное право на проведение переговоров с азербайджанской стороной по подготовке соглашения об оценке, разведке и разработке участка «Шах-Дениз». В ходе дальнейших переговоров в список объектов, подлежащих совместной эксплуатации, помимо «Азери» и «Чираг», включили также глубоководную часть (глубина — 200 м.) участка «Гюнешли».

В начале сент. 1994г. стороны согласовали все детали контракта, и 15 сент. президент подписал указ «Об итогах переговоров с консорциумом иностранных нефтяных компаний по совместной разработке нефтяных месторождений в азербайджанском секторе Каспия». В нем отмечалось, что возобновившиеся в соответствии с распоряжением президента от 4 фев. 1994г. «Об ускорении разработки морских месторождений нефти и газа в Азербайджане» переговоры завершились. В преамбуле указа излагалась история переговоров. Отмечалось, в частности, что в них участвовали государственная нефтяная компания Азербайджанской Республики и консорциум иностранных фирм в составе — «Амоко Каспиан Си петролеум», «Би-Пи Эксплорейшн (Каспиан Си)», «Ден Норске Статс Ольеселскап», акционерное общество «Лукойл», «МакДермотт Азербайджан», «Пеннзойл Каспиан», «Рэмко Хазар ээнержи», «Турк петроллери», «Юнокал Хазар». Указанные компании более трех лет обсуждали взаимоприемлемые параметры совместной разработки в азербайджанском секторе Каспия месторождений «Чираг», «Азери», а также глубоководной части «Гюнешли», нефтяные запасы которых оцениваются в 500 млн.т.

Прибыль государства будет поступать из трех источников: доходы, вытекающие из права собственности на природные ресурсы; доходы, связанные с вложением инвестиций в разработку месторождений; налоговые отчисления консорциума в бюджет Азербайджана, равные одной четвертой суммы прибыли. Все это обеспечит стране 80% прибыльной нефти. Кроме того, выходящий вместе с нефтью пластовый газ, запасы которого оцениваются в 55 млрд.куб.м., будет составлять собственность Азербайджана. На площади, охватываемой договором, находится также свободный газ, в объеме 90 млрд.куб.м. Эксплуатация этих газовых месторождений сохраняется в исключительной компетенции Азербайджана, что еще более увеличивает экономическую рентабельность договора.

Азербайджанская сторона особо выделяла то, что срок, предусмотренный для совместной разработки нефтяных месторождений (30 лет), позволит ей обеспечить качественное обновление всей

экономики, и, прежде всего, научной и производственно-технической базы нефтяной промышленности, придаст новый стимул нефтяному машиностроению, нефтехимической промышленности, способствуя укреплению кадрового потенциала, созданию новых рабочих мест. Высказывалась уверенность и в том, что промышленность овладеет зарубежным передовым опытом в области эксплуатации глубоководных месторождений, что позволит в будущем разрабатывать их самостоятельно. Полученная прибыль обеспечит переход на новые техно-логии во многих отраслях экономики Азербайджана, в т.ч. даст возможность обновить инфраструктуру. В качестве одного из важнейших доводов в пользу подписания договора приводилось его значение как фактора укрепления инвестиционного доверия, создающего предпосылки для привлечения новых иностранных инвестиций.

20 сент. 1994г. в бакинском доме приемов «Полистан» состоялось подписание контракта, получившего впоследствии в азербайджанской печати название «контракт века».

Как и предвидела азербайджанская сторона, МИД России весьма жестко отреагировал на заключение «Гюлистанского соглашения». В окт. 1994г. правительство России приступило к реализации «ответных» мер по ограничению проникновения иностранных компаний в нефтедобычу на Каспия. Речь шла, в частности, о запрещении азербайджанским судам пользоваться внутренними водными путями России, а также о праве собственности на нефтяное оборудование, имеющееся на Каспийском море.

В дек. 1994г. осложнились отношения и с Ираном. В момент подписания «контракта века» в Баку утверждали, что будут способствовать подключению своего южного соседа к разработке морских месторождений. Азербайджан, остро нуждаясь в финансовой помощи, намеревался предложить иранцам права на 5% собственной доли участия в консорциуме. Тегерану первоначально предлагалось сотрудничество в совместных предприятиях по созданию специального оборудования и плавучих платформ, в чем иранцы испытывали потребность для разработки своего сектора Каспийского моря. Лишь в последний момент иранской делегации, приглашенной в Баку для подписания соответствующих документов, объявили о том, что ее участие в консорциуме отменяется. Причины отказа официально не разъяснялись, но никто не скрывал, что за этим стоит американская администрация.

2 дек. Милли меджлис ратифицировал подписанный с консорциумом договор, получивший статус закона. Значение «контракта века» для Азербайджана трудно переоценить. Практически все аргументы, приводившиеся в упомянутом указе президента от 15 сент. 1994г., «сработали», и поставленные цели в значительной степени реализованы.

В рамках «контракта века» построены или модернизированы важнейшие объекты для добычи «ранней» нефти. Речь идет о таких объектах, как платформа «Чираг-1» (суточная добыча 115 тыс.бар. нефти и 1,7 млн.куб.м. газа), подводный нефтепровод от платформы до побережья (178 км.), газопровод до Нефтяных Камней (48 км.), Сангачальский терминал для хранения нефти (общий объем — 100 тыс.куб.м.). Для экспорта нефти сооружены северный нефтепровод длиной 231 км.

от Сангачальского терминала до границы с Россией — для транспортировки нефти в порт Новороссийск и западный нефтепровод длиной 830 км. — до порта Супса.

12 нояб. 1997г. добыта первая партия «ранней» нефти. Нарращивание объема добычи на месторождении «Азери-Чираг-Гюнешли» до 115 тыс.бар. в день (15 тыс.т.) позволило Азербайджану в сент. — нояб. 1999г. получить 1,4 млн.т. нефти общей стоимостью 215 млн.долл., а также впервые дало возможность иностранным компаниям выделить в дек. 1999г. на долю Баку 135 тыс.т. «прибыльной» нефти.

18 сент. 2002г. принято решение о начале работ по «Фазе-2» — полномасштабной разработке блока «Азери-Чираг-Гюнешли», который предусматривает разработку восточной и западной части месторождения «Азери». Добыча первой нефти намечена на II кв. 2006г., что увеличит объем добычи на 20 млн.т. в год (420 тыс.бар. в сутки). На сегодня это самый дорогостоящий нефтяной проект, реализуемый в Азербайджане (5,2 млрд.долл.). Предполагается, что дальнейшее развитие проекта «Азери-Чираг-Гюнешли» и организация добычи нефти на других месторождениях увеличат ежегодную прибыль от ее продажи до 500 млн.долл. В 2001г. Азербайджан получил от иностранных компаний бонусы на 116 млн.долл., а также 13 млн.долл. за аренду соответствующих договорных площадей в Каспийском море.

Добываемая консорциумом каспийская нефть стала не только источником доходов государства, но и политическим фактором, определяющим ситуацию в регионе. Формируя свою внешнеполитическую стратегию, азербайджанское руководство уделяет большое внимание нефтяной дипломатии, а также разработке средств и методов реализации с ее помощью стоящих перед страной задач. Каспийская нефть привлекает зарубежных нефтяных гигантов, которые инвестируют капиталы в экономику независимого государства. К началу 2003г. более 30 крупных нефтяных ТИК (из 15 стран) подписали с Азербайджанской Республикой 20 крупнейших контрактов по модели СРП (соглашение о разделе продукции).

Сегодня в Азербайджане работают или ведут переговоры по предстоящим контрактам компании США — «Пеннзойл», «Юнокал», «Эксон», «Шеврон», «Мобил», «Амерада-Хесс», «Фронтера», «Монкрифойл»; Великобритании — «Бритиш Петролеум-Амоко», «Рэмко», «Монумент»; России — «Лукойл»; Японии — «Иточу», «Мицуи», «Джапекс», «Инпекс», «Тейкоку», «Джапан Нейшнл Ойл»; Франции — «Эльф Акитен», «Тоталь»; Канады — «Комонуэлс», «Альберта энерджи»; Саудовской Аравии — «Дельта»; Норвегии — «Статойл»; Турции — «Петроллары ортаклары»; Ирана — «Ойл индастриз»; Германии — «Винтерсхалл»; Испании — «Репсол».

Кроме этих нефтедобывающих компаний, в стране действуют 130 британских, 110 американских, десятки турецких, французских, германских, шведских, бельгийских, японских, итальянских, португальских, новозеландских, иранских и китайских сервисных нефтяных компаний.

За 9 лет после подписания «контракта века» Азербайджан заключил еще 20 нефтяных соглашений. 16 из них, включая «контракт века», — о разведке, разработке и долевом разделе нефти, добы-

той с морских месторождений, а 5 других — о разведке месторождений на суше или восстановлении имеющихся разработок. Прямые инвестиции по реализуемым 11 контрактам (за исключением соглашения по «Азери — Чираг — Гюнешли») за 2000–03гг. составили 900 млн.долл., хотя по этим соглашениям не добыто ни одной тонны нефти и не получено ни одного кубометра газа, а весь добываемый по контрактам объем нефти и газа приходится пока на долю месторождения «Азери-Чираг-Гюнешли».

Стратегически важным элементом энергетической дипломатии Азербайджана является ее выход на мировой рынок газа, запасы которого на шельфе Каспийского моря составляют от 3 до 5 трлн.куб.м. Разведочно-оценочное бурение подтвердило запасы крупнейшего на Каспии газоконденсатного месторождения «Шах-Дениз» — 800 млрд.куб.м. природного газа и 200 млн.т. газоконденсата. Создана концепция разработки месторождения, включающего строительство платформы на глубине моря 105 м. и бурение скважин, прокладки морских газо- и конденсатопровода длиной 100 км. каждый, а также берегового терминала для хранения и обработки газа. Добыча газа с «Шах-Дениз» будет осуществляться из скважин глубиной 6500 м. За все время эксплуатации этой платформы планируется добыть 330 млрд.куб.м. газа и 90 млн.т. конденсата, в т.ч. на первом этапе разработки добыча газа составит 8,1 млрд.куб.м.

Несмотря на значительное количество подписанных Азербайджаном нефтяных контрактов (более 25), их беспристрастный анализ вызывает ряд вопросов. В первую очередь — есть ли хоть какая-то ясность относительно реальных углеводородных запасов в азербайджанском секторе Каспийского моря? Почему Советский Союз, уделявший огромное внимание развитию топливно-энергетического комплекса, не стал осваивать гигантские залежи Каспия, а двинулся за тяжелой сибирской нефтью? Недоумение вызывает и тот факт, что высокая себестоимость каспийской нефти не отпугивает инвесторов, а детально расписанные контракты заключаются до проведения контрольных геологоразведочных работ и определения гарантированных объемов нефти.

Ответом на вопросы относительно нефтяной политики Советского Союза является отсутствие в стране в тот период высокотехнологичного оборудования, способного добывать нефть с больших глубин и одновременно обеспечить сохранность уникальной экологии Каспийского моря. Углеводородные ресурсы Каспия приберегали в качестве общесоюзного стратегического запаса «на потом». Что касается политики международных нефтяных компаний, то они стремятся, в первую очередь, резервировать за собой месторождения на перспективу, используя их как определенный страховой фонд. Не надо забывать и того, что основные нефтяные гиганты по существу вернулись в тот регион, где они являлись полновластными хозяевами до октябрьской революции 1917г.

Современные американские ТНК располагают значительными средствами, технологическим и управленческим потенциалом. Они способны вести эффективную разработку месторождений нефти и газа с наименьшими финансовыми затратами и минимальным экологическим ущербом. Они обладают большим опытом «нефтяной ди-

пломатии». Для международной стратегии американских компаний характерен напористый, а иногда даже агрессивный подход в стремлении получить юридически закрепленный доступ к наиболее перспективным месторождениям. Обычно, если американская компания «застолбила» права на месторождения углеводородов, она действует предельно жестко, исходя, прежде всего, из корпоративных интересов, которые, как правило, совпадают с национальными интересами США и получают соответствующую внешнеполитическую и дипломатическую поддержку со стороны госдепартамента. Сильными чертами «дипломатии» американских компаний является тщательная юридическая проработка документов с учетом всех местных особенностей и стандартов международного публичного и частного права.

Так же напористо ведут себя и западноевропейские компании, которым, правда, присущи большая гибкость, маневренность и терпение. В отличие от американских они исторически не имели ресурсно-сырьевого обеспечения в собственных странах, поэтому развертывание их основной деятельности происходило на периферии, что требовало особо тщательного подхода к «дипломатической» работе самих компаний и внешнеполитической поддержки со стороны государства. Они легче идут на долевое партнерство с национальными компаниями даже в таких «опальных» странах, как Иран и Ирак. В Азербайджане «Бритиш петролеум» и норвежская «Статойл» пользуются большим авторитетом в правительственных кругах.

МАРШРУТЫ ТРУБОПРОВОДОВ

Неотъемлемой составляющей «нефтяной стратегии» Азербайджана является создание принципиально новой системы транспортировки и транзита добываемых во всей прикаспийской зоне углеводородов.

18 сент. 2002г. на Сангачальском нефтяном терминале близ Баку состоялась торжественная закладка фундамента Основного экспортного трубопровода Баку-Тбилиси-Джейхан (ОЭТ БТД). Общая длина нефтепровода – 1760 км. (1070 из них будут проложены по территории Турции, 442 – Азербайджана и 248 – Грузии). Его стоимость оценивается в 2,95 млрд.долл. – расходы на строительство составят 1,4 млрд.долл. (турецкий участок), по 600 млн.долл. – для азербайджанского и грузинского участков, еще 200 млн.долл. – расходы на общее управление проектом. Пропускная способность трубы – 50 млн.т. в год, для ее заполнения нефтью потребуется 10 млн.бар. Акционерами проекта являются: «Бритиш Петролеум» – 34,76%, ГНКАР – 25%, «Юнокал» – 8,90%, «Статойл» – 8,71%, ТПАО – 6,87%, ЭНИ – 5%, «Тоталь/Фина/Эльф» – 5,00%, «Иточу Ойл» – 3,40%, «Амерада Хесс» – 2,36% (без учета покупки японской «Инпекс» 2,5%). Период строительства займет 30 мес., его начало было запланировано на I кв. 2003г., а завершение – на конец 2004г.

В церемонии закладки приняли участие президенты Азербайджана, Грузии, Турции, а также министр энергетики США С.Абрахам. Таким образом завершилась эпоха слухов и предположений о реальности создания новой трубопроводной системы, идущей в обход Российской Федерации.

Идея выбора маршрута Баку-Джейхан родилась еще в конце 1991г. после того, как компания

«Дж.П.Келли» представила подготовленное по заказу нефтяных корпораций исследование о наиболее перспективных, по ее мнению, путях доставки каспийской нефти на мировые рынки. В качестве вариантов предлагались маршруты на Новороссийск, Потти, средиземноморский турецкий порт Джейхан (здесь заканчивается бездействующий с 1991г. нефтепровод из Ирака и имеются мощные нефтеналивные сооружения), иранское побережье Персидского залива. К середине нояб. 1992г. проект Баку-Джейхан обрел конкретные очертания, в первых меморандумах по работе на контрактной площади «Азери-Чираг-Гюнешли» он упоминался как возможный маршрут «основного экспортного трубопровода».

К концу фев. 1993г. стало ясно, что хотя этот вариант уступает другим маршрутам по экономическим параметрам, его политическое значение как «стабильного, гарантированного пути на внешние рынки» оправдывает будущие расходы. К тому же предполагалась минимизация затрат за счет прокладки трубопровода наиболее коротким путем – через территорию Ирана. При таком варианте протяженность нефтепровода составила бы чуть больше 1000 км. с технической пропускной способностью 240 млн.бар. нефти в год. Его стоимость оценивалась в 1,5 млрд.долл.

Турецкое правительство начало переговоры с Тегераном и вскоре достигло принципиальной договоренности о порядке проведения работ по маршруту Баку-Иран-Джейхан. Подписанию соответствующего документа в тот период помешали лишь недоработки отдельных технических деталей. Подобная конфигурация маршрута, пролегающего через Иран, устраивала все три стороны. Азербайджан решал бы таким образом проблему энергообеспечения Нахичевани (поскольку маршрут пролегал и через территорию НАР). Устанавливались бы непосредственные экономические связи между Южным и Северным Азербайджаном.

В мае 1993г. турецкие власти планировали организовать рекламную поездку большой группы парламентариев, бизнесменов и журналистов по предложенному маршруту. Однако в Восточной Анатолии начались волнения, организованная курдской террористической организацией ПКК, и пока турецкие власти наводили порядок в мятежной провинции, в Азербайджане произошел переворот. Эти события надолго отложили реализацию проекта, но необходимость выбора маршрута сохранялась.

По мере заключения новых нефтяных контрактов основная борьба разворачивалась между «северным» и «западным» направлениями.

«Северное» направление предусматривало использовать существующий нефтепровод из Баку в российский порт Новороссийск через Чечню. По оценкам экспертов, этот нефтепровод (в т.ч. и его чеченский участок) находился в удовлетворительном техническом состоянии. Главная задача состояла в том, чтобы обеспечить «реверс» нефти, то есть ее перекачку не в южном направлении, как нефтепровод использовался ранее, а в северном. Предполагалось, что его техническое переоснащение обойдется в 50-100 млн.долл. Согласно западным оценкам, для транспортировки всех 30-40 млн.т. азербайджанской нефти до Новороссийска пропускную способность существующих линий

(она составляла 17 млн.т. в год) пришлось бы увеличить примерно в два раза. Стоимость этих работ оценивалась в 500 млн.долл.

Второй, «западный», вариант предполагал несколько подвариантов, замыкающихся, как правило, на Турцию. Предусматривалась прокладка нефтепровода для транспортировки ранней нефти из Баку в Турцию или в черноморские порты Грузии с последующей транспортировкой танкерами в черноморские порты той же Турции или через проливы Босфор и Дарданеллы в Европу.

Главное различие маршрутов заключалось в том, что «северное» направление проходит по российской территории, а «западное» ее обходит, нанося тем самым серьезный удар не только экономическим, но и политическим интересам России как на Кавказе, так и в Центральной Азии.

Естественно, что Россия, Турция, Иран и Грузия стали соперничать за контроль над будущими экспортными маршрутами. Развернувшаяся между ними борьба четко высветила тесное переплетение геополитических и национальных, экономических и финансовых, энергетических и военно-стратегических интересов многих стран, в т.ч. расположенных далеко за пределами Каспийского региона. Соперничество с самого начала приобрело оттенок геополитического противоборства, поскольку контроль над «трубой» обеспечивал господство над значительными ресурсами, давал возможность влиять на политику как нефтедобывающих, так и транзитных государств региона.

В авг. 1993г. Турция предприняла попытку ввести ограничения на свободный проход танкеров через Босфор и Дарданеллы. Ссылаясь на экологические причины и огромный риск, который эти опасные перевозки якобы создают для Стамбула, турецкое правительство потребовало пересмотра Конвенции Монте-Карло 1936г., предусматривающей для торговых судов право на полную свободу транзитного прохода. В нарушение упомянутой конвенции в янв. 1994г. Турция приняла Регламент судоходства в зоне черноморских проливов, предусматривавший введение разрешительного порядка прохода через проливы и существенные ограничения, вплоть до полного запрещения такого прохода, для определенных категорий судов, в зависимости от их длины, осадки, перевозимого груза и т.п.

Россия резко реагировала на инициативу введения Регламента, но 13 марта 1994г. в проливах произошла очередная (444 за 40 лет) катастрофа — столкнулись кипрские танкер и грузовое судно. Воспользовавшись этим случаем, турки ввели в действие с 1 июля упомянутый национальный Регламент судоходства в проливах, затруднивший крупномасштабные перевозки нефти из Новороссийска.

В ответ на официальный протест России (в меморандуме МИД от 30 июня 1994г. отмечалось, что российские корабли и суда будут придерживаться только тех положений Регламента, которые не противоречат международно-правовым нормам и решениям международных организаций) министр иностранных дел Турции заявил 24 окт., что его страна воспрепятствует превращению черноморских проливов в нефтепровод для транспортировки каспийской нефти и ужесточит правила судоходства.

Не вдаваясь в дискуссию о правомерности выдвигаемых турецкой стороной требований, нельзя не признать, что проливы действительно перегружены — при пропускной способности в 70-80

млн.т. через них ежегодно проходит из черноморских портов бывшего СССР до 65 млн. нефти, не считая других грузов. Надвигающаяся перспектива почти трехкратного увеличения объема транспортируемой морем нефти не может не вызывать озабоченность, что является наиболее уязвимым местом «северных» вариантов транспортировки нефти, в т.ч. Баку-Новороссийск.

9 окт. 1995г. руководящий комитет каспийского консорциума АМОК принял решение транспортировать «раннюю» каспийскую нефть по двум маршрутам: «северному» (Баку-Грозный-Новороссийск) и «западному» (Баку-Супса). При этом западные нефтяные компании, обладавшие в то время в общей сложности 80 процентами долевого участия в «контракте века», склонялись к выбору грузинского маршрута, а правительство Азербайджана — «северного». Но ни та, ни другая сторона не возражали против использования обоих маршрутов.

16 фев. 1997г. правительство Азербайджана, ГНКАР, АМОК, а также российские компании «Транснефть» и «Лукойл» парафировали рабочие документы о подготовке к эксплуатации нефтепровода Баку-Грозный-Новороссийск (общая протяженность 1411 км.). По нему предполагалось перекачать за семь лет не менее 32 млн.т. азербайджанской нефти. Тариф за прокачку устанавливался в размере 15,67 долл. за метрическую тонну нефти. Какие-либо варианты строительства нефтепровода в обход Чечни условиями соглашения не предусматривались. Руководство государственной нефтяной компании Азербайджанской Республики (ГНКАР) официально заявило, что «возможные затруднения российской стороны при транспортировке азербайджанской нефти через территорию Чечни являются «проблемами самой России», и «Азербайджан не интересуется способы доставки нефти в Новороссийск».

Российская сторона активно занялась переоборудованием нефтепровода, на что ей потребовалось несколько месяцев. 25 окт. 1997г. первые партии новой азербайджанской нефти стали отправлять через Новороссийск.

Что касается принятия решения АМОК об использовании нефтепровода Баку-Супса (местечко между Поти и Батуми), проходящего через Грузию, то на первоначальном этапе рассмотрения проекта возникли определенные финансовые трудности. Турция пообещала выделить 275 млн.долл. на ремонт грузинского нефтепровода и строительство терминала в Батуми для приема танкеров, но условия предоставления турецкого кредита (Анкара требовала, чтобы контрольный пакет акций проекта принадлежал турецким фирмам и др.) не удовлетворили АМОК, что поставило под угрозу финансирование западного проекта. Техническое состояние трубопровода оказалось также неудовлетворительным и не позволяло быстро начать прокачку — первое же тестирование показало, что трубы не выдерживают минимального давления, и нефть фонтанирует одновременно из тысячи отверстий. На трассе нефтепровода (795 км.) предполагалось проложить около 150 км. трубопровода, заменив практически все оборудование на азербайджанской стороне, а также построить в Супсе новый нефтяной терминал. Для ремонта 2 тыс. поврежденных участков, строительства морских терминалов и дополнительной прокладки труб требовалось 250 млн.долл.

Вопреки довольно значительным расходам, западный маршрут считался примерно равнозначным по затратам северному из-за более низких тарифов.

Реализация проекта началась 8 марта 1996г., а первый танкер стал наполняться ранней каспийской нефтью у терминала порта Су-пса только через три года. Официальное открытие маршрута Баку-Супса произошло 17 апр. 1999г., в присутствии глав целого ряда государств, а также вице-президента США А.Гора. В результате транзита ранней каспийской нефти по грузинской территории Тбилиси начал получать ежегодную прибыль в 25-30 млн.долл.

Несмотря на определение двух маршрутов транспортировки каспийской нефти, соперничество за углеводородные богатства Азербайджана нарастало. Азербайджанская дипломатия пыталась использовать эту заинтересованность в решении главной политической задачи – возвращении оккупированных территорий, но безуспешно. В то же время другие задачи (предоставление гуманитарной помощи карабахским беженцам, более лояльное отношение Запада к вопросам «ущемления демократии», привлечение иностранных инвестиций) решались в целом успешно. В условиях наращивания усилий зарубежных компаний по установлению контроля над нефтяными ресурсами Каспия, их разработкой и транспортировкой и одновременного снижения уровня российской торговой-экономической и политической активности Баку удавалось лавировать между двумя группами государств. С одной стороны – странами Запада во главе с США, Турцией, Грузией и Украиной. С другой – Россией, Ираном, Арменией, Грецией, Болгарией и примыкавшей к ним Туркменией.

В рамках проводимой политики «равноудаленности» 5 сент. 1997г. президент Азербайджана создал рабочую группу по выбору маршрута Основного экспортного трубопровода и подготовке проекта его реализации. Деятельность этой группы проходила в условиях активного лоббирования Турцией маршрута на Джейхан.

Строительство магистрального трубопровода под каспийские энергоносители в совокупности с проблемой черноморских проливов стали для Анкары одним из ее приоритетов. Ориентировочная стоимость такого проекта, по тогдашним оценкам, оценивалась в 3-4 млрд.долл. по сравнению с 1,5-2 млрд.долл. на аналогичный проект до Новороссийска, но финансовая часть вопроса была не главной.

Дебаты о выборе основного маршрута для «большой» каспийской нефти шли на фоне нестабильности в Чечне, которая дала весомые аргументы для сторонников маршрута на Джейхан. Безуспешность попыток российской правящей элиты решить вопрос контроля над чеченским участком нефтепровода силовыми методами, ценою колоссальных потерь (людских, материальных, финансовых, моральных, политических) стала еще более очевидной после завершения военных действий и вывода российских войск с территории Чечни в 1996г., на фоне явного усиления влияния антироссийских сил в этой республике. Заключительным «аккордом» явился финансовый кризис авг. 1998г., потрясший экономику России.

Важным этапом в принятии окончательного решения по выбору маршрута нефтепровода стала проходившая в начале сент. 1998г. в Баку под эги-

дой Евросоюза международная конференция «по восстановлению исторического Шелкового Пути». Принимавшие в ней участие главы государств и правительств Азербайджана, Армении, Болгарии, Грузии, Казахстана, Киргизии, Молдавии, Румынии, Таджикистана, Турции, Узбекистана и Украины подписали 8 сент. «Основное многостороннее соглашение о международном транспорте по развитию коридора Европа-Кавказ-Азия». В принятии по окончании конференции Бакинской декларации ее участники высказались за более тесную интеграцию стран региона в международную торговлю и создание «новых экологически безопасных и экономически выгодных транспортных инфраструктур для транспортировки грузов, в т.ч. энергоносителей, на мировые рынки».

Итоги проведенной в Баку конференции представлялись азербайджанским руководством как несомненный успех избранной им стратегии, ориентирующейся на Западную Европу и США. Американский вектор в азербайджанской энергетической дипломатии вышел на первое место. Подтверждением тому стало подписание 29 окт. 1998г. президентами Азербайджана, Грузии, Казахстана, Турции и Узбекистана, а также министром энергетики США «Анкарской декларации», в которой президенты, принимая во внимание важность разработки углеводородных ресурсов стран каспийского региона для укрепления их независимости, безопасности и экономического развития, заявили о своем выборе в качестве основного экспортного нефтепровода маршрут Баку-Джейхан.

Последующие этапы, окончательно зафиксировавшие маршрут основного экспортного нефтепровода, носили, скорее, технический характер, но и они активно использовались азербайджанской дипломатией для решения поставленных руководством задач по укреплению международного авторитета Азербайджанской Республики. Главная внешнеполитическая цель заключалась в максимальном сближении со стратегическими партнерами – США и Турцией. Не случайно, что подписание последующих документов по нефтепроводу проходило в присутствии или при непосредственном участии официальных представителей Белого дома высокого уровня, включая президента У.Клинтон.

Азербайджанская дипломатия не только инициировала подписание в ходе Стамбульского саммита ОБСЕ 18 нояб. 1999г. трехстороннего межправительственного соглашения (Азербайджан, Грузия и Турция) о транспортировке нефти по трубопроводу Баку – Тбилиси – Джейхан, но и добилась подписания по этому же вопросу президентами Азербайджана, Казахстана, Грузии, Турции при участии президента США специального политического документа – Стамбульской декларации. Наконец, в здании государственного департамента США в Вашингтоне 28 апр. 2000г. состоялась церемония парафирования итогового документа относительно Основного экспортного нефтепровода Баку-Тбилиси-Джейхан.

Среди участников – госсекретарь М.Олбрайт, советник вице-президента А.Гора по вопросам национальной безопасности Л.Ферст, специальный советник президента У.Клинтон по каспийскому региону посол Д.Вульф, помощник государственного секретаря по СНГ С.Сестанович, сопредседатель Минской группы ОБСЕ от США Р.Кавано,

заместитель министра иностранных дел Турции Балкан, министр иностранных дел Азербайджана В. Гулиев, министр иностранных дел Грузии И. Менагаришвили, послы Азербайджана, Грузии, Турции, Туркменистана в Соединенных Штатах Америки, посол США в Турции, высокопоставленные представители администрации США.

Несмотря на официальные заявления руководства страны о том, что после сдачи в эксплуатацию будущего нефтепровода ежегодная прибыль Азербайджана составит от 700 млн. до 1 млрд. долл. (при экспортной цене за 1 барр. в 20-25 долл.), говорить о его реальной экономической эффективности пока сложно, поскольку значительная часть ожидаемой прибыли заложена в долг на многие годы. В соответствии с президентским указом от 30 июля 2002г. «О финансировании азербайджанской доли в проекте строительства Основного экспортного трубопровода (ОЭТ) Баку-Тбилиси-Джейхан», выплата 25% пая ГНКАР будет осуществляться по следующей схеме: 70% средств планируется привлечь за счет кредитов зарубежных финансовых институтов, остальные 30% — за счет государственных источников. До начала эксплуатации нефтепровода кредиты для оплаты доли ГНКАР готовы предоставить «Бритиш Петролеум», «Статойл» и «Юнокал», которые получат после начала эксплуатации из прибыльной нефти ГНКАР 2 млн. барр. сырой нефти.

С большими финансовыми трудностями сталкивается и другое направление энергетической дипломатии Азербайджана — выход на мировой рынок газа. Широко разрекламированный азербайджанской стороной проект освоения богатейшего газоконденсатного месторождения «Шах-Дениз» — достаточно дорогостоящее предприятие, которое на данном этапе оценивается в 2,5-3 млрд. долл. Не менее 1 млрд. долл. может потребоваться и на строительство экспортного газопровода Баку-Тбилиси-Эрзерум. Подписанное в 2001г. азербайджано-турецкое соглашение предусматривало, что поставки газа с «Шах-Дениз» начнутся в конце 2004г. с объемов в 2 млрд. куб. ежегодно, а в 2007-18гг. — достигнут 6,6 млрд. куб. м. Однако в первых числах янв. 2003г. началась эксплуатация 760-км. газопровода «Голубой поток» (370 км. по суше и 390 км. по дну Черного моря). Этим маршрутом российский газ пошел на турецкий рынок. 80% газа, потребляемого в Турции, поступает из России. Первый пробный пуск газа по «Голубому потоку» стал причиной возобновления споров по поводу того, нужен ли теперь Турции азербайджанский газ. Во всяком случае, пока сроки возможных закупок отодвинуты до 2006г.

СТАТУС КАСПИЯ

Правовое урегулирование ситуации на Каспийском море является одним из центральных направлений внешней политики Азербайджана. Отсутствие правового статуса этого уникального внутреннего моря, ставшего после распада Советского Союза объектом активной хозяйственной деятельности пяти прикаспийских государств, продолжает беспокоить инвесторов, рискующих своими многомиллионными вложениями в месторождения Каспийского шельфа. Это создает благоприятную почву для различного рода нарушений в экологической сфере, способствует браконьерству и неконтролируемому вылову осетровых и других по-

род рыб. Наличие спорных вопросов на Каспии ведет к усилению здесь не только политического, но и военного противостояния.

После развала Советского Союза Азербайджанская Республика стала инициатором привлечения к хозяйственной деятельности на Каспии внерегиональных государств. Это объяснялось не только острой необходимостью использовать нефтяные ресурсы для восстановления народного хозяйства, но и объективными причинами — привлекающий к Апшеронскому полуострову шельф являлся наиболее изученным. Природа распорядилась так, что основные запасы углеводородов, разведанные в 1970-80гг., сосредоточены, главным образом, у берегов Азербайджана, Казахстана и Туркменистана. С конца 40гг. в Каспийском море выявлено в 360 перспективных структур, из которых 145 расположены в «азербайджанском» секторе Каспия. В начале 90гг. открыто еще 36 месторождений нефти и газа. Из них 29 — в азербайджанском, 5 — в туркменском, 1 — в российском и 1 — в казахстанском секторах. Главная трудность добычи нефти с открытых в советское время морских месторождений заключалась в отсутствии соответствующего оборудования.

Обеспокоенный возникшим на прикаспийском пространстве беспределом/Тегеран выступил с резким осуждением действий бывших советских республик, ускоренными темпами «нарезавших национальные сектора», обвинив их в нарушении правового статуса Каспия, установленного советско-иранскими договорами. Речь шла о двух базовых договорах — российско-персидском от 26 фев. 1921г. и советско-иранском о торговле и мореплавании от 7 апр. 1940г. Хотя эти документы регулируют только вопросы мореплавания и рыболовства, а иная хозяйственная деятельность в них не упоминается, они, тем не менее, устанавливают четкий правовой режим Каспийского моря. Предусматриваются общее владение морем и его совместное использование, свобода судоходства для прибрежных государств (суда под флагами третьих стран плавать на Каспии не могут) и свобода рыболовства за исключением 10-мильной прибрежной зоны, которая резервировалась за рыболовными судами соответствующего прибрежного государства.

По мнению Тегерана, не имея возможности самостоятельно осваивать морские месторождения, любое прикаспийское государство обязано сначала пригласить на равнодолевой основе (по 20%) к участию в этом процессе остальные прибрежные государства и только после их отказа принимать в долю компании третьих стран.

Азербайджан принял участие в созванной 24-25 сент. 1992г. в Алма-Ате конференции делегаций экспертов Казахстана и России для разработки текста специального соглашения по сохранению рыбных ресурсов Каспийского моря. Участники конференции парафировали проект Соглашения о сохранении и использовании биоресурсов Каспийского моря. Азербайджанцы поддержали предложение правительства России сохранять сложившиеся связи между рыбохозяйственными, научными организациями и органами рыбоохраны, а также действовавшие меры регулирования рыболовства с тем, чтобы обеспечить нормальное продолжение рыбохозяйственной деятельности, сохранение и рациональное использование биоресурсов. Стороны приняли решение провести 21-23

дек. 1992г. в Астрахани специальное совещание полномочных представителей рыбохозяйственных организаций.

На Тегеранской специальной конференции пяти прикаспийских государств (сент.-окт. 1992г.) обсуждался иранский проект договора об Организации сотрудничества прикаспийских государств (ОСПГ). Согласно проекту конвенции по ОСПГ, ее цель определялась как «сближение экономических и политических интересов стран-участниц при эксплуатации ресурсов моря». На первых этапах предполагалось накопить максимальный объем информации о Каспии, его ресурсах, а также выявить возможности развития стран региона на основе сотрудничества и стабильности. По замыслу авторов проекта ОСПГ, координация деятельности, связанной с морем, будет способствовать социальному и экономическому развитию прикаспийских государств. По итогам конференции было принято совместное коммюнике, в котором стороны договорились об определении сфер совместных действий, включая защиту природных ресурсов моря, а также определение морских путей с учетом интересов всех сторон, выполнение экологических требований, в частности, контроль над процессом повышения уровня Каспия. Кроме того, все прикаспийские государства выразили согласие на образование шести специализированных комитетов, в частности по правовому статусу, охране окружающей среды, разработке, использованию и охране биологических ресурсов, судоходству, научным исследованиям и изучению причин и контролю колебаний уровня моря.

Однако лишь комитет по биоресурсам оказался жизнеспособным. Вскоре он направил в прикаспийские страны проект конвенции об охране биоресурсов. В сопроводительном письме указывалось, что актуальность проблемы вызывает необходимость обсудить и решить ее на договорно-правовой основе. Такая конференция состоялась 23-26 авг. 1993г. в иранском городе Решт. Впервые в ее работе приняли участие ученые-эксперты (экологи, биологи, ихтиологи, юристы и др.). На обсуждение и согласование был представлен российский проект конвенции. Рештская конференция выявила серьезные разногласия как по вопросам статуса Каспия (море или озеро), так и в отношении принципа «распределяемости» ресурсов Каспия (Азербайджан настаивал на «разделяемости»).

Следующая встреча состоялась 14 окт. 1993г. в Астрахани, где стороны безуспешно пытались найти компромисс по принципам разделения акватории на экономические зоны и по разработке минеральных ресурсов. 1993г. завершился конференцией в Ашхабаде (8-10 дек.), на которой вновь стоял вопрос о необходимости учредить международную организацию по Каспию. Стороны опять не пришли к соглашению и разошлись.

Готовясь к подписанию контракта о добыче нефти на шельфе Каспия с консорциумом иностранных компаний, азербайджанское руководство продолжало настаивать на правомерности секторального деления моря. В обоснование своей позиции президент Г.Алиев приводил, среди прочих, следующие доводы.

Во-первых, секретным приказом НКВД от 9 янв. 1935г. часть Каспия к северу от линии Астара (Аз.ССР)-Гасан-Кули (Туркменская ССР) определялась как «советская». Линия фигурировала на

советских картах как советско-иранская граница, хотя не имела договорного подкрепления официально ни СССР, ни Ираном не признавалась.

Во-вторых, в 1970г. министерство нефтяной промышленности СССР разделило «советскую часть» моря на сектора, закрепив их за республиканскими ведомствами РСФСР, Казахской, Азербайджанской и Туркменской ССР. Это было чисто ведомственное решение, не имевшее в тот период международно-правовых последствий, но такая практика существовала вплоть до распада СССР.

В-третьих, в совместном решении от 18 янв. 1991г. правительства Азербайджанской Советской Социалистической Республики и миннефтегазпрома СССР признается существование «азербайджанского сектора Каспийского моря», принадлежность находящихся в нем месторождений Азербайджана и право Аз.ССР самостоятельно выбирать зарубежных партнеров для их освоения. Разумеется, можно возразить, что договоренность тогда касалась только вопросов недропользования и речь не шла о полнопрофильных секторах, поскольку на союзном уровне в качестве партнера выступало ведомство, а Азербайджан в тот период входил в состав СССР. Безусловно, толковать данную договоренность как межгосударственную нельзя: она имела юридическую силу до распада СССР.

В-четвертых, 20 нояб. 1993г. совет министров РФ и кабинет министров Азербайджана подписали соглашение «О сотрудничестве в области разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений на территории Азербайджанской Республики», в котором, в частности, договорились, «для ускорения ввода в разработку углеводородных ресурсов месторождений «Азери» и «Чираг», расположенных в азербайджанском секторе Каспийского моря, эффективного использования производственных, финансовых и иных ресурсов предприятий и организаций Азербайджанской Республики и Российской Федерации, включить российское Акционерное общество «Нефтяная компания «Лукойл» в состав консорциума по разработке месторождений «Азери» и «Чираг» с долевым участием 10%». Иными словами, российская сторона на уровне правительства признала наличие «азербайджанского сектора».

На российскую аргументацию о неприемлемости разгораживания Каспия государственными границами, имея в виду интересы обеспечения свободы судоходства, согласованных норм рыболовства и защиты окружающей среды, а также предотвращение неизбежной эскалации конфликтов в силу возникающих территориальных претензий, азербайджанцы обычно отвечали формулой: «чтобы объединиться, нам надо размежеваться». С их точки зрения, сначала необходимо «суверенизировать» море и лишь после этого запускать процесс выработки и ратификации многосторонних соглашений по отдельным видам деятельности на Каспии. Позиция Азербайджана относительно урегулирования комплекса: вопросов по защите биоресурсов, экологии, судоходству и недропользованию сводилась к тому, что соглашения на этот счет могут быть заключены только после того, как будет принята Конвенция о правовом статусе Каспийского моря.

После подписания с британским правительством 23 фев. 1994г. меморандума о сотрудничестве в области разведки и добычи нефти и газа (в т.ч. и в

районе так называемого азербайджанского сектора Каспийского моря) азербайджанская сторона стала вести себя еще более напористо, не реагируя на возражения других прикаспийских государств.

27 апр. 1994г. МИД России направил Великобритании официальную ноту, в которой подчеркнул, что «на Каспии не существует секторального разграничения дна моря. Каспийское море по своей природе является замкнутым водоемом с единой экологической системой и представляет собой объект совместного использования, в пределах которого все вопросы деятельности, включая ресурсное освоение, должны решаться с участием всех прикаспийских стран. С учетом изложенного, любые шаги какого-либо прикаспийского государства, направленные на приобретение каких-либо преимуществ в отношении пространств и ресурсов Каспийского моря, противоречат интересам других прикаспийских государств и не могут быть признаны».

Указанная нота, как и последовавшее за ней заявление посольства России в Азербайджане, остались без ответа.

В ноте, направленной 12 сент. 1994г. МИД России азербайджанской стороне, подчеркивалось, что Каспийское море и его ресурсы имеют жизненно важное значение для всех прибрежных государств. Поэтому все виды использования Каспия, в частности, освоение минеральных ресурсов дна Каспия, равно как и рациональное использование живых ресурсов, включая уникальный в мире по численности и видовому составу запас осетровых рыб, должны быть предметом согласованных действий всех прикаспийских государств. Эта задача может быть решена только при строгом соблюдении правового режима Каспия, недопущении каких-либо односторонних действий, поскольку по своей юридической природе Каспийское море является объектом совместного использования, и все вопросы деятельности, включая ресурсное освоение его богатств, должны решаться с участием всех прикаспийских стран. Национальные притязания того или иного прикаспийского государства в отношении пространств и ресурсов Каспия неизбежно затрагивают права и интересы других прикаспийских государств и не могут считаться правомерными.

Российская сторона предупреждала, что «односторонние действия в отношении Каспия являются незаконными и не будут признаваться Российской Федерацией, которая оставляет за собой право принять такие меры, которые будут необходимыми, и в то время, которое она сочтет подходящим для восстановления нарушенного правопорядка и ликвидации последствий, возникших в результате односторонних действий. Вся ответственность в этих случаях ляжет на тех, кто предпринимает односторонние действия, проявляя тем самым пренебрежение к правовой природе Каспийского моря, к своим обязательствам по международным договорам».

Несмотря на российские протесты, 20 сент. 1994г. Азербайджан подписал с консорциумом иностранных компаний так называемый «контракт века». Хладнокровная реакция азербайджанского руководства во многом объяснялась непоследовательностью линии российских ведомств, отсутствием единой, официальной позиции на практическую «приватизацию азербайджанского сектора».

Позиция России и Ирана в отношении правового статуса Каспия не воспрепятствовала появлению здесь американских нефтяных корпораций. Хозяйственная деятельность международных консорциумов в «национальных секторах» стремительно разворачивалась. Возврата к прежним порядкам быть не могло. Однако Иран и Россия продолжали настаивать на нежелательности раздела Каспийского моря в какой-либо форме. Их попытки распространить на минеральные ресурсы дна Каспийского моря режим общего владения и совместного использования успеха не имели.

Азербайджан настойчиво выступал за раздел Каспия (дна, воды и воздушного пространства со всеми их природными ресурсами) на национальные сектора, находящиеся под полным суверенитетом соответствующего прибрежного государства. Казахстан предложил применять к Каспийскому морю нормы Конвенции ООН по морскому праву, поделив море на территориальные воды и исключительные экономические зоны. Туркменистан заявил, что до выработки нового правового статуса будет придерживаться как советско-иранских договоров, так и секторального деления, установленного вышеупомянутым решением министерства нефтедобывающей промышленности СССР, приняв вместе с тем закон о 12-мильных территориальных водах и исходя из наличия «туркменского шельфа» Каспийского моря.

На конференции в Ашхабаде (30 янв.–2 фев. 1995г.) обсуждался российский проект о сохранении и использовании биоресурсов Каспия. Несмотря на разногласия, проект соглашения был практически согласован по всем пунктам, кроме главного положения — о протяженности зон исключительной юрисдикции прибрежных государств на рыбную ловлю, то есть вопрос статусного характера. Предлагались различные варианты: 15-мильная зона (Россия), 25 (Казахстан), 30 (Иран) и 40 миль (Туркменистан и Азербайджан). В результате четыре страны (за исключением Азербайджана) пришли к соглашению о 20-мильной рыболовной зоне прибрежных государств. Азербайджан заявил, что если он примет это предложение, то невольно признает нежелательный для него правовой статус и режим моря, поэтому подготовленный документ он не подписал.

15-16 мая 1995г. Казахстан созвал в Алма-Ате международную научно-практическую конференцию о перспективах определения международно-правового статуса Каспия, в рамках которой состоялась неформальная встреча заместителей министров иностранных дел четырех прикаспийских государств (Туркменистан от участия отказался). Каждая сторона, выдвинув совершенно разные, подчас диаметрально противоположные предложения, отстаивала свое видение правового статуса. Азербайджан, как и прежде, настаивал на определении Каспия в качестве пограничного озера, разделенного на соответствующие секторы по срединной линии.

Основное достижение Алма-Атинской конференции 1995г. — согласие создать постоянные рабочие группы для подготовки документов по определению международно-правового статуса Каспия на уровне заместителей министров иностранных дел. Первое заседание рабочей группы состоялось в Тегеране 28-29 июня 1995г. Заявление президента Ирана и выступления руководителей рабочих групп касались установления режима судоходства,

использования био- и минеральных ресурсов, защиты окружающей среды, определения объема и характера прав прикаспийских государств. Второй раз постоянные рабочие группы собрались в конце сент. 1995г. в Алма-Ате, но итоги и этой встречи оказались безрезультатными.

Азербайджанское руководство, отказавшись идти на какие-либо компромиссы в вопросах правового статуса Каспия, включило в выдвинутый на референдум 12 нояб. 1995г. проект конституции положение, констатирующее озерно-секторальный вариант статуса моря. В соответствии с этим положением и дно, и водная толща, и воздушное пространство в пределах азербайджанского сектора Каспия признаны собственностью республики. Статья 11, п.2 гласит, что «внутренние воды Азербайджанской Республики, принадлежащий Азербайджанской Республике сектор Каспийского моря (озера), воздушное пространство над Азербайджанской Республикой являются составными частями территории Азербайджанской Республики». Подобная формулировка вызвала резкую реакцию российской стороны. В ноте МИД России от 21 нояб. 1995г. указывалось, что упомянутое положение «находится в прямом противоречии с международными обязательствами Азербайджана», поскольку он, как и другие участники СНГ, подписал Алма-Атинскую декларацию (21 дек. 1991г.), по которой стороны гарантируют выполнение обязательств, вытекающих из договоров бывшего СССР, включая и относящиеся к Каспийскому морю.

Вопрос о правовом статусе отодвинул на второй план идею о создании межправительственной организации по проблемам сотрудничества на море. Иран неоднократно пытался реанимировать свое предложение (даже представил свой вариант соглашения о региональном сотрудничестве, напоминающий российский аналог) и каждый раз сталкивался с равнодушием других прикаспийских государств. Очередной раз этот вопрос Иран поднял в дек. 1995г. на тегеранской конференции по проблемам каспийской нефти. Заместитель министра иностранных дел страны Махмуд Ваези вновь выдвинул предложение о необходимости безотлагательно учредить Организацию стран Каспийского моря, которая могла бы обсуждать и решать политические и экономические проблемы. Тегеран, по существу, продемонстрировал до сих пор скрытую позицию, дав понять, что эта организация должна взять под свой контроль главное достояние прибрежных государств — нефть и газ. Иран стремился поставить барьер на пути проникновения в регион западных государств и транснациональных нефтяных компаний.

Азербайджанская делегация заявила, что проблемы использования ресурсов Каспия давно уже вышли из региональных рамок и превратились в общемировые. Этот подход нашел поддержку Евросоюза, отношение которого к прикаспийскому региону, в частности, к его энергоресурсам полностью соответствовало позиции Баку. - В апр. 1996г. в рамках программы ТАСИС Евросоюз создал группу экспертов для изучения возможностей транспортировки энергоресурсов и определения альтернативных маршрутов их экспорта на западные рынки. На основе рекомендаций рабочей группы ТАСИС выработал программу «Межгосударственные нефтепроводы и газопроводы к Европе» (INOGATE).

Понимая, что возврата к кондоминиуму на Каспии быть не может, российская сторона, предложила разработать и принять на основе консенсуса новый базовый юридический документ — Конвенцию о правовом статусе Каспийского моря. Компромиссный вариант проекта конвенции обсуждался в ходе встречи в Ашхабаде министров иностранных дел пяти прикаспийских государств (11-12 нояб. 1996г.). Суть российской предложенной сводилась к тому, что в 45-мильной прибрежной зоне каждое государство обладало бы исключительными или суверенными правами на минеральные ресурсы морского дна, то есть ресурсной юрисдикцией. Там, где морская добыча уже велась каким-либо прибрежным государством за пределами 45-мильной зоны или должна была вскоре начаться, такое государство обладало бы «точечной» ресурсной юрисдикцией на соответствующие месторождения. Центральная часть моря оставалась бы в общем владении, а ее углеводородные ресурсы разрабатывались бы совместной акционерной компанией пяти прикаспийских государств.

Несмотря на то, что «точечная» юрисдикция в полной мере отвечала интересам Азербайджана накануне начала разработки месторождения «Чираг» за пределами 45-мильной зоны, он отверг данное предложение. Не поддержал его и Казахстан. Министры иностранных дел обеих стран (Г.Гасанов и К.Токаев) подписали лишь совместное коммюнике, в котором согласились с тем, что первоочередной задачей является разработка и заключение на основе общего согласия всех прикаспийских государств Конвенции о правовом статусе Каспийского моря.

Ни Азербайджан, ни Казахстан не подписали меморандум о сотрудничестве Ирана, России и Туркменистана в освоении минеральных ресурсов Каспийского моря, в котором предлагалось учредить совместную ирано-российско-туркменскую компанию «в целях разведки и разработки согласованных нефтяных и газовых месторождений в прибрежных зонах трех государств». Данная компания будет открыта для равноправного участия в ней и других прибрежных государств, а ее зоны действия будут определяться на основе разрабатываемого статуса Каспия. Однако попытка создания компании окончилась безрезультатно: Туркменистан, вблизи побережья которого такая компания могла бы начать работу, решил вместо этого выставить соответствующие участки дна на международный тендер.

Некоторое время спустя (22-23 мая 1997г., Алма-Ата) рабочая группа в полном составе продолжила дискуссии по конвенции о правовом статусе. В ходе обсуждения участники встречи вновь споткнулись на главном пункте своих противоречий по статусу Каспия: Россия предложила 45-мильную зону национальной юрисдикции; Азербайджан — считать Каспий пограничным озером, делимитируемым на национальные секторы по принципу срединной линии; Казахстан — делимитация дна моря; Туркменистан готов был принять и российское предложение, и вариант раздела; Иран призывал соблюдать договоры 1921-40гг. Как и следовало ожидать, встреча завершилась полным провалом.

После подписания в авг. 1997г. Г.Алиевым трех контрактов с «Шеврон», «Экссон», «Мобил» ни одно из прикаспийских государств не выдвинуло нового предложения по правовому статусу Каспия, все оставались на своих исходных позициях.

Россия, взяв на себя роль «локомотива» в достижении компромисса, согласовала ряд положений с Казахстаном, и в янв. 1998г. стороны выступили с совместным заявлением, в котором высказывалось мнение, что в отношении правового статуса «достижение консенсуса предстоит найти на условиях справедливого раздела дна Каспия при сохранении в общем пользовании водной поверхности, включая обеспечение свободы судоходства, согласованных норм рыболовства и защиты окружающей среды». Затем были проведены консультации с другими прикаспийскими государствами. Россия предлагала пойти на справедливый раздел дна Каспийского моря с его минеральными ресурсами по договоренности между сопредельными и противолежащими государствами. На образованных в результате такого разграничения соответствующих участках дна прикаспийские государства обладали бы суверенными правами на недропользование, но не территориальной юрисдикцией. В то же время большая часть водного пространства Каспия с его биологическими ресурсами оставалась бы в общем владении и совместно использовании без границ по воде (за исключением двух прибрежных зон согласованной ширины, одна из которых была бы аналогом территориального моря, а вторая – являлась бы рыболовной зоной, которая предусмотрена советско-иранским договором 1940г.).

В этом случае Каспий в представлении России выглядел бы следующим образом. От береговой кромки каждого государства будет идти согласованной ширины зона пограничного, таможенного, санитарного и иного контроля, которая явится своего рода аналогом территориальных вод. Ее условно можно назвать «контрольной зоной». Опять же от береговой линии устанавливается прибрежная рыболовная зона шириной до 20 миль, в которой будут ловить рыбу только суда под флагом соответствующего прибрежного государства. Далее никаких зон, никаких границ по воде нет. Сохраняются свобода судоходства, общие биологические ресурсы, согласованные нормы рыболовства, единообразные экологические стандарты и согласованный контроль за ними в соответствии с отдельными пятисторонними соглашениями.

Дно и недра разграничиваются по договоренности между сопредельными и противолежащими государствами. Этот процесс может быть двусторонним или трехсторонним (в случае Южного Каспия). Не исключается и пятисторонний процесс разграничения, хотя сама делимитация будет все равно проводиться непосредственными соседями. Разграничение производится на основе международно-признанных принципов справедливости и договоренности сторон, что в 80% известных мировой практике случаев означает использование срединной линии.

Россия и Казахстан договорились, что между ними разграничение будет проводиться по модифицированной срединной линии, которая будет выстроена с учетом островов, геологических структур, других особых обстоятельств и уже понесенных геологических затрат. В пределах образованных таким разграничением участков дна или «донных секторов» прибрежные государства осуществляют суверенные права в целях разведки, разработки и управления минеральными ресурсами дна и недр, т.е. обладают ресурсной, но не территориальной юрисдикцией.

В случае прохождения разграничительной линии через перспективные углеводородные структуры и месторождения соответствующие прибрежные государства будут иметь исключительное право на их совместную разведку и разработку. Их долевое участие будет определяться на основе сложившейся мировой практики и с учетом добрососедских отношений. И, наконец, прибрежное государство, чьи физические или юридические лица открыли месторождения углеводородов или выявили перспективные для накопления углеводородов структуры в районе прохождения разграничительной линии до ее согласования с сопредельным или противолежащим государством, обладает приоритетным правом на получение лицензии на их разведку и разработку с обязательным привлечением представителей этого сопредельного или противолежащего государства.

В результате общего подхода России и Казахстана к выработке правового статуса удалось в сжатые сроки подготовить и подписать в июле 1998г. Соглашение о разграничении дна северной части Каспийского моря.

Азербайджанская сторона, внимательно наблюдавшая за подготовкой соглашения к подписанию, дало ему сдержанную оценку. Не отходя от своей «секторальной позиции», азербайджанцы, тем не менее, признали, что российско-казахстанская договоренность может послужить хорошей основой для подготовки Конвенции о правовом статусе Каспийского моря, если все согласятся искать консенсус на условиях справедливого раздела дна с его минеральными ресурсами. Тогда же в Баку взяли на вооружение понятие «срединной линии, модифицированной на основе принципа справедливости и договоренности Сторон», поскольку терминология статьи 1 соглашения о «модифицированной срединной линии» оказалась в целом приемлема и для азербайджанской стороны. Тем не менее, Азербайджан и Туркменистан продолжали настаивать на полномасштабном секторальном разделе Каспия.

В ходе российско-азербайджанских консультаций, проходивших в Баку 27 марта 1998г., первый заместитель министра иностранных дел Б.Пастухов изложил президенту Г.Алиеву новую позицию России по правовому статусу Каспийского моря: искать согласия пяти прикаспийских стран на основе справедливого раздела дна с его минеральными ресурсами при сохранении в общем пользовании водной толщи и поверхности в целях обеспечения свободы судоходства, соблюдения единообразных норм рыболовства и защиты окружающей среды.

Выдвигая предложение о разделе только дна Каспия с его углеводородными ресурсами, Россия исходила из того, что лишь такое предложение способно сблизить две крайние, диаметрально противоположные позиции в отношении правового статуса Каспийского моря. При этом, разумеется, следует решить вопрос о юридической природе секторов или зон хозяйственности, которые образуются в результате раздела дна. Россия предпочла бы, чтобы в такой зоне государство имело исключительные права на разведку и разработку минеральных ресурсов, но не обладало юрисдикцией или суверенитетом над сектором. В противном случае неизбежно появляется соблазн распространить этот суверенитет на толщу воды и биоло-

гические ресурсы, что сделало бы весьма затруднительной выработку единых или согласованных норм по охране природной среды и использованию биоресурсов и практически исключило бы возможность совместного контроля за соблюдением таких норм.

После подписания российско-казахстанского соглашения между Россией и Ираном возникли резкие расхождения, что привело к снижению темпов встреч постоянных рабочих групп. Чтобы сгладить возникшие разногласия с Ираном и Туркменистаном, Россия выступила инициатором возобновления работы этих групп и созвала конференцию в Москве 16-17 дек. 1998г.

Московская встреча от начала до конца сопровождалась постоянными упреками и капризами со стороны Ирана. Его делегация высказалась за отмену деления прибрежного водного пространства с тем, чтобы большую часть моря могли бы использовать на равных правах все прибрежные государства. По уже сложившейся традиции стороны опять не смогли договориться о принципах делимитации. И на этот раз международно-правовой статус Каспия не оформился. Однако «аккордная точка» в споре все-таки была поставлена. На принятой декларации почти все пришли (Иран – вынужденно) к консенсусу в вопросе о разделении на секторы, то есть наконец-то четко обозначили свои позиции. По этому случаю в итоговое коммюнике было включено положение, в котором отмечалось, что стороны сумели договориться о необходимости полного раздела Каспия.

22-23 июня 1999г. в Тегеране состоялась VII международная конференция по Центральной Азии и Кавказу: «Каспийское море: возможности и препятствия». В ее работе приняли участие ученые, дипломаты, специалисты и эксперты из 25 стран Центральной Азии и Кавказа. Участники конференции, казалось, рассмотрели все вопросы, предусмотренные в программе, обозначили свои позиции и высказали предложения о возможных путях решения проблем, однако единства во взглядах о международно-правовом статусе моря добиться не удалось. Напротив, разногласия еще более усилились. После этой конференции прикаспийские государства надолго забыли практику встреч на многосторонней основе.

Несмотря на то, что внешне острота противоречий между прикаспийскими государствами не спадала, в их позициях появились определенные подвижки. Что касается азербайджанской стороны, то она заявила, что готова искать с Россией и Казахстаном консенсус на основе раздела дна Каспийского моря, хотя в отношении сохранения в общем пользовании водной толщи и поверхности ее позиция еще не определилась. Подобные высказывания, сделанные на уровне президента, в значительной степени объяснялись тем, что бурная хозяйственная деятельность Азербайджана на Каспии столкнулась с серьезным недовольством Туркменистана и Ирана. К середине 1999г. отношения с этими странами настолько обострились, что они стали открыто угрожать Баку применением силы для решения вопроса о принадлежности спорных месторождений.

Истоки азербайджано-туркменских разногласий уходят в 1994г. когда после подписания Азербайджаном контракта с международным консорциумом о разработке месторождений «Азери» и

«Чираг» последовали претензии на эти месторождения со стороны Туркменистана. Еще тогда в Ашхабаде заговорили о том, что «Азери» и значительная часть «Чираг» являются на самом деле туркменскими. Аргументировалось это тем, что при разделе Каспийского моря по вертикальной срединной линии указанные месторождения попадают в «туркменский сектор».

Не менее застарелым является спор и вокруг месторождения «Кяпаз» (в туркменском варианте «Сердар»), которое Азербайджан считает своим. В 1997г. Азербайджан подписал соглашение с российскими «Лукойл» и «Роснефть» на морской разведочный блок «Кяпаз». Этот блок находится еще восточнее от азербайджанской береговой линии, чем уже оспариваемые «Азери» и «Чираг». Баку утверждал, что имеет право на «Кяпаз», поскольку в советское время эта часть моря находилась в зоне хозяйственной ответственности Азербайджана. Однако С.Ниязову удалось убедить тогдашнего российского президента Б.Ельцина в необходимости отказаться от контракта по спорному «Кяпазу» (что и было сделано на следующий день после подписания).

В сент. 1997г. государственная нефтяная компания Азербайджанской Республики по поручению правительства заявила, что в целом азербайджанская сторона приветствует факт признания Туркменистаном принципа разделения морского дна Каспийского моря на национальные сектора, а также его шаги по привлечению иностранных инвестиций в разведку и разработку месторождений в туркменском секторе. Однако она категорически возражает против объявления правительства Туркменистана тендера на освоение нефтегазовых ресурсов по 11 перспективным нефтегазовым блокам на туркменском шельфе, в т.ч. и месторождения «Кяпаз». «ГНКАР, – говорилось в заявлении, вновь настаивает, что месторождение «Кяпаз» в соответствии с секторальным делением, осуществленным в 1970г., находится в азербайджанском секторе, что подтверждается имеющимися у нас официальными документами министерств, ведомств и других компетентных органов бывшего СССР, и любые притязания туркменской стороны на него не имеют под собой юридических оснований».

После этого заявления Азербайджан, избегая ссоры с Туркменистаном (они были союзниками в том, что касается секторального раздела Каспия), стал предлагать инвесторам другие месторождения. Однако в 1998г., когда туркменская сторона объявила о передаче «Сердара» американской «Мобил», Баку пригрозил компании, что ее бизнес в Азербайджане ждут серьезные проблемы, если она решит осваивать месторождение с туркменами. Американцы отступили так же, как это сделала год назад Россия.

2 окт. 2000г. спецпредставитель президента Туркменистана по вопросам Каспия Б.Шихмурадов, ссылаясь на единую с Ираном позицию, потребовал от Азербайджана «отказаться от самозавата месторождений, которые в условиях секторального раздела Каспийского моря находятся в зоне туркменской юрисдикции». Он подчеркнул, что поскольку азербайджанская сторона использует так называемый принцип «сложившейся практики» для оправдания своих незаконных действий, у Туркменистана не остается иных путей

решения данного вопроса, кроме обращения к прибрежным государствам, а также, в случае необходимости и отказа Азербайджана изменить свою позицию, – к ООН.

12 окт. МИД Туркменистана направил аккредитованным в Ашхабаде иностранным послам памятную записку о «неправомерности деятельности ряда нефтяных компаний на Каспии», имея в виду разработки в «азербайджанском секторе». В записке выражалось «категорическое несогласие с односторонними действиями Азербайджана» относительно разработки месторождений «Хазар» (азерб. – «Азери») и «Осман» (азерб. «Чираг») в рамках Азербайджанской Международной Операционной Компании (АМОК) и намерение Туркменистана обратиться в Международный суд. Одновременно туркменская сторона «вспомнила» о долгах Азербайджана за поставленный ему в 1993-94гг. газ на 58,9 млн.долл. Азербайджанская сторона, не отрицая долга, назвала сумму в 33,7 млн.долл.

Весной 2001г. произошло очередное обострение спора вокруг контрактной площади «Азери-Чираг-Гюнешли», когда иностранные акционеры почти договорились о расширении работ за пределы месторождения «Гюнешли», где, согласно туркменской версии, находятся принадлежащие Ашхабаду нефтяные запасы. В это же время туркменская сторона сама вступила в решающую фазу переговоров с иностранными инвесторами об освоении морских блоков на туркменском шельфе, в т.ч. и по спорному блоку «Сердар». В начале мая состоялись туркмено-азербайджанские переговоры об определении морской границы между «национальными секторами», закончившиеся тем, что Ашхабад обвинил Баку в фактической аннексии своей территории. В начале июня 2001г. Туркменистан закрыл свое посольство в Азербайджане и фактически приостановил дипломатические отношения, сославшись на нехватку финансовых средств.

Есть и другая причина, вызвавшая обострение двусторонних азербайджано-туркменских отношений. В 1999-2000гг. Баку потратил немало сил, чтобы воспрепятствовать развитию проекта транскаспийского трубопровода для доставки туркменского газа в Турцию, видя в нем угрозу собственным экспортным планам.

Проект «транскаспийский газопровод» (ТКГ) предусматривает строительство газопровода протяженностью 2000 км. по дну Каспия на глубине 200-300 м., далее по территории Азербайджана и Грузии до Эрзерума (Турция). Стоимость проекта – 2,5 млрд.долл. Первоначально предлагалось развернуть строительство газопровода в 2000г. и завершить его в 2002г. Однако принятие окончательного решения о строительстве практически сразу же натолкнулось на разногласия между Туркменистаном и Азербайджаном о распределении квот. Азербайджан требовал для себя половинной доли, т. е. 15 млрд.куб.м. газа. В конце концов, стороны, под сильным нажимом США, договорились, что квота Туркменистана составит 25 млрд.куб.м. газа, Азербайджана (который имеет и другие возможности транспортировки) – 5 млрд.куб.м. Предполагалось, что на первом этапе газ будет поступать из районов, расположенных недалеко от Каспийского моря. Однако основные газовые месторождения Туркменистана лежат на

востоке страны, в 700 км. от Каспия, и поэтому, как утверждали азербайджанцы, туркменский газ, экспортируемый через Каспий, мог оказаться убыточным.

Ситуация усугублялась неопределенностью правового статуса Каспийского моря и национальной принадлежности участков его дна. «У экспертов вызвала большие сомнения вероятность вложения инвесторами крупных финансовых средств в строительство трубопровода по дну моря без достаточных гарантий юридической чистоты проекта. Подписание осенью 2001г. соглашения между Баку и Тбилиси о строительстве экспортного газопровода Баку -Тбилиси -Эрзерум, как признал советник госсекретаря США по энергоресурсам Каспия Стивен Манн, фактически вытеснило проект транскаспийского газопровода.

Негативную реакцию Азербайджана вызывают, и демонстративные меры по укреплению береговой охраны и подготовке кадров для ВМС, принимаемые Туркменистаном после переговоров с Ираном и Пакистаном. В фев. 2002г. Украина начала поставлять Туркменистану боевые патрульные катера «Гриф» и «Калкан» в обмен на поставки туркменского природного газа (всего 20). Боевые 40-тонные патрульные катера «Гриф» оснащены пулеметной установкой калибра 12,7 мм.

Каспийская политика Азербайджана, нацеленная на правовое закрепление за собой «национального сектора», в котором развивается хозяйственная деятельность иностранных (в первую очередь, американских) компаний, вызывает негативную реакцию Исламской Республики Иран, по-прежнему предпочитающую сохранение Каспийского моря в общем пользовании по принципу кондоминиума. Одновременно Тегеран заявляет, что он готов согласиться с разделом Каспия на национальные сектора, но лишь при условии, что каждому прибрежному государству будут выделены сектора одинаковой площади (по 20%). Для Казахстана, Туркменистана и Азербайджана такая постановка вопроса неприемлема. В качестве альтернативного варианта иранцы дают понять, что после раздела Каспия на равноценные национальные сектора и в случае согласия на аналогичные действия остальных прикаспийских государств, Тегеран будет готов передать в общее пользование свою часть водной толщи и поверхности моря, сохранив за собой участок дна.

Взаимные претензии Азербайджана и Ирана на «спорные» месторождения стали в дек. 1998г. предметом интенсивной переписки, а азербайджанская сторона даже пошла на то, что распространила в качестве документа Генеральной ассамблеи ООН свое заявление от 10 дек. о незаконности, по мнению Баку, подписания Ираном соглашения с компаниями «Шелл» и «Лазмр» на проведение геолого-геофизических исследований на участке, «захватывающем также часть азербайджанского сектора Каспийского моря».

В заявлении подчеркивалось, что «суверенные права прибрежных государств на Каспийском море в соответствии с принципами и нормами международного права распространяются на соответствующие национальные сектора, сложившиеся в результате традиционной деятельности прибрежных государств на Каспии». Необычность указанного документа в том, что он требует от иранской стороны соблюдения советско-иранских догово-

ров, которые ранее Азербайджан считал утратившими силу. «СССР и Иран, — подчеркивается в заявлении, провозглашая Каспийское море морем двух государств, де-факто распространяли свой суверенитет на соответствующие национальные сектора, разделенные по линии Асгара-Гасан-кули. В связи с изложенным, претензии иранской стороны на двадцатипроцентную территорию Каспийского моря противоречат нормам и принципам международного права, сложившейся практике прибрежных государств на Каспии, которой придерживался Иран на протяжении длительного времени».

Напряженность в отношениях вновь проявилась в сент. 2000г., когда иранские суда впервые предприняли попытки снять пограничные буи на море по линии Астара (Азербайджан)-Гасан-Кули (Туркменистан), считавшейся общепризнанной советско-иранской границей. Тегеран официально заявил о «незаконности» разработки минеральных ресурсов на Каспии до определения его нового правового статуса. После возвращения азербайджанцами буев на прежнее место иранцы выступили с предупреждением о повторении своих действий. Подобная ревизия сложившейся де-факто морской границы вызвала в Баку обеспокоенность.

В то время как другие прикаспийские государства стали блокироваться между собой (Россия и Казахстан достигли компромисса по разделу дна, а Туркмения и Иран объединились на антиазербайджанской позиции), Азербайджан оказался практически в одиночестве. В этой обстановке азербайджанская сторона с озабоченностью восприняла российско-казахстанскую Декларацию о сотрудничестве на Каспийском море, подписанную 9 окт. 2000г. в Астане президентами России и Казахстана.

В декларации предлагалось взять за основу консенсусного решения принцип разграничения дна моря между сопредельными и противолежащими государствами по срединной линии, модифицированной по договоренности сторон, в целях осуществления ими суверенных прав на недропользование. При этом использование месторождений, через которые пройдет согласованная разграничительная линия, может быть предметом отдельных договоренностей между соответствующими прикаспийскими странами. Что касается водного пространства, то его предлагается сохранить в общем пользовании для обеспечения свободы судоходства, согласованных норм рыболовства и защиты окружающей среды.

В связи с ухудшением экологической обстановки на Каспии, Россия и Казахстан обратились к остальным прикаспийским государствам с призывом принять срочные коллективные меры по защите природной среды Каспия, сохранению, воспроизводству и рациональному использованию его биологических ресурсов. В этих целях выдвигалась идея образовать на постоянной основе пятисторонний «Стратегический каспийский центр» экологического мониторинга. Речь шла по существу о том, чтобы сделать акцент на неотложные конкретные проблемы в регионе, решение которых возможно даже в условиях несогласованности международно-правового статуса Каспия. В первую очередь, на проблемы экологии.

Россия и Казахстан призвали другие прикаспийские государства «к дальнейшей работе по определению нового правового статуса Каспий-

ского моря с учетом законных интересов всех прибрежных государств в целях создания благоприятных условий для эффективного сотрудничества в освоении углеводородных и биологических ресурсов, сохранения экологической системы Каспия».

Под влиянием российско-казахстанской договоренности азербайджанская сторона также сделала подвижки в своей позиции. В ходе официального визита в Азербайджан президента России В.Путина 9 янв. 2001г. стороны подписали Совместное Заявление Российской Федерации и Азербайджанской Республики о принципах сотрудничества на Каспийском море.

Подтвердив, что разработка нового правового статуса Каспия является делом самих прикаспийских государств, и что такой статус может бытьработан только на основе их общего согласия, Россия и Азербайджан выразили готовность совместно способствовать активизации пятистороннего переговорного процесса по Конвенции о правовом статусе Каспийского моря путем придания регулярного характера деятельности Специальной рабочей группы на уровне заместителей министров иностранных дел прикаспийских государств.

Президенты высказались за поэтапное продвижение к консенсусному решению, предложив на первом этапе разграничить дно Каспийского моря между соответствующими сопредельными и противолежащими государствами на секторы/зоны на основе метода срединной линии (проводимой с учетом равноудаленности точек и модифицированной по договоренности Сторон), а также с учетом общепризнанных принципов международного права и сложившейся практики на Каспии. При этом за каждым из прибрежных государств в образуемом в результате такого раздела секторе/зоне будут признаваться исключительные права в отношении минеральных ресурсов и другой правомерной хозяйственно-экономической деятельности на дне.

Учитывая ухудшающуюся экологическую ситуацию на Каспии, в т.ч. критическое состояние его осетровой популяции, было решено ускорить рассмотрение вопросов рыболовства и защиты природной среды Каспийского моря и образовать пятисторонний Каспийский центр для мониторинга природной среды Каспийского моря.

Подписание этого документа означало по сути принятие концепции поэтапного продвижения по вопросам Каспия, с которой ранее согласился Казахстан. Таким образом, три прикаспийских государства из пяти выступили с единой платформой.

Выступая в ходе визита в Турцию 16 марта 2001г. по телевидению, Г.Алиев утверждал, что Россия и Казахстан согласились с принципом секторального деления, изначально предложенным Азербайджаном, и что это произошло благодаря работе, проводившейся азербайджанской стороной.

Тем временем отношения Азербайджана с Туркменистаном и Ираном продолжали ухудшаться. В начале июля 2001г. неудачей закончились азербайджано-туркменские переговоры, проходившие в Ашхабаде на уровне вице-премьеров, а 23 июля корабль иранских ВМС под угрозой применения оружия вынудил азербайджанское исследовательское судно прекратить работу на блоке «Алов» (азерб.)-«Альборз» (иранское название), расположенном к северу от линии Астара-Гасан-кули. Попытки договориться с Ираном о

совместном освоении спорного блока результатов не дали. С учетом складывающихся обстоятельств в нояб. 2001г. Азербайджан подписал с Казахстаном соглашение о разграничении противлежащих участков дна Каспийского моря по срединной линии и высказался за подготовку аналогичного соглашения (о разграничении сопредельных участков дна Каспийского моря) с Россией.

Таким образом, к началу 2002г. основные правовые аспекты российской концепции по формированию международно-правового статуса Каспийского моря сводились к следующему:

– Россия предлагает поэтапный путь распутывания клубка каспийских проблем, включая судоходство, экологию, использование биологических ресурсов, определение координат береговой линии;

– прибрежным государствам необходимо сосредоточить внимание на проблеме спорных нефтяных месторождений, предлагая при их разработке использовать принцип «50% на 50%», когда вторая из претендующих на залежи нефти стран компенсирует половину затрат соседнему государству, которое раньше занялось разработкой и добычей углеводородов со дна Каспия;

– Каспий делится на национальные сектора, которые закрепляются за соответствующими прибрежными государствами. При этом поверхность Каспия остается в общем пользовании, на национальные сектора, делится только дно;

– создание единой платформы каспийских стран СНГ по вопросу будущего международно-правового статуса Каспийского моря;

– учреждение стратегического центра по проблемам Каспия. В задачи центра входит мониторинг бассейна Каспийского моря, в т.ч. из космоса, анализ геоинформации, выявление источников загрязнения, координация природоохранительной деятельности, судоходства и рыболовства. Эта структура должна иметь собственный бюджет, формируемый из взносов прикаспийских государств работать в контакте с главами пяти прикаспийских стран;

– если какое-либо государство мешает переговорам по статусу Каспия, то есть из-за него затягивается решение проблемы, то остальные страны не должны терять времени и сами договариваться.

Произошли определенные подвижки и в азербайджанской позиции. Выступая 26 фев. 2002г. в Москве на международной конференции «Каспий: правовые проблемы», заместитель министра иностранных дел Азербайджанской Республики Х.Халафов отметил, что «существующий правовой режим Каспийского моря не в полной мере соответствует современным требованиям и не регулирует в полном объеме взаимоотношения прикаспийских государств. Преодолению этого несоответствия может способствовать разработка и скорейшее заключение на основе общего согласия прикаспийских государств Конвенции о правовом статусе Каспийского моря».

По словам Х.Халафова, Азербайджан исходит из того, что интересам всех пяти прикаспийских стран мог бы отвечать подход, основанный на разграничении на первом этапе дна Каспийского моря между сопредельными и противлежащими государствами на сектора/зоны посредством применения метода срединной линии, проводимой с учетом равноудаленности от исходных базовых то-

чек, а также общепризнанных принципов международного права и сложившейся практики на Каспии. При этом за каждым из прибрежных государств в образуемом в результате такого раздела секторе/зоне признаются исключительные права в отношении минеральных ресурсов и другой правомерной хозяйственно-экономической деятельности на дне.

Данный подход, по мнению азербайджанской стороны, создает предпосылки решения на последующих этапах других вопросов в отношении поверхности и толщи воды, прежде всего связанных с экологией, рыболовством, судоходством и безопасностью.

МИД Азербайджана считает, что используемый Россией, Казахстаном и Азербайджаном общепризнанный международный метод соответствует всем критериям и обстоятельствам по установлению срединной линии Каспийского моря. Таким, как общепризнанность в международной практике, применимость к Каспийскому морю, учитывая его географические и правовые свойства, сложившуюся практику деятельности на Каспии и возможность применения между всеми прикаспийскими государствами. Соответствующие двусторонние договоренности между Российской Федерацией, Республикой Казахстан и Азербайджанской Республикой с целью установления срединной линии основываются на упомянутом международном методе.

Азербайджан привержен решению вопросов правового статуса Каспийского моря между прибрежными государствами в духе уважения их суверенных прав, взаимовыгодного партнерства, мирными средствами и путем переговоров. Он всегда демонстрировал свою приверженность решению всех вопросов, связанных с определением правового статуса Каспийского моря, путем переговоров и твердо намерен далее поддерживать переговорный процесс, принимая в нем самое активное участие. Работы, связанные с разведкой и добычей Азербайджанской Республикой углеводородов, осуществляются в полном соответствии с нормами международного права и сложившейся практикой на Каспии, в рамках реализации ею суверенных прав в азербайджанском секторе Каспийского моря и не затрагивают интересы и суверенные права других прибрежных государств.

Баку исходит из того, что Каспийское море должно использоваться исключительно в мирных целях. При этом все вопросы, касающиеся Каспия, необходимо решать только мирными средствами и путем переговоров. Все другие подходы не отвечают интересам государств региона и неприемлемы для мирового сообщества, которое заинтересовано в развитии и поддержке международного сотрудничества и укреплении инвестиционного климата в Каспийском бассейне.

Азербайджанская сторона считает также важным расширение сотрудничества в решении экологических проблем Каспийского моря в целях сохранения биологического разнообразия, рационального использования и воспроизводства его биологических ресурсов. В этой связи Азербайджан приветствует инициативу Российской Федерации по созданию Каспийского центра, который бы занимался мониторингом природной среды Каспия. Общая обеспокоенность прибрежных государств экологической ситуацией, сложившейся

на Каспии, угроза исчезновения его осетровой популяции должны стимулировать наши совместные усилия для скорейшего достижения консенсуса по вопросу правового статуса Каспийского моря.

В ходе визита в Москву 23 сент. 2002г. Г.Алиев и В.Путин подписали двустороннее Соглашение о разграничении сопредельных участков дна Каспийского моря и его недр на основе метода средней линии, проводимой с учетом равноудаленности точек и модифицированной по договоренности сторон, а также с учетом общепризнанных принципов международного права и сложившейся на Каспии практики. В целях осуществления суверенных прав в отношении минеральных ресурсов и другой правомерной хозяйственно-экономической деятельности, связанной с недропользованием на дне, соглашением устанавливаются географические координаты прохождения линии разграничения сопредельных участков дна Каспийского моря.

Освоение минеральных ресурсов структур, пересекаемых линией разграничения, будет осуществляться на основе международной практики, применяемой при освоении трансграничных месторождений уполномоченными организациями, назначенными правительствами сторон.

Блокирование Азербайджана с Казахстаном и Россией (несмотря на серьезные разногласия между ними) дало возможность провести 23-24 апр. 2002г. в Ашхабаде саммит прикаспийских государств с участием президентов Азербайджана, Ирана, Казахстана, России и Туркмении. Определение правового статуса Каспийского моря стало главной темой встречи. Обсуждение еще раз подтвердило наличие серьезных разногласий и невозможность консенсусного решения. Проект Ашхабадской декларации, подготовленный экспертами, подписать не удалось.

Алжир

Нефтегазпром

Итоги деятельности министерства энергетики и природных ресурсов ведущей госкомпанией по разведке, добыче, транспортировке, переработке и экспорту углеводородов является «Сонатрак» (Sonatrach). Эта компания возглавляет список лучших из 500 компаний Африки, занимает 11 место в классификации мировых нефтегазовых компаний, является 4 экспортером и 5 производителем природного газа, 2 экспортером сжиженного пропана и сжиженного природного газа. Налоговые отчисления превышают 60% бюджета государства, создают 41% ВВП, обеспечивают 95% валютных поступлений.

Доходы от экспорта углеводородов в 2003г. достигли 24 млрд.долл. (10% от этой суммы — доходы иностранных партнеров) или 120 млн.т. условного топлива (экспорт газа — 62 млрд.куб.м., из которых 95% направлено в Европу).

В 2003г. по сравнению с 2002г. производство топливно-энергетических ресурсов увеличилось на 10,2% — до 210 млн.т. условного топлива (в 2002г. — 190,5 млн.т.), из которых 64% приходится на газ, средняя цена алжирской нефти составила 28,48 долл./бар (2000г. — 27,6 д/б; 2001г. — 23,12 д/б; 2002г. — 25,03 д/б). Реальные возможности АНДР по добыче углеводородов оцениваются в 1,3 млн.бар. нефтяного эквивалента в день (квота страны в ОПЕК — 782 тыс.б/день). Планами развития отра-

сли предусматривается доведение добычи в 2005г. до 1,5 млн. б/день, а к 2010г. до 2 млн. б/день. Разведанные запасы углеводородов оцениваются в 40 млрд.бар. нефтяного эквивалента, из которых 29% — нефть, 56% — природный газ, 9% — газовый конденсат и 6% — сжиженный нефтяной газ. Поиск и разведка углеводородов осуществляется на 600.000 кв.км., в сотрудничестве с иностранными компаниями — на 152.000 кв.км. С 1986г., т.е. с момента открытия доступа в отрасль иностранных инвесторов, «Сонатрак» заключила 68 контрактов с иностранными партнерами, из которых 22 — с 2001г. по 2003г. (10 — в 2001г., 7 — в 2002г., 5 — в 2003г.). В Алжире работают такие известные компании, как Total Fina Elf, Cepsa, Repsol, Anadarko, Gaz de France, Petrocanada, BP, Amerada Hess, Edison.

В области разведки, эксплуатации и переработке углеводородов проявляет активность и Китай. Филиал китайской компании China National Oil and Gas exploration and Development (CNODC) — CNPC в мае 2003г. выиграл тендер на строительство нефтеперерабатывающего завода в Адрае бюджетной стоимостью 350 млн.долл., мощностью 600 тыс.т/год. Китайцам удалось обойти англо-американский концерн Petrofac. В дек. 2003г. CNPC выиграла тендер и подписала 2 контракта с «Сонатрак» на разведку и эксплуатацию блоков 102А, 112, 350 с общим объемом инвестиций в 31,5 млн.долл.

Канадская компания Petrocanada заключила контракт с «Сонатрак» на разведку и эксплуатацию блока 431В с объемом инвестиций в 17 млн.долл. Консорциум Repsol — Edison — RWE DEA — на аналогичные работы на блоках 332А, 341А, 339А, 337А с инвестициями в 22,5 млн.долл. Консорциум Total — Cepsa заключил контракт с «Сонатрак» на поиск и разведку углеводородного сырья на блоках 309В, 310В1, 311В, 319 с объемом инвестиций в 8,5 млн.долл.

В 2003г. «Сонатрак» открыл новое месторождение газа в бассейне Ahnet; в сотрудничестве с Anadarko и Amerada Hess — два месторождения нефти в бассейне Berkine, также в сотрудничестве с AGIP в бассейне Berkine открыто новое месторождение нефти. Оценка объемов этих месторождений еще не закончена.

Согласно принятому в фев. 2002г. закону о либерализации производства электроэнергии, Национальная электрогазовая компания Sonelgaz приобрела статус акционерной компании, позволяющий вырабатывать собственную стратегию развития. В рамках этого закона Sonelgaz в ассоциации с «Сонатрак» создал Алжирскую энергетическую компанию (АЕС) специально для реализации жизненно важных для Алжира программ развития электроэнергетического комплекса.

Мощности электростанций в Алжире оцениваются в 5964 мвт. в день, однако производится порядка 4474 мвт. при потребности в 4284 мвт., т.е. имеющийся резерв равен 190 мвт. Из-за проблем с транспортировкой электроэнергии и потерь в ходе транспортировки (высокая температура, влажность и т.д.) до потребителей не доходит порядка 1350 мвт.

В целях экономии электроэнергии Sonelgaz приступил к краткосрочным веерным отключениям электричества по всей стране, в т.ч. в столице, в вечернее время и сокращению квот для промышленных предприятий. Эль-Хаджарскому металлургическому комбинату уменьшили подачу

электроэнергии со 120 мвт. до 90 мвт. Лишь под угрозой хозяев комбината уволить в этом случае около 2000 человек власти вынуждены были отказаться от принятых мер экономии и предложить компромиссный вариант (бесплатно подключить к импортной электроэнергии из Туниса).

Для устранения возникшего положения Sonelgaz в 2003г. приступил к работам по восстановительному ремонту блоков на 5 действующих ТЭС: Жижель, Хамма, М'Сила, Аннаба и Кап Дженет. ТЭС Хамма, построенная итальянской компанией, до конца 2003г. находилась в стадии временной приемки, один из блоков ТЭС в Жижеле ремонтировался специалистами ФГУП ВО «Технопромэкспорт» (работы закончены в окт. 2003г.).

Что касается новых проектов, предусмотренных планами развития отрасли до 2010г., на которые потребуются инвестиции в 5 млрд.долл., то руководство Sonelgaz заявило о невозможности выделить финансирование в полном объеме. Основная ставка делается на окончание в окт. 2004г. строительства ТЭС Ф'Кирина (520 км. к востоку от столицы) мощностью 300 мвт. и стоимостью в 123 млн. евро. Работы осуществляет французская компания Alstom. В 2005–09гг. должно закончиться строительство 3 ТЭС – в Скигде (723 мвт.), строящаяся АЕС и SNC Lavalin, в Арзеве (330 мвт.) – АЕС с южно-африканской компанией, в Аин Бейда (360 мвт.) – Sonelgaz с Alstom.

Алжир не отказался от амбициозных планов по подключению к электросистеме ЕС в качестве экспортера электроэнергии. 2 дек. 2003г. в Риме подписано соглашение между Алжиром, Тунисом, Марокко и Европейской Комиссией по транспорту и энергетике об интеграции электроэнергетического рынка трех стран-членов «Магриба» в аналогичный рынок ЕС. Соглашением предусматривается разработка конкретных мероприятий для реализации таких планов.

Аргентина

Антидемпинг

Антидемпинговые расследования. 1. Резолюцией 127/2003 министерства промышленности Аргентины было приостановлено антидемпинговое расследование против фирмы-экспортера «Тасман Инсулацион», Новая Зеландия, начатое по заявлению аргентинского производителя фирмы «Саинт-Говаин Андина», в связи с поставками на территорию Аргентины стекловолокна разных видов по позиции ОНМ 7019.39.00.

Расследованием была установлена демпинговая маржа от 73,54% до 203,78%. Начатое расследование было приостановлено в связи с тем, что фирмой-экспортером была предложена компромиссная цена на поставку данного товара в Аргентину.

Изучив все обстоятельства дела, министерство промышленности Аргентины пришло к выводу о возможности принять предложение инофирмы об установлении компромиссной цены на поставки данного товара на срок 5 лет по цене ФОБ в размере от 1,525 долл. за кг. до 3,28 долл. за кг. в зависимости от вида волокна.

2. Резолюцией 159/2003 минпром Аргентины вынес решение о закрытии антидемпингового расследования по фактам поставок из Китая и Бразилии фитингов для чугунных труб по позициям ОНМ 7307.19.10 и 7307.19.90

Данное расследование было открыто в окт. 2001г. по заявлению аргентинской фирмы-производителя «Дема». В ходе расследования была установлена демпинговая маржа в 204,5%. по поставкам из Китая и 105,92% по поставкам из Бразилии.

В авг. 2002г. минпром установил сроком на 4 мес. временные экспортные цены ФОБ на поставку данных товаров из Китая и Бразилии в 3,65 долл. за 1 кг.

В ходе дальнейшего расследования дела было установлено, что поставки этих товаров по демпинговым ценам нанесли существенный ущерб национальному сектору экономики, производящему аналогичные товары.

Резолюцией была установлена по отношению к поставкам данной продукции из Китая антидемпинговая пошлина сверх стоимости товара в 204,5% и в 105,92% к поставкам из Бразилии сроком на 15 мес.

3. Резолюцией 160/2003 от 9 апр. 2003г. минпром Аргентины вынес решение о закрытии антидемпингового расследования по фактам поставок из Китая сантехнической арматуры по позиции ОНМ 8481.80.19 Данное расследование было открыто в окт. 2001г. по заявлению аргентинской фирмы-производителя ФВ.

В ходе расследования была установлена демпинговая маржа от 230% до 633%. В ходе окончательного расследования было установлено, что поставки данных товаров на территорию Аргентины причинили значительный ущерб нацэкономике.

Резолюцией была установлена окончательная минимальная экспортная цена ФОБ для поставки данного товара из Китая в Аргентину от 9.12 долл. до 12.37 долл. за единицу (в зависимости от вида товара) сроком на 2г.

4. Резолюцией 174/2003 от 15 апр. 2003г. минпром Аргентины вынес решение о закрытии антидемпингового расследования по фактам поставок из США и Мексики полимеров винилхлорида по позиции ОНМ 3904.10.10. Данное расследование было открыто в апр. 2000г. по заявлению аргентинского производителя фирмы «Солвай Индула».

По результатам расследования были установлены окончательные антидемпинговые пошлины сверх стоимости по поставкам данного товара из Мексики 40,29% и по поставкам из США 7,47%.

5. Резолюцией 260/2003 19 мая 2003г. минпром Аргентины вынес решение о закрытии антидемпингового расследования по фактам поставок из Бразилии и Тайваня стальных нержавеющей труб по позиции ОНМ 7306.40.00 и 7306.90.20. Данное расследование было открыто в 2001г. по заявлению аргентинского производителя фирмы «Фабрикасион де Алиасионес Эсписиалес».

В ходе расследования было установлена демпинговая маржа в размере 103% по поставкам из Бразилии и 425,9% по поставкам из Тайваня.

По результатам расследования были установлены окончательные минимальные экспортные цены ФОБ по поставкам данного товара из Бразилии в 3,64 долл. за 1 кг., а по поставкам из Тайваня в 4,11 долл. за кг. сроком на 2г.

6. 21 мая 2003г. минпром Аргентины издал Резолюцию 148/2003, согласно которой было определено, что товары (кабели волокно-оптические), поставляемые из Бразилии в Аргентину по ОНМ 8544.70.10, 8544.70.90 и 9001.10.20 фирмой «Нек-

санс Бразиль» не отвечают требованиям, необходимым для отнесения их к товарам, местом происхождения которых является Меркосур.

В резолюции отмечается, что для признания факта происхождения данного товара на территории Меркосур необходимо, по крайней мере, что бы такие технологические процессы, как окраска нитей, их сортировка и группирование, покрытие оболочкой, были осуществлены в данном регионе.

В процессе расследования данного дела, была запрошена необходимая информация у компетентных бразильских организаций, однако в сроки, предусмотренные для этих целей, ответа не последовало. Был сделан вывод, что компетентные бразильские организации не имеют возможности предоставить какие-либо документы и объяснения по данному вопросу.

На территорию Аргентины продолжают осуществляться поставки данных товаров, отгружаемых этой же самой бразильской фирмой. Министерство промышленности Аргентины, определило, что данный товар не может быть отнесен к товару, происхождение которого является регион Меркосур и к данному товару не могут быть применены льготные таможенные пошлины, действующие в Меркосур. Были даны соответствующие указания Гендирекции таможен.

7. Резолюцией 279/2003 от 23 мая 2003г. минпром Аргентины вынес решение о закрытии антидемпингового расследования по фактам поставок из Индии новых каучуковых шин для велосипедов по позиции ОНМ 4011.50.00. Данное расследование было открыто в 2001г. по заявлению аргентинского производителя фирмы «Неубор».

По результатам расследования данной резолюцией были установлены экспортные цены ФОБ по поставкам данного товара из Индии в 1,51 долл. за кг. Срок действия данной резолюции — 3г.

8. Резолюцией 281/2003 от 23 мая 2003г. минпром Аргентины вынес решение о закрытии антидемпингового расследования по фактам поставок из Республики Корея, ЮАР, Австралии и Тайваня плоского проката из железа или стали по позициям ОНМ 7210.49.10, 7210.61.00, 7212.30.00, 7212.50.00, 7225.92.00, 7225.99.00, 7226.94.00, 7226.99.00. Данное расследование было открыто в 2001г. по заявлению аргентинского производителя фирмы «Сидерар С.А. Индуриаль и Коммерсиаль».

По результатам расследования данной резолюцией были установлены антидемпинговые пошлины сверх стоимости товара по поставкам из Республики Корея в 49,67%, по поставкам из ЮАР в 27,90%, по поставкам из Австралии в 70,37% и из Тайваня в 33,09%. Срок действия данной резолюции 5 лет.

Нефть-2003

Добыча нефти в Аргентине в 2003г. уменьшилась на 2,3%, по сравнению с пред.г., и составила 43,1 млн.куб.м.

В 2003г. произошли определенные изменения в составе фирм-операторов, работающих на аргентинском нефтяном рынке. Их число уменьшилось за год с 37 до 30 (в основном за счет свертывания деятельности филиалов европейских и американских компаний).

Несмотря на сохраняющееся лидерство испанской компании «Репсоль-ЯПФ» (57% всей добычи), а также «Пан Американ» (10-12%) и

«Шеврон Тексако» (9-10%), все больший вклад вносят компании соседних с Аргентиной стран, среди которых наибольшую активность проявляет «Петробраз Энерхия» (12%). Это дочернее предприятие бразильского концерна «Петробраз», созданное на базе отделения нефтедобычи аргентинской фирмы «Пеком Энерхия», приобретенного в 2002г. (сделка стоимостью 1,2 млрд.долл. утверждена правительством Аргентины в мае 2003г.). Все более заметные усилия по поиску собственной «ниши» на аргентинской рынке нефтедобычи демонстрирует чилийская компания «Энап».

Под нажимом нефтяных компаний в июле 2003г. правительство страны отменило 36% квоту не подлежащей к вывозу за рубеж нефти, которую компании обязаны были сами перерабатывать в Аргентине или продавать местным нефтепереработчикам. Компромисс был достигнут в обмен на временные гарантии компаний обеспечить сохранение существующих цен на дизельное топливо, прежде всего для общественного транспорта.

В 2003г. действовал 20% экспортный налог на нефть и ряд нефтепродуктов. Обсуждалась возможность увеличения с 30% до 50% доли обязательной продажи Центральному банку валютной выручки.

С авг. 2003г. принято решение о взимании дополнительных налогов на экспортно-ориентированные отрасли, а также введен обязательный ценз на размер капитализации компании при получении лицензии для ведения геологоразведки, добычи и транспортировки углеводородов. Он составляет 2 млн. арг. песо (700 тыс. долл.) для работ на материковой части и 20 млн. песо для деятельности на море и прибрежном шельфе.

Добыча и экспорт нефти

	1999	2000	2001	2002	2003
Объем добычи, тыс. куб.м	46507	44500	45730	44114	43100
Объем экспорта, тыс.куб.м	15611	16100	15757	14890	15085
Доля экспорта в произв., %	34	36	34	34	35
Объем экспорта, млн.долл.	1465,6	2640,9	2661	2537,9	2597,4

Общая площадь нефтегазоносных районов на территории Аргентины и ее прибрежном шельфе составляет 1,9 млн.кв.км. (79% находится на материковой части) с объемом запасов, превышающим 2,9 млрд.бар. С учетом современного уровня развития технологий добычи, 1/3 из них относятся к категории пригодных к использованию. Всего же в той или иной мере эксплуатируется не более 1/4 обнаруженных месторождений.

Наибольшее значение среди разрабатываемых месторождений сохраняет нефтеносный район «Неукина» (50% разведанных запасов), а также «Гольфо Сан Хорхе», «Аустраль», «Куйана» и «Норросте». Шестой год подряд наблюдается снижение соотношения «запасы/добыча». Этот показатель не превышает 10,5 лет. Одновременно сокращается значение разведанных запасов нефти. На конец 2003г. оно составило 465 млн.куб.м.

К середине 2003г. в Аргентине насчитывалось 17246 промышленных нефтяных скважин, находящихся в рабочем состоянии (в 2000г. — 16 585, в 2002г. — 17129). Основная часть установок расположена в Неукене и Гольфо Сан Хорхе. На экспорт поступает 1/3 добываемой нефти. Основными потребителями остаются Бразилия и Чили, на долю которых приходится до 70% экспортных поставок аргентинской нефти.

Инвестиционная деятельность на нефтяном рынке Аргентины носила вялый характер вплоть до нояб. 2003г., когда ряд ведущих компаний заявил о своих намерениях существенно увеличить объемы капиталовложений в развитие производственных мощностей.

— Испанская компания «Репсоль-ЯПФ» объявила о крупномасштабной программе инвестиций в предстоящие четыре года. Их общая сумма оценивается в 5,67 млрд.долл.

— «Петробраз» объявила о выделении до 2007г. 1,6 млрд.долл. для реализации проектов в Аргентине.

— «Тоталь-Аустраль» — филиал французского концерна «Тоталь Фина Эльф» — объявила о намерении инвестировать в 2004г. 200 млн.долл. в разработку шельфовых месторождений на Огненной земле в составе консорциума с «Пан Американ Энерджи» и «Винтершел Энерхия».

Для сохранения положительной динамики развития нефтяной отрасли страны среднегодовой объем инвестиций до 2008г. в геологоразведку и поисковое бурение должен быть не ниже 240 млн.долл., а в развитие месторождений — не менее 1,6 млрд.долл.

Нефть-2002

Распределение добычи нефти по провинциям: Неукен — 36,4%; Санта — Крус — 25,2%; Мендоса — 13,6%; Чубут — 13,2%; Рио Negro — 4,2%; Тьерра дель Фуэго — 4,1%; Сальта — 1,7%. Общая площадь нефтеносных районов на материковой части составляет более 1,46 млн. км, на шельфе — 0,73 млн. км.

В соответствии с действующим законодательством, с 1992г. право выдачи лицензий на проведение геолого-разведочных работ и разработку нефтяных месторождений принадлежит правительствам провинций. Федеральная власть оставила за собой право вмешательства в сферу регулирования указанной деятельности лишь в исключительных случаях. За указанный период было выдано 92 лицензии на разведку и разработку нефтеносных участков. В качестве лотов на начало 2003г. выставлено 140 участков на континентальной и 47 на шельфовой части территории Аргентины.

К началу 2002г. в Аргентине насчитывалось 17129 промышленных нефтяных скважин, находящихся в рабочем состоянии (в 1999г. — 16.583, в 2000г. — 16.585). Основная их часть расположена в Гольфо Сан Хорхе (10163) и Неукене (5255). С авг. 2002г. отмечалась активизация в промышленном бурении у ведущих компаний. Repsol-YPF создала 50 бригад, приступивших к работам в провинциях Неукен, Мендоса и Рио Negro. Реализацию программ перспективного бурения возобновили также фирмы Pioneer и Resot Energy (Petrobras). Суммарная мощность скважин в 2002г. составила 3,638 млн.куб.м. в месяц. Геологоразведочные работы с примерением трехмерной сейсмики велись на территории 2750 кв.км. Проекты предусматривают бурение 74 новых скважин.

В течение 5 лет сохраняется устойчивая тенденция к снижению соотношения «запасы/добыча», которое в наст.вр. не превышает 10,5 лет. Одновременно сокращается значение разведанных запасов нефти, составлявших на конец 2002г. менее 458 млрд.куб.м. (с учетом неподтвержденных с вероятностью до 50% запасов указанный показатель достигает 537 млрд.куб.м). Наибольшими запасами

нефти располагают следующие нефтеносные районы: Объем запасов (с учетом вероятных) в млн.куб.м.: «Неукина» (Neuquina) — 223,7; «Голфо Сан Хорхе» (Golfo San Jorge) — 207,9; «Аустраль» (Austral) — 36,1; «Куйана» (Guyana) — 36,1; «Нороесте» (Noroeste) — 33,2; всего — 537.

Аргентинские эксперты отмечают, что производственно-технологическая база отрасли позволяет расширить объемы нефтедобычи на 10-20%. В наст.вр. не просматриваются экономические стимулы для развития отрасли. На экспорт в последние годы идет 35% добываемой нефти.

Аргентинский экспорт нефти

	1990	1992	1994	1996	1998	1999	2000	2001	2002	02/01, %
Объемы экспорта										
млн.куб.м.	1,03,111,718,919,215,616,115,814,9-5,7
млн.долл.	123,6340,31148,12314,31391,21465,62640,92661,02537,9-4,6

Основными потребителями продолжают оставаться географические соседи Аргентины — Бразилия и Чили, на долю которых приходится до 70% экспортных поставок аргентинской нефти.

В последнее время обозначилась тенденция заметного увеличения объемов экспорта традиционных транспортных топлив (в основном высокооктановых бензинов) в США. В сент. 2002г. фирмой Repsol-YPF были достигнуты рекордные показатели продажи в США бензина в 226 млн.л. (70% продукции крупнейшей в Аргентине установки по переработке нефти мощностью 30 тыс.куб.м. в день направляется в США).

Сокращение добычи нефти в 2002г. повлекло за собой снижение объемов нефтепереработки (по различным видам продукции оно составило от 8 до 13%). Основными продуктами нефтехимической промышленности Аргентины являются ароматические соединения, этилен, стирол, метанол, формальдегид, толуол, термопластики. Географически производство сосредоточено в основном в нефте- и газодобывающих провинциях Неукен, Мендоса, Санта Фе и Огненная Земля. Ряд крупных предприятий отрасли расположен в провинции Буэнос-Айрес.

К ведущим производителям нефтехимической продукции относятся компании «Репсоль — ЯПФ» (Repsol-YPF), «Сидал С.А.» (Cidal S.A.), «Резенфорд-Метанол» (Resinfbr-Metanol), «Пиеро» (Piero), «Масиса» (Masisa), «Карбоклор» (Carboclor). На долю сектора приходится 3,3 млн.т. продукции, из которых 36% — базовые продукты, 25% — полуфабрикаты и 38% — готовые изделия.

«Репсоль-ЯПФ» (Repsol-YPF) намеревалась инвестировать: 1,3 млрд.долл. в развитие своих производственных программ в бассейне Неукен в период 2001-06гг., в т.ч. в продлении концессии на месторождение «Лома де ла Лама»; 400 млн.долл. в разработку шельфовых месторождений; намеревалась в 2001-03гг. повысить производительность предприятия «Петрокимика Ла Плата» (Petroquímica La Plata) по производству ароматических углеводородов с 350 тыс.т. в год до 850 тыс.т. в год на основе привлечения инвестиций на 240 млн.долл.

Американская компания Wintershall получила в 2001г. концессию на разведку и добычу нефти в зоне Ranquil Norte в пров. Мендоса. На первом этапе предполагала инвестировать 8 млн.долл., а в случае обнаружения промышленных запасов компания намерена была вложить еще 82 млн.долл.

Vintage Oil выкупила в 2001г. у компании Shell 40% концессий на разработку двух нефтяных полей месторождения La Ventana в бассейне Куйо

(Сиуо). Сделка была заключена за 50,4 млн.долл.; «Винтадж Ойл» предполагала инвестировать в 2002г. в увеличение добычи 77 млн.долл.

Компания Tescpetrol, принадлежащая холдингу «Течинт» (Techint), в 2002г. намеревалась инвестировать 200 млн.долл. в разработку принадлежащих ей месторождений. Компания Polo Petroquimico de Bahía Blanca (PBB) планировала расширение производства на заводе по производству этилена с 275 тыс.т. в год до 700 тыс.т. в год. В связи с экономическим кризисом ни один из перечисленных инвестиционных проектов к концу 2003г. в полном объеме проинвестирован не был.

Имеется ряд новых инвестиционных проектов:

– «Репсоль-ЯПФ» совместно с British Gas, и Total Fina Elf начнут работы на прибрежном шельфе с проектными инвестициями в 400 млн.долл.;

– «Репсоль-ЯПФ» объявила о намерении инвестировать 116 млн.долл. в развитие шести месторождений в бассейне Неукен;

– бразильская компания Petrobras намерена инвестировать в 2003 – 05гг. 140 млн.долл. в развитие сети автозаправок Eg3, а также вложить 100 млн.долл. в программу развития нефтеперерабатывающих мощностей на своем дочернем предприятии Resom Energia;

– аргентинская компания Rhasa планирует вложить 4 млн.долл. в строительство нового комплекса по производству высокооктановых бензинов в провинции Неукен.

Российско-аргентинское сотрудничество в нефтяном секторе сводится к поставкам из России дизельного топлива (2002г. – 21,3 млн.долл.). Российские нефтяные компании добычей, переработкой или транспортировкой нефти в Аргентине не занимаются. Для выхода на аргентинский рынок у роскомпаний имеются возможности через сотрудничество: с одной из крупных компаний, присутствующей на рынке Аргентины (например, «Репсоль-ЯПФ», «Пеком Энергия»); с аргентинскими провинциями, обладающими нефтяными запасами (Сальта, Неукен).

Газ-2003

Добыча газа в Аргентине в 2003г. возросла на 10,5% и достигла 50,7 млрд. куб.м. Среди стран Латинской Америки Аргентина занимает 4 место (после Венесуэлы, Боливии и Мексики) по объему подтвержденных запасов природного газа, которые составляют 792 млрд.куб.м. При сохранении существующих объемов добычи этих запасов стране хватит на 15 лет. Основные разведанные месторождения газа сосредоточены в провинциях Неукен (380 млрд.куб.м.), Сальта, Санта Крус и Тьерра дель Фуего.

Добыча природного газа и пропускная способность

основных газопроводов, в млн.куб.м

	1999	2000	2001	2002	2003
Добыча.....	42425	44870	44565	45872	50700
Магистральные	109	116,5	116,5	116,5	116,5
Локальные.....	3,02	3,02	3,02	3,02	3,02

Ведущей газодобывающей провинцией страны является Неукен (55% всего объема). Затем следуют Сальта (15,5%), Санта Крус и Тьерра дель Фуего (по 11% каждая), Чубут (3%) и Мендоса (2%). Добыча газа в провинциях Формоса, Жужуй и Пампа составляет менее 1% общенационального объема. Уже в 2005г. можно ожидать существенного снижения объемов добычи газа в пров. Неукен из-за истощения запасов месторождений.

Число газодобывающих компаний с участием испанского, французского, бразильского, голландского, американского и чилийского капитала сократилось с 30 в 2002г. до 25 к концу 2003г. Наибольшими мощностям по добыче газа располагают «Репсоль-ЯПФ» (44%), «Тоталь Аустраль» (19%), «Пан Американ» (12%), «Плюспетроль» (10%) и «Текпетроль» (7%). Газовое отделение концерна «Перес Компанк» (9,6% объема газодобычи в Аргентине в 2002г.) прекратило свою работу в 2003г. после приобретения его бразильским «Петробразом». Собственные мощности «Петробраз» на аргентинских газовых промыслах не превышают 2,5%.

Природный газ занимает первое место среди всех видов топлива, используемых в энергетике Аргентины. Его роль в энергетическом балансе страны продолжает расти. С учетом введенного в стране государственного регулирования тарифов на газ, он стал наиболее популярным энергоносителем во всех потребляющих секторах: энергетическом (30%), промышленном (40%) и бытовом (27%).

Аргентина занимает второе место среди стран Латинской Америки по потреблению газа на душу населения (после Венесуэлы). Этот показатель уже превысил 740 куб.м/чел. в год. В стране насчитывается 6 млн. подключенных к сети потребителей природного газа.

Потребление сжатого и сжиженного газа в стране стабилизировалось на уровне 900 тыс.т/год. На долю четырех крупнейших компаний «Аргон», «ЯПФГаз», «Альгаз» и «Аутогаз» приходится 70% рынка сжиженного газа Аргентины.

Отмечается высокий спрос на автотранспорте на сжатый и сжиженный природный газ, цена которого в три раза меньше, чем бензина. Более 15% автопарка страны оснащено газовыми установками (2001г. – 3,2%, 2002г. – 13,6%). Для легковых автомобилей этот показатель превышает 35%. Правительство продолжает выполнение начатой 20 лет назад программы перевода автотранспорта на сжатый газ. В рамках этой программы в 2003г. был инициирован ряд поддерживаемых государством масштабных проектов по переводу на газ грузовых автомобилей и автобусов.

Объемы экспорта природного газа в 2003г. возросли на 1/3, по сравнению с пред.г., и достигли 7200 млн.куб.м. В янв. 2002г. был принят Закон 25.561, в соответствии с которым были «заморожены» потребительские тарифы на натуральный газ. Это привело к резкому ухудшению финансового состояния отрасли и сокращению объема инвестиций. Если в середине 90гг. в отрасли ежегодно вводилось в эксплуатацию порядка 100 новых газовых скважин, то в 2003г. это количество сократилось до 25.

По сравнению с предшествовавшим экономическому кризису 2001г., общий объем инвестиций в 2002г. снизился на 40% и продолжал падать до окт. 2003г. Деятельность предприятий отрасли находилась на грани рентабельности и не позволяла им рассматривать перспективные инвестиционные проекты. Наблюдалось повсеместное свертывание начатых ранее работ. ТНК «Роял Датч Шелл» (Royal Dutch Shell) заявила о планах прекращения проекта и продаже большей части своей доли на разработку крупного газового месторождения «Валье Мораво» в пров. Сальта. Международный концерн «Камуззи» (Camuzzi) был вынужден заморозить проект строительства сети газовых АЗС (оснащенных компрессорами

для получения сжатого газа) в пров. Неукен из-за недостаточной пропускной способности имеющегося газопровода.

В конце 2003г. ситуация в отрасли несколько улучшилась. В качестве основной причины называются начатые под нажимом транснациональных компаний и правительственных кругов Испании, Франции и других стран переговоры между правительством Аргентины и частными компаниями-операторами и связанные с ними ожидания улучшения нормативно-правовой базы с целью защиты интересов частных инвесторов, а также повышения тарифов.

Финансово-экономическое состояние Аргентины негативно отражается на ситуации в газовой отрасли. Работы в области перспективного и поискового бурения находятся ниже допустимой отметки. Текущий долг газовых предприятий превышает 2,4 млрд.долл., деятельность сектора ведется сейчас на грани рентабельности. Недостаточный объем инвестиций для поддержания и развития инфраструктуры отрасли может привести к энергетическому кризису в стране уже к середине 2004г.

Трубопроводы. Имеющаяся развитая система внутренних газовых магистралей суммарной мощностью 120 млн.куб.м. газа в сутки позволяет обеспечить природным газом большинство потребителей. В 2003г. рост спроса на указанный энергоноситель инициировал строительство новых локальных газопроводов, призванных обеспечить отдаленных потребителей (в основном из наименее промышленно развитых северных провинций) и повысить надежность сети в целом.

Были приостановлены работы по прокладке новых газопроводов в Бразилию и Чили. Основной причиной послужило недостаточность финансирования проектов. Сложная ситуация сложилась на газопроводах Gasoducto Transandino (Неукен, Аргентина – Консепсьон, Чили) и Cruz del Sur (Уругвай). Построенные в 2002-03гг. мощности остаются недозагруженными.

Наблюдалось некоторое оживление в проектах строительства новых газопроводов. Так, одна из крупнейших в Аргентине компаний Techint в нояб. 2003г. обнародовала планы строительства нового газопровода из Боливии в Аргентину – Gasoducto del Noroeste Argentino (GNA) для обеспечения природным газом четырех северных провинций. Стоимость проекта, рассчитанного на 26 мес., составляет 1 млрд.долл., из которых 75% составят затраты Techint, а оставшиеся 250 млн.долл. будут выделены из федерального бюджета и бюджетов заинтересованных провинций.

Консорциум UTE, в состав которого входят компании Gas Service (Гас Сервис), Orient Energy (Ориент Энерджи) и Langen (Ланжен) намерены увеличить на 200 км. протяженность газопровода «Де ла Пунта» мощностью 150 тыс.куб.м. ежедневно. Стоимость проекта, который был начат в нояб. 2003г., составит 24 млн.долл.

В янв. 2004г. 15 аргентинских кооперативов инвестировали 35 млн.долл. в строительство 347 км. газопровода в провинциях Санта Фе, Кордоба и Сантьяго дель Эстеро.

Три главные нефтепровода Аргентины, проложенные из нефтеносного района «Неукина» (два из них транспортируют нефть на нефтеперегонный завод «Лухан де Куйо» в Мендосе и в «Пуэрто Роса-

лес» на атлантическом побережье, а международный нефтепровод «Эстенсоро-Педральс» – бывший «Трансандино», – проходит через Андский хребет в Чили), в ближайшие годы будут полностью удовлетворять потребности страны в указанной области.

Газ-2003

Газовый сектор Аргентины начал динамично развиваться с 1989г. после полной приватизации отрасли. Государство сохранило за собой вопросы выдачи лицензий на разработку газовых месторождений, предоставления доступа к газораспределительным сетям, транспортировки газа и контроля за тарифами для потребителей.

Единое для национальных и инокомпаний правовое пространство стимулировало в последние 10-12 лет интенсивный приток в отрасль иностранного капитала и создание конкурентоспособного сектора экономики с современной технической базой. В газпроме Аргентины работают фирмы с участием испанского, французского, бразильского, голландского, американского и чилийского капитала.

За последние четыре года в газовую отрасль Аргентины в виде прямых инвестиций было вложено 2,1 млрд.долл., а объемы производства выросли в 1,2 раза. Всего за 10 лет сектор удвоил свои показатели по добыче, полностью обеспечил «голубым топливом» внутренние потребности страны и завоевал значительную часть южноамериканского рынка. В 2002г. добыча газа в Аргентине, несмотря на экономический кризис в стране, оставалась практически на уровне предыдущего года и составила 46,7 млрд.куб.м.

Объемы добычи природного газа в Аргентине, в млн.куб.м.: 1990г. – 23018; 1992г. – 25043; 1994г. – 27702; 1996г. – 34650; 1998г. – 38630; 1999г. – 42425; 2000г. – 44870; 2001г. – 45917; 2002г. – 46700.

Подтвержденные запасы природного газа превысили в 2002г. 760 млрд.куб.м. Соотношение резервов к объему производства достигло экономически оптимального (по мировым стандартам) значения 16,5 лет.

Газопроизводящие провинции: Неукен (55% всей добычи), Сальта (16%), Санта Крус и Тьерра дель Фуэго (по 11% каждая).

Основные месторождения природного газа

	Подтвержд. запасы, млрд.куб.м.	Среднесут. производ., млн.куб.м./день
Неукина	382.....	89,4
Аустраль.....	176.....	26,5
Норозсте.....	165.....	23,2
Гольфа Сан Хорхе.....	34.....	9,7
Куйана.....	1.....	0,2
Всего	752.....	149,0

Уровень используемых на месторождениях технологий соответствует современным мировым стандартам и отвечает жестким экологическим требованиям. Ведущими компаниями активно применяются методы геологоразведки с использованием трехмерной сейсмики и автоматизированной цифровой обработки данных, горизонтального бурения и повышения отдачи газоносных пластов.

В Аргентине действуют представительства специализированных компаний Shlumberger и Halliburton, имеющих большой опыт выполнения сложных геологоразведочных работ и специального бурения. Геологоразведочные работы ведутся как на материковой части страны, так и на шельфе.

Добычей и первичной переработкой природного газа в Аргентине занимается 29 операторов. 80% общей добычи обеспечивают шесть крупнейших концернов: YPF-Repsol – 32%, Total Austral – 20%, Pluspetrol – 10%, Pan American Energy – 10%, Pecom Energia – 7,5%, Tescpetrol – 7%.

Аргентина имеет развитую систему газопроводов, полностью обеспечивающую внутренние потребности страны и позволяющую экспортировать газ в соседние страны. Мощность газопроводов Аргентины составляет 120 млн.куб.м. газа в сутки.

Система газопроводов поделена на северную и южную части. На ее развитие за прошедшие 10 лет было затрачено более 2 млрд.долл. Магистрали обслуживаются двумя независимыми частными операторами: TNG – Transportadora de Gas del Norte (55% газоперекачивающих мощностей) и TGS – Transportadora de Gas del Sur (45%). Газопроводные сети связаны между собой и имеют высокий уровень автоматизации. В состав TGN входят магистрали Gasoducto Norte и Gasoducto Centro Oeste. TGS распределяется Gasoducto San Martin, Neuba-1, Neuba-2 и собственной локальной распределительной сетью.

Газопровод	1993г.	1997г.	1999г.	2000г.
Norte	13,4	17,1	19,9	20,4
Centre Oeste	11,2	20,2	27,8	31,9
TGN в целом	24,6	37,3	47,7	53,3
Neuba-1	11,0	13,5	13,5	13,5
Neuba-2	18,5	27,6	27,6	27,6
San Martin	15,4	16,9	18,0	20,9
Региональные газопроводы TGS	2,2	2,2	2,2	2,2
TGS в целом	47,1	60,2	61,3	64,2
Магистральные газопроводы в целом	71,7	97,5	109,0	116,5
Локальные распределительные сети	3,02	3,02	3,02	3,02
Всего	74,72	100,52	112,2	119,52

Параллельно со строительством магистральных газопроводов, большое внимание уделялось развитию распределительных сетей. Лицензии на продажу газа отдельным потребителям имеют в настоящее время следующие компании

Основные характеристики газораспределительных компаний

	Число потреб., тыс.	Объем пост. газа, млн.куб.м./сут	Общ. длина сети, км.	Сумм. объем инвест.*
Metrogas	1905,6	17,43	15033	461,8
Ban	1225,4	6,93	19885	421,4
Literal	414,5	2,49	8706	113,5
Camuzzi Pampeana	888,7	7,82	20802	320,3
Camuzzi Sur	404,5	7	12375	166,1
Centre	407	3,45	11768	81,9
Guyana	344,6	2,49	8462	105,2
Gasnor	311,2	2,24	6658	89,6
Gasnea	9	0,15	1936	4,2
Bceero	5910,4	50	105614	1764

* в 1992-2000гг., в млн.долл.

Право формирования национальной ценовой политики, установки тарифов и выдачи лицензий на осуществление коммерческой деятельности в сфере природного газа принадлежит исключительно госведомству Enargas.

Цена на газ (на выходе из скважины) в значительной степени варьируется в зависимости от газоносного района, объема и профиля потребления. В провинции Буэнос-Айрес она составляет 2 долл. за млн/ БТУ, в Неукене – 1,3 долл., Чубуте – 1,25 долл. Сальте – 1,12 долл., Санта Крус – 0,96 долл., Тьерра дель Фуэго – 0,88 долл. Для экспорта в Бразилию и Чили определены значения 2,58 долл. за млн. БТУ и 2,47 долл. за млн. БТУ.

Эксперты отмечают, что установленная государством средняя отпускная цена для потребителей в размере 0,35 долл. за млн. БТУ находится ниже минимального экономически обоснованного значения – 1,20 долл. за млн.БТУ.

Растет потребление сжиженного газа, которое составляет в Аргентине 900 тыс.т в год с суммарным объемом продаж более 1 млрд.долл. На долю четырех крупнейших компаний Argon, YPF Gas, Algas и Autogas) приходится 70% этого рынка.

Отмечается стремительный рост спроса на сжатый и сжиженный природный газ (СПГ) в автомобильном транспорте (цена указанного вида топлива почти втрое дешевле, чем бензин). Если, в 2001г. доля транспортных средств, оснащенных газовыми установками, не превышало 3,2%, то в 2002г. она приблизилась к 14%. Ведутся НИОКР по адаптации к сжиженному газу двигателей магистральных грузовых автомобилей и автобусов различного назначения.

Продажей СПГ в Аргентине занимаются следующие компании, в млн.куб.м. в сутки:

	Объем поставок СПГ	%
Metrogas	1,349	29,4
Ban	1,101	24,0
Literal	0,414	9,0
Camuzzi Pampeana	0,490	10,7
Camuzzi Sur	0,049	1,1
Centre	0,550	12,0
Guyana	0,390	8,5
Gasnor	0,223	4,9
Gasnea	0,017	0,4
Bceero	4,583	100

Этот сектор газовой отрасли считается наиболее инвестиционно привлекательным в связи со слабо развитой промышленной базой для производства СПГ, а также отсутствием законодательной базы, регулирующей ключевые вопросы налогообложения и контроля за тарифами.

Экспорт газа. Аргентина экспортирует 3 млрд.куб.м. природного газа на 500-550 млн.долл. в год в Бразилию, Чили, Парагвай и Уругвай.

Наиболее успешно Аргентина экспортирует газ в Чили. Созданный в 1996г. консорциум, в который вошли компании Repsol-YPF, Bidas и Chauvco, заключил 20-летний контракт на поставку газа на чилийский комбинат по производству метанола Methanex Chile в г. Кабо Negro. Для его реализации был построен газопровод протяженностью 50 км. и проведена реконструкция компрессорного завода. Инвестиции консорциума в этот проект составили 27 млн.долл.

В дек. 2002г. консорциумом GOSA (Sade Skanska, Victor M.Conteras, Conteras Hermanos y A-Evangelista) было завершено строительство газопровода Cruz del Sur (Уругвай). Его стоимость составила 150 млн.долл. Построенные мощности рассчитаны на транспортировку до 5,5 млн.куб.м. в сутки.

Экономический кризис негативно отразился на ситуации в отрасли. Общий объем инвестиций в 2002г. снизился на 40%, по сравнению с 2001г. Сократились работы в области перспективного и поискового бурения. Загрузка основных газопроводов упала на 30%. Долг газовых предприятий достиг 2,4 млрд.долл. Деятельность большинства предприятий газового сектора страны ведется на грани рентабельности. В качестве основных причин сложившейся в отрасли ситуации называются резкое снижение национального платежеспособ-

ного спроса на газ и сохранение регулируемых государством низких тарифов для большинства потребителей.

Сложилась благоприятная ситуация для интенсивного развития сектора СПГ, включая строительство новых мощностей для сжижения газа и соответствующей инфраструктуры для его хранения и распределения. Указанные условия открывают перспективу для продвижения в страну российских технологий и оборудования для сжижения природного газа на установках малой мощности.

Экспорт газа

Современный газовый сектор Аргентины начал динамично формироваться с 1989г., когда правительством страны была проведена полная приватизация отрасли. После продажи монопольного госпредприятия ЯПФ (YPF – Yacimientos Petroleros Financieros) испанской компании «Репсоль» (Repsol), государство сохранило за собой контроль за доступом к газопроводам и распределительным сетям, а также над тарифами для потребителей.

Природный газ занимает ведущее место в энергетическом балансе страны. Насчитывается 6 млн. подключенных к сети потребителей природного газа. По потреблению газа на душу населения Аргентина занимает второе место среди стран Латинской Америки (после Венесуэлы). Указанный показатель превысил 740 куб.м/чел в год.

Последствия экономического кризиса в Аргентине продолжают оказывать негативное влияние на предприятия по добыче, транспортировке и распределению газа в стране. Отпускные цены на природный газ остаются «замороженными» ниже уровня рентабельности. В силу искусственно заниженных тарифов в Аргентине продолжает расти спрос на природный газ, что обуславливает увеличение объемов его добычи. В 2003г. отмечен рекордный показатель газодобычи, составивший 50 млрд. куб.м.

Политика нового правительства не позволила до настоящего времени найти приемлемый компромисс с газовыми компаниями. Отсутствие реальных стимулов для привлечения инвестиций на протяжении последних двух лет привели к снижению подтвержденных резервов приблизительно на 10%. Число газодобывающих компаний сократилось с 30 в 2002г. до 25 – к концу 2003г.

Добыча природного газа. Среди стран Латинской Америки Аргентина сохраняет 4 место (после Венесуэлы, Боливии и Мексики) по объему подтвержденных запасов природного газа – 792 млрд. куб.м. Соотношение резервов к объему производства пока находится на уровне экономически оптимального (по мировым стандартам) значения – 15 лет. Хотя интенсивное использование имеющихся месторождений и наметившееся отставание в поиске новых привели к сокращению в 2003г. указанного показателя на 10%.

Основные разведанные месторождения газа в провинциях в 2002г. (газоносный район – объем подтвержденных запасов, в млрд. куб.м.): Неукина – 382,1; Аустраль – 176,4; Нороесте – 165,4; Гольфо Сан Хорхе – 33,5; Прочие – 34,6; Всего – 792.

С 1999г. по объемам добычи газа, в млрд. куб.м., Аргентина уступает лишь Мексике: 1990г. – 23018;

1992г. – 25043; 1994г. – 27702; 1996г. – 34650; 1998г. – 38630; 1999г. – 42425; 2000г. – 44870; 2001г. – 45917; 2002г. – 45769; 2003г. – 50200.

Основной газодобывающей провинцией страны является Неукен (55% всей добычи). Второе место занимает провинция Сальта (15,5%). Доли Санта Крус и Тьерра дель Фуего составляют по 11% каждая. В Чубуте и Мендосе добывается 3% и 2%. Добыча газа в провинциях Формоса, Жужуй и Пампа составляет 1% и имеет лишь местное значение. В 2005г. можно ожидать существенного снижения отдачи ведущих газовых месторождений в провинции Неукен из-за их естественного истощения.

Уровень используемых на месторождениях технологий соответствует современным мировым стандартам и отвечает жестким экологическим требованиям. Ведущими компаниями активно применяются методы геологоразведки с использованием трехмерной сейсмоки и автоматизированной цифровой обработки данных, горизонтального бурения и повышения отдачи газоносных пластов.

В Аргентине действуют представительства специализированных компаний Shiumberger и Hulliburton, имеющих большой опыт выполнения сложных геологоразведочных работ и специального бурения. Геологоразведочные работы ведутся как на материковой части страны, так и на шельфе. Объемы добычи газа в прилегающей акватории незначительны из-за более низкой рентабельности, чем на суше.

Число газодобывающих компаний с участием испанского, французского, бразильского, голландского, американского и чилийского капитала сократилось с 30 в 2002г. до 25 – к концу 2003г. Наиболее крупными из них являются «Репсоль-ЯПФ» (44% всей добычи), «Тоталь Аустраль» (19%), «Пан Американ Энерджи» (12%), «Плюспетроль» (10%) и «Текпетроль» (7%).

Транспортировка природного газа. Аргентина имеет развитую газопроводную систему, обеспечивающую потребности наиболее развитых промышленных регионов и позволяющую экспортировать газ в соседние страны. С 1993г. для ее модернизации и расширения было затрачено 4,5 млрд.долл. (без участия государства), что позволило увеличить пропускную способность газопроводов на 60%.

Исторически система поделена на северную и южную части. Магистралы обслуживаются двумя независимыми частными операторами: TGN – Transportadora de Gas del Norte (55% газоперекачивающих мощностей) и TGS – Transportadora de Gas del Sur (45%).

Мощность основных газопроводов Аргентины, в млн. куб.м. в сутки

Газопровод	1993г.	1997г.	1999г.	2002г.
Norte.....	13,4	17,1	19,9	20,4
Centro Oeste.....	11,2	20,2	27,8	31,9
TGN в целом.....	24,6	37,3	47,7	53,3
Neuba-1.....	11	13,5	13,5	13,5
Neuba-2.....	18,5	27,6	27,6	27,6
San Martin.....	15,4	16,9	18	20,9
Региональные, TGS.....	2,2	2,2	2,2	2,2
TGS в целом.....	47,1	60,2	61,3	64,2
Магистральные, в целом.....	71,7	97,5	109	116,5
Локальные сети.....	3,02	3,02	3,02	3,02
Всего.....	74,72	100,52	112,2	119,52

Основные газораспределительные компании

	Число потреб. тыс.	Объем газа млн.куб. м./сутки	Общ. дл. сети км.	Инвест. 1992-02 млн.долл.
Метрогаз	1905,6	17,43	15022	461,8
Бан	1225,4	6,93	19885	421,4
Литораль	414,5	2,49	8706	113,5
Камузи Пампеана	888,7	7,82	20802	320,3
Камузи Сур	404,5	7,00	12375	166,1
Сентро	407	3,45	11768	81,9
Куйана	344,6	2,49	8462	105,2
Газнор	311,2	2,24	6658	89,6
Газнеа	9	0,15	1936	4,2
Всего	5910,4	50,00	105614	1764

Потребление сжиженного газа в стране стабилизировалось на уровне 900 тыс.т/год. На долю четырех крупнейших компаний «Аргон», «ЯПФГаз», «Альгаз» и «Аутогаз» приходится 70% производства сжиженного газа Аргентины.

Существует высокий спрос на сжатый природный газ для автотранспорта, стоимость которого втрое ниже, чем цена бензина. Более 15% автопарка страны оснащено газовыми установками (13,6% – в 2002г., 3,2% – в 2001г.). Для легковых автомобилей это значение превышает 35%. Правительство продолжает выполнение начатой 20 лет назад Программы по переводу автотранспорта на сжатый газ. В рамках этой программы в 2003г. было инициировано ряд поддерживаемых государством масштабных проектов по переводу на газ грузовых автомобилей и автобусов.

Продажа СПГ в Аргентине, в млн.куб.м. в сутки

	объем поставок	% от продаж
«Метрогаз»	1,349	29
«Бан»	1,101	24
«Литораль»	0,414	9
«Камузи Пампеана»	0,490	11
«Камузи Сур»	0,049	1
«Сентро»	0,550	12
«Куйана»	0,390	8
«Газнор»	0,223	5
«Газнеа»	0,017	1
Всего	4,583	100

Экспорт природного газа. В 2002г. страна экспортировала 15 млн.куб.м. газа в день (7% общего объема добычи), на 550 млн.долл. В 2003г. объем экспортных поставок увеличился на треть, по сравнению с предг.

Лицензии на экспортные операции имеют следующие компании: «Репсоль-ЯПФ» – 58% от общего объема экспорта; «Проппетариос де Сьерра Чата» – 13; «Тоталь-Пан Американ-Уинтершел» – 10; «ЯПФ-Тоталь-Пан Американ-Уинтершел» – 8; «Плуспетроль-Астра» – 5; «Текпетроль-Мобил-Си Джей Эс» – 5; «Петроуругвай» – 1; Всего – 100.

В наибольших объемах Аргентина экспортирует газ в Чили. В 1996г. был создан консорциум, в который вошли «Репсоль-ЯПФ», «Бридакс» и «Чауко», заключивший 20-летний контракт на поставку аргентинского газа на комбинат по производству метанола «Метанекс Чили» в г. Кабо Negro. Инвестиции консорциума в этот проект составили 27 млн.долл.

Дальнейший рост экспорта в Бразилию, Чили, Парагвай и Уругвай сдерживается недостаточной пропускной способностью магистральных газопроводов, а также плохой внутренней распределительной сетью в соседних странах. Наиболее слож-

ная ситуация сложилась на газопроводах Gasoducto Transandino (Neuquen-Concepcion) и Cruz del Sur в Уругвай. Построенные в 2002-03гг. мощности остаются незагруженными.

Инвестиционные проекты. В связи с экономическим кризисом в 2001-02гг. деятельность предприятий отрасли находилась на грани рентабельности, что не позволило им рассматривать перспективные инвестиционные проекты. Более того, наблюдалось повсеместное свертывание начатой ранее работ. Royal Dutch Shell заявила о продаже большей части своей доли в разработке крупного газового месторождения «Валье Мораво» в провинции Сальта. Международный концерн Samuzzi был вынужден заморозить проект строительства сети газовых АЗС (оснащенных компрессорами для получения сжатого газа) в провинции Неукен из-за недостаточной пропускной способности имеющегося газопровода. Ситуация изменилась в конце 2003г., когда начались переговоры между правительством Аргентины и частными компаниями-операторами, в т.ч. по проблеме повышения тарифов на газ.

Наиболее крупные инвестиционные проекты в отрасли.

– «Репсоль-ЯПФ» в нояб. 2003г. объявила о новой крупномасштабной программе инвестиций в предстоящие четыре года. Их общая сумма – 18,8 млрд. евро, из которых для Аргентины предназначено 26% (5,67 млрд.долл.). В результате ожидается ежегодный прирост добычи углеводородов 5%. Из предусмотренных планом финансовых средств 60% предназначены для геологоразведки и добычи нефти и газа, 8% – для совершенствования газовых мощностей.

– «Течинт» (Techint), пользуясь поддержкой президента Аргентины Н.Киршнера, в нояб. 2003г. выразил намерение приступить к строительству нового газопровода из Боливии в Аргентину – Gasoducto del Noroeste Argentine (GNA). Магистраль должна обеспечить природным газом удаленных потребителей в четырех северных провинциях. Стоимость проекта, рассчитанного на 26 мес., составляет 1 млрд.долл., из которых 75% составят затраты ТНК, а оставшиеся 250 млн.долл. будет выделено из госбюджета Аргентины.

– Консорциум УТЕ (UTE), в состав которого входят компании «Гас Сервис» (Gas Service), «Ориент Энерджи» (Orient Energy) и «Ланджен» (Langen) запланировали удлинить газопровод «Де ла Пунта» на 200 км., позволяющий перекачивать 150 тыс.куб.м. ежедневно. Стоимость проекта, который был начат в нояб. 2003г., составит 80 млн. арг. песо (24 млн.долл.).

– В янв. 2004г. 15 частных кооперативов инвестировали 100 млн. арг. песо (35 млн.долл.) на строительство 347 км. газопровода (700 км. с учетом сети локальных трубопроводов мелким потребителям) в провинциях Санта Фе, Кордоба и Сантьяго дель Эстеро. Новая магистраль обеспечит топливом 15 промпредприятий и 32,7 тыс. частных потребителей. Проект, рассчитанный на 2г., планируется начать в 2004г.

– TGS выделила 22 млн. арг. песо (7,2 млн.долл.) на модернизацию участка своего газопровода в Патагонии.

Госрегулирование цен на газ. Право формирования национальной ценовой политики, установления тарифов и выдачи лицензий на осуществление коммерческой деятельности в газовой отрасли

принадлежит в Аргентине госведомству Enargas. Право выдачи лицензий на разведку и разработку газовых месторождений было в 2003г. передано в юрисдикцию провинций.

В авг. 2003г. правительство ввело обязательный дополнительный имущественный ценз при получении лицензии для ведения геологоразведки, добычи и транспортировки углеводородов. Он составляет 2 млн. арг. песо (600 тыс. долл.) для работ на материковой части и 20 млн. арг. песо для деятельности на море и прибрежном шельфе.

В соответствии с действующим с 2002г. Законом о чрезвычайном положении, политика правительства страны направлена на сохранение явно заниженных тарифов на природный газ. Под нарастающим нажимом газодобывающих компаний впервые в янв. 2004г. было проведено 7% повышение отпускных цен потребителям.

В силу особенностей местного законодательства, формирование рынка сжатого и сжиженного природного газа выведено из сферы государственного регулирования. В отрасли фактически существует инвестиционно привлекательная «ниша», которая продолжает быстро заполняться, в основном, национальными компаниями. Наибольшим спросом пользуется оборудование для производства и хранения сжатого газа, включая автомобильные газовые баллоны объемом до 50 л., компрессорные станции и газораздаточные установки для АЭС.

Реальная цена на природный газ (на выходе из скважины) варьируется в зависимости от газоносного района, объема и профиля потребления. В провинции Буэнос-Айрес она превосходит 2,18 долл. за млн. Вту, в Неукене — 1,4 долл., Чубуте — 1,34 долл., Сальте — 1,19 долл., Санта Крус — 1,03 долл., Тьерра дель Фуего — 0,94 долл. Для экспорта в Бразилию и Чили определены значения — 2,58 долл. за млн. Вту и 2,47 долл.

Установленная государством средняя отпускная цена для потребителей в 0,37 долл. за млн. Вту находится существенно ниже минимального экономически обоснованного значения 1,20 долл. за млн. Вту (в США этот показатель составил на конец 2003г. 5 долл. за млн. Вту).

На ситуацию в отрасли продолжают оказывать влияние последствия экономического кризиса 2001-02гг. Работы в области перспективного и поискового бурения находятся ниже допустимой отметки. Текущий долг газовых предприятий превышает 2,4 млрд. долл., финансово-хозяйственная деятельность сектора ведется на грани рентабельности. Отсутствуют необходимые условия для закрепления на местном рынке газодобывающих и газоперекачивающих российских компаний.

Имеются перспективы участия российских компаний в строительстве совместно с компанией «Течинт» газопровода в Парагвай, а также в объявленном в окт. 2003г. проекте инспекции трубопровода (стоимость 2 млн. долл.) компании TGN.

Сформировалась благоприятная ситуация для интенсивного развития сектора СПГ, включая строительство новых мощностей для производства сжатого и сжиженного газа, а также расширения соответствующей инфраструктуры для его хранения и распределения. С учетом роста спроса на природный газ в качестве автомобильного топлива, хорошие перспективы имеют специализированные цистерны для транспортировки сжиженного газа, разработанные российским ЗАО «Крионорд».

В области потребления природного газа российские производители могли бы ориентироваться на поставки в Аргентину или создание здесь совместного сборочного производства газового оборудования для специализированных АЗС и автотранспорта, включая газовые баллоны, пользующиеся на местном рынке повышенным спросом.

Нефтехимия

Общий объем годового производства химической и нефтехимической промышленности Аргентины оценивается в 5 млн.т, из которых 40% продукции приходится на основную (базовую) химию, 22% — на полуфабрикаты и компоненты, 38% — на готовые материалы и изделия.

В области химии и нефтехимии в Аргентине оперируют 55 компаний, в которых занято 10 тыс.чел. В производстве побочных продуктов и изделий (резина, пластмассы, пластики, агрохимия и удобрения, фармацевтика и косметика) зарегистрировано 3,6 тыс. компаний, на которых задействовано 130 тыс.чел.

В 2003г. химическая промышленность продемонстрировала явные признаки преодоления кризисных явлений 2001-02гг. Средние показатели роста в различных сегментах данной отрасли составили от 8 до 16% в год. Основным фактором, повлиявшим на восстановление отрасли, явился рост деловой активности в стране в целом и активизация внутреннего рынка. Значительное увеличение внутреннего потребления химической продукции привело к снижению зависимости предприятий отрасли от поставок своей продукции на экспорт.

В 2003г. в Аргентине возросли объемы импорта химической продукции — на 30%, по сравнению с 2002г. Экспорт аргентинской химической продукции вырос на 7%.

Основными продуктами нефтехимпрома Аргентины в 2003г. оставались углеводородные соединения: этилен, стирол, метанол, формальдегид, толуол, термопластики, продукты агрохимии и т.д. Предприятия отрасли сосредоточены в провинциях, где ведется газо- и нефтедобыча (Буэнос-Айрес, Неукен, Кордоба, Санта Фе, Огненная Земля).

В 2003г. рост внутреннего спроса на изделия из пластмасс положительно отразился как на выпуске базовых компонентов для их производства, так и готовых изделий. Влияние на восстановление данного сектора оказала реактивация строительной сферы и увеличение спроса на изделия из пластмасс.

В сфере производства базовых компонентов для индустрии пластиков преобладает выпуск поливинилхлорида (ПВХ), полипропилена, полиэтилена, многокомпонентных соединений, таких как PET, ABS, SAN. Основное место в производстве полуфабрикатов занимают трубы, профили, пленки и ленты, плитки и покрытия. Среди конечных продуктов преобладают различные виды тары, предметы быта, отделочные материалы.

За 2003г. финансовая ситуация основных производителей пластмасс, таких как Dow Polisor, Basf Argentina, Esso Petrolera Argentina, Repsol YPF, Inplex улучшилась. В ближайшей перспективе ожидается дальнейший рост производства различных видов пластиков, в первую очередь за счет повышения спроса в агропроме и строительстве. Основной объем экспортных поставок осуществляется в страны Меркосур и другие государства Латинской Америки.

Производство шин и резинотехнических изделий для различных классов автомобилей, сельхозтехники и дорожно-строительных машин осуществляется в Аргентине двумя основными компаниями. Филиал японской фирмы «Бриджстоун» (Bridgestone), выпускающая шины под марками Bridgestone и Firestone, располагает мощностями по производству 2,5 млн. изделий в год. Из них 1,2 млн. шин экспортируются в США, а также в Бразилию и другие страны Меркосур.

Крупнейшей национальной компанией в данной сфере является FATE, производящая 3 млн. покрышек в год. 40% выпущенной в Аргентине продукции направляется на экспорт, преимущественно в страны региона. Основными конкурентами вышеуказанных компаний на рынке являются американская Good-Year и французская Michelin.

Производство шин в стране: камерные – 20-25%, бескамерные – 75-80%. Высокий технологический уровень производства этой продукции позволил в последние годы выйти на рынки США, Среднего Востока, Австралии, куда направляется 25% экспорта. Основными импортерами аргентинских шин остаются страны-члены Меркосур, на долю которых приходится до 70% экспорта данного вида продукции, в т.ч. Бразилия – 50%.

В 2003г. предприятия отрасли достаточно успешно преодолели последствия кризиса и продемонстрировали устойчивые показатели роста производства. В итоге объемы выпускаемой продукции увеличились на 10%. Национальным производителям удалось вернуть себе существенную часть утерянного в последние годы внутреннего рынка, а также увеличить экспортные поставки, которые достигли 53% объема внутреннего производства.

В 2003г. компания FATE вложила 55 млн.долл. на расширение производства и ввод в эксплуатацию новой линии по изготовлению радиальных автомобильных шин на предприятии в г.Сан-Фернандо. Японская Bridgestone заявила о начале реализации 4 летней программы по расширению производственных мощностей завода в г.Лавайол. На эти цели планируется выделить 50 млн.долл. Руководство американской Good-Year рассматривает вопрос о расконсервации своего завода и восстановлении свернутого в 1999г. производства.

В 2003г. продолжался рост производства в агрохимической отрасли Аргентины. Значительно возросший спрос национальных сельхозпроизводителей на химические удобрения и химические средства защиты растений (ХСЗР) оказал положительное влияние на развитие всей химической промышленности Аргентины. В результате прирост производства за прошедший год составил 8%.

Аргентинские сельхозпроизводители увеличили объемы закупок минеральных удобрений и ХСЗР за рубежом в связи с невозможностью покрытия имеющихся потребностей в некоторых видах продуктов только за счет национальных предприятий.

Стабилизация обменного курса доллара и благоприятная конъюнктура оказали положительное влияние на рост закупок агрохимической продукции за рубежом. Речь идет об импорте карбамида, а также 2 и 3 компонентных соединений на основе нитратов и сульфатов аммония. По некоторым позициям рост импорта составил до 25%.

Обзор прессы ЭНЕРГЕТИКА

– Согласно информации, распространенной в окт. 2003г. Фондом экономического развития Аргентины (Fundelec), электроэнергетика страны нуждается в дополнительных инвестициях, объем которых должен составить 1 млрд.долл., что позволит снабжать электроэнергией всех потребителей и без веерных отключений. Отрасль последних 3г. не получает новых инвестиций и оказалась перед лицом неизбежных проблем. В соответствии со статистикой Fundelec, объем потребления электроэнергии в Аргентине с 1992г. возрос на 70%. При этом только за 2003г. рост может составить 8%. Исходя из этих цифр, специалисты рассчитали количество необходимых капиталовложений в каждый из трех секторов данной отрасли: производство электроэнергии: требуется 450 млн.долл. для ввода в эксплуатацию новых мощностей в 1000 мвт; электропередача: требуется 550 млн.долл. для строительства новых ЛЭП низкого напряжения, установки дополнительных подстанций, а также поддержания оборудования в рабочем состоянии.

– По итогам первых 7 мес. 2003г. потребление электроэнергии в Аргентине возросло на 12%, по сравнению с аналогичным периодом прошлого года. Спрос увеличился за счет роста промпроизводства в стране.

– С середины марта 2003г., после 10 мес. вынужденного простоя, атомная электростанция «Атуча-1» вновь начнет вырабатывать электроэнергию. В мае 2002г. выход из строя основного трансформатора станции привел к ее временному закрытию. Государственная атомноэнергетическая корпорация NASA, в ведомстве которой находятся все АЭС Аргентины, приобрела напрямую без торгов у аргентинской компании Faraday за 2 млн.долл. новый трансформатор мощностью в 300 мвт. Проведена модернизация АЭС. Она стала отвечать современным требованиям безопасности и соответствует всем международным нормам и стандартам. Продлен до 10 лет срок ее гарантийной эксплуатации. Что касается АЭС «Атуча-2», строительство которой было заморожено 6 лет назад, то по расчетам, в связи с девальвацией нацвалюты, на его завершение потребуется 400 млн.долл. и 4г. Такие средства нынешнее правительство выделить не сможет.

– В условиях значительного роста мировых цен на нефть правительство Аргентины, а также основные нефтедобывающие и нефтеперерабатывающие компании, работающие на рынке страны, после очередного раунда переговоров и встреч достигли соглашения о том, что внутренние цены на нефтепродукты будут оставаться неизменными как минимум до 31 марта 2003г. В соглашении предусматривается, что: цена на нефть для производства бензина и дизтоплива, реализуемых внутри страны, будет сохраняться на отметке 28,5 долл. за бар.; создается кредитный фонд в пользу производителей нефти, который формируется за счет разницы между мировой ценой на нефть и ее стоимостью на внутреннем рынке, при условии, если мировая цена не превысит 36 долл. за бар.; погашение кредита будет осуществляться за счет поддержания цены на нефть на внутреннем рынке на отметке 28,5 долл. без снижения, в то время как мировая цена будет находиться ниже этого уровня. «Амбито Финансьеро», 27.02.2003г.

ЭНЕРГОРЕСУРСЫ

– Исполнительный директор ГЭС «Ясирета» О.Томас объявил, что эта гидроэлектростанция заработает на полную мощность к концу 2007г. В результате ГЭС будет производить на 40% больше электроэнергии, чем в 2003г. О.Томас напомнил, что ГЭС «Ясирета» была построена в 1999г., однако, для полного завершения строительных работ требуется дополнительно 1 млрд.долл. Ее 20 гидротурбин работают от потока воды, спадающего с высоты 15 м. В первоначальном проекте высота падения воды должна составлять 21,3 м., а высота дамбы должна находиться на высоте 83 м. над уровнем моря, а не 76, как сейчас.

Новые планы строительных работ предусматривают поднятие уровня воды в водохранилище на первоначальную расчетную высоту. В фев. 2004г. будет объявлен тендер на работы по перекрытию р.Агуаней. На эти цели Межамериканский банк развития выделит 45 млн.долл. Второй этап работ, рассчитанный на 3г., будет состоять в строительстве обходного канала, который совместно с перекрытием реки Агуаней позволит поднять уровень воды в водохранилище ГЭС без затопления части примыкающих к ГЭС «Ясирета» территорий, принадлежащих Парагваю.

По словам О.Томаса, в последние месяцы аргентинское правительство пересмотрело и переоценило ряд проектов и строительных контрактов по ГЭС «Ясирета». В этой связи 2004г. станет годом новых тендеров на строительство этой ГЭС. Она является основной ГЭС Аргентины. На нее приходится 16% вырабатываемой в стране электроэнергии. Когда все строительные работы на этой ГЭС будут завершены, и она заработает на полную мощность, этот показатель будет составлять уже 25%.

– Провинция Неукен, располагающая 30,8% запасами нефти и 55,3% газа Аргентины, планирует объявить торги в 2004–05гг. на освоение 13 новых нефтяных месторождений. На реализацию данного проекта ожидается привлечь 80–100 млн.долл. инвестиций. Провинция готова назначить в марте–апр. 2004г. международные торги по первому месторождению «Тотораль». До конца года будут проведены тендеры еще 5 месторождений нефти и газа.

Компании «Петробас Энерхия», «Шеврон Сан Хорхе» и «Репсоль-ЯПФ», работающие много лет в провинции, рассматривают возможность участия в торгах. Руководство провинции надеется, что государственная нефтяная мексиканская компания «Пемекс» также примет участие в объявляемых тендерах на добычу углеводородов в Аргентине.

– С 16.02.2004г. заправокные станции природного сжатого газа в Аргентине увеличили отпускные цены на 10%. Ожидается, что в минэнерго Аргентины могут начаться консультации с предпринимателями и представителями основных компаний, занимающихся производством и реализацией этого вида энергоносителя. В Аргентине насчитывается 1300 заправокных станций для автомобилей на природном газе. Число машин, использующих сейчас природный газ в качестве топлива, составляет 1,3 млн.шт.

– В то время, как в самой Аргентине потребление сжиженного газа продолжает возрастать, за рубежом растет интерес к аргентинским передо-

вым технологиям в области использования этого топлива для автотранспорта и открытию газозаправочных станций с использованием аргентинского оборудования. Компания «Галилео» ведет переговоры с китайскими партнерами о подписании контракта по открытию в Китае 800 ГЗС, что потребует вложения 300 млн.долл. В соответствии с этим контрактом, который, как ожидается, будет подписан в самое ближайшее время, предусматривается поставка оборудования для сети газозаправочных станций, которые будут находиться под контролем китайского государства.

Компания «Галилео» имеет свои представительства в Китае и других государствах АТР, Европе и Латинской Америке. Эта фирма в указанных регионах имеет собственные розничные торговые сети. Она также сотрудничает с большим числом мест-ных дилеров. Компания «Галилео» поставляет свое газозаправочное оборудование для ГЗС Индии и Южной Кореи. Она также продает устройства для оборудования двигателей для работы на сжиженном газе, компрессоры. На этот вид продукции приходится 80% экспорта компании, которая поставляется в 25 стран.

Эта компания является ведущей компанией Аргентины по поставкам оборудования для газозаправочных станций. Аргентинские автомобили заправляются газом с помощью оборудования компании «Галилео» на 200 ГЭС страны. Производственные мощности этой компании располагаются в провинции Буэнос-Айрес. Прибыль компании в 2003г. составила 50 млн. песо.

Аргентина занимает одно из первых мест в мире в области развития технологий по использованию сжиженного газа в качестве топлива в автотранспорте. В стране имеется 1400 ГЗС, на которых заправляется 1,2 млн. автомобилей.

Трубопроводы

Имеющаяся развитая система внутренних газовых магистралей суммарной мощностью 120 млн.куб.м. газа в сутки позволяет обеспечить природным газом большинство потребителей. В 2003г. рост спроса на указанный энергоноситель инициировал строительство новых локальных газопроводов, призванных обеспечить отдаленных потребителей (в основном из наименее промышленно развитых северных провинций) и повысить надежность сети в целом.

Были приостановлены работы по прокладке новых газопроводов в Бразилию и Чили. Основной причиной послужило недостаточность финансирования проектов. Сложная ситуация сложилась на газопроводах Gasoducto Transandino (Неукен, Аргентина – Концепсьон, Чили) и Cruz del Sur (Уругвай). Построенные в 2002–03гг. мощности остаются недозагруженными.

Наблюдалось некоторое оживление в проектах строительства новых газопроводов. Так, одна из крупнейших в Аргентине компаний Techint в нояб. 2003г. обнародовала планы строительства нового газопровода из Боливии в Аргентину – Gasoducto del Noroeste Argentino (GNA) для обеспечения природным газом четырех северных провинций. Стоимость проекта, рассчитанного на 26 мес., составляет 1 млрд.долл., из которых 75% составляют затраты Techint, а оставшиеся 250 млн.долл. будут выделены из федерального бюджета и бюджетов заинтересованных провинций.

Консорциум UTE, в состав которого входят компании Gas Service (Гас Сервис), Orient Energy (Ориент Энерджи) и Langen (Ланжен) намерены увеличить на 200 км. протяженность газопровода «Де ла Пунта» мощностью 150 тыс.куб.м. ежедневно. Стоимость проекта, который был начат в нояб. 2003г., составит 24 млн.долл.

В янв. 2004г. 15 аргентинских кооперативов инвестировали 35 млн.долл. в строительство 347 км. газопровода в провинциях Санта Фе, Кордоба и Сантьяго дель Эстеро.

Три главные нефтепровода Аргентины, проложенные из нефтеносного района «Неукина» (два из них транспортируют нефть на нефтеперегонный завод «Лухан де Куйо» в Мендосе и в «Пуэрто Росалес» на атлантическом побережье, а международный нефтепровод «Этенсоро-Педральс» — бывший «Трансандино», — проходит через Андский хребет в Чили), в ближайшие годы будут полностью удовлетворять потребности страны в указанной области.

Бразилия

Химпром

Химическая промышленность является одной из наиболее динамично развивающихся отраслей экономики Бразилии. На ее долю приходится 3,2% ВВП страны или 12,5% всего промышленного производства. В отрасли задействованы 2 тыс. предприятий, производящих товаров на 42 млрд.долл. Правительством страны намечены шаги, направленные на повышение этого показателя в дальнейшем.

Анализ показателей производства химической продукции в Бразилии за последние несколько лет свидетельствует о том, что отрасли удалось преодолеть негативную тенденцию снижения выпуска химических товаров, которая сложилась в 2000-02гг.

В 2003г. в Бразилии было произведено товаров на 42,2 млрд.долл., что на 15,3% выше аналогичного показателя 2002г. Во многом данный результат был определен стабильностью экономического климата в 2003г. и окончанием некоторого общего спада промышленного производства, наблюдавшегося в последние два года.

Процентное распределение производства в химической отрасли по основным группам товаров. Наибольший сегмент (54%) занимают химпродукты для промышленного применения. В 2003г. их выпуск в стране достиг показателя 22,5 млрд.долл., что на 20,3% больше пред.г. Положительная динамика наблюдалась также в таких сферах как производство удобрений и химических средств защиты растений. По сравнению с 2002г., прирост в этих областях составил 18% и 21%. На достаточно высоком уровне (5,2 млрд.долл.) в Бразилии оставался выпуск фармацевтических препаратов (второй по величине сегмент химической отрасли страны). Несмотря на то, что положительной динамики производства в этом секторе в 2003г. достичь не удалось, главным достижением в этой области, явилось снижение негативной тенденции падения производства, наблюдавшейся с середины 1998г.

Несмотря на достаточно удачный год, коммерческий баланс во внешней торговле в химической промышленности по-прежнему оставался отрицательным. Экспорт химпродуктов в 2003г. составил 4,8 млрд.долл., в то время как импорт — 10,6 млрд.

Дефицит во внешней торговле химическими продуктами оказался на уровне 5,8 млрд.долл. Несмотря на значительную зависимость страны от импорта приведенной группы товаров, в 2002-03гг. наметилась определенная тенденция уменьшения дисбаланса во внешней торговле химическими продуктами. За 2001-03гг. этот показатель сократился с 7,3 до 5,8 млрд.долл.

Основными странами-экспортерами химтоваров в Бразилию по прежнему оставались США и страны Западной Европы. Доля экспорта указанных государств в 2003г. составила 60% в стоимостном выражении продукции соответствующей категории.

Соответствующий сектор промышленности Бразилии в целом не справляется с растущими внутренними потребностями страны. Причина данной ситуации связана с износом основных производственных фондов отрасли, ее технологической отсталостью, а также произошедшим после 2000г. инвестиционным кризисом. В 1999-03гг. наблюдалось поступательное уменьшение инвестиций в химпром с 1,8 до 0,9 млрд.долл. в год. Это обстоятельство практически напрямую отразилось как на снижении основных производственных показателей, так и недостаточной динамике выравнивания внешнего коммерческого баланса.

Правительством до 2007г. предусмотрено инвестирование различных секторов химпрома в 5,2 млрд.долл. Наибольшая часть финансовых вливаний, как ожидается, будет направлена на развитие сегмента, отвечающего за химпродукты промышленного применения (3,7 млрд.долл.).

Границы шельфа

В мае 2004г. МИД Бразилии внесет в Комиссию ООН по определению границ континентального шельфа детальный план увеличения размеров шельфа страны. В наст.вр. он ограничен 200-мильной зоной, отсчитываемой от исходных линий, от которых измеряется госграница. В результате планируемых изменений Бразилия может получить исключительные права на использование живых и не живых ресурсов, расположенных на поверхности и в недрах 911.847 кв.км. морского дна.

Изучение дна океана проводилось совместно Военно-морскими силами Бразилии (ВМС), которые предоставили для этого 4 судна, и нефтегазовой компанией «Петробраз», которая, в свою очередь, предоставила специалистов в области океанографии. Исследования по данному вопросу велись 18 лет, на них было затрачено 100 млн.долл.

Подготовленное совместно ВМС и Петробразом заключение должно быть одобрено Минобороны, а затем подписано президентом Лулой. После прохождения данной процедуры внешнеполитическое ведомство внесет его в соответствующий комитет ООН. По заключению специалистов МИД Бразилии, можно заявить, что данный документ получит одобрение во всех госинстанциях.

Лоббистом данного вопроса является компания «Петробраз», которая способна проводить глубоководное бурение нефтяных скважин на глубинах 2000 тыс.м. и обладает технологиями по бурению на глубине 3000 тыс.м.

Согласно прогнозам бразильской нефтяной компании, за пределами 200 мильной зоны находятся районы континентального шельфа, богатые запасами углеводородного сырья.

Топливные элементы

Мировое потребление нефти — основной движущей силы современной экономики — достигнет пика через 20-30 лет, когда половина разведанных запасов «черного золота» будет извлечена из недр. После этого ресурсы начнут иссякать, а их добыча станет все труднее и дороже, что будет провоцировать все более серьезные конфликты между развитыми странами за право доступа к месторождениям сырья.

Транснациональные компании и ученые всего мира ведут активные поиски альтернативных источников энергии, из которых наиболее многообещающими являются использование водорода и биотоплива. В отличие от нефти, которая является исчерпаемым ресурсом, неравномерно размещена по планете, требует достаточно трудоемкого процесса извлечения из недр Земли и загрязняет окружающую среду, водород и биотопливо имеют очевидные достоинства возобновляемости, общедоступности и экологической безопасности.

Водородный топливный элемент (ВТЭ) представляет из себя два электрода, между которыми находятся катализаторы и мембрана. При впрыске в полость ВТЭ водорода и кислорода происходит химическая реакция, в результате которой осуществляется ионизация атомов водорода и высвобождение электронов, в следствие чего образуется электрический ток. Побочными продуктами реакции являются тепло и пар чистой воды, т.е. не осуществляется процесс горения и не производится загрязнение окружающей среды.

Наиболее вероятными потребителями ВТЭ могут стать телекоммуникационные компании, банки, госпитали — т.е. те организации, функционирующие которых целиком и полностью зависит от возможности непрерывного доступа к электроэнергии.

Такие развитые страны как США, Канада, Япония и страны Европы, а также крупные транснациональные компании Nissan, Ford, Fiat, Toyota, Daimler-Benz и Shell инвестируют миллиарды долларов в научные исследования, чтобы сделать экономически осуществимым использование водорода в качестве источника энергии.

В Бразилии также существует программа исследования возможности использования ВТЭ, которая имеет приоритетное значение для страны. Реализацией программы занимается Центр управления и стратегических исследований Министерства науки и техники, получивший в 2003г. ассигнования в 10 млн. реалов (3,5 млн.долл.).

Одно из предприятий системы городского транспорта г.Сан-Пауло (EMTU) с 2000г. в рамках программы ООН осуществляет проект создания, оборудования и использования восьми автобусов с применением ВТЭ, а также специальной станции по производству водорода и техническому обслуживанию транспортных средств.

С 2000г., энергетическая компания штата Минас-Жерайс (CEMIG) инвестировала 25 млн. реалов (8 млн.долл.) в исследования, оборудование лаборатории, производство водорода и разработку ВТЭ. В 2001г. CEMIG продемонстрировала результаты работы — созданный ВТЭ типа PEMFC (Proton Exchange Membrane Fuel Cell), имеющий мощность 500 вт.

Частные предприятия Бразилии также активно занимаются исследованиями в данной области.

Так, наибольших успехов добились компания Electrocell (штат Сан-Пауло) и UNITECH (Кажо-би, штат Сан-Жозе-ду-Рио-Прето).

Electrocell была основана в 2000г. по инициативе Центра развития технологических компаний университета штата Сан-Пауло (USP). Вот уже год как Electrocell производит прототипы ВТЭ мощностью 50 квт., которые, по мнению специалистов, отличаются высоким качеством вырабатываемой электроэнергии без скачков напряжения. Исследования UNITECH осуществляются с 1999г. при финансировании Фонда поддержки научных исследований Сан-Пауло (FAPESP).

Первый бразильский автомобиль VEGA II, приводимый в действие водородом, был продемонстрирован в авг. 2003г. на салоне технологических новинок в штате Сан-Пауло. По словам руководителей проекта, целью работы является создание базовой платформы для испытаний электромобилей, использующих ВТЭ. Разработка автомобиля осуществляется в лаборатории водорода государственного университета г.Кампинас (UNICAMP). Финансирование проекта, производимое минэнерго Бразилии, составило 150 тыс.долл. VEGA II устанавливается на шасси Комби и является гибридным, т.е. работает одновременно на ВТЭ и батареях. Оба источника энергии вместе дают мощность 30 квт., что соответствует обычному мотору в 35 л.с. КПД водородного двигателя достигает 60%, тогда как КПД обычного составляет 20% из-за потерь на тепло, шумы и вибрацию.

Основной технической задачей при создании двигателя на основе ВТЭ являлось высвобождение атомов водорода, которые находятся в связанном состоянии как в ископаемых видах топлива (уголь, нефть и природный газ), так и в возобновляемых (биомасса, этиловый спирт, метанол) и в воде.

Специалистам удалось решить данную проблему, сконструировав преобразователь, расщепляющий молекулы этилового спирта.

Биотопливо. Исследователями университета Сан-Пауло в рамках правительственной программы внедрения альтернативных видов топлива впервые в мире разработали технологию производства полностью возобновляемого биотоплива, основное отличие которого от существующих на сегодняшний день заключается в использовании этилового спирта в качестве реагента для сжигания растительного масла вместо применявшегося ранее метанола.

Данная программа, начатая в окт. 2002г. имеет критически важное значение для Бразилии. Правительством даже рассматривается вопрос льготного налогообложения предприятий и институтов, занятых разработками и исследованиями в этой области. Страна потребляет 37 млрд. горючего в год, из которых 7,4 млрд. импортируется

Биотопливо, в основе которого лежит использование растительного масла сои, подсолнечника, канолы, кукурузы и илешевины, широко распространенных в Бразилии, сравнимо по эффективности с традиционным топливом, получаемым из нефти, и имеет ряд достоинств с точки зрения экономики и охраны окружающей среды.

Внедрение горючего с содержанием лишь 2% биотоплива (В-2) даст возможность значительно снизить импорт нефтепродуктов, что принесет экономиию 150 млн.долл. в год. Использование биологически полностью перерабатываемого топлива по-

зволит привлечь инокapитал путем торговли квoтaми углекислого газа, выделение которого снижается на 7% при использовании смеси В-5 (5% биотоплива +95% дизельного), на 9,5% при В-20 (20% биотоплива) и до 46% при чистом биотопливе.

Основные технические трудности производства биотоплива из этилового спирта были связаны с тем, что в процессе смешивания со спиртом оставался большой избыток растительного масла, не преобразовавшегося в биотопливо, а также с проблемой отделения глицерина (субпродукт химической реакции) на стадии очистки. Разработчики университета Сан-Пауло преодолели эти два барьера, создав новый катализатор вместо использовавшейся ранее едкой соды, а также сокатализатор, уменьшающий время реакции с 7 часов до 30 минут.

Бразильцами изучается возможность организации коммерческого производства нового биотоплива на базе пилотной установки в г. Мосcopo, инвестиции на строительство которой составили 1,6 млн.долл. Сырьем для производства станут семена клещевины (тамопа), которая в изобилии произрастает в северных районах Бразилии. Ожидаемая производственная мощность фабрики, которая должна вступить в строй в янв. 2005г., составит 5,6 тыс.л. топлива в день. Для этого потребуется ежедневно 10 тыс.т. семян клещевины, что эквивалентно посевам площадью 2,5 тыс.га.

Исследования, проведенные Национальным советом США по биотопливу (National Biodiesel Board), подтверждают, что в Бразилии имеются все условия для производства 60% потребляемого в мире биотоплива. Использование имеющегося потенциала даст стране возможность занять лидирующее положение в данной области в мире.

Антидемпинг

Защита национального рынка страны от добросовестной и недобросовестной конкуренции иностранных товаров, а также. Поддержкой экспорта бразильских товаров на рынки третьих стран занимается Департамент торговой защиты (Descom) Секретариата внешней торговли (Secex) министерства развития, промышленности и внешней торговли Бразилии.

В функции Descom входит изучение ситуации на национальном рынке страны в плане необходимости использования мер торговой защиты, и, в случае выявления такой необходимости – подготовка предложений федеральному правительству по существу применения санкций в рамках соглашений ВТО. В части защиты бразильских компаний, экспорт которых подвергается расследованию в третьих странах, Descom осуществляет функцию контроля за строгим соблюдением международных норм уполномоченными органами стран-инициаторов расследований. В 1988-2002гг. Бразилией были проведены 198 расследований/ревизий связанных с предположением наличия существенного нарушения интересов нацэкономики при импорте товаров, в т.ч.: 92% расследований/ревизий приходится на демпинг, 6,5% – на субсидии, 1,5% – на защитные меры. Доли по отраслям экономики распределились: 38,1% расследований относятся к продуктам химии и нефтехимии, 25,8% – к товарам черной и цветной металлургии, 12,9% – к продукции сельского хозяйства, 4,6% – к текстильному и производству кожи, 9,8% – к средствам производства, 8,8% – к другим товарам.

После начала действия принятых Уругвайским раундом ВТО соглашений – в 1995-2002гг. – Бразилия открыла 131 расследование – 5% от числа расследований, открытых в указанный период во всем мире. В тот же период 4% расследований были открыты в мире против товаров бразильского экспорта.

Меры защиты национального рынка были применены Бразилией по итогам расследований только в 56 % случаев, что может свидетельствовать об отсутствии протекционистского подхода страны в применении норм действующих международных соглашений.

Так, известный бразильский юрист – специалист в области защиты внутреннего рынка от иностранной конкуренции – Луис Олаво Баптиста (Luis Olavo Baptista) – один из семи действующих судей Апелляционного органа Всемирной торговой организации – считает, что Бразилия могла бы более активно применять инструменты антидемпинга и защитных мер с целью защиты своей промышленности и сельского хозяйства от конкуренции иностранных товаров. По мнению Баптисты, Бразилия относится к выполнению правил применения инструментов торговой защиты более педантично, нежели позволяют нормы ВТО. Член Апелляционного органа ВТО считает, что причинами сдержанного применения Бразилией мер торговой защиты являются недостаточная активность в этом вопросе национальной промышленности и федерального правительства, а также – недостаточное количество подготовленных для этого кадров.

Согласно данным Доклада Descom, вышедшего в июле 2003г., в 2002г. Бразилия открыла 17 новых расследований, связанных с осуществлением практики демпинга при импорте товаров на ее территорию, из которых 8 случаев относятся к ревизиям действующих антидемпинговых пошлин. На 31.12.2002г. в Бразилии действовало 55 антидемпинговых пошлин и, в то же время, – ни одной компенсационной меры. Тогда же Бразилия имела 3 действующие защитные меры. Одна из них предназначена для защиты повышенными пошлинами местной промышленности по производству игрушек (данная пошлина действует уже в течение 8 лет, срок ее действия заканчивается в дек. 2003г.). Другая защитная пошлина была принята в сентябре пред.г. с целью защиты национальной промышленности по производству продукции из кокосов (против аналогичной продукции, импортируемой из стран Азии). Третья пошлина применена в рамках Соглашения по текстилю, с целью защиты национального производства полиэфира.

В 2002г. Бразилия открыла/завершила следующие расследования/ревизии практики демпинга: Расследования, по продуктам и странам-экспортерам, открытые и не завершенные в течение 2002г: глифозат (из Китая); бензотиазол (из США и Бельгии); пленка из полиэфиров (из Индии); бикарбонат натрия (из Китая); акрилонитрил (из США); полотна для резки камня (из Италии); гвозди подковные (из Финляндии и Индии).

Ревизии, по продуктам и странам-импортерам, открытые и не завершенные в 2002г.: карандаши (из Китая); триполифосфат натрия (из Великобритании); мешки из джута (из Индии); грибы консервированные (из Китая); шины велосипедные (из Китая, Тайваня, Таиланда, Индии).

Завершенные расследования.

– Персики консервированные (из Греции). Расследование завершено применением антидемпинговой пошлины в размере от 16,4% до 26,4%, в зависимости от компании-экспортера.

– Фенол (из США и Европейского Союза). Расследование завершено применением антидемпинговой пошлины в размере от 41,4% до 103,5%, в зависимости от компании-экспортера.

– Экран металлический (из Китая). Расследование завершено без применения антидемпинговой пошлины.

– Стружка кокоса (из стран ВТО и Меркосур). Предмет – применение защитных мер. Расследование завершено применением квотирования поставок на период сроком в 4г.

– Нитрат аммония (из России, Украины и Эстонии). Расследование завершено применением антидемпинговых пошлин в размере: 32,1% (на поставки из России), 19 % (на поставки из Украины), по Эстонии – без применения антидемпинговой пошлины, поскольку Эстония, согласно результатам расследования, признана страной, не являющейся производителем данного товара.

– Полиэтилен (из Аргентины, Канады и США). Расследование закрыто по просьбе заявителей – бразильских компаний.

– Соединения металлические литые резьбовые (из Китая). Расследование завершено без применения антидемпинговой пошлины, поскольку не доказана причинная связь между практикой демпинга и ущербом, понесенным местной промышленностью.

– Поливинилхлорид (из Южной Кореи, Северной Кореи, Таиланда, Японии, Колумбии и Венесуэлы). Расследование завершено без применения антидемпинговой пошлины, поскольку не доказана причинная связь между практикой демпинга и ущербом, понесенным местной промышленностью.

По данным ВТО, с 1 июня 2001г. по 30 июля 2002г., Бразилия являлась одной из шести стран, экспорт которых подвергался наибольшему количеству расследований. При этом, в 44 случаях против бразильского экспорта были применены защитные меры, либо бразильскими экспортерами были приняты обязательства по ценам.

В 2002г. Десом сопровождал ход расследований, проводимых против бразильского экспорта в третьих странах. Всего таких расследований на 31.12.2002г. открыто 20. Сопровождая ход расследований, Десом действует в двух направлениях: обеспечивая поддержку бразильского экспортера и осуществляя подготовку консультаций с уполномоченными на проведение расследований органами третьих стран.

По первому направлению Десом разъясняет экспортеру действующие международные нормы и оказывает помощь в заполнении вопросника, полученного от соответствующих органов страны-инициатора расследования. Поскольку консультации с уполномоченными органами третьих стран реализуются через МИД Бразилии, деятельность Десом по второму направлению заключается в анализе информации страны-инициатора о проводимом расследовании и оценке соответствия причин открытия и порядка проведения расследования нормам международных соглашений ВТО. Десом оценивает обоснованность ставок пошлин, применяемых третьими странами для защиты национального рынка.

В 2002г. Десом сопровождал, в частности, следующие антидемпинговые расследования, инициированные против импорта, имеющего происхождение из Бразилии по поводу: принадлежностей к трубам, геликоидных сверл, кондиционеров, гранул стальных, куриного мяса (ревизия действующих антидемпинговых мер), стиральных машин, стальных нержавеющей труб (открыты Аргентиной); спирта акрилового (открыто Индией); масла растительного (открыто Перу); балок стальных (открыто Мексикой). В связи с расследованием, открытым США с целью применения компенсационных мер против импорта нитей прядильных, имеющих происхождение из Бразилии, Департамент направлял представителей для выполнения проверки in loco.

В случаях открытия третьими странами расследований с целью применения защитных мер Десом сопровождал данные расследования при условии вовлечения значительных объемов бразильского экспорта. Департамент разработал аргументированные заявления по поводу обоснованности намерений применения защитных мер рядом стран: Венесуэлой – к импортным поставкам бразильской писчей бумаги, бумажных коробок, пакетов и сумок; Чили, Европейским Союзом и Канадой – к импорту бразильской продукции черной металлургии; Россией – к импорту куриного мяса; Индией – к импорту растительного масла; Венесуэлой – к импорту принадлежностей для швейной промышленности и стального профиля.

Применение мер торговой защиты странами-членами ВТО с 01.06.2001 по 30.07.2002г.

Открытые расследования и количество действующих антидемпинговых мер		Кол-во экспорт. страны, наход. расследованием	
Страна	Откр. расслед. Действ. на 30.07.02 меры	Страна	Всего
Индия	76	Китай	46
США	58	ЕС	39
Аргентина	26	Индонезия	15
ЕС	23	Южная Корея	14
Бразилия	16	Бразилия	13
Мексика	11	Тайвань	13
Канада	6	Индия	12
Китай	0	Япония	11
Япония	0	-	-
По ВТО*	309	По ВТО*	286

* В целом

Данные ВТО (опубликованы в « Gazeta Mercantil » от 22.04.2003г.)

Количество антидемпинговых пошлин (по странам), действующих в Бразилии на 31.12.2002г.: Германия – 2, Южная Африка – 3, Аргентина – 1, Бангладеш – 1, Казахстан – 1, Южная Корея – 1, Чили – 2, Китай – 11, Дания -1, Испания – 1, США – 6, Франция -3, Индия -2, Япония – 1, Мексика – 3, Новая Зеландия – 1, Нидерланды – 1, Великобритания – 2, Румыния -2, Россия – 2, Таиланд -1, Тайвань – 1, Украина – 1, ЕС – 2, Уругвай – 1, Венесуэла – 1, Всего – 55.

Количество расследований по демпингу и субсидиям (по странам), открытых против бразильского экспорта на 31.12.2002г.

	Обязат. по ценам	Открытые, незаверш. расслед.
Южная Африка	3	2
Аргентина	6	4
Австралия	1	0
Канада	8	2
США	17	7
Индия	2	2
Мексика	4	2

Турция.....	1.....	0
Европейский Союз.....	2.....	1
Всего:.....	44.....	20

Источник: Доклад DECOM – 2002.

Нормативная база. С созданием ВТО, в случаях нарушения установленных в рамках ВТО норм торговли, в отношениях между странами-участницами ВТО стало возможным применение мер защиты внутреннего рынка: антидемпинговых мер, компенсационных мер и защитных мер. Достигнутые в рамках ГАТТ Уругвайским раундом многосторонних переговоров договоренности были ратифицированы в Бразилии Декретом, имеющим силу закона, №30 от 15.12.1994г. и введены в действие на территории страны Декретом №1.335 от 30.12.1994г.

Закон №9.019 от 30.03.1995г. (с изменениями, внесенными Указом №2.113-27 от 26.01.2001г.) установил право применения антидемпинговых и компенсационных мер. Порядок применения мер коммерческой защиты внутреннего рынка Бразилии в случае демпинга был регламентирован Декретом №1.602 от 23.08.1995г.

К общей нормативной базе, регламентирующей осуществление Бразилией торговой защиты, относятся также:

– Закон №9.784 от 9.784 от 21.01.1999г., регламентирующий административные процессы в рамках федеральных органов власти;

– Декрет №3.839 от 07.06.2001г., утверждающий структуру министерства развития, промышленности и внешней торговли и определяющий полномочия Секретариата внешней торговли (Secex) и Департамента торговой защиты (Descom);

– Декрет №3.981 от 24.10.2001г. наделющий высший в стране межведомственный орган управления внешнеэкономическими связями – Внешнеторговую палату (Camex) полномочиями по применению антидемпинговых, компенсационных и защитных мер;

– Циркуляр Secex №59 от 28.11.2001г., дающий официальное толкование некоторым понятиям, употребляемым в процессе расследования: конфиденциальности предоставляемой информации, «нерыночной экономике», а также устанавливающий порядок определения сроков процедуры расследования;

– Циркуляр Secex №21 от 02.04.1996г., устанавливающий правила составления обращения о проведении расследования практики демпинга.

В соответствии с бразильским законодательством демпингом называется торговая операция, при осуществлении которой иностранная компания экспортирует в Бразилию товар по ценам ниже нормально практикуемых при обычных продажах на своем внутреннем рынке. Нормально практикуемой ценой считается цена товара, подобного экспортируемому, действующая на внутреннем рынке страны происхождения при продажах, осуществляемых на нормальных рыночных условиях.

В случаях отсутствия продаж подобного товара на внутреннем рынке страны происхождения или в случаях, если продажи на внутреннем рынке страны происхождения товара не позволяют осуществить соответствующего сравнения, за нормально практикуемую цену могут быть приняты: цена экспорта подобного товара, осуществляемого страной происхождения в третьи страны в рамках нормальной торговой операции; расчетная цена, определяемая в стране происхождения товара с учетом

стоимости производства, административных расходов, стоимости реализации и разумной прибыли.

Для случаев экспорта товара из страны, в которой рыночная экономика не является преобладающей: цена, практикуемая на внутреннем рынке третьей страны с преобладанием рыночной экономики; расчетная цена продажи подобного товара на внутреннем рынке третьей страны с преобладанием рыночной экономики; цена, практикуемая при экспорте товара третьей страной с преобладанием рыночной экономики в другие страны, за исключением Бразилии; цена, определяемая на базе любой другой разумной цены.

В указанных случаях должно быть осуществлено справедливое сравнение между экспортной ценой и обычной ценой: должны сравниваться цены на одинаковом базисе поставки (обычно на условиях ex works), выбранные, по мере возможности, в одинаковом временном периоде. Если экспортная цена поступающего из-за границы на бразильский рынок товара ниже нормальной цены, квалифицируется дискриминация цены или демпинг и разница между ними рассматривается в качестве границы демпинга. Эта граница, по отношению к экспортной цене, указывает максимальный уровень возможных к применению антидемпинговых санкций.

Антидемпинговые санкции, согласно бразильскому законодательству, применяются в форме ставки тарифа антидемпинговой пошлины, исчисляемой по принципу ad valor от таможенной стоимости товара, поставляемого на условиях CIF. Применение антидемпинговых санкций требует подтверждения наличия ущерба или угрозы нанесения ущерба, а также наличия причинно-следственной связи.

Обращение с просьбой открытия расследования нарушения международных норм торговли в случаях, имеющих в виду применения антидемпинговых санкций (антидемпингового расследования), должно быть подано местной промышленностью или от ее имени посредством направления в адрес Descom письменной петиции, содержащей доказательства демпинга.

Порядок и сроки проведения антидемпингового расследования. По получении петиции Descom осуществляет предварительное рассмотрение вопроса с целью проверки полноты приведенных данных и, в случае их недостаточности, требует предоставления дополнительных сведений. На основании анализа полученных сведений Descom подготавливает заключение о наличии либо отсутствии необходимости проведения антидемпингового расследования.

Принятие решения об открытии антидемпингового расследования входит в полномочия Secex, который информирует о принятом решении посредством публикации соответствующего уведомления – Цирюляра Secex, в официальном государственном печатном органе Diario Oficial da Uniao, а также – незамедлительным направлением уведомлений заинтересованным сторонам: внутренним потребителям и производителям товара, импортерам, экспортерам и правительству страны-экспортера. Уведомленным субъектам предоставляется срок в количестве 20 дней для информирования и других заинтересованных.

После открытия процедуры антидемпингового расследования Descom направляет всем заинтересованным сторонам вопросник. Заинтересован-

ные могут в письменном виде направлять в Десом ответы на вопросы и материалы, относящиеся к вопросу антидемпингового расследования.

Предварительное заключение относительно наличия демпинга и причиненного им ущерба может быть вынесено Десом в соответствующем промежуточном акте о проведении антидемпингового расследования не ранее 60 дн., считая с даты открытия процедуры расследования. В случае наличия в промежуточном акте о проведении антидемпингового расследования доказательств необходимости применения временных мер торговой защиты с целью недопущения нанесения в течение периода расследования большего вреда местной промышленности Десом рекомендует применение указанных мер. Указанный промежуточный акт передается на рассмотрение межведомственного органа – Внешнеторговой палаты (Сатех), наделенного в полномочиями по принятию решения о применении антидемпинговых, компенсационных и защитных мер. В случае принятия решения о назначении временной меры торговой защиты Сатех издает соответствующий документ – Резолюцию Сатех, которая публикуется в *Diario Oficial da Uniao*. О принятии Сатех указанного решения Десом информирует заинтересованные стороны.

Принятые временные меры торговой защиты – временные антидемпинговые пошлины могут действовать в течение периода сроком до 4 мес. По просьбе иностранного экспортера указанный срок может быть продлен до 6 мес. Временная антидемпинговая пошлина может быть назначена ниже уровня демпинга, выявленного в промежуточном акте о проведении расследования, в случаях, если такая пошлина считается достаточной для устранения ущерба. В этом, последнем случае, периоды действия временной антидемпинговой пошлины определяются в рамках 6 и 9 мес.

По завершении анализа ответов заинтересованных на направленный ранее вопросник Десом вправе запросить дополнительную информацию и осуществить расследование *in loco* на национальных, а также иностранных предприятиях, которые предварительно информируются о необходимости проведения таких действий. В течение периода расследования Десом вправе запросить и другую дополнительную информацию, относящуюся к теме расследования.

Заинтересованные стороны имеют право запрашивать для изучения акты, подготовленные в процессе осуществления процедуры антидемпингового расследования, а также защищать свои интересы в письменной форме. Заинтересованные могут просить Десом относительно организации встречи (аудиенции) для изложения своих аргументов по рассматриваемому вопросу.

Экспортер может в добровольном порядке принять обязательство по уровню практикуемых цен на товар после вынесения в промежуточном акте о проведении антидемпингового расследования предварительного заключения о наличии демпинга и нанесении ущерба вследствие нарушения норм международной торговли. В этом случае Десом подготовит заключение относительно предложения экспортера, связанного с обязательством по уровню практикуемых цен на товар, в котором может рекомендовать Сатех принять указанное обязательство. Решение о принятии обязательства экспортера по

уровню практикуемых цен на товар принимается Резолюцией Сатех. Проводимое антидемпинговое расследование может быть прекращено.

Процесс антидемпингового расследования должен быть завершен в срок не более года с даты его открытия, за исключением чрезвычайных случаев, когда срок расследования может быть продлен до 18 мес. До принятия окончательного заключения относительно наличия демпинга в практике экспорта товара в Бразилию Десом проведет окончательная аудиенция, на которой заинтересованные стороны посредством подготовленной Десом технической ноты информируются о выявлении обстоятельств, существенных для принятия решения о применении антидемпинговой пошлины. Заинтересованным предоставляется срок длительностью в 15 дней для осуществления заявлений, по окончании которого антидемпинговое расследование считается завершенным.

Окончательное заключение и соответствующая рекомендация Десом содержатся в заключительном акте об антидемпинговом расследовании, подтверждающем или опровергающем наличие демпинга (и соответствующего ущерба) в торговой практике экспортера. В случае подтверждения демпинга окончательный акт об антидемпинговом расследовании передается на рассмотрение и принятие решения Сатех. В случае принятия положительного решения Резолюция Сатех о применении окончательной антидемпинговой пошлины публикуется в *Diario Oficial da Uniao*. Указанная окончательная антидемпинговая пошлина может быть принята на срок до 5 лет. Если в заключительном акте об антидемпинговом расследовании содержится заключение об отсутствии демпинга в торговой практике экспортера решение о закрытии антидемпингового расследования без применения антидемпинговой пошлины публикуется в *Diario Oficial da Uniao* в *Circulare Secex*.

По итогам указанного Десом информирует заинтересованные стороны относительно завершения расследования и о применении или не применении меры торговой защиты внутреннего рынка страны. Бразильское законодательство предоставляет возможность обжалования в административном порядке любого решения федеральных органов. Статья 59 закона №9.784 устанавливает для обжалования срок 10 дней с даты опубликования административного решения. В связи с указанным заинтересованная сторона антидемпингового расследования может обратиться с заявлением о пересмотре решения федерального органа. Соответствующее заявление должно быть направлено в адрес Десом (г.Бразилиа).

Окончательная антидемпинговая пошлина либо обязательство по уровню практикуемых цен на товар действуют только до тех пор, пока существует необходимость нейтрализации демпинга, причинившего ущерб. Окончательная антидемпинговая пошлина отменяется не позднее 5 лет с даты ее применения, либо 5 лет с даты завершения последней ревизии.

Срок действия окончательной антидемпинговой пошлины может быть продлен в связи с должным образом аргументированным обращением национальной промышленности или от ее имени. Срок действия окончательной антидемпинговой пошлины может быть также продлен по инициативе органов федеральной администрации, или

Secex. Указанное обращение должно доказывать то, что отмена окончательной антидемпинговой пошлины приведет к продолжению или возобновлению практики демпинга и сопутствующего ущерба. Заинтересованные стороны в течение 5 мес. до даты истечения срока действия окончательной антидемпинговой пошлины или обязательства по уровню практикуемых цен на товар должны письменно заявить о целесообразности проведения процедуры ревизии в связи с просьбой о продлении срока действия окончательной антидемпинговой пошлины и запросить аудиенцию.

Ревизия в связи с просьбой о продлении срока действия окончательной антидемпинговой пошлины должна быть завершена в срок до 12 мес. с даты открытия ее процедуры. Акты об открытии и завершении ревизии публикуются в *Diário Oficial da União*. Окончательная антидемпинговая пошлина продолжает действие в течение всего периода проведения ревизии.

Полная или частичная ревизия в связи с просьбой отмены окончательной антидемпинговой пошлины производится по заявлению заинтересованной стороны или по инициативе федерального административного органа, или Secex (Секретариата внешней торговли), по истечении, как минимум, 1г. с даты назначения окончательной антидемпинговой пошлины, в случае, если будут представлены убедительные доказательства того, что:

1. необходимость в применении окончательной антидемпинговой пошлины в качестве защиты от демпинга отпала;

2. очевидна невозможность сохранения или возобновления нанесения ущерба в результате осуществления демпинга, в случае снятия или изменения действующей окончательной антидемпинговой пошлины, или

3. действующие меры недостаточны или перестали быть достаточными с точки зрения нейтрализации наносящей ущерб практики демпинга».

В исключительных случаях существенного изменения обстоятельств либо в случае возникновения необходимости защиты национальных интересов, по требованию заинтересованной стороны, либо органов или организаций Федеральной администрации, либо по инициативе органа, осуществившего антидемпинговое расследование, могут быть осуществлены изменения через меньший интервал времени.

Ревизия в связи с просьбой отмены окончательной антидемпинговой пошлины должна быть завершена в течение 12 мес. с даты ее открытия. Назначенная окончательная антидемпинговая пошлина продолжает действовать вплоть до окончания процесса ревизии. По итогам ревизии уполномоченные госорганы вправе отменить, продлить либо изменить назначенную окончательную антидемпинговую пошлину.

Экспортеры или производители страны-экспортера не поставлявшие в Бразилию товар в период демпинга. Если на поставки товара из страны-экспортера введена окончательная антидемпинговая пошлина, однако, имеется заявление экспортера или производителя данной страны-экспортера о том, что он не поставлял в Бразилию товар в указанный в окончательном акте о расследовании период (период экспорта товара на условиях демпинга) и не связан с экспортерами или производителями страны-экспортера, к которым

применена окончательная антидемпинговая пошлина на заявленный товар, незамедлительно проводится рассмотрение заявления с целью определения в ускоренной форме индивидуальных допустимых границ демпинга для экспортера или производителя указанной страны, обратившегося с заявлением.

В течение периода рассмотрения заявления окончательная антидемпинговая пошлина не применяется к поставкам товара, осуществляемым экспортерами или производителями, обратившимися с заявлением. После начала рассмотрения заявления Secex извещает Секретариат Ресейты Федерал (федеральный налоговый орган) о необходимости принятия мер, обеспечивающих, в случае обнаружения доказательств причастности заявителя к демпингу, возможность сбора в полном объеме средств, не собранных за весь период отмены действия окончательной антидемпинговой пошлины.

Департамент торговой защиты ежегодно публикует «Доклад DECOM», в котором приводится информация об этапах и результатах осуществляемых расследований за прошедший год. В указанном докладе также публикуется информация относительно расследований, осуществляемых против бразильского экспорта. Согласно данным Decom, в 1995-2001гг. Бразилией было инициировано 108 расследований, в т.ч.: 105 расследований, связанных со случаями демпинга. По итогам расследований в 63 случаях были применены санкции по защите внутреннего рынка.

Великобритания

Нефтегазпром

Сначала 90гг. Великобритания входит в десятку крупнейших нефтегазодобывающих стран мира, являясь одним из основных производителей и экспортеров нефти и газа в ЕС. В числе ее основных компаний, работающих в данной отрасли, — Royal Dutch/Shell, BP, Centrica, British Gas.

Доля топливно-энергетического комплекса (ТЭК) Великобритании в формировании валового внутреннего продукта страны составляет 2%, в общем объеме инвестиций в британскую экономику — 7,2%, в инвестициях в британскую промышленность — 35%. Количество рабочих и служащих, непосредственно занятых в ТЭК, в 2003г. составило 4% (165 тыс. чел.) от общего количества занятых в промышленном секторе.

Добыча нефти и газа в основном сосредоточена в британской части континентального шельфа Северного моря, где разрабатывается 300 месторождений (150 — нефтяных, 100 — газовых, 20 — газоконденсатных). Непосредственно на территории Великобритании освоено 31 месторождение нефти.

Протяженность подводных трубопроводов, используемых для транспортировки нефти, газа и конденсата, составляет 11 тыс.км. Также имеется газопровод, соединяющий Шотландию с Ирландией, и трубопровод, по которому газ с континентального шельфа Великобритании транспортируется в Западную Европу.

Общее производство энергоносителей в Великобритании за 11 мес. 2003г. составило 237,1 млн.т. нефтяного эквивалента, что на 4,6% меньше, чем в аналогичном периоде 2002г.

По сравнению с 2002г. в 2003г. произошло падение объемов производства нефти на 8,1%, угля на 5,9%, гидроэнергии на 31,2%. Добыча природного газа осталась на прежнем уровне (прирост – 0,1%).

Производство энергоносителей в Великобритании в 2000–03гг.,
в млн.т. нефтяного эквивалента

	Сырая Прир. Ядерн. Гидро-					
	Всего	Уголь	нефть	газ	энерг.	энергия
2000г.	288,7	21	138,3	109,3	19,6	0,5
2001г.	277,4	21,5	127,8	106,8	20,8	0,4
2002г.	272,8	20,4	127	104,7	20,1	0,5
11 мес. 2002г.	247	18,7	115,5	94,2	18,1	0,4
11 мес. 2003г.	237,1	17,6	106,2	94,3	18,6	0,3
к 11 мес. 2002г., %	95,4	94,1	91,9	100,1	103	68,8

По данным минторга и промышленности Великобритании.

В британской структуре производства энергоносителей ведущее место принадлежит нефти (44,8%, 2002г. – 46,8%). Далее следуют газ (39,8% и 38,1% соответственно), ядерная энергетика (7,8%, 7,3%). Несмотря на замену угля более эффективными видами топлива, он продолжает сохранять свое значение (7,4%, 7,6%).

Потребление энергоносителей в Великобритании в 2000–03гг.
в млн.т. нефтяного эквивалента

	Сырая Прир. Ядерн. Гидро-					
	Всего	Уголь	нефть	газ	энерг.	энергия
2000г.	234,2	39,2	76,7	97	19,6	1,7
2001г.	236,8	42,6	75,5	96,6	20,8	1,3
2002г.	228,6	39,2	72	95,9	20,1	1,2
11 мес. 2002г.	205,6	34,5	66,7	85,3	18,1	1,1
11 мес. 2003г.	209,9	37,2	68,7	85	18,6	0,4
к 11 мес. 2002г., %	102,1	107,7	103	99,7	103	36,4

По данным минторга и промышленности Великобритании.

Общее энергоносителей за 11 мес. 2003г. составило 209,9 млн.т. нефтяного эквивалента и по сравнению с аналог. периодом 2002г. увеличилось на 2,1%. При этом наблюдался рост потребления угля (на 7,7%), сырой нефти (на 3%) и снижение потребления газа (на 0,3%).

По оценке компании Wood Mackenzie, в период до 2020г. ежегодный прирост потребности Великобритании в энергетических ресурсах составит как минимум 0,5%.

Баланс производства и потребления первичных энергоносителей страны в 2003г. показывает, что Великобритания является нетто экспортером энергоресурсов, хотя объем чистого экспорта в абсолютном выражении сокращается.

Нефтяной комплекс. В структуре британского производства энергоносителей нефть занимает ведущую позицию (44,8% производства).

Великобритания располагает 5 млрд. баррелей подтвержденных запасов нефти, добыча которой ведется на 181 месторождении, из которых 150 находятся на шельфе Северного моря. Добыча нефти на шельфе осуществляется с 84 морских платформ и 18 специальных плавающих сооружений.

14 янв. 2003г. было объявлено о состоявшейся сделке между компаниями Apache (США) и BP по приобретению Apache одного из самых крупных британских месторождений нефти Forties в Северном море за 1,3 млрд.долл. По информации BP, дневная добыча на Forties в 2004г. составляет 48 тыс.бар.

По оценке британских официальных экспертов, разведанные запасы месторождений нефти в Северном море теоретически позволяют поддержи-

вать ее добычу на уровне 2000г. в течение 10 лет, хотя на практике снижение объемов добычи нефти, по-видимому, будет идти быстрее, несмотря на меры по увеличению сроков жизни месторождений.

За 11 мес. 2003г. в Великобритании было добыто 106,2 млн.т. нефти. По сравнению с аналог. периодом 2002г. уровень добычи снизился на 8,1%. В долгосрочной перспективе ожидается сокращение добычи нефти в стране и превращение страны из экспортера в импортера нефти.

Объем потребления нефти в Великобритании за 11 мес. 2003г. составил 68,7 млн.т. и по сравнению с тем же периодом 2002г. (66,7 млн.т.) увеличился на 3%.

Британская торговля нефтью в 2003г.

	2003г. 11 мес.		2002г. 11 мес.		%	
	млн.т.	млн.ф.ст.	млн.т.	млн.ф.ст.	млн.т.	млн.ф.ст.
Экспорт	63	8396,6	72,5	8863,8	86,87	94,7
Импорт	40,9	5457,7	37,9	4631,5	107,4	117,8

Британская таможенная статистика, фев. 2004г.

Объем экспорта нефти за 11 мес. 2003г. составил 63 млн.т. и по сравнению с аналог. периодом 2002г. снизился на 13%. Экспортируемая нефть в основном (62,4%) вывозится в страны ЕС, доля которых относительно 2002г. увеличилась на 0,5%.

Географическая структура британской торговли нефтью
по физическому объему, доля в %

	2003г., 11 мес.		2002г., 11 мес.	
	экспорт	импорт	экспорт	импорт
Всего	100	100	100	100
- Европейский союз	62,4	1,3	61,9	3
- Западная Европа (без ЕС)	0,5	75,4	0,1	70,7
- Восточная Европа	0	9,2	0	11,5
- Северная Америка	36,7	1,8	35,9	2
- Южная Америка	0,2	2,3	0	1,2
- Ближний Восток и Северная Африка	0	8,2	0	10,3
- Центральная и Южная Африка	0	0,8	0,3	1,2
- Азия и Океания	0,3	0,9	1,7	0

По стоимости, доля в %

	2003г., 11 мес.		2002г., 11 мес.	
	экспорт	импорт	экспорт	импорт
Всего	100	100	100	100
- Европейский союз	62,4	1,3	61,4	3,1
- Западная Европа (без ЕС)	0,5	75,4	0,1	71,1
- Восточная Европа	0	9,2	0	11,4
- Северная Америка	36,7	1,8	36,7	1,7
- Южная Америка	0,2	2,3	0	1,1
- Ближний Восток и Северная Африка	0	8,2	0	10,5
- Центральная и Южная Африка	0	0,8	0,3	1,3
- Азия и Океания	0,3	0,9	1,5	0

По данным таможенной статистики Великобритании

Физический объем импорта нефти за 11 мес. 2003г. по сравнению с аналог. периодом 2002г. увеличился на 7,4% и в количественном выражении составил 40,9 млн.т. Его основной объем (75,4%) приходился на страны Западной Европы (без ЕС), доля которых в структуре импорт возросла на 4,7%.

В 2003г. средняя цена нефти на Лондонской нефтяной бирже по 1-месячным контрактам составила 28 долл/бар и по сравнению с аналогичной ценой 2002г. возросла на 10%.

Газ

В британской структуре производства энергоносителей газ занимает второе (после нефти) место (39,8%). Он добывается в основном на континентальном шельфе Великобритании, где имеется 100 газовых и 20 газоконденсатных месторождений.

По оценке экспертов компании BP, подтвержденные запасы газа в стране составляют 0,7 трлн.куб.м. (0,4% от мировых) и по сравнению с

2002г. уменьшились на 4,2%. Существуют и другие мнения относительно газовых резервов Великобритании. По оценке компании Wood Mackenzie, они составляют 1,6 трлн. куб.м. и при существующих темпах добычи истощатся через 17 лет. Министр торговли и промышленности Великобритании считает, что запасы газа могут возрасти к 2030г. до 3,2 трлн. куб.м. за счет открытия новых месторождений.

Газовая инфраструктура Великобритании, значительная часть которой недоиспользуется, развита достаточно хорошо. Она включает 164 морские платформы, 33 трубопровода и 7 терминалов пропускной способностью 240 млрд. куб.м. в год.

За 11 мес. 2003г. в Великобритании было добыто 84,9 млрд. куб.м. газа (рост на 0,1%), а объем его потребления составил 76,5 млрд. куб.м. (сокращение на 0,3%). Экспорт природного газа за тот же период (8,9 млрд. куб.м.) снизился по сравнению с аналог. периодом 2002г. на 16,8%. В основном (92,2% экспорта) он вывозился в страны ЕС.

Объем импорта газа за янв. — нояб. 2003г. относительно такого же периода 2002г. сократился на 48% и в количественном выражении составил 1,2 млрд. куб. м. Более четырех пятых газа (81,2%) приходится на страны ЕС.

	2003г. 11 мес.		2002г. 11 мес.		%
	млрд. куб.м	млн. ф.ст.	млрд. куб.м	млн. ф.ст.	
экспорт	8,9	1521,6	10,7	1363,6	83,2
импорт	1,2	186,6	2,3	344,8	52

Источник: британская таможенная статистика, фев. 2004г.

Географическая структура британской торговли газом

	2003г., 11 мес.		2002г., 11 мес.	
	экспорт	импорт	экспорт	импорт
Всего	100	100	100	100
- Европейский союз	92,2	81,2	95,2	79
- Западная Европа (без ЕС)	2,8	17	1,3	20,5
- Восточная Европа	0,5	0,3	0,3	0,1
- Северная Америка	2,3	0	0,1	0
- Южная Америка	0,5	0	0,3	0
- Ближний Восток	1,1	0,9	0,9	0,5

	2003г., 11 мес.		2002г., 11 мес.	
	экспорт	импорт	экспорт	импорт
Всего	100	100	100	100
- Европейский союз	92,2	74	93,8	79,4
- Западная Европа (без ЕС)	2,8	22,5	1,7	19,3
- Восточная Европа	0,5	0,2	0,3	0,1
- Северная Америка	2,3	1,1	0,2	0,5
- Южная Америка	0,5	0	0,3	0
- Ближний Восток	1,1	0,9	1,2	0,5

В 2003г. средняя годовая цена газа на Лондонской бирже по 1-месячным контрактам составила 125 долл. за 1000 куб.м. и по сравнению с аналог. ценой 2002г. возросла на 20%.

За последнее время основными британскими компаниями были заключены несколько долгосрочных контрактов на импорт значительных объемов газа в Великобританию. Подписан контракт между норвежской фирмой Statoil и BP Gas сроком на 15 лет с объемом поставок 1,6 млрд. куб.м. ежегодно, Statoil и British Gas Trading оформили сделку на 10 лет на поставку 5 млрд. куб.м. ежегодно с 1 окт. 2005г. Имеется 10-летний контракт между Gasunie и British Gas Trading на поставку 8 млрд. куб.м. ежегодно с началом поставок в 2005г.

Химия

Химическая промышленность продолжала оставаться важной отраслью специализации Великобритании в рамках международного разделения труда.

В ней насчитывается 3600 предприятий, на которых занято 400 тыс. чел. Большая часть заводов и предприятий отрасли сосредоточена в промышленно развитых районах (Мидлэндз - 33%; юго-восточная часть Англии - 29%). Наиболее крупные из них принадлежат компаниям «Бритиш Петролеум», «Шелл», «Империал Кэмикал Индастриз», «Глаксо-Уэлком», «АстраЗенека», «Глаксо СмитКлайн», «Би Пи Кэмикалз», «Куртолдз», «Проктер энд Гэмбл», «Амершам Интернейшнл». В Великобритании также присутствуют многие крупнейшие иностранные химические концерны, включая «Басф», «Байер», «Дю Понт».

Стоимостные показатели объемов производства различных видов товаров химической группы, млрд. ф.ст.

	2000г.	2001г.	2002г.	2003г.
Основные продукты органич. синтеза	5,41	5,72	5,71	6,13
Пластики	3,78	3,64	3,33	3,58
Парфюмерная продукция	2,66	2,64	2,45	2,31
Лакокрасочные изделия, чернила и др.	2,60	2,53	2,71	2,73
Мыло, полировочные субстанции и т.п.	1,91	1,96	2	1,68
Основные продукты неорганич. синтеза	1,16	1,15	1,11	1,10
Красители и пигменты	1,10	1,07	1,10	1,13
Удобрения и другие азотосод. вещества	0,71	0,59	0,70	1,02

Источник: Мансли Дайджест оф Статистике

Одним из ведущих секторов химической промышленности страны был органический синтез. Нефть, газ и продукты нефтегазопереработки являлись в большинстве случаев исходным сырьем для изготовления основных органических соединений, наиболее важные из которых — этилен, пропилен, бензол, метанол, служащие основой для производства полимеров, пластиков и синтетических волокон.

К одному из основных видов неорганического синтеза в Великобритании относится производство серной кислоты. За последние годы ее выпуск резко сократился, что отражает общую тенденцию в британском производстве основных неорганических веществ. За I пол. 2003г. серной кислоты было произведено 218,3 тыс.т., т.е. на 37% меньше, чем за аналог. период пред.г. (в I пол. 2002г. эти показатели составляли 344,5 тыс.т. и падение на 35%).

Ведущими потребителями химтоваров в Великобритании являлись фармацевтическая, автомобильная, пищевая, строительная, аэрокосмическая и текстильная промышленность.

За 3 квартала 2003г. страной было экспортировано химпродукции на 23,1 млрд. ф.ст., что на 3,7 млрд. ф.ст. превысило ее импорт. При этом основу внешней торговли Великобритании в области химической продукции составляют продукты органического синтеза, включая пластики, и препараты, применяемые в медицине.

Основными странами — импортерами и экспортерами продукции британской химической промышленности были государства ЕС, а также страны Северной Америки.

Внешняя торговля Великобритании товарами
химической промышленности, в млрд.ф.ст.

	2001г.		2002г.		2003г.	
	эксп.	имп.	эксп.	имп.	эксп.	имп.
Всего.....	27,6	22,8	28,4	23,9	30,8	25,9
- Органические вещества.....	6,1	5,5	5,7	5,7	5,9	6,2
- Неорганические вещества.....	1,6	1,2	1,4	1,1	1,3	1,2
- Красители.....	1,5	1	1,6	0,9	1,6	1
- Прод. мед. применения.....	9,1	6,2	10,1	7,2	11,6	7,7
- Пластики.....	3,4	4,1	3,5	4,1	3,6	4,4

Источник: Мансли Дайджест оф Статистике

Сырье из России

Товарные «ниши» для российского экспорта. Острая конкуренция на местном рынке готовой продукции, прежде всего машин и оборудования, жесткие технические требования, наряду с потребностями Великобритании в минеральном топливе и сырье, лимитируют круг товарных позиций российского экспорта готовой продукции.

В связи с этим можно предположить, что товарная структура российского экспорта в Великобританию в краткосрочный период принципиально не изменится и будет продолжаться базироваться на поставках традиционных товаров, что, тем не менее, позволяет России обеспечить значительные объемы валютных поступлений.

Нефть и нефтепродукты. В 2003г. сохранился высокий уровень российской составляющей в британском импорте этих товаров. Нарастание объемов привело к увеличению российской доли в британском импорте минерального топлива до 10,7% против 7,6% год назад.

В 2003г. поставки сырой нефти (3,9 млн.т.) увеличились в физическом объеме на 5%, хотя по стоимости (501,8 млн.ф.ст.) за счет роста среднестатистических цен на 8,1% они возросли на 13,4%. Экспорт нефтепродуктов (4 млн.т.) увеличился в 2,1 раза, стоимостной объем их поставок (512,7 млн.ф.ст.) возрос также в 2,1 раза.

По объему экспорта сырой нефти (8,9% импорта Великобритании) Россия – лидер среди стран-экспортеров этого продукта на рынок Великобритании. Отличительной чертой отчетного года стал тот факт, что как по стоимости, так и по физическому объему экспорт сырой нефти был меньше поставок нефтепродуктов.

В 2004г. высока вероятность замедления динамики роста стоимостных объемов поставок российской нефти в Великобританию в связи с ожидаемым снижением цен на этот товар (средняя цена на сырую нефть марки «брент», по прогнозам ведущих британских и международных экспертов, снизится на 5-7%). Можно предположить, что российские компании-поставщики нефти будут оперативно принимать решение об объемах своих отгрузок в Великобританию, исходя из конъюнктуры местного и международного рынков.

Экспорт российской нефти в Великобританию в текущем году может составить 4-4,5 млн.т., что в условиях сокращения цен позволит, как минимум сохранить валютную выручку на уровне 2003г. В 2005-06гг. поставки российской нефти в натуральном выражении ежегодно будут увеличиваться на 5%, и в 2006г. их объем составит 4,5-5 млн.т. Для нефтепродуктов среднегодовые темпы прироста поставок, по-видимому, превысят 10%, и к концу прогнозируемого периода поставки могут достигнуть 4,8-5 млн.т.

Уголь. До недавнего времени экспорт российского угля в Великобританию практически не осуществлялся. Однако в связи с высоким уровнем цен на нефть в последние годы спрос на энергетический уголь повышался, хотя и был подвержен заметным колебаниям.

Поставки российского угля в Великобританию в 2003г. составили 3,4 млн.т., что на 15,6% ниже уровня 2002г. В стоимостном выражении (91,1 млн.ф.ст.) они сократились на 16,5%. Удельный вес России в британском импорте этого энергоносителя – 10,4%, что соответствует четвертому месту после ЮАР, Австралии и Колумбии. По прогнозам аналитиков, в последующие три года возможно увеличение российского экспорта угля годовыми темпами, равными 5-15%.

Природный газ. Великобритания полностью обеспечивает свои потребности в газе, и его импорт составляет 5-6 млрд.куб.м. Что касается его поставок из России, то они, по данным «Газпрома», ввиду отсутствия прямых каналов для транспортировки газа в Великобританию осуществляются путем своповых поставок (разменные операции), т.е. российский газ, например, поставляется в Польшу по польско-норвежскому контракту, а норвежский – в Великобританию по британо-российскому контракту. Это не только открыло путь для «российского газа» в Великобританию, но и позволяет экономить значительные средства на его транспортировке (благодаря «свопу» с норвежским газом, на поставке 1 млрд.куб.м. газа экономится до 30 млн.долл.).

В 2003г., благодаря «свопу», «Газпрому» удалось продать в Великобритании 2 млрд.куб.м газа (2002г. – 1 млрд.куб.м), что адекватно трети британского импорта этого углеводорода. В этом году планируются поставки на уровне 3,5 млрд.куб.м, к 2010г. – 10 млрд.куб.м.

Ожидается, что с 2005г. потребности Великобритании в природном газе будут превышать объемы его добычи в стране. В этой связи придется последовательно наращивать объемы его ввоза из-за рубежа. К 2006г. 15% потребностей британского рынка газа будут покрываться за счет импорта, а к 2010г. – не менее 55%. В число основных поставщиков газа в Великобританию может войти и Россия. Этому будет способствовать ввод в эксплуатацию Северо-Европейского газопровода (к 2010г.). Стоимость проекта оценивается в 5,7 млрд.долл. Его пропускная способность в одностороннем варианте – 18,7 млрд.куб.м. газа в год, в двухстороннем – 30 млрд.куб.м. газа в год. Понимая, что инвестиционное решение по этому проекту будет легче принимать при подготовленном рынке сбыта, «Газпром» проводит интенсивные переговоры с потенциальными британскими импортерами газа и активно наращивает свои своповые поставки в Великобританию.

Цветные металлы. Около двух третей российского экспорта цветных металлов в Великобританию приходится на четыре металла: медь, никель, алюминий и цинк. В условиях, когда биржевые цены на цветные металлы номинированы в долларах США, падение в 2003г. курса американской валюты к евро и фунту стерлингов явилось дополнительным фактором резкого роста цен на эти металлы. По данным Лондонской биржи металлов, в 2003г. «долларовые» цены на никель увеличились по сравнению с 2002г. в среднем на

42,2% (до 9633 долл/т), на медь — на 14,1% (до 1780 долл/т), на цинк — на 6,2% (до 830 долл/т), на алюминий — на 6% (до 1431 долл/т). Спрос на цветные металлы со стороны британской промышленности в 2003г. падал в условиях сокращения объемов производства.

В 2003г. происходила реструктуризация поставок российских цветных металлов в Великобританию. При снижении объемов поставок меди и алюминия увеличивался объем экспорта никеля и цинка. Это связано как с процессами, происходящими в британской промышленности, так и с возможной географической переориентацией и экспортной политикой российских предприятий — традиционных поставщиков цветных металлов на британский рынок. В число основных поставщиков российских цветных металлов в Великобританию входят компании «Российский алюминий», «Норильский никель».

Никель. Российские компании на протяжении двух последних лет в условиях жесткой конкуренции с норвежскими и канадскими компаниями занимают 1 место среди иностранных поставщиков никеля на британский рынок. В 2003г. им удалось заметно расширить свое присутствие на британском рынке, а поставки российского никеля достигли 25,1% импорта этого металла в Великобританию против 10,3% годом ранее.

Экспорт российского необработанного никеля в 2003г. оставил 8,1 тыс.т. (рост на 60,9%), в стоимостном выражении — 45,5 млн.ф.ст. (рост на 97,3%). Его увеличению способствовала благоприятная конъюнктура на местном рынке, т.к. за 2003г. среднестатистическая импортная цена на этот металл возросла на 18%. В 2004г. в условиях прогнозируемого роста цен на этот металл до 17 тыс.долл/т и выше можно ожидать увеличения поставок никеля в Великобританию до 9-12 тыс.т.

Цинк. Поставки российского цинка в 2003г. составили 22,7 тыс.т. (рост по сравнению с 2002г. в 9,9 раза), в стоимостном выражении — 11,3 млн.ф.ст. (рост в 9,2 раза). Их опережающая динамика привела к шестикратному увеличению доли России в британском импорте этого металла (с 2% в 2002г. до 11,9% в 2003г.).

В 2003г. российским компаниям удалось выйти на третье место по поставкам цинка в Великобританию (после Норвегии и Австралии), опередив финских, голландских, германских, швейцарских, бельгийских, китайских, испанских и шведских партнеров Великобритании. Вероятен рост объема поставок цинка из России в Великобританию в 2004г. до 20-25 тыс.т., чему может способствовать увеличение цен на него до 1,1 тыс.долл/т.

Алюминий. Поставки российского первичного алюминия в Великобританию в 2003г. составили 42,7 тыс.т. (снижение на 69,8%). В стоимостном выражении экспорт алюминия и изделий из него упал до 39,8 млн.ф.ст. (на 70,4%). В результате, удельный вес российской составляющей в британском импорте алюминия составил 12,9% (2002г. — 38,1%), и Россия опустилась на четвертое место по поставкам этого металла в Великобританию после Норвегии, Нидерландов и Канады.

В среднесрочной перспективе имеется вероятность восстановления прежних (уровень 2001-02гг.) объемов экспорта этого металла. В 2004г. среднегодовая биржевая цена на алюминий может возрасти на 15-20% (до 1680долл/т).

Медь. Поставки российской рафинированной меди в Великобританию в 2003г. составили 8,2 тыс.т. (сокращение по сравнению с 2002г. на 77,9%), в стоимостном выражении — 9,4 млн.ф.ст. (сокращение на 77%). Доля российской составляющей в британском импорте меди упала с 11,6% в 2002г. до 3,4%. По поставкам этого металла на британский рынок наша страна, занимавшая в 2002г. третье место (после Чили и Швеции), опустилась на 7 место, уступив также компаниям из Франции, Перу, Германии и Норвегии.

В 2003г. произошло существенное (в 9,5 раза по физическим объемам) увеличение экспорта в Великобританию медной проволоки до 7,3 тыс.т. (8,4 млн.ф.ст.).

В 2004г. вследствие ожидаемого улучшения ситуации в британской промышленности, а также прогнозируемого роста цен на медь до уровня 2,5 тыс.долл/т вероятно увеличение объема поставок меди из России до 10 тыс.т., если российские компании смогут вернуть себе те позиции, которые были ими утрачены в последние годы.

Поставки российских черных металлов в Великобританию в 2003г. составили 428,2 тыс.т. и были на 29,2% ниже уровня предыдущего года. В стоимостном выражении их экспорт составил 78,3 млн.ф.ст. или на 18,3% ниже уровня 2002г. Доля нашей страны в британском импорте этих товаров составила 5,4% против 7,2% в 2002г. Россия была восьмым экспортером черных металлов в Великобританию после Германии, Швеции, Франции, Бельгии, Испании, Нидерландов и Италии. Ожидается, что экспорт черных металлов и изделий из них в 2004г. превысит 80 млн.ф.ст.

Основным поставщиком российских черных металлов на британский рынок («Северсталь» и Новолипецкий металлургический комбинат) приходится работать в условиях жесткой конкуренции со стороны компаний стран ЕС, Юго-Восточной Азии и Латинской Америки, а также Украины.

В 2003г. поставки российских драгоценных камней и металлов в Великобританию составили 665 млн.ф.ст., по сравнению с уровнем предыдущего года экспорт снизился на 18%. Положительное влияние на динамику экспорта алмазов в 2004г. может оказать вступление в силу нового долгосрочного соглашения между АО «Алмазы России (Саха)» и компанией «Де Бирс». В конце 2003г. оно было передано на экспертизу в Антимонопольный комитет Еврокомиссии и вполне вероятно, что будет одобрено уже в начале 2004г.

Российский экспорт в Великобританию химпродукции в 2003г. (191,1 млн.ф.ст.) увеличился на 14,9%. Наиболее динамично росли поставки удобрений (56,4 млн.ф.ст.), объем которых увеличился на 86,4% относительно 2002г.

В 2004г. возможен рост поставок в Великобританию продукции российских химических предприятий до 190-200 млн.ф.ст. Однако использование их экспортного потенциала сдерживается сохраняющимися антидемпинговыми мерами ЕС в отношении, например, нитрата аммония и мочевины, а также известной позицией ЕС в отношении внутренних российских цен на энергоносители, используемые при производстве многих видов химических товаров.

Лесоматериалы, целлюлоза, бумага. Российский экспорт этих товаров в 2003г. составил 126,7 млн.ф.ст., что на 5,8% больше уровня пред.г. Од-

нако доля России в общей стоимости британского импорта лесобумажной продукции снизилась до 1,3% против 1,5% год назад.

Удельный вес России в британском импорте отдельных товаров указанной группы заметно различался. Наиболее прочные позиции российские компании занимали на рынке древесины и изделий из нее. Их экспорт увеличился по сравнению с 2002г. на 9,7% (до 82,1 млн.ф.ст.). Удельный вес поставок из России в британском импорте в 2003г. несколько снизился и составил 2,8% против 3,2% в 2002г.

Особенно значительна роль России на британском рынке необработанных лесоматериалов и пиломатериалов — на российские компании пришлось соответственно 9,9% и 5,3% британского импорта этих товаров против 11,5% и 5,5% год назад.

Произошли положительные сдвиги и на рынке лесоматериалов с повышенной степенью переработки, где ранее позиции российских компаний в Великобритании традиционно были менее прочными. Доля клееной фанеры из России в британском импорте достигла 2,6% против 2,1% год назад.

Несколько упало значение в британском импорте российской целлюлозы древесной, бумаги и картона — их поставки в стоимостном выражении сократились на 2,1% и составили 44,1 млн.ф.ст. В результате, доля поставок из России в британском импорте указанных товаров снизилась до 0,7% против 0,9% в пред.г.

Обзор прессы

НЕФТЕГАЗПРОМ, ЭНЕРГЕТИКА

— Национальная нефтяная компания Абу-Даби «АДНОК» и британская нефтяная компания «Шелл» начали совместную разработку иранских месторождений «Соруш» и «Ноуруз» в Персидском заливе. «АДНОК» приняла обязательства по строительству инфраструктурных объектов на двух морских нефтяных месторождениях Персидского залива, где по оценкам можно будет добывать до 190 тыс. бар. нефти в день. Веб-сайт «Шелл», 09.04.2004г.

— «Шелл» объявила о сокращении 2800 сотрудников своего технологического подразделения в ближайшей 3г. Компания уверяет, что это сокращение не связано со скандалом вокруг подсчета ее подтвержденных запасов «черного золота» (в начале года Shell признала, что значительно переоценила запасы нефти, находящиеся в ее распоряжении, в результате чего своих постов лишились председатель совета директоров группы Ф.Уоттс и управляющий директор В.Ван де Вейвер, отвечавший за разведку и добычу. Их полномочия, соответственно, перешли к Е.Ван дер Веру и М.Бриндеду. По результатам внутреннего аудита агентство Standard & Poor's понизило долгосрочный кредитный рейтинг Royal Dutch/Shell с самого высшего по своей классификации — AAA до следующего за ним AA+).

Согласно внутреннему, но независимому расследованию, руководство Shell с 2001г. намеренно скрывало истинные данные о разведанных запасах нефти.

Сейчас расследование в отношении Shell ведут Комиссия по ценным бумагам и биржам США (SEC), минобл США, британские и голландские финансовые регулирующие органы. Агентство Bloomberg, 27.04.2004г.

— Компания BP сообщила, что ее чистая прибыль составила в I кв. 2004г. 1,12 млрд.долл., продажи выросли на 9% до 67,6 млрд.долл.

BP, которая является совладельцем созданной в прошлом году компании ТНК-BP, объявила о грядущей продаже половины своего химического бизнеса, чтобы сосредоточиться на более прибыльных видах деятельности.

Стоимость продаваемых предприятий оценивается в 7 млрд.долл. Планируется, что средства от их реализации будут направлены на выкуп акций «BP». Пресс-центр BP, 27.04.2004г.

— Англо-голландская компания Royal Dutch/Shell Group, которая является второй по величине нефтяной компанией Европы по рыночной капитализации, опубликовала результаты I кв., согласно которым ее прибыль и объемы добычи сократились. По итогам I кв. 2004г. чистая прибыль компании составила 4,43 млрд.долл. против 5,31 млрд.долл. в аналогичном периоде 2003г.

В I кв. уровень добычи нефти и газа сократился на 3% и составил 4,1 млн. бар. в сутки. Компания повысила планируемый объем капиталовложений на текущий год с 13 млрд.долл. до 14,5-15 млрд.долл., что связано с растущими расходами на операции в Нигерии и России.

В янв. стоимость акций Shell резко снизилась после того, как компания призналась в завышении своих нефтяных запасов на протяжении последних 5 лет. Агентство PRNewswire, 29.04.2004г.

— Shell может объявить в ходе визита премьер-министра Великобритании Э.Блэйдера в Ливию о заключении контракта с этой страной на разведку месторождений газа стоимостью 200 млн.долл. Стоимость проекта в долгосрочной перспективе может подняться до 1 млрд.долл. Рейтер, 25.03.2004г.

— Британская компания «Атес» выиграла контракт сроком на 5 лет и стоимостью 300 млн.долл. на управление нефтяными месторождениями в Кувейте. «Файненшл Таймс», 29.03.2004г.

— Англо-голландская группа Royal Dutch/Shell уходит из одного из самых перспективных нефтегазовых регионов мира — Анголы. Она решила продать за 600 млн.долл. 50% акций в крупнейшем глубоководном блоке месторождений на ангольском шельфе Атлантического океана индийской компании ONGC Videsh. Индийская компания договорилась купить у Shell всю ее долю в находящемся в стадии разработки блоке N 18, оператором которого является конкурент Shell — вторая по величине в мире нефтегазовая компания BP. Ей принадлежат остальные 50% блока. Добыча нефти на месторождении начнется в 2007г. Предполагаемый объем добычи здесь 200 тыс. бар. в день. Сделка будет завершена позднее, когда получит одобрение властей Анголы. Электронные СМИ, 14.04.2004г.

— Британская компания Centrica завершила сделку по приобретению за 37 млн. ф.ст. канадской газоэлектрической компании «АТСО». Теперь клиентами Centrica станут 80% потребителей газа и 14% потребителей электричества канадской провинции Альберта. «Файненшл Таймс», 27.04.2004г.

— Затянувшиеся переговоры между ОАО «Газпром» и англо-голландской группой Royal Dutch/Shell о создании совместного предприятия получили новый импульс. Об этом заявил прессе

19.04.2004г. глава представительства Shell в России Дж.Барри на 7 Российском экономическом форуме, который проводился в Лондоне 19-20 апр. 2004г.

В 1997г. Shell и ОАО «Газпром» сформировали стратегический альянс для реализации энергопроектов в России. Стороны возобновили диалог по созданию крупного СП и совместной работе на четырех-пяти направлениях. В частности, по освоению газовых месторождений «Заполярье» на Ямале (переговоры по этому проекту зашли в тупик несколько лет назад) и «Штокмановское» в Баренцевом море, которое требует значительных инвестиций, а также по программам производства сжиженного природного газа (СПГ). Пресс-центр 7 Российского экономического форума, 19.04.2004г.

— Оператор проекта разработки трех морских месторождений «Азери-Чираг-Гюнешли» (АЧТ) — британская компания «BP» и ее партнеры разработали концепцию третьей фазы разработки, которая охватывает глубоководную часть месторождения «Гюнешли». Она будет точной копией фазы-1 — освоения Центрального Азери.

Стоимость разработки глубоководной части «Гюнешли» определится после завершения тендеров по основным контрактам на строительство, поставку материалов, оборудования и бурение. По оценкам экспертов, она может варьироваться в 3,5-4 млрд.долл. Разработка «Гюнешли» обойдется дороже из-за больших глубин и из-за необходимости покупки дополнительного оборудования.

Принятие решения на выполнение проекта ожидается в сент. 2004г. Непосредственно строительство начнется в I кв. 2005г. Первая нефть должна пойти в конце 2008г.

Пока остается неясной судьба дальнейшей разработки АЧГ. В первоначальном варианте «Западный Чираг», добыча на котором с платформы «Чираг-1» не проводилась, предполагалось разрабатывать в ходе третьей фазы. Рассматривалось два основных варианта — строительство на западе «Чираг» еще одной платформы, либо подводная разработка с выводом нефти на платформу «Гюнешли». Рассматривается возможность отказа от дополнительных сооружений на западной части месторождения и возможность ее разработки с помощью скважин с большим отклонением с «Чираг-1».

Учитывается также фактор истощения разрабатываемой части месторождения «Чираг». В этом случае дополнительные объемы с западной части позволят долго эксплуатировать платформу и продолжать добычу с нее до конца контракта, то есть до 2024г. Электронные СМИ, 03.02.2004г.

— Во вторник начинается рабочий визит министра иностранных дел Великобритании Дж.Стро в Казахстан, первое посещение главой британского МИДа этой страны. На этот год запланирована поездка в Казахстан и премьер-министра Великобритании Э.Блэйра: ожидается, что Стро обсудит ее детали.

Нефть, культура и образование — вот три кита, на которых строятся казахстано-британские отношения последних 10 лет. Британские инвесторы не только участвуют в разработке крупных нефтегазовых месторождений Казахстана, но и являются наиболее активными посредниками во взаимоотношениях казахстанского правительства и западных бизнесменов. Представительство British

Gas в Казахстане входит в состав Совета иноинвесторов, консультативного органа при президенте Казахстана, который уже помог крупным инвесторам решить немало проблем. British Gas является акционером Каспийского трубопроводного консорциума — единственного на сегодняшний день действующего маршрута транспортировки казахстанской нефти на мировые рынки.

А англо-голландский нефтяной гигант Shell участвует в международном консорциуме Agip-KSO, который разрабатывает крупнейшее в Казахстане месторождение Кашаган. На этой неделе ожидается подписание окончательного соглашения между правительством и консорциумом по вопросу о начале коммерческой добычи нефти на Кашагане. Решение этого вопроса оценивается 500 млн.долл. От сроков начала коммерческой разработки Кашагана зависит и вопрос участия Казахстана в проекте Баку-Тбилиси-Джейхан, основным оператором которого является компания BP.

На стыке нефти и образования находится др. крупный объект двусторонних отношений — Казахско-британский технический университет. Почетными попечителями этого учебного заведения являются президент Н.Назарбаев и премьер-министр Э.Блэйр. На деньги иноинвесторов и силами казахстанских и британских преподавателей ВУЗ готовит казахстанских специалистов в области нефтегазпрома.

Как отмечают эксперты, в отличие от соседних Узбекистана и Киргизии, с которыми официальный Лондон осуществляет тесное военно-политическое сотрудничество, с Казахстаном эта сторона двусторонних отношений развита слабо. Впрочем, и Астана не заинтересована в том, чтобы Лондон встал в один ряд с такими мировыми центрами силы как Москва, Вашингтон и Пекин, между интересами которых приходится лавировать казахстанским властям. «Би-Би-Си», 04.02.2004г.

— Компания «Шелл Казахстан Девелопмент БВ» объявила о принятии окончательного решения об инвестициях в проект разработки Кашагана, крупнейшего нефтяного месторождения в Казахстане. Казахская национальная нефтяная компания «КазМунайГаз» и консорциум по разделу продукции в Северном Каспии утвердили план реализации проекта.

Геологические запасы месторождения Кашаган оцениваются в 38 млрд. бар. Доля «Шелл» в проекте составляет 16,67%, а по завершении ранее объявленного приобретения части долевого участия компании «Бритиш Газ» она возрастет до 20,37%.

Первая нефть Кашагана запланирована на 2008г. Ожидается, что первоначальная добыча составит 75 тыс. бар. в сутки и достигнет 450 тыс. бар. в сутки в течение первого этапа разработки. На следующем этапе добыча на месторождении будет увеличена до 1,2 млн. бар. в день.

Для повышения нефтеотдачи и решения вопросов утилизации серы консорциум планирует осуществлять закачку добываемого газа в пласт-коллектор. В зависимости от успеха закачки газа суммарная добыча на Кашагане, по предварительной оценке, составит до 13 млрд. бар. нефти. Совокупные капитальные инвестиции при полномасштабной эксплуатации месторождения составят 29 млрд.долл. Планируется, что постанов-

ка запасов Кашагана на учет начнется в 2004г. после принятия окончательного решения об инвестициях.

Партнерами в Северо-Каспийском соглашении о разделе продукции и соответствующими акционерами (до завершения оформления выхода из состава компании «Бритиш Газ») являются: «Шелл» (16,67%), «Аджи Каспиан Си Б.В.» (16,67%), «Бритиш Газ» (16,67%), «ЭксонМобил» (16,67%), «Тоталь» (16,67%), «КонокоФиллипс» (8,33%) и «Инпекс» (8,33%). «Аджи ККО» является оператором от имени Консорциума. Электронные СМИ, 25.02.2004г.

— Член королевского дома Британии, принц Майкл Кентский прибыл с визитом в Баку. Принц Кентский проведет встречи в ряде министерств Азербайджана, в частности, в министерстве молодежи, спорта и туризма, минэкономразвития, минкультуры, а также с руководством Международного банка Азербайджана. Состоится его встречи с руководством Госнефтекомпании Азербайджана и представительства британской компании ВР в Азербайджане.

Предполагается, что принца Кентского примет президент Азербайджана И.Алиев. Планируется также его выступление в Азербайджанском экономическом университете на тему развития среднего и малого бизнеса. Принц Кентский, покровительствующий британской благотворительной организации «Сбережем детей от пожаров!», посетит также одну из больниц Баку. Электронные СМИ, 16.02.2004г.

— Казахстан до 10 апр. получит 150 млн.долл. в счет штрафа, наложенного на консорциум инвесторов за отсрочку начала промышленной добычи нефти с огромного месторождения Кашаган на шельфе Каспия, сказал министр финансов Е.Досаев. «100 млн.долл. поступят до конца марта и 50 млн.долл. поступят до 10 апр. этого года», — сказал министр журналистам. «Подрядчики по Северо-каспийскому консорциуму готовы выплатить эти средства», — добавил он.

Власти страны и консорциум, куда входят Royal Dutch/Shell, Total, Exxon Mobil, ConocoPhillips и Inpex, в фев. после долгих переговоров договорились о сумме компенсации за перенос на 2007-08гг. с 2005г. начала промышленной добычи на Кашагане.

Стороны ни разу не раскрывали точную сумму штрафа, называя ее «приемлемой». Накануне подписания соглашения источник в правительстве говорил, что речь идет о «сотнях млн.дол.». Досаев во вторник также отказался назвать точную сумму штрафа. После подписания официальные представители заявили, что сумма штрафа увеличивается в зависимости от срока задержки старта добычи.

Кашаган — крупнейшее из обнаруженных в мире за последние 30 лет нефтяных месторождений. С его разработкой Казахстан, добывающий сейчас 1 млн. бар. нефти в день, связывает надежды на утроение добычи к 2015г., что позволит ему стать одним из ведущих игроков на мировом нефтяном рынке.

По словам министра, все полученные от консорциума средства пойдут в стабилизационный Национальный фонд. «Наверное, 100 млн.долл. поступят непосредственно в Национальный фонд, а 50 млн.долл. в виде бонуса поступят вначале в бюджет, а потом трансфертом отправятся в Национальный фонд», — сказал Досаев. Рейтер, 23.03.2004г.

Венгрия

Импорт сырья из РФ

Среди главных итогов экономического сотрудничества между Россией и Венгрией за 2003г. следует выделить улучшение климата торговых отношений. Среди конкретных проявлений этого необходимо отметить активизацию контактов на высшем политическом уровне, повышение динамики роста взаимного товарооборота, а также продолжившееся углубление двустороннего инвестиционного сотрудничества. Эти позитивные сдвиги заложили благоприятные предпосылки для успешного развития торгово-экономических связей между Россией и Венгрией на перспективу.

По итогам 2003г. наблюдался очень значительный рост нашего взаимного товарооборота. Объем торговли между РФ и ВР увеличился по расчетам в текущих ценах на 20%. Причем оценки руководителей компетентных венгерских министерств и ведомств дают основание предполагать, что итоговая динамика нашего товарооборота сложилась выше этого показателя и оказалась среди наиболее высоких в плане развития торговли РФ с центрально-восточноевропейскими странами.

Товарооборот РФ и ВР в 2003г., в млн.долл.

	2002г.	2003г.	03/02, %
Товарооборот	2739	3300*	120,5
Экспорт РФ в ВР.....	2284	2750	120,4
Импорт РФ в ВР	455	550	120,9
Сальдо	+1829	+2200	120,3*

* по некоторым оценкам, товарооборот составил 3,6 млрд.долл., в т.ч. росэкспорт — 3 млрд.долл., а импорт — 0,6 млрд.долл.

Объем экспорта товаров и услуг из РФ в ВР увеличился за 2003г. на 20% и достиг 2,75 млрд.долл., а положительное сальдо нашей торговли с Венгрией одновременно возросло примерно в таких же размерах и достигло 2,2 млрд.долл.

В товарной структуре экспорта РФ в ВР существенных изменений не произошло: на топливно-сырьевую группу пришлось 96% всего объема экспорта, а на машины и оборудование — 3,6%. В структуре импорта России из Венгрии наблюдалось увеличение доли машинотехнической продукции: с 13,6% до 24%. Удельный вес сырья и энергоносителей в импорте понизился с 86,4% до 76%.

Товарооборот между Россией и Венгрией в рамках товарных групп энергоносители, сырье, материалы и товары широкого потребления (далее в тексте «сырьевые товары») составил в 2003г. 3070 млн.долл., что на 477 млн.долл. выше уровня 2002г. Это произошло в результате увеличения в 2003г. как российского экспорта в Венгрию, так и встречного импорта.

Формирование товарооборота между нашими странами

по сырьевым товарам, в тыс.долл.

	2002г.	2003г.	03/02, %
Товарооборот.....	2592753	3069900	118,4
Экспорт РФ сырьевых товаров.....	2199954	2651800	120,5
Импорт РФ сырьевых товаров	392799	418100	106,4

В 2003г. происходили структурные изменения в российско-венгерском товарообороте, которые характеризуются продолжающейся концентрацией объемов экспорта и импорта по весьма узкой номенклатуре товаров.

Доля поставок российского алюминия в нашем общем экспорте сырья в Венгрию занимает третью позицию и составляет 6%. По сравнению с 2002г.

стоимостной объем экспорта в 2003г. вырос на 15 млн.долл. или на 12% и составил 147,6 млн.долл. В 2001г. цена за одну тонну составляла 1579 долл., а в 2002г. — 1418 долл., а в 2003г. 1482 долл.

В 2003г. на 14% сократился объем поставок в Венгрию российского железорудного сырья, который составил 30,7 млн.долл. по сравнению с 35,8 млн.долл. в 2002г. Доля России в общем импорте Венгрии руды и железорудных концентратов в 2003г. составила 60%. Средняя цена за 1 т. руды составляла в 2001г. — 37,2 долл., в 2002г. — 35,5 долл., а в 2003г. — 37 долл. В 2001г. руды было поставлено 854,4 тыс.т., в 2002г. — 991,4 тыс.т., а в 2003г. — 830 тыс.т.

Потребности Венгрии в азотных удобрениях удовлетворяются на 60% за счет собственного производства, остальное — за счет импорта. Основными поставщиками азотных удобрений в Венгрию в 2003г. являлись Румыния, Россия и Словакия. Российских азотных удобрений было поставлено в 2001г. 125,4 тыс.т. на 10,1 млн.долл., в 2002г. — 126 тыс.т. на 10,2 млн.долл., а в 2003г. — 104 тыс.т. на 9,3 млн.долл.

Поставки российской целлюлозы занимают ведущее место в венгерском импорте. В 2002г. средняя цена за одну тонну целлюлозы составляла 385,5 долл., а в 2003г. цена за 1 т. — составляла 438,8 долл. В 2003г. российской целлюлозы было поставлено на 26,4 млн.долл., что на 53% больше, чем в 2002г. Вся российская целлюлоза поставляется на венгерский рынок через посредничество австрийских фирм, которые приватизировали все производство бумаги в Венгрии. Согласно венгерской статистике, увеличивается и доля Австрии в поставке в Венгрию этого товара, хотя есть мнение, что это, в основном, также российская целлюлоза.

Постепенно растет экспорт российской древесины в Венгрию, который значительно снизился в 1996–98гг. из-за ненормально высокой внутренней цены на круглый лес в России и из-за высоких тарифных ставок при перевозке леса железнодорожным транспортом.

Ситуация складывается более благоприятно для поставок из России круглого леса и пиловочника. В Венгрии за последние годы создано много средних и мелких производств по обработке древесины. Основными поставщиками древесины в Венгрию являются Украина, Словакия, Румыния, Россия. В 2003г. Россия экспортировала в Венгрию древесины на 16,6 млн.долл., что на 1,4 млн.долл. — или на 9,4% — больше, чем в 2002г. Круглого леса было поставлено на 3,9 млн.долл., пиловочника — на 10,7 млн.долл. и изделий из древесины — на 1,2 млн.долл. Перспективой, с точки зрения расширения российских экспорта древесины и укрепления наших позиций на венгерском рынке, является возможность налаживания кооперативных связей и совместных производств, рассчитанных на длительное время.

Что касается снижения российского экспорта в Венгрию по таким видам товарных групп, как продукты органической и неорганической химии, то это связано со снижением конкурентоспособности российской продукции из-за более низкой цены продукции близлежащих стран, в первую очередь Румынии, создавшей в последние годы крупные химические производства на основе западных инвестиций и технологий.

Повышением требований к качеству, прежде всего, по наличию различного вида вредных вклю-

чений, объясняется и снижение российского экспорта в ВР пластмасс и изделий из них.

Кроме неблагоприятно складывающейся конъюнктуры на венгерском рынке для отдельных российских товаров, имеется ряд причин, которые формируются на внутреннем рынке России. К ним относятся: высокие себестоимость производства и тарифы на перевозку, неприемлемые для покупателя условия платежа, отсутствие хорошо отработанных финансовых конструкций, обслуживающих экспортные операции, включая кредитование производителя и экспортера. Российские производители требуют предоплаты или открытия аккредитива. А поскольку большинство венгерских фирм-покупателей не имеют для этого достаточных оборотных средств, то между продавцом и покупателем товаров неизбежно возникают посредники — фирмы и банки из третьих стран, которые в своих интересах влияют на конъюнктуру товарных рынков.

Венгерский экспорт в 2003г. сырья, и товаров широкого потребления в Россию составил 418,1 млн.долл. против 392,8 млн.долл. в 2002г., т.е. увеличился на 25,3 млн.долл. Анализ структуры импорта этих товаров из Венгрии за последние годы показывает, что он, как и российский экспорт, формируется достаточно узкой номенклатурой товаров. В основном это медикаменты и продукты питания, а также пластмассы, бумага и изделия из них.

С целью реализации на российском рынке венгерской фармацевтики, доля которой в общем российском импорте сырьевых товаров из Венгрии в 2003г. составляет 28,7%, в России создана разветвленная сеть консигнационных складов. В различных городах России у венгерского торгового предприятия «Медимпекс» есть склады, через которые, в основном, и производится реализация медикаментов. Основные производители медикаментов в Венгрии, такие как АО «Гедеон Рихтер» и АО «Хиноин», также имеют свои собственные склады на территории России, однако они, в отличие от складов АО «Медимпекс», созданы в виде полностью самостоятельных совместных предприятий со своей ценовой политикой, что позволяет им гибко работать на российском рынке медикаментов. АО «Гедеон Рихтер» имеет совместное предприятие в Егорьевске под Москвой — завод для производства антибиотиков. Венгерская фирма «Эгис» увеличила поставки лекарственных средств в Россию на 40%. Всего в 2003г. в Россию было поставлено медикаментов на 120 млн.долл., что на 30,9% больше, чем в 2002г.

В 2003г. венгерский экспорт изделий из пластмасс возрос на 2,4%. Если в 2002г. было поставлено в Россию пластмасс и изделий из них на 26,8 млн.долл., то в 2003г. на 39,8 млн.долл. или на 13,1 млн.долл. больше. По сравнению с 2002г., в 2003г. увеличился венгерский экспорт ядохимикатов в Россию и составил 12,8 млн.долл.

Возрос из Венгрии импорт бумаги, картона и изделий из них на 4,6%. В 2002г. было поставлено данной продукции на 27,7 млн.долл., а в 2003г. — на 29 млн.долл.

Сокращение в последние годы венгерского экспорта свежих фруктов и овощей, связано с уменьшением объемов производства этой продукции. Несмотря на это, в 2003г. Венгрия экспортировала в Россию данной продукции на 1060 тыс.долл., что на 152% больше, чем в 2002г.

Весьма скромное место занимает венгерский экспорт товаров широкого потребления. Однако поставки одежды, обуви и мебели в 2003г. увеличились на 6% и составили 19,4 млн.долл. Резко возрос (на 260%) венгерский экспорт жиров и масел — и составил в 2003г. 14 млн.долл.

Нефть и газ из России-2003

Основные объемы российского сырьевого экспорта формируются восемью товарными группами: сырая нефть, природный газ, алюминий необработанный, руды и концентраты железорудные, черные металлы, древесина, удобрения, целлюлоза, на которые приходится 90% общего российского экспорта в Венгрию.

Экспорт российских сырьевых товаров в Венгрию составил в 2003г. 2652 млн.долл. против 2200 млн.долл. в 2002г., что на 20,5% выше уровня 2002г. Удельный вес сырьевых товаров в общем российском экспорте в Венгрию составил в 2003г. 96,4%. Как и в пред.г., наибольший удельный вес российского экспорта по сырьевой группе приходился на топливно-энергетические продукты — 90,2% от объемов экспорта по этой группе.

В целом российский экспорт в ВР топливно-энергетических продуктов за 2003г. возрос по сравнению с пред.г. на 26,7% и составил 2391,4 млн.долл. Увеличение стоимостного объема российских поставок по этой группе товаров в 2003г. было вызвано, высокими ценами на природный газ, доля которого в общем российском экспорте сырьевых товаров в Венгрию составляет 52%. В 2003г. природного газа по физическому объему было поставлено на 1,6 млрд.куб.м. больше, чем в 2002г., благоприятная ценовая конъюнктура на европейском рынке газа привела к значительному росту стоимости объема всего российского экспорта в Венгрию (в 2002г. средняя цена за 1000 куб.м. составляла 104-105 долл., а в 2003г. — 136-137 долл.). Цена 1000 куб.м. газа в 2004г. будет составлять 130-132 долл.

Российский экспорт природного газа в Венгрию по газопроводам «Берегово» и «Баумгартен-Дьер» осуществлялся на основе долгосрочного контракта до 2015г. В 2003г. поставлено 10,5 млрд.куб.м. Еще 1 млрд.куб.м. природного газа поставлено в Венгрию французской фирмой «Газ де Франс» и немецкой фирмой «Рургаз». 600 млрд.куб.м. газа Венгрия закупила на Украине и разместила пока в украинских газовых хранилищах.

В 2003г. стабильно осуществлялись поставки в Венгрию сырой нефти на основе подписанных в начале года между российскими нефтяными компаниями «Юкос» и АО «Транснефть» с венгерской компанией АО «Мол» годовых контрактов. Объемы поставок российской сырой нефти в Венгрию составили в 2003г. 5,3 млн.т., что на 400 тыс.т. — или на 8,2% — больше, чем в 2002г.

В 2003г. объем нашего экспорта нефти в ВР вырос по сравнению с 2002г. на 110 млн.долл. или на 21,3%, что было вызвано ростом мировых цен. Для транзита в Сербию, Хорватию, Боснию и Герцеговину в пункт сбора нефти на венгерской территории (Фенешлитке) поступило 505 тыс.т. российской нефти. Часть этой нефти переработана на заводах Венгрии.

Экспорт российского угля в Венгрию в 2003г. вырос в 3 раза и составил 11,200 млн.долл. Это объясняется холодной зимой в отопительный сезон

2002-03гг. Доля России в импорте угля составляет 20%, а основными поставщиками являются Чехия и Польша, географически ближе расположенные к Венгрии, чем угольные бассейны России.

Импорт нефтепродуктов из России в 2003г. по сравнению с 2002г. сократился на 12%. Из российских нефтепродуктов поставляется, в основном, топочный мазут и дизельное топливо. Потребности в светлых нефтепродуктах удовлетворяются за счет собственного производства, а также фирмами, имеющими в Венгрии сеть бензоколонок. Основными поставщиками нефтепродуктов в Венгрию являются Словакия, Австрия, Чехия, Германия.

В связи с ограниченными возможностями использования альтернативных источников импорта природного газа и нефти и ежегодно уменьшающимися объемами собственной добычи в Венгрии, российские поставщики этих видов сырья и в перспективе будут сохранять преимущественное положение на рынке Венгрии.

Россия активно участвует в формировании международной торговли энергетическими ресурсами и занимает одно из первых мест в мире как экспортер нефти и нефтепродуктов, а также первое место по межгосударственной торговле сетевым природным газом. Основным рынком для российских энергоресурсов выступают страны Западной, Центральной и Восточной Европы, для которых доля России в суммарном импорте составляет 50% по сетевому газу и 23% по нефти и нефтепродуктам. По прогнозу Международного энергетического агентства, к 2010г. потребление первичных энергоносителей в мире увеличится на 40-70%. Данная тенденция подтверждается и существующими прогнозами потребления энергоресурсов в странах Европы, в т.ч. и в Венгрии. По оценке венгерских экспертов, потребность Венгрии в природном газе к 2015г. возрастет до 12-14 млрд.куб.м. Собственная добыча будет постоянно уменьшаться и к указанному периоду составит не более 2,7 млрд.куб.м. Годовые темпы спроса на сырую нефть в Венгрии составят 3,8% и потребность в нефти к 2010г. составит 8,5-9,5 млн.т.

Энергетической стратегией России предусматривается сохранение значительных объемов экспорта энергоресурсов, особенно природного газа и жидкого топлива. Монопольным импортером природного газа в Венгрии является акционерное общество «Мол», которому целиком принадлежат также газопроводы и резервные хранилища. Российский газ поставляется в Венгрию на основе долгосрочного контракта рассчитанного на срок до 2015г. с возможным увеличением поставок до 13,6 млрд.куб.м.

Россия традиционно является крупнейшим поставщиком газа в Венгрию и будет стремиться сохранить эту роль в перспективе, для чего главными компонентами газовой стратегии России будут: расширение розничной торговли газом с прямым выходом к потребителям; диверсификация способов доставки газа потребителям, включая торговлю сжиженным газом; расширение присутствия российских компаний, включая газотранспортную инфраструктуру и подземные хранилища газа. При успешном осуществлении этих мер, экспорт российского газа может вырасти на 20-40% к 2010г., после чего он должен стабилизироваться.

Венгрия, как и другие страны Центральной и Восточной Европы, долгое время была тесно привязана к ТЭК СССР, имела с ним единую энергоси-

стему, хорошие транспортные и технологические связи. В этом объективная основа развития энергетических взаимоотношений между Венгрией и Россией на предстоящие десятилетия. Венгрия для России с геополитической точки зрения является весьма важным и перспективным рынком сбыта энергоресурсов, а также стратегическим транзитным коридором их экспорта в Западную Европу. Географическое положение Венгрии предопределяет ее особую роль в транзите российской нефти в регионе Центральной Европы, обеспечивая наиболее эффективную конфигурацию энергетической инфраструктуры в направлении юго-запада континента.

НК «Юкос» совместно с АО «Транснефть» осуществляют проект интеграции нефтепроводов «Дружба» и «Адрия». Предусматривается соединение этих двух нефтепроводов для поставки российской и транзитной казахстанской нефти через территорию Венгрии в хорватский порт Омишаль с целью дальнейшей транспортировки в порты Средиземноморья и Северной Америки. На первой стадии предполагается поставка до 5 млн.т. нефти в год, а затем и до 15 млн.т. Однако хорватский участник проекта фирма «Янаф» заявил, что завершение проекта затягивается на полгода. Хорватские защитники окружающей среды потребовали разработать дополнительные меры безопасности и сверх утвержденных расходов в 300 млн.долл. на осуществление самого проекта добились выделения еще 70 млн.долл. на установку дополнительного оборудования для исключения экологических рисков. Первые российские поставки нефти в порт Омишаль могут быть осуществлены в середине 2004г.

Российская компания «Юкос» также является партнером венгерского АО «Мола» по совместному предприятию, созданному для разработки месторождения нефти Западный Малабалык в Ханты-Мансийском автономном округе. В соответствии с подписанным соглашением, в Венгрию ежегодно в течение 10 лет будет поставляться по 7,2 млн.т. нефти. Общая сумма контракта составляет более 10 млрд.долл. Сотрудничество «Мола» и «Юкоса» уже сейчас хорошо себя зарекомендовало. Поставки нефти российской компании удовлетворяют потребности «Мола» на 60%.

Согласно имеющимся оценкам, Россия сохранит свое положение ведущего экспортера энергоресурсов в Венгрию. В обозримой перспективе важнейшей задачей российских энергетических компаний в Венгрии будет обеспечение взаимовыгодного участия в функционировании предприятий энергетического сектора (прежде всего в нефте- и газотранспортных и распределительных системах) путем участия в приватизации уже существующих и строительстве новых объектов, а также путем создания совместных предприятий.

Нефть и газ из России-2002

Реальная оценка современных тенденций в развитии нашего товарооборота позволяет сделать вывод о том, что топливно-сырьевые товары еще сравнительно долгое время будут доминировать в структуре российского экспорта на венгерский рынок (равно как и в структуре нашего экспорта в целом).

В ближайшей перспективе главным направлением экспорта российского топливно-энергетического сырья будут по-прежнему страны Европы, в т.ч. и Венгрия, традиционно ориентированные на российские энергоресурсы.

Энергетической стратегией России предусматривается сохранение значительных объемов экспорта энергоресурсов, особенно природного газа и жидкого топлива. Данная тенденция подтверждается и существующими прогнозами потребления энергоресурсов в странах Европы, в т.ч. и в Венгрии. Потребность Венгрии в природном газе к 2015г. возрастет до 12-14 млрд.куб.м. Собственная добыча будет постоянно уменьшаться и к указанному периоду составит не более 2,7 млрд.куб.м. Импорт природного газа в Венгрию составит: 2005г. — 9,8 млрд.куб.м.

Доля природного газа в энергобалансе страны составляет 40%. Цена на природный газ в промышленности равняется 0,1 долл. за 1 куб.м., что соответствует уровню Бельгии, а в жилищном секторе — 0,15 долл. за 1 куб.м., что ниже, чем в западноевропейских странах. Принимая во внимание процесс закрытия угольных шахт, газ по существу становится основным видом энергообеспечения венгерских ТЭЦ.

Монопольным импортером природного газа в Венгрии является акционерное общество «Мол», которому целиком принадлежат также газопроводы и резервные хранилища. Российский газ поставляется в Венгрию на основе долгосрочного контракта рассчитанного на срок до 2015г. с возможным увеличением поставок до 13,6 млрд.куб.м.

Объем поставленного в 2002г. в Венгрию российского газа составил 8,9-9 млрд.куб.м. 600 млн.куб.м. газа поставила Украина. Этот газ резервируется в хранилищах на территории Украины вблизи венгерской границы. Диверсифицируя источники снабжения, Венгрия получила 1 млрд.куб.м. газа от компаний «Рургаз» и «Газ де Франс» через газопровод с территории Австрии. Этот газ имеет российское происхождение, но его цена на 25-30% выше. Объем поставок газа в 2003г. из-за отсутствия объективных экономических предпосылок снизится на 200-300 млн.куб.м.

Нефтяной рынок Венгрии характеризуется хорошо развитой инфраструктурой как для импорта нефти и ее переработки, так и для реализации нефтепродуктов. Венгрия имеет собственную добычу нефти, которая постоянно снижается и, по прогнозам, к 2010г. не будет превышать 300 тыс.т. АО «Мол» является единственной компанией, которая эксплуатирует 5 магистральных нефтепроводов высокого давления протяженностью 848 км., суммарная мощность которых вместе с 8 перекачивающими станциями (НПС) составляет 18 млн.т.

Годовые темпы роста спроса на сырую нефть в Венгрии составят 3,8% и потребности в нефти к 2010г., по расчетам экспертов, составят 8,5-9,5 млн.т. Россия на 82% удовлетворяет потребности Венгрии в нефти. В 2002г. было поставлено 4,88 млн.т. на 703 млн.долл.

Поставки нефти на венгерский рынок осуществляют около десятка российских компаний, на основные из которых — «Юкос», «Сургутнефтегаз», «Нафта Москва» и «Лукойл» — приходится 90% всех поставок.

Нефтяной компании «Юкос» решением Минтопэнерго России отведена роль координатора на венгерском направлении в части поставок нефти и реализации совместных проектов. Это относится к участию «Юкоса» вместе с АО «Транснефть» в проекте интеграции нефтепроводов «Дружба» и «Адрия». Предусматривается соединение этих двух

нефтепроводов для поставки российской и транзитной казахстанской нефти через территорию Венгрии в хорватский порт Омишаль с целью дальнейшей транспортировки в порты Средиземноморья и Северной Америки. На первой стадии проекта через систему «Дружба – Адрия» предполагается поставка до 5 млн.т. нефти в год с последующим увеличением до 15 млн.т.

Географическое положение Венгрии предопределяет ее особую роль в транзите российской нефти в регионе Центральной Европы, обеспечивая наиболее эффективную конфигурацию энергетической инфраструктуры в направлении юго-запада континента. Венгрия ожидает поступления за транзит по проекту «Дружба-Адрия» до 15 млн.долл. в год. Для этого необходимо всем странам иметь единую пониженную ставку транзитного тарифа 0,64 долл. за 1 т. нефти на 100 км. Все сложности урегулированы и 16 дек. 2002г. в г.Загребе представители всех стран-участников подписали Межправительственное соглашение о сотрудничестве по проекту интеграции нефтепроводов «Дружба» и «Адрия».

Российская компания «Юкос» также является партнером венгерского АО «Мол» по совместному предприятию, созданному для разработки месторождения нефти Западный Малабалык в Ханты-Мансийском автономном округе. Доля каждой компании в этом предприятии составляет 50%. Венгерская сторона уже инвестировала в проект 100 млн.долл. Созданное СП позволит венгерской компании увеличить собственную добычу нефти в два раза. Венгерская сторона обращалась к руководству минэкономразвития с просьбой об ускорении получения разрешения министерства природных ресурсов РФ на перерегистрацию лицензии по добыче нефти с НК «Юкос» на ООО «Западный Малабалык» и разрешения министерства по антимонопольной политике и поддержке предпринимательства РФ на приобретение АО «Мол» доли в ООО «Западный Малабалык».

Доминирующее место в российском экспорте сырья занимают поставки газа и сырой нефти. На долю остальных 5 позиций – алюминий необработанный, руды и концентраты железные, целлюлоза, древесина и азотные удобрения приходится 10%.

Удельный вес поставок машинотехнической продукции в общем объеме российско-венгерского товарооборота за последние годы колеблется от 5% до 7%. Относительно низкий уровень удельного веса машинотехнической продукции во взаимном товарообороте РФ с ВР, по сравнению со средним аналогичным показателем во внешней торговле машинами и оборудованием РФ с другими странами объясняется рядом факторов.

Существующая структура российско-венгерского товарооборота в области машин и оборудования отражает сложившуюся еще в рамках СЭВ номенклатуру взаимных поставок. За прошедшее десятилетие венгерский промышленный потенциал, ориентированный на рынок ЕС, вырос только за счет иноинвестиций, особенно в области высоких технологий – автомобилестроения, электроники, средств телекоммуникаций, приборостроения, станкостроения, которые и определяют в настоящее время промышленный и экспортный потенциал Венгрии в области машиностроения.

Реализация инвестиционных проектов предполагает поставки комплектного технологического оборудования и, в дальнейшем, комплектующих и

запчастей, соответственно, венгерский рынок наполняется товарами по схемам, которые организуют и финансируют инвесторы. Учитывая то, что российские инвестиции в венгерском промышленном секторе незначительны, рост венгерского импорта машин и оборудования осуществлялся за счет поставок из стран-инвесторов капитала, главным образом из ЕС.

Аналогичные процессы идут и в РФ, и также без заметного участия венгерских инвесторов в промышленном секторе экономики России. Сокращаются количественные и стоимостные показатели объемов машинотехнической продукции во взаимном товарообороте, номенклатура товаров практически не изменяется, в обороте не появляются новые, высокотехнологические товары, как с венгерской, так и с российской стороны.

Транзит с Россией

В Захоньской предпринимательской зоне создано венгеро-российское общество «Логистика Хангари». Перспективы для его успешного функционирования имеются. По мнению советника канцелярии премьер-министра Венгрии Тибора Байора, Захонь имеет хорошие шансы стать узловым центром в торговле между Европой и Азией. Из Шанхая до Гамбурга по морю путь длится пять недель, в то время как по железной дороге до г.Захонь – 3 недели. После присоединения Венгрии к ЕС Захонь может стать ее восточными воротами.

Чоп-Захоньский транспортный узел (современное название – «Захонь-порт») в ближайшее время начнет строительство наиболее значительного объекта этой территории – центра логистики и складской базы. Согласно плана, в районе Захони, в качестве первого этапа, на территории 30 га будут построены склады площадью 60-70 тыс.кв.м. и создана структура необходимая для перегрузки. База позволит обеспечить долгосрочное складирование товаров, их таможенное оформление, а также торговлю по биржевой системе. Планируется, что в качестве второго этапа на территории, по необходимости, могут быть построены и производственные предприятия. Общая стоимость объекта 40 млрд. форинтов, а осуществление первого этапа – 8-10 млрд. форинтов.

Трансконтинентальное акционерное общество по перевозкам и услугам, членом которого является и ООО по развитию «Захонь и его регион» создало совместное венгеро-российское предприятие, которое будет строить центр логистики и складскую базу, подобные венгерским под Екатеринбургом. Между местами, где планируется строительство объектов, уже сейчас имеется прямое железнодорожное сообщение. После присоединения Венгрии к Европейскому Союзу Захонь может стать его восточными воротами, что для предпринимательской зоны означало бы коренные изменения. Выросли бы также поступления в венгерский госбюджет, поскольку 25% доходов от таможенных операций на границе ЕС остается в той стране, в которой находится пограничная станция.

Правительство Венгрии в 2003г. одобрило проект Закона о строительстве 4 линии метро. Финансирование строительства на 70% будет осуществляться из бюджетных средств, на 30% за счет бюджета столицы. Европейский инвестиционный банк предоставит кредит на 875 тыс. евро, т.е. на 75% всей стоимости проекта. Срок погашения кре-

дита 25 лет, с семилетней отсрочкой. На строительство метро министерством экономики ВР и властями Будапешта будет объявлено 30 тендеров.

Ключевое значение для России в рассматриваемом регионе имеет участие российских компаний в реализации многостороннего проекта по интеграции на венгерской территории нефтепровода «Дружба» и «Адрия» и увеличению их пропускных мощностей. Реализация проекта сдерживается в связи с имеющимися экологическими проблемами на территории Хорватии. Гендиректор хорватской фирмы «Янар», отвечающей за реализацию проекта, подтвердил, что завершение проекта затягивается. Первые поставки российской нефти в порт Омишаль возможно будут осуществлены не ранее середины 2004г.

Новое Соглашение между правительствами РФ и Венгрии о международном автомобильном сообщении было подписано 2 фев. 2001г. С 2002г. венгерская сторона в одностороннем порядке вдвое сократила для российских перевозчиков количество разрешений, выделив только 5 тыс. штук для двустороннего и транзитного проезда по территории Венгрии. При этом были введены ограничительные меры, заключающиеся в том, что часть разрешений предназначалась только для экологически чистых грузовиков, что противоречит положениям упомянутого Соглашения. В то же время потребности российских перевозчиков в разрешениях, в первую очередь из-за увеличения транзитного потока грузов на Словению, Австрию, Италию, Югославию и другие страны, достигают 10 тыс. штук.

На переговорах между делегациями минтранса РФ и минэкономики и транспорта ВР по вопросам международного автомобильного сообщения, состоявшихся в Москве 28 мая 2003г., российская сторона предложила увеличить контингент разрешений для двусторонних транзитных перевозок на 2003г. до 10 тыс.шт. и далее продолжить обсуждение этого вопроса на переговорах в сент. Из-за медлительности венгерской стороны в июне сложилась наиболее напряженная ситуация с обеспечением российских автоперевозчиков разрешениями на транзитные перевозки грузов по территории Венгрии. В этот период, по просьбе замминистра транспорта, были проведены переговоры в министерстве экономики и транспорта Венгрии по вопросу ускорения выделения венгерской стороной упомянутых разрешений. В результате переговоров было получено 1000 разрешений для автотранспорта, сертифицированного по стандартам «Евро-2» и «Евро-3», которые были направлены в российский АСМАП 10 июля 2003г.

В 2003г. российская сторона неоднократно обращалась к компетентным венгерским органам с просьбой увеличить контингент разрешений, исходя из потребностей нашей внешней торговли. На состоявшихся 29-30 сент. 2003г. в Будапеште в переговорах между делегациями Министерства транспорта РФ и министерства экономики и транспорта ВР российская делегация в очередной раз обратила внимание на то, что действия венгерской стороны противоречат европейским нормам и принципам развития транзита. При рассмотрении контингента разрешений на 2004г. венгерская сторона, несмотря на тенденцию роста объемов перевозок, отказалась рассматривать вопрос об увеличении количества этих разрешений, оставив

общее количество на уровне 2003г., при этом предполагается увеличить количество ограничительных разрешений. Такое решение ставит под угрозу срыва выполнение обязательств российских автоперевозчиков в 2004г. и приведет к дальнейшему увеличению количества автоперевозчиков третьих стран, опосредующих нашу внешнюю торговлю.

Венесуэла

Газ

До фев. 2003г. в структуре ПДВСА существовало самостоятельное подразделение ПДВСА-ГАЗ, которое было расформировано сразу после пресечения забастовки. В качестве основы для развития газовой отрасли страны было выбрано государственное предприятие Enagas (Ente nacional del gas, Национальный комитет по газу), на основе которого планируется создание независимого от ПДВСА госучреждения. До завершения этой работы все функции по развитию газовой отрасли взяло на себя МЭ. Теперь уже в качестве исторической справки можно отметить, что ПДВСА-Газ занималось в основном переработкой попутного газа, выделяемого при добыче нефти. Приступить к освоению открытых крупных месторождений газа, в основном, в западной части страны, ПДВСА-Газ так и не смогла. Новым стратегическим направлением развития газовой отрасли Венесуэлы стало привлечение иностранных инвесторов. Наиболее крупные проекты: Проект маршала Сукре и Платформа Дельтана.

Проект маршала Сукре. Основные участники: ПДВСА (60%), Mitsubishi (8%), Shell (30%) и 2% - национальные компании. Расчетная мощность добычи газа 1.050 млн.куб. футов газа в день, начало ввода в эксплуатацию – янв. 2006г.

Платформа Дельтана. Крупнейшее месторождение газа, расположенное в дельте реки Ориноко как на шельфе, так и в Атлантическом океане. Шельфовая зона занимает площадь 27000 кв. км. со средними глубинами от 25 до 1000 м., океаническая – имеет площадь 55000 кв.км. с глубинами 1000-4000 м. Платформа Дельтана разбита на 5 блоков. Первый, второй и четвертый блоки (шельфовая зона) были предложены British Petroleum (Великобритания), Chevron Texaco (США) и Statoil (Норвегия) соответственно. Третий и пятый выставлены на торги, которые должны состояться в нояб.-дек. 2003г. К участию в тендере приглашены российские компании: «Газпром», «Лукойл», «Альфа-Групп, ТатНефть».

Для развития сети по доставке газа потребителям планируется заметная активизация по строительству в 2004г. целого ряда газопроводов. Наиболее важный проект предусматривает объединение в единую сеть Востока и Запада страны. Предстоит построить 300 км. трубопровода диаметром 30 и 36 дюймов. Стоимость проекта оценивается в 415 млн.долл. и предполагается объявление международного тендера, в котором могли бы принять также участие и российские компании.

Производство электричества. Главный производитель электроэнергии в Венесуэле Cadafe (C.A. de Administracion y Fomento Electrico) – госкомпания по производству и распределению электроэнергии, основана в 1958г. Электрическая сеть Cadafe является основой для общенациональной электрической системы (Sistema Interconectado Nacional, SIN), в которую также входят Венесуэльская Кор-

порация Гуайаны – развитие энергетического комплекса реки Карони (CVG Electrificación del Caroni (Edelca)), электрические сети Каракаса (Elescar) и Электрическая энергия Венесуэлы (Enelven).

Общий объем производимой энергии в стране составляет 20000 мвт., из которых 60% приходится на долю гидроэлектростанций, 40% – на тепловые станции (в основном газовые). Производство гидроэлектроэнергии осуществляется в основном корпорацией CVG – Edelca, которой, в частности принадлежит одна из крупнейших в мире ГЭС – Гури мощностью 10 млн.квтч.

Самые крупные тепловые электростанции принадлежат Elescar: на трех ТЭЦ производится 2.236 мвт. Парк Cadafé состоит из 19 станций (16 – ТЭЦ, 3 – ГЭС), мощность которых соответственно 3.135 мвт. и 620 мвт.

В планах развития отрасли находится несколько проектов. В стадии завершения вблизи г.Пуэрто-Ордас, являющегося крупным промцентром региона Гуайана, заканчивается строительство новой ГЭС «Каруачи» (Edelca), в стадии завершения разработка технико-экономического обоснования строительства еще одной ГЭС «Токома». К участию в данном проекте проявили интерес российские компании «Энергомашэкспорт» и «Энергопром», который уже принимал участие в тендере по строительству ТЭЦ Pedro Camejo в городе Валенсия, штат Карабобо. На повестке дня находится еще ряд проектов, которые могли бы заинтересовать российских производителей современного оборудования в области энергетики.

ОПЕК

Главным приоритетом экономического развития Венесуэлы является разработка и добыча полезных ископаемых, среди которых особое место занимает нефть. Госконтроль за развитием нефтедобычи существует с окт. 1945г., когда была принята первая национальная программа в области нефтяной политики. Ее реализация столкнулась с рядом трудностей из-за непредсказуемости цен на нефть на мировых рынках. Это побудило Венесуэлу выступить в 1960г. с инициативой создания организации стран-экспортеров нефти – ОПЕК. Споры о пользе такого шага для Венесуэлы не прекращаются. Пессимисты отмечают, что при образовании ОПЕК Венесуэла была в ее рамках самым крупным производителем нефти, в 70гг. ее доля упала до 14%, а в 2003г. составляет 11%. Назмер упущенных выгод в результате введенных в 1982г. опековских квот на объемы добычи и продажи нефти значительно больше, чем реальные доходы от согласованных цен, которые в последнее время все более и более формируются за счет стран, не входящих в данную организацию: России, Мексики, Норвегии и ряда других.

С приходом к власти правительства У.Чавеса Венесуэла взяла курс на укрепление ОПЕК как главного инструмента регулирования ситуации на мировом рынке нефти. Венесуэла, по праву инициатора создания нефтяного картеля, взяла на себя инициативу в разрешении сложных противоречий среди стран-членов ОПЕК, что позволило стране, не будучи лидером по объему производства нефти, укрепить свое влияние в организациях. Проведение саммита ОПЕК в Каракасе в 2000г., избрание А.Родригеса, а затем и С.Кальдерона на пост генсека стало лишь под-

тверждением признания роли Венесуэлы в сохранении и усилении нефтяного картеля. Наибольшие плоды от политики укрепления ОПЕК Венесуэла получила в период драматических событий, вызванных самой продолжительной забастовкой в истории своей страны, когда главная нефтяная компания «Петролеос де Венесуэла» (ПДВСА) снизила производство нефти с 3,3 млн.бар/д (на начало забастовки в дек. 2002г.) до 0,2 млн.бар/д в янв. 2003г. Именно в эти дни Венесуэла получила неоценимую помощь от соратников по картелю, которые признали действия бастующих незаконными, а правительство страны способным восстановить нормальное функционирование ПДВСА. Страны-члены ОПЕК продемонстрировали готовность оказания и экономической помощи как в виде обеспечения выполнения контрактных обязательств Венесуэлы, так и поставками углеводородного топлива непосредственно самой карибской стране. Несмотря на то, что прибегнуть к данным мерам на практике не пришлось, такая консолидированная позиция членов картеля способствовала быстрейшему восстановлению нормального функционирования ПДВСА.

Совещание министров энергетики стран-членов ОПЕК в сент. 2003г. в Вене стало новой вехой во взаимоотношениях Венесуэлы и картеля. Предложения венесуэльской делегации не изменять действующих квот на добычу нефти и не признавать Ирак в качестве полноправного члена организации не были поддержаны представителями других стран. Венесуэла изменила свою позицию, по словам ее министра энергетики Р.Рамиреса, якобы только для того, чтобы не вносить раскол в организацию. Принятая ОПЕК мера по сокращению квот добычи нефти позволяет Венесуэле, еще не оправившейся окончательно от последствий забастовки, сохранить, при несколько упавшем объеме экспорта углеводородов, уровень валютных поступлений в страну от продажи «черного золота».

Германия

Импорт газа и нефти

По данным федерального ведомства экономического и экспортного контроля (BAFA), Германия импортировала в I кв. 2003г. 962.594 тера джоулей природного газа (25,6 млрд. куб.м.). Это на 20,1% больше, чем за аналогичный период пред.г. (801.747 тера джоулей или 21,3 млрд. куб.м.).

Объемы поставок природного газа из России, Нидерландов, Норвегии, Дании и Великобритании увеличились с 2,684 млрд. евро в I кв. 2002г. до 3,305 млрд. евро в I кв. 2003г.

Цена 1 тера джоуля природного газа на условиях поставки DAF граница ФРГ увеличилась на 3,8% с 3.339,33 евро в марте 2002г. (средняя цена – 12,6 евроцентов за 1 куб.м.) до 3.465,01 евро в марте 2003г. (средняя цена – 12,9 евроцентов за 1 куб.м.).

Цены не учитывают германские налоги на газ, подоходный налог при импорте природного газа из стран Евросоюза, налог с оборота при импорте природного газа из третьих стран. Динамика импортных цен на природный газ следует за динамикой цен на сырую нефть с опозданием.

Германия импортировала в I кв. 2003г. 26,5 млн.т. сырой нефти на 5,8 млрд. евро. Это на 1,7% больше, чем за аналогичный период пред.г. (26 млн.т. на 4,5 млрд. евро). Средняя цена сырой нефти за тонну на условиях поставки франко-граница ФРГ увеличилась до 220,16 евро, что выше уровня средней цены в I кв. 2002г. на 28,7% (171,09 евро).

Важнейшие страны-поставщики сырой нефти в Германию: Российская Федерация — 8,1 млн.т., Норвегия — 5,2 млн.т., Великобритания — 3,3 млн.т., Ливия — 2,1 млн.т. и Казахстан — 1,8 млн.т.

На британские и норвежские месторождения в Северном море приходится 32,2% от общего объема импорта сырой нефти, на страны ОПЕК — 18,4%.

Страны-поставщики сырой нефти в Германию

	янв.-март 2003г.* в 1000т.	янв.-март 2002г. в 1000т.	март 2003г.* в 1000т.
Российская Федерация	8.128	7.953	2.711
Норвегия	5.198	5.018	1.598
Великобритания	3.313	3.363	1.365
Ливия	2.072	1.955	705
Казахстан	1.815	1.369	802
Сирия	1.749	1.356	701
Алжир	1.220	1.009	389
Нигерия	827	522	245
Саудовская Аравия	649	840	207
Дания	531	468	128
Азербайджан	251	295	86
Нидерланды	233	118	115
Тунис	102	117	60
Туркменистан	59	-	59
Габон	57	-	-
Венесуэла	50	248	50
Египет	44	-	-
Польша	40	9	10
Украина	32	-	-
Ирак	30	21	2
Литва	24	-	-
Камерун	21	-	-
Иран	21	-	-
Ангола	-	698	-
Италия	-	25	-
Республика Конго	-	644	-
Всего	26.468	26.028	9.234
Средняя цена за т. в евро	220,16	171,09	214,74

* предварительные результаты

Источник: издание Федерального министерства экономики и труда ФРГ «Тэгеснахрихтен», 14.05.2003, № 11335 и 16.05.2003, № 11336.

Топливные элементы

В большинстве промышленно развитых западных стран топливные элементы (ТЭ) рассматриваются в качестве одной из наиболее перспективных технологий для выработки тепловой и электрической энергии. Их существенно более высокая эффективность и экологичность по сравнению с используемыми системами энергоснабжения подтверждена большим количеством теоретических и практических примеров.

Несмотря на значительные преимущества энергетических установок, использующих топливные элементы, их широкомасштабное применение пока остается вопросом ближайших лет. Одним из основных препятствий для их внедрения остается высокая стоимость, многократно превышающая конкурентоспособный уровень.

Несмотря на высокие стоимостные показатели, различные демонстрационные проекты осуществляются уже достаточно продолжительное время. В жилых индивидуальных и многоквартирных домах экспериментальные системы энергоснабжения на базе ТЭ устанавливаются с конца 90гг. С 2004-05гг. может начаться мелкосерийный выпуск таких установок для оснащения жилого сектора. Германские эксперты считают американский рынок более перспективным, связывая это с более обширной господдержкой. Либерализация рынка электроэнергии в Германии и предусмотренные законодательством меры стимулирования производителей «чистой» энергии открывают определенные перспективы и для рынка ФРГ. Все крупные германские разработчики энергосистем включили в свою производственную программу установки, работающие на топливных элементах.

По данным германской фирмы Vaillant, объем рынка в 2010г. составит 100 тыс. установок в ФРГ и 250 тыс. в Европе. Фирма HGS (г.Гамбург) оценивает рынок установок с ТЭ в 150-200 тыс. ед. за 10 лет, при этом ограничивает область их применения многоквартирными домами. Американские производители, в частности компания Fuel Cell Group, в 2005г. прогнозирует объем сбыта на рынке США малых установок электрической мощностью 2,5 квт. в 440 тыс. ед.

Широкое внедрение новой технологии в жилых домах открывает перспективы перехода от децентрализованного теплоснабжения к децентрализованному теплоснабжению и электроснабжению. Обзор предлагаемых на европейском рынке образцов показывает, что разработанный для этих целей класс устройств имеет электрическую мощность до 10 квт., предназначен для работы в существующих газовых и электросетях, оснащается дополнительным газовым котлом для удовлетворения пиковых нагрузок по теплу.

Подобные установки малой мощности успешно испытываются в ряде городов ФРГ. Топливом служит природный газ, из которого на предварительных стадиях получают водород для питания ТЭ. В разработках Центра по изучению солнечной энергии и водорода и фраунгоферовского института солнечных энергосистем, фирм Vaillant, Plug Power используются ТЭ с протонообменной мембраной (PEMFC). Электрический КПД таких установок составляет 35-40%, суммарный (с учетом тепловой энергии) — 80%.

В 2003-04гг. предполагается начать опытное изготовление более крупных стационарных ТЭ, разработанных компаниями MTU, Ruhrgas и рядом др. Концепция установки получила название Hot Module. Особенностью конструкции является размещение всех компонентов системы в термически изолированном герметичном контейнере, что существенно снижает стоимость установки. Разработчики в перспективе планируют довести ее до 1,5 тыс. евро за квт. Рабочая температура составляет 650 градусов, что позволяет дополнительно использовать паровую турбину, при этом общий КПД достигает 65% (без нее — 50%). Топливом служит природный газ, который подается непосредственно в ТЭ без предварительной стадии риформинга. Подобная экспериментальная установка работает с начала 2000г. в г.Билефельд, а с 2001г. — в г.Бад-Нойштадт. Она состоит из 292 модулей

ТЭ с расплавленным карбонатом. Электрическая мощность составляет 250 квт., тепловая — 160 квт., КПД — 52%.

Позднее может начаться серийный выпуск ТЭ для транспорта, на первых этапах такие установки будут предназначаться для автобусов, а на последующих этапах, не ранее 2008г. — для легковых машин. Компания DaimlerChrysler планирует поставить транспортным предприятиям Германии 30 автобусов с энергоустановками на топливных элементах для проведения их всесторонних испытаний в условиях реальной эксплуатации. На легковых машинах малые ТЭ (до 10 квт.) могут появиться раньше обозначенных сроков для использования в качестве вспомогательных энергоустановок. Темпы их внедрения наряду с технологическими и стоимостными факторами будут зависеть от перехода на 42-вольтовый стандарт напряжения в бортовой сети автомобиля.

Успешное широкомасштабное внедрение в практику энергетических установок на топливных элементах будет определяться способностями фирм-разработчиков и производителей обеспечить существенное снижение их стоимости. Предварительные расчеты показывают, что для обеспечения конкурентоспособности с традиционными энергетическими установками стоимость топливных элементов должна быть снижена до 130 евро за 1 квт. мощности для применения на автотранспорте (установки с протонообменной мембраной) и до 1.500 евро за один квт. мощности для стационарных систем. Существующий уровень технологий не обеспечивает таких показателей. По американским оценкам, сделанным фирмой Arthur D. Little для министерства транспорта США, стоимость экспериментальных установок мощностью до 5 квт. может превышать 5.000 евро за один квт.

Основные направления НИОКР в области коммерциализации технологий ТЭ — поиск новых более дешевых материалов для изготовления их основных компонентов, разработка технологий массового производства батарей, снижение стоимости вспомогательного оборудования, в первую очередь — риформера.

Германские специалисты считают перспективным дальнейшее совершенствование технологий создания важнейших компонентов топливного элемента из углеродных материалов. В зависимости от области применения на основные составляющие (биполярные пластины, уплотнения и мембраны) приходится от 30 до 50% стоимости всего топливного элемента. Наиболее важной задачей является удешевление производства биполярных пластин, поскольку на мембраны и уплотнения приходится 4% стоимости батареи.

Проведенные германской фирмой SGL Technologies оценки показывают, что стоимость биполярных пластин из углеродных материалов может быть снижена в 3-4 раза за счет перехода к новым технологиям их изготовления. Значительная часть этих элементов изготавливается по достаточно неэффективной технологии, когда каналы для подвода реагентов и отвода продуктов реакции получают путем фрезерования плоских пластин-заготовок. Технология следующего поколения предусматривает прессование пластин с необходимым рисунком, что позволяет снизить стоимость в 2 раза. Еще более перспективным считается литье пластин под давлением, что позволяет еще в два раза удешевить конечную про-

дукцию. Дополнительное снижение стоимости достигается переходом к новым материалам для изготовления пластин. Изучаются возможности использования для этих целей винилэстера и полипропилена.

Аналогичные НИОКР ведутся фраунгоферовским институтом химтехнологий ICT. Исходным материалом для литья биполярных пластин является смесь термопластичного полимера и графитового порошка. Компоненты ТЭ, получаемые из этого состава, несколько уступают графитовым компонентам по показателю проводимости. Однако его величина является достаточной для применения в малых топливных элементах.

По мнению германских экспертов, продемонстрированная возможность существенного снижения стоимости на примере отдельных составляющих топливного элемента свидетельствует о перспективности НИОКР по поиску новых технологических решений, позволяющих удешевить и остальные компоненты ТЭ, что повысит конкурентоспособность таких установок.

Возобновляемая энергия

Динамичное развитие технологий использования возобновляемых источников энергии в Германии соответствует общемировой тенденции к увеличению доли таких источников во всем объеме вырабатываемой энергии. По оценке Американского общества инженеров-электриков, в 1980г. доля электроэнергии, производимой на основе возобновляемых источников, в мире составляла 1%, к 2005г. она достигнет 5%, к 2020г. — 13%, а к 2060г. — 33%.

Мировой экономический потенциал возобновляемых источников энергии оценивается в 20 млрд.т. условного топлива в год, что в два раза превышает объем годовой добычи всех видов органического топлива. Многие эксперты полагают, что в 2010-20гг. будет отмечено сокращение предложений на углеводородное сырье. К 2050г. доля возобновляемых источников энергии в мировом энергетическом балансе может возрасти до 50%. В странах ЕС к 2010г. эта доля увеличится до 12% (6% — в 2000г.).

Доля Германии в мировом потреблении первичной энергии составляет 4%. Здесь ежегодно потребляется 500 млн.т. энергоносителей в угольном эквиваленте. Структура используемых источников первичной энергии: нефть, природный газ, каменный уголь, бурый уголь (всего около 60%), атомная энергия (30%), возобновляемые источники (8%) и сжигание мусора (2%).

Несмотря на то, что доля возобновляемых носителей относительно мала, специалисты отмечают необычайный динамизм развития рынков электроэнергии в Европе. Этому способствует принятие новых законов по либерализации электроэнергетических рынков, закона об охране климата, нового закона о постепенном отказе от ядерной энергетики в Германии, а также добровольное согласие промышленников с планами рационального использования электроэнергии.

Ситуация в Германии определяет общую картину в области использования возобновляемых источников электроэнергии в странах Европейского союза. Федеральное правительство Германии планирует увеличить долю возобновляемой энергетики во всем энергопотреблении страны с 6% в 2000г. до 12,5% в 2010г. в основном за счет энергии ветра,

солнца и биомассы. К 2050г. доля возобновляемых источников энергии во всем объеме производства электроэнергии достигнет 50%.

Основными причинами, по которым Германия активно участвует в развитии технологий использования возобновляемых источников электроэнергии, являются следующие.

— Обеспечение энергетической безопасности. Актуальность использования возобновляемых источников электроэнергии повышается из-за устойчивой тенденции роста цен на нефть и газ.

— Экология. В Германии выделяются существенные государственные средства и разрабатываются экономические меры по привлечению частных инвестиций в связи с необходимостью снижения уровня выброса парниковых газов генерирующими установками, которые определены подписанными международными протоколами в г. Киото (Япония). Германии за счет использования возобновляемых источников энергии уже удалось избежать выброса в атмосферу 35 млн.т. различных газов. 1 квтч. ветровой энергии сокращает выделение диоксида углерода на 600 г. по сравнению с электростанциями, сжигающими каменный уголь или нефть.

Федеральное правительство Германии обязалось к 2005г. сократить выброс углекислого газа в атмосферу по сравнению с 1990г. на 25%. В 2000г. по сравнению 1990г. загрязнение атмосферы углекислым газом сократилось на 15%.

Реализация программы развития возобновляемых источников энергии и программы «100.000 крыш — электричество от солнца», а также проведение экологической налоговой реформы приведет в 2005г. к сокращению выброса углекислого газа в атмосферу на 18-20%. Останется еще 50-70 млн.т. углекислого газа, которые следует сократить к 2005г. В Германии подготовлена национальная программа по защите климата, в которой предусмотрены дополнительные меры в сфере санации зданий, транспорта, а также в промышленности и энергетике: завоевание мировых рынков, особенно в развивающихся странах; сохранение запасов собственных энергоресурсов для будущих поколений; увеличение потребления сырья для неэнергетического использования топлива.

Технологии по использованию возобновляемых источников энергии еще не могут во многих сферах деятельности конкурировать с использованием обычных энергоносителей. В Германии создаются инструменты для мотивации использования соответствующих технологий и услуг в сфере энергосбережения через соответствующие законы. Основным нормативным актом в Германии в этой области является Закон о приоритете возобновляемых источников энергии (EEG) от 29 марта 2000г.

Целью данного Закона является создание возможностей для устойчивого развития энергоснабжения в интересах защиты климата, окружающей среды и значительного увеличения доли возобновляемой энергии в системе энергоснабжения страны. В соответствии с задачами стран Европейского Союза до 2010г. доля возобновляемой энергии во всем потреблении энергетических ресурсов должна увеличиться, как минимум, в два раза.

Законом определен механизм решения стратегической задачи, поставленной перед Германией договоренностями в г. Киото, по уменьшению в

1990-2010гг. в выбросов парниковых газов на 21%. Основной мерой по достижению этой цели в ФРГ является развитие производства электроэнергии с помощью возобновляемых источников. Благодаря данному закону, основную часть в увеличении доли электроэнергии от возобновляемых источников составляет энергия ветра. Существенную роль призвана сыграть также биоэнергетика и фото-электроэнергетика.

Энергия ветра. Из всех видов возобновляемых источников энергии (солнечная, биологическая и энергия ветра) в Германии наибольшей популярностью и поддержкой правительства пользуется энергия ветра.

В мире технологии с использованием энергии ветра получили наибольшее развитие в ФРГ, США, Дании и Испании. На долю этих стран приходится более трех четвертей всего мирового парка ветряных установок. На долю Германии приходится одна треть мирового производства электроэнергии с помощью ветра. ФРГ прочно занимает лидирующее место по объему потребляемой электроэнергии, произведенной на ветряных установках, оставив далеко позади Испанию — 2.800 мвт., США — 2.500 мвт. и Данию — 2.400 мвт. в год.

По новому законодательству ФРГ, инвесторы в эту отрасль пользуются двадцатилетней правительственной гарантией и фиксированной ценой за 1 квтч. энергии — 6-9 евроцентов. Если в будущем законодательство в этой области изменится, то инвесторам гарантируется защита со стороны правительства.

Для Германии этот вопрос важен еще и потому, что правительство решило в течение 20 лет закрыть все 20 атомных электростанций, которые вырабатывают 30% электроэнергии в стране. Частично они будут заменены ветровыми турбинами и фермами, на которых к 2030г., как предполагается, будет производиться 15% электроэнергии страны.

К концу 2002г. мощность ветряных электростанций в Германии достигла 12 тыс. мвт., что соответствует 10% от максимальной потребности страны в электроэнергии. По оценкам специалистов Ассоциации энергии ветра Германии, к концу 2004г. в стране будет дополнительно производиться 5.000 мвт. электроэнергии на ветровых турбинах (всего — 17 тыс. мвт.).

В ФРГ ассигнуются значительные государственные средства на НИОКР в области создания ветроэнергетических установок (ВЭУ). Особое внимание при проведении этих работ уделяется повышению надежности установок, их безопасности, снижению шума, уменьшению помех теле- и радиокommunikациям.

Наибольшее распространение получили ВЭУ мощностью 300-750 квт. Уже разработаны образцы ВЭУ мощностью до 3,5-5 мвт. Наряду с ростом единичной мощности ВЭУ совершенствуются их конструкции, в т.ч. за счет использования специального аэродинамического профиля лопастей, изготавливаемых из синтетических материалов. Конструкция ВЭУ насыщается многими электронными устройствами, включая системы контроля над изменением скорости и направления ветра, обеспечивающие повышенную эффективность использования его силы. Используются также новые схемы компоновки подвижной и неподвижной частей генератора, например, с использованием двух роторов, вращающихся в противоположном на-

правления, что позволяет увеличить относительное число оборотов генератора при слабом ветре.

Развитие ветроэнергетики как источника энергии в ФРГ сталкивается с определенными сложностями. Ветровые фермы занимают большие площади, что связано с существенным изменением ландшафта при строительстве ВЭУ. Другой проблемой, связанной со строительством ВЭУ, учитываемой в ФРГ, стала потенциальная возможность гибели птиц на путях их миграции. Немаловажными проблемами также являются влияние уровня шума, создаваемого установкой и влияние работы ВЭУ на системы радиосвязи.

В Германии наиболее перспективным направлением считают строительство крупных ветровых парков на море на определенном удалении от берега. Использование возможностей энергии ветра в море является важной частью правительственной программы Германии по реформированию энергетического ландшафта. Общая выходная мощность ветряной энергетики на суше и в море к 2030г. будет составлять порядка 36000-42000 мвт., что достаточно для выработки 95-110 млрд.квтч. электроэнергии. Это представляет собой 20% текущего энергопотребления в Германии и 3/5 электроэнергии, производимой сейчас на атомных электростанциях.

Однако германские специалисты указывают и на серьезные технические трудности подобных проектов. В районе г.Магдебург в сент. 2002г. установлена турбина, которая может быть использована для эксплуатации в море. Каждая лопасть изготовлена из армированного стекловолокном материала, имеет длину 52 м. и ширину 6 м., а ее масса составляет 20 т. Гондола, в которой находится ось, генератор и другие элементы, имеет массу 440 т. Такую конструкцию способны поднимать на требуемую для работы мачту высотой 120 м. лишь краны специальной конструкции. Для эксплуатации в море необходимы также мощные фундаменты с глубиной 30 м., чтобы выдержать напор водяных масс. Требуется также защита механики и электроники от соленой воды. Для подключения к сети нужны километры морского кабеля, обслуживание платформы также представляет определенные сложности. Тем не менее, германские разработчики ветряных электростанций уверены, что при достаточно большой мощности турбин (4-5 мвт.) и общем их числе около сотни проекты будут рентабельными.

На разрешение строительства таких электростанций в Северном и Балтийском морях к концу 2002г. было подано 29 заявок. Однако, по мнению германских разработчиков и производителей ветряных турбин, все трудности можно будет преодолеть не ранее 2006г. По оценке германских специалистов, существующие темпы ввода в строй морских ветряных парков позволят достичь в 2005г. их общую мощность в 60 мвт., в 2006г. — 240 мвт., в 2007г. — 540 мвт.

Солнечная энергетика. Германия входит в число мировых лидеров по использованию экологически чистых видов энергии — солнца, воды, ветра и биомассы. В стране насчитывается 500 тыс. солнечных установок для производства электроэнергии и тепла. С 1999г. активно реализуется правительственная программа по оснащению 100 тыс. частных домовладений солнечными батареями, которые устанавливаются на крышах. Однако доля солнечной энергии в энергетическом балансе Германии составляет три сотых процента.

Солнечная энергетика относится к одной из наиболее быстрорастущих отраслей экономики ФРГ. В 2002г. продажи солнечных батарей в стране составили 1,5 млрд. евро, что на 20-50% больше, чем в пред.г. В 1995г. суммарная установленная мощность предприятий солнечной энергетики в Германии составляла менее 20 мвт., в 1997г. данный показатель достиг 40 мвт., а в 2001г. эта мощность превысила 180 мвт. Ввод новых мощностей в 2001г. равнялся 79 мвт. (при максимальной интенсивности солнечного освещения), что вдвое больше, чем в 2000г., а в 1999г. прирост мощностей достиг лишь 15 мвт.

Темпы роста суммарной мощности солнечных батарей в ФРГ наглядно отражаются в динамичном увеличении количества заказов на установку новых батарей в соответствии с упомянутой выше правительственной программой: 1998г. — 0, 1999г. — 10 мвт., 2000г. — 40 мвт., 2001г. — 120 мвт., 2002г. — 200 мвт.

С 1 янв. 1999г. по 31 марта 2003г. в ходе реализации данной программы размещено 49 тыс. заказов на 1.199 млн. евро (суммарная мощность заказанных солнечных батарей составила 227 мвт.). Самыми крупными заказчиками новых батарей в ФРГ являются Бавария, Баден-Вюртемберг, Северный Рейн-Вестфалия, Нижняя Саксония и Гессен.

Бурный рост солнечной энергетики в ФРГ обусловлен принятием в 2000г. закона о возобновляемых источниках энергии, согласно которому фирма-поставщик при вводе в эксплуатацию новых мощностей по выработке электричества с использованием солнечной энергии получает от государства по 48,1 евроцента за каждый проданный киловатт-час электроэнергии. Указанная сумма снижается на 5% в случае ввода таких мощностей в каждом из последующих годов. По мнению экспертов, принятие закона о возобновляемых источниках энергии в ближайшей перспективе обеспечит постепенную коммерциализацию рынка солнечной энергетики ФРГ.

Основным фактором, сдерживающим развитие солнечной энергетики в ФРГ, является тот факт, что стоимость электроэнергии в фотоэнергетике выше уровня цен традиционной энергетики в 4-5 раза, хотя наблюдается устойчивая тенденция ее снижения. Также негативно сказывается рост цен на кремний, доля которого в общей стоимости солнечных батарей составляет 80%. В этой связи германские поставщики солнечных батарей уделяют большое внимание созданию производственных мощностей по выпуску кремния, что позволяет снижать стоимость солнечных батарей. В ближайшей перспективе можно ожидать снижения стоимости солнечных батарей мощностью более 10 квт. на 4%.

По данным компании Volt-mark, в ФРГ удельные затраты на создание 1 квт. производственных мощностей для установки мощностью 200 квт. составляют 5,2 тыс. евро, а для установки мощностью 5 квт. — 6,5 тыс. евро. Компания уже ввела в эксплуатацию установки мощностью 600 квт. и 1,6 мвт. Разрабатывается также установка на 1,8 мвт., что, по расчетам компании, позволит снизить стоимость 1 квт. производственных мощностей до 4,8 тыс. евро.

Основные германские производители фотоэлектрической продукции изготавливают солнечные элементы в основном из кристаллического

(моно-, поли) кремния, аморфного кремния, CdTe, CuZnSe и других тонкопленочных структур. Соотношение объемов выпуска таково: кристаллический кремний – 75%, аморфный кремний – 20%, другие – 5%.

Большое внимание в ФРГ уделяется повышению коэффициента полезного действия солнечных батарей, а также поиску новых материалов для замены кремния. Так, используются солнечные гибридные батареи с использованием органических полимеров и селенида кадмия, коэффициент полезного действия которых составляет 6,9%. Недавно созданы чрезвычайно тонкие солнечные батареи из соединений углерода. В качестве основы солнечных элементов используется полимер, который при освещении испускает электроны; однако коэффициент полезного действия новых батарей составляет 20% от соответствующего показателя кремниевых батарей. Ведутся работы по созданию экологически чистых автоматизированных технологий производства солнечных элементов из кремния с КПД до 20%.

В начале 2003г. на юге Германии вступила в строй крупнейшая в мире солнечная энергетическая установка. По информации Объединения предприятий солнечной энергетики, около г. Хемау (Бавария) было смонтировано в общей сложности 40 блоков солнечных батарей суммарной мощностью около 40 мвт. При стоимости установки в 18,4 млн. евро она позволяет обеспечить потребности в электроэнергии 4,6 тыс. жителей. Ранее, в нояб. 2001г., г. Хоенфельс вошла в строй солнечная энергетическая установка мощностью в 1,6 мвт. Парк солнечных батарей г.Пассау, действующий с середины сент. 2002г. обеспечивает электроэнергией 1,5 тыс.чел.

Использование биомассы. В сельском хозяйстве Германии работает 1.250 децентрализованных биогазовых установок со средней установленной электрической мощностью 60 квт.

В с/х производстве в качестве источников тепла можно применять любые растительные отходы, непригодные для использования по прямому назначению или не нашедшие иного хозяйственного применения. В ФРГ в качестве биомассы используется дерево, древесный уголь, отходы с/х производства и животноводства.

В вопросе использования энергии биомассы в ФРГ наиболее перспективными направлениями рассматриваются:

– производство биогаза и удобрений на установках по переработке сельскохозяйственных и бытовых отходов индивидуальных крестьянских фермерских хозяйств, а также использование процесса брожения при переработке городских и промышленных сточных вод. Биогаз используется в водонагревательных и паровых котлах, а также в генераторах, производящих электроэнергию;

– выработка электроэнергии на электростанциях, на которых сжигаются твердые бытовые отходы городов (ТБО), а также электростанциях, работающих на биогазе. Для производства тепла и электричества используются также отходы переработки леса прямым сжиганием или путем их газификации с последующим сжиганием полученного газа;

– переработка биомассы, основанная на процессах газификации, теролиза и получения жидкого топлива.

Особенно важную роль имеет проблема ликвидации и одновременно энергетического использования отходов. При переработке биомассы в этанол образуются побочные продукты, прежде всего, промывочные воды и остатки перегонки. Последние являются серьезным источником экологического загрязнения окружающей среды. Представляют интерес технологии, которые позволяют в процессе очистки этих отходов получать минеральные вещества, используемые в химической промышленности, а также применять их для производства минудобрений. В качестве показателей, характеризующих эффективность использования биомассы, можно привести следующие: теплотворная способность сжигания 1 т. сухого вещества соломы эквивалентна 415 кг. сырой нефти.

Теплотворность 1 кг. пшеничной соломы и сухих кукурузных стеблей равна 15,5 мдж., соевой соломы – 14,9 мдж., рисовой шелухи – 14,3 мдж., подсолнечной лузги – 17,2 мдж. По этому показателю растительные отходы полеводства приближаются к дровам – 14,6-15,9 мдж/кг и превосходят бурый уголь – 12,5 мдж/кг. Получение промышленного биогаза растительного и животного происхождения происходит в процессе их брожения (метанового брожения) с получением метана и обеззараженных органических удобрений. Теплотворная способность 1 куб.м. биогаза, состоящего из 50-80% метана и 20-50% углекислого газа, равна 10-24 мдж. и эквивалентна 0,7-0,8 кг. условного топлива.

Проблемы утилизации твердых бытовых отходов (бытового мусора) остро стоят перед всеми странами. Выход мусора на душу населения в год составляет 250-700 кг., увеличиваясь ежегодно на 4-6% и опережая прирост населения. Проблемы переработки мусора решены на обустроенных полигонах путем использования технологии твердофазного брожения с получением биогаза. Эта технология самая дешевая и не допускает токсичные выбросы и стоки. Биогаз используется в основном для производства электроэнергии, тепла и с высокой эффективностью может трансформироваться в другие виды энергии. При этом коэффициент его полезного использования на газогенераторах в качестве топлива может составлять до 83%.

Водород и топливные элементы. Одним из наиболее перспективных направлений в энергетике ФРГ является производство энергии с использованием водорода и топливных элементов.

Метанол стал доступен как средство для хранения водорода в жидком виде. Реальным становится использование водорода для индивидуальных транспортных перевозок. В Германии полагают, что при существующем уровне развития соответствующих технологий массовое производство транспортных средств, работающих на топливных элементах, становится возможным в ближайшем будущем. Технология производства топливных элементов благодаря их высокому коэффициенту полезного действия и удельной мощности также является перспективной для применения в жилых домах и на предприятиях.

Ряд крупных германских компаний (в их числе MTU и HDW) участвуют в процессе коммерциализации технологии, основанной на использовании водорода. Ими разработаны экспериментальные и промышленные водородные энергетические установки, например, электростанция Hot Module (MTU) и двигательные установки подводных лодок (HDW).

Преимущество топливных элементов заключается в том, что они преобразуют водород и кислород посредством электрохимического процесса в электрическую и тепловую энергию. Поскольку не происходит сгорания, единственным побочным продуктом является вода. Недостатком является то, что водород сам по себе в природе в чистом виде не образуется. Водород в большинстве случаев получают из природного газа, что приводит к выделению углекислого газа. Полномасштабное использование потенциала водорода предусматривает его производство с использованием возобновляемых источников энергии. По мнению специалистов института систем солнечной энергии (в составе Фраунгоферовского научного общества г.Фрайбург, ФРГ), наиболее перспективными являются технологии электролиза с использованием солнечной энергии для расщепления воды на составные элементы.

Химия

Немецкая химическая промышленность формирует и мировой рынок, уступая по своим возможностям лишь США и Японии.

В 2003г. немецкому химпрому не удалось достичь намеченных темпов роста, что обусловлено продолжающимся ухудшением конъюнктуры мирового рынка и снижением динамики роста национальной экономики. Однако оборот предприятий отрасли в I пол. 2003г. увеличился на 1,5% по сравнению с аналог. периодом 2002г. По основным экономическим показателям химпром занял в стране четвертое место (после автомобилестроения, электротехнического машиностроения и производства продуктов питания).

Химпром ФРГ остается самой наукоемкой отраслью германской экономики. На НИОКР в отрасли в 2003г. израсходовано 8,2 млрд. евро, что составляет 18% от всего объема средств затраченного на эти цели в обрабатывающей промышленности Германии. По данному показателю отрасль занимает второе место после автопрома, где на НИОКР израсходовано 17 млрд. евро.

Объем промпроизводства предприятий отрасли в 2003г. составил 101,3 млрд. евро. По сравнению с 2002г. производство основных химических материалов снизилось на 1,5%, химволокна – 7,6%, лакокрасочной продукции и типографской краски – 1,6%. Возросло производство косметической продукции и моющих средств – на 8,8%, что обусловлено сохранением спроса на внешнем рынке. В 2003г. также увеличилось производство фармацевтической продукции – 3,1% и химических удобрений и средств защиты растений – 6,7%.

Согласно данным Объединения химической промышленности ФРГ (Verband der Chemischen Industrie – VCI), в отрасли зарегистрировано 1740 предприятий на которых создано 462 тыс. рабочих мест (467 тыс. в 2001г.). Тем самым достигнут абсолютно низкий показатель за последние 10 лет. Количество малых и средних предприятий (с числом занятых менее 500 чел.) осталось в 2003г. практически неизменным – 91%, а их оборот составил 33% от всего оборота химпрома.

	Доля в процентах		
	По количеству предприятий	По числу занятых	По обороту

Малые предприятия, менее 100 чел.	49	9,7	8,2
Средние предприятия, 100-499 чел.	42	26,4	24,3
Большие предприятия, более 500 чел.	9	63,9	67,5

В 2003г. большая часть химпродукции ФРГ представляла собой чистые и специальные химикаты (красители и пигменты, лакокрасочные материалы, типографская краска, фотохимикаты) – 25%, полимеры (искусственные материалы, синтетический каучук, химволокна) – 20,3%, фармацевтика – 20,2%, продукция нефтехимии – 16,2%, косметические и моющие средства, мыло – 8,6%, продукция неорганической химии (промышленные газы, базовые неорганические химикаты) – 4,9%, агрохимикаты (удобрения, средства защиты растений и борьбы с вредителями) – 3,8%.

Экспортно-импортные показатели химпрома ФРГ. Германская химическая промышленность в большой степени ориентирована на экспорт. С янв. по окт. 2003г. экспорт увеличился на 7,8% по сравнению с аналогичным периодом 2002г. и составил 69,276 млрд. евро (янв.-окт. 2002г. – 64,234 млрд. евро). Импорт химпродукции за этот период увеличился на 1,2% и достиг 46,738 млрд. евро (янв.-окт. 2002г. – 46,205 млрд. евро).

Основными потребителями химпродукции ФРГ в 2003г. являлись: Франция – 9,8%, США – 9,8%, Бельгия – 8,6%, Италия – 8,1%, Великобритания – 6,4%, Нидерланды – 6,3% и Швейцария – 5,2% от экспорта.

Основными импортерами химической продукции в 2003г были страны: США – 11%, Нидерланды – 10,9%, Бельгия – 10,1%, Великобритания – 9,5% Франция – 9,4%, и Швейцария – 6,6% от импорта.

Основными внешнеторговыми партнерами предприятий химпромышленности Германии являются западноевропейские страны (61,7% экспорта, 75,6% импорта) и страны Европейского союза (54% экспорта, 68,1% импорта). Основными товарными группами экспортируемых и импортируемых товаров являются продукция базисной химии (40% экспорта и 45% импорта) и фармацевтическая продукция (25% экспорта и 40% импорта).

Экспорт в РФ за янв.-окт. 2003г. составил 1173,788 млн. евро, а импорт из России – 286,421 млн. евро (рост по сравнению с аналог. периодом 2002г. на 12,9 и 16,3%). Основными товарными группами импортируемой в Германию из России продукции являются: неорганические химические вещества, продукция нефтехимии, промышленные газы, химические удобрения а экспортируемой из ФРГ – фармацевтика, специальные химпродукты, лакокрасочные материалы, искусственные материалы и синтетический каучук, косметика.

Год химии. По мнению немецких экспертов, несмотря на неблагоприятный 2003г. темпы развития химпрома ФРГ в ближайшей перспективе несколько увеличатся, что позволит сохранить за Германией одну из ведущих позиций на мировом рынке. С целью придания химической промышленности ФРГ новых импульсов развития, привлечения дополнительных инвестиций, разработки и внедрения новых технологий, углубления сотрудничества производства и научно-исследовательской сферы 2003г. был объявлен германским правительством «Годом химии». Было проведено 2000 мероприятий, продемонстрировавших весь спектр химической продукции и самых современных технологий и разработок. Особое внимание уделялось максимальному освещению ведущихся в университетских и промышленных лаборатор-

риях фундаментальных исследований и демонстрации их прикладных возможностей, что является основным заделом в технологическом прорыве в ближайшем будущем.

Немецкие технологические разработки в химпроме ориентируются на такие отрасли народного хозяйства, как здравоохранение, радиоэлектроника и создание новых материалов, сельское хозяйство и производство продуктов питания, энергетика, транспорт и телекоммуникации. Все современные процессы и технологии в химической промышленности ФРГ не отделены от совершенствования технологий по автоматизации производственных и аналитических процессов. Здесь подразумевается создание полностью автоматических или, по крайней мере, автоматизированных линий, объединяющих ряд производственных процессов в едином механизме.

Широкое внедрение экологически чистых технологий. Для их внедрения правительство поощряет предприятия, частично компенсируя расходы при внедрении более дорогих, но экологически чистых технологий.

За последние годы при поддержке правительства в химпроме было внедрено 3800 экологически чистых проектов общей стоимостью 1 млрд. евро. Эти проекты не ограничиваются одной отдельно взятой сферой производства: здесь идет речь о производстве новых антикоррозийных средств, безотходном производстве товаров широкого потребления, производстве новых сенсоров, определяющих наличие загрязнителей. В 2003г. химические предприятия Германии израсходовали 300 млн. евро на реализацию проектов в области охраны окружающей среды.

Характерным примером современного применения экологически чистых технологий в химпроме ФРГ являются новые технологии промышленного использования систем очистки. Устойчивый и уже достаточно продолжительный рост оборота этих систем позволяет предположить и в дальнейшем их растущее применение (до 2 млрд. евро в 2007г.). Наибольшее значение в этих технологиях приобретают **перерабатывающие установки сточных вод**, которые составляют 68% от всего оборота этой продукции.

Огромное значение сегодня, учитывая уровень экологической чистоты производства, имеют новые технологии подготовки воды, необходимой в промышленном производстве. Предполагается, что оборот этой продукции к 2007г. превысит 650 млн. евро. В химпроме ФРГ в этой области занято 250 предприятий, причем три из них (Vivendi Water Systems, Ondeo Degremont, BWT), производящие готовые системы и отдельные составные части систем, производят 20% продукции.

К устоявшимся и активно развивающимся технологиям подготовки воды следует отнести технологию деминерализации воды и ее подготовки применением активированного угля. Наиболее перспективным является использование мембранной техники, занимающей уже сегодня доминирующие позиции на рынке (в 2007г. 50% оборота этих технологий — на мембранах). Растет применение озонирующих и ультрафиолетовых систем.

Нанотехнологии. Через 3-5 лет с помощью нанотехнологии на рынок будут выходить новые продукты в массовом количестве (оборот этой продукции в мире составляет 50 млрд. евро, а к 2010г., как ожидается, он достигнет 220 млрд. евро).

По утверждению немецких исследователей, нанотехнологии делают возможным создание систем и материалов с неограниченно малыми размерами (до размеров атома), что позволяет применять их с «революционным результатом» в микроэлектронике (миниатюрные микроэлементы в радиоэлектронном оборудовании), фармацевтике и медицине (особенно в процессе диагностики). Считается, что **нанотехнологии** только в начале пути своего развития, однако они **являются самыми инновативными**. Среди немецких химических фирм и компаний наибольшую активность в нанотехнологиях показывают Henkel и Degussa.

Передовое направление в новых технологиях в химической промышленности ФРГ имеют технологии, предназначенные для создания новых материалов. Огромное значение **новые материалы** приобретают в ортопедии, хирургии, кардиологии. Только на рынке искусственных конечностей и имплантантов (в общей сложности 4000 наименований изделий) ожидается ежегодный 10% рост.

Немецкий рынок полимеров, применяемых в медицинских целях, оценивается в 3,5 млрд. евро. Здесь прогнозируется 10-15% рост. Наиболее перспективными являются работы по многообразному применению высокотехнологичных, но все еще одноразовых устройств, как катетеры.

Важным представляется также производство искусственных материалов, заменяющих различного назначения стекла. Как пример можно привести новые материалы, заменяющие автомобильное стекло. Этот материал (поликарбонат), как сообщается, на 20 кг. снизит вес автомобиля. Уже планируется его применение на некоторых моделях Smart, в частности, в боковых стеклах и в стеклах заднего вида.

Большое значение для химпрома ФРГ имеет производство лаков. Наибольший объем этой продукции поглощает электронная промышленность. Немаловажное значение имеют фотолаки, типографские лаки, лаки, применяемые в автомобильной индустрии, при производстве мебели, строительстве.

На 2004г. немецкими экспертами прогнозируется в 1% роста оборота в отрасли, а выпуск химпродукции может увеличиться на 1,5%. Темпы роста европейского химпрома до 2010г. не превысят 2,5% в год, тогда как в Азии и Южной Америке этот показатель составит 4,5-7%. Серьезные проблемы ожидаются на рынке рабочей силы. Германские эксперты считают реальным в 2004г. сокращение численности занятых в химпроме на 2,5% и достижение показателя в 450 тыс. чел.

Предприятия химпрома, как крупные, так и средние, имеют тенденцию к слиянию, вхождению в более крупные концерны, или созданию промышленных интернациональных гигантов. Предполагается, что эта тенденция сохранится на протяжении следующего десятилетия. Германская химическая промышленность проявляет большой интерес к странам Азии и, прежде всего, Китаю, Японии и Индии. Считается, что именно в этом регионе будет наблюдаться наибольший экономический рост.

Производство сравнительно простых химических веществ в перспективе будет постоянно сокращаться. Преимущества Германии на междуна-

родном рынке сохраняются благодаря **очень хорошей системе образования**, высококвалифицированной рабочей силе и **большому вниманию к НИОКР**. Немецкие химические фирмы пытаются постоянно представлять на мировом рынке новые продукты. Расходы на разработки составляют 10% средств от годового оборота, а наблюдающийся спад в этой сфере является временным явлением.

Фармацевтика

В 2003г. оборот мирового рынка медикаментов составил 424 млрд.долл. В ФРГ этой продукции произведено на 20,7 млрд. евро (рост на 2,5%). Суммарный оборот германских фармацевтических предприятий достиг 23,2 млрд. евро (рост 7%), из которого 11,8 млрд. евро пришлось на оборот на внешнем рынке.

Экспорт медикаментов составил 16,3 млрд. евро (снижение на 15,5%), экспортная квота – 51%. Основными потребителями германской фармакологии в 2003г. оставались США (2,2 млрд. евро), Швейцария (2 млрд. евро) и Франция (1,1 млрд. евро).

Импорт медикаментов в Германию в 2003г. соответствовал экспорту и составил 17 млрд. евро. Основными импортерами продукции фармакологии были США, Франция, Швейцария и Италия.

По данным федерального союза фармацевтической промышленности Германии (Bundesverband der Pharmazeutischen Industrie – BPI), в отрасли насчитывается 1100 предприятий-производителей медицинских препаратов (из них 36 являются международными концернами, а 500 – непосредственными производителями), в т.ч. аптек, выпускающих лекарственные средства под собственными торговыми марками, с общей численностью занятых 114 800 чел.

На долю 17% крупных фармацевтических предприятий ФРГ (с количеством занятых 500 и более чел.) приходится 81% от суммарного оборота германской фармакологии.

По данным за 2003г. ведущими химическими предприятиями Германии являлись: Basf (оборот 32,216 млрд. евро), Bayer (29,024 млрд. евро), Aventis Pharma (17,591 млрд. евро), Degussa (11,762 млрд. евро), Henkel (9,656 млрд. евро), Boehringer Ingelheim (7,580 млрд. евро), Fresenius (7,507 млрд. евро), Merck (7,473 млрд. евро) и Schering (5,023 млрд. евро).

На НИОКР в фармацевтике в 2003г. германские предприятия израсходовали 4,1 млрд. евро. 45 ведущих производителей медпрепаратов в Германии израсходовали на эти цели 3,5 млрд. евро. В США только один фармацевтический концерн Pfizer израсходовал на разработку медицинских 3,4 млрд. евро. Всего в сфере научных исследований и разработок новых лекарственных средств в Германии задействовано 16 тыс.чел.

Главным направлением развития в области фармацевтики является препараты, разработанные на основе биотехнологий, оборот которых во всем мире оценивается в 20 млрд.долл. К ним относятся комбинированные биохимические препараты, вакцины для профилактики ряда заболеваний, препараты и оборудование для генной терапии и диагностики.

Греция

Энергообъекты от России

В 2003г. продолжалось участие российских организаций в сооружении энергообъектов на территории Греции, хотя его масштабы по сравнению с предыдущим периодом сократились, поскольку работы по крупным контрактам в основном завершены.

ОАО «Стройтрансгаз» завершило выполнение обязательств гарантийного периода в отношении ранее сооруженных газопроводов-отводов на Керацини, Салоники, Волос, Инофиту, Лаврио, Кавалу и Комотины. К концу 2003г. завершением нельзя было считать лишь контракт на строительство газопровода-отвода Кавала-Комотины, поскольку сертификат окончательной приемки этого объекта из-за проволочек, допущенных заказчиком – ДЕПА не был выдан. «Стройтрансгаз» принял участие в тендере на сооружение газопровода-отвода Мавронери-Андикира протяженностью 30 км. Решение по результатам тендера будет объявлено в 2004г.

Завершилось сооружение блока 330 мвт. на ТЭС «Мелити-Ахлада» (вблизи г.Флорина) стоимостью 560 млн. евро по контракту с Государственной электрокорпорацией (ДЕИ) Греции. В работах по данному контракту в составе международного консорциума участвовали ФГУП ВО «Технопромэкспорт» (доля участия – 9%), ОАО «Газпром» и российско-греческое АО «Прометей газ» (совместная доля участия – 28%). На конец 2003г. оставалось невыполненным лишь обязательство «Технопромэкспорта» по замене вышедшего из строя блочного трансформатора ТЭС.

ОАО «Силовые машины» (до дек. 2003г. – ОАО «Энергомашэкспорт») по контракту с греческой компанией «Афина» (заказчик – ДЕИ) в конце 2003г. приступило к монтажу 13 резервуаров для хранения мазута, дизтоплива и воды на дизель-генераторной станции «Авериолаккос-1» (о-в Крит). Работы должны завершиться в июле 2004г. Совместно с южнокорейской компанией «Эйч Эс Ди» ОАО получило заказ на поставку и шеф-монтаж двух генераторов мощностью 16 мвт. каждый для электростанции на о-ве Кос (стоимость работ 9 млн. евро, доля участия ОАО – 20%, начало работ – май 2004г.). ОАО совместно с той же компанией приняло участие в тендере на поставку двух генераторов мощностью по 11 мвт. каждый для электростанции на о-ве Парос (стоимость работ 7 млн. евро, доля участия ОАО – 20%), в составе международного консорциума – в тендере на поставку двух блоков по 50 мвт. каждый) для ТЭС «Авериолаккос» (стоимость около 100 млн. евро, доля участия ОАО – 10%). В 2004г. результаты обоих тендеров будут объявлены. ОАО «Силовые машины» готовит предложение для участия в намеченном на фев. 2004г. тендере на поставку генератора мощностью 12-14 мвт. для дизель-генераторной станции на о-ве Хаос.

ОАО «Прометей газ» (российско-греческая компания, созданная ООО «Газэкспорт» и группой Копелузоса) в 2003г. совместно с греческой компанией «Атермон» на равно долевым основании приступило к прокладке газораспределительной сети низкого давления в Аттике по контракту с ДЕПА Аттики (стоимость работ – 17 млн. евро). До лета 2005г. участникам консорциума предстоит

проложить 308 км. газопроводов низкого давления различного диаметра и 9 км. трубопроводов среднего давления.

В течение 2003г. не продвинулось решение вопросов, связанных с рядом крупнейших проектов, реализацию которых (в соответствии с Дополнением от 1 июля 1993г. к межправительственному Соглашению о поставках природного газа в Грецию от 7 окт. 1987г. и Протоколом от 17 дек. 1994г. об изменениях к этому Дополнению) греческая сторона передала или обязалась передать консорциумам с участием российских организаций.

Остается замороженным на стадии разработки рабочей документации проект на проектирование, поставку, монтаж и ввод в действие механического и электротехнического оборудования электростанций Сикья и Пefкофито на р.Ахелоос. Контракт на осуществление проекта был подписан в янв. 1994г. между минэкономки Греции (впоследствии передавшим его ДЕИ) и консорциумом компаний, в состав которого вошли ВО «Технопромэкспорт» (доля — 38%) и АО «Прометей газ» (21%). В янв. 1999г. были согласованы и подписаны изменения основных параметров контракта, вступившие в силу с 1 янв. 2000г. (стоимость контракта — 160 млн. евро). Отставание в реализации проекта составляет не менее 3 лет и объясняется причинами, ответственность за возникновение которых лежит на греческой стороне (приостановка работ по сооружению плотины и обводного канала — составных элементов гидротехнического комплекса на р.Ахелоос, аннулирование первоначального решения об утверждении комплекса природоохранительных мер, недостаточность средств для финансирования проекта).

Не были возобновлены переговоры международного консорциума, среди участников которого ОАО «Стройтрансгаз» и АО «Прометей газ», с ДЕИ по вопросам сооружения газопровода-отвода Комотини-Александрополис (р-он Фракии) протяженностью 53 км. Начатые в 2002г., они были прерваны по инициативе ДЕИ, ссылавшейся на необходимость проведения первоначально тендера на проектирование участка газотопровода отг. Александрополис до турецкой границы. Не решается вопрос о предоставлении АО «Прометей газ» права использования газотранспортной системы ДЕПА для поставки газа непосредственно греческим потребителям.

Просматривается стремление греческих властей увязать осуществление этих проектов с готовностью России выполнять обязательства по «встречным закупкам», закрепленные за ней вышеупомянутым межправительственным Соглашением 1987г., а также межправительственным Соглашением 1988г.

7 окт. 1987г. правительства СССР и Греческой Республики подписали Соглашение о поставках природного газа из СССР в Грецию на 1992-2016гг. Статья 3 Соглашения предусматривает, что советские внешнеторговые организации будут использовать выручку от экспорта природного газа в основном для закупки греческих товаров, а также для оплаты услуг греческих фирм по строительству объектов в СССР.

В развитие упомянутого Соглашения правительствами двух стран 23 дек. 1988г. было подписано Соглашение о закупках греческих товаров и использовании услуг греческих фирм и организа-

ций в оплату стоимости советского природного газа, подлежащего поставке в Грецию в 1992-2016гг. Статья 1 Соглашения предусматривает, что в течение периода поставок природного газа 1992-95гг. 70-75% выручки от его экспорта в Грецию будут использоваться на закупку греческих товаров и оплату услуг греческих фирм в дополнение к обычному импорту СССР из Греции, причем, обычный импорт из Греции, а также процент, покрываемый закупками греческих товаров и оплатой услуг, в каждый последующий период будут не меньше установленных на предыдущий период.

Контракт на поставку природного газа в Грецию был подписан в окт. 1988г. По подсчетам греческой стороны общий объем поставленного газа на конец 2003г. превысил 7 млрд. куб.м., что соответствовало «встречным закупкам» на 600 млн.долл., которые должна была произвести, но не произвела российская сторона.

1 июля 1993г. правительствами России и Греции было подписано Дополнение к межправительственному Соглашению 1987г. о поставках природного газа в Греческую Республику. В соответствии со ст. 1 Дополнения начало периода поставок было перенесено на 1995г., а окончание оставлено без изменений (2016г.). Ст. 3 закрепляла обязательство ДЕПА предоставить право пользоваться ее сетями «Газэкспорту» или компании, акционером которой он является.

19 дек. 1994г. был подписан Протокол об изменениях Дополнения 1993г. В соответствии со ст. 1 Протокола греческая сторона должна передать по прямому подряду несколько проектов, в частности, строительство на условиях «под ключ» ряда газоотводов-отводов, в т.ч. на Фракию, консорциуму с участием ОАО «Стройтрансгаз» и российско-греческой компании «Прометей газ», а вышеупомянутые работы на электростанциях Сикья и Пefкофито — международному консорциуму с участием «Технопромэкспорта». Парламент Греции ратифицировал соглашения 1987г. и 1988г. Дополнение 1993г. и Протокол 1994г.

Межправительственным Протоколом о договорно-правовой основе российско-греческих отношений, подписанным 13 дек. 1995г., Соглашение 1987г. было отнесено к числу продолжающих действовать, а Соглашение 1988г. — к числу продолжающих действовать до вступления в силу новых документов по тем же вопросам или до достижения договоренности о внесении в них изменений.

Греческие власти, апеллируя к неосуществлению Россией «встречных закупок», противятся реализации договоренностей в отношении некоторых из вышеупомянутых проектов. Под предлогом того, что эти договоренности, противоречат директивам ЕС, греческая сторона намеревалась решить вопрос о подрядчике строительства газопровода Комотини-Александрополис посредством тендера. Однако 30 июля 2003г. Еврокомиссия подтвердила, что данный отвод подпадает под действие вышеупомянутых российско-греческих документов.

Исходя из того, что Российская Федерация является правопреемником по обязательствам, вытекающим из вышеуказанных межправительственных соглашений, подписанных СССР, греческая сторона считает, что обязательства по этим соглашениям должны выполняться.

С 1997г., греческая сторона постоянно, в т.ч. и на заседаниях МПК, ставит вопрос о необходимости выполнения Соглашения о встречных закупках греческих товаров и использовании услуг греческих фирм. Создана Постоянная рабочая группа по актуализации указанного Соглашения. Главной причиной является отсутствие потребности ОАО «Газпром» в закупках греческих товаров. В пункте 4 Протокола IV заседания МПК от 20.11.2001г. отмечалось, что ОАО «Газпром» могло бы использовать часть выручки за поставляемый природный газ на закупку представляющих для него интерес товаров и услуг в соответствии с соглашением 1988г., однако, реальных шагов в направлении решения проблемы до сих пор сделано не было.

Нерешенность вопроса о «встречных закупках» отрицательно сказывается и на др. направлениях двустороннего сотрудничества, прежде всего в энергосфере, может повлиять на дальнейшие закупки российского газа.

3/4 природного газа, приобретаемого Грецией, поставляется из России. В 2003г. ООО «Газэкспорт» поставило его в Грецию 1,9 млрд. куб.м. (1,65 млрд. куб.м. — в 2002г.). Однако в последнее время Греция ищет альтернативных поставщиков этого вида топлива, придавая в этих поисках определяющее значение поставкам из Турции, начало которых намечается на 2005г.

В фев. 2003г. было подписано греко-турецкое межправительственное соглашение о сооружении газопровода, соединяющего две страны, а в конце года — коммерческое соглашение между ДЕПА и турецкой газовой компанией «Боташ», в соответствии с которым по этому трубопроводу — по завершении его строительства — из Турции в Грецию будет поставляться 750 млн. куб.м., (а не 500 млн. куб.м., как предполагалось), а цена этого газа будет конкурентоспособной по отношению к цене российского газа. Соглашение между ДЕПА и компанией «Боташ» создает для Турции возможность перепродавать не только каспийский газ, но и газ, импортируемый ею из России.

В 2003г. ДЕПА провела тендер на строительство 33-километрового участка трубопровода Александруполис-Кипи (пункт на греко-турецкой границе). Рассматриваются предложения 11 его участников. 200-километровый соединительный участок газопровода от границы до турецкой газотранспортной системы сооружается компанией «Боташ».

Не произошло в 2003г. сдвигов и в решении вопросов, связанных с сооружением нефтепровода Бургас (Болгария)-Александруполис и созданием международной компании для осуществления его проектирования, строительства, организационно-техобслуживания и эксплуатации. Переговоры по данному проекту, которому греческой стороной придается важнейшее значение, ведутся представителями России, Греции и Болгарии на различных уровнях и в различных форматах с 1994г. За 10 лет позиции российских организаций по вопросу целесообразности осуществления проекта претерпевали изменения, менялись и российские компании — потенциальные участники проекта. Уполномоченной организацией по ведению переговоров с российской стороны является минэнерго, а функции координатора в отношении отечественных нефтегазовых компаний, потенциальных пользователей трубопровода выполняет ВО «Росзарубежнефть».

В I пол. 2003г. греческая и болгарская стороны согласовали новый вариант меморандума о строительстве нефтепровода и направили его российской стороне. Ознакомившись с ним, российская сторона через МИД России направила греческой и болгарской сторонам предложение вернуться к повторному рассмотрению первоначального варианта меморандума (утвержденного постановлением правительства Российской Федерации от 20 авг. 2001г. № 599).

Дания

Нефтегазпром

Впервые месторождение нефти было обнаружено на датской территории Северного моря в 1966г., добыча же началась с 1972г.

С тех пор большинство открываемых месторождений находились в плотных известняковых пластах, и при добыче можно было извлечь только очень небольшие объемы сырой нефти. 20 лет назад, было подсчитано, что только 6% запасов нефти можно получить с месторождения Dan. Но с внедрением прогрессивных методов добычи (впрыск воды и горизонтальное бурение) стало возможным извлечение все больших объемов полезного ископаемого из известнякового пласта. С месторождения Dan может быть добыто 26% нефти.

25 нефтяных компаний имеют разрешение на исследования и добычу нефти и газа в датском секторе Северного моря. 10 компаний занимаются добычей и сбытом нефти и газа. Консорциум DUC (Dansk Undergrunds), включающий Shell (46%), Texaco (15%) и A.P. Moller-Maersk (39%), является самой крупной добывающей компанией в Дании. В 2003г. добыча нефти консорциумом составила 82% от суммарной добычи нефти в стране, а добыча газа — 92%. Оставшаяся часть приходится на госкомпанию DONG и компанию Amerada Hess.

Агентство по конкуренции Дании и Комиссия европейского сообщества (КЕС) заключили соглашение о либерализации с 1 янв. 2004г. рынка газа в Дании. В соответствии с соглашением отменяется обязательная сдача добываемого Консорциумом DUC природного газа датской компании Dong. Компания Dong теряет монопольное право на распределение природного газа в Дании. Соглашением предусматриваются меры по избежанию т.н. картельных соглашений по ценообразованию на газ и партнеры по консорциуму DUC обязуются не устанавливать цены в зависимости от конечного потребителя. Консорциум DUC получил право с 2005г. свободно продавать 7 млрд.куб.м. (17% ежегодной добычи) природного газа.

Доходы государства от добычи нефти и газа,
в млрд. дат.кр., из расчета 25 долл. за 1 бар.

Виды налогов	2003г.	2004г.	2005г.	2006г.	2007г.
Корпоративный налог	4,7	5,4	5,4	4,7	4,6
Налог на углеводород	0,1	0,4	0,9	1,4	1,6
Налог на трубопровод	2	2	1,9	1,7	1,7
Налог на добычу	1,1	1,2	1,2	1	0,9
Всего	7,9	9	9,4	8,8	8,8

Источник: Датское агентство по энергетике, 2003г.

С 1962 по 2003г. эксклюзивное право на добычу нефти и газа компании A.P. Moller-Maersk принесло суммарную прибыль в 166 млрд. дат.кр. (25,2 млрд.долл., цены 2003 г). С этой суммы государство получило за указанный период 78 млрд. дат.кр. (11,8 млрд. дат.кр.). Доля прибыли государ-

ства варьировалась, но в среднем распределение было следующим: 47% государству, 53% — DUC. За последние годы доля прибыли государства составила 40%.

Распределение прибыли между государством и DUC от эксклюзивного права на добычу компанией A.P.Moller-Maersk, в млрд. дат. кр.

	2000г.	2001г.	2002г.	2003г.
Прибыль государства.....	9,6	8,9	9,4	7,9
Прибыль DUC.....	15,8	12,4	11,5	13,6
Суммарная прибыль	25,4	21,4	20,9	21,5
Распределение Государство: DUC	38:62	42:58	45:55	37:63

Источник: Датское агентство по энергетике, 2003г.

В сент. 2003г. был заключен контракт на продление действия эксклюзивного права на добычу нефти и газа компанией A.P.Moller-Maersk до 8 июля 2042г. В 2003г. добыча нефти в Дании составила 21,5 млн. куб.м. За последние 5 лет этот показатель вырос на 61%. Добыча природного газа в 2003г. составила 10,8 млн. куб.м. Основными импортерами датской нефти и газа являются Голландия, Англия, Швеция и Финляндия.

Импорт и экспорт Данией энергетического сырья в 2003г., в тыс.долл.

	Уголь, кокс, брикеты	Нефть и нефтепрод.	Газ	Электричество
Всего				
Импорт	374684	2048743	2748	232757
Экспорт	7665	3829152	527347	485283
Россия				
Импорт	39358	230249	-	-
Экспорт	-	44	1,7	-

Источник: Датское агентство по энергетике, 2003г.

С целью увеличения поставок датского газа на рынки Европы в сент. 2003г. было заключено соглашение на строительство нового газопровода протяженностью 100 км. от датских месторождений в Северном море до побережья Голландии. В проекте стоимостью в 1 млрд. дат.кр. 50% принадлежит датской госкомпания Dong, остальные 50% — Shell, Техасо, Moller-Maersk. Газопровод предоставит возможность сбыта датского газа на новые рынки Европы.

В ближайшие несколько лет ожидается небольшой рост, за которым последует снижение добычи нефти и газа. При среднем уровне добычи нефти 20 млн.куб.м. в год, ее запасов хватит на 10 лет.

В рамках либерализации рынка газа (в целом с 2004г.) в Дании с 1.08.03 снижен минимальный уровень потребления газа одним юридическим лицом — клиентом или покупателем, обеспечивающий право свободного выбора продавца-поставщика газа с 25 млн.куб.м. до 12 млн.куб.м. в год, что изменит монопольное доминирование крупнейших поставщиков по отношению к небольшим потребителям и навязываемые долгосрочные контракты, в т.ч., Dong, Statoil, а повлечет и снижение цен на газ.

Энергосбережение для РФ

Объем финансирования по линии Датского агентства по энергетике в 2003г. составил 10 млн. дат. крон (1,5 млн.дол.) и был направлен на реализацию следующих проектов в России: в сент. 2003г. состоялось открытие котельной на биомассе в рамках проекта «Установка котельной на щепе в пос. Петровское Приозерского р-на». Проект предусматривал поставку датской пилотной котельной на щепе мощностью 3 мвт. Бюджет проекта составил 4,5 млн. дат. крон. В обязанности российской стороны входило финансирование строительно-монтажных работ и закупка части оборудова-

ния для монтажа; реализация проекта «Энергосбережение на промпредприятиях России». В качестве пилотного объекта выбрано предприятие Ленинградской обл. «Белкозин». Задействованы предприятия Санкт-Петербурга, преимущественно занятые в металло и деревообработке, пищевом; реализация проекта «Энергосбережение на предприятиях тяжпрома», инициированного в фев. 2001г. Партнером для осуществления инвестиционной программы выступает Сяский ЦБК.

Выделение средств Датским агентством по энергетике в 2004г. составит 4 млн. дат. крон (650 тыс.дол.) и будет направлено на завершение ранее начатых проектов.

«Программа по внедрению энергосберегающих технологий и индивидуального учета в жилом фонде Москвы», предложена компанией ЗАО Danfoss, являющейся российским представителем концерна Danfoss. На российском рынке продукция компании уже эксплуатируется в организациях, которые поставили целью реализацию программы энергосбережения. Пилотные проекты, реализованные датчанами в России на объектах муниципальной собственности, за счет значительного сокращения потребления тепла — на 35-50% — имеют срок окупаемости порядка 3-4 лет. Примером проведения энергосберегающих мероприятий в зданиях соцсферы является клиническая больница № 4, ГУП «Теплоремонтналадка».

В дек. 2003г. подписан договор об инвестиционной деятельности между правительством Ленобласти и ООО «Роквул-Север» (дочерняя компания Rockwool International). В рамках договора компания планирует реализовать в г.Выборг проект по строительству фабрики по производству теплоизоляционных материалов. Датская консалтинговая компания Carl Bro подготовила технико-экономическое обоснование Программы централизованного теплоснабжения Калининграда.

В рамках Соглашения о сотрудничестве в области энергетики между минэнергетики Дании и министерством топлива и энергетики России в 1998г. был создан Российско-датский институт энергоэффективности. Ежегодные субсидии Дании на работу института составляли 4,25 млн. дат. крон. Деятельность института включает организацию курсов повышения квалификации, сбор и распространение информации в области энергетики и охраны окружающей среды. На фев. 2004г. для группы руководителей и специалистов из минэнергетики Татарстана и компаний энергетического сектора Татарстана запланировано проведение семинара в г.Хернинг по вопросам энергосбережения, экологической безопасности и эффективности теплоснабжения.

В рамках деятельности Российско-датского института энергоэффективности в Московском энергетическом институте на постоянной основе проходит выставка датских технологий. 9-10 окт. 2003г. на выставке «100 лет теплофикации и централизованному теплоснабжению в России» институтом были представлены ведущие компании в секторе Датского теплоснабжения, такие как Alstov, APV Systems, Aalborg Engineering, консалтинговые компании Carl Bro, Ramboll и др., уже присутствующие или заинтересованные в выходе на российский рынок. По линии Конфедерации датской промышленности датские поставщики энергосектора представлены в мае 2003г. на выставке «Энергетика и электроника» в Санкт-Петербурге.

Розничной продажей нефтепродуктов на внутреннем рынке АРЕ занимаются 8 компаний, в т.ч. американские «Мобил», «Эссо» и «Калтекс», контролирующие 20% рынка. Крупнейшими госкомпаниями на этом сегменте рынка являются «Мыср Петролеум» и «Кооператив фор Петролеум». На конец 2003г. в стране эксплуатировалось 2350 автозаправочные станции.

Поступления от нефти, зачисленные на счета в Центральном банке Египта, составили с 1 июня 1999г. по 1 июня 2003г., в течение 4 лет, 1,5 млрд.долл.

Протяженность магистральных нефтепроводов в АРЕ составляет 4,6 тыс.км.

Подтвержденные запасы природного газа в Египте оцениваются в 60 трлн. куб. футов (1,7 трлн.куб.м.) и прогнозируемые – 120 трлн.куб.футов(3,4 трлн.куб.м.). Основные месторождения газа находятся на шельфе Средиземного моря, в дельте Нила и Суэцком заливе. Добыча газа в 2003г. по сравнению с 2002г. выросла на 10 % и составила 22,3 млн.т.

Газовый сектор в 2003г. в Египте, в тыс.т.

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Произв.....	1898	1610	1830	1710	1810	1796	1860	1993	2000	2010	1900	189
Потребл.	1853	1560	1792	1680	1769	1754	1830	1935	1910	1910	1820	185

Развитие газовой отрасли сдерживается недостаточными мощностями по переработке, сжижению и транспортировке газа. Протяженность магистральных газопроводов составляет 4,2 тыс.км. Установленные мощности по сжижению и доведению газа до экспортных кондиций в 2003г. находились на уровне 4 млн.т. в год.

Крупнейшим предприятием в отрасли является строящийся комбинат «Эдко» по очистке и сжижению. К нояб. 2004г. комбинат сможет перерабатывать ежегодно 5 млрд.куб.м. природного газа, добываемого на морском месторождении «Эр-Рашид». Владельцы – участники международного консорциума инвестировали в проект 1,4 млрд.долл., в т.ч. по 35,5% компании – английская «Бритиш Газ» и итальянская «Эдисон», 24% – египетские компании «Генеральная нефтяная корпорация» и «Игаз» и 5% – «Газ де Франс».

Компания «Газ де Франс» в 2003г. продолжала строительство в АРЕ на условиях ВООТ завода сжиженного газа производительностью 3,6 млн.т. в год. Пуск завода намечен на середину 2005г. Испанский энергетический концерн «Юнион Феноза» на тех же условиях продолжал в 2003г. сооружение в северной части дельты Нила в г.Дамьетта завода сжиженного газа производительностью 3,2-5,2 млн.т. в год. Испанский инвестор планирует закупать природный газ на внутреннем рынке. Сумма инвестиций в указанные предприятия газовой отрасли оценивается в 3 млрд.долл. В случае успешного завершения проектов Египет займет 7 место в мире среди стран-экспортеров сжиженного газа (12 – в наст.вр.). Ожидается, что ежегодные поступления иностранной валюты от экспорта газа увеличатся со 100 млн.долл. в 2003г. до 1,3 млрд.долл. в 2007г. Египет рассматривается как возможный стратегический поставщик природного газа на юг Европы и в страны Ближнего Востока.

Структура потребления природного газа в АРЕ: ТЭС-62%, производство продукции нефтехимии – 20%, производство минеральных удобрений – 9%, производство цемента – 6%, коммунальное хозяйство – 3%. Значительное внимание уделяет-

ся вопросам перевода на газ автомобильного транспорта. Египет занимает 8 место в списке стран, использующих газ в качестве автомобильного топлива.

Потребности Египта в нефтехимическом сырье в пересчете на полиэтилен оцениваются 1,2 млн.т., в то время как в стране производится только 480 тыс.т. Учитывая наличие собственной сырьевой базы, в 2003г. правительство подготовило план развития переработки в стране природного газа. **Предполагается построить 50 нефтехимических предприятий**, которые будут сосредоточены в специальных экономических зонах и производить до 15 млн.т. полипропилена.

Индия

Энергетика-2003

Приватизация. Развитие индийской экономики в многом зависит от того, как быстро удастся ликвидировать дефицит электроэнергии (более 12%), который сформировался вследствие нехватки и недостаточной эффективности использования установленных мощностей, потерь при передаче электроэнергии и за счет ее воровства. Для решения этой проблемы правительство Индии разработало национальную программу развития энергетического комплекса на период до 2012г. с задачей выхода в 10 пятилетке, т.е. к 2007г., на уровень 130,8 тыс.мвт. и в 11 пятилетке, т.е. к 2012г. на уровень 176,5 тыс.мвт. (установлено 108 тыс.мвт.). В апр. 2003г. индийский парламент принял специальный закон (Electricity Act 2003), который направлен на либерализацию и реструктуризацию энергетического сектора, а также на создание условий по привлечению частных и иноинвестиций.

Реализация правительственной Программы требует до 170 млрд.долл. капиталовложений. Наряду с государственными инвестициями правительство намерено расширять долю частного сектора в энергетическом комплексе страны. Она составляет 6% (6,1 тыс.мвт.), а к 2012г. планируется ее увеличение до 30% (53 тыс.мвт.).

Правительство Индии планирует более широко использовать возможности привлечения иноинвестиций и высоких технологий в области производства электроэнергии. Во многих крупных проектах принимали и принимают участие иностранные компании из США (Enron, General Electric, AES, Transpower Generation), Германии (Siemens, Asea Brown Boveri – ABB), Великобритании (Rolls Royce, National Power), Китая (China Power Generation), Россия («Технопромэкспорт», «Энергомашэкспорт», ЛМЗ, «Атомстройэкспорт»).

В интересах ускорения работ в энергетическом секторе правительство Индии предпринимает меры:

- реализуется Программа модернизации и реконструкции энергообъектов, в т.ч. 34 ТЭС (163 блока) с целью увеличения их суммарной мощности до 10 тыс.мвт. в год; решаются проблемы, связанные с передачей и распределением электроэнергии;

- предполагается увеличение тарифов (в ближайшие 3-4г.) за пользование электроэнергией в с/х секторе; предусматривается направление дотаций в энергосектор непосредственно через госбюджет, а не через местные энергоуправления;

- планируется реструктуризация местных энергоуправлений, для этих целей формируются

структуры, ответственные за функционирование теплостанций, гидроэлектростанций, передачу и распределение электроэнергии; разрабатываются меры по снижению потерь при передаче и распределении электроэнергии, созданию системы контроля и учета на всех уровнях;

– приватизация распределительной системы электроэнергии, ужесточение мер, связанных с кражей электроэнергии; приватизация передающей системы (доля государства не должна превышать 26%);

– унификация соглашений по покупке электроэнергии; разрешение владельцам лицензий продавать электроэнергию Энергетической торговой корпорации;

– дальнейшая электрификация сельских районов; поощрение сооружения энергообъектов при предприятиях и разрешение продажи от них электроэнергии.

Особое внимание уделяется привлечению частных инвестиций. Действуют следующие правила: норма дохода на вложенный капитал составляет 16% при 68,5% загрузке электростанции; компании имеют право продавать электроэнергию на базе двойного тарифа; лицензия на производственную деятельность увеличена до 30 лет с последующим продлением на 20 лет после модернизации. Ранее лицензия выдавалась на 20 и 10 лет; при расширении производства стоимость кредита рассчитывается по реальным затратам (ранее было на 1% выше ставки Резервного банка Индии); автоматическое одобрение иноинвестиций при 100% участии инокапитала в энергетическом проекте.

Структура энергомощностей		
	Установленная мощность, мвт.	Соотношение, %
ТЭС	76607	69,4
ГЭС	27010	26,0
АЭС	2720	2,4
Нетрадиц. энергетика	2000	2,2
Всего	108207*	100

* в 1947г. – 1,4 мвт.

В вопросе о структуре энергетического сектора правительство сохраняет ориентир на приоритетное развитие тепловых электростанций, работающих на угле, жидком топливе и газе, на которые приходится 70% установленных мощностей.

Менее всего дает атомная энергетика, развитию которой придается особое значение с ориентиром увеличить к 2012г. генерирующие мощности АЭС до 9900 мвт. Индия определенно надежды возлагает на сотрудничество с Россией.

В области использования возобновляемых источников энергии правительство Индии ориентируется на развитие гидроэнергетики. В мае 2003г. премьер-министр Индии А.Б.Ваджпай выступил с инициативой увеличить в ближайшей перспективе установленные гидроэнергомощности на 50 тыс. мвт. Для этих целей разрабатываются 162 проекта по строительству ГЭС в 16 штатах. До 2012г. правительство Индии намерено реализовать планы по строительству и расширению гидроэнергетических объектов общей мощностью 34 тыс. мвт., что позволит отказаться от импорта 30 млн. т. нефти в год. Планируемые в связи с этим капитальные затраты составляют 40 млрд. долл.

Ведутся соответствующие работы и в области использования энергии солнца, ветра и биомасс в сотрудничестве с другими странами, в т.ч., и с Рос-

сией. Производство электроэнергии в этом секторе планируется увеличить к 2012г. на 10%, что потребует инвестиций в 1,3 млрд. долл.

В 10 пятилетке (2002-07гг.) индийское правительство запланировало инвестировать в развитие энергетического сектора 110 млрд. долл. Из них 70 млрд. долл. – на строительство и модернизацию генерирующих мощностей, около 40 млрд. долл. – на развитие передающей и распределительной систем, электрификации сельских районов и других энергетических проектов. Приоритет в развитии генерирующих мощностей отдается тепло и гидроэнергетике. Запланированный объем инвестиций на эти цели в 10 пятилетке составляет 63 млрд. долл. Капиталовложения в атомную энергетику оцениваются в 5 млрд. долл. В целом за пятилетку запланировано ввести в эксплуатацию генерирующих мощностей объемом 55158 мвт. В пятилетнюю программу реконструкции включены 68 тепловых энергоблоков суммарной мощностью 17310 мвт. и 45 (2309 мвт.) проектов в области гидроэнергетики. На 107 энергоблоках общей мощностью 11022 мвт. и 48 (2146 мвт.) гидроблоках запланированы работы по продлению сроков их эксплуатации.

С учетом ввода генерирующих мощностей для строительства передающей и распределительной инфраструктуры в 10 пятилетке потребуется порядка 30 млрд. долл., для модернизации существующей – 2,5 млрд. долл.

Энергетические объекты,
построенные при содействии СССР и России.

Объект	Мощность, мвт.
Гидроэлектростанции	
Хиракунд (шт. Орисса)	22
Меттур (шт. Тамил-Наду)	224
Бхакра (шт. Пенджаб)	600
Лоуэр Силеру (шт. Андхра-Прадеш)	230
Белимела (шт. Орисса)	402
Линганамати	40
Итого ГЭС:	1518
Теплоэлектростанции	
Хардванганж (шт. Уттар-Прадеш)	100
Нейвели (шт. Тамил-Наду)	600
Корба (шт. Мадхья-Прадеш)	200
Обра (шт. Уттар-Прадеш)	250
Патрату (шт. Бихар)	400
Виндьячал (шт. Мадхья-Прадеш)	1260
Кahalгаон (шт. Бихар)	840
Итого ТЭС:	3650
Всего (ГЭС+ТЭС):	5168

При содействии росорганizations, основными из которых на индийском энергетическом рынке являются – ВО «Технопромэкспорт», ЗАО «Энергомашэкспорт», АО «Ленинградский металлический завод» (ЛМЗ) – осуществляются работы по реконструкции и модернизации ряда электростанций.

Нефтегазпром

Запасы углеводородов в Индии составляют 28 млрд. т., залегают в 26 седиментарных бассейнах и на глубоководном шельфе, занимающих общую площадь 3,14 млн. кв. км.

Разведанные извлекаемые запасы нефти составляют 650 млн. т. Спрос составляет 120 млн. т., а в 2006/07 фин. г. может составить 156 млн. т. Учитывая среднегодовой объем добычи нефти за последние годы (в 30-32 млн. т.), данных запасов может хватить на 20 лет.

Разведанные запасы природного газа. оцениваются в 650 млрд.куб.м. Спрос составляет 120 млн.куб.м в сутки. Добыча составила 29 млрд.куб.м. Данных резервов хватит на 20 лет.

Добыча нефти и газа в Индии

1995/96 1996/97 1997/98 1998/99 1999-2000

Сырая нефть, млрд.т. в год

ONGC.....	31,64	28,69	28,26	26,39	24,65
OIL.....	2,88	2,87	3,09	3,29	3,29
Совмест. и част, пред-я.....	0,65	1,35	2,51	3,04	4,02
Всего.....	35,17	32,90	33,86	32,72	31,95

Газ, млн. куб.м. в год

ONGC.....	20875	21278	23050	22841	23252
OIL.....	1433	1467	1670	1713	1729
Другие.....	331	510	1681	2874	3465
Всего.....	22639	23255	26401	27428	28440

Потребность в нефти и газе значительно превышает их внутреннюю добычу. Импорт недостающих энергоносителей требует больших средств. Нехватка энергоносителей сдерживает развитие экономики страны. В общем объеме потребления энергии в Индии доля нефти и газа составляет 40% (32% и 8% соответственно) по сравнению со среднемировым показателем в 60%.

По прогнозам министерства нефти и природного газа, объем инвестиции, необходимый для удовлетворения внутренних потребностей в нефти, газе, (включая сжиженный) и нефтепродуктах, могут составить 120-150 млрд.долл. в течение ближайших 10-15 лет. Из этой суммы 60 млрд.долл. предполагается инвестировать в разведочные работы.

Правительство Индии предпринимает инициативы, направленные на привлечение и интенсивное участие местных и иностранных компаний в проведении поисково-разведочных работ. В рамках New Exploration Licensing Policy-NELP (Новой политики лицензирования разведочных работ) проводятся регулярные тендеры, в ходе которых заключаются контракты с министерством нефти и природного газа на условиях раздела продукции.

Правительственная программа определяет следующие основные направления развития нефтегазового сектора: предоставление налоговых льгот для частных компаний, участвующих в разведывательных работах; рационализация прямых и косвенных налогов на сырую нефть; участие в проектах за рубежом (Вьетнам, Ирак, Иран, Ливия, а также в странах СНГ и в России); создание независимого контрольного органа для газпрома; решение вопросов, связанных с импортом газа, вариантами его транспортировки (развитие инфраструктуры для сжиженного природного газа, строительство газопроводов Оман-Индия, Иран-Индия, Бангладеш-Индия); проработка вопросов использования нетрадиционных источников газа; добыча метана из угольных пластов, разработка месторождений газогидратов; использование пропана в качестве автотоплива; улучшение качества готовой продукции; создание стратегических резервов нефти; строительство дополнительных трубопроводов для минимизации транспортных расходов; внедрение современных технологий и увеличение ассигнований на научные исследования в области нефтегазоразведки и нефтегазопереработки.

Все работы по разведке, обустройству месторождений и добыче нефти производит госкорпорация — ONGC (Корпорация по нефти и природному газу), а также OIL (Нефтяная компания Индии), и несколько частных и совместных предприятий.

Перспективными районами остаются северо-восточные штаты страны и Бомбейский свод. Основным направлением деятельности компаний ONGC и OIL будут работы, связанные с увеличением эффективности добычи нефти на действующих месторождениях, а также увеличение нефтеотдачи на малопродуктивных скважинах, реанимация старых месторождений с использованием современных технологий, разработка небольших и удаленных месторождений. Все большее внимание уделяется участию в проектах за рубежом.

Разведкой, обустройством месторождений и добычей природного газа также занимаются упомянутые ONGC и OIL. Третья госорганизация — GAIL (Газовое управление Индии) занимается транспортировкой и распределением газа вместе с OIL.

Добыча газа началась в 60гг. на Западном шельфовом месторождении. Газовые месторождения распределены неравномерно. 75% газа добывается в зоне Западного шельфа, остальное — в штате Гуджарат и северо-восточных штатах страны.

Ввиду большой разницы между добываемым количеством газа и потребностью в нем правительство страны распределяет газ, отдавая предпочтение энергетике (38%) и производству удобрений (32%). Остальное используется как сырье для нефтехимпрома и получения сжиженного газа.

Общая длина газопроводов в стране составляет 4000 км. Газопровод НВJ, принадлежащий GAIL, имеет протяженность 2300 км. После проведения дополнительных работ его пропускная способность 60 млн.куб.м. в сутки.

GAIL ведет строительство трубопровода протяженностью 1264 км. для транспортировки сжиженных углеводородов. На текущий момент 6 заводов GAIL, производят сжиженные углеводороды (включая сжиженный нефтяной газ — LPG) в объеме 1 млн. т/год. В стадии строительства находится еще 1 завод по производству жидкого топлива общей мощностью 207 тыс.т/год. Управление активно участвует в проектах строительства терминалов для сжиженного природного газа.

В ближайшей перспективе GAIL планирует удвоить протяженность своей трубопроводной системы, увеличить мощности предприятий по производству сжиженного газа, а также активизировать разведочные работы на метан и газовые гидраты.

Индия располагает 17 нефтеперерабатывающими заводами (НПЗ) общей мощностью по переработке 109,5 млн.т. нефти в год. Планируется наращивание нефтеперерабатывающих мощностей с обеспечением переработки в 2010/11 фин.г. до 200 млн.т. в год сырой нефти.

Мощности по переработке нефти в Индии

Нефтеперерабатывающие заводы	Мощности, млн.т.		
	Местополож-е	Владелец	1999/2000 2003/04 ф.г
I. Действующие НПЗ			
Дигбой.....	«Инд нефт.корп.» («IOC»)	0.65.....0.65.....0.65
Гувахати.....	1.00.....1.00.....100
Барауни.....	4.20.....6.00.....1000
Халдия.....	5.50.....7.50.....1100
Магура.....	8.00.....8.00.....11 00
Панипат.....	6.00.....12.00.....12.00
Койяли.....	9.50.....18.00.....25.00
Всего («IOC»)	34.85.....53.15.....70.65
Бонгайгаон.....	«Бонгайгаон Рефайнери Пвт» («BRPL»)	2.35.....2.35.....2.35
Нумалигарх.....	«Бхарат петролеум» (В РС)	1.80.....3.00.....3.00
Бомбей.....	9.50.....9.50.....9.50

Бомбей.....	«Хиндустан Петролеум» («НПС»).....	6.00.....	6.00.....	6.00
Визаг.....	«Хиндустан Петролеум» («НПС»).....	4.50.....	7.50.....	7.50
Мадрас.....	«Мадрас Рефайнери» (MRL).....	6.50.....	6.50.....	6.50
Нариманам.....	(ТВР) «Индия-Бурма Петролеум»).....	0.50.....	0.50.....	0.50
Кочин.....	«Кочин Рефайнери» (CRL).....	7.50.....	7.50.....	13.50
Mangalor.....	MRPL – Mangalor Refineries and Petrochemicals, влад.: «Хиндустан Петролеум»/Бирла Груп.....	9.00.....	9.00.....	9.00
Джамнагар.....	«Релайнс» (RIL) – части.....	27.00.....	27.00.....	27.00
Всего: (8-17).....		74.65.....	78.85.....	85.85
Итого:.....		109.50.....	132.00.....	156.50

II. Строящиеся/планируемые НПЗ

Парадип.....	«Инд.нефт.» (ЮС).....	0.....	9.00.....	9.00
Бина.....	«Бхарат Петролеум» и (ВРС) Oman Oil Co.....	0.....	6.00.....	9.00
Бхатинда.....	«Хиндустан Петролеум» (НПС).....	0.....	9.00.....	9.00
Вадианар.....	«Эссар» и АБВ Lummiis – части.....	0.....	10.50.....	10.50
Куддалор.....	«Нагарджуна» – части.....	0.....	6.00.....	6.00
Всего (нов.).....		0.....	40.50.....	43.50
Итого (действующие и новые).....		109.50.....	172.50.....	200.00

Три из указанных НПЗ построены при содействии бывшего СССР: заводы в Барани, Койяли и Матуре

Нефтехимия

Одна из наиболее динамично развивающихся отраслей экономики Индии. Предприятия отрасли ориентированы на производство широкой гаммы пластмасс промышленного и бытового назначения (полиэтилен, полипропилен, полистирол, поливинилхлорид), синтетических каучуков (стиролбугадиеновый, изопреновый), синтетических волокон, лаков и красок, гербицидов и инсектицидов, сырья для фармпрома.

«Строительными блоками» для изготовления указанной продукции являются производимые на предприятиях отрасли (и частично импортируемые) этилен, пропилен, бутadiен, стирол, изопрен, акрил, бензол, параксилол.

Сырьевой базой для производства «строительных блоков» является нефтяная фракция нефтеперегонки, природные углеводородные газы и газовые фракции нефтепереработки.

В нефтехимию Индии уже вложено 6 млрд.долл. в проработке капиталовложения в 8 млрд.долл.). Оборот отрасли превышает 6,5 млрд.долл. Она обеспечивает занятость полумиллиона людей.

По сравнению с развитыми странами и Китаем душевое потребление полимеров в Индии низкое. По оценке Рабочей группы по нефтехимии, учрежденной Плановой комиссией правительства Индии, душевое потребление полимеров в Индии – 4,2 кг., а к 2006г. ожидается до 7 кг. (в наст.вр. в Китае, ЮВА, Вост. Европе – 10 кг. Лат. Америке – 16 кг., Японии – 40 кг., Зап. Европе и Сев. Америке – 68 кг.).

С учетом динамичного развития экономики Индии, освоения высоких технологий и производства современных электронных, электротехнических, машинно-технических, медицинских и т.п. изделий, в стране растет спрос на полимеры. Рост потребления полимеров в Индии (16-18% в год) опережает рост ВВП страны. По оценке Рабочей группы по нефтехимии Индия должна удваивать производство нефтехимической продукции каждые 5 лет с тем, чтобы удовлетворять внутренний спрос развивающейся экономики.

Из общего числа требуемых для развития отрасли инвестиций в 18 млрд.долл. для устранения дефицита потребления полимеров в Индии к

2006/07 фин.г. могут потребоваться капиталовложения в 9 млрд.долл.), которые повлекут за собой, помимо привлечения новых технологий и развития перерабатывающей промбазы, также рост потребления сырьевых материалов. Гарантированным рынком потребления полимерных материалов будут растущие и развивающиеся отрасли экономики Индии – автомобилестроение, авиация, сельское хозяйство, телекоммуникации, электроника и электротехника, строительство, легкая и пищевая промышленность, лакокрасочная и текстильная промышленность, фармацевтика и бытовая химия.

Основной доминирующей структурой в отрасли является государственная Индийская нефтехимическая корпорация (Indian Petrochemical Corporation Ltd-IPCL), созданная в 1969г. и после процедуры дезинвестиции, перешедшая под управление частной структуры «Релайнс». Государство создало благоприятные условия для инвестиций по государственной и частной линии в развитие базовых производств и санкционировало строительство крупных базовых производств. Особо ярко эти тенденции выражены в производстве и реализации этилена – основного базового элемента для производства полиэтилена и др. полимерных материалов.

С учетом растущих потребностей рынка до 2007г. потребуются приобретение и установка еще 30 тыс.ед. технологического оборудования по переработке пластмасс с инвестициями на эти цели в 6 млрд.долл.

Особое место в нефтехимических производствах занимают бензол – ароматическое соединение, используемое в качестве сырья в производстве синтетических смол, синтетических волокон, синтетических каучуков, красителей и фармацевтической продукции. Следующим по значимости после полиэтилена и полипропилена является поливинилхлорид (PVC).

Для большинства нефтехимических мега-проектов требуются инвестиции в 18 млрд.долл. с иностранным компонентом 35-40%, т.е. 6 млрд.долл. Местная промышленность сможет генерировать 4 млрд.долл., что предопределяет необходимость изыскания дополнительных источников финансирования на 14 млрд.долл.

Конкретными областями вложения капитала являются рост и расширение средств хранения и транспортировки сырья (сжиженный природный газ); новые крекинговые мощности и модернизация существующих установок; рационализация номенклатуры выпускаемой продукции с учетом реального спроса и предложения и оценки перспектив их развития; консолидация, слияние, приобретение отдельных производств и предприятий с целью повышения экономической эффективности производств, снижения цены производства, контроля цен на сырье; повышения качества продукции и обеспечения выполнения требований по защите окружающей среды.

Имеются значительные перспективы для российско-индийского сотрудничества в области нефтяной и газовой промышленности. Реализуются договоренности между компаниями ОАО «Роснефть – Сахалинморнефтегаз» и ONGC Videsh по нефтяным проектам на о-ве Сахалин. ОАО «Газпром» в рамках подписанного контракта ведет работы на блоке №26 в Бенгальском за-

ливе. ОАО «Стройтрансгаз» реализует подписанные контракты по строительству трубопроводов. По линии «Зарубежнефть» ведутся работы по восстановлению малопродуктивных и простаивающих нефтяных скважин, «Тюменьнефтегеофизика» ведет сейсморазведочные работы в штате Ассам. ОАО «Газпром» и ОАО «Стройтрансгаз» прорабатывают проект транспортировки иранского газа в Индию.

Российские и индийские организации продолжают переговоры по совместному участию в нефтяных и газовых проектах в третьих странах. Имеются потенциальные возможности российского участия в развитии нефтепереработки и нефтехимии, которые зависят от возможностей российского финансового участия в капитале предприятий и наличия современных оригинальных технологий, а также в возобновлении российских поставок нефти в Индию.

Единственным примером сотрудничества в нефтехимии может быть названо предприятие Rajasthan Polymers and Resins, созданное индийской фирмой Greaves в кооперации с российским АО «Технохим», Санкт-Петербург, по производству ударопрочного полистирола для изделий промышленного назначения, электробытовой техники и автомобилестроения.

Имели реальную перспективу прорабатывавшиеся ранее по линии В/О «Нефтехимпромэкспорт» проекты создания в Индии производств бутылкаучука с Modi Rubbers и автомобильных шин с Metro Tyres на базе российских технологий и оборудования. Однако потеря возможности предоставления соответствующих кредитов вследствие развала СССР практически свела на нет перспективы достижения договоренностей о сотрудничестве.

Нефтегазпром с РФ

В 2003г. российско-индийское сотрудничество в нефтегазовой отрасли строилось в соответствии с ранее принятыми решениями МПК и совместной Рабочей группы по сотрудничеству в нефтяной и газовой промышленности, последнее 9 заседание которой состоялось в мае 2003г. в Москве.

В рамках подписанных соглашений и контрактов осуществлялись следующие проекты двустороннего сотрудничества.

ОАО «Газпром» через своего внешнеэкономического оператора ЗАО «Зарубежнефтегаз» в консорциуме с Gail (India) продолжили реализацию проекта на условиях соглашения о разделе продукции (СРП) по проведению поисково-разведочных работ на нефть и газ на блоке №26, в шельфовой зоне Бенгальского залива. Данный проект предусматривает в течение 7 лет выполнение морских сейсморазведочных работ и бурение двух поисково-разведочных скважин глубиной свыше 6000 м. В авг. 2003г. компании вступили во вторую фазу проекта, предусматривающую проведение дополнительной трехмерной сейсмики 3D и бурение разведочной скважины. В дек. 2003г. в г. Нью-Дели состоялись заседания Рабочего и Управляющего комитетов по проекту, на которых одобрены бюджет и программа работ по второму этапу, рассчитанному до нояб. 2005г. Согласно условиям СРП, оператором проекта ЗАО «Зарубежнефтегаз» объявлен тендер на выбор подрядчика для прове-

дения сейсмики. Среди участников тендера отмечена российская компания ФГУП «Севморнефтегеофизика». Итоги выбора подрядчика будут объявлены в янв.-фев. 2004г.

ОАО «Газпром» через ЗАО «Зарубежнефтегаз» участвует также в 4 раунде тендеров на право разработки нефтегазоносных блоков в Индии, осуществляемых в рамках Новой политики лицензирования геологоразведочных работ (New Exploration and Licensing Policy). ЗАО «Зарубежнефтегаз» подало заявку на 1 наземный блок из 24 предложенных. Среди основных претендентов на право разработки указанных участков отмечаются индийские компании Oil and Natural Gas, Reliance Industries, а также зарубежные компании British Gas и Niko Resources. Итоги тендеров Правительство Индии планирует объявить в начале 2004г. И ОАО «Газпром» продолжает также рассматриваться в качестве возможного участника в проектах организации поставок природного газа из Ирана в Индию по магистральному трубопроводу.

НК «Роснефть» продолжила сотрудничество с индийской компанией ONGC Videsh (OVL) по участию в реализации проекта «Сахалин-1». Индийская сторона рассматривает свое участие в нем в качестве перспективного направления диверсификации источников получения углеводородных ресурсов для национальной экономики. В отчетный период руководство НК «Роснефть» поддерживало постоянные рабочие контакты с представителями OVL с целью решения текущих вопросов по проекту.

По сообщению индийской стороны обеспокоенность у оператора проекта компании ExxonMobile вызывает задержка работ по разработке данного месторождения, связанная с чрезвычайно медленным согласованием всех необходимых вопросов с российскими регулирующими инстанциями. Если изначально планировалось начать коммерческую эксплуатацию месторождения к концу 2005г., то теперь речь идет о не ранее чем 2007г., что, по мнению индийской стороны, ведет к увеличению инвестиционных затрат. Превышение индийской части инвестиций, которые изначально составляли 1,7 млрд.долл., может составить 40-50%, что сопряжено с дополнительными трудностями и необходимостью обоснования целесообразности выделения дополнительных средств в парламенте страны.

РВО «Зарубежнефть» (РВО) продолжило сотрудничество с Индийской корпорацией по нефти и природному газу ONGC по контракту с восточным отделением ONGC на зарезку вторых стволов на 4 простаивающих скважинах в штате Ассам на 5 млн.долл. В 2003г. пробурена первая скважина, в результате чего получен приток нефти дебетом 40 т. в сутки. Работы по остальным скважинам планируются завершить в I пол. 2004г. Успешным опытом применения российской технологии заинтересовалась также вторая по величине добывающая госкомпания Oil India, работающая в штате Ассам. Изучаются возможности по расширению опыта применения технологии зарезки вторых стволов на месторождениях не только ONGC, но и Oil India.

РВО «Зарубежнефть» продолжает также поставки запчастей для ранее поставленного оборудования советского и российского производства для отделений ONGC в г.г.Ахмедабад, Барода и Мехсана. Объединением изучаются возможности и ведутся переговоры с добывающими компания-

ми на поставку современного российского нефтепромышленного оборудования и выполнение геофизических, сервисных и других видов работ.

ОАО «Стройтрансгаз» (СТГ) в 2003г. продолжило усилия по наращиванию своего присутствия и участия в реализации проектов по развитию инфраструктуры транспортировки нефти и природного газа в Индии. С целью расширения возможностей по ведению коммерческой деятельности представительством компании, в соответствии с местным законодательством было преобразовано в филиал, что позитивно сказывается на имидже российской компании и способствует налаживанию деловых отношений с индийскими партнерами.

СТГ реализует 3 проекта: удлинение водовода в г. Ченнаи протяженностью 114 км. (завершение работ в марте-апр. 2004г.); строительство пульпопровода Bailadila-Vishakhapatnam протяженностью 267 км. для транспортировки железнорудной смеси на металлургический комбинат группы компаний Essar (мобилизована техника, направлены специалисты, начаты непосредственные работы на месте); строительство газопровода Varoda-Ahmedabad-Kalol протяженностью 143 км. в рамках программы газификации индийского штата Гуджарат (завершение работ в фев.-марте 2004г.).

СТГ изучает также возможности создания СП (строительной компании) с группой компаний Essar для реализации проекта по строительству «Центрального индийского трубопровода» протяженностью более 1400 км., а также для участия в других проектах в Индии и за рубежом. В ближайшей перспективе СТГ планирует принять участие в тендерах на строительство газопровода Dahej-Uran протяженностью более 500 км. (заказчик Gail) и нефтепровода Paradip-Haldia протяженностью 330 км. (заказчик Indian Oil).

ОАО «Тюменнефтегеофизика» (ТНГФ) в 2003г. закончило проведение работ по контракту со второй по величине государственной нефтяной компанией Индии Oil India на производство полного комплекса сейсморазведочных работ на 700 кв.км. в различных зонах Верхнего Ассама.

4-7 нояб. 2003г. в Дели находилась делегация российской инновационной компании ОАО «Ритек» во главе с вице-президентом А.С.Якимовым, которая провела презентации и встречи в индийских госкомпаниях ONGC, ONGC Videsh, Oil India, а также в частных фирмах Sun, Jindal Drilling & Industries, Essar. В ходе встреч была широко представлена деятельность компании по разработке нефтяных месторождений в России, современная технология увеличения нефтеотдачи и извлечения тяжелых трудноизвлекаемых нефтей, а также обозначены возможные направления сотрудничества на местном рынке.

К представленным ОАО «Ритек» инновациям проявили интерес. Oil India предложила совместно изучить возможности применения российских технологий по увеличению нефтеотдачи и добычи трудноизвлекаемых нефтей на своих месторождениях и скважинах в штате Ассам. Специалисты «Ритек» были приглашены посетить их подразделения в Ассаме с целью конкретного определения перспектив использования российских инновационных технологий.

В ходе встреч с представителями Sun были также определены возможные направления сотрудничества в нефтяной сфере, которые включают, исполь-

зуя позиции индийского партнера, участие в разработке месторождений с ограниченными запасами, принадлежащими ONGC, поставка нефтепромышленного оборудования и проведение сервисных работ, представление запатентованных «Ритек» технологий по увеличению нефтеотдачи и оборудования на местном рынке, информационное содействие в оперативном освещении объявляемых тендеров по специализации российской компании.

Основными направлениями деятельности индийских нефтегазовых компаний в ближайшие 5-6 лет будут проекты, связанные с разведкой и разработкой новых месторождений, увеличением эффективности добычи нефти на действующих месторождениях, а также увеличением нефтеотдачи на малопродуктивных скважинах, реанимацией старых месторождений с использованием современных технологий и оборудования. При этом серьезное внимание планируется уделять разработке морских месторождений и модернизации существующей инфраструктуры нефтедобычи на море.

Перспективными, с точки зрения российской компании, продолжают оставаться многочисленные проекты по строительству сети нефтегазопроводов на территории Индии и программы газификации индийских штатов общей протяженностью 17 тыс.км., обеспеченные гарантиями финансирования как центрального, так и регионального уровней. Российским компаниям при планировании своего участия в топливно-энергетических проектах на территории Индии следует рассматривать не только варианты сотрудничества с государственными индийскими корпорациями, но и принимать во внимание происходящие изменения в данном секторе экономики и приход в него частных местных и зарубежных компаний, участие и роль которых в реализации различных проектов в области ТЭК возрастает. Опыт работы российских компаний в Индии указывает на обоснованность и даже необходимость поиска надежного партнера из числа местных компаний, которые знакомы с местным законодательством, обладают связями в государственных структурах и деловых кругах, а также способны оказывать практическую помощь в подготовке предложений по объявляемым тендерам. Хорошо зарекомендовала себя практика, когда российские компании участвуют в тендерах в консорциуме с индийскими фирмами, заинтересованными в партнерстве с технологически развитыми объединениями из России, обладающими высококвалифицированными специалистами и опытом.

Иордания

Нефтегазпром

В Иордании практически полностью отсутствуют разведанные нефтяные и газовые месторождения. Текущие потребности Иордании в сырой нефти оцениваются в 90-110 тыс.бар/день.

Динамика производства нефтепродуктов в Иордании за последние годы составила, в тыс.т.: 2000г. — 3578,2; 2001г. — 3596,8; 2002г. — 3627,2; 2003г. (11 мес.) — 3352,1. Деятельность в области нефтепереработки по действующему законодательству является монополией государства.

В качестве источника первичных энергетических ресурсов до II кв. 2003г. Иордания активно использовала поставки сырой нефти и нефтепро-

дуктов из Ирака. Поставки осуществлялись в рамках двустороннего протокола подписанного вне рамок программы «нефть в обмен на продовольствие» и предусматривали годовые поставки в Иорданию до 5 млн.т. нефти (в т.ч. 4 млн.т. — сырая нефть, 1 млн.т. — нефтепродукты). Протокол предусматривал бесплатные поставки нефти в 300 млн.долл., остальная часть нефти поставлялась по ценам — ниже рыночных.

После военной операции против Ирака в марте 2003г. ранее достигнутые соглашения были признаны недействительными, и Иордания подписала соглашения с Саудовской Аравией, Кувейтом и ОАЭ на поставки на льготных условиях 90-100 тыс.бар/день нефти на 6 мес. По окончании действия этих соглашений Иордания и страны Персидского залива продлили срок действия этих соглашений, при этом льготные условия поставок были отменены.

Стремясь обеспечить развитие своей экономики на основе дешевых энергоресурсов Иордания подписала в 2003г. соглашение с компанией NFG Development of Australia на проведение нефтегазовых поисковых работ в районе Wadi Sarhan (общей площадью 11,6 тыс.км.). Работы продлятся 6 мес., по их результатам планируется подписание соглашения на разработку месторождений на условиях раздела продукции, при этом иорданская сторона (Natural Resources Authority) не будет нести расходов по разработке углеводородов.

Национальная нефтеперерабатывающая компания Иордания планирует приступить к реализации проекта (общей стоимостью 700 млн.долл.) по производству газаolina и дизельного топлива с низким содержанием свинца и серы. Проект должен быть завершен к 2008г. Для удовлетворения сезонного спроса на топливо в осенне-зимний период компания планирует дополнительно импортировать 120 тыс.т. сжиженного газа и 28 тыс.т. нефти.

За счет благоприятного географического положения (на пересечении транспортных маршрутов Северо-Восточная Африка — Азия и Юго-Восточная Европа — страны Персидского залива) Иордания вовлечена в реализацию проектов по прокладке магистральных трубопроводов для транзита углеводородов.

Принято решение о реализации проекта поставки природного газа из Египта в страны Ближнего Востока и Юго-восточной Европы. Выполняется первый этап проекта (участвуют Национальная энергетическая компания Иордания и египетская компания Al Fajr) по строительству газопровода между Египтом и Иорданией, в рамках которого в Иорданию будет поставляться 1 млрд.куб.м/год природного газа (до порта г. Акаба). Во втором этапе проекта будут принимать участие Иордания, Египет и Сирия. Строительство 370 км. участка газопровода от порта г.Акаба до электростанции Rehab оценивается в 270 млн.долл., срок окончания работ — конец 2005г. Мощность газопровода — 10 млрд.куб.м/год. Объем поставок газа в Иорданию составит 2 млрд.куб.м./год в течение 30 лет. В 2006г. газопровод планируется провести до порта Баниас. В долгосрочной перспективе — до Кипра, Турции и других европейских стран.

До проведения военной операции против Ирака в марте 2004г. был объявлен тендер на строительство первой очереди нефтепровода от нефтя-

ных месторождений Ирака до нефтеперерабатывающего завода в свободной экономической зоне Зарка в Иордании протяженностью 300 км. и ориентировочной стоимостью 100 млн.долл. Ввод первой очереди планировался в окт. 2004г. Весь проект предусматривал три очереди ввода мощности нефтепровода: на 100, 150 и 350 тыс.бар/день. Иорданская сторона приостановила работы по проведению тендера. Реализация данного проекта зависит от направления потоков транспортировки нефти из Ирака, в этой связи заслуживает внимания планы по экспорту 265 тыс.бар/день нефти и 35 тыс.куб.м. сжиженного газа из Ирака в Кувейт. В дальнейшем планируется увеличение поставок газа в 4-5 раз. Возможно проведение восстановительных работ на нефтепроводе Ирак-Саудовская Аравия. По этим причинам реализации проекта строительства нефтепровода в Иорданию может быть отложена.

Иран

Нефтегазпром

Нефтегазовый сектор промышленности определяет экономическое и валютно-финансовое положение страны. Доходы от экспорта нефти и нефтепродуктов являются главным источником валютных поступлений (80%), и формирования доходной части госбюджета (45%) страны.

Поскольку нефтедобыча Ирана является отраслью, ориентированной на экспорт, объем производимой ею условно-чистой продукции сильно зависит от внешних факторов и характеризуется неустойчивой динамикой. Рост производства в этом секторе в 2002/3 ир.г. составил 5,1%, а в 2003/4г. — 1,7%.

Доказанные запасы нефти (извлекаемые) составляют 17,1 млрд.т. или 8% от мировых. По этому показателю Иран занимает 4 место в мире после Саудовской Аравии, России и Канады. По приросту запасов нефти в 4,91 млрд.т. в 2003г. Иран занял 1 место (источник: Oil & Gas Journal, далее OGJ). Подавляющая часть прироста относится к уже известным месторождениям, показатели извлекаемости на которых скорректированы в большую сторону за счет теоретической возможности применения различных методов повышения отдачи пластов. Не исключено, что в основе переоценки лежит стремление Ирана обеспечить базу для претензий на большую квоту на добычу в условиях постепенного восстановления производства нефти в Ираке.

Добыча нефти в Иране в 2003г. не превышала 4 млн.бар. в день. Всего за год было добыто 185,2 млн.т. нефти (в 2002г. — 170,3), прирост физического объема добычи составил 8,7% (источник — OGJ).

Иран является членом Организации стран-экспортеров нефти (ОПЕК) и по объему производства сырой нефти в рамках этой организации занимает 2 место после Саудовской Аравии, имея квоту в 14,6% от общего объема производства ОПЕК. Доля Ирана в мировом производстве в 2003г. составила 5,5%. Среди мировых производителей Иран занимает 4 место после России, Саудовской Аравии и США (OGJ). В 2003г. Иран, как правило, превышал квоты добычи нефти, устанавливаемые ОПЕК. Производственные мощности нефтяной промышленности Ирана позволяют добывать не более 4 млн.б/д.

Основными покупателями иранской нефти являются нефтяные компании Японии, Китая, Южной Кореи, Тайваня, Италии, Германии, Индии. На экспорт поставляется как легкая, так и тяжелая нефть в объеме 2,6 млн.б/д.

Иранское правительство уделяет большое внимание дальнейшему развитию своей нефтяной отрасли. Активно ведутся геологоразведочные работы в разных районах, особенно на юге и юго-западе страны, в частности на перспективных блоках «Азадеган» и «Анаран», активизировались работы на Каспии.

Производство нефтепродуктов в Иране осуществляется на 9 нефтеперерабатывающих заводах, расположенных в г.г.Абадан, Исфаган, Бандар-Аббас, Арак, Тегеран, Тебриз, Шираз, Керманшах и на острове Лаван. Суммарная производственная мощность иранских НПЗ в 2003г. составила 1,35 млн.б/д.

Продуктами переработки сырой нефти, поступающей на иранские НПЗ, являются: бензин, керосин, дизтопливо, мазут, моторные масла, битум. Средняя производительность иранских НПЗ составила в 2003г. 38,5 млн.л. бензина в день, что не позволяет в полном объеме удовлетворять постоянно растущий спрос на это топливо (в конце года потребление бензина приблизилось к отметке 70 млн.л. в сутки). Иран был вынужден наращивать импорт. В 2003г. Иран импортировал бензин и другое топливо на 2 млрд.долл. Часть своих нефтепродуктов (керосин, дизтопливо, мазут, битум) Иран поставляет на экспорт.

При прогнозируемом росте потребления нефтепродуктов в пределах 6% реальные показатели в 2003г. превысили 14%. В связи с этим иранское руководство предпринимает экстренные меры, направленные на реализацию программы расширения производства нефтепродуктов на существующих мощностях и строительства новых НПЗ с привлечением частного сектора. Ожидается внесение соответствующих поправок в законодательство.

Потребление нефтепродуктов внутри страны носит расточительный характер. Основной причиной высокого уровня потребления являются крупные субсидии государства на использование нефтепродуктов и электроэнергии (13 млрд.долл. в год). По отдельным видам горючего дотации составили: мазут – 85%, бензин – 65%, дизельное топливо – 79%. Правительство, попавшее в зависимость от проводимой им социальной политики, не решается производить резкое снижение объема дотаций в этой сфере, предпочитая проводить постепенное и достаточно умеренное повышение цен на нефтепродукты и электроэнергию.

Быстрый рост потребления нефтепродуктов внутри страны и стремление Ирана сохранить свою долю в рамках ОПЕК, требует проведения срочных мероприятий, направленных на повышение уровня производства сырой нефти в Иране.

По заявлениям руководителей министерства нефти Ирана, увеличение производства нефти и газа в стране является национальной необходимостью. Основными задачами в формировании политики, направленной на развитие отрасли являются: первоочередная разработка совместных с другими странами нефтяных и газовых месторождений и сохранение квоты Ирана в ОПЕК; привлечение необходимых инвестиций для разработки нефтяных, и газовых месторождений; привле-

чение передовых технологий для разработки нефтяных и газовых месторождений; сохранение суверенитета иранских нефтяных и газовых месторождений; привлечение транзита прикаспийских углеводородов на мировые рынки через территорию Ирана; расширение использования газа в качестве топлива вместо других нефтепродуктов.

Иранское руководство проводит также мероприятия по структурному реформированию нефтяной отрасли страны. Эти мероприятия включают: децентрализацию управления отраслью; реформу системы управления и повышение эффективности работы подразделений; приватизацию ряда структур и компаний, входящих в систему министерства нефти.

Впервые за послереволюционный период правительство и парламент Ирана приняли решение о ликвидации монополии государства в нефтяной промышленности страны. Утвержденная парламентом статья 34 законопроекта о третьем пятилетнем плане предусматривает участие частных компаний и капитала в переработке, распределении нефти и нефтепродуктов, а также в обеспечении нефтегазового сектора промышленным оборудованием. Министерство нефти планирует к концу пятилетки (к 2005г.) передать в частный и негосударственный сектор 23 своих структурных подразделения и компании, в первую очередь центры по распределению сжиженного газа, структуры, занимающиеся переработкой, распределением и транспортировкой нефтепродуктов, включая даже такие крупные компании, как Национальная иранская буровая компания (NIDC), Национальная иранская танкерная компания (NITC).

Руководство министерства нефти рассчитывает, что с приватизацией ряда своих структур и компаний значительно повысится эффективность работы и доходность этих подразделений, усилится интерес иностранных инвесторов к сотрудничеству с частным сектором. В министерстве нефти разрабатываются проекты по наращиванию производственных мощностей отрасли на длительную перспективу, поскольку для удержания Ираном своих позиций в группе ведущих нефтедобывающих стран необходимо в течение ближайших двух десятилетий довести добычу нефти до 8 млн.б/д, т.е. практически увеличить ее добычу в 2 раза. Реализация такой программы потребует дополнительных инвестиций в эту отрасль 21 млрд.долл. (в 1994-2004гг. в результате подписания 17 «бай-бэк» контрактов Иран привлек инвестиций в нефтегазовую отрасль в 26 млрд.долл.). Эксперты считают, что для поступательного развития нефтяной и газовой промышленности в Иране, необходимы ежегодные инвестиции в 10 млрд.долл. Проекты будут осуществляться с привлечением национальных и иностранных источников финансирования, а также иностранных технологий.

Иран является вторым после России обладателем крупнейших запасов природного газа, доказанный объем которых по итогам 2003г. составил 26,6 трлн.куб.м., что составляет **15,5% от мировых запасов природного газа**. Среди стран-членов ОПЕК на долю Ирана приходится 33% запасов газа. Примерно половина запасов иранского газа находится на материковых и почти столько же – на шельфовых (в Персидском заливе) месторождениях. Увеличение доказанных запасов газа в Иране в 2003г. составило 3,616 трлн.куб.м. По показателю при-

роста запасов газа Иран занимает теперь второе место после Катара, запасы которого увеличились на 11 трлн.куб.м. (OGJ).

Большая часть этих энергетических ресурсов страны еще не освоена, так как Иран до последнего времени использовал преимущественно попутный газ нефтяных месторождений. Газовые месторождения Ирана очень богаты газовым конденсатом. В иранском природном газе отмечается высокое содержание этана, который легко преобразуется в этилен, являющийся одним из основных продуктов для нефтехимии.

Богатейшим месторождением природного газа в Иране является «Южный Парс». Запасы природного газа на этом месторождении оцениваются в 12 трлн.куб.м., что составляет 7% мировых запасов газа и половину общенациональных запасов страны. Объем газового конденсата — 17 млрд.бар. Это месторождение представляет собой продолжение открытого в 70гг. Катарского месторождения газа. Оно расположено на шельфе в центральной части Персидского залива в 100 км. от иранского побережья и занимает 3700 кв.км.

В 2003г. добыча природного газа в Иране по оценкам OGJ составила 65 млрд.куб.м., прирост составил 0,8%. Практически весь производимый в Иране газ, а также поставляемый из Туркменистана, потребляется внутри страны. В энергетическом балансе Ирана доля потребления природного газа составляет 56%.

Прогнозные оценки потребления газа на 2010г. — 136 млрд.куб.м., на 2020г. — 244 млрд.куб.м. и на 2030г. — 360 млрд.куб.м. Прогноз исходит из того, что до 2010г. объемы ннжекции газа в нефтяные месторождения вырастут до 75 млрд.куб.м. Начиная с 2010г., рост ежегодных объемов инжекции газа стабилизируется, и до 2030г. останется неизменным в количестве 75 млрд.куб.м. в год.

В 2003г. в Иране насчитывалось 6 млн. промышленных потребителей газа, в число которых входят 32 электростанции и 2863 крупных промпредприятий. В соответствии со специально разработанной программой промпредприятия планомерно переводятся с мазута на газовое топливо.

Число бытовых потребителей газа составляет 9,3 млн. семей или 41 млн.чел. Общая длина газопроводов составляет 64 тыс.км., из них 13 тыс.км. — газопроводы высокого давления. Сеть бытовых потребителей газа постоянно расширяется и считается более развитой, чем в других странах Персидского залива. Отсутствие системы подземных хранилищ газа создает трудности в эксплуатации магистральных газопроводов, связанные с разницей потребления газа в зимнее и летнее время.

Программа министерства нефти, направленная на развитие газовой отрасли, включает следующие цели: использование природного газа вместо нефтепродуктов с целью сохранения запасов нефти для экспорта; выход на газовые рынки, в первую очередь, в соседних странах, таких как Турция, Пакистан, Индия, а после насыщения этих рынков — продажа газа в страны Дальнего Востока и Европы с целью **стать ведущим мировым экспортером газа к 2025г.**; разведка и разработка газовых месторождений и, в первую очередь, тех, которые являются совместными с соседними странами; дальнейшая газификация страны, включая потребности промышленности, транспорта и бытовые нужды; увеличение поста-

вок газа для нужд нефтехимической промышленности с целью производства импортозамещающих и экспортных товаров; недопущение сжигания природного газа, и закачка его в нефтяные пласты; создание хорошего инвестиционного климата и правовой базы для привлечения иностранных инвестиций.

Меджлис ИРИ разрешил министерству нефти заключать с иностранными компаниями контракты на разработку газовых месторождений на материке и на шельфе.

Наряду с политикой развития экспорта собственного природного газа Иран проводит линию на привлечение в перспективе транзитных потоков газа через свою территорию, как по трубопроводам из Туркменистана в Турцию или Пакистан, так и на условиях замещения потребленного туркменского газа в северных провинциях Ирана компенсационными поставками этих количеств с южных иранских газовых месторождений.

Министерство нефти ИРИ стремится формировать долгосрочную программу развития экспорта природного и сжиженного газа в рамках системного, комплексного подхода, учитывающего прогнозные оценки научно-технического и технологического развития газовой отрасли в мире. С этой целью министерство нефти ИРИ осуществляет регулярные международные контакты, проводит семинары, конференции и другие многосторонние и двусторонние мероприятия, привлекая заинтересованные иностранные компании и организации к сотрудничеству в области газа.

Нефтехимия

Ускоренное развитие нефтегазового комплекса определяет стабильно высокие темпы развития нефтехимии Ирана. В 2003г. объем производства нефтехимической продукции составил 17 млн.т., из них 4,4 млн.т. — экспортные поставки. Ожидается, что в следующем году будет произведено 22,5 млн.т. нефтехимпродукции, а экспорт достигнет 2 млрд.долл. По оптимистичным прогнозам, к 2015г. доходность нефтехимической отрасли будет равна нефтяной. Страна удовлетворяет свои потребности в нефтехимической продукции на 90%. Спрос на эту продукцию на внутреннем рынке находится на высоком уровне.

С 1997г. в Иране осуществляется долгосрочная программа развития нефтехимии на срок до 2013г. Программу намечено выполнять в 5 этапов, включающих 30 проектов организации новых производств. К 2005г. намечено реализовать 10 крупных проектов, что позволит увеличить стоимость условно-чистой продукции до 6 млрд.долл. в год. С выполнением этой программы к 2013г. предполагается довести общий объем производства до 25-30 млн.т. в год (по некоторым оценкам до 40 млн.т. в год).

Общий объем инвестиций в долгосрочную программу оценивается в 20,6 млрд.долл. Предполагается, что 50% этой суммы будет привлечено из-за рубежа. Важным для отрасли является проект специальной нефтехимической зоны в Ассалуе, которому требуется 10 млрд.долл. иностранных инвестиций. Ассалуе находится на иранском побережье Персидского залива, поблизости от газового месторождения «Южный Парс».

Планами развития нефтехимии в Иране предусмотрена переориентация на использование в качестве сырья природного газа. Если раньше

нефтехимические предприятия Ирана использовались для производства продукты переработки нефти и поэтому строились вблизи нефтеперерабатывающих предприятий, то по мере разработки крупных месторождений природного газа, ситуация меняется. 90% объектов нефтехимии, запланированных к постройке и уже строящихся, рассчитаны на использование в качестве сырья природного газа.

Иранская национальная нефтехимическая компания осуществляет реализацию 16 крупных проектов с общим объемом инвестиций 6 млрд. долл. и 12 трлн. риалов. По мере вступления в строй новых предприятий производство нефтехимии будет возрастать. Иранское правительство, стремясь к форсированному развитию нефтехимической отрасли, пытается реализовать одну из главнейших задач своей программы экономической перестройки: перевод страны от ориентированной на производство нефти экономики к диверсификации производства и экспорта продукции, произведенной из углеводородного сырья — основного природного достояния Ирана. Реализовав эту программу, Иран не только уменьшит свою зависимость от «капризов» мирового рынка сырой нефти, но и получит возможность самостоятельно перерабатывать свое углеводородное сырье, насыщая максимально свой внутренний рынок и получая более доходную по валютным поступлениям продукцию для экспорта. За счет увеличения экспорта такой продукции у Ирана появится возможность снизить долю сырой нефти в своих экспортных поставках и увеличить объем ненефтяного экспорта.

Обзор прессы НЕФТЬ И ГАЗ

— Готовность морской нефтяной полупогружной платформы стоимостью 215 млн. долл., которую строит иранская компания Sadra совместно с шведской компанией, составляет 59%. В середине следующего иран.г. платформа будет установлена для бурения в Каспийском море. «Тегеран таймс», 29.07.2003г.

— Организация жилищного строительства и развития Фонда обездоленных Ирана принимает участие в проекте бурения 21 скважины на месторождении природного газа Табнак стоимостью 72,5 млн. долл. и 99 млрд. риалов. Работы будет выполнять консорциум, образованный Фондом обездоленных и двумя хорошо зарекомендовавшими себя китайскими компаниями. Как сообщается представителем Фонда обездоленных, проект уже реализован на 50%. «Иран ньюс», 06.08.2003г.

— Иран готов к пуску в эксплуатацию нового трубопровода мощностью 150 тыс. бар. в сутки для того чтобы перекачивать российскую, казахскую и туркменскую нефть из порта Нека на Каспийском море до Тегеранского нефтеперерабатывающего завода. Эксплуатация нефтепровода должна будет начаться в сент. вопреки попыткам США воспрепятствовать экспорту нефти из каспийского региона через территорию Ирана. Модернизация оборудования порта Нека выполняется китайской компанией Sinopac, которая сооружает емкости для хранения нефти объемом 300 тыс. куб.м. Хотя до конца нет уверенности сможет ли Иран привлечь для транспортировки через свою территорию такое количество нефти. «Иран ньюс», 27.05.2003г.

— Министр нефти ИРИ Зангане заявил, что правительство, министерство нефти и Национальная нефтехимкомпания приветствуют частные инвестиции в нефтехимию страны и будут оказывать им максимальную поддержку. Он сказал, что частный сектор может образовать специализированную экспортную компанию для развития экспорта и маркетинга конечной продукции нефтехимии. Министр высказал предположение, что выпуск продукции нефтехимии к 2005г. достигнет 30 млн.т. и 25 млн.т. к 2004г., когда 20 крупных и средних нефтехимических проектов будут пущены в эксплуатацию. Глава Национальной нефтехимкомпания заявил, что специализированная экспортная компания создается по его инициативе при участии ряда предприятий отрасли. Он сказал, что некоторые виды химпродукции и удобрений на 1,5 млн.долл. закупается по импорту, несмотря на имеющиеся в стране мощности по их производству. «Тегеран таймс», 28.05.2003г.

— В связи с завершением первой из трех очередей проекта транспортировки каспийской нефти через Иран 50 тыс. бар. в сутки сырой нефти перекачивается на Тебризский и Тегеранский НПЗ из района Каспия. Первая очередь проекта построена полностью силами иранских специалистов за 16 мес. Директор распорядитель этого проекта Алиреза Гхариби заявил, что после завершения второй очереди этого проекта будет перекачиваться 120 тыс., а третьей — 370 тыс. бар. сырой нефти в сутки.

Поставки сырой нефти из прикаспийских стран предусматриваются на иранские нефтеперерабатывающие заводы, а иранская нефть по контрактам СВОП будет отгружаться на экспорт из южных портов страны. Иран будет получать за этот транзит каспийской нефти по 2 долл. за бар. «Тегеран таймс», 01.06.2003г.

— Во время церемонии открытия департамента логистики и услуг нефтегазовой компании Марун в г.Рамхормоз замминистра нефти ИРИ М.Мирмозези заявил, что запасы нефти на юге Ирана оцениваются в 55 млрд. бар. Он сказал, что доходы от нефти составляют 70% валютных поступлений Ирана и 45% поступлений в госбюджет страны. Компания начала добычу нефти в районе Марун в 2000г. и добывает 600 тыс. бар. нефти в сутки из 192 нефтяных скважин. «Иран ньюс», 02.06.2003г.

— Делегация Иранской международной финкомпания должна прибыть в Исламабад с 5- дневным визитом для изучения перспектив пакистано-иранского сотрудничества в создании в Иране промышленности по сжижению природного газа. Делегация должна будет посетить в Исламабаде первую в стране станцию сжижения газа.

Пакистан располагает третьей в мире после Италии и Аргентины развитой промышленностью по сжижению газа. За последние годы в Пакистане топливные системы 350 тыс. автомобилей переведены с бензина на сжиженный природный газ.

Иранская делегация посетит г.г.Лахор, Карачи, где ознакомится с работой соответствующих промпредприятий. Пакистан предложил сотрудничество в создании в Иране промышленности по сжижению природного газа во время визита министра нефти Ирана в Пакистан в прошлом году. «Иран дейли», 02.06.2003г.

— В министерстве нефти Ирана сообщили, что в сент. на Тегеранский нефтеперерабатывающий завод будет поступать 120 тыс. бар. сырой нефти в

сутки из Казахстана, что позволит Ирану получать в сутки по схеме ее транзита 240 тыс.долл. Иран уже перекачивает 50 тыс. бар. в сутки казахской нефти из района Каспийского моря. Сообщается, что для реконструкции нефтепровода и инфраструктурных объектов для работы с казахской нефтью потребуются инвестиции в 171 млн.долл. Обе страны планируют увеличить транспортировку нефти и осуществлять ее в объемах от 370 до 500 тыс. бар. в сутки. «Иран ньюс», 03.06.2003г.

— Начата пробная перекачка сырой нефти из нефтеналивного порта Нека на Каспии по нефтепроводу на НПЗ в Тегеране и Тебризе.

Предполагается перекачивать ежедневно до 120 тыс. бар.нефти, ввозимой из Туркмении, Казахстана, России и Азербайджана, в рамках реализации поставок нефти по схеме замещения на нефть Персидского залива. «Джомхурие ислами», 14.08.2003г.

— По завершению визита в ЮАР иранской торгово-промышленной делегации между сторонами был подписан ряд меморандумов о взаимопонимании. Меморандум, подписанный между Национальной иранской нефтяной компанией и южноафриканской нефтяной компанией Petro предусматривает разработку технико-экономического обоснования целесообразности строительства в Иране предприятия по переработке природного газа по технологии GTL. По предварительной оценке, стоимость такого предприятия будет равна 1 млрд.долл.

Южноафриканская нефтяная компания Petro откроет свое региональное представительство в Иране для совместной работы в иранской нефтехимии. Иран один из главных поставщиков нефти в ЮАР. Во время пребывания в ЮАР иранской делегации был подписан контракт на поставку иранской нефти на 800 млн.долл. Имеются и др. перспективные области сотрудничества, ранее южноафриканские компании вели в Иране разработки цинковых и магнетитовых месторождений. «Иран дейли», 24.07.2003г.

— Крупнейшая нефтяная компания Испании Repsol совместно с компанией Shell изучают возможность заключения крупного инвестиционного контракта с Национальной иранской нефтяной компанией в области добычи и переработки природного газа. Инвестиционный проект предварительно оценивается в 1,15 млрд.долл. и будет включать в себя строительство предприятия по сжижению газа, добываемого на месторождении «Южный Парс». «Иран дейли», 26.07.2003г.

— Директор по международным связям Национальной иранской нефтяной компании Ганимифард сказал, что за 4 мес. текущего года импорт бензина Ираном достиг рекордной величины, превысив 3,5 млн. л. в день что на 52,5% больше чем аналогичный показатель прошлого года. Стоимость закупленного по импорту бензина за указанный период составила 316 млн.долл., что на 55% больше чем за этот период в прошлом году.

Установленные мощности производства бензина в Иране способны обеспечить выпуск до 40 млн. л. в день, недостающие объемы потребления пополняются за счет импорта. Расчеты показали, что экономически обоснованная цена бензина должна быть 1800 — 2000 риалов за 1 л., а действующие цены в 650 риалов за 1 л. являются причиной расточительного его потребления. «Тегеран таймс», 26.07.2003г.

— По сообщению индийских источников, министр нефти Ирана Б.Зангане и министр нефти и энергетики Индии Р.Наик заключили соглашение об экспорте в Индию 5,2 млн.т. газа LNG в 2007-08гг. и еще 5,2 млн.т. в начале 2012г. «Абраре эгтесади», 18.05.2003г.

— Заключено соглашение о бурении на различных фазах газового месторождения «Южный Парс». В соответствии с соглашением японской компании «Джи-ди-си» предоставляется право в течение 5 лет производить буровые работы на различных фазах развития «Южного Парса» с возможным продлением контракта еще на 5 лет. Контракт заключен на условиях «Бай бэк» и его стоимость составляет 160 млн.долл. «Джахане эгтесад», 19.05.2003г.

— Подписан контракт на строительство завода сухой очистки газа, поступающего с 6, 7 и 8 фаз месторождения «Южный Парс», между компанией «Петропарс» и международным консорциумом, состоящим из компаний JGC, NOYO (Япония), «Даилим» (Корея) и «Идроу» (Иран). Стоимость проекта 1,207 млрд.долл. Завод будет самым крупным из комплексов подобного типа. Первая фаза завода должна быть построена за 34 мес., а последняя фаза в течение 43 мес. 51% всех подрядных работ будет осуществляться в Иране. «Джахане эгтесад», 19.05.2003г.

— Национальная компания нефтехимпрома заключила с южнокорейской фирмой «Даилам» контракт на строительство завода по производству этилбензина. Предприятие будет строиться в районе «Южного Парса» (порт Асалуе). Проект включает в себя инжиниринг, подготовительные мероприятия, поставку и монтаж оборудования, пробную эксплуатацию. Производительность завода — 645 тыс.т. этилбензина в год. Стоимость контракта составляет 761 млн.долл. «Джахане эгтесад», 21.05.2003г.

— Представитель Иранской национальной компании нефтепроводов С.Таагал заявил, что одной из основных целей его фирмы в вопросах сотрудничества с японскими компаниями является получение передовых технологий. Сейчас японские фирмы «Иточу» и «Мицубиси» совместно с иранскими специалистами изучают проект создания первого иранского судна для транспортировки газов LNG и L.P.G. Данные фирмы выиграли соответствующий тендер, в условиях которого было предусмотрено соответствующее обучение иранских инженеров и рабочих. Иранские специалисты будут ознакомлены с последними достижениями в области проектов по перевозке сжиженных газов, что крайне необходимо стране в связи с форсированной разработкой газового месторождения «Южный Парс». «Абраре эгтесади», 02.06.2003г.

— В первые 2 мес 1382 иран.г. нефтяной экспорт в весовом измерении вырос на 4,4%, а в стоимостном на 12,5% по сравнению с аналогичным периодом пред.г. По данным таможни Ирана, было экспортировано 2,147 млн.т. грузов стоимостью 718,6 млн.долл. С учетом челночной и пограничной торговли экспорт составил 814,7 млн.долл. Рост экспорта произошел за счет увеличения поставок продукции промышленности и нефтехимии. Заметно снизился объем экспорта ковров. «Джахане эгтесад», 03.06.2003г., «Абраре эгтесади», 03.06.2003г.

Канада

Энергоресурсы

В 2002г. энергетическая индустрия принесла в копилку канадской экономики 6% ВВП и обеспечила работой 300 тыс.чел., что составляет 18% всех трудовых ресурсов страны. На доходы от энергетического экспорта пришлось 12% всего канадского экспорта, что меньше уровня пред.г., когда этот показатель был равен 15%. Основной причиной этого послужило падение цен на энергоносители и уменьшение объемов их поставок.

Величина экономического роста как в Канаде, так и в США в 2002г. была выше по сравнению с 2001г.: 3,4% к 1,5% в Канаде и 2,7% к 1% в США соответственно. Рост производства энергетической продукции в Канаде в 2002г. составил 1,9% (в 2001г. — 1,6%), что было обусловлено растущим спросом со стороны североамериканского рынка. В 1998-2002гг. рост производства общей энергетической продукции в среднем составил 1,4%.

Производство энергетической продукции
по источникам, в петаджоулях

	1998г.	1999г.	2000г.	2001г.	2002г.
Нефть.....	5627	5420	5671	5727	5830
Натуральный газ	6125	6189	6377	6636	6755
Гидроэнергия.....	1183	1232	1278	1182	1263
Атомная энергия.....	780	802	795	837	808
Уголь.....	1651	1589	1516	1502	1529
Возобновл. и другая.....	571	609	615	621	632
Всего	15937	15841	16252	16505	16817

Источник: Статистическое агентство Канады.

На долю производства нефти и газа в общем балансе энергетической продукции в 2002г. пришлось 75%. Рост производства натурального газа и нефти, включая нефтепродукты и газоконденсат, был вызван подъемом в экономике страны, незначительными колебаниями в ценах на нефть и газ и расширением производственных мощностей самой энергетической промышленности. Объем производства гидроэнергии слегка вырос, а атомной энергии снизился.

Потребление электроэнергии в стране в 2002г. возросло на 2,5%. Показатель отношения потребления электроэнергии к единице ВВП продолжал снижаться. В 1998-2002гг. среднегодовой рост потребления электроэнергии составил 1,7%, в то время как рост ВВП был — 3,1% ежегодно.

В 2002г. общие доходы от экспорта нефти, газа, электроэнергии и угля составили 43 млрд. кан. долл., что на 18% меньше уровня 2001г. Баланс энергетической торговли был положительным и составил 26 млрд. кан. долл. (в 2001г. — 33 млрд. кан. долл.).

Канада занимает 3 место в мире по производству природного газа и 9 по производству нефти. Она добывает 20% нефти и газа на всем североамериканском континенте, а потребляет 10%.

Канада производит по 6,4 трлн. куб. футов природного газа ежегодно, из них 3,8 трлн. экспортируется в США, что составляет 94% всего газового импорта США и покрывает 17% всей потребности этой страны в газе. Экспорт сырой нефти в США составляет 1,4 млн. бар. в день, или 15% американского импорта этого товара и обеспечивает 9% потребностей США в этом топливе.

Основные запасы нефти (81%) и природного газа находятся в провинции Альберта на западе Канады. На ее территории также находятся крупнейшие в мире месторождения нефтеносных битумных песков (смеси битума (10-12%), кварцевого песка, глины (75-80%) и воды (3-5%)) «Атабаска», «Колд Лайк» и «Пис Рива», занимающие площадь в 4,3 млн. га, 729 тыс. га и 976 тыс. га.

Общая площадь сравнима с территорией таких государств, как Шотландия и Бельгия. Оценочные запасы этих месторождений составляют 400 млрд.куб.м., из которых 24 млрд. рассматриваются как пригодными к разработке открытым способом, а остальные — 376 млрд. — подземными разработками. По своей композиции битум состоит из: 83,2% — углерода, 10,4% -водорода, 0,94% — кислорода, 0,36% — азота и 4,8% — серы, наряду с частицами тяжелых металлов, таких как ванадий, никель и железо.

Современные технологии позволяют осуществить добычу 12% от всех запасов, или 49 млрд.куб.м. Достоверные запасы сырой нефти в Саудовской Аравии составляет 43 млрд.куб.м., что сопоставимо с извлекаемыми запасами нефти из битумных песков. При добыче битум отделяется от остальных примесей, а в процессе дальнейшей очистки из него извлекается «синтетическая» нефть.

Добыча осуществляется следующими основными способами: открытая разработка: экскаватор — самосвал — переработка; экскаватор — размельчитель, где смешивается с горячей водой и по трубопроводу доставляется на переработку; steam-assisted gravity drainage (SAGD), предполагающий бурение двух горизонтальных скважин, в верхнюю из которых закачивается разогретый пар, а из нижней идет откачка разжиженного битума.

К 2005г. второй метод будет доминирующим с учетом его эффективности. Третий метод постепенно становится все более конкурентоспособным и, как предполагают, в дальнейшем будет самым перспективным. Современные технологии позволяют извлекать до 91% битума из нефтяных песков.

Добыча синтетической нефти составляет 600 тыс.бар. в сутки, однако, согласно экспертным оценкам, производство синтетической нефти в Канаде может быть увеличено к 2010г. в три раза — до 1,8 млн.б/д. Поставки газа из находящегося в провинции Альберта крупнейшего нефтегазового месторождения страны — WCSB — полностью удовлетворяют внутренние потребности Канады в природном газе, но и в значительных объемах идут на экспорт.

Вторым важнейшим нефтегазоносным районом Канады является континентальный шельф Атлантического побережья страны. Основной прирост добычи нефти в Канаде будет происходить за счет активизации разработок офшорных месторождений. Разведанные запасы природного газа на континентальном шельфе провинции Ньюфаундленд составляют 566 млрд.куб.м., провинции Новая Шотландия — 85 млрд.куб.м.

Недра Северо-Западных территорий также содержат богатые запасы нефти и природного газа, которые, однако, недостаточно хорошо изучены вследствие сложных природных и климатических условий, а также экологических ограничений и разногласий властей с коренными народностями Канады, владеющими этими землями. Из уже открытых здесь месторождений наиболее перспек-

тивными представляются залежи природного газа в объеме до 285 млрд. куб. м. на севере Юкона и Северо-Западных территориях.

Альтернативное топливо

Перед мировым сообществом проблема поиска альтернативных видов топлива, которые снижают вредные выбросы в окружающую среду, встала в связи с глобальным потеплением климата. По прогнозам экспертов, в I пол. нового столетия до 50% транспортных средств будут использовать альтернативные виды топлива.

Канада, как и большинство промышленных стран, работает над созданием и использованием «альтернативного топлива». По данным Канадской ассоциации по нетрадиционным возобновляемым источникам энергии, канадское правительство намерено израсходовать 500 млн. долл. в ближайшие годы с целью снижения выбросов в атмосферу.

Среди продвинутых в реализации этой проблемы — две онтарийские компании Materials and Manufacturing Ontario, Arise Technologies и Торонтский университет объединили свои усилия и выдвинули инициативу по расширению производства электрооборудования, использующего энергию солнца. Ими разрабатывается новая технология производства солнечных батарей более низкой стоимости и более высокой производительности.

«Альтернативное топливо» — это топливо для транспортных средств, которое не производится из нефти. Правительство Канады определило это направление экономики как одно из основных. Имеется множество типов топлива, но правительственным актом ЕРАкт92 признаны только семь: натуральный газ под высоким давлением (CNG), метанол, этанол, пропан, электроэнергия, биодизель (из сои) и водород (очень специфический вид газа), которые могут заменить бензин или работать в сочетании с ним. Этанол и метанол могут быть смешаны с бензином, находясь в различных бензобаках и под определенным давлением. Все альтернативные виды топлива узаконены актом ЕРАкт92, являются местным производством и приносят значительную пользу в поддержке чистоты воздуха, когда используются как транспортное топливо.

Натуральный газ под высоким давлением. CNG не пахнет, бесцветный, не токсичный. Этот тип газа сжимается и хранится в мощных объемных хранилищах. Автомобили, работающие на этом газе, могут проезжать более тысячи миль без остановки в зависимости от размера бензобака (емкости). Переоборудование топливной системы влечет минимальные затраты, но процесс сжатия и утилизации высокого октана требует определенных затратных решений. Использование CNG, как альтернативного топлива, уменьшает выделение вредных веществ транспортом. Стоимость его меньше, чем бензина и оборудования для его подачи. CNG-оборудование для транспортных средств легко приобрести у всех основных производителей автотранспорта. Для обычных автомобилей стоимость их составляет 5000 долл. США.

Пропан. Это продукт переработки нефти (жидкообразный нефтяной газ LPG), является нетоксичным, бесцветным газом, доступным для использования владельцами транспортных средств. Этот газ используется как альтернативное топливо более

60 лет. Использование пропана уменьшает выброс вредных веществ в атмосферу. Этот вид топлива нашел широкое применение на с/х транспорте.

Этанол. Этанол производится исключительно из биомасс (продукт переработки с/х зерна). Это топливо нашло широкое применение в средне-западных штатах США, таких как Небраска, Южная Дакота, Айова и Иллинойс. Наибольшее количество заводов по производству этанола находится в Южной Каролине. Это топливо состоит из 15% бензина и маркируется E-85. Транспортные средства, использующие E-85, дешевле в эксплуатации и не требуют больших капиталовложений при оборудовании заправочных станций. Продажу этого вида топлива осуществляет компания United Energy Distributors in Aiken.

Электричество. Автотранспорт, использующий электрическую энергию, является самым чистым на рынке. Он очень удобен в эксплуатации и практически бесшумен, в производстве очень прост. Он требует внимания при хранении батарей, которые требуют постоянной подзарядки. Большие исследования проводятся в части использования солнечных батарей. Пробег транспортного средства без подзарядки составляет 70-150 миль, затем требуется несколько часов на подзарядку. Этот тип транспортных средств имеет тенденцию развития для использования на фиксированных маршрутах.

Биодизель. Этот тип топлива производится из овощных масел, главным образом, из соевых. Смесь B-20 (из 20% овощного масла и 80% дизельного топлива) дает превосходные результаты для охраны окружающей среды по сравнению с использованием чистого дизельного топлива. Компания United Energy Distributors Facility in Aiken использует это топливо в своих крупнотоннажных дизельных транспортных средствах и продолжает испытания на автобусах дальнего следования.

Трубопроводы

В результате существующей географической удаленности производителей канадской нефти и газа от потребителей (большая часть углеводородного сырья добывается в западных провинциях страны, в то время как основные потребители сосредоточены в центральных районах Канады и США), в стране создана разветвленная сеть трубопроводного транспорта.

Крупнейшим потребителем канадской нефти и природного газа являются США. Транспортировка энергоносителей из Канады в США осуществляется по 35 магистральным газопроводам и 22 нефтепродуктопроводам. Объемы экспорта канадской нефти в эту страну достигают 1,3 млн. бар. в сутки. Увеличение поставок канадской нефти и природного газа сопряжено с необходимостью значительного наращивания инвестиций в ТЭК страны. Одна лишь разработка месторождений нефтяных песков в Альберте потребует капиталовложений в 50 млрд. долл.

Канадская система транспортировки энергоносителей обеспечивает перемещение: 95% всего нефтегазового производства страны; 75% энергетических потребностей страны, в т.ч. 27% в газе и 40% — в нефти; 30% импортных нефтяных поставок; экспортных поставок, обеспечивающих 15% потребности США в газе и 9% в нефти.

Протяженность этой системы составляет более 550 тыс.км., и она включает в себя: сеть собирающих линий, обеспечивающих доставку сырья от скважин до перерабатывающих производств или прямо до магистральных линий; магистральные линии, диаметром метр или более, перемещающие газ или нефть к распределительным сетям или промышленным объектам (общая протяженность — 100 тыс.км.); распределительные сети, доставляющие энергоносители потребителям. Основными операторами этого рынка являются: Enbridge и Terasen.

Система нефтепроводов Enbridge System канадской компании Enbridge, соединяющая Эдмонтон (Альберта) с восточными районами Канады и США, протяженностью более 13 тыс.км., является крупнейшей нефтепроводной сетью в западном полушарии и обеспечивает поставку углеводородного сырья от источников добычи в Канаде до перерабатывающих мощностей в восточной части страны и США. А вместе с Lakehead System, конечной частью главного трубопровода, расположенного на территории США, она входит в список самых протяженных трубопроводов в мире.

В 2002г. загрузка этой системы составила 77% , что было на 1% выше уровня 2001г. Фактическая пропускная способность системы в 2002г. составила 209 тыс.куб.м. в день.

Всего же эта компания владеет 21 тыс.км. всех видов нефтепроводов и 45,5 тыс.км. газопроводов, со средней мощностью прокачки 2,1 млн. куб. бар. нефти и сжиженного газа в день. К ним относятся:

- нефтепроводы «Athabasca System» протяженностью 545 км., поставляющие сырую и синтетическую нефть из скважин Северной Альберты до сборочного резервуара в Хардисти, Канада;

- нефтепроводы NW System, поставляющие нефть из скважин Северо-западных территорий в Альберту;

- нефтепроводы Saskatchewan System, общей протяженностью 2,2 тыс.км., включающие в себя внутрипровинциальные линии Саскачевана и Манитобы;

- газопровод Alliance Pipeline (доля Enbridge — 37%), протяженностью 3 тыс.км., обеспечивает поставки сжиженного газа из Британской Колумбии в Чикаго;

- газопровод Vector Pipeline (доля Enbridge — 45%) транспортирует природный газ из Чикаго в Онтарио.

Другая сеть трубопроводов Trans Mountain Pipe Line (TMPL), общей протяженностью 1260 км., канадской компании Terasen, обеспечивает поставки нефтепродуктов из провинции Альберта на нефтеперерабатывающие заводы на западе Канады и морским терминалам Ванкувера, а также и в американский штат Вашингтон.

В 2002г. ее пропускная возможность возросла на 3% по сравнению с уровнем пред.г. и составила 44,6 тыс.куб.м. в день, причем доля транспортировки легких фракций была ниже по сравнению с тяжелыми видами.

Также эта компания владеет следующими трубопроводами: нефтепроводы Corridor Pipeline System, протяженностью 493 км., обеспечивающими транспортировку нефти в районе месторождений нефтяных песков Атабаски; нефтепроводы Express System, протяженностью 2,7 тыс.км., транспортирующие углеводородное сырье из провинции Альберта в США. В 2002г. эта система работала на 97% своей

мощности, что было на 7% выше уровня пред.г. Газопроводная сеть представлена в основном двумя компаниями TransCanada и Alliance Pipeline.

Самый большой в Северной Америке газопровод «Альянс» компании Alliance Pipeline, идущий от форта Сент-Джон в Британской Колумбии до Чикаго (США), имеет длину 2,9 тыс.км. и пропускную способность 37,5 млн.куб.м. в день. На территории Канады этот газопровод имеет протяженность 1,6 тыс.км.

TransCanada владеет следующими сетями:

- сеть газопроводов Mainline System протяженностью 14,9 тыс.км. обеспечивает поставку природного газа из месторождений Альберты в Квебек и на экспорт. В 2002г. через нее было прокачено 2,6 млрд.куб.м. газа, из которых 53% было поставлено на экспорт;

- сеть газопроводов Alberta System протяженностью 22,7 тыс.км. поставляет газ из провинции Альберта в Mainline System и British Columbia System. В 2002г. через нее прошло 4,1 млрд.куб.м. газа. Эта сеть является одной из самых протяженных в Северной Америке;

- сеть газопроводов British Columbia System протяженностью только 200 км. служит транзитным участком поставок газа через территорию Британской Колумбии на экспорт в США.

В связи со значительным ростом потребления электроэнергии в США многие канадские и американские компании проявляют заинтересованность в строительстве газопровода Alaska Highway pipeline, который пройдет из крупнейшего месторождения газа на американском континенте на севере Аляски Prudhoe Bay до южных штатов США через территорию Канады.

Стоимость его строительства от месторождений Аляски вдоль существующего нефтепровода до Фейрбенкса, а затем параллельно высокоскоростной автомагистрали до Канады, обойдется в 20 млрд.долл. Протяженность составит 5630 км., пропускная способность — 4,5 млрд.куб.ф. в день, предполагаемый срок окончания строительства- 2012г.

Одновременно намечается строительство другого газопровода Mackenzie Valley pipeline из арктических месторождений Северо-западных территорий на юг страны до существующих газопроводов в Альберте. Стоимость проекта — 3-7 млрд. кан. долл., протяженность — 1300 км., срок окончания — 2009-10г. пропускная способность — до 1,9 млрд.куб.ф. в день. Осуществляет проект консорциум во главе с канадской компанией Imperial Oil.

Организация доставки нефти и газа трубопроводным транспортом требует значительных капиталовложений, но является наиболее дешевой из всех видов транспорта. Большие затраты на строительство этих сетей требуют жесткого управления всей системой этого вида транспорта. Этим в Канаде занимаются федеральные (в отношении межпровинциальных и международных линий) и провинциальные (в отношении провинциальных линий) власти.

Уровень ставок за транспортировку устанавливается властями по согласованию, а в отдельных случаях и по соглашению с поставщиками и владельцами трубопроводов. Эти ставки отражают затраты на капитальное строительство, операционные расходы и включают также федеральные, провинциальные и муниципальные налоги.

Нефтедобыча

В 2002г. добывалось 370,4 тыс.куб.м. сырой нефти в день. Причем этот показатель возрос на 6% по сравнению с 2001г., что было вызвано увеличением производства синтетической нефти (24,5%) и битумных продуктов (1,3%) из месторождений нефтяных песков в Западной Канаде и нефти легких фракций в Восточной Канаде. В атлантических провинциях Канады производство нефти почти удвоилось — до 45 тыс.куб.м. в день, благодаря началу разработки месторождений Terra Nova и увеличению добычи на месторождении Hibernia.

Одновременно в Западной Канаде произошло снижение производства нефти легких фракций на 5,2%, отражая существующую тенденцию к истощению запасов.

В 2002г. нефтяной экспорт Канады, включая синтетическую нефть и пентан, составлял 227,8 тыс.куб.м. в день, общей стоимостью 17,6 млрд. кан. долл., что на 7 тыс.куб.м. выше показателя 2001г., когда стоимость экспорта составляла 15,7 млрд. кан. долл. По составу экспорт подразделился: 38% — нефть легких фракций и 62% — тяжелые фракции и смеси.

Рост доходов от экспорта объясняется ростом цен на нефть во II пол. года. В 2002г. средняя экспортная расчетная цена на нефть легких и тяжелых фракций была 37 и 32 кан. долл. за бар., в то время как в 2001г. — 39 и 26 кан. долл. Разница в цене между легкими и тяжелыми фракциями в 2002г. составила 9 кан. долл., что меньше уровня 2001г., когда этот показатель был 12 кан. долл.

Импорт нефти составлял 140,8 тыс.куб.м. в день, (в 2001г. — 148,5), что составляет 46% всей потребности страны. Снижение произошло благодаря замещению потребления импортных сортов нефти использованием местных сортов в провинциях Онтарио, Квебеке и некоторых атлантических районах страны. Импорт сырой нефти в основном осуществлялся из стран Северного моря (Норвегия и Англия) — 52%, Ближнего Востока — 16% и Латинской Америки — 10%.

Перманентное истощение разведанных запасов энергетического сырья из-за его ежегодной добычи компенсируется наращиванием ввода в строй новых месторождений и более глубокой разработкой старых. Так, истощение месторождений Западного канадского осадочного бассейна Western Canada Sedimentary Basin (WCSB), компенсируется открытием новых залежей в офшорной зоне Восточного побережья.

По подсчетам Национального энергетического совета National Energy Board, на конец 2001г. общие разведанные запасы сырой нефти и битумных песков составляли — 28,5 млрд.куб.м., что не намного меньше уровня пред.г.

Разведанные запасы сырой нефти и битумных песков на 31.12.2001г. в млн.куб.м.

	Первоначальные	Оставшиеся запасы
Сырая нефть		
Британская Колумбия.....	123	25,5
Альберта.....	2583	278,4
Саскачеван.....	754	182
Манитоба.....	37,4	3,8
Онтарио.....	14,4	1,9
Северо-западные территории и Юкон.....	43,5	10,4
Новая Шотландия.....	7	0
Ньюфаундленд.....	205,1	178,3

Всего.....	3767,4	680,3
Нефтяные пески		
Всего.....	28330	27770
Итого.....	32097,4	28450,3

Источник: Статагентство Канады.

Канадские нефтеперерабатывающие мощности в 2002г. остались на прежнем уровне и составили 322 тыс.куб.м. нефти в день. Потребность канадской экономики в нефтепродуктах составила 256 тыс.куб.м. в день, что на 7% меньше уровня пред.г. Производство нефтепродуктов в 2002г. составило 319 тыс.куб.м. в день.

К основным канадским переработчикам нефти можно отнести 3 компании: Imperial Oil, Petro-Canada и Shell Canada, владеющих 10 нефтеперегонными заводами, на долю которых приходится 56% всех производственных мощностей страны (их интернет-сайты: www.imperialoil.ca, www.petro-canada.ca, www.shell.ca).

Оставшиеся 44% мощностей приходятся на небольшие региональные компании, владеющие по одному заводу. Это: Irving Oil (www.irvingoil.com), Ultramar Canada (www.ultramar.ca), North Atlantic (www.na-refining.nf.ca), Suncor (www.suncor.com), Husky Oil Operations (www.husky-oil.com), Chevron Canada (www.chevron.ca), Consumers Cooperative Refineries (www.moosejawcoop.com).

Экспорт моторного бензина, керосина и т.п. видов нефтепродуктов в 2002г. составлял 53,5 тыс.куб.м. в день, что на 1% выше уровня 2001г., и был вызван, в основном, снижением спроса на эту продукцию в США из-за теплой зимы и продолжающейся стагнации американской экономики. 95% канадского экспорта этих продуктов идет в США, остальные 5% — в Европу и Мексику.

По прогнозам аналитиков, к 2010г. производство сырой нефти в Канаде возрастет с 2,7 до 3,4 млн.бар. в день, в т.ч. добыча нефти из нефтяных песков увеличится до 1,8 млн.бар. в день.

Газ

Производство натурального газа в 2002г. составляло 482 млн.куб.м. в день, что не намного меньше уровня пред.г., когда эта величина была — 487 млн.куб.м. в день. Общее производство газа — 176 млрд.куб.м. Доли провинций распределились: 77% — Альберта, 15% — Британская Колумбия, 3% — Саскачеван, 3% — Новая Шотландия, 1% — Северо-западные территории и Юкон, 0,5% — Онтарио. Снижение производства произошло из-за истощения запасов в разрабатываемых месторождениях.

Внутренний спрос в Канаде в 2002г. на природный газ возрос на 3,6% и составил 69,2 млрд.куб.м., что было вызвано холодными погодными условиями и ростом промпроизводства в стране.

По подсчетам Национального энергетического совета National Energy Board, на конец 2001г. общие разведанные запасы натурального газа составляли 1615 млрд.куб.м.

Разведанные запасы натурального газа на 31.12.2001г., в млрд.куб.м.

	Первоначальные	Остаток
Британская Колумбия.....	663,1	252,1
Альберта.....	4178,2	1182,7
Саскачеван.....	215	77,6
Онтарио.....	44,6	11,6
Северо-западные территории и Юкон.....	26,8	14
Новая Шотландия.....	85	76,5
Всего.....	5212,7	1614,5

Источник: Статистическое агентство Канады.

Большие объемы добычи природного газа, приводящие в истощению открытых месторождений, компенсировались разведкой новых запасов. За последние 5 лет произошло обновление разведанных запасов на 86%. В 2002г. были открыты крупные месторождения природного газа в Британской Колумбии и на Юго-Западе Саскачевана.

В 2002г. экспорт газа составил — 105,3 млрд.куб.м., что на 1% меньше уровня пред.г. Снижение было вызвано застойными явлениями в американской экономике и увеличением предложения электроэнергии на западном рынке США. Доходы от экспорта упали с 26 млрд.долл. США в 2001 до 17 млрд.долл. США в 2002г., что составило 32%, и были вызваны снижением объема экспорта и низкими ценами на природный газ. Средняя расчетная экспортная цена на газ в 2002г. составила 4,37 кан. долл. за гигаджоуль, в то время как в 2001г. она была 6,04 кан. долл. за гигаджоуль, т.е. снижение — 28%.

Экспорт природного газа идет в США: 43% — в центральную часть, 30% — на Северо-восток и 27% в Калифорнию и на Тихоокеанское побережье США.

Увеличение спроса на газ в Канаде привело к росту его импорта, который в 2002г. составил 7,1 млрд.куб.м., в 2001г. — 6,5 млрд.куб.м.

Производство сжиженного газа (этан, пропан и бутан, добываемые из натурального газа, и пропан и бутан, добываемые при нефтепереработке) на НПЗ и ГПЗ в 2002г. составило 94,7 тыс.куб.м. в день, что на 1% выше уровня 2001г. 80% пропана и 58% бутана производилась из натурального газа. Ежедневно производилось: этана — 41,2 тыс.куб.м., пропана — 29 тыс.куб.м. и бутана — 24,5 тыс.куб.м. По сравнению с 2001г. возросло производство этана на 8%, а уменьшилось — пропана — на 4% и бутана — на 5% соответственно.

Экспорт сжиженного газа в 2002г. составлял 31,1 тыс.куб.м. в день, что на 8% выше уровня 2001г., бутана поставлялось — 6,5 тыс.куб.м., а пропана — 24,6 тыс.куб.м. Экспорта этана почти не производилось.

Доходы от экспорта сжиженного газа в 2002г. упали на 18% по сравнению с 2001г. до 2 млрд. кан. долл., в основном, из-за низких цен на него.

В 2002г. было пробурено 17182 нефтяных и газовых скважин, что ниже показателя пред.г., когда он составлял 19752. Основной акцент, как и в предыдущий год, был направлен на бурение газовых скважин.

Уровень производства геологоразведочных работ в 2002г. существенно снизился, а основные работы производились на Юго-востоке и Северо-западе Альберты и Северо-восточной части Британской Колумбии. Расходы на эти цели составили 17 млрд. кан. долл., что на 20% меньше уровня пред.г.

Как и прежде, расходы на производство геологоразведочных работ составили третью часть от всех расходов на разведку и эксплуатацию нефтяных и газовых скважин. По оценкам Канадской ассоциации производителей нефти и газа (CAPP) инвестиции в нефтегазпроме Канады в 2002г. составили 23,5 млрд. кан. долл.

Нефтегазовая отрасль Канады за 2002г., в кан.долл.

Капиталовложения в геологоразведку и разработку месторождений	23,5 млрд.долл.
Количество буровых скважин:.....	
- нефтяных.....	4319
- газовых	9061

Резервы нефти и газа на конец 2002г.:

- нефть, добываемая из скважин.....	4493 млн. бар.
- нефть, добываемая поверхностным методом	4881 млн.бар.
- битум в естественном залегании.....	2025 млн. бар.
- природный газ	59 трлн. куб. футов

Производство

Всего (сырая нефть и ее эквивалент)	2365 тыс.бар. в день
- нефть, добываемая из скважин	1449 тыс.бар. в день
- нефть, добываемая поверхностным методом.....	444 тыс.бар. в день
- битум в естественном залегании	303 тыс.бар. в день
- пентаны и конденсат	172 тыс.бар. в день
- природный газ.....	17,4 млрд. куб футов в день
Цены: — сырая нефть.....	26,08 долл. за бар.
- природный газ.....	3,25 долл. за 1 тыс. куб. футов

Доходы отрасли

нефть, газ и сопутствующие продукты	57,4 млрд.долл.
Выплаты государству: роялти, бонусы, налоги	18,3 млрд.долл.

Занятость населения:

- непосредственно занятых в отрасли	90000 чел.
- всего с учетом смежных отраслей.....	500000 чел.

Экспорт: — сырая нефть	1426000 бар. в день
- природный газ.....	10,5 млрд. куб. футов в день

Импорт: сырая нефть

Доля отдельных видов в обеспечении потребления энергии в стране

- сырая нефть	38%
- природный газ	30%
- уголь	12%
- электроэнергия (ГЭС).....	11%
- электроэнергия (АЭС)	2%
- другие источники энергии.....	5%

Количество нефтеперерабатывающих предприятий	20
Мощность.....	1923000 бар. в день

Источник: Статагентство Канады.

Выплаты в виде налогов в казну государства нефтегазовым сектором экономики Канады составляли в среднем 8,5 млрд.долл. в год в течение последних 10 лет. В 2002г. отрасль выплатила рекордную сумму в 11 млрд.долл., которая составляет около 20% от доходов отрасли за год. Нефтегазовая индустрия Канады непосредственно обеспечивает работой 90000 чел., а полное количество рабочих мест, имеющих отношение к отрасли, составляет 500000.

Нефтегазовые гиганты

По оценке канадских экспертов министерства природных ресурсов Канады, в 2002г. крупнейшими компаниями нефтегазовой отрасли Канады были: Imperial Oil, EnCana, PetroCanada, Shell Canada и Husky Energy.

Imperial Oil. Производит 7% канадского экспорта энергетического сырья. Головной офис расположен в Торонто, Онтарио. По данным компании доходы за 2002г. составили 16,9 млрд. кан. долл., активы — 11,9 млрд. кан. долл. Общая численность сотрудников — 6,4 тыс.чел. Основной акционер — Еххоп Mobil США (69,6%). Акции компании котируются на Торонтской и Американской фондовых биржах.

Доказанные резервы компании на конец 2002г. составляли: 1,7 млрд.бар. сырой нефти и газоконденсата и 1,2 трлн.куб.ф. природного газа.

Под управлением компании находится 4 нефтеперерабатывающих завода (Dartmouth, Samia, Nanticoke, Strathcona) по производству нефтепродуктов, смазочных веществ и специальных продуктов. Она также имеет крупнейшую в Канаде дистрибутивную сеть этих продуктов через 29 терминалов, расположенных по всей стране. Сюда же от-

носятся 2,1 тыс. пунктов розничной торговли 700 видами нефтепродуктов. Также имеются большие производственные мощности по изготовлению химических веществ, расположенные в Samia.

Компания имеет интерес в развитии нефтяных песков через свое 25% участие в проекте Cold Lake, Альберта, фирмы Syncrude и имеет долю в 9% в проекте Sable Offshore Energy Project. В проекте Cold Lake владеет 76 тыс. га нефтяных песков, содержащими битум. С 1964г. компания осуществляет разработку этого месторождения с последовательным использованием новейших методов добычи битума. В 2002г. она составляла 112 тыс.бар. в день. Реализуется пилотный проект добычи битума с использованием впрыска пара. На дальнейшие НИОКР в 2003г. планируется истратить 92 млн. кан. долл. В планах компании довести добычу нефти к концу десятилетия до 180 тыс.бар. в день, вложив в это расширение до 1 млрд. кан. долл.

Компания Syncrude. Ведет разработку части месторождения нефтяных песков Athabaska, на севере Альберты, занимает площадь в 112 тыс. га. В 2002г. производила 229 тыс.бар. синтетической нефти в день. Доля Imperial Oil составляла 57 тыс.бар. в день. Добыча песков производится открытой разработкой. Предусматривается расширение проекта за счет ввода в строй новых месторождений района Аугога и строительства новых мощностей по переработке битума. К 2005г. доля компании в производстве синтетической нефти составит 89 тыс.бар. в день.

Участие компании в проекте Sable Offshore Energy Project дает ей возможность ежегодно продавать 46 млн. куб. футов газа в день и 1,5 тыс.бар. сжиженного газа в день. Сам проект предполагает разработку 6 месторождений на шельфе Новой Шотландии и включает в себя 4 нефтяных платформы, газоперерабатывающий завод, трубопроводы и компрессорные станции. После ввода всего комплекса в строй он будет ежедневно давать 500 млн. куб. футов природного газа и 20 тыс.бар. сжиженного газа.

К основным проектам компании в добычи нефти и газа можно отнести: нефтяное месторождение Norman Wells (100% владения) в Северозападных территориях, в районе реки Макензи, производительностью 25,2 тыс.б/д; нефтяное месторождение West Pembina (15 отдельных нефтяных полей с долей компании от 54 до 100%), 4,2 тыс.б/д; нефтяное месторождение Boundary Lake (54% участия). Британская Колумбия, производительностью 3,8 тыс.б/д; нефтяное месторождение Rainbow Lake (95% участия), Альберта, производительностью 2,9 тыс.б/д; газовое месторождение Murray River (до 60% участия). Британская Колумбия, производительностью 30 млн. куб. футов в день; газовое месторождение Bonnie Glen (82% участия), Альберта, производительностью 107 млн. куб. футов в день; ряд газовых месторождений неглубокого залегания в юго-восточной Альберте и юго-западном Саскачеване (Verger, Tilley, Redcliff, Princess, Coleville), общей производительностью до 47 млн. куб. футов в день; газовое месторождение Voyager (100% участия), Альберта, производительностью 17 млн. куб. футов в день.

Основным газовым проектом компании является проект Mackenzie Gas Project, который предполагает разработку разведанных месторождений природного газа в районе дельты реки Макензи,

расположенных в арктической западной части Канады. На долю компании приходится запасы в объеме 6 трлн. куб. футов природного газа в трех месторождениях.

В 2001г. компания наряду с другими 3 корпорациями и представителями коренных национальностей подписали меморандум о намерениях по реализации проекта строительства газопровода Mackenzie Valley pipeline, протяженностью 1300 км. В 2002г. было разработано ТЭО проекта. Imperial Oil является оператором проекта.

EnCana. Крупнейшая в Северной Америке независимая канадская газонефтяная компания, производящая 2,76 млрд. куб. футов природного газа и 231 тыс.бар. нефти и сжиженного газа ежедневно. Она была образована в 2002г. путем слияния ведущих североамериканских фирм Alberta Energy и PanCanadian Energy. Головной офис расположен в Калгари, Альберта. Акции компании котируются на Торонтской и Нью-йоркской фондовых биржах.

Компаний принадлежат разведанные и подтвержденные запасы газа в 9 трлн. куб. футов природного газа и около 2,5 млрд.бар. сырой нефти и сжиженного газа в Северной Америке и других районах Земли.

EnCana владеет крупнейшей в Северной Америке независимой сетью хранилищ природного газа (145 млрд. куб. футов газа). Ей также принадлежат 17 млн. акров неразработанных месторождений в офшорной зоне Северной Америки.

По данным компании доходы за 2002г. составили 10 млрд. кан. долл., активы — 31,3 млрд. кан. долл. Общая численность сотрудников — 3,6 тыс.чел. Конструктивно компания подразделяется на два сегмента: добывающий и перерабатывающий, включая маркетинг.

В добывающий сектор входят подразделения, специализирующиеся на добыче природного газа, сырой нефти и газоконденсата в офшорной зоне Северной Америки, Эквадоре, центральной части Северного моря, Мексиканского залива. Ближнего Востока, Африки, Австралии и Латинской Америки. К перерабатывающему сектору относятся газовые хранилища, нефтяная и газовая переработка и распределительные сети.

Основными проектами компании являются:

— разведка и разработка месторождения Greater Sierra area, Британская Колумбия, являющегося наиболее крупным разведанным месторождением газа в Западной Канаде за последние 10 лет. Применение компанией нового метода горизонтального бурения с отрицательным дифференциальным давлением, позволило ей в 2002г. добывать до 145 млн. куб. футов газа в день;

— разработка нефтегазовых месторождений на Южных равнинах Альберты Palliser и Suffield, производительностью более 1 млрд. куб. футов газа и 55 тыс.бар. нефти и газоконденсата в день;

— разработка нефтяного месторождения Pelican Lake, производительностью 13,9 тыс.бар. нефти в день. Компания проводит испытания нового метода разработки скважин с использованием впрыска воды. Это позволит утроить дебет скважин;

— разработка месторождения нефтяных песков Foster Creek, являющегося первым и наиболее крупным в мире месторождением, добыча битума на котором осуществляется новым перспективным методом — steam-assisted gravity drainage

(SAGD). Добыча в 2002г. составляла 20 тыс.бар. в день. Началась эксплуатация второго подобного проекта Christina Lake, ежедневная добыча которого составляет 3,3 тыс.бар.;

– разработка газовых месторождений в США: Jonah Field на юго-западе Вайоминга и Mamm Creek field на северо-востоке Колорадо. Добыча газа производится из скважин глубокого залегания и составляет 500 млн. куб. футов в день. Месторождения характеризуются большими запасами и сложными условиями добычи;

– в Эквадоре компания участвует в двух проектах: экспортный нефтепровод Oleoducto de Crudos Pesados (доля EnCana – 31,4%), являющийся крупнейшим инфраструктурным объектом Эквадора с пропускной способностью 450 тыс.б/д; эксплуатация месторождения тяжелой нефти Oriente Basin, производительность 51 тыс.б/д.

В 2003г. основной акцент в деятельности компании будет сделан на увеличение добычи природного газа и нефти в Северной Америке и Эквадоре, расширение газохранилищ в Северной Америке при наращивании проведения геологоразведочных работ в Северном море и Мексиканском заливе. Объем производства газа намечается увеличить на 30%, а нефти и газоконденсата – на 26%.

PetroCanada. Занимает второе место в стране по производству нефтепродуктов и их продаже через 2 тыс. розничных пунктов.

Головной офис расположен в Калгари, Альберта. По данным компании доходы за 2002г. составили 9,9 млрд. кан. долл., активы – 13,4 млрд. кан. долл. Общая численность сотрудников – 4,4 тыс.чел. Основной акционер -привительство Канады (19%). Акции компании котируются на Торонтской и Нью-йоркской фондовых биржах.

Функционально компания оперирует следующими сегментами бизнеса: разведка и разработка офшорных месторождений сырой нефти на восточном побережье Канады; добыча природного газа и разработка месторождений нефтяных песков в Западной Канаде; разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений за границей; нефтепереработка и продажа нефтепродуктов.

Компания занимает ведущие позиции в стране по разведке и эксплуатации нефтяных месторождений на восточном побережье. Она имеет блокирующий пакет акций (34%) в проекте освоения нефтяного месторождения Terra Nova. Ей принадлежит 20% пакет акций месторождения Hibernia и 27,5% месторождения White Rose.

Месторождение Terra Nova, Ньюфаундленд, мощностью до 400 млн.бар. сырой нефти, открытое в 1984г., является вторым по запасам нефти в офшорной зоне восточного побережья Канады и первым в Северной Америке по использованию специального судна для хранения на нем и отгрузки с него в танкера добытой нефти (FPSO).

Основными владельцами месторождения помимо компании PetroCanada являются: Exxon Mobil Canada Properties (22%), Norsk Hydro Canada Oil & Gas (15%), Husky Energy Operations (12%), Murphy Oil Company (12%).

На месторождении, запущенном в эксплуатацию в янв. 2002г., среднесуточная добыча составляла 105,4 тыс.бар. при средних операционных расходах в 4,25 кан. долл. за бар. В 2003г. планируется довести эти расходы до 2,7 кан. долл. за бар.

Другим нефтяным офшорным месторождением является Хиберния, расположенное рядом с Ньюфаундлендом, с запасами, оцениваемыми в 610-620 млн. бар. сырой нефти. Добыча осуществляется с бетонной буровой платформы, сконструированной для противостояния ледовым условиям и имеющей подводное хранилище нефти емкостью до 1,3 млн. бар. Добываемая нефть перегружается в танкера.

Добыча нефти на месторождении Hibernia, Ньюфаундленд, в 2002г. составила 180,5 тыс.б/д. Операционные расходы составили – 2,16 кан. долл. за бар.

В 2002г. было положено начало осуществлению проекта White Rose, который предполагает освоение месторождения White Rose oil Held, Ньюфаундленд, мощностью 300-400 млн.бар. сырой нефти, строительство специального судна с емкостями по хранению нефти до 100 тыс.бар. в день, и подводную трубопроводную систему. Проект предполагает добычу 200-250 млн.бар. сырой нефти. Стоимость проекта оценивается в 2,3 млрд. кан. долл. Первая нефть ожидается в 2005г.

PetroCanada – признанный лидер в добычи нефти на месторождениях нефтяных песков в Athabasca, которые включают проекты освоения MacKay River development и Meadow Creek с использованием современного метода добычи (SAGD), который предполагает нанесение наименьшего вреда окружающей среде и экономически наиболее эффективен. Нефтеперерабатывающий завод компании, расположенный в Эдмонтоне, позволяет перерабатывать до 130 тыс.бар. битума в день.

В сент. 2002г. начался процесс закачки пара в скважины проекта «MacKay River development», а уже в нояб. была получена первая нефть из 25 пробуренных скважин. Декабрьский уровень добычи составлял 9,4 тыс.бар. в день. До конца 2003г. планируется довести уровень добычи до 30 тыс.бар. в день.

Компания также имеет 12% долю участия в разработке проекта нефтяных песков фирмы Syncrude, являющейся крупнейшим мировым разработчиком месторождений нефтяных песков глубокого залегания. Доля компании в добыче 2002г. составляла 27,5 тыс.бар. в день. В планах компании довести долю в добыче к 2005г. до 43 тыс.бар. в день.

Ежедневная добыча 722 млн. куб. футов природного газа в 2002г. вывела компанию на первое место среди его производителей в Западной Канаде. К основным районам добычи относятся: подножия гор и юго-восточная часть Альберты и северо-восток Британской Колумбии. К перспективным для разработки районам относятся месторождения дельты реки Макензи, Северо-западные территории, офшорные зоны Новой Шотландии и Аляска.

Основной акцент за границей компания делает на приобретение долей участия в разведке, разработке нефтегазовых месторождений в Северо-западной Европе, Северной Африке и северной части Латинской Америки.

В 2002г. PetroCanada приобрела акции европейской нефтегазовой фирмы Veba Oil & Gas. Ведутся разведывательные работы на месторождении Clapham в Северном море, офшорной зоне Нидерландов, месторождении La Ceiba в Венесуэле и начата добыча газа в Тринидаде.

Компания владеет и управляет нефтеперегонными заводами в Эдмонтоне, Монреале и Оквилле, что позволяет ей производить широкий спектр нефте-

продуктов, включающий разные сорта бензина, дизельного топлива, авиационного топлива, мазута, асфальта, смазочных масел и др. продукции. Она также имеет обширную национальную сеть оптовой и розничной торговли с более чем 2000 пунктов. Современные технологии производства смазочных масел и специальных смесей и жидкостей на их основе служат базой для широкого развития экспорта этой продукции (350 видов) в 60 стран.

Shell Canada — одна из крупнейших нефтегазовых компаний в Канаде. Она является основным производителем природного газа, сжиженного природного газа и битума, а также крупнейшим в стране производителем серы. Компания осуществляет геологоразведку и разработку месторождений нефти и природного газа на Северо-Западных Территориях, в Западной Канаде и на шельфовой зоне вблизи побережья провинции Новая Шотландия. Она также является лидером в стране по производству, распределению и продаже очищенной нефтегазовой продукции.

В 2002г. компания заявила о доходах в 7,2 млрд. кан. долл., при этом ее активы оцениваются в 9,3 млрд. кан. долл. В компании работает 3800 человек. Головной офис расположен в Калгари, Альберта, а ее представительства располагаются по всей стране.

Shell Canada является канадской компанией, владение которой поделено между ее акционерами (22%) и компанией Shell Investment (78%), которая в свою очередь принадлежит Shell Petroleum, Нидерланды, 60% которой принадлежат Royal Dutch Petroleum, а 40% — британской Shell.

Основным проектом, которому Shell Canada уделяет наибольшее внимание, является проект на нефтяных песках Athabasca.

Проект включает в себя: строительство шахты на месторождении Muskeg River, в 75 км. севернее от Форт МакМюррей, Альберта; нефтеперерабатывающее предприятие Scotford Upgrader, расположенное севернее Форт Саскачеван, Альберта.

На месторождении, которое вступило в строй в конце 2002г., добывается 155 тыс.бар. битума в день. Добыча нефти на месторождении будет осуществляться в течение 30 лет, его запасы оцениваются в 1,65 млрд. бар. битума.

Перерабатывающее предприятие Scotford Upgrader будет построено и введено в строй в начале 2003г. на основе существующего очистительного производства с использованием новейших технологий для переработки добываемого на месторождении битума в высококачественную синтетическую нефть, начало производства которой намечено на конец первого квартала 2003г.

Shell Canada владеет четырьмя производствами по переработке природного газа в регионе Футхилла, Альберта. Компании также принадлежит месторождение на нефтяных песках Peace River In-situ oil sands, где ежедневная добыча в 2002г. составила 12 тыс.бар. битума. В 2003г. планируется пробурить дополнительно несколько скважин и довести добычу битума до 16 тыс.бар. в день.

Компания владеет 31,3% акций в газодобывающем проекте Sable Offshore Energy Project, расположенном в офшорной зоне вдоль восточного побережья Новой Шотландии, где добывается природный газ и газоконденсат. В 2002г. его производительность составляла 158 млн. куб. футов в день. Проект предполагает разработку 3 офшорных ме-

сторождений природного газа: Alma, South Venture и Glenelg и строительство компрессорных мощностей и рассчитан на ввод в эксплуатацию к 2006г.

Компания ведет интенсивные изыскания углеводородного сырья, как на шельфе, так и на глубоководных месторождениях Новой Шотландии. Она имеет доли участия в лицензиях на производство геологоразведки.

Shell Canada имеет нефтегазоперерабатывающие предприятия по всей стране, на которых сырая нефть перерабатывается в бензин, дизельное топливо, авиационное топливо, растворители, смазочные материалы, асфальт. Компания имеет разветвленную сеть из 1838 автозаправочных станций с продуктовыми магазинами и автомойками.

Husky Energy. Занимает 2 по производству и 3 место по принадлежащим компании запасам нефти и газа в Канаде. Ее интересы сосредоточены на проектах на Западе Канады, на шельфовой зоне Атлантического побережья Канады, а также в Южно-Китайском море. Головной офис компании расположен в г.Калгари (Альберта). Компания обеспечивает работой 2595 чел. Доходы компании в 2002г. составили 6,3 млрд. кан. долл. Принадлежащие ей активы оцениваются в 10,6 млрд. кан. долл. Основной акционер — U.F. Investments Барбадос (35%)

Компания — крупнейший владелец лицензий на разработку месторождений на нефтяных полях на шельфовой зоне о-ва Ньюфаундленд. Она владеет 13 лицензиями на разведку, 7 лицензиями на разработку и 1 лицензией на производство. Husky Energy участвует в крупнейших проектах в этом регионе: Terra Nova с долевым участием компании в 12,51% и White Rose (72,5%).

Husky Energy является основным производителем тяжелой нефти в провинциях Альберта и Саскачеван. Позиции компании значительно возросли после строительства 1900-километровой системы трубопроводов, которой она управляет.

Компания также владеет асфальтовым заводом в Ллойдминстере, нефтеперегонным заводом в Принс Георг, торговой сетью из 575 точек по продаже бензина и асфальта по всей Канаде и США. В Ллойдминстере также расположен НПЗ по переработке 77 тыс.бар. тяжелой нефти в день.

Компания имеет интерес к энергетическим объектам на озере Рейнбоу и в г.Меридиан. Компании принадлежит 7,5 млн. акров неразработанных земель в Западной Канаде. Husky Energy — не только нефтегазодобывающая компания. Ей принадлежат 580 автозаправочных станций, также она осуществляет оптовую торговлю дизельным топливом и асфальтом как внутри Канады, так и в США.

Обзор прессы

НЕФТЬ И ГАЗ

— Министр финансов Канады Р.Гудэйл объявил о решении правительства продать государственную долю акций компании Petro-Canada, которая составляет 19% и оценивается в 2,8 млрд. кан. долл.

Petro-Canada является третьей по величине нефтяной компанией в Канаде. По мнению руководства компании, продажа акций государства значительно улучшит имидж компании для иностранных инвесторов, особенно из США, и позволит ускорить темпы ее развития. Возможно, компания сама полностью или частично выкупит у государства акции. Financial Post, 2.042004г.

— Монреальская компания SNC-Lavalin, один из мировых лидеров в области проектирования и промышленного строительства, получила контракт стоимостью 28 млн. ам. долл. от компании Alaska Pipeline Service. В соответствии с контрактом SNC-Lavalin произведет модернизацию насосных станций 1300-километрового Транс-Аляскинского нефтепровода от Прадхо-Бэй на севере Аляски до порта Валдиз на юге полуострова. Financial Post, 8.04.2004г.

— Исполнительный директор C.D. Howe Institute Джек Минтц полагает, что правительство должно включить в торговое соглашение с США континентальный энергетический пакт, основной идеей которого является создание «игрового поля» для инвесторов Канады, США и Мексики. Это, по мнению Минтца, послужит формированию предпосылок для наиболее дешевого и эффективного пути использования энергетических ресурсов на континенте, а также решению проблем обеспеченности бесперебойными поставками нефти и газа. Дэвид Макиннис, президент Канадской ассоциации трубопроводного транспорта, считает, что более тесная кооперация между Вашингтоном и Оттавой могла бы содействовать строительству новой инфраструктуры для энергетического сектора. Он отметил, что существующие в настоящее время различия в американском и канадском налоговом законодательстве и законодательстве, регулирующем вопросы защиты окружающей среды, препятствуют реализации проектов по строительству трубопроводов через границу государств. The Financial Post, 17.03.2004г.

— Благоприятная ценовая конъюнктура и рост добычи нефти позволили канадской компании PetroKazakhstan (г.Калгари, Альберта), оперирующей в Казахстане, удвоить прибыль в предыдущем квартале и объявить о выплате, начиная с мая 2004г., квартальных дивидендов своим акционерам в 15 центов за акцию. Исполнительный директор компании Бернар Изаутье считает, что, поскольку его компания является компанией «голубых фишек», выплата дивидендов должна проводиться на регулярной основе. Отнесение компании к категории «голубых фишек» вызвало ряд комментариев. Финансовый менеджер из Leith Wheeler Investment Counsel (Ванкувер) отметил, что компания не станет реально компанией «голубых фишек», «пока страна (Казахстан), в которой существуют политические риски, не станет страной «голубых фишек».

Канадские нефтяные компании, в отличие от американских, обычно вкладывают прибыль в разработку месторождений. Однако в последнее время нефтяной бум позволил нарушить подобную практику. О выплате дивидендов акционерам объявили и другие крупные интегрированные (заняты добычей и очисткой нефти) канадские компании: Shell Canada, Imperial Oil, Petro-Canada, Suncor, Talisman, EnCanada, Canadian Natural Resources. The Calgary Herald, 5.03.2004г.

— Канадская провинция Альберта, крупнейший производитель нефти и газа в Канаде, с 1 марта 2004г. отменяет налог (1,5 кан. центов/литр) на заправку международных рейсов двух крупнейших канадских авиаперевозчиков (Air Canada и WestJet Airlines) в аэропортах Эдмонта и Калгари. Это приведет к ежегодному уменьшению доходной части бюджета пров. на 3 млн. кан.долл.

По заявлению руководства провинции, эта мера направлена, прежде всего, на повышение конкурентоспособности этих двух международных провинциальных аэропортов, и выведет их на один уровень с такими известными центрами, как Сиэтл и Ванкувер.

Помимо Альберты этот налог также не действует в трех других канадских провинциях (Квебек, Нью-Брансуик и Ньюфаундленд). В большинстве штатов США международные рейсы местных авиакомпаний или освобождены от уплаты этого налога, или имеют право на его компенсацию.

Компания Air Canada, осуществляющая 62 международных рейса в неделю из Альберты, давно поднимала вопрос об отмене этого несправедливого, по ее мнению, налога.

WestJet Airlines идет еще дальше и ставит вопрос об отмене налога на заправку и на внутренние рейсы. Самые большие сборы в Канаде установлены в пров. Саскачеван, где этот налог равен 3,5 кан. цента/литр топлива. Financial Post, 14.02.2004г.

— Министр по охране окружающей среды Канады Д.Андерсон (David Anderson) не исключил введения дополнительного налога на нефтепродукты в ближайшее время. По его словам, эта мера направлена на перераспределение налогового бремени среди населения страны и имеет своей целью выполнение Канадой заявленных обязательств по Киотскому протоколу (снижение выброса парниковых газов на 20%).

Введение нового налога на нефтепродукты позволит федеральным властям снизить подоходный налог и одновременно заставить потребителей нефтепродуктов более рационально подойти к их использованию, что приведет к уменьшению их сжигания и выбросу парниковых газов в атмосферу.

Эта предполагаемая мера по-разному воспринимается в стране. Одни считают, что ее введение приведет к снижению инвестиционной и деловой активности, другие полагают, что если увеличение налогов на нефтепродукты затронет только часть населения, а уменьшение подоходного налога распространится на всех, то это, несомненно, будет воспринято большей частью населения с энтузиазмом. The Ottawa Citizen, 17.02.2004г.

Китай

Внешняя торговля-2004

Внешнеторговый оборот Китая в янв. 2004г. составил 71,4 млрд.долл. (+17,5%), в т.ч. экспорт — 35,7 млрд.долл. (+19,8%), импорт — 35,7 млрд.долл. (+15,2%), Отрицательное сальдо внешней торговли снизилось и составило 24 млн. 406 тыс.долл.

Крупными внешнеторговыми партнерами КНР были страны Азии, на которые приходилось 56,1% всего объема внешней торговли, или 40,05 млрд.долл. (+14%). Далее идут страны Европы — 13,81 млрд.долл. (+17,2%), Северной Америки — 11,98 млрд.долл. (+24,5%), страны Латинской Америки — 2,25 млрд.долл. (+32,3%), СНГ — 1,86 млрд.долл. (+20,7%), Африки — 1,85 млрд.долл. (+30,1%).

Среди 10 крупнейших внешнеторговых партнеров КНР наибольшие объемы торговли достигнуты: с США — 10,96 млрд.долл. (+23,6%), Японией — 10,04 млрд.долл. (+9,2%), Гонконгом — 6 млрд.долл. (-3,2%), Республикой Корея — 5,69 млрд.долл. (+25,5%), Тайванем — 4,98 млрд.долл. (+12,2%), Германией — 3,56 млрд.долл. (+9,4%), Малайзией —

1,66 млрд.долл. (+9%), Сингапуром — 1,61 млрд.долл. (+15,4%), Голландией — 1,303 млрд.долл. (+26,2%), Россией — 1,301 млрд.долл. (+20,7%), Великобританией — 1,23 млрд.долл. (+26,4%).

В рамках международных региональных организаций торговля Китая составила: со странами АТЭС — 50,69 млрд.долл. (+15,3%), или 70,9% всего объема внешней торговли КНР, на страны ЕС — 10,89 млрд.долл. (+17,9%), или 15,2%, АСЕАН — 6,41 млрд.долл. (+15,4%), или 8,9% внешнеторгового оборота за 2003г.

Товарная структура внешней торговли Китая в янв. 2004г. не претерпела серьезных изменений. В совокупном экспорте удельный вес поставок электротехнической продукции равнялся 53,1% и составил 18,96 млрд.долл. (+27,9%). Стабильно росли поставки традиционных товаров китайского экспорта. Китай экспортировал одежды на 4,21 млрд.долл. (+12,4%), текстильной пряжи, нитей и вязаных изделий — на 2,17 млрд.долл. (+16,9%).

В структуре импорта Китая 77,8% пришлось на готовую промпродукцию. Наиболее быстрыми темпами росли поставки сырья и продукции первичной степени переработки. Китай импортировал продукции первичной переработки на 7,9 млрд.долл. (+38,5%), в т.ч. глинозема — 430 тыс.т. (+45,7%), сырой нефти — 10,3 млн.т. (+23,1%), нефтепродуктов — 2,45 млн.т. (+1,5%), железных руд — 12,9 млн.т. (+12,3%), марганцевых руд — 370 тыс.т. (+77,2%), оловянных руд — 210 тыс.т. (+99,1%), целлюлозы — 680 тыс.т. (+16,2%), соевых бобов — 1,98 млн.т. (+53,1%), пшеницы — 40 тыс.т. (+15,6%), хлопка — 180 тыс.т. (+118,25), рыбной муки — 54,87 тыс.т. (+393,4%). Снизился импорт сжиженного газа — до 460 тыс.т. (-27,6%), угля — до 1,1 млн.т. (-28,25), каустической соды — до 9,83 тыс.т. (-62,3%), круглого леса — до 1,99 млн.куб.м. (-5,9%), пиловочника — до 373,44 тыс.куб.м. (-12,8%), прессованной древесины — до 50 тыс.куб.м. (-28,9%), удобрений — до 780 тыс.т. (-22,6%), в т.ч. хлорида калия — до 20 тыс.т. (65,6%).

Импорт готовой промышленной продукции составил 27,83 млрд.долл. (+21,4%), в т.ч. машинотехнического оборудования — 15,5 млрд.долл. (+29,8%); металлопродукции — 3,25 млн.т. (+8,9%), автомобилей — 15,77 тыс.шт. (+3,1%), в т.ч. легковых автомобилей — 10,04 тыс.шт. (+19,4%).

По данным минкоммерции КНР, в янв. 2004г. численность вновь зарегистрированных предприятий с участием иностранного капитала в Китае составила 2940, что на 12,21% меньше относительно сопоставимого периода в 2003г. Сумма контрактных инвестиций в янв. 2004г. составила 10,2 млрд.долл. (+10,38%), сумма фактически привлеченных прямых иноинвестиций — 4,08 млрд.долл. (+13,62%).

Всего на начало фев. 2004г. в Китае (с 1978г.) зарегистрировано 468217 предприятий с участием иностранного капитала, сумма контрактных инвестиций составила 953,33 млрд.долл., фактически привлечено 505,55 млрд.долл.

Внешняя торговля-2003

Внешнеторговый оборот Китая за 2003г. составил 851 млрд.долл. (+37,1%), в т.ч. экспорт — 438 млрд.долл. (+34,6%), импорт — 295 млрд.долл. (+21,2%). Положительное сальдо внешней торговли снизилось (-16,1%) по сравнению с предыдущим годом и составило 25 млрд.долл.

Наиболее крупными внешнеторговыми партнерами КНР были страны Азии, на которые приходилось 58,2% всего объема внешней торговли, или 495,54 млрд.долл. (+36,5%). Далее идут страны Европы — 158,02 млрд.долл. (+43,3%), Северной Америки — 136,39 млрд.долл. (+29,7%), страны Латинской Америки — 26,81 млрд.долл. (+50,4%), СНГ — 22,42 млрд.долл. (+41,7%), Африки — 18,55 млрд.долл. (+49,7%).

Среди 10 крупнейших внешнеторговых партнеров КНР **наибольшие объемы торговли достигнуты: с Японией — 133,57 млрд.долл. (+31,1%), США — 126,33 млрд.долл. (+30%), Гонконгом — 87,41 млрд.долл. (+26,3%), Республикой Корея — 63,23 млрд.долл. (+43,4%), Тайванем — 58,37 млрд.долл. (+30,7%), Германией — 41,88 млрд.долл. (+50,7%), Малайзией — 20,13 млрд.долл. (+41%), Сингапуром — 19,35 млрд.долл. (+37,9%), Россией — 15,76 млрд.долл. (+32,1%), Великобританией — 14,39 млрд.долл. (+26,3%).**

В рамках международных региональных организаций торговля Китая составила: со странами АТЭС — 621,79 млрд.долл. (+33,7%), или 75,3% всего объема внешней торговли КНР, ЕС — 125,22 млрд.долл. (+44,4%), или 15,2%, АСЕАН — 78,25 млрд.долл. (+42,8%), или 9,5% внешнеторгового оборота за 2003г.

Товарная структура внешней торговли Китая в 2003г. не претерпела серьезных изменений. В совокупном экспорте удельный вес поставок электротехнической продукции равнялся 51,9% и в стоимостном выражении составил 227,5 млрд.долл. (+44,8%). Стабильно росли поставки традиционных товаров китайского экспорта. **Китай экспортировал одежды на 51,92 млрд.долл. (+26,1%), текстильной пряжи, нитей и вязаных изделий — на 26,93 млрд.долл. (+30,8%).**

В структуре импорта Китая более 80% пришлось на готовую промпродукцию. Наиболее быстрыми темпами росли поставки сырья-продукции с низкой степенью переработки. Китай импортировал продукции первичной переработки на 72,8 млрд.долл. (+47,7%), в т.ч. кокса — 150 млн.т. (+32,9%), сырой нефти — 91,1 млн.т. (+31,3%), нефтепродуктов — 28,2 млн.т. (+38,8%), соевых бобов — 20,74 млн.т. (+83,3%). Импорт готовой промышленной продукции составил 340,05 млрд.долл. (+38,3%), в т.ч. машинотехнического оборудования — 71,5 млрд.долл. (+37,1%); металлопродукции — 37,17 млн.т. (+51,8%), автомобилей — 172 тыс.шт. (+35,3%).

Главным торговым партнером Китая в течение десяти лет остается Япония. В 2003г. после некоторого замедления темпы роста товарооборота двух стран вновь ускорились. Если в 2002г. прирост двустороннего товарооборота составил 16,2%, то в 2003г. торговый обмен вырос на 31,1%. Китайский экспорт в эту страну увеличился на 22,7% и достиг 59,4 млрд. долларов, а импорт из Японии вырос на 38,7% и составил 74,2 млрд. долларов. На долю Японии в 2003г. пришлось 15,7% общего объема внешней торговли Китая.

Согласно данным китайской таможенной статистики, в товарной номенклатуре китайского экспорта в Японию в 2003г. доминировали группы электрические машины и оборудование (19,6 млрд.долл., прирост 39%), а также ткани и изделия из них (14,5 млрд.долл., рост на 13,3%) на которые соответственно пришлось 40% и 24,4% всего экспорта КНР в Японию.

В импорте КНР из Японии в 2003г. преобладающей группой товаров были электрические машины и оборудование. На их долю в общей сумме импорта пришлось 54% всего импорта из Японии, или 40,1 млрд.долл. с приростом на 43,7%. На втором и третьем местах по объему импорта из Японии были группы черные и цветные металлы (7,3 млрд.долл., +23,7%), а также химические товары (пластмассы, органические соединения, химические волокна), на которые пришлось 5,4 млрд.долл. с приростом на 35%.

К особенностям китайско-японского торгово-экономического сотрудничества в 2003г. относилось значительное увеличение японского импорта в КНР. По мнению китайских специалистов, это явилось следствием некоторого оздоровления японской экономики и усиления тенденции к переводу производственных мощностей крупных корпораций этой страны в Китай. Проблемы в двустороннем торговом сотрудничестве в 2003г. были связаны с угрозой Японии ограничить за счет введения импортных квот ввоз дешевых китайских товаров, а также с остающимися в силе японскими ограничениями на предоставление Китаю новейших образцов техники и технологий.

В 2003г. **товарооборот между Китаем и США вновь вырос и составил 126,3 млрд.долл.**, увеличившись на 30% по сравнению с предг. Китайский экспорт в США, составивший 92,5 млрд.долл., увеличился на 32,1%. Импорт КНР составил 33,9 млрд.долл., увеличившись на – 24,6%. На долю США в 2003г. пришлось около 14,8% общего объема внешней торговли Китая. Данный показатель практически не претерпел изменений.

В экспорте КНР в США основными товарами были электрические машины и оборудование, доля которых составила 42,6% в общем объеме вывоза Китая в США или 39,4 млрд.долл., увеличившись на 50,4%. Следующей по значимости группой были товары народного потребления (12 млрд.долл., +14,3%), переместившиеся в товарной номенклатуре на две позиции выше.

В импорте Китая из США в 2003г. основными товарами были электрические машины и оборудование, на долю которых пришлось 33,6% или 11,4 млрд.долл. и химические изделия (4,4 млрд.долл., +29,4%).

Наблюдавшееся довольно значительное увеличение прироста товарооборота двух стран (в 2002г. товарооборот увеличился на 20,8%), по мнению китайских экономистов, связано с преодолением американской экономикой определенных трудностей, которые она испытывала в прошедшем году. Основные проблемы в китайско-американских торгово-экономических отношениях связаны с тем, что у китайской стороны продолжало увеличиваться и без того значительное положительное сальдо, которое составило 58,6 млрд.долл., мерами правительства США, препятствующими широкому проникновению дешевых китайских товаров, на американский рынок, а также ограничениями, налагаемыми администрацией США, на предоставление Китаю передовых американских технологий.

На третьем месте среди основных китайских торговых партнеров в 2003г. по-прежнему был Гонконг. Объемы двусторонней торговли оставались значительными, достигнув 87,4 млрд.долл. с приростом на 56%. Китайский импорт из этой страны вырос на 10,4%, и составил 11,1 млрд. Эк-

спорт составил 76,3 млрд.долл., увеличившись на 30,4%. Основную долю в китайском экспорте в Гонконг по-прежнему занимали товары китайского реэкспорта в другие страны.

В 2003г. на четвертое место, опередив Тайвань, вышла Республика Корея. Товарооборот между КНР и РК достиг уровня 63,2 млрд.долл. Импорт Китая составил 43,1 млрд.долл., экспорт – 20,1 млрд.долл. Основную долю в китайском импорте занимали электрические машины и оборудование (18,1 млрд.долл.), а также оптические приборы и медицинское оборудование (4,7 млрд.долл.).

В торговле между КНР и Тайванем также наблюдался ощутимый рост. Товарооборот между ними составил 58,4 млрд.долл., увеличившись на 30,7%. При этом китайский экспорт увеличился на 36,4% и составил 9 млрд.долл., а импорт с Тайваня вырос на 29,7%, составив 49,4 млрд.долл.

В 2003г. Китай продолжал активно развивать экономическое сотрудничество с региональными организациями. Развитие связей с Европейским Союзом рассматривается Китаем как перспективный источник получения инвестиций и новых технологий. По данным таможенной статистики КНР, общий объем внешнеторгового оборота КНР со странами ЕС в 2003г. составил 125,2 млрд.долл. (+44,4%). ЕС продолжал оставаться вторым по величине после Японии экспортером продукции на китайский рынок. **По импорту продукции из Китая страны ЕС в сумме занимают третье место после США и Гонконга.**

Среди стран ЕС первое место по объему двустороннего товарооборота в 2003г. заняла Германия – 41,9 млрд.долл. (увеличение по сравнению с прошлым годом на 50,7%). Другие страны имели следующие показатели: Великобритания – 14,4 млрд.долл. (+26,3%), Нидерланды – 15,4 млрд.долл. (+44,6%), Франция – 13,4 млрд.долл. (+60,9%), Италия – 11,7 млрд.долл. (+28,3%), Бельгия – 6,7 млрд.долл. (+36,8%), Испания – 5,2 млрд.долл. (+51%), Швеция – 4,2 млрд.долл. (+54,3%), Финляндия – 3,5 млрд.долл. (+29,8%), Дания – 2,5 млрд.долл. (+58,2%), Ирландия – 2,3 млрд.долл. (+60,5%), Австрия – 1,8 млрд.долл. (+29,4%), Греция – 1,2 млрд.долл. (+51%), Португалия – 0,6 млрд.долл. (+56,7%), Люксембург – 0,4 млрд.долл. (+321,6%).

По данным минкоммерции КНР на начало 2004г., за рубежом действуют 7360 предприятий с китайскими контрактными инвестициями на 11,2 млрд.долл. В 2003г. учреждены 510 предприятий с китайскими контрактными инвестициями 2,087 млрд.долл. (увеличение на 45,7% и 112,3% соответственно). Средний объем китайский инвестиций в один зарубежный проект за 2003г. составил 4 млн.долл.

В 2003г. китайскими компаниями выполнены за границей. подрядно-строительные работы на 13,84 млрд.долл. (+23,6%), китайский экспорт в рамках выполнения подрядно-строительных обязательств составил 734 млн.долл. (+28,3%). Подписаны новые контракты на 17,67 млрд.долл. (+17,4%). За 2003г. оказано трудовых услуг за рубежом на 3,309 млрд.долл. (+7,7%), подписаны новые контракты на 3,087 млрд.долл. (+12,2%), за границу направлены 210 тыс.чел. **Всего за рубежом работают 525 тыс. граждан КНР (+35 тыс.чел.).**

На начало 2004г., в Китае действуют 465277 предприятий с иноинвестициями (ПИИ) с общим объемом контрактных зарубежных инвестиций

943,13 млрд.долл., фактически привлеченные иноинвестиции – 501,471 млрд.долл. В 2003г. в КНР зарегистрированы 41081 ПИИ (+20,22%) с общим объемом зарубежных контрактных инвестиций 115,070 млрд.долл. (+39,03%), фактические иностранные инвестиции – 53,505 млрд.долл. (+1,44%).

При оценке причин снижения темпов роста зарубежных инвестиций в КНР также необходимо учитывать фактор общемирового спада активности в сфере зарубежных прямых инвестиций (FDI). По данным ООН, общемировой объем FDI в 2002г. составил только 651,2 млрд.долл. (в 2000г. – 1400 млрд.долл.), в т.ч. в Китае – 8,1%. Данная общемировая тенденция сохранялась и в 2003г.

По объемам фактических инвестиций в КНР в 2003г. в первую десятку стран вошли: Гонконг, Виргинские острова, Япония, Южная Корея, США, Тайвань, Сингапур, Западное Самоа, Каймановы острова, ФРГ.

Российский экспорт-2004

По данным ГТК КНР, в янв.-фев. 2004г. объем товарооборота России с КНР составил 2 млрд. 710,76 млн.долл. (прирост 35,4% относительно сопоставимого периода 2003г., или 1,84% всего товарооборота Китая за янв.-фев. 2004г.), в т.ч. экспорт в КНР – 1683,64 млн.долл. (прирост 24,1%) и импорт из КНР – 1027,12 млн.долл. (прирост 59,2%). Положительное сальдо России – 656,52 млн.долл. (снижение на 7,5% относительно сопоставимого периода 2003г.).

Российско-китайский товарооборот в 2003-04гг., в млн.долл.

	Товарооборот			Эксп. РФ в КНР			Имп. РФ из КНР		
	2003	2002	+-%	2003	2002	+-%	2003	2002	+-%
янв.	1081,4	704,8	+53,4	718,7	503,5	+42,7	362,6	201,3	+80,2
фев.	923,9	757,3	+22,0	638,3	569,0	+12,2	285,6	188,3	+51,7
март.	1253,9	971,0	+29,1	822,1	716,3	+14,8	431,8	254,8	+69,5
I кв.	3258,8	2433,3	+33,9	2179,2	1788,9	+21,8	1079,6	644,4	+67,5
апр.	1254,7	1029,2	+21,6	864,2	776,1	+10,9	390,5	253,05	+54,3
май.	1086,7	1110,9	-2,2	796,6	904,1	-11,9	290,1	206,77	+40,3
июнь.	1205,24	879,29	+37,6	864,37	677,99	+27,5	340,87	201,3	+69,3
II кв.	3546,64	3019,39	+17,5	2525,17	2358,19	+7,1	1021,47	661,12	+54,5
июль.	1317,25	1166,74	+12,9	867,32	822,48	+5,5	449,94	344,26	+30,7
авг.	1391,32	1019,31	+36,5	875,26	674,62	+29,7	546,06	344,69	+58,4
сент.	1716,03	1234,52	+39,0	987,67	796,09	+24,1	728,36	438,43	+66,1
III кв.	4424,6	3402,57	+30,0	2730,25	2293,19	+19,1	1724,36	1127,38	+52,9
окт.	1567,92	968,78	+61,8	761,65	571,05	+33,4	806,27	397,73	+102,7
нояб.	1507,25	1026,19	+46,8	768,34	659,47	+16,5	738,87	366,72	+101,5
дек.	1460,47	1059,0	+37,9	793,26	734,7	+7,9	667,21	324,29	+105,7
IV кв.	4535,64	3053,97	+48,5	2323,25	1965,22	+18,2	2212,35	1088,74	+103,2
За 2003 ..	15760,62	11927,46	+32,1	9726,07	8406,83	+15,7	6034,55	3520,63	+71,4
	2004г.	2003г.		2004г.	2003г.		2004г.	2003г.	
янв.	1300,97	1081,4	+20,3	801,97	718,7	+11,5	499,49	362,6	+37,8
фев.	1409,79	923,9	+52,6	882,17	638,34	+38,2	527,62	285,6	+84,7

По итогам янв. 2004г. на 1 месте в российском экспорте оставались поставки «минерального топлива, нефти и нефтепродуктов», что составило 23,8% всего российского экспорта.

Наиболее крупной статьёй экспорта по этой группе стали поставки сырой нефти – в физических объемах увеличились на 68,6% (или 469,51 тыс.т.), в стоимостных показателях – на 85,8% (103,43 млн.долл., или 12,8% всего российского экспорта). Однако это все же было на 41,2% меньше относительно объемов поставок, осуществленных в дек. 2003г. (798,47 тыс.т.) на 171,82 млн.долл. (-39,8%).

В янв. 2004г. (относительно янв. 2003г.) продолжалось сокращение поставок по товарной группе «машины и оборудование» – на 47%: в большей степени это затронуло товарную позицию «энергетическое оборудование», поставки которых уменьшились на 56,7%, и «летательные аппараты» (-48,4%).

В структуре российского экспорта «машины и оборудование» переместились с третьего на пятое место. Впервые (с янв. 2003г.) рост поставок российской «древесины и изделий из нее» в янв. 2004г. в стоимостном выражении (+23,3%) превалировал над ростом их объемов в физическом выражении (-38,5%).

Среди «органических химических соединений» сохраняется высокая динамика роста «стирола» – при росте физических объемов на 19,4% поставлено на 2,25 млн.долл. (+27,1%), поставок «Бутан-1-ола» (спирт n-бутиловый) – экспортировано товара на 7,38 млн.долл. (+18,4%), хотя физобъемы поставок увеличились на 35,7% (до 13,15 тыс.т.); экспорт «прочих бутанолов» составили 7,09 тыс.т. (+32,7%) на 3,83 млн.долл. (+36%).

Наиболее быстро увеличиваться экспорт «дифенилпропана и его солей» – до 6,12 тыс.т. (+264,2%) на 5,78 млн.долл. (+306,3%). Вновь наметилась тенденция увеличения физических объемов экспорта «капролактама» (в стоимостном выражении до 13,7 млн.долл., т.е. на 172% при росте физических объемов на 161,2% (или до 12,12 тыс.т.).

Уменьшился объем поставок по группе товаров «пластмассы и изделия из них», где по товарной позиции «полиэтилен с удельным весом менее 0,94» экспортировано 12,39 тыс.т. (-39,5%) на 10,22 млн.долл. (-18,1%). Сократился объем экспорта «полиэтилена с удельным весом более 0,94», который составил 8,15 тыс.т. (-27,8%) или 6,27 млн.долл. (-3,4%). При сокращении физических объемов поставок поливинилхлорида (ПВХ) до 22,28 тыс.т. (-10,6%) их поставлено на 16,73 млн.долл. (+17,1%). За янв. 2003г. в экспорте основных видов «каучука» произошло уменьшение поставок по всем видам «бутадиен-стирольного каучука» – до 6,43 тыс.т. (-53,6%) или 4,85 млн.долл. (-54,3%).

В товарной группе «удобрения» продолжается тенденция уменьшения и физических, и стоимостных объемов поставок. Стабильно увеличивались поставки лишь «сульфата калия» – до 5,31 тыс.т. (+79%) или 0,78 млн.долл. (+83,6%). Продолжал сокращаться экспорт по наиболее крупной товарной позиции «хлориду калия – прочему»: поставки уменьшились на 9,2% (поставлено 258,06 тыс.т.) на 34,68 млн.долл. (-6,4%). За янв. 2004г. на 38,1% уменьшился также экспорт комплексных удобрений.

Российские поставки в Китай в янв. 2004г.

Данные таможенной статистики КНР

ТН ВЭД	Объем	К янв.2003г., %
27	Минтопливо, нефть, нефтепрод.	1021,84 тыс.т. +42,6
2709	сырая нефть	190,59 млн.долл. +59,6
	469,51 тыс.т. +68,6
	103,43 млн.долл. +85,8
72	Черные металлы	510,61 тыс.т. +28,8
	159,92 млн.долл. +22,0
28-29,	(38-40, 54-55) Химтовары	116,08 млн. долл. +44,2
29	органические	80,79 тыс.т. +94,4
	химсоединения	55,19 млн.долл. +100,2

290250	Стирол	3,09 тыс.т.			(+26,9% относительно янв. 2003г.) на 45,89
		2,25 млн.долл.	+19,4	+27,1	млн.долл. (+18,6%); холоднокатаного проката
290322	Трихлорэтилен	3,22 тыс.т.		-6,4	106,84 тыс.т. (-30,1%) на 46,31 млн.долл. (-20,4%);
		1,71 млн.долл.	+15,4		электротехнической стали 11,97 тыс.т. (+398,2%)
290513	Бутан-1-ол	13,15 тыс.т.		+35,7	на 8,85 млн.долл. (+656%). При росте физических
	(спирт n-бутиловый)	7,38 млн.долл.	+18,4		объемов поставок «черных металлов» на 28,8% их
290514	Бутан-1-олы	7,09 тыс.т.		+32,7	прирост в стоимостном выражении составил 22%.
	прочие	3,83 млн.долл.	+36,0		
290531	Пропиленгликоль	2,06 тыс.т.		+в 20,5	Российские поставки черных металлов
	(пропан-1,2-диол)	1,37 млн.долл.	+в 33,5		ТН ВЭД
290723	4,4-изопропили-дендифенол	6,12 тыс.т.		+264,2	27 Минтопливо, нефть,
	(бисфенол А) и его соли	5,78 млн.долл.	+306,3		72 Черные металлы
291030	1-хлор-2,3	3,39 тыс.т.		+74,6159,92 млн.долл.
	эпоксипропан	3,63 млн.долл.	+113,4		720110 чугуна передельный, по массе
293371	Эпсилон-капролактан	12,12 тыс.т.		+161,241,49 тыс.т.
	(АДП)	13,7 млн.долл.	+172,0		не более 0,5% фосфора
39	Пластмассы и	51,21 тыс.т.		-17,1	8,35 млн.долл.
	изделия из них	40,06 млн.долл.	+9,7		720429 отходы сплавов черных
390410	Поливинилхлорид	22,28 тыс.т.		-10,60,3 млн.долл.
	(АДП)	16,73 млн.долл.	+17,1		720449 отходы лома и черных
40	каучук и резиновые	16,65 тыс.т.		+1,275,54 тыс.т.
	изделия	16,09 млн.долл.	+23,3		720711 полуфабр. из железа, стали,
400219 11	Бутадиен-стирольный каучук	102,1 т.		-100,012,57 тыс.т.
	в первичной форме	97,63 тыс. долл.	-100,0		прямого попер. сечения
400219 12	Карбоксилатный бутадиен-	3,89 тыс.т.		-46,2	3,93 млн.долл.
	стирольный каучук	2,87 млн.долл.	-38,9		720712 прочие полуфабр. прямого
400219 19	Бутадиен-стирольный	2,44 тыс.т.		-56,247,46 тыс.т.
	каучук (прочий)	1,88 млн.долл.	-56,3		сечения из железа и стали
	(АДП) Бутадиен-стирольный	6,43 тыс.т.		-53,6	14,07 млн.долл.
	каучук, всего	4,85 млн.долл.	-54,3		720719 полуфабр. круглого, многогр.
44	Древесина, изделия из нее	1,69 млн. куб.м.		-38,5	сечения, углерод менее 0,25
		96,77 млн.долл.	+23,3	-100
84-90	Машины и оборудование	54,38 млн. дол.		-47,0	720720 полуфабр. круглого, многогр.
84	Энергетическое оборуд.	21,49 млн.долл.	-56,7		сечения, углерод более 0,25 ... 0,72 млн.долл.
88	Летательные аппараты	25,61 млн.долл.	-48,4		7208250 горячекат. прокат в рулонах толщ. более 4,75 мм
85	Электрические оборуд.	2,65 млн.долл.	+59,5		72082790 горячек. прокат в рулонах толщ. 1,5-3 мм
47	Бумажная масса,	103,36 тыс.т.		+17,4	720837 горячек. прокат в рулонах
	целлюлоза	45,35 млн.долл.	+38,7	60,62 тыс.т.
31	Удобрения	318,08 тыс.т.		-18,319,29 млн.долл.
		44,35 млн.долл.	-4,7	+в35,6р
310221	Сульфат аммония		-100		7208389 горячек. прокат в рулонах толщ. 3-4,75 мм
310420 9	Хлорид калия	258,06 тыс.т.		-9,2	7208391 горячекатанный прокат в рулонах
	(прочий)	34,68 млн.долл.	-6,4		толщиной до 1,5 мм
310430	Сульфат калия	5,31 тыс.т.		+79	0,26 млн.долл.
		0,78 млн.долл.	+83,6		7208399 горячекатанный прокат в рулонах
310520	Сложные удобрения	43,65 тыс.т.		-38,1	толщиной до 1,5-3 мм
	(азот, фосфор, калий)	7,43 млн.долл.	-30,1	1,78 млн. доля
310551	Сложные удобрения (с содерж. нитратов и фосфатов)		-100		7208511/ горячек. прокат не в рулонах
3	Рыба, моллюски,	31,84 тыс.т.		+7,2	12/19 толщиной 10-50 мм
	ракообразные	33,94 млн.долл.	-2,2		7208520 горячек. прокат в рулонах
74	Медь и изделия из меди	1,56 тыс.т.		-91,724,46 тыс.т.
		2,26 млн.долл.	-92,6		толщиной 4,75-10 мм
75	Никель и изделия	1,33 тыс.т.		-74,6	7208539 горячек. прокат в рулонах толщиной 3-4,75 мм
	из никеля	5,84 млн.долл.	-78,8		3М+адп холоднок. прокат в рулонах
76	Алюминий и	19,07 тыс.т.		+305,6	7209169 холоднок. прокат в рулонах
	изделия из него	26,74 млн.долл.	+302,7	55,09 тыс.т.
48	Бумага и картон,	31,07 тыс.т.		+47,1	7209179 холоднок. прокат в рулонах
	изделия из них	10,57 млн.долл.	+48,5	0,33 тыс.т.
					72091810 /1890 толщ. менее 0,5 мм
				0,14 млн.долл.
					3М+адп холоднок. прокат не в рулонах ... 11,79 тыс.т.
				-1,4
					720926 толщиной 1-3 мм
				5,07 млн.долл.
					3М+адп холоднок. прокат не в рулонах ... 27,97 тыс.т.
				-4,5
					720927 толщиной 0,5-1 мм
				11,98 млн.долл.
					3М+адп прокат плакированный
				4,66 тыс.т.
					7210.120 до 0,5 мм
				2,37 млн.долл.
					3м прокат плоский оцинкованный, ... 4,45 тыс.т.
				+824,9
					7210490 покрытый краской
				2,06 млн.долл.
					+850,0
					721320 прутки в бунтах из автоматной стали
				-100
					7213910 прутки горячек. в своб. смот. 0,79 тыс.т.
				-21,3
					7214200 бунтах кругл. сеч. диам. >14 мм. 0,26 млн.долл.
				+422,7
					им. выемки, выступы,
				1,23 млн.долл.
					+385,4
					3М+адп 72163310 /3390 горячек. 17,15 тыс.т.
				+100
					профили Н-образные
				5,61 млн.долл.
					+100
					3м+адп горячек. прокат из нержав. стали
					7219130 в рулонах толщ. 3-4,75 мм
				-100
					3м текстур. электротехн. сталь,
				4,41 тыс.т.
					-54,1
					72251100 толщ. 1-3 мм
				4,74 млн.долл.
					-52,9
					3м нетекстур. электротехн. сталь
				7,56 тыс.т.
					+в 13,9
					72251900 толщиной 0,5 мм
				4,11 млн.долл.
					+в 16,6р
					72287090 угловая и форм. заготовка
				14,33 тыс.т.
					+в 18,7р
					из стальных сплавов
				1,82 млн.долл.
					+в 18,3р

В поставках «металлов» в янв. 2004г. в структуре физических объемов российских поставок в Китай доля металлопродукции с низкой добавленной стоимостью (металлолом, полуфабрикаты, чугун) несколько повысилась — с 41,9% по итогам 2003г. до 43,2%, а доля продукции с высокой добавленной стоимостью (горячекатанный и холоднокатанный прокат, электротехническая сталь) уменьшилась — с 56,5% до 50,9%,

В янв. 2004г. физические объемы поставок горячекатаного проката составили 141,47 тыс.т.

Обзор прессы РЫНОК ЗОЛОТА

«Цзинжун шибао» 28.08.2003г.

Согласно сведениям из Китайской ассоциации золота, в июле 2003г. в КНР было добыто 15,991т. товарного золота, общий объем производства которого за первые 7 мес. составил 104,111т., на 11,131т. превысив показатели аналогичного периода 2002г. (амплитуда прироста составила 11,97%). На конец июля 2003г., на золотых приисках страны было добыто 87,488т. золота (+9,15% по сравнению сопоставимым периодом 2002г.), а на предприятиях цветмета и золотоплавильных заводах 42,159т. (+19,94%).

В июле 2003г. объем находившегося на бирже золота составил 21,021т., из которых золота 1 категории (проба больше или равна 99,99) было 1,995т. (его удельная доля выросла на 39,41% по сравнению с июнем 2003г.), а золота 2 категории (проба меньше 99,99, но больше или равна 99,95) — 19,026т. (+7,2%). Сумма сделок в июле составила 1968 млн. юаней, из них 187 млн. юаней пришлось на золото 1 категории (+36,71%), и 1781 млн. юаней (+5,58%) на золото 2 категории.

Если посмотреть на ситуацию с точки зрения покупателей, то из проданных в июле 2003г. на бирже 42,042т. золота 33,620т. (или 79,97%) было приобретено фирмами и предприятиями самостоятельно, а 8,422т. (20,03%) — через агентские операции. Объем завершенных сделок к концу июля 2003г. составил 11,7т. (+12,77% по сравнению с июнем 2003г.), или 55,66% от общего количества.

В июле 2003г. продолжилась тенденция к росту биржевых цен на золото под влиянием общей мировой конъюнктуры. В начале открытия июльских торгов цена на золото 1 категории составляла 92,99 юаней за грамм, а к моменту закрытия — 94,7 юаней за грамм. При этом колебания цены происходили в коридоре от 96,88 до 91,6 юаней за грамм. На золото 2 категории цена выросла с 92,3 до 94,56 юаней за грамм (максимальное значение было 96,76 юаней за грамм, а минимальное — 91,5 юаней за грамм). Среднемесячное значение за июль 2003г. на золото 1 категории составило 93,77 юаней за грамм, т.е. на 1,86 юаней меньше чем в июне (95,63 юаней за грамм). Аналогичные показатели для золота 2 категории соответственно были 93,63 юаней и 1,43 (95,06). Несмотря на то, что июльские цены на золото оказались ниже июньских, рост их продолжился.

Народный банк Китая в авг. 2003г. установил цены на золото, не соответствующее международным стандартам (проба меньше 99,95%), в размере 82,80 юаней за грамм, что на 2,72 юаня меньше июньской цены, однако на 1,72 юаня превышает значение июля 2003г.

НЕФТЕГАЗПРОМ

«Чжунго энэюань» (Энергетика Китая), № 9, 2003г.

По мере выполнения поставленной на 16 съезде КПК задачи по увеличению ВВП страны к 2020г. в 4 раза (до 4,1 трлн.долл.) потребности Китая в энергоносителях будут увеличиваться.

Развитие нефтегазовой составляющей китайской энергетики будут сдерживать два фактора. Первый из них — это ограниченность, наряду с собственными, мировых запасов нефти и газа и сложившаяся в течение последних 30 лет структура их основных пользователей, в которой однозначно

доминируют развитые страны (потребляют до 75% мировой нефти). Второй фактор — проблема экологии и взятые на себя Китаем в этой связи международные обязательства.

Предполагается, что развитие энергетики КНР в I пол. ХХIV. будет состоять из 2 стадий. До 2020г. произойдет увеличение доли нефти и газа, будут активно развиваться технологии очистки и высокоэффективного использования угля, а также проводиться широкомасштабные исследования возобновляемых источников энергии (атом, солнечная энергия, энергии ветра, прилива и отлива и т.д.).

После 2020г. (особенно к 2030г.) акцент будет сделан на использовании возобновляемых ресурсов (к 2050г. составят 50 %).

	2000г.	2010г.	2020г.	2050г.
Потребность в энергии (млн.тут).....	919,68	1337,62	1825,17	3010,78
Уголь (млн.тут).....	599,72	704,93	846,88	1189,26
млн.т.....	1226,37	1411,26	1695,46	2380,90
%	65,2	52,7	46,4	39,5
Нефть и газ (млн.тут).....	233,62	448,73	656,16	645,21
%	25,4	33,5	35,9	21,4
Гидроэнергия (млн.тут).....	24,50	86,95	118,64	210,75
млрд.вВт	232,6	365,7	530,2	1004,6
%	6,3	6,5	6,5	7,0
Атомная энергия (млн.тут).....	3,50	20,06	36,50	198,71
млрд.квт.....	17,0	84,4	163,1	947,2
%	0,4	1,5	2,0	6,6
Возобновляемые источники (млн.тут).....	24,58	77,58	167,92	767,75
млрд. квт.....	92,7	292,7	633,5	2896,8
%	2,8	5,8	9,2	25,5

К 2020г. доля нефтегазовых ресурсов в энергопотреблении Китая составит 35%. Будет использоваться 400–450 млн.т. нефти и 300–350 млрд. куб.м. природного газа.

Потенциальные извлекаемые запасы нефти в Китае (при существующем уровне технологий добычи) оцениваются в 11–14 млрд.т. На конец 2000г. разведанные извлекаемые запасы составили 6,095 млрд.т., при этом из них уже добыто 3,644 млрд.т.

В 2000г. объем добычи составил 165 млн.т. До 2010г. прогнозируется стабильность данной величины, при этом наивысший показатель может составить 180 млн.т. После 2010г. проявится тенденция к постепенному снижению годовых объемов добычи (2020г.— 160 млн.т., 2030г.— 130 млн.т., 2040г.— 100 млн.т., 2060г.— 60 млн.т.).

Потенциальные запасы обычного природного газа в Китае оцениваются в 10–14,7 трлн. куб.м. На конец 2000г. разведанные извлекаемые запасы составили 1,6 трлн. куб.м.

В 2000г. объем добычи газа составил 26,2 млрд. куб.м. (1% мировой добычи). В 2010г. планируется извлечь до 80 млрд. куб.м., в 2020г. — до 120 млрд. куб.м. Пик объемов добычи прогнозируется на 2030–40г. — до 125 млрд. куб.м., а затем объемы будут постепенно снижаться (2050г. — 110 млрд. куб.м., 2070г. — 70 млрд. куб.м., 2090г. — 40 млрд. куб.м.).

Богатыми представляются запасы газа в угольных пластах, а также гидрата природного газа. Хотя их официальная оценка еще не произведена, они после 2020г. могут стать одними из основных энергоносителей.

Направления развития нефтегазовой отрасли Китая. В качестве стратегических отмечаются следующие направления развития национального нефтегазового комплекса:

1. Эффективное развитие собственной ресурсной базы, подразумевающее использование современных технологий повышения коэффициента нефтеизвлечения (в течение 10-20 лет предполагается поднять его до 40-45% для пластов с нормальной фильтрацией и до 25-30% для пластов с низкой фильтрацией), а также ведение широкомасштабной разведки на нефть и газ (в 2001-20гг. планируется увеличить объемы разведанной извлекаемой нефти на 3-3.5 млрд.т.).

В нефтедобыче будет иметь место тенденция снижения ее объемов в восточных регионах страны и повышения в западных районах и на шельфе, в млн.т.

	2000г.	2020г.
Восточные регионы.....	114,78	75,0
Западные регионы.....	26,11	45,0
Шельф.....	17,57	40,0

Основная добыча природного газа будет приходиться на западные регионы и шельф и в 2020г. составит 100 млрд. куб.м.

Для упорядочивания контроля над методами ведения разработки национальных месторождений представляется обоснованным выработать совершенную нормативную базу, включая принятие «закона о нефти», регламентирующего разведку и добычу нефтегазовых ресурсов.

Это позволит посредством юридических и налоговых рычагов регулировать интенсивность разработки нефтегазовых полей (в т.ч. дифференцирование определять налоговые обязательства при эксплуатации месторождений, расположенных в неоднородных климатических и геологических зонах), обеспечивать защиту экологии, оптимизировать использование ресурсов.

В целях обеспечения энергетической безопасности страны необходимо создать национальный стратегический (инвестор — государство) и коммерческий (главные вкладчики — местные компании) нефтяные резервы. Реформы в нефтегазовой отрасли должны быть направлены на совершенствование рыночных механизмов, в т.ч. за счет широкого допуска на рынок негосударственных и международных компаний, предполагающего как хозяйственность, так и инвестирование. Наряду с изменением форм и методов управления в отрасли, основные капиталовложения и право собственности на месторождения должны оставаться в руках государства.

2. Диверсификация импорта нефтегазовых ресурсов. Объемы ежегодно ввозимой в Китай нефти достигают 80 млн.т., 70% из них транспортируется с Ближнего Востока. В дальнейшем планируется сформировать такую структуру использования импортной нефти, чтобы районы, расположенные севернее р.Хуанхэ снабжались из России и Центральной Азии, а др. — из Ближнего Востока, Африки и Тихоокеанского региона.

К 2020г. структура импорта нефти и газа предполагается следующей: из Ближнего Востока, Африки и тихоокеанского региона (морским путем) — 150-200 млн.т. и 80-100 млрд. куб.м.; из России и Центральной Азии (наземным транспортом) — 60-80 млн.т. и 100-150 млрд. куб.м.

Предполагается «продавливать» следующую структуру энергографика: ЦА, РФ — Китай — Корейский п-ов — Япония. Внутри КНР должна быть создана замкнутая система нефте-газопроводов «запад-восток» и «север-юг». Стремясь к

юридическому закреплению межгосударственно-го энергетического сотрудничества, необходимо добиваться заключения соответствующих долгосрочных соглашений.

3. Активизация участия Китая в международном нефтегазовом сотрудничестве. Подавляющая часть импортируемой в Китай нефти закупается. Процент ввозимой в страну нефти, полученной китайскими предприятиями на основе СПГ в результате хозяйствования зарубежом, низок. С учетом стратегического значения задачи по получению контроля над нефтегазовыми месторождениями вне страны необходимо на госуровне поддерживать и поощрять национальные нефтяные и др. корпорации к инвестированию в нефтегазовые отрасли др. стран. Стимулирующая роль государства при этом, с учетом больших рисков и невысоких прибылей подобных капиталовложений, должна быть существенной.

При выходе на зарубежные рынки следует действовать корректно и последовательно, уважая финмеханизмы и нормативные акты иностранных партнеров, чтобы не допустить появления антикитайских настроений. Усилия должны быть направлены на то, чтобы через 10 лет в КНР появились 1-2 китайские межнациональные нефтегазовые корпорации, сопоставимые по потенциалу с ведущими мировыми нефтяными картелями.

Необходимость упорядочивания системы переработки сырья и его доставки до потребителей будет вызвана изменениями районов добычи нефти, а также перераспределением внешних и внутренних транспортных потоков. Имеющиеся в Китае перерабатывающие мощности ориентированы на собственную нефть и сосредоточены в северной части страны. Их следует модернизировать и частично подготовить к перегонке российской и центрально-азиатской нефти. На юго-восточном побережье, особенно в провинции Чжуцзян и районе дельты р.Янцзы, предполагается построить крупные заводы, рассчитанные на ближневосточную нефть.

Усовершенствование процесса нефтепереработки подразумевает повышение его экономической эффективности и добавочной стоимости за счет использования передовых технологий. К 2020г. возможности Китая по переработке сырой нефти должны достигнуть 400-500 млн.т. в год и полностью удовлетворять потребности внутреннего спроса.

Следует упорядочить систему транспортировки и доведения до потребителей сырой нефти и нефтегазовых продуктов, сделав акцент на сооружении соответствующих терминалов на юге страны».

НЕФТЬ ИЗ РОССИИ

«Шичан чжоукань» (Market weekly), 18.08.2003г.

Ожидается, что в скором времени большие объемы российской нефти попадут на китайский рынок. Планируемый к вводу в эксплуатацию до 2005г. нефтепровод «Россия-Китай» позволит ежегодно транспортировать в течение первых 5 лет — 20 млн.т., в последующие 20 лет — 30 млн.т. Российская нефть уже ввозится в КНР по железной дороге (за первые 5 мес. 2003г. — 1,59 млн.т.). В соответствии с заключенным с НК «Юкос» контрактом (действует до начала поставок сырья по нефтепроводу), с июля 2003г. ежегодные объемы получаемой из РФ по железной дороге нефти увеличатся до 6 млн.т.

Вопрос о формах использования российской сырой нефти до конца не решен. Основной партнер России на китайском рынке корпорация КННК проводит изучение вариантов. Наиболее предпочтительным выглядит перегонка значительной части российской нефти в нефтя, являющимся основным сырьем для производства продуктов нефтехимии. Принимается в расчет то, что, несмотря на имеющее место в настоящее время перепроизводство нефтепродуктов в Дунбэе (Северо-Восточный Китай) в результате недостатка спроса (в результате чего КННК, большая часть нефтеперерабатывающих заводов которой находится именно в этом регионе, вынуждена ежегодно транспортировать на рынки Восточного и Южного Китая до 20 млн.т. бензина и дизтоплива), Китай одновременно в течение длительного времени испытывает нехватку продукции нефтехимии. Годовые потребности КНР в нефтя к 2005г. возрастут до 33,25 млн.т., к 2010г. — до 37,25 млн.т. (в наст. вр. составляют 20 млн.т.).

Значительные объемы нефтя будут использоваться для получения этилена на крекинговых заводах, строящихся и планируемых к строительству в приморских Юго-Восточных районах Китая, однако в качестве основных перерабатывающих российскую сырую нефть мощностей представляется целесообразным все же избрать нефтехимзаводы, расположенные в Хуабэе (Северный Китай). Это обуславливается рядом факторов, в т.ч. их принадлежностью КННК, стремлением избежать повышения себестоимости получаемого продукта за счет сокращения расходов на транспорт сырой нефти, истощением запасов находящихся 40 лет в разработке дацинских нефтепромыслов дают 29% добываемой Китаем сырой нефти, однако к 2005г. годовая добыча на них упадет до 45 млн.т., снизившись на 10%, а к 2010г. — до 35 млн.т.) и др. нефтяных месторождений Дунбэя, а также уже сложившейся ориентацией нефтеперерабатывающие мощностей таких регионов как Хуадун и Хуанань (Восточный и Южный Китай) на переработку ближневосточной и африканской нефти, значительно отличающейся по составу от российской.

Основным предприятием, которое будет осуществлять переработку российской сырой нефти в нефтя, бензин и дизтопливо выступит нефтехимзавод Даляня. В 2002г. «Петрочайной» (дочерняя компания КННК) закончено переоборудование его производственных мощностей, что позволит увеличить возможности данного предприятия по ежегодной нефтепереработке с 7,8 млн.т. до 11 млн.т., а к 2005г. — до 20 млн.т. При этом руководство КННК подчеркивает, что увеличение нефтеперерабатывающих возможностей Даляньского завода проводится именно в расчете на получение сырой нефти из России. КННК планирует увеличить ежегодное производство этилена с 380 тыс.т. до 600 тыс.т. в 2005г. и 1 млн.т. в 2010г. на принадлежащем ей Цзилиньском химзаводе.

Возможность увеличения его нефтеперерабатывающих мощностей рассматривается в тесной увязке с предполагаемой перегонкой в нефтя именно нефти из России. На повестке дня стоит вопрос о переработке на Дацинском нефтехимзаводе 5 млн.т. российской сырой нефти в год, а также о строительстве до 2005г. завода, позволяющего ежегодно производить до 700 тыс.т. этилена. В мае 2003г. было закончено переоборудование Янь-

шаньского нефтехимзавода (г.Пекин), направленное на увеличение его возможностей по переработке сырья из России. С июля 2003г. он приступил к перегонке 30 тыс.т. российской нефти, в 2004г. данный показатель планируется довести до 1 млн.т., а в дальнейшем — до 1,5 млн.т. Нефть предполагается использовать для получения сырья для этилена, ежегодный выпуск которого Яньшаньским комбинатом достигает 7,1 млрд. т.

Корея

Законы о нефти

В законодательной базе Республики Корея отсутствует понятие соглашения о разделе продукции, что связано с ограниченным наличием в стране природных ресурсов и политикой правительства страны в отношении их разработки. Также не существует отдельных нормативных правовых актов, регламентирующих вопросы, связанные с подготовкой, заключением и реализацией лицензионных соглашений и сервисных контрактов.

Концессионная деятельность в Республике Корея регулируется Законом о добывающей промышленности, Законом о разработке океанологических полезных ископаемых. Указами президента РК по применению данных законов, а также соответствующими ведомственными инструкциями и положениями министерства торговли, промышленности и энергетики РК.

Право на концессионную разработку полезных ископаемых может получить только гражданин Республики Корея или юрлицо, созданное в соответствии с законодательством РК. Если доля иностранцев в уставном капитале вышеупомянутого юрлица составляет 50% и более, или большинство прав голоса в нем принадлежит иностранным гражданам, ему также будет отказано в предоставлении права на концессионную разработку отдельных видов полезных ископаемых, входящих в утвержденный президентом страны список.

Разрешение на ведение концессионной разработки полезных ископаемых выдается министром торговли, промышленности и энергетики РК на основании представляемой на его имя документации, включая контракт с держателем права на разработку полезных ископаемых, финансовое обоснование проекта и т.д.

Размер, сроки и способ выплаты роялти определяются положениями контракта, заключаемого с держателем права на разработку полезных ископаемых. Максимальный срок действия права на концессионную разработку полезных ископаемых составляет 25 лет и может быть продлен решением министра торговли, промышленности и энергетики РК на 5 лет.

Законодательство РК (Закон о разработке океанологических полезных ископаемых) отдельно определяет понятие концессионной разработки океанологических полезных ископаемых. Оно означает получение права на проведение изысканий или ведение разработки океанологических залежей полезных ископаемых, находящихся в собственности государства. Государство является единственным держателем прав на разработку океанологических полезных ископаемых.

Держателем права на концессионную разработку океанологических полезных ископаемых может быть только юрлицо. Разрешение на их концесси-

онную разработку выдается министром торговли, промышленности и энергетики РК совместно с министром финансов и экономики. Срок действия права на концессионное проведение изысканий океанологических полезных ископаемых не может превышать 30 лет, и может быть дважды продлен соответствующим разрешением министра торговли, промышленности и энергетики, не более, чем на 5 лет каждый раз.

Если держатель права на концессионное проведение изысканий океанологических полезных ископаемых открывает месторождение, представляющее собой экономическую ценность, он должен не позднее, чем за 3 мес. до истечения срока действия права на концессионное проведение изысканий, подать на имя министра торговли, промышленности и энергетики заявление на получение разрешения на концессионную разработку данного месторождения. В случае отсутствия веских причин для отказа данное заявление удовлетворяется.

Держатель права на концессионную разработку океанологических полезных ископаемых выплачивает государству роялти в размере и порядке, устанавливаемыми специальным распоряжением министра торговли, промышленности и энергетики РК.

Что касается деятельности коммерческих корейских национальных нефтяных компаний, то они регулируются положениями Закона о деятельности в области нефтяной промышленности, а также соответствующими подзаконными актами.

В РК существует Корейская национальная нефтяная корпорация, созданная в соответствии с положениями Закона о Корейской национальной нефтяной корпорации, учредителем которой является государство. Уставной капитал корпорации составляет 5 трлн. вон (4,17 млрд. долл.) и полностью обеспечивается правительством РК. Министр торговли, промышленности и энергетики РК осуществляет надзор и контроль за деятельностью Корпорации в пределах, необходимых для обеспечения эффективности ее деятельности.

Согласно положениям Закона, Корпорация может заниматься следующими видами деятельности: проведение изыскательских работ и разработка нефтяных месторождений (в т.ч. и за рубежом); экспортно-импортные операции, создание резервных запасов, передача во временное пользование, перевозка и продажа сырой нефти и нефтепродуктов; строительство, распоряжение, управление и сдача в аренду объектов для хранения резервных запасов нефти; гарантирование инвестиций, займов и долговых обязательств юрлиц, ведущих деятельность в сфере энергетики и разработки природных ресурсов, а также предоставление им кредитов; оказание сопутствующей технической, информационной и исследовательской поддержки, необходимой для обеспечения вышеперечисленных видов деятельности; прочие виды деятельности по поручению правительства.

В случае получения прибыли по результатам деятельности Корпорации за фискальный год, она может распоряжаться ею следующим образом: покрытие предшествующих потерь; 20% полученной прибыли могут отчисляться в специальный резервный фонд до достижения им размера в 1/2 уставного капитала Корпорации; 20% полученной прибыли могут отчисляться в спецфонд расширения деятельности Корпорации до достижения им

суммы, эквивалентной размеру ее уставного капитала; отчисления в федеральный бюджет и на специальные счета развития энергетики и природных ресурсов.

В случае окончания Корпорацией фискального года с убытками, они возмещаются из специального резервного фонда, если его оказывается недостаточно — далее из спецфонда расширения деятельности, оставшиеся убытки относятся за возмещения в следующем фискальном году. В соответствии с процедурой, определенной Указом президента РК, средства из специального резервного фонда Корпорации могут использоваться для оплаты уставного капитала.

По решению Совета директоров, Корпорация может выпускать корпоративные долговые обязательства со сроком погашения в 5 лет и сроком выплаты процентов за 2г. При этом их стоимость не может составлять более 200% от совокупной суммы уставного капитала Корпорации и ее специального резервного фонда. Корпорация может привлекать заемные средства и кредиты, необходимые для ведения собственной деятельности.

При этом правительство РК выступает гарантом в отношении выпускаемых Корпорацией корпоративных долговых обязательств и привлекаемых ею займов и кредитов. Правительство РК также может субсидировать деятельность Корпорации в пределах отведенного для этих целей бюджета.

Куба

Нефтегазпром

В 2003г. объем добычи нефти и попутного газа в перерасчете на нефть достиг 4,3 млн.т. (на 5% превышает показатели 2002г.). В 1991-2003гг. производство нефти возросло в 8 раз. Данное количество нефти удовлетворяет на 49% потребностей страны в этом продукте. 50% нефти, извлекаемой на Кубе, добывается предприятиями с участием иностранного капитала.

Основным экспортером нефти на остров является Венесуэла, которая по Каракасскому соглашению от 1999г. поставляет 53 тыс.бар/день (1 баррель — 159 литров), что составляет 35% от общего потребления нефти Кубы. В сент. 2003г. руководство Кубы и Венесуэлы подписали соглашение о реструктуризации кубинской нефтяной задолженности на 150 млн.долл. за поставленную в 2002г. на остров нефть. Оставшиеся потребности острова в углеводородном сырье обеспечиваются поставками из Тринидада и Табаго, Нигерии и Алжира.

В 90гг. в отрасль было инвестировано 650 млн.долл., из которых на проведение разведки и добычу нефти «на условиях риска» направлено 450 млн.долл. и на развитие инфраструктуры (нефте- и газопроводов, центров первичной переработки добываемых продуктов, нефтяных причалов) — 200 млн.долл. В 2003г. на некоторых кубинских НПЗ стали использоваться японские установки по производству бензина из тяжелой национальной нефти. Данная технология переработки нефти почти полностью удовлетворит потребности Кубы в бензине.

Теоретически производственные мощности страны позволяют перерабатывать 11 млн.т. сырой нефти в год, чтобы производить нефть, различные сорта бензина, растворители, керосин, дизельное топливо, топливо для судов, асфальт, серу. Кроме

того, можно выпускать в год 180 тыс.т. смазочных масел, 6 тыс.т. твердой смазки и регенерировать 50 тыс.т. использованных масел.

Создана и применяется на практике нормативно-правовая база, которая регламентирует участие иностранных инвесторов в кубинских нефтяных проектах (Закон №76 «О недрах», Закон №77 «Об иностранных инвестициях» и др.).

С 2000г. кубинским руководством разработана и реализуется концепция активизации нефтегазодобывочных работ, а также добычи нефти на суше, мелководном шельфе и в глубоководной (до 3000 м.) части Мексиканского залива, входящей в эксклюзивную экономическую зону Республики Куба.

На суше и мелководном шельфе потенциальные нефтеносные районы разбиты на 45 участков, из которых 13 уже передано иностранным компаниям на условиях риска. Осталось 32 участка от 60 до 6000 кв.км. каждый (в т.ч. 20 на суше и 12 на шельфе).

Глубоководная часть Мексиканского залива разбита на 59 блоков. Капиталовложения в разведку и организацию добычи нефти на одном блоке могут составить до 100 млн.долл. 13 блоков уже переданы иностранным компаниям, в т.ч. в 2000г. подписаны контракты с испанской-аргентинской компанией Repsol-YPF на 6 блоков, в 2002г. — с канадской компанией Sherritt на 4 блока и в 2003г. — с франко-канадской компанией Rebercam на 3 блока. По ряду других блоков ведутся переговоры о подписании контрактов. По оценкам министерства базовой промышленности, добыча нефти в этой зоне в будущем может составить до 400 млн.бар. в год.

Блоки сдаются в концессию как правило на срок 20 лет с возможностью ее продления на следующий двадцатилетний период. Информация о начале добычи нефти в эксклюзивной экономической зоне Кубы в Мексиканском заливе отсутствует.

Для того, чтобы сделать контракты более привлекательными для потенциальных иностранных инвесторов, кубинская сторона предлагает выгодные условия, предусматривающие, в частности, короткие сроки окупаемости инвестиций (6-7 лет).

Выбор иноинвестора осуществляется по итогам международных нефтяных торгов, на которые выставляются перспективные блоки для поиска нефти. В ходе работы, предшествующей торгам, эксперты подробно знакомят представителей зарубежных фирм с действующими в стране законами, которые защищают иностранные инвестиции, а также сообщают технические характеристики участков, отобранных для торгов.

Форма участия иностранного капитала в кубинской нефтедобывающей промышленности подразделяется на два вида — разведка на условиях риска и контракты на увеличение добычи на действующих скважинах. Фирма «Купет» получает разрешение на заключение контракта от правительства Кубы. Предлагаемая модель контракта (Production Shared Contract) широко используется в международных отношениях.

Компаниям разрешается открывать и иметь банковские счета в любой валюте, а также без всяких ограничений переводить прибыль (после уплаты всех налогов и сборов) за границу.

Российские компании не участвуют в нефтяных проектах на Кубе, хотя в 1997-2001гг. ряд отечественных организаций («Роснефть», «Альфа-групп») проявляли интерес к нефтегазодобыче и переработке сырья на Кубе.

Руководство министерства базовой промышленности Кубы и госкомпании «Купет» постоянно выражают заинтересованность в участии российских нефтяных и газовых компаний в разведке и добыче углеводородных запасов на территории Кубы.

Проектные суммарные мощности нефтеперерабатывающих заводов Кубы на начало 2003г. составляли 10,25 млн.т. в год, что теоретически позволяет достичь обеспечения страны нефтепродуктами. Наиболее крупными предприятиями отрасли являются заводы: «Нико Лопес» (Nico Lopez) в г.Гаване (3,5 млн.т в год), «Эрманос Диас» (Hermanos Diaz) г.Сантьяго-де-Куба (3,5 млн.т. в год), НПЗ в г.Сьенфуэгос (3 млн.т. в год) и НПЗ «Серхио Сото» (Sergio Soto) в г.Кавайгуан (250 тыс.т. в год). Максимальный объем нефтепереработки на Кубе был достигнут в 1990г. (6,83 млн.т.).

Однако использование нефтеперерабатывающих мощностей в последние годы не превышает 25%. В 2003г. указанными заводами (без НПЗ в г.Сьенфуэгос) было переработано 2,5 млн.т. нефти. Низкое использование проектных мощностей связано с высокой степенью моральной и физической изношенности установленного оборудования.

Продолжаются переговоры по привлечению в нефтеперерабатывающую промышленность инвестиций иностранных фирм. Использование свободных мощностей НПЗ Кубы (в первую очередь НПЗ в г.Сьенфуэгос) для переработки давальческого сырья с расчетами готовой продукции рассматривается в качестве перспективной сферы взаимодействия со странами региона, не имеющими достаточных мощностей по переработке добываемой нефти.

Импорт нефти

Укрепление топливно-энергетического комплекса и обеспечение экономики Кубы углеводородным сырьем является важным условием устойчивого развития страны и проведения самостоятельного внешнеполитического курса. Ввиду сохраняющейся большой зависимости страны от импорта нефти и нефтепродуктов, составляющих основу энергопотребления, Куба прилагает значительные усилия по увеличению национального производства энергоносителей (нефти и попутного газа).

В 2003г. объем добычи нефти и попутного газа в пересчете на нефть достиг 4,3 млн.т., что на 5% превысило показатели 2002г. Однако данный объем добычи энергоносителей всего лишь на 46% удовлетворяет потребности страны. 50% нефти, извлекаемой на Кубе, добывается предприятиями с участием иностранного капитала.

В последние годы Куба добилась впечатляющих успехов в решении проблемы роста добычи национальной нефти. Сухопутная территория и зона морского шельфа страны, на которой предполагается добывать нефть, разбиты на 45 крупных участков (блоков), 20 из которых уже находятся в стадии эксплуатации на основе контрактов «на условиях риска». 70% добываемой нефти получает кубинская государственная компания «Купет» (Cupet) и 30% — иностранный участник реализуемого проекта. В качестве иностранных партнеров выступают крупные нефтяные компании Канады («Шеррит Интернешнл»), Франции, Великобритании, Швеции, Бразилии и Испании.

За последние 8 лет в отрасль привлечены иностранные инвестиции в 650 млн.долл., из которых на проведение разведки и добычу нефти «на условиях риска» направлено до 500 млн.долл., а на развитие инфраструктуры (нефте- и газопроводов, установок первичной переработки добываемой продукции, нефтяных причалов и других сооружений) – 200 млн.долл. Сумма иностранных инвестиций в нефтяную промышленность Кубы и сопутствующую инфраструктуру в 2003г. составила 100 млн.долл.

Привлечение инокомпаний содействовало интенсификации разведки недр, включая трехмерные сейсмические методы, разработки и эксплуатации энергетических ресурсов. Стали применяться современные технологии, в т.ч. метод горизонтального бурения считающиеся самыми передовыми в мировой практике. На севере острова предполагается осуществить бурение 150 скважин с применением этих и других передовых технологий. Проходка некоторых из них начала осуществляться.

В результате прилагаемых усилий производство углеводородов на Кубе в 1991-2003гг. возросло в 6 раз, с 750 тыс.т. до 4,3 млн.т. На 2004г. объем производства намечен на уровне 4,6 млн.т.

Особые перспективы для обеспечения бездефицитного снабжения страны энергоносителями Куба возлагает на разработку месторождений нефти на шельфе Мексиканского залива (общая площадь кубинского сектора составляет 112 тыс.кв.км.), которые оцениваются как весьма перспективные.

Проектные суммарные мощности нефтеперерабатывающих заводов Кубы на начало 2004г. составили 10,25 млн.т. в год, что теоретически позволяет достичь обеспечения страны нефтепродуктами. Наиболее крупными предприятиями отрасли являются заводы: «Нико Лопес» (Nico Lopez) в г.Гавана (мощностью 3,5 млн.т. в год), «Эрманос Диас» (Hermanos Diaz) в г.Сантьяго-де-Куба (3,5 млн.т. в год), НПЗ в г.Сьенфуэгос (3 млн.т. в год) и НПЗ. «Серхио Сото» (Sergio Soto) в г.Кавайгуан (250 тыс.т. в год). Максимальный объем нефтепереработки на Кубе был достигнут в 1990г. (6,83 млн.т.).

Использование нефтеперерабатывающих мощностей в последние годы не превышает 25%. Фактически в 2003г. указанными заводами (без НПЗ в г.Сьенфуэгос) было переработано менее 3 млн.т. нефти. Низкое использование установленных мощностей связано с недостаточным количеством поступающей как импортной нефти, так и кубинской нефти с большим содержанием серы (ранее в основном перерабатывалась легкая нефть, поступавшая из бывшего СССР с добавлением незначительного количества местной). Сказывается также высокий уровень морального и физического износа оборудования, установленного на кубинских НПЗ.

Кубинские организации ведут переговоры по привлечению в нефтеперерабатывающую промышленность инвестиций иностранных фирм. Использование свободных мощностей НПЗ Кубы (в первую очередь НПЗ в г.Сьенфуэгос) на условиях толинга для переработки давальческого сырья и расчетом готовой продукцией рассматривается в качестве перспективной формы взаимодействия со странами региона, не имеющими достаточных мощностей по переработке добываемой нефти. Однако для ввода упомянутых НПЗ в эксплуата-

цию необходимо осуществить значительные капиталовложения с целью их реконструкции и вывода на должный уровень по техническим и экономическим характеристикам.

На конец 2003г. установленная мощность электростанций всех типов на территории страны составляла 4,5 мвт. На долю национальной электроэнергетической системы Кубы (НЭС) приходится 3506 мвт. Максимальный ежегодный спрос страны в электроэнергию могут удовлетворять 2150 мвт. В 2003г. были задействованы менее 2 мвт. установленных мощностей. В этой связи на Кубе наблюдались отключения электроэнергии.

Обзор прессы НЕФТЬ И ЭНЕРГЕТИКА

– На протяжении последних 10 лет в пров. Sancti Spiritus в качестве горючего для выработки электроэнергии используется смесь дизтоплива (55%) и мазута (45%). Применение смеси удешевляет стоимость используемого горючего, нет нужды в дополнительных инвестициях, ее применение приводит к уменьшению срока ремонтно-очистительными работ систем (котлов). Опыт использования указанной смеси распространяется на остальные провинции Кубы. «Гранма», 21.07.2003г.

– В пров. Гранма широко используются альтернативные источники электроэнергии, в частности, солнечные батареи, которые установлены на 1 тыс. гособъектов (школах, медпунктах, детских садах, телевизионных залах), в сельских и труднодоступных районах. «Гранма», 29.07.2003г.

– В пров. Sancti Spiritus начала работать новая передвижная электроподстанция, стоимость которой составляет 1 млн.долл. Работа подстанции позволит решить серьезные проблемы, существующие в районе из-за нестабильности в снабжении электроэнергией, как жилого, так и промсекторов. «Гранма», 09.07.2003г.

– В.Пуэнтес, начальник Национального отдела по регулированию использования электроэнергии, отметил, что в текущем году вся электроэнергия страны вырабатывается на базе местного топлива. В стране ежедневно добывается 11 тыс.т. нефти, а на производство необходимой стране электроэнергии расходуется 9 тыс.т. Качество местной нефти требует частых и дорогостоящих ремонтов на ТЭС, в результате чего происходит отключение электроэнергии. «Гранма Интернасьональ», 13.07.2003г.

– Солнечные фотогальванические панели кубинского производства применяются для электрификации с/х районов Кубы. Панели производятся на фабрике электронных компонентов им. Э.Ч.Гевара. В 2002г. было произведено 6,5 тыс. панелей. Панели экспортируются на рынки Германии, Испании и Японии. «Экономикс Пресс Сервис», №12, 2003г.

– На Кубе функционируют 2 тыс. водонагревательных приборов, работающих на основе электроэнергии, получаемой с помощью солнечных панелей. Указанные приборы производит кубинское предприятие «Ренсоль» (пров. Сьего де Авила). «Ренсоль» экспортирует свою продукцию в Гренаду и планирует расширить экспорт на др. страны Карибского бассейна и Латинской Америки. «Гранма Интернасьональ», 06.07.2003г.

— Предприятием по разведке и добыче нефти в Центральной части страны за 2 мес. 2003г. добыто 250 тыс.т. нефти, что на 9% больше, чем за такой же период пред.г. Добыча указанного количества нефти стала возможной благодаря оптимальным уровням эффективности (95%), достигнутым на 170 скважинах, находящимся в эксплуатации. Добываемый попутный газ, используется совместным кубино-канадским предприятием «Энергаз» для производства электроэнергии. «Экономикс Пресс Сервис», №6, 2003г.

— По данным министерства иностранных инвестиций и экономического сотрудничества, бразильская компания «Петробраз» в конце 2003г. планирует начать бурение 11 нефтяных скважин, расположенных в кубинских водах Мексиканского залива. «Негосьос эн Куба», 14-20.04.2003г.

— Куба и Венесуэла ведут переговоры о новом финансировании долга, возникшего в результате перебоев в поставках нефти. Указанная задолженность Кубы Венесуэле составляет 140 млн.долл. По словам Х.Монтес, посла Венесуэлы на Кубе, возобновлены поставки 53 тыс. бар. сырой нефти, диз.- и авиатоплива и бензина в день.

Условиями контракта о поставках нефти на Кубу, подписанного между двумя странами в 2000г., предусматривается 15-летний срок для оплаты под 2% годовых с предоставлением 2 льготных лет. Предоставленное финансирование покрывает расходы по фрахту.

Соглашение с Венесуэлой обеспечивает треть нефтяных потребностей Кубы, добыча кубинской нефти покрывает еще треть, оставшуюся часть Куба должна закупать на международном рынке. «Экономикс Пресс Сервис», №8, 2003г.

— Сотрудниками Центра по изучению горючего и энергии университета г.Матансас был создан распылитель тяжелой сырой нефти, повышающий эффективность сгорания нефти с высоким содержанием серы, облегчающий чистку котлов теплоэлектростанций и экономящий до 80 т. нефти ежемесячно. Указанное изобретение будет внедрено министерством базовой промышленности на теплоэлектростанции в Нуэвитас (пров. Камагуэй) и на нефтеперерабатывающем заводе им. Н.Лопес в Гаване. «Опсьонес», 18.05.2003г.

— К.Лахе, секретарь Исполкома совмина Кубы, посетив предприятия нефтепрома пров. Матансас, отметил, что 100% электроэнергии Кубы вырабатывается на базе местного топлива. За последние 4г. добыча сырой нефти в стране возросла на 47%. К.Лахе упомянул также инвестиции, направленные на установку 16-тонного парового котла предприятием г.Матансас, занимающимся реализацией горючего, что позволит повысить температуру добываемой местной нефти до уровня, требуемых различными пользователями, а также поднять эффективность манипуляционных работ с нефтью. Экономический эффект только за счет уменьшения сроков разгрузки составит 1,1 млн.долл. «Гранма», 23.05.2003г.

— В рамках проведения XIX Латиноамериканской конференции, посвященной электрификации сельских районов, было объявлено, что на Кубе с помощью солнечных батарей электрифицировано 2,3 тыс. школ, 350 медпунктов, больниц, жилых домов.

Кубинской программой электрификации сельских районов в зоне Ла Гран Пьедра (пров. Сантьяго де Куба) предусматривается установка си-

стемы по выработке электроэнергии на базе энергии ветра и дизтоплива. Указанный проект является плодом сотрудничества между представителями Кубы и страны Басков. «Опсьонес», 18.05.2003г.

— Гидроэлектростанции обеспечивают электроэнергией 26 тыс. чел., проживающих в отдаленных горных районах Кубы. Благодаря существующим ГЭС и программе установки солнечных панелей, все сельские школы обеспечены электроэнергией. Куба инвестировала за последнее десятилетие 1 млрд.долл. с целью переоборудования ТЭС страны для работы на базе местной сырой нефти. «Экономикс Пресс Сервис», №9, 2003г.

— М.Ломас, кубинский министр иностранных инвестиций и экономического сотрудничества и гендиректор Международного фонда развития Организации стран-экспортеров нефти подписали в Вене соглашение о выделении Кубе 10 млн.долл., предназначенных на восстановление с/х оросительных систем. С помощью указанного кредита в провинциях Матансас и Сьего де Авила будут установлены 125 электрических оросительных систем низкого давления, имеющих возможность, кроме воды, подавать также удобрения и пестициды. М.Ломас и гендиректор Фонда парафировали соглашение о стимулировании и защите инвестиций. «Гранма», 30.05.2003г.

Ливия

Нефть

Товарная структура внешней торговли Ливии, основную долю в экспорте которой составляют минеральное топливо и смазочные материалы (в последние годы — от 94 до 96,5%) обусловила преимущественную ориентацию ее на страны Западной Европы, испытывающие потребности в импорте топливно-энергетических ресурсов. Почти 44% всего экспорта энергоносителей Ливии приходится на Италию, Испанию, Францию, Германию и Австрию. В свою очередь страны Евросоюза являются основными поставщиками в СНГ прмтоваров: стройматериалов, продукции машиностроения, транспортных средств и оборудования.

В 2003г. английская консалтинговая компания Robertson Research четвертый раз подряд поставила Ливию на первое место на Ближнем Востоке (третье — в мире) по привлекательности с точки зрения перспектив нефте- и газоразведки (в течение предыдущих трех лет ей отводилось первое место в мире). В 2002г. неподтвержденные запасы нефти в стране оценивались западными экспертами в 16,5 млрд. баррелей, а газа — 5 трлн. куб. футов. Ливия не располагает ни достаточными собственными финансовыми ресурсами, ни передовой технической базой, необходимой для разработки богатейших месторождений нефти и газа. Заявив о намерении осуществлять курс на модернизацию нефтяной отрасли и ускоренное развитие газодобычи (до 2010г. на эти цели планируется использовать до 30 млрд.долл.), основной расчет Ливия делает на привлечение инвестиций и технологического потенциала западных компаний.

Уже сейчас разведка и эксплуатация основных нефтегазовых месторождений осуществляется с участием таких компаний, как Agip Eni (Италия), Repsol YPF (Испания), Pan Canadian и Petro Canada (Канада), Wintershell (Германия), OMV (Австрия), Total Fina Elf (Франция). 30 нояб. 2003г.

Национальной нефтяной Корпорацией (ННК) Ливии было заключено крупное соглашение (120 млн.долл.) на разработку 6 нефтегазовых месторождений с консорциумом компаний в составе Woodside Energy (Австралия), Repsol YPF (Испания) и Hellenic Petroleum (Греция). В проработке находятся еще несколько подобных соглашений.

Объем инвестиций в нефтегазовый сектор достигнет 6 млрд.долл., из которых 4 млрд.долл., будет приходиться на долю частного ливийского и иностранного капитала. В планах ННК по разведке месторождений нефти и газа на более длительную перспективу до 2010г. предусмотрен объем инвестиций в 9,63 млрд.долл.

Другим важным направлением привлечения иностранных инвестиций является природный газ. В 2003г. начаты работы по одному из крупнейших стратегических инвестиционных проектов, объем инвестиций в который оценивается в 5,6 млрд.долл. Реализация этого проекта обеспечит добычу и транспортировку газа из Ливии в Италию по трубопроводу, проложенному по дну Средиземного моря. Проект состоит из нескольких этапов и на полную мощность будет введен в действие к 2006г.

Тендер на проведение одного из этапов выиграл международный консорциум во главе с японской компанией (TGC), итальянской компанией (Techimont) и ее французским филиалом (Sofergas). Цена контракта первого этапа инвестиционного проекта – 1,2 млрд.долл. Срок осуществления проекта – 32 мес.

В планах Национальной нефтяной корпорации Ливии имеются и другие инвестиционные проекты по обустройству разведанных газовых месторождений и расширению сети газопроводов для удовлетворения потребностей внутреннего ливийского рынка и экспорта газа в страны Европы.

На различной стадии реализации находятся следующие проекты: обустройство газовых месторождений Ат-Тахадиди (At-Tahadi), Аль-Фариг (Al-Farig) и блока MN98 геологического бассейна Сирт (Sirte), расположенного на юго-западе Ливии месторождения Аль-Вафа (Al-Wafa), разработка месторождения Интисар-103/D, проект по экспорту газа в Италию по трубопроводу, который свяжет газоперерабатывающий завод в пос. Мелита с о-ва Сицилия и проект по транспортировке газа в Тунис по трубопроводу из г.Мелиты в г.Сфакс.

Одним из главных направлений привлечения иностранных инвестиций в Ливию и диверсификации источников национального дохода, является инвестиции в промпроизводство, не связанное с добычей нефти и газа в Ливии.

Серьезные работы ведутся в области использования энергии солнца. В силу своего географического положения Ливия объективно может стать в первых рядах потребителей этого возобновляемого источника энергии. Ученые ряда стран проводят исследования на территории Ливии. Это направление в энергетике требует длительной научной проработки в тесной международной кооперации с привлечением самых современных технологий и иностранных инвестиций. В ближайшие годы могут начаться работы по практическому использованию солнечной энергии.

Практически единственной экспортно-ориентированной отраслью ливийской экономики на протяжении последних лет оставалась нефтегазо-

вая промышленность. В 2003г. доля нефти, газа и первичных продуктов их переработки в стоимостном объеме экспорта сохранялась на уровне 95-97% (еще 2-3% приходилось на различные химтовары – производные от нефти). И хотя официальные статистические данные за 2003г.еще не опубликованы, по оценкам специалистов Национальной нефтяной корпорации (ННК) Ливии, это положение не изменилось.

С учетом высокой зависимости объема валютных поступлений СНЛАД от продажи нефти на внешнем рынке ливийские власти принимали меры для наращивания как производства, так и экспорта углеводородного сырья.

В 2003г. объем добычи нефти в стране колебался в среднем от 1,38 до 1,47 млн. барр. в сутки. В принципе имеющийся у Ливии потенциал позволяет ей, по мнению экспертов ННК, при условии дополнительных капиталовложений в 15-20 млрд.долл. довести объем производства нефти до 3 млн.барр. в сутки. В этой связи ливийцы предпринимали активные меры – как экономические, так и организационные – по привлечению в нефтегазовый сектор страны иноинвесторов. Приняты новые дополнения к Закону №5 от 1997г. «О поощрении иностранных инвестиций»; ведется работа по подготовке изменений порядка организации и проведения тендеров в нефтяной отрасли. Основной расчет при этом делается на возможный возврат в Ливию американских нефтедобывающих компаний, действовавших здесь до 1986г. Однако администрация США пока сохраняет сдержанную позицию по вопросу отмены экономических санкций в отношении Ливии и нормализации с ней отношений.

В 2003г. уровень добычи нефти, который Ливия уже могла обеспечить, как правило, превышал ее экспортную квоту в ОПЕК (в среднем – 1,3 млн.барр.). Ливийцы неоднократно превышали разрешенные им объемы экспорта.

Правительство СНЛАД принимает различные административные меры, направленные на стимулирование технологической модернизации нефте- и газодобывающей отрасли, более широкое использование в них нового оборудования, внедрение высокотехнологичных производственных процессов. Так, ННК Ливии предоставлено право беспроцентного ввоза в страну целого ряда наименований машин, оборудования и материалов.

Ливия испытывает потребность в получении передовых технологий, применяемых в геологоразведке, бурении и работах по обустройству нефтегазовых месторождений. Не имея возможности напрямую получать передовые технологии от американских нефтяных компаний, Ливия ищет различные пути получения новых технологий путем привлечения на ливийский рынок других международных компаний, и в первую очередь африканских, в которых работают американские специалисты или используются передовые мировые технологии.

Впервые под эгидой стран-членов Ассоциации африканских производителей нефти (African Petroleum Producers Association, APPA) был проведен Конгресс и 1 международная выставка по технологиям в области нефти и газа, которая прошла на территории Триполитанского международного выставочного центра, с 15 по 18 марта 2003г. и была приурочена к 20 сессии министров стран-членов APPA.

Участниками Конгресса и выставки, кроме представителей стран-членов АРРА, были международные компании из третьих стран, специализирующиеся в нефтегазовой области, а также компании-производители оборудования, применяемого при геологоразведке и разработке нефтяных и газовых месторождений. С докладами о ситуации в нефтегазовой промышленности своих стран выступили министры нефтегазовой промышленности и эксперты из Алжира, Ливии, Нигерии, Египта и других международных компаний стран-членов АРРА. 70 компаний приняли участие в данном мероприятии.

Свою продукцию демонстрировали компании из Италии, Франции, Испании, Германии, Великобритании, Австрии, Канады, Алжира, Египта, Китая, Украины и некоторых других стран. Российскую Федерацию на 1 международной выставке по технологиям в области нефти и газа стран-членов АРРА представляли делегации российских компаний: ОАО «Стройтрансгаз», ОАО «Объединенные машиностроительные заводы» («ОМЗ — морские и нефтегазовые проекты»), ОАО «Трубоизоляция», ОАО «ВНИИ БТ» Пермский филиал.

Российские компании демонстрировали образцы оборудования и материалов, применяемые в нефтяной отрасли, а также ознакомили с технологиями, используемыми при поисково-разведочных работах, добыче и переработке нефти и газа.

Следует отметить, состоявшуюся на 1 международной выставке официальную презентацию российско-ливийского совместного предприятия Sub Pump, специализирующегося на ремонте и обслуживании погружных насосов. Это предприятие освоит текущий ремонт и сервисное обслуживание погружных насосов, работающих на территории Ливии. Планируется, кроме ремонта, организовать на совместном предприятии Sub Pump сборку глубинных насосов. Этому предприятию предоставлено эксклюзивное право российской компании «Алнас» по осуществлению поставок глубинных насосов на африканский континент.

Литва

Газ

Сектор природного газа Литвы регулируется законом «О природном газе» (принят в 2000г.), который устанавливает общие принципы организации отрасли, регламентирует отношения между газовыми предприятиями и потребителями, а также пользователями магистрального газопровода и газораспределительной сети, обязывает газовые предприятия обеспечить безопасную поставку газа потребителям (критерии безопасности поставки газа определяются министерством хозяйства Литвы), определяет порядок передачи, распределения, хранения природного газа; регламентирует требования к газовым предприятиям, регулирует функционирование газового рынка, определяет права, обязанности и ответственность поставщиков и потребителей природного газа, газораспределительных предприятий, устанавливает порядок регулирования цен на внутреннем рынке.

Экспорт российского природного газа в Литву в 2003г. составил 2,94 млрд.куб.м. по сравнению с 2,65 млрд.куб.м. в 2002г. Весь объем природного газа импортировался в Литву из России. В 2003г. монопольным поставщиком в страну природного

газа стало ОАО «Газпром» (в 2002г. поставки природного газа в Литву осуществляла также российско-американская компания «Итера» — 12%).

Покупателями природного газа у ОАО «Газпром» в 2003г. были: ЗАО «Дуетекана» — 1,70 млрд.куб.м.; АО «Ахема» — 0,79; АО «Летувос дуес» — 0,45 млрд.куб.м.

Квоты на поставку природного газа литовским предприятиям-импортерам определяет ОАО «Газпром» как владелец российского участка магистрального газопровода. На 2004г. квоты были распределены: ЗАО «Дуетекана» — 1,8 млрд.куб.м.; «Ахема» — 0,8; «Летувос дуес» — 0,4 млрд.куб.м.

Импортная цена на природный газ с 1 янв. 2004г. составляет 84 долл. за 1000 куб.м. Импортная пошлина не взимается. После вступления Литвы в ЕС ее размер составит менее 1%. В соответствии с указанным Законом регулируются внутренние цены транспортировки, газораспределения, хранения, а также для регулируемых потребителей.

Цены в газовой сфере ежегодно рассчитываются и устанавливаются непосредственно предприятиями, работающими в этой отрасли. Расчет цен производится в соответствии с методикой, разработанной Государственной комиссией по ценам и контролю за энергетикой, которая устанавливает «потолок» цен и осуществляет контроль за ним. «Потолок» цен на транспортировку, распределение и хранение для регулируемых потребителей устанавливается сроком на три года и может ежегодно пересчитываться в зависимости от наличия инфляции или от изменения политики налогообложения.

Цены на транспортировку, распределение и хранение газа, не превышающие установленных максимальных цен, ежегодно определяются газовыми предприятиями. Цены на газ для регулируемых потребителей, не превышающие установленных максимальных цен, каждые полгода определяются газовыми предприятиями. Если расчет цен произведен без соблюдения существующей методики, либо является ошибочным, Комиссия вправе в одностороннем порядке установить свои цены.

С 1 июля 2003г. в Литве установлены следующие розничные цены для регулируемых потребителей (включая домашние хозяйства).

Объем потребления в год, куб.м.	Цена в долл. с учетом НДС
До 90	0,38
90-800	Абонентская плата — 1 в месяц плюс 0,27 за 1 куб.м.
800-20000	5,3 в месяц плюс 0,19 за 1 куб.м.
20000-100000	5,1 в месяц плюс 187,6 за 1000 куб.м.
100000-1000000	5,1 в месяц плюс 184,3 за 1000 куб.м.
1000000-5000000	5,1 в месяц плюс 171,9 за 1000 куб.м.
5000000-15000000	5,1 в месяц плюс 162,6 за 1000 куб.м.

При поставке газа свободным (имеющим право самостоятельно выбирать поставщика) и регулируемым потребителям акцизный сбор не взимается.

В Литве имеется 1700 км. магистральных газопроводов (пропускная способность составляет 10 млрд.куб.м. в год), 4200 км. распределительных газопроводов, одна компрессорная реверсивная станция, один узел учета на границе с Калининградской обл. РФ, а также 57 распределительных станций. Всей сетью магистральных газопроводов и большей частью распределительных газопроводов владеет АО «Летувос дуес». Природный газ потребляют 1900 предприятий страны, а также 500 тыс. квартир (40% от общего числа жителей).

Через территорию Литвы природный газ поставляется транзитом в Калининградскую обл. РФ по магистральному газопроводу мощностью 0,6 млрд.куб.м. в год, что не в полной мере отвечает растущим потребностям региона. В 2003г. потребление природного газа в Калининградской обл. составило 0,57 млрд.куб.м. После ввода в эксплуатацию в конце 2005-начале 2006г. первого блока строящейся ТЭЦ-2 потребление этого вида топлива в области достигнет 1,1 млрд.куб.м. После запуска второго блока (в 2007-08гг.) потребление газа на ТЭЦ-2 увеличится еще на 0,6 млрд.куб.м. Суммарное потребление природного газа в этом регионе через 4г. может достичь 1,7 млрд.куб.м. в год.

Рассматриваются возможности увеличения транзита природного газа в Калининградскую обл. к 2005г. в объеме до 0,86 млрд.куб.м. в год за счет модернизации существующего газопровода. Для этого (чтобы не допустить нехватки в ближайшие годы природного газа в области) необходимо будет проложить вторую ветку газопровода через территорию Литвы, либо обеспечить доставку газа альтернативным путем (реализовать проект Северо-Европейского газопровода, который предусматривает строительство морского газопровода-отвода в Калининградскую обл.).

Транзитная цена (ставка) природного газа в Калининградскую обл. через территорию Литвы составляла в 2003г. 0,5 долл. за 1000 куб.м. за 100 км. (1,248 долл. за 1000 куб.м. за весь литовский участок транзита). Общая стоимость транзита газа в 2003г. превысила 700 тыс.долл. Предполагается, что в 2004г. уровень цены за транзит не изменится.

Литовские газовые сети не соединены с газовыми сетями западноевропейских стран. В соответствии с рекомендациями ЕС и Национальной энергетической стратегии о необходимости иметь альтернативные источники получения энергоносителей на случай чрезвычайных обстоятельств, Литва прорабатывает вопрос о присоединении к польской газораспределительной системе и в перспективе получения возможности доступа к норвежскому природному газу. Стоимость проекта может составить до 200 млн.долл., а на его реализацию потребуется не менее 10 лет. В соответствии с рекомендациями ЕС о необходимости иметь стратегические запасы (на срок до 3 мес.) энергоносителей в Литве продолжают исследовательские работы, в которых принимают участие зарубежные компании, по возможному созданию в стране (или в соседней Латвии) подземных хранилищ природного газа. Рассматриваются варианты строительства хранилища емкостью до 2 млрд.куб.м. газа.

Исследовательские работы предполагалось завершить в 2001г., однако они продолжают до сих пор. Стоимость проекта оценивается в 150 млн.долл.

Сжиженный газ в виде пропана, бутана или их смеси используется для заправки автотранспортных средств или в бытовых целях. Рынок сжиженного газа Литвы полностью либерализован, регулируется Законом «О природном газе» (принят в 2000г.).

Монопольным производителем сжиженного газа в Литве является Мажейкяйский нефтеперерабатывающий завод (240 тыс.т. — в 2002г., 400 тыс.т. — в 2003г.). С НПЗ сжиженный газ отгружается в специализированных железнодорожных цистернах или самовывозом автотранспортом. Оптовыми покупателями сжиженного газа являются 100 литовских фирм.

Крупнейшими литовскими компаниями, приобретающими сжиженный газ на Мажейкяйском НПЗ и реализующими его в розничной торговле самостоятельно либо через другие фирмы, являются ЗАО: «Сускистинтос дуес»; «Газимпекс»; «Лукойл-Балтия»; «Дегува»; «Дуяста». Каждая из указанных компаний имеет терминал для приема сжиженного газа, специализированные хранилища, а также газонаполнительные станции.

Крупнейшей из перечисленных выше компаний является ЗАО «Сускистинтос дуес» (92,36% акций владеет ЗАО «Итера Летува»), обладающей 5 газонаполнительными станциями, 62 складами для хранения баллонов, 46 автозаправками сжиженного газа. ЗАО «Сускистинтос дуес» контролирует 20% литовской розничной торговли сжиженным газом.

Кроме пяти крупных компаний остальные фирмы не располагают складскими помещениями и производственными мощностями и содержат от одной до нескольких АЗС сжиженного газа со снабжением напрямую из Мажейкяйского НПЗ либо из хранилищ крупных компаний.

Потребление сжиженного газа в Литве в последние годы имеет стабильную тенденцию к росту. В 2003г. в стране было потреблено 250 тыс.т. этой продукции (140 тыс.т. использовано для заправки автомобилей) по сравнению с 215 тыс.т. в 2002г. Значительные объемы сжиженного газа Литва импортирует: 36,1 тыс.т. — в 2002г., 40 тыс.т. — в 2003г.

Основным поставщиком сжиженного газа в Литву является Россия, у которой в 2002г. было закуплено 34,8 тыс.т., в 2003г. — 38,6 тыс.т. продукции. Кроме России сжиженный газ поставляется в Литву из Казахстана и Беларуси. Ежегодно 20 тыс.т. сжиженного газа поступает из России по железной дороге транзитом через Литву в Калининградскую обл. Поставка сжиженного газа из России в Литву осуществляется двумя концернами — «Газпром» и «Лукойл». «Газпром» экспортирует продукцию через дочернюю компанию «Газэкспорт» литовскому покупателю «Дуетекана» (СП ОАО «Газпром» с Финансово-промышленной корпорацией Западной Литвы). Основными покупателями «Дуетекана» в Литве являются четыре крупные компании: «Сускистинтос дуес», «Газимпекс», «Дегува», «Дуяста». «Лукойл-Балтия» половину объема сжиженного газа получает от концерна «Лукойл». Все эти пять компаний приобретают сжиженный газ также и на Мажейкяйском НПЗ.

Импортные цены на сжиженный газ колеблются в пределах 200-220 долл. за 1 т. (DAF белорусско-литовская граница). Импортные таможенные пошлины не применяются. Акцизный сбор установлен государством на реализуемый в Литве сжиженный газ только для заправки автомобилей и составляет 200 литов (75 долл.) за 1000 л., или 160 долл. за 1 т. сжиженного газа. С сжиженного газа, используемого в бытовых целях, акцизный сбор не взимается. Налог на добавленную стоимость данной продукции составляет 18%.

Розничные цены на сжиженный газ не регулируются и колеблются от 1 лита (0,36 долл.) за 1 л., или 570 долл. за 1 т., до 1,3 лита (0,47 долл.) за 1 л., или 740 долл. за 1 т. в зависимости от сферы потребления, времени года, отдаленности населенных пунктов.

Одновременно Литва является экспортером сжиженного газа (менее качественного, чем российский). В 2002г. объем экспорта этой продукции

был на уровне 60 тыс.т., в 2003г. экспорт возрос до 190 тыс.т. Основным экспортером сжиженного газа является АО «Мажейкю нафта». Незначительные объемы поставляются за рубеж литовской компанией «Газимпекс». Польша и Латвия являются основными потребителями литовского сжиженного газа. В незначительных объемах продукция экспортируется также в Венгрию и Эстонию. Рынок сжиженного газа Литвы развивается. С 1998г. по 2003г. потребление этой продукции в стране выросло с 16 тыс.т. до 250 тыс.т., и эта тенденция сохранится.

Нефть

Правовое регулирование нефтяной отрасли осуществляется на основании нормативно-правовых актов правительства и министерства хозяйства Литвы в соответствии с Национальной энергетической стратегией и Законом «Об энергетике». Нормативно-правовые акты регламентируют вопросы безопасности снабжения, оборудования, эксплуатации, технической безопасности, эффективного использования объектов и сооружений нефтяной отрасли, технические вопросы; утверждают порядок передачи, распределения, поставки и потребления нефти и нефтепродуктов; определяют качественные параметры потребляемой и выпускаемой продукции; регламентируют порядок госконтроля.

В соответствии с требованиями ЕС был разработан и принят (в 2002г.) Закон «О государственных запасах нефтепродуктов и нефти», который устанавливает порядок создания, накопления и хранения их стратегических запасов в стране, определяет ситуации, при которых запасы могут быть использованы.

В 2003г. Россия экспортировала в Литву 7,2 млн.т. нефти для переработки на принадлежащем АО «Мажейкю нафта» Мажейкяйском НПЗ (мощностью 15 млн.т. нефти в год) по сравнению с 6,55 млн.т. нефти в 2002г. Прошедший год оказался успешным для АО «Мажейкю нафта», владельцем 53,7% акций и оператором которого является дочерняя компания НК «Юкос» – «Юкос Финанс», зарегистрированная в Голландии. Впервые за последние годы, с того времени, когда литовским нефтеконцерном управляла американская компания «Вильяме Интернешнл», АО «Мажейкю нафта» заработало прибыльно.

Благодаря принятым НК «Юкос» мерам по улучшению работы Мажейкяйского НПЗ, а именно: предоставлению кредита в 75 млн.долл., модернизации оборудования, увеличению объемов поставки нефти и производства нефтепродуктов, соответствующих стандартам Евросоюза, уменьшению производственных затрат, прибыль литовского нефтеконцерна составила 50 млн.долл. В 2002г. убытки АО «Мажейкю нафта» превысили 40 млн.долл.

В 2004г. прогнозируется дальнейший рост поставок нефти на Мажейкяйский НПЗ (до 8 млн.т.) и увеличение на 5-10% производства нефтепродуктов.

По территории Литвы проходят два участка (общей протяженностью 85 км) нефтепродуктопровода «Илуксте – Вентспилс» единой системы магистральных нефтепродуктопроводов «Самара-Вентспилс».

От главной трассы нефтепродуктопровода в г.Биржай сделано ответвление до г. Мажейкяй

(220 км.), по которому идет снабжение нефтью Мажейкяйского НПЗ (пропускная способность 16 млн.т. в год).

В стране имеется нефтяной терминал в Бутинге, соединенный нефтепроводом с г. Мажейкяй, а также терминал для хранения и перегрузки нефтепродуктов в порту Клайпеда. Владельцем НПЗ, терминала в Бутинге, литовского участка нефтепродуктопровода и участка нефтепровода от Мажейкяй до Бутинге является компания «Мажейкю нафта». Перегрузкой нефтепродуктов в порту Клайпеда занимается государственная стивидорная компания «Клайпедос нафта». В 2003г. компания отгрузила на экспорт 6,6 млн.т. нефтепродуктов (уровень 2002г.), из которых 3,5 млн.т. составила продукция Мажейкяйского НПЗ.

За 2003г. значительно возросли объемы российской нефти (на 77%), отгруженные через терминал в Бутинге: с 6,23 млн.т. в 2002г., до 11 млн.т. в 2003г. Это стало возможным благодаря реализации проекта по увеличению мощности терминала (за счет установки более мощных насосов) с 8 до 14 млн.т. нефти в год. Концерн «Мажейкю нафта» в дополнение к трем имеющимся на Бутингском терминале нефтехранилищам завершил в конце 2003г. строительство еще двух – емкостью по 52 тыс.куб.м. каждый. Это позволит, по прогнозам специалистов, в 2004г. увеличить объем отгружаемой через терминал нефти до 12-13 млн.т. и при этом избежать очередей танкеров у наливного бую.

В последние годы в Калининградскую обл. транзитом через Литву по железной дороге перевозится 500-600 тыс.т. российских нефти и нефтепродуктов в год. Плату за их транспортировку в цистернах (нефтепровод отсутствует) осуществляют российские или литовские экспедиторские фирмы, которые имеют договоры экспедирования грузов с АО «Литовские железные дороги». При расчетах российских грузоотправителей с экспедиторами, работающими на Литовских железных дорогах (несколько десятков фирм), за предстоящую отгрузку и экспедирование нефти или нефтепродуктов в Калининградскую обл., как правило, осуществляется авансовый платеж.

Размер ставки, применяемой АО «Литовские железные дороги» за транспортировку нефти и нефтепродуктов в Калининградскую обл. через территорию Литвы, одинаков для всех экспедиторов и составляет 5,77 евро за 1 т. Существует перечень дополнительных платежей и сборов, взимаемых АО «Литовские железные дороги» при перевозках транзитных грузов: транзитная таможенная декларация – 0,07 евро за 1 т.; таможенный досмотр грузов – 5,30 евро за цистерну; декларирование грузов – 0,06 евро за цистерну; простой цистерн на границе – 6,67 евро за цистерну в сутки.

По мнению руководства Литовских железных дорог, размер базисной ставки за транспортировку нефти и нефтепродуктов в Калининградскую область через территорию Литвы с 1 мая 2004г. не изменится. В незначительных размерах могут измениться ставки дополнительных платежей, уплачиваемых при перевозке транзитных грузов по железной дороге в Калининградскую обл.

Литва закупает нефть в России по мировым ценам. Внутренние цены на нефть и нефтепродукты государством не регулируются, так как рынок полностью либерализован. Акцизный сбор составляет: за неэтилированный бензин – 1318 литов за 1 т. (480

долл.), за этилированный бензин — 1934 лита за 1 т. (700 долл.), за дизельное топливо — 1002 лита за 1 т. (365 долл.), за мазут — 52 лита за 1 т. (19 долл.).

Мексика

Нефть

Добыча и продажа нефти явились мощным двигателем экономического роста Мексики в последнее десятилетие. Все работы связанные с добычей, переработкой и продажей нефти осуществляются государственной нефтяной компанией «Пемекс», занимающей в рейтинге международных нефтяных компаний 7 место.

По данным «Пемекса» к 2003г. страна располагала разведанными запасами углеводородов в 52,9 млрд.бар., что поставило ее на 9 место в мире и на 2 место в Латинской Америке после Венесуэлы. 18% разведанных запасов нефти находятся на территории страны, оставшиеся — в акватории Мексиканского залива. Начав свою деятельность с 500 скважин, «Пемекс» к отчетному году увеличил их количество до 2700 скважинами. Интенсивность, с которой Мексика разрабатывает свои месторождения, ведет к их истощению в среднем на 4-5% в год.

Мексиканские запасы углеводородов

	Сырая нефть**	Газовый конденсат**	Газ сухой*
1999.....	57741.....	45250.....	6733.....14467
2000.....	58204.....	41495.....	6036.....10673
2001.....	56154.....	39918.....	5574.....10662
2002.....	52951.....	38286.....	4927.....9738
2003.....	50032.....	36266.....	4384.....9382

* млн.бар. эквивалентных сырой нефти; ** млн.бар.

По данным «Пемекса» в 2003г. полные запасы углеводородов состояли на 72,5% из нефти, на 18,8% из сухого газа и на 8,8% из газового конденсата. Компенсировать запасы нефти «Пемекс» пытается путем проведения геологоразведки и освоения новых месторождений в штатах Веракрус, Тамаулипас, Чиapas и акватории Мексиканского залива, что, по оценкам специалистов, позволит увеличить запасы нефти в стране на 20,4 млрд. баррелей. В прошедшем году было открыто 41 новое месторождение нефти и газа, что, по мнению руководства «Пемекса», позволит компании увеличить добычу нефти на 45% по сравнению с ее среднегодовым уровнем в прошедшем десятилетии, а к 2010г. это увеличение должно будет составить 100%.

В 2003г. полные инвестиции, освоенные «Пемексом», составили свыше 120 млрд. песо, что на 32,9% выше показателя 2002г. 1/3 этих инвестиций было израсходовано на увеличение нефтедобычи, что позволило довести ее среднегодовое значение до 3370 тыс.бар. в день, или на 12% больше, чем в пред.г. — показатель, ставший рекордным в истории «Пемекса».

Значительная часть инвестиций была направлена «Пемексом» на внедрение новейших технологий в разработку континентальных месторождений, что способствовало существенному росту нефтедобычи на месторождениях со сложной геологией.

Динамика производства жидких углеводородов, в тыс.б/д

	2000	2001	2002	2003
Всего.....	3450.....	3560.....	3585.....	3789
добыча нефти.....	3012.....	3127.....	3177.....	3371
- тяжелой.....	1774.....	1997.....	2168.....	2419

- легкой.....	0,733.....	0,659.....	0,552.....	0,512
- сверхлегкой.....	0,505.....	0,471.....	0,458.....	0,439
Производство жидкого газа.....	0,438.....	0,433.....	0,408.....	0,418

Источник: «Пемекс»

По добыче нефти на морских месторождениях Мексика занимает 1 место в мире. Дальнейшее увеличение этой добычи тормозится необходимостью освоения новых месторождений, расположенных в Мексиканском заливе на большей глубине. Страна не располагает необходимыми для этого новейшими технологиями, а действующая государственная монополия не позволяет привлечь нужные инвестиции на их закупку.

По запасам газа Мексика стоит на 17 месте в мире. Добыча, переработка и продажа газа, как и вся мексиканская энергетика, находится в руках государства. Ею занимается Pemex Gas — одно из подразделений «Пемекса». Разведанные запасы газа в Мексике оцениваются в 22 трлн. куб. футов, что эквивалентно 4,46 млрд.бар. нефти, и при современных темпах разработки способно удовлетворить потребности страны в ближайшие 22г.

В 1998-2002гг. добыча натурального газа в Мексике сократилась на 8% из-за снизившейся добычи легкой нефти. 2003г.стал первым, когда «Пемексу» удалось довести ежедневную добычу натурального газа до 4498 млн. куб. футов, что на 1,7% выше показателя 2002г., в т.ч. 34% газа добывалось на морских месторождениях, 34% — на южной территории и 32% — на севере страны. Рост газодобычи был частично достигнут за счет возросшей добычи сопутствующего газа на месторождениях тяжелой нефти, а также благодаря реализации Стратегической программы по освоению газовых месторождений на северо-востоке страны, что уже позволило в 2003г. увеличить добычу чистого газа на 6%. Программные мероприятия обеспечат в 2004-10гг. среднегодовой рост газодобычи на 7%, чтобы к концу запланированного периода довести его объем до 2200 млн. куб. футов в день. В этот же период ежегодное производство сжиженного газа будет возрастать на 11% и к концу достигнет объема 25 тыс.б/д.

67% добытого в 2003г. газа было получено на нефтяных месторождениях как сопутствующий продукт их разработки и 33% — на газовых месторождениях.

Динамика добычи натурального газа, в млн. куб. футов в день

	2000	2001	2002	2003
Всего.....	4679.....	4511.....	4423.....	4498
- сопутствующий.....	3380.....	3239.....	3118.....	311
- чистый.....	1299.....	1272.....	1305.....	1379

Источник: «Пемекс»

В 2003г. было начато строительство двух модульных заводов по производству криогена, каждый мощностью 200 млн. куб. футов в день. Аналогичный проект планируется начать в 2004г.

Основной формой транспортировки натурального газа в Мексике является система стальных газопроводов различного диаметра (24, 36, 48 дюймов), охватывающая 18 штатов протяженностью 9031 км. и имеющая ветку длиной 327 км., соединяющую Мексику с США. Система оснащена 8 компрессорными станциями: 3 — на юге, одна — в центральной части и 4 — на севере страны.

Для транспортировки сжиженного газа также используется система трубопроводов, охватывающая 11 штатов, оснащенная пятью насосными станциями, обеспечивающими общую мощность системы 1,822 куб. м/сек.

Благодаря инвестициям, за последние три года направленным на расширение транспортной инфраструктуры, «Пемекс» сегодня способен обеспечить транспортировку 1 млрд. куб. футов газа в день из северных районов в любой регион страны. Ведутся работы по расширению подключения мексиканских газопроводов к газовой системе США с целью обеспечить в будущем возрастающие потребности мексиканской экономики в экспорте и импорте натурального газа.

В 2003г. натуральный газ использовался: 44% — на нужды «Пемекса», 31% — для производства электроэнергии, 17% — на нужды промышленности, 7% — на нужды населения.

По планам мексиканского правительства в развитие сектора в ближайшие четыре года будет инвестировано 560 млн.долл., из них 67% — в развитие континентальных месторождений натурального газа, что позволит увеличить число потребителей газа с 1 млн. в 2003г. до 1,8 млн. к 2007г. и выведет Мексику в число ведущих газовых производителей в Латинской Америке.

В 2003г. большое внимание «Пемекс» уделял наращиванию своих мощностей в области нефтепереработки. Благодаря проведенной им модернизации Национальной системы нефтепереработки, в стране значительно возросло производство бензина и, как следствие, снизились его закупки за границей с 90 тыс.б/д в 2002г. до 47 тыс.б/д в 2003г. Объемы переработанной нефти в 2003г. возросли на 3%, в т.ч. переработка тяжелой нефти возросла на 13% и составила 815 тыс.б/д.

Динамика производства продукции нефтепереработки, в тыс.б/д

	2000	2001	2002	2003
Всего.....	1449,6...	1472,8...	1481,1...	1555,5
- жидкий газ.....	228,5	233,3	236,1	245,9
- бензин.....	393,1	390,4	398,6	445,7
- керосин.....	55,6	57,0	56,7	59,6
- дизельное топливо.....	265,4	281,6	266,9	307,8
-смазочные масла.....	422,6	435,9	449,6	396,5
- прочее.....	84,4	74,7	73,3	100,1

Источник: «Пемекс»

Стратегическими направлениями развития нефтехимического производства стали инвестиции в модернизацию наиболее рентабельных технологических цепочек. Самым крупным шагом в расширении нефтехимического производства стал начатый в 2003г. проект Fenix — строительство двух нефтехимических комплексов мирового класса. Проект является одним из шагов структурной перестройки всего «Пемекса» и позволит отработать схему большего привлечения в нефтяную промышленность частного капитала.

Динамика производства нефтехимической продукции, в тыс.т.

	2000	2001	2002	2003
Всего.....	11501	10377	9880	10296
- Acetaldehido.....	113	58	51	57
- Amoniaco.....	923	707	680	534
- Benceno.....	106	94	107	114
- Cloruro de vinilo.....	184	150	158	113
- Etilbenceno.....	158	140	140	114
- Etileno.....	1 158	1063	994	982
- Oxido de etileno.....	307	307	302	312
- Polietileno de alta densidad.....	174	178	147	158
- Polietileno de baja densidad.....	272	276	284	271
- Propileno.....	311	285	315	360
- Tolueno.....	141	152	183	235
- Прочее.....	7652	6967	6520	7044

Источник: «Пемекс»

Несмотря на то, что нефтяная отрасль приносит государству огромные доходы, она сама испытывает постоянный дефицит финансирования, что связано, во-первых, с необходимостью ее постоянной модернизации для обеспечения возрастающих потребностей в добыче нефти и, во-вторых, с закрытостью отрасли для приватизации.

На протяжении последних лет в Мексике ведется жесткая полемика о необходимости приватизации нефтяной и газовой отраслей промышленности, однако приватизационные процессы коснулись их лишь в незначительной степени. В соответствии с 27 статьей конституции страны, исключительное право на разведку и добычу нефти и газа, а также первичную переработку сырья принадлежит государству. Единственной отраслью, куда был допущен частный сектор, является вторичная нефтехимия, а также услуги по транспортировке и хранению сырья.

В конгрессе страны ежегодно поднимается вопрос о необходимости пересмотра 27 статьи конституции с учетом реформирования нефтегазовой и электроэнергетической отраслей с целью привлечения частного капитала в их развитие. Тем более, что крупнейшие иностранные и, в первую очередь, американские компании проявляют готовность вложить свой капитал в столь привлекательные отрасли национальной промышленности. По-прежнему монопольное право на разведку, добычу и переработку принадлежит «Пемексу». За ее счет обеспечивается **40% налоговых поступлений в госбюджет**. Руководство страны испытывает желание допускать национальных, иноинвесторов к контролю над одним из наиболее важных источников доходов страны. В то же время без привлечения частных инвестиций невозможно разрешить проблемы, стоящие перед отраслью.

Результаты финансовой деятельности «Пемекса» в 2003г.: полные продажи составили 620 млрд. песо, что на 24,6% выше показателя пред.г.; экспорт превысил 18,6 млрд.долл., из них 16,8 млрд.долл. пришлось на экспорт нефти; профицит внешнеторгового баланса составил 14,03 млрд.долл.; в госбюджет было выплачено налогов на 382 млрд. песо.

Динамика нефтяной внешней торговли, в млрд.долл.

	2000	2001	2002	2003
Экспорт	16,300	12,608	14,709	18,634
Нефть.....	14,887	11,591	13,529	16,835
Olmecca.....	4,280	2,694	2,239	2,342
Istmo.....	1,160	0,665	0,414	0,249
Maya.....	9,447	8,231	10,876	14,244
Газ натуральный.....	0,049	0,048	0,004	0,0
Продукты нефтепереработки.....	1,119	0,856	1,182	1,615
Продукты нефтехимии.....	0,246	0,113	0,113	0,146
Импорт	4,672	4,109	3,317	3,994
Газ натуральный.....	0,367	0,424	0,775	1,526
Продукты нефтепереработки.....	4,233	3,656	2,495	2,423
Продукты нефтехимии.....	0,072	0,029	0,046	0,044

В 2003г. Мексика увеличила экспорт своей нефти на 26,4% по сравнению с пред.г. Экспорт прочих нефтепродуктов в 2003г. составлял 177,2 тыс.б/д, в т.ч.: жидкий газ — 0,3 тыс.б/д, бензин — 70,7 тыс.б/д, турбогорючее — 7,6 тыс.б/д, дизтопливо — 2,9 тыс. б/д, нефтехимическая продукция — 808,8 тыс.т. за год.

Традиционно, большая часть нефти продана в США — 78%. В другие страны Америки ее было поставлено 8,2%, в Европу — 11% и в страны Даль-

него востока — 2,8%. Из общего объема экспорта 75,6% приходилось на нефть «Майа», 19,4% — «Ольмека» и 5,1% — «Истмо».

Динамика экспорта нефти в регионы, в млрд.долл.

	2000	2001	2002	2003
Экспорт	14,887	11,591	13,109	16,121
- США	11,368	8,709	10,225	12,577
- другие американские страны	1,606	1,354	1,073	1,320
- Европа.....	1,554	1,218	1,445	1,777
- Дальний Восток	0,359	0,297	0,366	0,450
Динамика среднегодовых экспортных цен на нефть, в долл. за бар.				
средняя общая	24,62	18,57	21,61	24,79
средняя для				
- Istmo.....	27,67	22,23	23,76	28,05
- Мауа.....	22,81	17,15	20,98	24,14
- Olmeca.....	28,94	23,93	24,91	29,35
средняя для				
- Америки.....	24,89	18,57	21,65	24,99
- Европы.....	22,57	18,41	21,27	23,29
- Дальнего Востока.....	24,78	19,30	21,46	23,81

Источник: Пемекс

Нидерланды

Газ

Развитию газодобывающей отрасли в Нидерландах придается особое значение. Разведка месторождений и добыча газа рассматривается в качестве важнейшего направления экономического развития страны, приоритетами которого является обеспечение энергетической безопасности страны, переход к новому качественному уровню энергетической системы с точки зрения удовлетворения растущих требований по охране окружающей среды и создание базы для роста голландской экономики в целом.

Нидерланды играют ведущую роль в обеспечении газом западноевропейских стран. Обладая относительно большими запасами природного газа среди стран ЕС, Нидерланды поставляют 20% от ежегодно потребляемого в странах ЕС объема газа, который в общем составляет 400 млрд.куб.м.

Использование газового потенциала в интересах энергетической безопасности осуществляется благодаря особому режиму эксплуатации одного из крупнейших в мире Гронингенского месторождения, который предусматривает изменение объемов добычи газа в зависимости от складывающегося соотношения спроса и предложения на энергоресурсы. Увеличение производства газа на Гронингенском месторождении предусматривается, например, только в случае существенного роста потребления в холодные зимние сезоны либо при перебоях в импорте газа из-за рубежа. При сокращении потребления до обычного уровня, подача газа с Гронингенского месторождения снижается, и основная нагрузка переходит на другие, меньшие по мощности голландские газовые месторождения.

Несмотря на то, что в Нидерландах возрастают мощности возобновляемых источников энергии, использование которых не влечет за собой серьезных нарушений окружающей среды, в ближайшие десятилетия для обеспечения энергетического баланса страны сохранится необходимость в традиционных энергоресурсах минерального происхождения. В перспективе газу отдается предпочтение, как наиболее экологически чистому минеральному топливу. Экологические преимущества

газа проявляются не только в сфере его потребления. Высокой степенью «чистоты» отличается газодобывающая отрасль Нидерландов, воздействие которой на окружающую среду является объектом постоянного мониторинга как со стороны компаний, так и госструктур. Весьма активную роль в этом процессе имеют общественные экологические организации и движения.

Доходы газодобывающей отрасли Нидерландов являются существенным источником финансирования госбюджета, составив в 2002г. 5,5 млрд. евро, что равно 9,5% общего объема бюджетных поступлений. Заметна роль газодобывающей отрасли в обеспечении занятости, поскольку численность работающих в добыче газа и нефти достигает 6 тыс.чел., а с учетом работников газораспределительной системы превышает несколько десятков тысяч.

Открытие Гронингенского газового месторождения в 1959г. определило время зарождения газодобывающей отрасли Нидерландов. В результате дальнейших поисковых работ были открыты другие, значительно меньшие по размерам месторождения. На 1 янв. 2003г. подтвержденные запасы природного газа в Нидерландах составляли 1545 млрд.куб.м. и неподтвержденные (ожидаемые) запасы — 1662 млрд.куб.м. На долю Гронингенского месторождения приходится 63% подтвержденных запасов. Данное месторождение и значительная часть других залежей газа расположены в Нидерландах на суше, что создает определенные преимущества по сравнению с нефтедобывающей отраслью, где 75% месторождений находится на морском шельфе.

Для продления срока эксплуатации Гронингенского месторождения разработана программа реконструкции, на которую планируется израсходовать 1,5 млрд. евро. Выполняющая функции оператора по добыче газа компания Nederlandse Aardolie Maatschappij (NAM) устанавливает компрессорное оборудование для поддержания пластового давления. 300 скважин, функционирующих на Гронингенском месторождении, объединены в 29 кустов, из которых 14 кустов находятся в южном секторе месторождения и 15 — в северном. Южные кусты обеспечивают производительность 15 млн. куб.м/сут, а северные — до 25 куб.м/сут. Установка компрессорного оборудования производится сначала на наиболее крупных кустах скважин, и начальный этап работы должен быть завершен к концу 2004г. При этом 14 кустов будут снабжены компрессорами мощностью 23 мвт., 15 более мелких кустов — компрессорами мощностью 12 мвт. Газ Гронингенского месторождения имеет в своем составе 81% метана и 14% азота, и идеален с точки зрения затрат по использованию в сети газопроводов Нидерландов. В отличие от газа из Гронингена большинство других месторождений дают газ, требующий значительных затрат по очистке, объемы которых будут расти.

Большинство эксплуатируемых газоносных месторождений в Нидерландах были открыты достаточно давно. Активность разведочных буровых работ, контролируемая государством путем выдачи лицензий, остается на невысоком уровне и осуществляется в основном в территориальном секторе Северного моря. В 2002г. было открыто 7 новых газовых месторождений, из них 6 морских и одно — сухопутное.

За 2002г. было пробурено 42 скважины, в том числе 24 скважины в целях разведки и оценки месторождений и 18 — для их освоения и развития. В 2002г. государством было выдано 5 лицензий на разведочные буровые работы. К середине 2003г. для разведки и освоения газовых месторождений было задействовано 6 буровых вышек, принадлежащих компаниям NAM, BP, Total и Gaz de France. Хотя в течение нескольких предыдущих лет объемы буровых разведочных работ снижались, доля скважин, давших ожидаемый результат, в среднем достигала 40%.

Внутренний рынок. Объемы производства газа в Нидерландах снизились в 2002г. на 3,2% по сравнению с 2001г. Доля голландской газодобывающей отрасли в общем объеме мировой добычи газа в течение последних лет оставалась в среднем на уровне 2,5%.

Добыча природного газа в Нидерландах, в млрд.куб.м.

	1998	1999	2000	2001	2002
Добыча.....	63,6	59,3	57,3	61,9	59,9
Прирост, в %		-6,8	-3,4	8,0	-3,2
Доля Нидерл. в мировой добыче, в %	2,8	2,5	2,4	2,5	2,4
Мировая добыча	2290,0	2351,6	2435,7	2493,3	2527,6

Показатели добычи даны в стандартных кубических метрах: при температуре 15 С° и давлении 1013mbar Источник: BP Statistical Review of World Energy, June 2003

Общая концепция развития газодобывающей отрасли предусматривает экономное использование невозможных энергетических ресурсов страны. Деятельность государства, направленная на максимальное сохранение природного энергетического потенциала страны, проявилось в решении правительства установить предельный объем ежегодной добычи газа в 80 млрд.куб.м. Ограничение производства «голубого топлива» является частью газовой политики, получившей название «политики малых месторождений», которую правительство Нидерландов стало реализовывать более тридцати лет назад.

Начало введения «политики малых месторождений» в Нидерландах относят к середине 70гг.

«Политика малых месторождений» создала условия для увеличения срока эксплуатации Гронингенского месторождения. Уникальность данного месторождения заключается в том, что ежедневная добыча газа с него может колебаться 0-500 млн.куб.м. Существует возможность оперативно регулировать уровень добычи. Это позволяет покрывать пиковые потребности, например, сезонно-климатического характера, причем не только в Нидерландах, но и других западноевропейских странах — потребителей голландского газа. С середины 70гг. Гронингенское месторождение выполняет роль энергетического «балансира», использование которого на полную мощность предполагается только в экстренных случаях. В результате, доля добычи природного газа с данного месторождения постепенно сокращается.

Потребление природного газа в Нидерландах, в млрд.куб.м.

	1998	1999	2000	2001	2002
Потребление.....	38,7	37,9	39,2	39,1	39,3
Прирост, в %		-2,1	3,4	-0,3	0,5
Доля Нидерл. в мир. потреблении,%	1,7	1,6	1,6	1,6	1,5
Мировое потребление	2287,2	2341,0	2443,0	2466,3	2535,5

Показатели потребления даны в стандартных кубических метрах: при температуре 15 С° и давлении 1013mbar Источник: BP Statistical Review of World Energy, June 2003

В 2001-02гг. добычей газа в Нидерландах с одного или нескольких месторождений занималось 13 компаний. Основным производителем остается NAM, на долю которой приходится 75% от общего объема добываемого в стране «голубого топлива».

Данные о потреблении природного газа в Нидерландах свидетельствуют о незначительных колебаниях закупок газа на внутреннем рынке, в среднем находившихся на уровне 39 млрд.куб.м. в год. Отклонения от среднего уровня потребления вызваны особенностями зимних сезонов в конкретные годы. Наибольшая доля потребления 41% (699,9 ПДж) приходилось на удовлетворение потребностей промышленности. По суммарным показателям для 15 стран ЕС в 2002г. доля промышленности в общем объеме потребления газа составляла 37,8%. Газ занимает особое положение в энергетическом балансе Нидерландов. На его долю приходится 39% от общего объема потребляемых в стране энергоносителей, что ставит Нидерланды на первое место среди стран ЕС по данному показателю.

Внешняя торговля. Общий объем газа, поставленного на экспорт из Нидерландов в 2002г. составил 42,7 млрд.куб.м. Покупателями газа являлись семь стран, в их числе: Бельгия, Франция, Германия, Италия, Люксембург, Швейцария и Великобритания. Крупнейшим потребителем голландского газа в 2002г. была Германия, на долю которой приходилось почти половина от общего объема экспорта (20,2 млрд.куб.м.). В целом экспорт газа из Нидерландов имеет устойчивую повышательную тенденцию. В 2001г. экспортные поставки газа компанией Gasunie увеличились на 17% по сравнению с 2000г., прежде всего, из-за роста экспорта в Германию и Бельгию.

Следуя государственной политике, направленной на экономию национальных энергетических ресурсов, Нидерланды развивают импорт природного газа. В 2003г. общий объем импортного газа составил 9,13 млрд.куб.м. газа. Основными поставщиками газа в Нидерланды являлись Великобритания, доля которой равнялась 51% (4,6 млрд.куб.м.), а также Норвегия и Россия. Британский газ начал поступать в Нидерланды после пуска в эксплуатацию в 1998г. газопровода между английским городом Бэктон и бельгийским Зеебрюгге. Проектная мощность данного газопровода равна 12 млрд.куб.м. газа в год, но в последние годы его загрузка оставалась на уровне 90%.

Nam и Gasunie

Gasunie является основным импортером газа в страну, но голландские потребители газа также имеют право осуществлять эту деятельность. Первый контракт без непосредственного участия Gasunie был заключен в 1989г. между группой электроэнергетических компаний Samenwerkende Eletriciteits-Productiebedrijven (SEP) и поставщиком газа из Норвегии.

Россия вошла в число экспортеров газа в Нидерланды после подписания долгосрочного контракта между компанией Gasunie и ООО «Газэкспорт», состоявшегося 21 дек. 1999г. Контракт предусматривает поставку в течение 20 лет 80 млрд.куб.м. общей стоимостью 10 млрд.долл. При этом максимальные поставки достигнут 4,3 млрд.куб.м/год. Транспортировка газа в максимальные поставки достигнут 4,3 млрд. м/год.

Транспортировка газа в Нидерланды была начата 1 окт. 2001г. по газопроводу «Ямал-Европа». В 2002г. по данному контракту голландской стороне было поставлено 1,4 млрд.куб.м.

Деловое сотрудничество «Газэкспорта» и компании «Газюни» не ограничивается только прямыми поставками российского газа в Нидерланды. Рамочное соглашение между ними, подписанное в 1996г., включает различные формы кооперации в области транспортировки и хранения газа. В результате его выполнения был разработан механизм более эффективного использования транспортных мощностей в соответствии с потребностями продавца, что позволило оптимизировать загрузку газопровода «Ямал-Европа».

Важным международным инвестиционным проектом, коренным образом затрагивающим интересы России, Великобритании, Нидерландов и ряда других европейских стран, является строительство Северо-Европейского газопровода, который должен начать работать к 2007г. Проект Северо-Европейского газопровода предусматривает транспортировку газа от Выборга до побережья Германии по дну Балтийского моря и далее через Нидерланды в Великобританию. Мощность газопровода – 19,7 млрд.куб.м. в год, однако «Газпром» не исключает возможности ее увеличения до 30 млрд.куб.м. Реализация данного проекта позволит создать прямой маршрут российского газа на европейский рынок.

«Газпром» и нидерландская газовая компания Gasunie намерены подписать меморандум о взаимопонимании, который станет основой для определения долей и форм участия в проекте Северо-Европейского газопровода (СЕГ).

Заинтересованность по участию в реализации проекта строительства Северо-Европейского газопровода со стороны Gasunie вызвана тем, что компания активно участвует в развитии газотранспортной инфраструктуры Западной Европы. Gasunie планирует построить второй 235-километровый трубопровод между Великобританией и Нидерландами, что позволит поставлять российский газ в Великобританию. Инвестиции в этот газопровод оцениваются в 500 миллионов евро. Линия газопровода начнется в г. Балгзанд (Balgzand) на северо-западном побережье Нидерландов и по дну Северного моря дойдет до Бэктона (Bacton) на территории Британии в районе Норфолка. Проект получил сокращенное название BBL (Balgzand-Bacton Line).

В Нидерландах за оптимальную связь данного газопровода с существующей газовой сетью будет отвечать Gastransport Services – транспортное подразделение Gasunie. В Великобритании трубопровод будет присоединен через уже существующий терминал к сети трубопроводов Британского транспортного предприятия Transco.

Конечная мощность и диаметр трубопровода зависит от окончательных долгосрочных договоренностей поставщиков газа. Уже двадцати газовых предприятий проявили желание зарезервировать транспортные мощности BBL. Сейчас Gastransport Services работает над развертыванием дополнительного обслуживания вокруг газопровода и составлением контрактов с каждой отдельной газовой компанией. Права на пользование мощностями будут установлены в стандартных контрактах с отдельными газотранспортными компаниями.

Gastransport Services и Бельгийское газотранспортное предприятие Fluxys заключили соглашение о сотрудничестве, касающееся ожидаемого участия Fluxys в эксплуатации газопровода BBL.

Fluxys занимается транспортировкой газа в Бельгии и с 60гг. принимает активное участие в транзите природного газа в Европе. Целью заключенного соглашения является активное участие Fluxys в эксплуатации газопровода BBL. Gastransport Services станет держателем большей части акций в создаваемом АО, которое будет заниматься эксплуатацией BBL. Участие в проекте других сторон расценивается Gastransport Services и Fluxys как вполне возможное.

По газопроводу BBL будет транспортироваться газ, который Gasunie Trade & Supply – торговое подразделение Gasunie – с 2006/07гг. планирует поставлять английской компании Centrica.

Ведущие компании. В газодобывающей отрасли Нидерландов отсутствуют вертикально интегрированные компании, осуществляющие весь производственно-сбытовой цикл от скважины на газопромысле до теплоэлектростанции или бытовой газовой плиты. Организационная структура газодобывающей отрасли отражает технологическую и коммерческую систему товародвижения до конечных потребителей, в которой задействованы десятки голландских компаний. Все они специализируются в одной, реже в нескольких, из представленных ниже областей: разведка, обустройство и эксплуатация месторождений; транспортировка газа по сетям трубопроводов высокого давления; транспортировка газа по сетям трубопроводов низкого давления; очистка, хранение газа; сжижение газа; коммерческие закупки и продажи газа.

В отрасли имеются фирмы, выполняющие важные научно-исследовательские и инженерно-испытательские функции, а также организации, занимающиеся экологическими аспектами развития добычи газа и газовой энергетики и участвующие в диалоге газодобывающих компаний с государственными учреждениями и общественными движениями.

Nederlandse Aardolie Maatschappij. NAM является самым крупным производителем газа в Нидерландах, с ежегодным объемом добычи 50 млрд.куб.м. Большая часть добываемого газа поступает с Гронингенского месторождения (27 млрд.куб.м.). Оставшаяся часть делится примерно поровну между малыми материковыми месторождениями (12,5 млрд.куб.м.) и морскими месторождениями в Северном море (11 млрд.куб.м.). Произведенный компанией NAM газ на три четверти удовлетворяет текущие потребности Нидерландов в данном энергоносителе.

Начало истории NAM связано с открытием месторождения нефти Schoonebeek в 1943, когда компании Royal Dutch/Shell и ExxonMobil решили создать совместное предприятие для выполнения разведочных работ и добычи открытых в Нидерландах залежей углеводородов. Новая компания, получившая название Nederlandse Aardolie Maatschappij (NAM), была основана 19 сент. 1947г.

Большую известность NAM получила, обнаружив первое месторождение природного газа в Нидерландах в Coevorden в 1948 и 10 лет спустя, в 1959, открыв Гронингенское месторождение газа Slochteren, одно из самых больших в мире. Данное открытие положило начало поисковым работам в

зоне морского шельфа, а компания NAM стала первой среди западноевропейских компаний, приступившей в 1961г. к бурению в Северном море.

Nederlandse Gasunie является почти полным монополистом по продаже и транспорту природного газа. Имеются отдельные ниши на газовом рынке Нидерландов, в которых действуют другие голландские компании. Например, это касается газопроводов для транспортировки газа с морских месторождений. В 2003г. N.V.Nederlandse Gasunie отпраздновала 40-летний юбилей — устав компании был подписан 6 апр. 1963г. За прошедшие годы Gasunie стала главным поставщиком природного газа в Европе. газораспределительная сеть Gasunie обслуживает теплоснабжение почти всего жилого сектора Нидерландов, в целом ее поставки природного газа покрывают половину энергетических потребностей Нидерландов.

Gasunie является полугосударственной компанией, в которой по 25% акций имеют компании Shell и Esso. Непосредственная доля государства равняется 10%, и еще 40% принадлежат ему через компанию Energie Beheer Nederland (EBN). Полностью принадлежащая государству Компания Energie Beheer Nederland (EBN) была создана в 1989г. К ней перешли функции от приватизированной в это время государственной угледобывающей компании DSM (De StaatsMijnen). Также как и своя предшественница, EBN обеспечивает долевое участие государства в энергетических компаниях, а также в концессионных и лицензионных разработках нефтяных и газовых месторождений.

В состав Nederlandse Gasunie входят следующие подразделения: Gasunie Trade and Supply — покупка и продажа газа на внутреннем и внешнем рынках; Gastransport Services — транспортировка газа, развитие и эксплуатация газопроводной сети; EuroHub — администратор трубопроводного узла в районе Emden/Oude Statenzijl, дочернее предприятие Gastransport Services; Gasunie Engineering — компания по проектированию газо и нефтепроводов, также выполняет аналогичные проектные работы для систем водоснабжения и химических предприятий; Gasunie Research — научно-исследовательская организация, выполняющая прикладные научные разработки и фундаментальные исследования, как в интересах компании Gasunie, так и на заказ. В течение последующих пяти лет Gasunie Research будет возглавлять международный проект, инициированный ЕС, который посвящен технологиям использования смеси природного газа и водорода в существующих газовых системах; Energy Delta Institute — международная школа бизнеса и исследовательский центр с энергетическим уклоном, создан 1 фев. 2003г. совместно с Университетом Гронингена.

В 2003г. оборот компании Gasunie вырос на 5,1%, составив 11,3 млрд. евро (в 2002г. 10,7 млрд. евро). Причиной этому явилось существенное повышение цен на газ, которые связаны с динамикой цен нефти. Средняя цена продаж газа компанией Gasunie выросла в 2003г. на 8%, до 14,6 евро центов (в 2002г. 13,5 евро центов).

Объемы продаж газа в 2003г. снизились на 3% по сравнению с пред.г., составив 77 млрд.куб.м. (в 2002г. 79,4 млрд.куб.м.). Это рассматривается как следствие либерализации внутреннего газового рынка, которое привело в 2003г. к снижению доли Gasunie, вызвавшееся в сокращении внутренних

продаж на 6,6% до уровня 34 млрд.куб.м. Объемы экспортных поставок Gasunie в 2003г. не изменились — 43 млрд.куб.м.

Продажи газа компанией Gasunie Trade and Supply, в млрд.куб.м.

	1999	2000	2001	2002	2003	2003, %
Общий объем продаж	75,4	73,0	80,7	79,4	77,0	-3,0
- внутренний рынок	40,4	36,4	38,3	36,4	34,0	-6,6
- экспорт	35,0	36,6	42,4	43,0	43,0	0,0

Источник: Годовой отчет компании N. V. Nederlandse Gasunie за 2003

С учетом проводимой правительством «политики малых месторождений» в процентном соотношении газ из Гронингенского месторождения составил только 35% от общего объема (в 2002г. 31%), газ из малых месторождений на территории Нидерландов — 53% (в 2002г. 58%), импорт газа — 12% (в 2002г. 11%).

Снижение доли внутреннего рынка компания Gasunie планирует компенсировать за счет увеличения объемов экспорта газа, для чего складываются благоприятные перспективы на рынке ЕС.

Транспортировка газа компанией Gastransport Services, в млрд.куб.м.

	1999	2000	2001	2002	2003
Общий объем.....	84,1	83,3	86,6	87,2	87,2

В 2004г. объемы продаж составят 76 млрд.куб.м., а показатели оборота компании превысят 10 млрд. евро. Капитальные инвестиции увеличатся до 300 млн. евро. Большая часть инвестиций должна пойти на строительство газопровода BVL, связывающего Нидерланды и Великобританию.

Состояние рынка газа Нидерландов безусловно является отражением мировых тенденций производства и потребления данного вида углеводородного сырья. Спрос на газ в мире быстро повышается — прогнозы предсказывают увеличение мирового потребления на 50% в течение следующих 20 лет по мере того, как расширяющаяся сеть трубопроводов и танкерных маршрутов для перевозки сжиженного газа будет охватывать новые страны и регионы. Нидерланды имеют большие возможности для того, чтобы оставаться в числе лидеров по уровню развития газового рынка, имея крупные запасы газа, современную газовую промышленность и технологический потенциал, необходимый для адаптации газовых проектов к растущим требованиям по защите окружающей среды и энергосбережению.

Норвегия

Нефтегазпром

Нефтегазодобывающая промышленность является важнейшей отраслью норвежской экономики и ее фундаментом. На начало 2003г. министерство нефти и энергетики Норвегии оценивало суммарные извлекаемые запасы углеводородного сырья на норвежском континентальном шельфе (НКШ) в 13,7 млрд. стандартных куб.м. нефтяного эквивалента, отмечая при этом, что за 30-летний период эксплуатации нефтегазовых месторождений на НКШ было извлечено 3,5 млрд.куб.м. или 26% (запроданы в рамках различных контрактов или уже поставлены потребителям). Из оставшихся 10,2 млрд. доказано наличие 5,4 млрд.куб.м., предполагается наличие 3,9 млрд.куб.м., улучшение технологий по добыче нефти может принести дополнительно 0,9 млрд.куб.м.

Ресурсы природного газа на НКШ оцениваются в 6,974 млрд.куб.м. Извлечено — 11,4%, доказано наличие — 45,4%, предполагается наличие — 43,2%.

В целом в топливно-энергетическом комплексе (ТЭК) Норвегии, в который входят добыча нефти и газа, компании-поставщики оборудования, товаров, технологий и услуг, исследовательские организации и учебные заведения, работающие на эту отрасль, занято 70 тыс.чел. (3% экономически активного населения, что сопоставимо с аграрным сектором страны). Опосредованно ТЭК способствовал занятости 220 тыс.чел. Непосредственно в нефтегазодобыче занято 16,4 тыс.чел.

В 2003г. доля углеводородного сырья в норвежском экспорте составила 62%, что обеспечило 26% поступлений в госбюджет. Удельный вес этого сектора в ВВП страны колеблется в зависимости от различных факторов от 20 до 25%.

Свидетельством эффективности норвежской инвестиционной политики является привлечение капиталовложений в нефтегазовый сектор: объемы инвестиций достигали в отдельные годы 10 млрд.долл. В Норвегии сохраняется мощное госрегулирование экономики и активное вмешательство властей во все сферы норвежского хозяйства, вплоть до прямого экономического участия государства в нефтегазодобыче, осуществляемое через госкомпанию Petoro. Несмотря на **очень высокий уровень налогообложения при эксплуатации нефтегазовых ресурсов (теоретически 78%**, хотя на практике меньше, плюс три вида сборов), Норвегии удается обеспечивать относительно стабильный приток капиталовложений в этот сектор национального хозяйства. В 2003г. инвестиции из госбюджета в разработку нефтегазовых месторождений были выше, чем в 2002г. (64 и 52,3 млрд. крон), на 2004г.планируется госбюджетом инвестировать еще больше — 71,4 млрд. крон., однако затем прогнозируется спад.

Добыча углеводородного сырья на НКШ, в млн.куб.м.

	Динамика	Угасание
2003г.....	266	261
2005г.....	280	255
2010г.....	240	178
2015г.....	200	113
2020г.....	185	65

Источник: Olje – og energidepartement, St. Meld. Nr. 38

Объемы производства углеводородного сырья на НКШ, в тыс.куб.м.

	Рост к		
	2003	2002	%
Производство углеводородного сырья, всего.....	258.497	2.474	1,0
Сырая нефть, всего	183.273	-3.869	-2,0
Природный газ, всего	75.224	6.343	9,0

Источник: Statistisk sentarbyrå, Økonomiske analyser, 1/2004

Изменения стоимостных объемов производства, экспорта и импорта в нефтепереработке и химпроме

	2001	2002	2003
Промпроизводство в % к пред.г.....	92,8	92,5	103,7
Экспорт в % к пред.г.....	76,3	90,1	110,5
Импорт в % к пред.г.....	101,4	96,3	104,7
Объем производства в млрд. крон.....	87,3	80,7	83,7
Объем экспорта в млрд. крон.....	45,4	40,9	45,2
Объем импорта в млрд. крон.....	57,2	55,1	57,7

Центральное статистическое бюро Норвегии скорректировало прогноз в отношении капиталовложений в добычу нефти и газа, увязав вносимые изменения с реализацией в 2003г. ранее принятых,

но отложенных проектов, а также с началом полномасштабных работ по освоению месторождения Сневит, включающих в себя строительство нескольких крупных континентальных объектов. При реализации проекта доля импорта капиталовложений будет выше, чем обычно. Вследствие этого положительный эффект для норвежской экономики будет не столь высок.

К 2007г. ожидается снижения уровня капиталовложений в эту отрасль из госбюджета до 34,9 млрд. крон. Объяснением этому может служить возросшая неопределенность, возникшая в результате снижения эффективности разведочно-поисковых работ.

В госбюджете Норвегии на 2004 фин.г. минфин приведены следующие объемы добычи нефти, включая NGL (Natural Gas Liquids, т.е.: этан, пропан, бутан и конденсат) — 193 млн.куб.м. — в 2002г. и 188 млн.куб.м. (231млн.т.) — в 2003г.

В 2004г. ожидается общая добыча нефти и NGL в 187 млн.куб.м., а в 2007г. — 169 млн.куб.м. При этом на экспорт пойдет 94%. Основные покупатели — это Великобритания (47,7 млн.т.), Нидерланды (15,9 млн.т.), США (13,4 млн.т.), Франция (11,5 млн.т.) и Германия (11,1 млн.т.).

В 2003г. объемы поставок норвежского природного газа в Европу составили 68,1 млрд.куб.м. (рост на 6,1% по сравнению с 2002г. и на 35,2% — с 2001г.). Норвежские специалисты особо отмечают все возрастающее значение NGL.

Внутреннее потребление углеводородного сырья в Норвегии составляет 200 тыс.бар. в сутки (для нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности). В перспективе возможно потребление природного газа на газотурбинных электростанциях при условии их строительства с использованием чистых технологий, с минимальными выбросами в атмосферу CO₂, что является сейчас особенно актуальным.

Объемы производства природного газа на НКШ в ближайшие годы будут увеличиваться: в 2004г. — до 75 млрд. ст.куб.м. в год, с 2007г. — до 99 млрд.куб.м. в год. Норвежский природный газ поставляется в Европу. Основными его покупателями являются: Германия (24,4 млрд.куб.м.), Франция (19,6), Бельгия (8 млрд.куб.м. в год). Особый интерес для норвежских экспортеров представляет рынок Великобритании, в связи с прогрессирующим истощением запасов на британском континентальном шельфе (их может хватить, исходя из доказанных ресурсов, только на 7-8 лет). Ожидается резкий рост спроса со стороны британских импортеров. Сохраняется интерес и к расширению поставок природного газа в страны Восточной и Центральной Европы, в частности в Польшу и Чехию.

Имеющиеся прогнозы министерства нефти и энергетики Норвегии в отношении инвестиций в норвежский ТЭК показывают их резкое снижение после 2004г.: 2002г. — 52,3 млрд. крон (6,6 млрд.долл.), 2003г. — 64 млрд. крон (9 млрд.долл.), 2007г. — 34,9 млрд. крон.

Учитывая состояние ресурсной базы НКШ, которая не дополняется за счет открытия новых действительно крупных месторождений в течение длительного периода времени, главы норвежских нефтегазодобывающих компаний Statoil и Norsk Hydro официально заявляют о своих намерениях переноса центра тяжести при капиталовложениях за рубеж.

Норвежская нефтяная компания Det norske statsoljeselskap, известная более как Statoil (доля государства 81,78%). По итогам 2003г. этот концерн имел валовые доходы в объеме 249,4 млрд. крон (35,2 млрд.долл.), что на 15,5% выше результатов 2002г. в долларовом исчислении, или на 2,2% — в кронном выражении) при результате производственно-финансовой деятельности (до выплаты налогов) в 44,3 млрд. крон (6,3 млрд.долл., — 2,2%).

Norsk Hydro является в Норвегии второй по величине компанией, в которой доля государства составляет 43%. Главным направлением деятельности этого многоотраслевого концерна является добыча углеводородов на НКШ и за рубежом. Помимо этого направления к основным областям специализации Norsk Hydro относятся: производство легких металлов (алюминия, магния), нефтехимия, нефтепереработка, производство биополимеров. Производство минеральных удобрений в начале 2004г. выведено в новую независимую компанию Yara.

По итогам 2003г. этот концерн имел валовые доходы в 171,8 млрд. крон (24,3 млрд.долл.), что показывает рост на 2,9% по сравнению с пред.г. (в кронном исчислении) или на 16% в долл. Результат производственно-финансовой деятельности до выплаты налогов составил 24,3 млрд. крон (3,4 млрд.долл., на 36% больше в долларах США, чем в 2002г.).

Отмечается, что столь высокие результаты были обеспечены исключительно нефтегазовым подразделением Norsk Hydro, которое в 2003г. работало в условиях высоких цен на нефть на мировом рынке и поддерживало объемы производства нефти (в среднем в 2003г. — 530.000 баррелей в сутки) и газа на высоком уровне. Остальные подразделения — производство цветных металлов и минеральных удобрений — добились более скромных результатов в связи с падением цен на мировых рынках этой продукции.

Нефтеперерабатывающая и химическая отрасли. Производство продукции в этих отраслях возросло в 2003г. на 3,7% и составило 83,7 млрд.крон (12 млрд.долл.). 54% произведенной продукции пошло на экспорт. Эти отрасли, в отличие от нефте- и газодобычи, не занимают видного места в экономике страны. Их доля в ВВП Норвегии составляет всего 1,3%.

Трубопроводы

Трубопроводный транспорт является важным звеном норвежской транспортной инфраструктуры. Сейчас в стране проложено 22 нефте- и газопровода, соединяющих месторождения норвежского континентального шельфа с сухопутной территорией. Из этого количества 6 газопроводов проведены в континентальную Европу и один нефтепровод имеет выход на территорию Великобритании.

Трубопроводы для экспорта газа в Европу:

— Europipe I. 40-42-дюймовый газопровод длиной 600 км. Берет начало на платформе Draupner E (западная часть норвежского континентального шельфа в Северном море) и заканчивается в н.п. Emden (Германия). Введен в действие в 1995г. Ожидаемый срок эксплуатации — 50 лет. Пропускная способность — 13 млрд.куб.м. газа в год.

— Europipe II. 42-дюймовый газопровод длиной 650 км. от н.п. Karsta (севернее г. Ставангер) до Domum (Германия). Введен в эксплуатацию в 1996г. Технический срок эксплуатации — 50 лет, по 18 млрд.куб.м. в год.

— Franpipe. 42-дюймовый газопровод протяженностью 840 км. от платформы Draupner E на Норвежском континентальном шельфе в Северном море до приемного терминала в г. Dunkerque (Франция). Трубопровод вступил в строй в 1998г. Технический срок эксплуатации — 50 лет, по 15 млрд.куб.м. в год.

— Norpipe Gas. 36-дюймовый газопровод протяженностью 440 км. от Ekofisk Centre на норвежском континентальном шельфе в Северном море до Emden (Германия). Трубопровод пущен в сент. 1977г. Минимальный срок эксплуатации тогда был определен в 30 лет, рассматривается возможность продления этого срока. Пропускная способность — примерно 15 млрд.куб.м. в год. В 1986г. с ним был соединен трубопровод Statpipe.

— Zeepipe. Для этого газопровода была принята поэтапная схема развития. На первом этапе был построен 40-дюймовый трубопровод протяженностью 814 км. от платформы Sleipner Riser, расположенной на шельфе в Северном море до Zeebrugge (Бельгия) и 30-дюймовая линия протяженностью 30 км. от платформы Sleipner Riser до платформы Draupner S в Северном море. Оба трубопровода вошли в строй в 1993г. Пропускная способность — 13 млрд.куб.м. в год.

На втором этапе строятся два трубопровода от завода по переработке газа Troll, расположенного в н.п. Kollsnes, недалеко от г. Берген: 40-дюймовый трубопровод протяженностью 303 км. до платформы Sleipner Riser (вступил в строй в 1996г.) и 40-дюймовый трубопровод протяженностью 304 км. до платформы Draupner E (вступит в строй в 2004г.).

— Vesterled. Трубопроводная система включает два 32-дюймовых газопровода между месторождением Frigg в Северном море и н.п. St. Fergus (Шотландия), а также наземный приемный терминал. Протяженность трубопровода — 350 км., пущен в эксплуатацию в авг. 1978г. Возможная пропускная способность — 35 млн.куб.м. в сутки, в наст.вр. — 18 млн.куб.м. в сутки или 6,6 млрд.куб.м. в год.

1 окт. 2001г. вступил в строй 54 км. участок 32-дюймового трубопровода, который соединил платформу Heimdal в Северном море с ранее построенными линиями по этому проекту.

— Norpipe. Нефтепровод для экспорта нефти в Великобританию. 34-дюймовый нефтепровод длиной 354 км. берет начало в Норвежском море на Ekofisk Centre, где расположены три перекачивающих насоса. Трубопровод пересекает континентальный шельф Великобритании и заканчивается на ее восточном побережье в н.п. Teesside, по 900 тыс.бар. нефти в сутки.

Кроме вышеперечисленных газо-, и нефтепроводов, в Норвегии существуют следующие трубопроводы.

— Statpipe. Трубопроводная система общей протяженностью 800 км., которая включает платформу и приемные мощности в Karst0 (севернее г. Ставангера). Statpipe связана со следующими месторождениями на норвежском континентальном шельфе: Statfjord, Statfjord North, Statfjord East, Gullfaks, Borg, Snorre, Brage, Tordis, Veslefrikk,

Heimdal. Богатый газ с месторождений в северной части норвежского сектора Северного моря (Statfjord, Gullfaks, Oseberg) перекачивается по 30-дюймовому газопроводу в Karsto. Сухой газ может транспортироваться по 28-дюймовому газопроводу до платформы Draupner S и далее в Emdem (Германия) через обходную линию месторождения Ekofisk в Северном море и газопровод Norpipe или через газопровод Europipe II в Dornum (Германия).

Месторождения Oseberg, Huldra, Heimdal, Jotun, Balder соединены в сеть посредством 36-дюймового трубопровода от платформы Heimdal до платформы Draupner S. Этот участок может использоваться в реверсивном режиме, по 30 млн.куб.м. в сутки.

– Oseberg Gas Transport (OGT). 36-дюймовый газопровод протяженностью 109 км. от платформы Oseberg связан с газопроводом Statpipe на платформе Heimdal. Вступил в строй в 2000г. Технический срок эксплуатации 50 лет, на 40 млн.куб.м. газа в сутки.

– Asgard Transport. 42-дюймовый газопровод длиной 730 км. от платформы Asgard в Норвежском море до н.п. Karsto (севернее Ставангера). Введен в строй в окт. 2000г. Срок эксплуатации 50 лет, 66 млн.куб.м. газа в сутки.

– Draugen Gas Export. 16-дюймовый газопровод длиной 75 км. соединяет платформы Draugen в Норвежском море с трубопроводом Asgard Transport. Введен в строй в нояб. 2000г. Срок эксплуатации 50 лет, на 2 млрд.куб.м. в год.

– Haltenpipe. 16-дюймовый газопровод протяженностью 250 км. от платформы Heidrun в Северном море до н.п. Tjeldbergodden в Средней Норвегии, по 2,2 млрд.куб.м. газа в год.

– Heidrun Gas Export. 16-дюймовый газопровод длиной 37 км. от Heidrun в Северном море до соединения с трубопроводной системой Asgard Transport в районе платформы Asgard. Вступил в строй в фев. 2001г. Пропускная способность – 4 млрд.куб.м. газа в год.

– Nome Gas Transport System (NGTS). 16-дюймовый газопровод длиной около 130 км. от месторождения Nome в Северном море до связи с системой Asgard Transport в районе платформы Asgard. Введен в эксплуатацию в фев. 2001г., 3,6 млрд.куб.м. газа в год.

– Oseberg Transport System (OTS). 28-дюймовый нефтепровод длиной 115 км. от месторождения Oseberg A до приемного терминала в Sture (район г.Берген).

– Sleipner East condensate. 20-дюймовый трубопровод длиной 245 км. для перекачки не переработанного конденсата от месторождения Sleipner East в южном секторе Северного моря до перерабатывающего комплекса в н.п. Karsto (севернее г.Ставангер). Вступил в строй в 1993г., по 200 тыс.бар. в сутки.

– Troll Oil Pipeline I. 16-дюймовый нефтепровод длиной 85 км. от платформы Troll B в северном секторе Северного моря до терминала в н.п. Mongstad (район Бергена). Введен в эксплуатацию в сент. 1995г, по 42,5 тыс.куб.м. нефти в сутки.

– Troll Oil Pipeline II. 20-дюймовый нефтепровод длиной 80 км. от месторождения Troll C в северном секторе Северного моря до терминала в н.п. Mongstad (район Бергена). Введен в эксплуатацию 1 нояб. 1999г., 47,5 тыс.куб.м. нефти в сутки.

– Grane Oil Pipeline. 29-дюймовый нефтепровод длиной 220 км. от платформы Grane в северном секторе Северного моря до терминала в Sture на западном побережье Норвегии. Введен в строй в 2003г., на 34 тыс.куб.м. нефти в сутки.

Кроме существующих трубопроводов, планируется построить и пустить в эксплуатацию следующие линии.

– Grane Gas Pipeline. Планируется строительство 18-дюймового газопровода длиной 50 км. от платформы Grane до платформы Heimdal в северном секторе Северного моря, 3,6 млрд.куб.м. газа в год.

– Kvitebjorn Oil Pipeline (KOR). Планируется строительство 16-дюймового трубопровода длиной 90 км. для перекачки конденсата от платформы Kvitebjorn в северном секторе Северного моря до терминала в н.п. Mongstad (район Бергена). Ввод в эксплуатацию намечен на окт. 2004г., 11 млн.куб.м. в год.

– Britpipe. Трасса газопровода, получившего название Britpipe, пройдет от месторождения Ormen Lange до экспортного терминала в Nyhamn, коммуна Aukra и далее через участок Sleipner в Северном море на газовый терминал Easington/Dimlington на восточном побережье Великобритании. Пуск южного участка от побережья Великобритании до Sleipner намечен на окт. 2006г., а всей линии – на окт. 2007г. Пропускная мощность – до 20 млрд.куб.м. в год.

Перу

Нефтегазпром

Нефтедобыча и нефтепереработка развиты слабо. Согласно данным министерства энергетики и горнодобывающей промышленности добыча сырой нефти в 2003г. уменьшилась на 4,47% по сравнению с 2002г. и составила 5,3 млн.т. (5,6 млн.т. в 2002г.). Ежесуточная потребность страны в нефтепродуктах составляет 23-24 тыс.т. Разведанные запасы нефти не увеличились по сравнению с 2002г. и составили 57 млн.т.

Основными причинами снижения объемов добычи нефти эксперты считают недостаток финансирования, прежде всего в область разведки, выработка ряда скважин и месторождений в целом. Из десяти запланированных разведочных скважин в 2003г. были осуществлены работы по бурению только трех. С 1995г. в Перу не было открыто ни одного нового месторождения с запасами нефти, достаточными для начала коммерческой разработки. Этим также во многом объясняется наметившаяся тенденция по уменьшению объемов добычи нефти.

В 2003г. компания Pluspetrol – наиболее крупная компания работающая в Перу, которой принадлежит около 63% рынка нефтепродуктов – сократила объемы добычи на 7,62%. Похожая ситуация сложилась на предприятии Petrotech (- 6,36%) и Sapet (- 4,85%). В тоже время на 2,51% увеличила добычу компания «Petrobras», которая в 2003г. выкупила действующую ранее компанию Perez Compan, а также компании Mercantile – 7,43% и Rio Bravo – 4,57%.

Объем экспорта нефтепродуктов составил 664,7 млн.долл. (466 млн.долл. в 2002г.). Перу импортировала в 2002г. в основном из Эквадора, Венесуэлы и Колумбии нефть и нефтепродукты на 1368,1 млн.долл. (965,3 млн.долл.).

Нефтеперерабатывающая отрасль Перу состоит из шести нефтеперерабатывающих предприятий. Госкомпания Petro Peru готовится представить на рассмотрение в министерство энергетики и Институт по защите конкуренции и охране интеллектуальной собственности (Indecopi) техническое предложение по модернизации крупнейшего из четырех принадлежащих этой компании нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ), — завода Talara. Новое предложение предусматривает привлечение 250 млн.долл. в качестве иностранных инвестиций. Данное решение должно быть принято с таким расчетом, чтобы к концу 2004г. можно было бы в соответствии с местным законодательством, провести открытые международные торги.

Завод Talara (север страны) перерабатывает 37,3% сырой нефти, его приватизация была отложена в связи со сложной политико-экономической ситуацией в Перу, а также текущими проблемами чисто технического характера, обусловленными морально устаревшими технологиями, приемлемыми на НПЗ.

Модернизация предусматривает увеличение процессов гидроочистки, алкилирования, изомерации, каталитической депарофинизации и других вторичных процессов, что поможет увеличить глубину переработки нефти, повысить качество и номенклатуру нефтепродуктов и увеличить долю рынка в сбыте нефтепродуктов. Модернизации НПЗ Talara рассматривается в качестве одного из приоритета в рамках Энергетической стратегии Перу. Низкое качество перуанских нефтепродуктов сдерживает развитие этой отрасли, а изношенное оборудование, не отвечает международным стандартам. Темпы старения и износа нефтеперерабатывающих мощностей в Перу намного опережают темпы ввода новых.

Компании Petro Peru принадлежит также еще три предприятия, на долю которых приходится 10% объемов переработки сырой нефти (El Milagro, Iquitos, Conchan). Ситуация на этих НПЗ также оставляет желать лучшего, поскольку большинство имеющихся там резервуаров используется для хранения топлива, покупаемого для перепродажи у других компаний, приватизировавших в свое время НПЗ La Pampilla (испанской компании Repsol — 48% объема переработки сырой нефти в стране) и Pucallpa (американская Maple Gas). Намеченные на 2003г. инвестиции (до 80 млн.долл.) в реконструкцию государственных НПЗ были аннулированы в пользу модернизации НПЗ Talara в 2004г.

Привлечение 250 млн.долл. правительство Перу пытается связать с другими неотложными проблемами, связанными с необходимостью завершения проекта «Камисеа», а также погашением компанией Petro Peru большого долга муниципалитету провинции Талара. В 2003г. на предприятиях Перу ежедневно перерабатывалось 26,5 тыс.т. сырой нефти, из которой 60% импортировалось. Производственные мощности использовались на 79%.

Добыча природного газа в 2003г. увеличилась на 18,49% и составила 8,9 млн.куб.м. (в 2002г. — 7,6 млн.куб.м.). 80% получаемого газа используется на термоэлектростанциях для выработки электроэнергии. Наиболее крупными компаниями в сфере газодобычи являются Aguaquia (53,7% рынка газодобычи), Petrotech (18,79%) и Petrobras (13,91%).

«Перупетро»

Перуанская госкомпания «Перупетро» имеет эксклюзивные права на всю деятельность по разведке и разработке нефти и газа в стране. При поддержке американской корпорации Schlumberger «Перупетро» внедрила в эксплуатацию систему управления техническими данными: сейсмической и скважинной информации, магнитометрической и гравиметрической съемки, геохимического анализа и характеристик флюида.

Основными задачами создания БД E&P являлись: управление всеми государственными массивами данных по разведке и разработке месторождений; более надежный доступ к открытой информации для энергетических компаний и научно-исследовательских институтов. С помощью системы управления банка данных нефтяной промышленности Перу государственная нефтяная компания Перу обеспечивает доступ ко всем открытым данным, полученным при разведке и разработке месторождений.

Требования, предъявляемые к новой системе управления массивами данных геофизической информации, заключались в создании многопользовательской среды (с использованием современной технологии JAVA и интернета) для обеспечения доступа ко всем видам открытой информации, необходимой для принятия обоснованного решения о целесообразности дальнейшей разработки выставляемых на международные тендеры нефтеносные районы.

В рамках подготовительной работы была проведена переиндексация и оцифровка (в формате pdf с разрешением 300 dpi) всех имеющихся в «Перупетро» данных по стандартам E&P. После выбора оператора проекта была окончательно утверждена структурная схема АИС, предполагающая непосредственную связь базы данных (БД) «Перупетро» с системой хранения информации Schlumberger (штаб-квартира латиноамериканского филиала в г.Богота), объединяющей подобного рода системы по всему миру.

Специалистами Schlumberger совместно с перуанскими программистами была создана оболочка АИС на базе процессора Sun ultra Unix на платформе Oracle 8.i и нескольких сопроцессоров, после чего началась загрузка в систему каротажных и сейсмических данных. В робототехнической библиотеке «Перупетро» содержится 10 Тбит информации, хранящихся на современных миниатюрных магнитных носителях DLT (размером 40, 60 и 80 Гбит). Персонал АИС состоит из 20 технических специалистов, включая 2 специалистов Schlumberger.

В соответствии с местным законодательством, каждая компания, которая получает сейсмические или скважинные данные в Перу, по закону обязана предоставить копию в «Перупетро». Введены временные рамки (2г.), определяющие конфиденциальность передаваемой в «Перупетро» подобного рода информации. После истечения этого времени «Перупетро» вправе передавать полученные данные другим клиентам по своему усмотрению.

Современные методы работы с технической информацией, наличие перекрестных ссылок, систем поиска и составления запросов пользователя позволяют специалистам достаточно быстро найти интересующие их данные. Пользователи перуанского хранилища данных не только смогут по-

лучать быстрый и удобный доступ к открытым данным E&P, но и могут хранить в системе свою собственную, частную информацию. В АИС предусмотрена сложная многоступенчатая технология присвоения права на получение информации. Обеспечивается надежное хранение частной информации различных компаний.

В БД «Перупетро» хранятся данные концессионеров и подрядчиков, и это ускоряет принятие согласованных стандартов данных E&P во всей нефтяной промышленности Перу. Вначале в банке хранились преимущественно сейсмические и скважинные данные, однако «Перупетро» планирует расширить диапазон информации, хранящейся в системе.

Предоставляя более надежный доступ к открытым данным, «Перупетро» способствует активизации деятельности по разведке и разработке месторождений в Перу. Каждая пробуренная скважина и каждая сейсмическая съемка приводит к увеличению объема знаний. В дополнение к имеющемуся центру сейсмической и скважинной информации планируется создать банк данных об условиях окружающей среды, в т.ч. данных магнитометрической и гравиметрической съемки. Будет завершено создание обширного хранилища данных о породе и флюиде, в котором будут храниться все образцы керна, выбуренные пробы, данные геохимического анализа и характеристики флюида.

Сайт БД «Перупетро» <http://bd.perupetgo.com.pe> проходит апробацию и должен быть полностью запущен в эксплуатацию к концу I кв. 2004г. Пользование новой АИС БД не только приведет к развитию всей нефтяной отрасли страны и увеличению инвестиций в перуанскую экономику; но и сделает более эффективным для инокомпаний, занимающихся разведкой и разработкой месторождений, доступ к открытым данным и хранение своей частной геофизической информации. Эффективность новой системы должна быть определена после проведения в этом году нового раунда тендеров по лицензированию перуанских нефтеносных площадей.

Польша

«Лукойл» в Польше

В списке крупнейших иноинвесторов, вложивших в польскую экономику не менее 1 млн.долл., значатся 979 фирм из 35 стран, в т.ч. **только 3 – российские**. По этому показателю лидирует Германия – 231 фирма, США – 128, Франция – 93, Нидерланды – 91, Италия – 62, Швеция – 57 фирм.

В этом перечне отсутствуют компании из других стран-членов СНГ и Прибалтики. Кроме АО «ЕвроПольГаз», в Польше действуют 3 компании со 100% российским капиталом: «Лукойл-Польша», «Леда» (производство упаковочной пленки) и «Снежжа» (производство кондитерских изделий).

Российско-польское сотрудничество в инвестиционной сфере в 2003г. не претерпело существенных изменений, хотя определенные подвижки в его динамике и переговорном процессе появились. В целом, в 2003г. сохранялось стремление польской стороны отеснить российские компании от участия в приватизационных конкурсах по продаже привлекательных для них польских предприятий. Показательным в этом плане стало участие российской компании ОАО «Лукойл» (в

альянсе с британской Rotch Energy) в тендере по продаже 75% акций Гданьского нефтеперерабатывающего завода. Несмотря на явную экономическую выгодность предложения консорциума с участием российской компании ОАО «Лукойл», в результате открытой антилукойловской кампании и под давлением определенных эшелонов политической власти страны Rotch Energy в одностороннем порядке вышла из альянса с «Лукойлом» и договорилась о партнерстве в этом проекте с польским нефтяным концерном «Орлен».

В дальнейшем руководству ОАО «Лукойл», удалось добиться аннулирования этих торгов. Польское правительство приняло решение о слиянии Гданьского НПЗ с тремя НПЗ, находящимися на юге Польши, и о создании на их основе финансово-промышленной группы «Лотос», сняв временно с повестки дня вопрос о приватизации Гданьского НПЗ. Для ОАО «Лукойл» начинается новый этап борьбы за приобретение крупного пакета акций группы «Лотос», учитывая собственные стратегические интересы по развитию добычи нефти в Калининградской обл. (на шельфе Балтийского моря) и организации ее переработки в Польше.

Для российских компаний сохраняются определенные ниши для вложения капиталов в ряд секторов польской экономики: производство минеральных удобрений, нефтепереработку, нефтехимию, энергетическое машиностроение, транспорт, создание распределительной системы сжиженного газа, а также в завершение строительства первой нитки магистрального газопровода «Ямал-Западная Европа», для вывода которого на проектную мощность требуется построить еще три компрессорные станции. Соответствующий межправительственный протокол по этому вопросу подписан в фев. 2003г.

По согласованному между российским и польским акционерами АО «ЕвроПольГаз» (ОАО «Газпром» и ПГНиГ) бизнес-плану ожидаемый объем инвестиций в этот проект составит 300 млн.долл. В соответствии с подписанным в июне 2003г. трехсторонним дополнением к контракту (АО «ЕвроПольГаз», «Бартимпекс» и АББ) первые две компрессорные станции должны быть введены в эксплуатацию до июля 2005г.

Оживились контакты российских и польских фирм в области газоснабжения, транспорта, инноваций и новых технологий. Так, фирма «Лукойл Польша» (со 100% российским капиталом) в течение ближайших лет намерена инвестировать 10 млн.долл. в создание собственной распределительной сети в РП российского сжиженного газа. За 2002-03гг. эти инвестиции составили 3 млн.долл. Последовательно ведется торгово-дипломатическое сопровождение по проекту участия ОАО «Лукойл» в приватизации Гданьского НПЗ и, возможно, группы «Лотос». Ожидаемый объем инвестиций – 275 млн.долл.

Особое значение с точки зрения перспектив продвижения на польский рынок машиностроительной продукции, а следовательно и на рынок Евросоюза, представляют инвестиции консорциума Intrall (в состав которого вошли ОАО «Камаз», белорусская компания «Хемикс», а также англороссийская фирма) в приобретении технологической линии по производству микроавтобусов «Люблин-III» на автозаводе Daewoo Motor Poland в г.Люблине.

Данная технологическая линия в результате проведенных торгов приобретена за 4,5 млн.долл. Консорциум Intrall намерен инвестировать в развитие производства 10 млн.долл.с тем, чтобы в течение ближайших 3 лет обеспечить производство на уровне 20 тыс.шт. в год. На этой же технологической линии планируется организация сборки автомобилей УАЗ последних моделей. Очень важным элементом организации этой сборки является комплектация автомобилей УАЗ польским двигателем фирмы «Андория», имеющей сертификат соответствия стандартам ЕС. В 2003г. 186 автомобилей завода УАЗ, укомплектованные двигателем «Андория», были поставлены в Уругвай. На первоначальном этапе микроавтобусы «Люблин-III» будут также экспортироваться в страны Африки, Латинской Америки и Азии, где участники консорциума уже осуществляют свою деятельность.

В 2003г. успешно развивалось сотрудничество между московским НИАТ (Научный институт авиационных технологий) и польской фирмой E and K (г.Свидник). В соответствии с контрактом российский институт передал фирме E and K технологию изготовления элементов конструкции крыльев самолета из композитных материалов. Ведутся переговоры о продаже технологии изготовления лопастей винта вертолета из композитных материалов.

Одним из перспективных инвестиционных проектов российско-польского промышленного сотрудничества является реализация соглашения, подписанного в сент. 2003г. между Агентством по развитию промышленности РП, авиазаводом в г.Мелец (РП) и ФГУП «Миг» по кооперации в производстве учебно-тренировочного самолета (УТС) «Миг-АТ» на территории Польши. Основное производство предполагается разместить на авиазаводе в г.Мелец (в т.ч. монтаж). В кооперацию по производству УТС будет участвовать 30 субподрядных предприятий и фирм. Потенциальными покупателями УТС являются польские ВВС (60 ед.), планируется также их реализация на рынках третьих стран. В 2003г. технические эксперты РСК «Миг» провели аттестацию авиазавода в г.Мелец на соответствие нормам, установленным при производстве «Миг-АТ».

Обзор прессы

По материалам польских научных публикация 2003г.

НЕФТЬ И ГАЗ РОССИИ ДЛЯ ЕС

Государства, вступающие в 2004г в ЕС в большей степени зависимы от импорта нефти и газа с РФ (в среднем покупают 80% нефти и 75% природного газа). Для стран ЕС, Россия является одним из источников поставок энергоресурсов (в среднем поставки из России составляют 15% нефти и 20% газа).

Отсюда следует разное восприятие проблем, диверсификации источников поставок энергетических ресурсов. Для ЕС, в сегодняшней форме, увеличение импорта из России является одним из основных методов в обеспечении себя стабильными и дифференцированными поставками энергоресурсов. Для будущих стран кандидатов в ЕС, уменьшение доли российских энергоносителей в отечественном потреблении было бы существенным шагом в направлении увеличения диверсификации импорта и заодно своей энергетической безопасности.

Государства, вступающие в ЕС в 2004г, особенно Словакия и Польша, играют ключевую роль в транзите российских энергоресурсов в Западную Европу через них проходит транзитом 90% экспорта природного газа (только через Словакию 70%). Страны, вступающие в 2004г в ЕС, составляют существенный рынок сбыта для российских энергоносителей.

Российская сторона старается уменьшить свою зависимость от транзита энергоресурсов через территории государств, вступающих в 2004 в ЕС. Этой цели служат поиск влияния на некоторые предприятия, контролирующие экспортные пути, проектирование/ строительство новых экспортных трасс (трансбалтийский газопровод), эксплуатация собственных нефтяных терминалов (Приморск), принятие руководства над балтийскими терминалами (в Бутинге, Вентспилсе) и др.

Финансовое участие России в регионе стран ЦВЕ является значительно меньшим, чем участие западных стран – из 100 млрд.долл. заинвестированных в 90гг. в регионе, только 3 млрд.долл. были с РФ. Российские заграничные инвестиции сконцентрированы в двух секторах: газовом и нефтехимическом. Крупнейшими российскими инвесторами в регионе стран ЦВЕ и на Балканах являются ОАО «Газпром» и российские нефтяные компании «Лукойл» и «Юкос».

Энергетические балансы. В группе государств, вступающих в ЕС в 2004г можно выделить два типа энергетических балансов. Энергетический баланс, базирующийся на угле, и является характерным для Польши (65% выработанной энергии), Эстония (60%) и Чехия (49%). В остальных государствах выступает другой тип энергетического баланса с доминирующей нефтяной и газовой позицией. Доля выше названных энергоносителей составляет в отношении Венгрии 70%, Латвии – 67%, Литвы – 60%, Словакии – 52%, Словении – 50%.

В усредненном энергетическом балансе членов ЕС, 43% потребляемой энергии полученной с нефти, 23,8% с природного газа, 14,8% с угля и 18,4% с других источников (атомная энергетика и восстанавливающие источники). Среди государств, вступающих в ЕС в 2004г похожую структуру энергетического баланса имеют Венгрия, Словакия, Латвия, Литва и Словения. Энергетический баланс, базирующийся на отечественном сырье, которым располагают некоторые государства, вступающие в ЕС в 2004г, обеспечивает экономическую независимость.

Одновременно нужно помнить, что энергетический баланс, базирующийся на угле не отвечает доминирующим тенденциям в высокоразвитых странах.

Усредненная доля нефти в энергетическом балансе стран вступающих в ЕС в 2004г составляет 22,9%. Во всех странах этой группы потреблении нефти в большей части обеспечивается за счет импортного происхождения. Среди стран кандидатов в ЕС исключением в этой области является Румыния, которая свыше половины потребляемой нефти обеспечивается за счет отечественного сырья.

Потребители нефти от роскомпаний в 2002г., в млн.т.

	Объемы	%
Польша		
ПКН «Орлен», НПЗ Гданьск (покупает от «Юкос»).....	3,05	16,8
ПКН «Орлен» (с Polar Lights)	0,25	1,4
Другие	0,01	0,1

J&S.....	14,8	81,7
Всего.....	18,14	100

Чехия

«Парамо».....	0,05	1,7
«Икар Сервис».....	0,8	23,3
НПЗ «Ческа».....	2,5	75,0
Всего.....	3,3	100

Словакия

«Транспетрель» (от «Юкос»).....	0,01	0,2
«Другие».....	0,01	0,2
«Аполло».....	5,36	99,6
Всего.....	5,38	100

Литва

«Лукойл Балтика».....	1,43	24,9
«Карлак Партиципатион».....	0,57	10,0
«Юкос».....	3,74	64,9
Другие.....	0,01	0,2
Всего.....	5,76	100

Венгрия

«Мол».....	5,02	100
Всего.....	5,02	100

Инвестиции российских нефтяных компаний
вне РФ до середины 2003г.

Компания/Фирма	страна	% акций	Отрасль
----------------	--------	---------	---------

«Лукойл»

«Лукойл-Беларусь».....	Беларусь	б.д.	АЗС, транспорт нефтепродуктов
АО «Лукойл-Нефтехим-Бургас».....	Болгария	58	Нефтепереработка, 7РВС, нефтехимия, морской терминал, трубопроводы (для бензина) Бургас-София и Бургас-Варна
«Лукойл Эести».....	Эстония	100	АЗС, поставки нефтепродуктов
«Лукойл Балтия».....	Литва	б.д.	АЗС, реализация нефтепродуктов
«Лукойл Балтия».....	Латвия	б.д.	Поставки и реализация нефтепродуктов
АО «Петротель-Лукойл».....	Румыния	93	НПЗ с 1.05.02 закрыт на модернизацию
«Лукойл Довнстрем».....	Румыния	100	АЗС – 200 шт.
ОАО «Лукойл-НГВ Одесса».....	Украина	100	Нефтепереработка
ЗАО «Лукойл-Ореана».....	Украина	50	Нефтехимия
Getty Petroleum Marketing.....	США	100	АЗС- 1300шт. РВС – 9 шт.
«Беопетрель-ІНА».....	СиЧ	80	Импорт и дистрибуция топлив в Сербию и Косово, т.е. 20% рынка

«Юкос»

«Петрель».....	Болгария	51	АЗС
«Транспетрель».....	Словакия	49	Нефтепроводы и дистрибуция нефти
Кваерпег.....	Норвегия, Великобр.	22	Техобслуживание нефтегазовых предприятий, химия
«Мажейка нафта».....	Литва	53,7	НПЗ, терминал в Бутинге и трубопровод
Контракт 7-лет.....	Польша		Пост. нефти 3,5 млн.т.
с ПKN «Орлен».....			до 05. и 5,2 млн.т. до 09
«Контракт 10-лет. с «Мол» Венгрия.....			Поставки нефти по 7,2 млн.т. до венгерских и словацких

ТНК

АО «Линос».....	Украина	79	НПЗ
-----------------	---------	----	-----

«Сибур»

«Борсодхем».....	Венгрия	25	Нефтехимия
Борсодхем-Моравске».....	Чехия	97,5*	Химия

«Татнефть»

«Укртатнафта».....	Украина	40	НПЗ
--------------------	---------	----	-----

«Сибнефть»

«Мозырь».....	Беларусь	5	НПЗ
---------------	----------	---	-----

* в Борсодхем

Инвестиции ОАО «Газпром» вне РФ до середины 2003г.

Фирма	Страна	% акций	Отрасль
GNW.....	Австрия	50	Торговля газом

«Белгазпромбанк».....	Беларусь	34,99	Банковский сектор
«Брестгазоаппаратура».....	Беларусь	51	Нефтегазопромысловое оборудование
«Топэнерго».....	Болгария	50	Торговля и транзит газа
Eesti Gaas.....	Эстония	30,6	Дистрибуция газа
Gasum Oy.....	Финляндия	25	Дистриб. газа и трансп.
North Transgas Oy.....	Финляндия	50	Строительство газопровода по дну Балтийского моря
FRAgaz.....	Франция	50	Торговля газом
Prometheus Gaz.....	Греция	50	Маркетинг и техобслуж. газовых предприятий
«Петер Газ».....	Голландия	51	Торговля газом
«ЮгоРосГаз».....	Югославия	50	Торговля и транспорт газа
«ПрогресГазТрейдинг».....	Югослав.	50	Торговля газом
Stella-Vitae.....	Литва	30	Торговля газом
Lietuvos diyos.....	Литва	на 30%*	Дистрибуция газа
«Электростанция ковеньска».....	Литва	выиграла	Производство теңд. на 99%.....электроэнергии
Latvijas Gaze.....	Латвия	16,25	Дистрибуция газа
«Газснабтранзит».....	Молдова	50	Торговля, трансп. газа
«Дитгаз».....	Германия	49	Торговля газом
Verbundnetz Gaz.....	Германия	5,3	Трансп., маркетинг газа
«Вингаз».....	Германия	35	Трансп., хранение газа
Wintershall Erdgas.....	Германия	50	Газэкспорт до 2012г . Handelshaus..... продает газа
«Зарубежгаз».....	Германия	100	Торговля газом
«Эрдгазхандель».....	Германия	100	Торговля газом
«Европоль Газ».....	Польша	48	Транспорт газа
«Газ Трейдинг».....	Польша	35	Торговля газом
Wirom.....	Румыния	25*	Торговля газом
«Словрусгаз».....	Словакия	50	Торговля и транспорт.
«Тагдем».....	Словакия	7,6	Торговля газом
«Гамма Газпром».....	Турция	45	Торговля газом
«Дружовский завод».....	Украина	51	Нефтегазопромысловое газовой аппаратуры.....оборудование
«Южнийгипрогаз».....	Украина	40	-
«Борсодхем».....	Венгрия	25**	нефтехимия
DKG-East.....	Венгрия	38,1	Нефтегазопром. оборуд.
General Banking and Trust.....	Венгрия	25,5	Банковский сектор
«Панрусгаз».....	Венгрия	40	Торговля и транспорт
TVK.....	Венгрия	13,5***	нефтехимия
Interconnector.....	Великобритания	10	Оператор газопровода Vacton – Zeebrugge (Бельгия)
«Промгаз».....	Италия	50	Торговля и маркетинг
«Вольта».....	Италия	49	Торговля и транспорт

* прогноз

** Контроль через Винтерсхал

*** Инвестиция через «Мильтфорд Холдинг»

Все государства, вступающие в ЕС в 2004г зависимы от импорта нефти с РФ, которая обеспечивает свыше 80% потребности в этом сырье. Большая часть нефти в отечественном потреблении обеспечивается за счет импорта из РФ в Словакии, Литве и Польше (импорт с РФ составляет 94,6%),

В 2002г экспорт нефти с РФ составил 128 млн. тонн, 63,2% которой поступило на рынки стран членов ЕС и стран вступающих в 2004г. Объемы российской нефти экспортируется трубопроводной системой «Дружба» (44,5%), через черноморский (36,7%) и балтийский (18,8%) терминалы. Диаграмма 1. Владелец и исключительным оператором нефтетранспортной системы и практически всеми нефтяными терминалами на территории России, является государственная компания АК «Транснефть», которая одновременно исполняет роль координатора экспорта сырья. Транспортная монополия АК «Транснефть» является для Москвы одним из основных инструментов контроля над отечественным нефтяным сектором. Трубопровод-

ной системой АК «Транснефть» одновременно экспортируется нефть Казахстана и Азербайджана.

Через территорию стран вступающих в ЕС в 2004г проходит практически половина российско-го экспорта нефти (47%, данные за 2002г), что обусловлено проходящей трассой трубопроводной системы «Дружба». Государства этой группы, особенно Словакия и Польша, играют ключевую роль в транзите российской нефти в Западную Европу.

Примером деятельности нефтяных компаний, может быть приобретение АО «Юкос» в янв. 2003г 49% акций словацкого концерна Transpetrol, специализирующегося на транспортировке нефти. Вхождение до Transpetrol, способствует российской компании эффективному контролю над транзитом российской нефти в Словакию и экспансии на новые рынки. Особенно существенными в этой сфере, являются проекты, соединяющие трубопроводы «Дружба» и «Адрия» (пропускная мощность в начальной фазе составляет 5 млн.т. в год), а также строительство трубопровода с Братиславы до Швехт (Schwecht) что позволяет АО «Юкос» экспортировать нефть до Австрии (начальная пропускная мощность составляет 2 млн.т. в год с возможностью увеличения до 5 млн.т.).

Румыния Обзор прессы ВНЕШНЯЯ ТОРГОВЛЯ

— На сегодняшнем заседании правительства обсуждается проект создания Совета по экспорту, в состав которого будут входить как представители правительства, так и частного сектора. В задачи вновь создаваемого Совета будут входить определение экспортных ниш для румынских производителей, предоставление им полезной информации о мировых и региональных тенденциях, а также оценка, по их просьбе, затрат и выгод от возможных структурных изменений для удовлетворения потенциального спроса, сообщил министр-делегат по внешней торговле Эуджен Дижмэреску.

Средства, которыми располагает государство для стимулирования румынского экспорта, становятся ограниченными, т.к. международные финорганизации, начиная с этого года, не приемлют больше налоговых льгот, предоставляемых государством экспортерам. Правительство ограничено в принятии мер по поддержке экспорта и соглашениями о свободе торговли, подписанными Румынией.

Не имея практических рычагов, правительство создает структуру, имеющую совещательный характер — Совет по экспорту.

По мнению министра Дижмэреску, ухудшение торгового баланса Румынии является результатом продолжающегося падения конкурентоспособности румынских производителей, а также нехватки необходимых фондов для модернизации технологической и отсутствия валютной политики, которая бы способствовала экспорту.

Увеличению торгового дефицита Румынии в 2003г. во многом способствовали и многонациональные компании, которые в условиях продолжающегося роста курса евро по отношению к доллару, считали выгодным для себя больше импортировать.

Румынским экспортерам доступ к ресурсам евровалюты затруднен, по сравнению с многонациональными компаниями. Банки требуют от них повышенных гарантий (до 120%), что сразу ведет к падению конкурентоспособности.

Рост курса евро, — сказал Дижмэреску — будет продолжать отражаться на ценах и способствовать падению конкурентоспособности румынского экспорта в долларовой зоне.

Румыния рискует еще больше сузить свой экспортный рынок. 70% румынского экспорта приходится на страны ЕС, и из него только 20% представляет собой экспорт готовой продукции. В то время, как экспортная доля стран, в которых румынская продукция может быть более конкурентоспособной, уменьшилась.

За первые 2 мес. этого года экспорт вырос на 11% по сравнению с аналогичным периодом прошлого года и составил 2,7 млрд. евро. В то же время импорт вырос на 15% и составил 3,3 млрд. евро. «Зиарул финанчиар», «Зиуа». 01.04.2004г.

— В прошлом году дефицит в торговле Румынии со странами ЦЕССТ составил 1 млрд. евро. Положительное сальдо зарегистрировано только в торговле с Болгарией. С Чехией отрицательное сальдо достигло 350 млн. евро, с Польшей — 342 млн. евро.

На внутреннем рынке позиции местных производителей ухудшаются. Так, «Дачия», продавшая в 1998г. 100 тыс. автомашин контролировала 70% рынка, в 2003г. сумела продать только 58 тыс., а ее доля на рынке легковых машин снизилась до 40%. Чешская «Шкода» вышла на 2 место по продажам среди зарубежных марок. Словенская компания «Горень» увеличивает свои продажи в Румынии и скоро может занять ведущее место среди поставщиков электробытовых приборов, оборот фирмы достиг в прошлом году 840 млн. евро. «Зиарул финанчиар», 05.04.2004г.

— «Эксимбанк» в апр. продолжает практику снижения ставок по предоставляемым экспортным кредитам в лях и евро. В этом месяце базовая ставка по таким кредитам составляет 18,96%, что является самой низкой ставкой за последние 2г. До значения 19,96% уменьшена ставка за использование инвестиционных кредитов. Банк в апр. уменьшил базовую ставку за краткосрочные экспортные кредиты в евро с 3,57% в марте до 3,45% в апр.

Для экспортных кредитов, а также для кредитов по осуществлению импортных операций с комплексным оборудованием и для финансовых коммерческих обязательств, платежи по которым согласованы в долларах, ставка по кредитам составляет 2,86%, а по инвестиционным кредитам на расширение экспортных мощностей, согласованных в долларах, — 3,36%, т.е. фактически без изменений по сравнению с мартом 2004г.г. «Курьерул национал», 14.04.2004г.

— С 1 мая 2004г. в связи с тем, что в ЕС вступает ряд новых членов, прекращает действие Центральное-европейское соглашение о свободной торговле (ЦЕССТ), в котором участвовала и Румыния. Надо сказать, что для Румынии участие в ЦЕССТ, заключенном после ликвидации СЭВ, не принесло никаких выгод. В торговле со странами-участницами соглашения (кроме Болгарии) у Румынии наблюдалось хроническое отрицательное сальдо, которое в 2003г. составило 1 млрд. евро.

(в тыс. евро)

	Болгария	Чехия	Венгрия	Польша	Словакия	Словения
Экспорт254341849015453721495194140861998
Импорт202448433021766090491382213307103698

По мнению экспертов, Румыния ничего не выиграет от расторжения соглашения. Более того, дефицит в торговле с европейскими странами может даже увеличиться, поскольку в ЕС существует много нетарифных ограничений, связанных с качеством товаров, экологией, метрологией. Часто эти барьеры труднее преодолеть, чем таможенные, которые легко нейтрализовать, снизив цены и восстановив конкурентоспособность товаров. Трудности для Румынии могут возрасти и в переговорах по присоединению к ЕС, поскольку теперь придется вести переговоры уже с 25 странами. «Адевэрул», 15.04.2004г.

– Румынский рынок наводнен пиратской продукцией, он подвергся этому нашествию со стороны крупных поставщиков из Китая, России, Украины и Болгарии. Об этом было заявлено руководством Румынского Управления по защите авторских прав во время пресс-конференции, посвященной представлению международной программы «Разработка и применение общих требований». Согласно внутренним расчетам, среди продукции, предлагающейся на румынском рынке, 70% является поддельной. В своем выступлении руководитель Управления сослалась на отчет американской организации «Международный Альянс интеллектуальной собственности», опубликованный в фев. с.г., в котором говорится, что с 1996г. в Румынии не было предпринято никаких серьезных шагов против этого явления.

Согласно отчету, 75% продающихся в Румынии записей зарубежной музыки – пиратские, а среди записей национальной музыки этот показатель составляет 40%. Уровень пиратства в программном обеспечении доходит до 84%, а среди записей фильмов пиратская продукция составляет 60%.

Участники пресс-конференции отмечали также, что уровень пиратства напрямую зависит от покупательной способности населения. Представители министерства европейской интеграции Словакии, принимавшие участие в конференции, заявили, что Соединенным Штатам необходимо пересмотреть свою политику в отношении продажи лицензий на рынки развивающихся стран по ценам собственного внутреннего рынка. «Курьерул национал». 15.04.2004г.

– Региональное таможенное управление в г.Орадя проводит испытания новой информсистемы «Декларация по интернету», облегчающей прохождение таможенных процедур при пересечении румынской границы. По заявлению сотрудников таможенного управления, одной из причин, послужившей поводом для разработки подобной системы, являлась необходимость ежедневно обрабатывать 450-500 таможенных деклараций, что представляет значительное количество.

Теперь, при введении в действие «пилотной» информпрограммы, декларанту нет необходимости лично предоставлять декларацию в таможню, это можно сделать через интернет. Новой системой могут пользоваться только фирмы, импортирующие или экспортирующие большие партии товаров, имеющие персонал, специализирующийся на работе с таможенными органами. Чтобы стать участником программы электронного таможенного оформления, необходимо получить соответствующее разрешение Управления. «Курьерул национал», 15.04.2004г.

– Расширение ЕС с 1 мая с.г. будет означать введение новых условий торговли с новыми членами Союза вместо предусмотренных соглашениями, которые прекращают свое действие с момента присоединения 10 стран к ЕС.

Генсек Национальной ассоциации экспортеров и импортеров Румынии М.Ионеску считает, что этот год будет настоящим испытанием для экспортеров, поскольку условия экспорта в ЕС более строгие, чем существовавшие в рамках ЦЕССТ или в отношениях с прибалтийскими странами. М.Ионеску считает, что дефицит в торговле Румынии с бывшими странами ЦЕССТ, составивший 1 млрд. евро в 2003г., увеличится еще на 100 млн. евро, несмотря на ожидающееся сокращение закупок в этих странах мяса и др. пищевых товаров в связи с невозможностью сохранить существующий уровень дотаций и налоговых льгот после вступления этих стран в ЕС. «Зиарул финанчиар», 16.04.2004г.

– Правительство приняло постановление (№486 от 01.04.2004г.) о создании Совета по экспорту – организационную структуру государственно-частного характера при министерстве экономики и торговли. Руководить этим органом будут два сопредседателя, представляющих государственный и частный сектор, которые будут избраны из членов Совета на его заседании простым большинством голосов при прямом голосовании. Постановление №120/2002 о создании Межведомственной комиссии по контролю над Системой поддержки экспорта с финансированием из бюджета теряет силу.

Представителями госучреждений в Совете будут: министр по вопросам торговли, замминистра финансов, экономики и торговли (по промышленной политике), связи и информтехнологий, сельского и лесного хозяйства, транспорта, строительства и туризма, иностранных дел, председатель Национального агентства по малым и средним предприятиям, председатель Национальной комиссии по прогнозам, заместитель управляющего Национальным банком Румынии, президент экспортно-импортного банка, вице-президент Национального института статистики, гендиректор Национального таможенного управления.

Частный сектор будут представлять ассоциации предпринимателей национального уровня, Национальная ассоциация экспортеров и импортеров, ТПП Румынии, Национальный совет малых и средних предприятий, Румынская ассоциация банков, отраслевые ассоциации промышленников и предпринимателей. «Мониторул официал», 19.04.2004г.

– Постановлением правительства создан Совет по экспорту – совещательный орган, в который входят представители частного сектора и ряда госорганов. В рамках Совета, по словам его постоянного вице-президента Е.Дижмэреску, будут созданы комиссии по стратегии внешней торговли, конкурентоспособности, маркетингу, торговым маркам, совершенствованию внешнеторгового законодательства, профподготовке кадров, текущим проблемам.

Из текста постановления, опубликованного 19 апр. в «Официальном вестнике», не ясно, из каких источников будет финансироваться деятельность Совета.

Говорить о каких-либо результатах пока рано, но представители частного сектора приветствуют создание Совета, поскольку в его рамках можно будет обсуждать возникающие проблемы с представителями властей, до которых раньше было трудно достучаться. «Адевэрул», 20.04.2004г.

— Согласно заявлению помощника американского госсекретаря по торговле Вильяма Лаша, основными критериями при отборе фирм будут запрашиваемая цена контракта и наличие опыта работы. Уже сегодня стала ясно, что одна румынская фирма будет участвовать в восстановлении багдадского аэропорта.

Это стало известно на конференции, на тему «Восстановление Ирака — деловые возможности для румынских фирм», которая прошла вчера в Бухаресте. В конференции участвовало 80 фирм. Американский представитель отметил, что начало реализации первых экономических проектов по Ираку начнется уже в апр. с.г.

Присутствовавший на конференции премьер-министр А.Нэстасе заявил, что румынские фирмы готовы участвовать в торгах на получение контрактов, как на восстановление гражданских объектов в Ираке, так и инфраструктуры энергосектора и нефтяной отрасли, а также в реализации программ по линии Всемирного банка и ООН. «До 1 июля с.г. ожидается подписание контрактов на 5 млрд.долл. В числе фирм пожелавших участвовать в восстановлении Ирака румынский премьер назвал «ННК Петром», «Ромпетрол», «Петром Сервис», «Электромонтаж», «Бухарест», «Арком и Арчиф». «Зиуа». «Курьерул национал», 05.03.2004г.

— В янв. с.г. объем импорта сократился на 25% по сравнению с наивысшим показателем дек. 2003г. при одновременном снижении экспорта на 2% за этот же период.

Согласно данным статистики, стоимость импорта составил 1,53 млрд. евро и значительно сократился по сравнению с дек. 2003г. — 1,91 млрд. евро. Это на 8,6% больше по сравнению с янв. 2003г. Что касается экспорта, то его объем уменьшился по сравнению с пред. мес. на 2% и составил 1,21 млрд. евро. Хотя это и незначительное сокращение, все же вызывает опасение то, что тенденция снижения экспорта сохранятся с нояб. прошлого года и неизвестно когда ее удастся остановить. В результате дефицит внешнеторгового баланса достиг 319, 8 млн. евро по сравнению с 213, 8 млн. янв. 2003г. «Зиуа», «Курьерул национал», 05.03.2004г.

— Группа Bechtel сообщила, что она выбрала румынскую фирму, в качестве субподрядчика, для участия в работах по восстановлению инфраструктуры аэропорта в Багдаде. Название фирмы будет объявлено в ближайшие дни, сообщил представитель компании Bechtel.

Замгоссекретаря по торговле США Уильям Лэш отверг вчера предположение, что предоставление румынским правительством компании Bechtel контракта на строительство автострады Брашов-Борш является платой за доступ румынских фирм к контрактам по реконструкции Ирака.

Выступая на конференции на тему «Реконструкция Ирака — деловые возможности для румынских фирм», Уильям Лэш сказал, что румынские фирмы имеют опыт работы на иракском рынке и поэтому имеют шансы принять участие в реконструкции Ирака. Он сообщил, что будут заключены контракты на участие в строительных

работах на 5млрд.долл. Еще 5 млрд.долл. предназначены для контрактов в др. сферах. Для того, чтобы принять участие в этих контрактах в качестве субподрядчиков, румынские фирмы должны соответствовать трем важным критериям: цены, опыта и способности выполнить проект, заявил Уильям Лэш.

По словам премьер-министра Адриана Нэстасе, среди фирм, желающих принять участие в программе восстановления Ирака, фигурируют Petrom, Rompetrol, Petromservice, Electromontaj, Arcom, Arcifn. Премьер добавил, что румынские фирмы намереваются участвовать в конкурсах на получение контрактов в Ираке в области гражданского строительства, инфраструктуры, в нефтяном и энергетическом секторах, а также в программах, координируемых в этой зоне Миром Банком и ООН. «Зиарул финансиар», «Курьерул национал», 05.03.2004г.

— Премьер Чехии Владимир Спидла заявил на румыно-чешском форуме деловых людей, что чешские фирмы готовы принять участие в проектах по развитию инфраструктуры в Румынии. Речь идет о восстановлении железных дорог, модернизации средств транспорта, строительству станций по очистке питьевой воды. «Для Чехии Румыния является рынком с 20 млн. потребителей, который пока не насыщен», — заявил чешский премьер.

Румынский экспорт в Чехию составил в прошлом году 137 млн.долл., а импорт превысил 344 млн.долл. Чешские инвестиции в Румынии составляют 10 млн.долл. По мнению чешского премьера, низкий уровень инвестиций объясняется неудачным опытом приватизации завода «Тепро» в Яссах компанией «Железарны Весели». «Зиарул Финансиар», 17.03.2004г.

НЕФТЕГАЗПРОМ, ЭНЕРГЕТИКА

— Для населения и госучреждений цена на газ составит 4.481.114 лей за 1 тыс. куб.м. Для остальных потребителей, подсоединенных к газораспределительной сети, цена составит 4.122.611 лей, а для тех, кто получает газ прямо из транспортной системы — 3.584.674 лей.

Ввиду выравнивания цен на местном рынке с европейскими, правительство установило в этом году ежеквартальное увеличение цен на газ, в среднем на 4%. К концу этого года цена на газ для населения вырастет до 143 долл. за 1 тыс. куб.м. «Зиарул финансиар», 01.04.2004г.

— Европейский Союз выделил кредит в 224 млн. евро на финансирование завершения сооружения второго энергоблока АЭС «Чернаводэ». Кредит выделен через агентство «Евратом», которое финансирует проект совместно с финансовыми организациями из Италии, Франции, Канады и США. Проект финансируется также правительством Румынии и компанией «Нуклеарэлектрика». «Адевэрул», 01.04.2004г.

— По мнению румынских аналитиков, в результате приватизации в 2004г. ряда предприятий топливно-энергетического комплекса могут остаться без работы 60 тыс. чел. Речь идет о национальной нефтяной компании «Петром», двух компаниях по распределению природного газа и двух филиалах компании «Электрика», занимающей распределение электроэнергии. Персонал этих компаний является многочисленным, и новые хозяева вряд ли будут заинтересованы в его сохранении.

Особенно остро вопрос увольнений встанет перед компанией «Петром», в которой работает 57 тыс. чел. Если сравнить производительность труда в ННК «Петром» с др. компаниями подобного профиля, то она оказывается ниже в десятки раз. Годовые доходы голландской компании «Шелл» составляют 1616 тыс.долл. на одного работника, в компании OMV (Австрия) – 1398 тыс.долл., ENI (Италия) – 721 тыс.долл., MOL (Венгрия) – 431 тыс.долл., «Ромпетрол» (Румыния) – 220 тыс.долл., «Лукойл» (Россия) – 120 тыс.долл. и «Петром» – всего 39 тыс.долл.

Такая же картина в газовых компаниях. Показатели эффективности работы у компании «Электрика» средние. Соответствующая австрийская компания обслуживает 1819 клиентов в расчете на одного работника, французская – 191 клиента, а румынская «Электрика» – 257 клиентов. По мнению экспертов, «Петром» обойдется будущему покупателю в 1-1,3 млрд.долл. «Зиарул финанчиар», 01.04.2004г.

– По словам представителя министерства экономики, все задолженности нефтяной компании в госбюджет, фонды по безработице, соцстрахованию и пенсиям, а также проценты и пени по долгам, будут аннулированы. Речь идет о нескольких тыс. млрд. лей, из которых только проценты и пени по бюджетным долгам, по состоянию на 31 дек. 2003г., насчитывали 1.700 млрд. лей.

Несмотря на это, компания Petrom имела в прошлом году прибыль 3.100 млрд. лей. «Списание долгов сделает компанию более привлекательной для инвесторов. Потенциальным инвесторам должны быть представлены до 3 апр. сертификаты бюджетных обязательств компании», – заявили источники из министерства экономики.

В этих обстоятельствах все учреждения, перед которыми Petrom имеет задолженности, прекращают любое уже начатое судебное преследование компании. Минфин согласен предоставить расщелку на выплату дивидендов за 2000-01гг.

По утверждению министра экономики Дана Иоана Попеску, государство не будет требовать от будущего владельца компании сохранения определенного количества персонала. «Эвениментул зилей», 05.04.2004г.

– Министр экономики Дан Иоан Попеску в конце недели представил президенту и премьер-министру проект стратегии развития румынского энергосектора на ближайшие 20 лет. Стратегическая программа имеет своей целью обеспечить такое развитие энергетики, чтобы к моменту вступления Румынии в ЕС, страна могла быть надежным поставщиком экологически чистой и конкурентоспособной энергии.

Программа предусматривает закрытие до 2012г. всех нерентабельных и загрязняющих окружающую среду энергопроизводящих предприятий. 11% электроэнергии должно производиться из экологически чистых источников (солнце, ветер, вода). На ближайшие 5 лет предусматриваются расходы на охрану окружающей среды до 1,5 млрд. евро.

Министр экономики заявил, что будут произведены инвестиции в гидро- и теплоэнергетику, а также в угледобычу. До 2007г., только в рамках компании Hidroelectrica, будут построены или модернизированы энергоузлы общей мощностью 2.000 мвт. Стоимость этих работ оценивается в 1 млрд. евро. Министр сообщил, что в следующем месяце начнется приватизация микроэлектростанций.

На модернизацию и переоснащение энергокомплексов Ровинарь, Турчень и Крайова предполагается инвестировать в ближайшие годы 2,5 млрд. евро. В 2005-25гг. будут созданы новые энергоузлы общей мощностью 3.170 мвт. и стоимостью 6 млрд.долл. «Бурса», 05.04.2004г.

– Одна из серьезных проблем, с которой сталкивается правительство в процессе приватизации компании «Петром», касается очищения земель, загрязненных этой компанией. Премьер-министр А.Нэстасе заявил, что на очистку земель потребуются больше средств, чем будет получено от приватизации.

Это заявление было сделано на совещании в Академии сельскохозяйственных наук в связи с подобными проблемами в животноводстве. В связи с подготовкой к вступлению в ЕС Румыния вынуждена принимать на себя серьезные обязательства по охране окружающей среды. Невозможно будет эксплуатировать свиноводческие комплексы на 1 млн. голов из-за их влияния на среду. «Адевэрул», 07.04.2004г.

– После скандала, связанного с приватизацией химкомбината «Олтким» канадской компанией, этот объект снова выставляется на продажу. Уже были назначены торги, но по требованию одного из претендентов сейчас идет работа над исправлением приватизационного досье. Среди потенциальных инвесторов российская компания «Лукойл».

Возможно, будет принято предложение властей уезда Вылча о продаже комбината в пакете с НПЗ «Арпеким», который входит в ННК «Петром». В этом случае «Петром» будет продаваться, имея в своем составе лишь НПЗ «Бразь». «Адевэрул», 07.04.2004г.

– На следующей неделе должен пройти конкурс на приватизацию машиностроительного завода ГРИРО, который выпускает оборудование для нефтяной, химической промышленности и электроэнергетики.

Имеется 4 заявки на приобретение контрольного пакета акций (81,51%) у приватизационного ведомства. Три из них подали известные в Румынии деловые люди: Дину Патричу (владелец и президент нефтяной компании «Ромпетрол»), Овидиу Тендер (тяжелое машиностроение, энергетики и страховой бизнес), Фатхи Тахер (кондитерская фабрика, страховая компания, гостиница «Мэриотт», сталепрокатный завод с г.Фокшань) и Николае Бадя (футбольный клуб «Динамо», компания сотовой связи «Оранж», компьютерная фирма). Последние двое сформировали консорциум. Четвертый претендент – это итальянская машиностроительная компания Walter Tosto Serbatoi.

Фаворитом конкурса считается консорциум Тахер-Бадя, поскольку в нем участвует и ассоциация работников «Гриро» (фактически профсоюз). Компания «Гриро» является здоровой с точки зрения финансового положения, поскольку не имеет серьезных долгов и работает с прибылью. Акционерный капитал «Гриро» составляет 90 млрд. лей (3 млн.долл.). Помимо приватизационного ведомства крупным акционером является инвестиционный фонд Мунтения, которому принадлежит 15,48% акций. «Зиарул финанчиар», 13.04.2004г.

– Румынские власти опровергли слухи об открытии нового нефтяного месторождения в районе г.Плоешть, но не исключают, что при глубоком

бурении на нефть будут найдены еще не эксплуатирующиеся залежи.

Болгарская газета «Труд» опубликовала сообщение о том, что американские геологи в районе Плоешть открыли серию «мешков» с нефтью высокого качества. Руководство румынского Агентства по минеральным ресурсам заявило, что в зоне, находящейся недалеко от Национальной нефтяной компании «Петром», работает единственная компания, взявшая в концессию этот периметр с целью поисков нефти — британская фирма «Туллоу». До настоящего времени ею не было найдено никаких залежей нефти.

Румынские нефтяные месторождения уже прошли пик своих возможностей, а производство нефти находится в упадке. С 14 млн.т. нефти ежегодный уровень добычи упал до 5,5 т. и нет признаков его увеличения.

Специалисты Агентства заявляют, что существует вероятность наличия месторождений нефти на очень больших глубинах, но целесообразность инвестиций ставится под сомнение, поскольку нет абсолютной уверенности в наличии залежей. В районе у Бэйкой есть разведочная буровая, где на глубине 7.000 м появились признаки наличия нефти. Монтаж этой установки стоит 15 млн.долл., а вероятность открытия какого-нибудь месторождения очень мала. Румыния хотела бы стать вторым Кувейтом, однако пока такое сравнение явно преувеличено. «Эвениметул зилей», 16.04.2004г.

— В долгосрочной стратегии развития топливно-энергетического комплекса, представленной недавно министром экономики президенту и правительству, серьезное внимание уделено газовой отрасли.

В прошлом году в Румынии было использовано 18,3 млрд. куб.м. природного газа, в т.ч. 5,8 млрд. куб.м. для производства электрической и тепловой энергии, 4,1 млрд. куб.м. в химпроме, 3,2 млрд. куб.м. составило потребление населением. На 2007г. прогнозируется уровень потребления газа в 19,5 млрд. куб.м., из которых 6,3 млрд. куб.м. в энергетике и 3,8 млрд. куб.м. в быту. В 2015г. потребление должно достигнуть 21,5 млрд. куб.м., в т.ч. 6,9 млрд. куб.м. в энергетике и 3,8 млрд. куб.м. в быту, а в 2025г. — 24 млрд. куб.м., в т.ч. 7,8 млрд. куб.м. в энергетике и 4,2 млрд. куб.м. в быту.

Для поддержания уровня добычи углеводородов планируется бурить ежегодно по 210 скважин, на что до 2007г. потребуется 412 млн.долл. Средства потребуются на модернизацию установок по сепарации (126 млн.долл.) и систем по добыче газа (20 млн.долл.), а также на освоение новых месторождений Эоцен и Пескэруш (58 млн.долл.). Планом развития предусматривается бурение 20 разведочных скважин в год, на что до 2007г. потребуется 84 млн.долл.

Капиталовложения в сеть распределения газа должны составить 150 млн.долл. На восстановление загрязненных земель, систему мониторинга и др. экологические проекты выделяется до 2007г. 221 млн.долл.

За последние годы распределительная сеть значительно расширилась. Общая длина трубопроводов, принадлежащих сегодня компаниям «Дистригаз-Юг» и «Дистригаз-Север», в 2000г. составляла 28029 км., в 2001г. — 28889 км., в 2002г. — 29959 км., в 2003г. — 30968 км. Росло и количество потребителей газа: в 2000г. — 1187756, в 2001г. —

1410255, в 2002г. — 1688371, в 2003г. — 1959837. С 2000г. количество потребителей возросло на 800000.

Компания «Дистригаз-Юг» имела на начало текущего года 846 тыс. клиентов, в т.ч. 816 тыс. бытовых потребителей. Ежегодно число клиентов увеличивается на 100 тыс., так что их количество превысит 1 млн. Прибыль компании в 2003г. составила 5 млн. евро при обороте 505 млн. евро. Количество персонала компании — 10500 чел. По сравнению с 2002г. финансовое положение компании улучшилось: сократились долги как самой компании, так и клиентов по отношению к ней. Проблемой остается изношенность трубопроводов. 40% труб (6000 из 13600 км.) требуют замены. У некоторых трубопроводов нормативные сроки эксплуатации истекли 10-15 лет назад.

В связи с подготовкой Румынии к вступлению в ЕС рынок природного газа должен быть либерализован. Уже в текущем году степень открытости рынка должна составить 40%, в 2005г. 50%, в 2006г. 75%, а к 2007г. либерализация рынка должна достигнуть 100%. Открытость рынка определяется возможностью потребителя купить газ в других источниках кроме компаний «Дистригаз-Юг» и «Дистригаз-Север». Только «привилегированные потребители» имеют право выбрать поставщика.

«Дистригаз-Юг» готовится к конкурентной борьбе, стараясь заменить максимальное количество труб. В 2003г. за счет собственных ресурсов компания заменила 232 км. корродировавших стальных труб на современные полиэтиленовые, что обошлось в 12,5 млн. евро. «Зиуа», 16.04.2004г.

— Правительство приняло решение о списании долгов еще 4 компаниям с госкапиталом (среди них Metalurgica Регин и Tubinox Бухарест). Речь идет о задолженностях перед поставщиками электроэнергии и газа, которые будут конвертированы в акции, а причитающиеся пени — аннулированы.

Решением правительства утвержден список из 13 предприятий (UTA Арад, Hidromecanica Брашов, Remar Пашкань), находящихся в портфеле АПАПС, которым разрешается провести массовые увольнения. Увольняемые получают денежную компенсацию от государства.

11 предприятий горнодобычи получают господдержку в 4.715млрд. лей (115,5млн. евро). Самая большая часть этой помощи — 1.981млрд. лей (48,5млн. евро) — будет предоставлена Национальной компании Лигнита Олтения, а также Национальной компании каменного угля — 1.379млрд. лей (33,7млн. евро). Соответствующим горнодобывающим компаниям будут списаны бюджетные задолженности, а также причитающиеся пени и проценты, в рамках указанных сумм.

Учитывая вчерашнее сообщение о предоставлении господдержки, свыше 1млрд.долл., 7 меткомбинатам, вырисовывается картина предвыборной кампании правящей партии, которая ничем не отличается от кампаний прежних лет. «Адевэрул», 20.04.2004г.

— Стоимость нефтепродуктов, реализуемых на черном рынке, достигает 1млрд. евро, — заявил вчера президент группы Rompetrol Дину Патрициу, принимающий участие в работе конференции «Нефтяной рынок». По его словам, в 2002г. на черном рынке продавалось 40% нефтепродуктов, что означало для государства 650 млн. убытков. В 2003г.

доля черного рынка упала до 20%, что, однако, принесло государству убытков на сумму, 300 млн. евро.

Похожие цифры сообщил и глава Национальной контрольной службы (ANC), министр Ионел Блэнкулеску. По оценке ANC, стоимость реализуемых на румынском рынке нефтепродуктов достигает 3,7-4,7 млрд.долл. ежегодно. Разница между этими двумя цифрами представляет собой стоимость нефтепродуктов, которые продаются фирмами, уклоняющимися от уплаты пошлин. Блэнкулеску заявил, что проверки проведенные ANC, начиная с лета прошлого года, выявили ущерб, нанесенный разными нефтяными фирмами государству, в 15.000 млрд. лей (450млн.долл.). «И это только верхушка айсберга, так как большая часть махинаций не была раскрыта», — уточнил министр.

Министр Блэнкулеску заявил, что нефтяной сектор продолжает занимать 1 место по уклонению от уплаты налогов (80%). В ближайшие годы, по мере того, как уровень акцизов в Румынии будет приближаться к уровню Евросоюза, «соблазны мошеннических махинаций станут все сильнее», — сказал Ионел Блэнкулеску. Глава ANC пообещал, что ряд новых положений, вводимых в Налоговый кодекс, направлены именно на уменьшение этого явления.

Президент компании Rompetrol Дину Патричу считает, что с уклонением от уплаты акцизов на нефтяном рынке можно бороться путем введения системы взимания акцизов с конечного потребителя, «с насоса», как это делается в Европе. Стоимость спецоборудования невысока, — утверждает Патричу, — и всю эту систему можно ввести с 1 янв. 2005г., одновременно с новым Налоговым кодексом. Незаконные операции с нефтепродуктами уменьшатся, в таком случае, до нескольких процентов, как это имеет место и в Европе.

Акцизы налагаются на нефтепродукты на выходе с завода. Фирмы, нарушающие закон, приобретают на заводах продукцию, необлагаемую акцизами (легкое жидкое топливо, нефтяные компоненты, горючее типа М, используемое для обогрева), а затем смешивают их, или вносят добавки, и продают как горючее на заправочных станциях, не платя акцизы.

В странах ЕС пошлина, налагаемая на бензин, в конце фев. 2004г., достигала, в среднем, 70% (во Франции — 74%, при цене 1,005 евро, в Германии — 72,1%, при цене 1,0074 евро, в Великобритании — 77%, а в Италии — 68%, при цене 0,063 евро за 1 л. бензина). В Румынии акцизы составляют 75% от цены горючего. Правительственным постановлением, с 1 июля прошлого года пошлина на солярку была повышена с 187 евро до 221 евро за 1 т. Акцизы на бензин, содержащий свинец и без свинца, соответственно — 404 евро и 347 евро за т. Кроме акцизов взимаются и др. пошлины: НДС, специальная дорожная пошлина, отчисление в фонд нефтепродуктов, пошлина за рекламные услуги. В случае с бензином, НДС насчитывается и на акцизы и пошлины. «Курьерул национал», 21.04.2004г.

— Венгерская нефтяная группа MOL проявляет интерес к приобретению сети автозаправочных станций, принадлежащих компании Shell и состоящей из 58 АЗС. В июне 2003г. эта венгерская группа заключила с голландцами контракт, по которому Shell продала 23 АЗС. Финусловия сделки не сообщались. До конца текущего года MOL приобретет еще 23 станции и, т.о., сеть принадлежащих ей АЗС составит 80 ед. «Курьерул национал», 23.04.2004г.

— Руководство министерства экономики и торговли Румынии придает большое значение ведущейся разработке системы подключения энерго сетей страны к сетям стран-соседей. В этой связи отмечается, что за последние 4г. развернуто сотрудничество в данной сфере со всеми окружающими Румынию странами. Румыния имеет подключение к сетям Болгарии (4 линии), а также Сербии, через Железные Ворота. В Рошиор де Веде проходит испытание соединение с энергосистемой Украины и вновь вводится в эксплуатацию система подключения бывшей линии Вулкэнешть (Республика Молдова) -Дубруджя (Болгария), что обеспечит передачу электроэнергии напряжением 400 кв. из Молдавии в Яссы.

Др. линия, процесс проектирования которой завершается, — от Фэлчу до Кантемир, предназначена для передачи электроэнергии напряжением 110 вт. из Республики Молдова в Румынию.

К 2006г. между Румынией и Молдавией будет сооружена еще одна линия электропередач на 400 кв. от Бельцы до Сучавы. С этой целью Румынская национальная компания по транспортировке электроэнергии «Трансэлектрика» и госпредприятие «Молдэлектрика» подписали Меморандум о взаимопонимании по реализации данного проекта, который даст возможность поставлять электроэнергию из молдавской станции в Приднестровье. Румынская часть инвестиций в данный проект (имеется в виду часть линии длиной 95 км.) составит 25 млн. евро.

Отмечается, что Республика Молдавия возвратила Румынии 1,8 млн.долл. из общей суммы в 32 млн.долл., предоставленной Румынией в 2001г. в виде помощи для восполнения нехватки электроэнергии. При этом руководство министерства считает данный контракт выгодным для обеих сторон. «Курьерул национал», 27.04.2004г.

— Немецкая компания «Рургаз», которая участвует в конкурсе на приватизацию сетей по распределению газа в Румынии, собирается создать альтернативу импорту газа из Российской Федерации. Аким Саул, начальник отдела в департаменте ЦВЕ компании заявил, что «Рургаз» станет владельцем одной из двух румынских компаний по распределению газа и сможет снабжать ее природным газом, приобретенным на внешнем рынке по конкурентоспособным ценам. Сегодня газ поступает только из России, и его поставки покрывают внутреннюю потребность на 30%.

Компания «Рургаз» входит в энерго концерн E.On, один из крупнейших в мире. Через нее велись переговоры по поставке в Румынию газа из Норвегии (контракт пока не подписан). Компания проводит операции в Чехии, Венгрии, Польше и Словении, а с 2997г. присутствует на румынском рынке, владея 27% акций частной газовой компании «Конгаз -Констанца» и третью акций компании по распределению электроэнергии и тепла «Колония-Клуж».

«Рургаз» подал заявки на приватизацию обеих румынских газораспределительных компаний, выставленных на продажу, так же как «Энел» (Италия), «Газпром» и «Газ де Франс». Др. немецкая компания «Винтерсхал» подала заявку только на «Дистригаз-Север». Приватизация газовых сетей может принести Румынии несколько сотен млн.долл.

В 2003г. объем сделок компании «Рургаз» составил 12 млрд. евро при численности персонала

2578 чел. Компания имеет опыт приватизации в регионе ЦВЕ: в Венгрии она купила пакет компании «ДДГаз» за 60 млн.долл., инвестировала в нее еще 70 млн.долл. в течение 4 лет и провела в течение 2-3 лет обучение местного менеджмента, в результате чего значительно возросли объемы продаж и возросли прибыли при общем сокращении персонала с 950 до 700 чел. «Зиарул финансиар». 28.04.2004г.

— Правительство Румынии обязалось перед Евросоюзом завершить приватизацию ИНК «Петром» строго по графику, согласованному со Всемирным банком и МВФ. Одновременно правительство обязалось ускорить приватизацию газораспределительных систем «Дистригаз-Суд» и «Дистригаз-Норд», двух предприятий по распределению электроэнергии в г.г. Банат и Доброджа, а также ускорить процедуру приватизации по предприятиям «Электрика-Олтения» и Молдова. Международные организации и Европейский Союз отслеживают в режиме мониторинга реформирование румынской энергосистемы, основной акцент при этом делается на приватизацию производства электроэнергии. Шагом вперед в этом направлении можно считать решение вопроса по трем крупным энергокомплексам Ровинарь, Турчень и Крайова-Ишалница, по поводу которых министерство экономики и торговли вело переговоры с шахтерами угольной компании Олтения. Шахтеры протестуют против административного слияния самых рентабельных угольных шахт Олтении с тремя электростанциями системы румынского объединения «Термоэлектрика» В конце концов, договорились при условии повышения шахтерам среднего размера зарплаты на 24% и предоставления им ряда др. льгот. В этой связи перед румынским министерством остро стоит проблема инвестиций и резкого увеличения угледобычи. На последней встрече с шахтерами в фев. с.г. министр Д.Попеску заявил, что его заветная мечта — это создать в Румынии современную энерго систему. «Адеверул», 03.03.2004г.

— 8 марта, во время визита в Румынию министра экономики и труда Германии Вольфганга Клемента, румынская компания Transselectrica подписала меморандум о намерениях с немецким банком Kreditanstalt fur Wiederaufbau (KfW). Согласно меморандуму KfW выделит 70 млн. евро на проекты модернизации ТЭЦ Sibiu-Sud и Bucuresti-Sud без правительственных гарантий. Переговоры о производстве работ на ТЭЦ Sibiu-Sud ведутся с консорциумом, состоящим из компаний ABB (Asea Brown Boveri), Германия, и Areva, Франция.

25 фев. этого года, компания Transselectrica подписала соглашение с венгерской компанией (Rt-MVM Rt) о соединении электросетей обеих стран линией электропередач Орадя-Бекешаба, мощностью 400 квт. Это будет вторая линия высокого напряжения между Румынией и Венгрией, строительство которой будет способствовать развитию регионального рынка.

Стоимость работ на территории Румынии оценивается в 25 млн. евро. ЕБРР выразил намерение предоставить румынской стороне кредит в 17,5 млн. евро, без правительственных гарантий. Это будет первый заем, предоставленный Европейским банком реконструкции и развития румынской компании без правительственных гарантий.

Работы на территории Румынии начнутся в марте 2005г. и продлятся 2г., а в Венгрии строительство линии высокого напряжения начнется в марте 2006г. и продлится 1г. «Адеверул», 11.03.2004г.

— Согласно официальному сообщению министерства экономики и торговли Румынии, сегодня начинается очередной этап приватизации компаний по распределению газа «Дистригаз-Юг» и «Дистригаз-Север» — изучение предварительных предложений и переговоры с потенциальными инвесторами.

В списке претендентов остались все 5 компаний, представивших письма о намерении участвовать в приватизации: Газпром, Wintershall, E.On — Ruhrgas (Германия), Gas de France, Enel (Италия). Все претенденты имели возможность ознакомиться с информацией о работе приватизируемых компаний, провести самостоятельный анализ и представить предварительные технико-коммерческие предложения.

Представленные предложения будут проанализированы специально созданной комиссией, которая должна провести переговоры с каждым из потенциальных инвесторов. Затем должны быть поданы окончательные предложения, и комиссия на основе технических и финансовых критериев выберет победителя конкурса, с которым будет заключен контракт. «Зиуа», 16.03.2004г.

— Партнеры консорциума по строительству газопровода Nabucco создали компанию, которая будет отвечать за финансирование строительства, получение налоговых льгот и заключение контрактов на транспортировку газа.

Консорциум Nabucco был создан в 2002г. для реализации проекта строительства газопровода, связывающего зону Каспийского моря, Ближний Восток и Европу. Строительство газопровода планируется завершить к 2009г. В консорциум входят Botas, Boru Hatlari ile Petrol Tasima (Турция), Bulgargaz EAD (Болгария), Transgaz (Румыния), MOL (Венгрия) и OMV Erdgas GmbH.

По территории Румынии газопровод пройдет по следующему маршруту: Бекет-Петрошань-Арад-Сегед. Румыния и Венгрия уже начали работы на отрезке газопровода Сегед-Арад, который соединит венгерскую и румынскую газораспределительные системы. Из 60 км., которые пройдут по Румынии, Transgaz уже построил 25км. Газопровод Сегед-Арад будет сдан в эксплуатацию в конце этого года и сможет, в дальнейшем, быть использован в проекте Nabucco. Румынская компания инвестирует в строительство этого участка газопровода 25 млн. евро. «Курьерул национал», 16.03.2004г.

— Группы Enel (Италия), «Газпром» (Россия), Gas de France (Франция) и Ruhrgas (Германия) подали предварительные заявки на приобретение мажоритарного пакета акций компаний по распределению газа «Дистригаз-Юг» и «Дистригаз-Север». К моменту подачи окончательных предложений инвесторы должны будут определиться, какая из компаний представляет для них больший интерес, поскольку приобретение обеих компаний одним инвестором исключается, так как в этом случае будет нарушено антимонопольное законодательство.

Немецкая компания Wintershall подала заявку на приобретение акций «Дистригаз-Север», т.к. ее интересы связаны с северными регионами Румы-

нии, где эта компания осуществляет проекты по производству и хранению газа. Самым сильным из претендентов считается российский концерн «Газпром», который поставляет в Румынию треть потребляемого в стране газа.

Wintershall в ближайшие дни начнет добычу газа в районе г. Сигишоара. Эта компания участвует в деятельности двух торговых домов, Wirom Gas и WIEE, которые контролируют весь импорт газа из России. Ruhrgas владеет 28% акций газораспределительной компании «Конгаз» — г. Констанца.

Оборот компании «Дистригаз-Юг» в 2003г. составил 575 млн.долл., а «Дистригаз-Север» — 454 млн.долл. Согласно обязательствам Румынии перед ЕС, контракты на приватизацию обеих компаний должны быть заключены в текущем году. «Зиарул Финанчиар», 17.03.2004г.

— Энерго группа Enel (Италия) подготовила новые предложения по приобретению акций филиалов Банат и Доброджа госкомпании по распределению электроэнергии «Электрика». В предыдущем предложении цена акций, по мнению румынской стороны, была занижена. Новое предложение предусматривает более высокую цену акций, но более скромные обязательства по капиталовложениям (первое предложение предусматривало капиталовложения в 1,2 млрд. евро в течение 15 лет).

В цену сделки, которая пока не обнародована, входят три составляющих: цена 51% акций филиалов, обязательства по капиталовложениям и уплата долгов в 125 млн. евро. Долги филиала Доброджа составляют 2000 млрд. лей (50 млн. евро), а филиала Банат — 3000 млрд. лей (75 млн. евро). «Зиарул Финанчиар», 17.03.2004г.

— Представитель Румынии на переговорном процессе с ЕС Л.Орбан представил вчера серию мер, которые будут приняты по изменению румынского законодательства и приведения его в полное соответствие с Законодательством ЕС. Все нормативные акты, устанавливающие госльготы и несовместимые с европейскими нормами, будут решительно изменены. Это коснется нормативных актов о свободных и неблагоприятных зонах, а также Закона об ускорении приватизации.

Энергорынок, сообщил Л.Орбан, будет полностью открыт к 1 июля 2007г. Он также заявил, что впредь не будут допускаться никакие отклонения от налогового законодательства в отношении НДС.

Орбан обратился к хозяйствующим субъектам, присутствовавшим на конференции, с призывом постоянно консультироваться с европейским законодательством в области налогообложения, в котором постоянно происходят изменения (как например в случае с режимом акцизов на горючее, электроэнергию и газ).

Раздел законодательства об охране окружающей среды также серьезно затронет хозяйствующих субъектов в Румынии. Л.Орбан попросил, чтобы они представили свои замечания и проблемы, с которыми сталкиваются в этой области, для того, чтобы эта информация могла быть использована в переговорах с ЕС. «Адевэрул», 18.03.2004г.

— Как заявил представитель ВБ О.Саадат, для того, чтобы получить новые фонды от Всемирного банка, Румыния должна выполнить 17 условий в области реформы местной администрации, госучреждений и юстиции. Он сообщил, что Совет

директоров ВБ соберется 30 июня, и к тому времени Румынское правительство должно отработать о выполнении этих условий.

По словам О.Саадата, последний транш, в размере 170 млн. евро, по программе PSAL II будет выделен Румынии в июне этого года, если будет завершена приватизация компаний Petrom, Distrigaz Sud, Distrigaz Nord, Electrica Banat и Electrica Dobrogea.

«В области реформы юстиции наши требования идентичны требованиям Европарламента, который рекомендовал направить усилия на проведение реальной реформы правосудия и местной администрации с целью борьбы с коррупцией, которая отпугивает иноинвесторов», — заявил представитель ВБ.

Всемирный банк профинансировал в Румынии 30 проектов, общей стоимостью 3 млрд.долл., начиная с 1991г. Недавно МБ объявил о намерениях предоставить Румынии еще 1 млрд.долл. в течение 3 лет, для того, чтобы поддержать процесс реформ и интеграции в ЕС. «Зиарул финанчиар», 22.03.2004г.

— Министр экономики Дан Иоан Попеску заявил вчера, что государство не будет требовать от инвестора, который купит Petrom, сохранения определенного количества работников. Petrom имеет персонал в 58.000 чел.

Решения о сокращении персонала, уточнил Попеску, будут приниматься на основе стратегической программы инвестиций и развития. Инвестор также не будет связан никакими ограничениями в отношении реструктуризации компании. Государство берет на себя возмещение ущерба, вызванного загрязнением окружающей среды в результате деятельности компании вплоть до завершения приватизации. Процесс приватизации компании Petrom может быть завершён в июне этого года. «Зиуа». 23.03.2004г.

— Термоэлектрика ищет партнера, который бы принял участие в реализации проекта стоимостью 160 млн.долл. по строительству энергоблока на лигните мощностью 150-250 мвт. на электростанции «Дойчешть». На станции работают 2 энергоблока мощностью по 200 мвт., но один из них в ближайшее время будет выведен из эксплуатации. На его базе имеется в виду построить новый блок. Потенциальный партнер мог бы финансировать закупку современного оборудования, а затем получить часть акций предприятия в соответствии со своим вкладом. «Зиарул Финанчиар», 25.03.2004г.

— Срок подачи окончательных заявок на приватизацию ННК «Петром» — 7 апр. с.г. — остается пока без изменений. Состав претендентов также не изменился. В конкурсе участвуют 8 компаний из Австрии, Польши, Италии, Венгрии, России («Газпром»), США, Швейцарии и Греции.

В отношении компаний по распределению газа «Дистригаз-Юг» и «Дистригаз-Север» еще не выяснен юридический статус 30% используемых ими сетей. С итальянским концерном Enel завершаются переговоры по приватизации филиалов Банат и Доброджа компании «Электрика». «Адевэрул», 31.03.2004г.

— Министр экономики и торговли Дан Иоан Попеску сообщил вчера, что Национальная нефтяная компания компания Petrom приняла решение не повышать цену на бензин с 1 апр.

В отношении заявлений представителей частных компаний, согласно которым цена на бензин должна быть повышена на 10-20 евроцентов, Попеску сказал, что частные компании свободны устанавливать свои отпускные цены. Последнее повышение цен имело место в янв. этого года, когда нефтяные компании подняли отпускные цены на бензин на 900-1.000 лей, объясняя это обесцениванием национальной валюты по отношению к евро. «Зиуа», 31.03.2004г.

— На прошлой неделе правительство утвердило довольно сложную процедуру приватизации Национальной нефтяной компании «Петром», согласно которой первоначально на продажу будет выставлена лишь треть акций, а контрольный пакет акций окажется в руках покупателя только после существенного вливания капитала с его стороны. Эксперты выражают сомнения относительно эффективности этого метода приватизации. Основным аргументом является то, что крупные компании, как правило, располагают достаточными средствами для того, чтобы с самого начала приобрести контрольный пакет акций и часто не идут на такие поэтапные операции, опасаясь за их последствия. Зато для менее известных фирм, у которых мощная поддержка в Румынии, но которые не в состоянии приобрести сразу 51% акций «Петром», решение правительства является манной небесной. Остается только подождать и увидеть, кто станет владельцем Национальной нефтяной компании «Петром» для того, чтобы делать выводы о правильности выбранной стратегии ее приватизации.

— Окончательный срок приватизации ННК «Петром» был продлен на 3 мес., до конца марта 2004г. В заявлении министерства экономики и промышленности по этому поводу отмечается: «Мы намерены завершить приватизацию «Петром» до конца I кв. будущего года. Новый срок представляется более реальным. Инвесторы должны определить стоимость компании. Но для этого требуется время». Одновременно был установлен предельный срок для подачи окончательных коммерческих предложений на приобретение компании 31 янв. 2004г. Более подробные детали приватизации содержатся в официальном объявлении о приватизации, которое будет опубликовано в печати в середине авг. 2003г.

В соответствии с нормативными актами такое объявление должно было быть опубликовано в конце июня 2003г. Правительство утвердило стратегию приватизации «Петром», в соответствии с которой стратегическому инвестору первоначально продаются 33-34% акций компании и одновременно его доля увеличивается до 51% за счет собственных дополнительных вливаний капитала.

В числе потенциальных покупателей названы группы Chevron Texaco, BP, Total, Royal Dutch Shell, OMV и «Лукойл». Продажа ННК «Петром», которая является сильным региональным конкурентом для MOL (Венгрия), PKN (Польша), и INA (Хорватия), стратегическому инвестору представляет собой существенный элемент соглашений, подписанных Румынией с международными кредиторами. 7% акций ННК «Петром» с капиталом в 1,15 млрд.долл. выставляется на Бухарестской бирже ценных бумаг. На первых торгах стоимость акций упала на 2,1% и одна акция оценивалась в 1.390 лей (0,04 долл.).

— По мнению международного финансового аналитика и председателя румынской ассоциации финансовых аналитиков (RAIP) Д.Кабата, решение о приватизации ННК «Петром» путем первоначальной продажи 33% акций с последующим увеличением акционерного капитала свидетельствует о возможном сомнении властей в том, что удастся заинтересовать в приобретении компании крупных международных инвесторов. По мнению аналитика, такие крупные инвесторы, как British Petroleum, Shell или сильные американские компании обладают достаточными финансовыми ресурсами для того, чтобы сразу приобрести контрольный пакет акций, особенно в текущем году, когда их прибыль значительно увеличилась в связи с ростом мировых цен на нефть и природный газ. Такие компании предпочитают приобрести сразу контрольный пакет акций во избежание последующих возможных осложнений. Он утверждает, что «Стратегия приватизации в два этапа связана с процедурными сложностями, такими как открытые торги, преимущественное право акционеров на приобретение акций, установление цены предложения доступной для остальных акционеров, которые крупные фирмы стараются избежать. Зато компаниям ниже рангом, особенно если они пользуются сильной поддержкой в Румынии, привычны такие сложные процедуры и они стараются отвлекать меньшие суммы на первом этапе с тем, чтобы в дальнейшем обеспечить себе контроль над «Петром».

Такого же мнения придерживаются и другие международные аналитики, которые полагают, что интерес к приобретению ННК «Петром» скорее всего может возникнуть у региональных компаний, чем у мировых гигантов в этой области. По мнению директора одного из инвестиционных банков «Американские компании продолжают оставаться в стороне от этой сделки и неудивительно будет, если ни одна из них не станет участвовать в торгах. А OMV и MOL окажутся весьма заинтересованными в этом. «Зиуа», 07.08.2003г.

— Несмотря на то, что ННК «Петром» находится в процессе приватизации, компания продолжает свою успешную деятельность по всем направлениям, как на внутреннем, так и на внешнем рынках. Так, буквально на днях дала первую нефть новая скважина в Казахстане мощностью 23 т/день. Всего за последние годы «Петром» приобрел в этой республике шесть нефтяных месторождений. Гендиректор компании Г.Костатинеску в этой связи заявил: «Благодаря инвестициям за рубежом ННК «Петром» довела добычу нефти до 230 т/день. Из них 200 т/день приходится на месторождение Тасбулат и 23 т. на месторождение «Синельниковское». Но это только начало. Поэтому мы ведем работы по напряженному графику, как в том, что касается вложений в новые инвестиции, так и их скорейшей окупаемости, и получения прибыли».

Добываемая нефть продается в регионе ее добычи по мировым ценам. Однако по мере увеличения добычи часть нефти будет поставляться в Румынию, где ощущается острая необходимость в ней. В этой связи сократится импорт более дорогой нефти и валютные затраты, связанные с этим. График зарубежных инвестиций ННК «Петром» — из 300 млн.долл., утвержденных инвестиций освоено 77 млн.долл. Всего запасы нефти: 16 млн.т. Районы эксплуатации: Жусали, Синельниковское,

Актас, Туркменой. Эксплуатируемые месторождения: Тасбулат, Комсомольское. «Адевэрул», 08.08.2003г.

— Открыто первое и, кажется, последнее газовое месторождение в Черном море, которое оценивается в несколько сотен миллионов долларов. «Петром» начнет его эксплуатацию в этом месяце и будет добывать 1 млн.куб.м. в сутки. Месторождение расположено в открытом море, в 30 км. от берега, на глубине 50 м. «Петром» уже инвестировал 10 млн.долл. в эту газовую разработку, которая, согласно оценкам, будет эксплуатироваться 10 лет и увеличит производство газа до почти 6 млрд.куб.м. в год. «Петром» и «Ромгаз» обеспечивают две трети внутреннего производства природного газа, остальное количество импортируется из России. «Хроника ромынэ», 11.08.2003г.

— Прошло более пяти недель с тех пор, как президент фирмы Halliburton нанес молниеносный визит в Румынию. Дейв Лизар, президент и исполнительный директор американской фирмы-колосса, пробыл в Бухаресте пять часов, в течение которых имел по крайней мере две важные встречи — с президентом Ионом Илиеску и премьером Адрианом Нэстасе. Визит обошли полным молчанием: со 2 июля до вчерашнего дня никто не упомянул ни слова об этих двух встречах. В обоих случаях речь шла о приватизации Национальной нефтяной компании «Петром» и об участии румынских фирм в реконструкции Ирака.

Американской фирме Halliburton доверена ответственность за реконструкцию иракской нефтяной промышленности. Ни приватизация «Петрома», в отношении которой Halliburton выразил свою заинтересованность, ни участие в восстановлении нефтяной отрасли Ирака не являются военными тайнами или чем-то противозаконным. Тогда почему же румынские власти утаили встречи с мощной американской группой? Для того, чтобы подготовить почву или не нагнетать обстановку вокруг «Петрома», на который обращают свои взоры несколько европейских и внутренних компаний? Не является ли объявленная отсрочка с приватизацией «Петрома» следствием этого таинственного визита? Один из источников подтвердил нам, что на встрече с премьером Адрианом Нэстасе присутствовал и бизнесмен Овидиу Тендер, ставший недавно председателем UGIR 1903 (Всеобщий союз промышленников Румынии). Визит Дейва Лизара из Halliburton к президенту и премьеру — свидетельство экономического интереса американцев к Румынии. В случае участия американцев в приватизации «Петрома», мы бы имели дело с конкретизацией того «моста к новой России», о которой говорил Дж.У.Буш во время визита в Бухарест. И несмотря на это, визит президента Halliburton прошел под покровом тайны. «Эвениментул зилей», 14.08.2003г.

— Деятельность компании по торговле нефтепродуктами «Петролэкспортимпорт» выросла за первые 6 мес. 2003г. в 6 раз по сравнению с тем же периодом пред.г. Это отразилось в увеличении цифры сделок с 111 млрд. лей в I пол. пред.г. до 642 млрд. лей в I пол. 2003г. Но этот рост не означал значительного повышения прибыли, которая выросла на 35%, достигнув к концу июля 16,5 млрд. лей. В I пол. 2003г. компания была ориентирована на импортные операции — в отличие от пред.г., когда преобладали операции на внутреннем рын-

ке. Импортные операции привели в I пол. 2003г. к объему сделок на 10,5 млн.долл., против 2,5 млн. в пред.г., в то время как внутренние торговые операции выросли с 0,8 млн.долл., достигнув 3,4 млн.долл. за счет торговли дизтопливом. По сообщению руководства компании, «Петролэкспортимпорт» — главный продавец добавок к бензину на румынском рынке, которые закупаются исключительно за рубежом. В I пол. компания импортировала 16 тыс.т. подобных продуктов, что в 2 раза больше, чем за тот же период пред.г. В этом году компания совсем не занималась экспортом, прежде всего, по причине риска, которым сопровождаются подобные операции, имея в виду нестабильность мирового нефтяного рынка.

«Петролэкспортимпорт» — целиком частная компания, главный акционер — фирма Laird Resources, владеющая 71,5% капитала общества, а «Петролэкспортимпорт» имеет в портфеле 6,7% из собственных акций. Акции компании котируются на Бухарестской фондовой бирже по 2 категории, причем в последние месяцы на Бирже наблюдается тенденция роста ее акций. В 2002г. большой рост большинства акций на Бирже не отразился на акциях компании, которые находились в режиме колебания. Последняя цена акций «Петролэкспортимпорт» на Бирже была 320 тыс. лей за акцию, а рыночная стоимость компании составляет 4,3 млн.долл. «Зярул финанчар», 14.08.2003г.

— После нескольких месяцев раздумий государство убедилось, что единственный способ решить проблему «исторических» долгов НПЗ» Петромидии — это тот, который весной предложил владельцу этого самого крупного нефтеперерабатывающего завода на румынском рынке — частная нефтяная группа «Ромпетрол». Как утверждают источники из минфина, ничего другого уже нельзя сделать. Весной этого года председатель нефтяной группы «Ромпетрол» Дину Патричиу предложил, чтобы государство стало акционером «Петромидии» путем конвертирования ее «исторических» долгов в акции. В этом случае государство стало бы обладателем до 35% акций. «Для «Ромпетрола» принятие такого решения чрезвычайно важно, потому что таким образом баланс предприятия позволит и в дальнейшем привлекать финансирование для проектов инвестиций в нефтезаводы, что позволит достичь европейских стандартов к 2005г. и обеспечит региональную экспансию группы «Ромпетрол», — отмечает Дину Патричиу.

По словам официальных представителей группы, «исторические» долги «Петромидии», составляют 325 млн.долл., т.е. столько, сколько было в 2001г., в момент покупки нефтезавода, текущие же долги оплачиваются вовремя. Патричиу считает, что долги, которые были у завода в момент его приобретения, должны рассматриваться как долги государства государству же, имея в виду, что это долги унаследованы с того времени, когда государство было владельцем комплекса «Петромидия». С начала 2003г. на «Петромидии» имеются две компании: «Ромпетрол Рафинаре» (подразделение группы по нефтепереработке, в которое входят заводы «Петромидия» и «Вега» в Плоешти) и «Ромпетрол Петрокимикс» — компания, основанная 1 янв. 2003г., которая охватывает все активы в нефтехимической области. Завод «Петромидия» имеет мощность переработки 3,5 млн.т. без модернизации, а завод «Вега» в Плоешти — 0,5 млн.т.

Эти два завода с начала года дали оборот в 487, 8 млн.долл., что на 32% больше по сравнению с тем же периодом пред.г., и операционную прибыль в 14 млн.долл.

В 2001г. частная нефтяная группа «Ромпетрол», руководимая Дину Патрициу, купила контрольный пакет акций завода «Петромидия» за 50 млн.долл. с рассрочкой выплаты на пять лет, приняв на себя обязательство сделать инвестиции за этот же период на 200 млн.долл. В пред.г. австрийская группа OMV приобрела 25,1% акций группы «Ромпетрол», обязавшись поддержать и программу инвестиций в нефтезаводы. «Зярул Финанчар», 15.08.2003г.

— Специальная комиссия, созданная в рамках минэкономки и торговли, будет координировать составление, хранение, контроль и наблюдение за минимальными запасами безопасности нефти и нефтепродуктов. Эта комиссия будет органом, который вырабатывает предложения о ежегодном уровне минимальных запасов и их структуре, распределение обязательных количеств нефти и нефтепродуктов по экономическим субъектам. Комиссия будет ежеквартально отслеживать эволюцию минимальных запасов безопасности в Национальной администрации госрезервов и на экономических субъектах, назначенных решением правительства, и предлагать способы использования минимальных резервов в случае появления сбоев в снабжении внутреннего рынка нефтью и нефтепродуктами. Согласно методологии, разработанной минэкономки и торговли, ежегодный уровень минимальных запасов нефти и нефтепродуктов устанавливается, исходя из уровня потребления этих продуктов в предыдущий год. Национальная администрация госрезервов и экономические субъекты, назначаемые правительством каждый год, обязаны до 10 числа каждого месяца докладывать положение с имеющимися в наличии минимальными запасами безопасности с уточнением сортимента, количества и складов, где они находятся. «Румыния либерэ», 15.08.2003г.

— Как следует из коммюнике Национального агентства по регламентации в области природного газа (ANRGN), с 1 сент. 2003г. цена природного газа для населения Румынии вырастет на 22%, а для юрлиц — на 12%. Население будет платить 3.939.000 лей за 1000 куб.м. газа (вместо 3.215.816 лей), а хозяйствующие субъекты, подключенные к распределительной системе, — 3.611.300 лей за 1000 куб.м. газа. Промышленные потребители, напрямую подключенные к Национальной системе транспортировки природного газа, будут платить 3.118.684 лей за 1 куб.м. газа. Указанные цены не включают НДС. Речь идет об увеличении с 99 долл. за 1 куб.м. (установленных в начале июля, когда тариф был увеличен на 10%) до 110 долл. для граждан и до 120 долл. для юрлиц.

Основной причиной, которая привела к подорожанию, является рост закупочных цен на импортный природный газ в I пол. 2003г. с 109 долл./1000 куб.м. (установлена в середине 2002г.) до 120 долл. в I кв. 2003г., и до 140 долл. — во II кв. Власти не намечают в последующем снижение цен, отмечая, что рост цен на импортный природный газ стал следствием роста биржевых котировок на мировом рынке на нефть и топливо (мазут и солярку) в последние 9 мес. В общем увеличении объемов тарифов на природный газ импорт составляет 30%, а на газ внутреннего производства — 70%.

Как говорится в коммюнике ANRGN, рост цен на природный газ является одной из основных мер, применительно к газовому сектору, включенных в проект Меморандума по финансово-экономической политике, и согласованной с МВФ. Минтруда совместно с министерством госфинансов предполагает разработку пакета мер по обеспечению сглаживания последствий роста цен. «Курьерул национал», 20.08.2003г.

— Агентство США по развитию и торговле (USTDA) предоставило Национальной нефтяной компании «Петром» грант в 216 тыс.долл. для финансирования исследования по эффективности проведения модернизации линий смешивания бензинов на нефтезаводах «Апреким» и «Петробразь», принадлежащих компании «Петром». Господин Георге Константинуеску, гендиректор НК «Петром», подчеркнул важность этого гранта для его компании, который он связал с инвестицией в 10 млн.долл., призванной гармонизировать качество горючего: исследование по эффективности проекта, которое будет осуществлено на предоставленный Америкой грант, будет прелюдией к инвестициям в 10 млн.долл. «Гармонизация качества в соответствии с основными требованиями, предъявляемыми к ней, приведет к тому, что два «петромовских» нефтезавода «Апреким» и «Петробразь» больше не будут продавать избыток качества, что будет означать важную экономию, в т.ч. энергетических ресурсов. Учитывая инфляцию и цены, которые обычно имеют тенденцию к повышению, стоимость производства бензина может снизиться на 15-20%. Инвестиции для линий смешивания бензинов будут освоены в 2005г.», — заявил Георге Константинуеску. «Адевърэу», 21.08.2003г.

— Группа «Ромпетрол», Автономное транспортное управление г.Констанца и ООО Carware ввело в эксплуатацию первый «БензО-мат» в Румынии — одну из самых совершенных систем распределения и продажи горючего. «БензО-мат» — это автоматизированная система, которая регистрирует во время заправки бортовые данные автомобиля (километраж, количество часов функционирования двигателя, дату и число заправки) и передает их через интернет менеджеру парка машин в виде докладов, обеспечивая полный и в реальном времени контроль расхода топлива и эффективное обслуживание автопарка автомобилей. Среди преимуществ, которые владельцы автопарков могут получить в результате установки системы «БензО-мат», можно назвать заправку только для автомобилей парка, предотвращение махинаций с горючим и его хищений из бензобака, контроль за эффективным использованием горючего, обеспечение точного учета километража, рациональное использование времени и рабочих рук в управлении и бухгалтерском учете автопарка. Система «БензО-мата» имеет преимущества и для водителей, поскольку нет необходимости, чтобы они имели при себе наличные деньги, кредитные карточки, талоны на бензин или представляли отчетные документы. Шофер экономит время благодаря быстрой заправке и избегает случаев заправки несоответствующим горючим. «Зиуа», 22.08.2003г.

— Министр экономики и торговли Дан Ион Попеску заявил, что поставщики оборудования в области нефтяной и газовой промышленности не будут иметь доступа к приватизации Национальной нефтяной компании (НК) «Петром». Со-

гласно его заявлению, применительно к потенциальным покупателям терин «предприятие или компания, имеющее опыт», означает организацию, которая занимается только добычей и переработкой нефти, а не поставками оборудования. Согласно заявлениям представителей этого министерства, уже несколько известных фирм в нефтяной области выразили интерес к приватизации ННК «Петром».

Фирмы, которые хотят быть представленными на первом этапе конкурса, должны предъявить документы, удостоверяющие ежегодные доходы в 1 млрд.долл., полученные в результате деятельности в области нефти и газа, а также подтверждающие технический и менеджерский опыт по крайней мере в течение 3 лет деятельности в данной области. Должно быть предъявлено письмо, подтверждающее надежность финансового положения. Кандидаты, которые хотят участвовать в тендере в составе консорциума, должны представить доказательство своего статуса как стратегического инвестора, который бы представлял консорциум и который бы в последние 3г. имел ежегодные комбинированные доходы в 1,3 млрд.долл. «Курентул», 28.08.2003г.

— Национальное общество по природному газу «Ромгаз-Медиаш» до 2010г. инвестирует 590 млн.долл. в увеличение мощностей по подземному хранению газа на пяти хранилищах (Билчурешти, Тыргу Муреш, Герчешти, Урзичени, Сармашел). В случае, если «Ромгаз» найдет необходимые источники финансирования, будут введены в эксплуатацию еще два хранилища — в Роман-Мэрджинеи мощностью 1,1 млрд.куб.м. и в Надеш-Прод (возле Сигишоара) мощностью 350 млн.куб.м. Реализация этой программы расширения мощностей по хранению может позволить к 2010г. покрыть средний ежедневный расход в течение 95 дней и обеспечить средний ежедневный расход в зимний период (в течение 71 дня). «Румыния либерэ», 28.08.2003г.

— По данным финансового отчета НПЗ «Петромидия», входящего в принадлежащую компании «Петротел» промышленную группу «Рафинэрие Петромидия», за первые 6 мес. 2003г. были зарегистрированы потери в 329,8 млрд. лей. Эти потери сократились на 1.823 млрд. лей по сравнению с I пол. 2002г. Общий результат последних лет представляет собой потери в количестве 7.595 млрд. лей.

Количество переработанной в I пол. нефти в какой-то мере являются постоянными, увеличение составило 1% по сравнению с этим же периодом пред.г. Объем выполненных компанией работ вырос на 23% по сравнению с I пол. 2002г., достигнув 16.000 млрд. лей по сравнению с 13.000 млрд. лей в отчетном периоде пред.г.

Стоимость сырья в себестоимости производимой продукции увеличилась до 62,7% в 2003г. по сравнению с 61% в аналогичный период 2002г. В отчете констатируется увеличение объема «скованных» активов, как из-за отсутствия новых инвестиций, так и из-за продолжения работ, начатых в 2002г. «Курьерул национал», 29.08.2003г.

— Министр промышленности и ресурсов Румынии Д.И.Попеску во главе делегации, состоящей из 20 руководителей государственных и частных предприятий, отбыл в США для обсуждения вопросов приватизации Национальной нефтяной компании Petrom и для поиска возможных сфер

сотрудничества и привлечения инвестиций в энергетическую отрасль. Запланированы встречи и переговоры с президентами и вице-президентами большого количества американских компаний, работающих в области нефти и энергетики. Как заявил министр, «мы направляемся с целью не только обсудить приватизацию Petrom, но и для презентации наших программ и энергетических проектов, для поиска сфер возможного сотрудничества в этой области». Министр сказал также, что во время поездки будет подписано Соглашение с Энергетическим департаментом США.

Недавно, во время Экономического форума в Италии, министр Попеску сказал, что в приватизации ННК Petrom заинтересованы итальянская компания ENI и американская Chevron. В соответствии с соглашением с МВФ ННК должна быть приватизирована до конца 2003г. Стратегия приватизации компании все еще находится на рассмотрении в правительстве, хотя по графику приватизации объявление о ней должно быть опубликовано в июне 2003г. «Эвениментул зилей», 02.06.2003г.

— Министр промышленности и ресурсов Д.И.Попеску встречался в США с руководством 65 американских компаний топливно-энергетического комплекса, включая Chevron Техасо и Conoco Philips. Министр заявил, что приватизация Национальной нефтяной компании (ННК) «Петром», годовая сумма продаж которой составляет 2 млрд.долл., начнется в 2003г. Правительство ожидает, что сделка будет взаимовыгодной. Большое внимание при оценке будущих предложений будет уделяться инвестиционным планам претендентов на приобретение ННК, которые гораздо важнее получения государством значительной суммы единовременно.

По словам гендиректора ННК Г.Константина, в течение ближайших 5 лет необходимо вложить в развитие и модернизацию принадлежащих компании НПЗ 400 млн.долл. На встрече с американцами обсуждались также возможности приватизации объектов электроэнергетики и газовой промышленности Румынии. «Курентул», 09.06.2003г.

— Руководитель Службы госсобственности и приватизации в промышленности Д.Л.Бэдулеску заявил, что в его подразделении проводится эксперимент по сокращению бюрократического аппарата, ускорению приватизации и повышению степени участия в этом процессе румынских консультационных фирм. О подробностях эксперимента он обещал рассказать после успешного завершения приватизации ряда объектов, но уже сейчас впечатляет то, что приватизацией 55% госсобственности занимается всего 45 чел.

По программе PSAL II объявлена приватизация филиалов Банат и Доброджа компании «Электрика». Предложения должны быть поданы до 27 июня 2003г. В конкурсе продолжают участие компании ENEL из Италии, EVN из Австрии и PPC из Греции.

В соответствии с графиком идет процесс приватизации ННК «Петром». Продолжается анализ расчетов и стратегий приватизации, представленных 15 мая консультантом. Самые сложные проблемы касаются ответственности за состояние окружающей среды в связи с деятельностью компании, которую трудно оценить количественно. Необходимо будет вносить изменения в закон

№70/1998 «Об уставе ННК «Петром», которым запрещается концентрация в руках одного инвестора 50% акций компании, предусматривается преимущественное право работников компании на приобретение 10% акций ННК по номинальной стоимости и регламентируются долгосрочные контракты на предоставление услуг компаниями «Петросерв» и «Рафисерв». Все вопросы должны быть решены до 30 июня, когда планируется опубликовать в местной и международной прессе официальное объявление о приватизации ННК «Петром».

ННК является привлекательной компанией, но для того, чтобы она была не только самым крупным плательщиком средств в госбюджет, но стала бы региональным лидером в своей области, необходимы значительные капиталовложения в переоснащение и модернизацию имеющихся установок и лабораторий, в природоохранные мероприятия. Нужны изменения и в руководстве компанией. Нельзя отрицать достигнутые компанией успехи, но хочется большего. Еще одна причина приватизировать «Петром» — это необходимость перекрыть каналы утечки прибыли предприятия, которое многие считали дойной коровой, но забывали ее кормить. Для решения насущных проблем компании в ближайшие годы требуются инвестиции в объеме свыше 2 млрд. долларов.

Многие волнуются, не приведет ли приватизация ННК к замене госмонополии в нефтяной области на частную. Это не должно произойти, т.к. в стратегии приватизации будут предусмотрены рычаги воздействия на политику цен и тарифов, чего не было при приватизации монополиста в области связи — компании «Ромтелеком».

Приватизация компаний по распределению природного газа «Дистригаз-Север» и «Дистригаз-Юг» должна быть проведена до конца текущего года. Консультант (банк Credit Suisse First Boston) проводит аудит этих компаний. Для подготовки к приватизации компаний «Электрика-Молдова» и «Электрика-Олтения», которые не входят в программу PSAL II, выбран консультант — Bank of America. «Адевэрул», 09.06.2003г.

— Руководитель Службы приватизации в промышленности Д.Л.Бэдулеску в ближайшие дни направит на рассмотрение в МВФ, ВБ и ЕБРР варианты стратегии приватизации Национальной нефтяной компании «Петром», подготовленные консультантом — консорциумом двух британских банков. Один из вариантов стратегии предусматривает продажу 30-40% акций ННК с последующим увеличением капитала компании. В этом случае правительству не потребуется «золотая акция». При других вариантах приватизации ННК государство сохраняет за собой «золотую акцию», позволяющую контролировать процесс выполнения условий приватизационного контракта, прежде всего, в отношении программы инвестиций. Календарь приватизации ННК «Петром» предусматривает публикацию ее условий до 30 июня и подачу заявок до конца сент. 2003г. «Зиуа», 23.06.2003г.

— Специалисты Румынии, Сербии, Хорватии и Черногории встретились в Бухаресте, чтобы продолжить обсуждение вопросов строительства нефтепровода для транспортировки каспийской нефти в Центральную Европу. Это было первое заседание межгосударственного комитета, который

будет курировать данный проект. На заседании были выработаны принципы взаимодействия и основные задачи по подготовке расчета экономической эффективности проекта. Румыния рассматривает строительство нефтепровода Констанца-Панчево-Омисаль-Триест как важную задачу по укреплению партнерства и стабилизации ситуации в регионе. «Адевэрул», 27.06.2003г.

— Компания LHP Parsons (США) до конца авг. завершит подготовку технико-экономического обоснования строительства нефтепровода Констанца-Панчево-Омисаль-Триест. Проект предусматривает объем работ в 1 млрд.долл.

Представитель Румынии в межгосударственном комитете по реализации этого проекта. Госсекретарь минэкономики и торговли (МЭТ) А.Григореску заявил, что «Сербия, Румыния и Хорватия после окончания работ по подготовке обоснования будут создавать компанию по продвижению проекта. Документ будет представлен большим нефтяным фирмам и самым влиятельным банкам с целью привлечения инвестиций.

Официальный представитель МЭТ уточнил, что согласно одному из вариантов, являющихся основой для реализации проекта, пропускная способность трубопровода составит 40 млн.т/год.

На составление экономического обоснования уже потрачено примерно 300.000 долл., основная часть средств была получена из Американского агентства по торговле и развитию. «Курьерул национал», 28.06.2003г.

— За 5 лет деятельности Национальная нефтяная компания «Петром» превратилась из крупнейшего должника в крупнейшего плательщика средств в госбюджет. За эти годы компания добыла 31 млн.т. нефти и 29 млрд.куб.м. природного газа, при этом разведанные запасы нефти увеличились за это время на 17 млн.т. К 2010г. запасы нефти с учетом зарубежных месторождений, разрабатываемых компанией, достигнут 120 млн.т., а запасы газа — 100 млрд.куб.м. Инвестиции ННК в разведку и добычу углеводородов составили за 5 лет 1195 млн.долл.

На двух принадлежащих компании НПЗ «Петробраз» и «Арпеким» переработано за 5 лет 29 млн.т. нефти, главным образом, отечественной. Осуществлены капиталовложения в 225 млн.долл. в совершенствование технологии. На 2003-10гг. предусмотрены инвестиции в 1 млрд.долл. в переоснащение и природоохранные меры в соответствии с международными требованиями.

ННК контролирует 55% рынка нефтепродуктов Румынии (5 лет назад — 30%). С 2001г. в продажу пущены нефтепродукты, отвечающие общеевропейским экологическим требованиям. 40% продаж бензина компанией приходится на эти экологические сорта. Капиталовложения в сектор сбыта нефтепродуктов составили за 5 лет 335 млн.долл.

Компания уделяет много внимания решению социальных и экологических вопросов. Значительно сокращено количество несчастных случаев на производстве и снизилась их тяжесть. Инвестиции в природоохранные мероприятия увеличились с 20 млн.долл. в 1998г. до 80 млн.долл. в 2002г. «Адевэрул», 30.06.2003г.

— Уставной капитал предприятия Upetrom I Mai, г.Плоешть, был увеличен посредством внесения наличных средств на 106 млрд. лей (2,8 млн.

евро) с 237,7 до 314,2 млрд. лей. Операция была осуществлена путем выпуска 4,26 млн. акций номинальной стоимостью 25.000 лей каждая. Согласно опубликованному предприятием коммюнике, распределение акций было совершено пропорционально уже имеющимся у каждого акционера.

Компания Aquafor (г.Тыргу Окна) увеличила свое участие в уставном капитале предприятия на 0,3%, с 73,6% до 73,9%, в то время как часть, принадлежащая финансовому инвестиционному фонду Muntenia увеличилась с 22,5% до 22,6%.

Предприятие Uretrom 1 Mai производит и экспортирует оборудование для бурения и эксплуатации нефтяных скважин. «Курьерул национал», 30.06.2003г.

— Министерство экономики и торговли будет предлагать правительству проводить приватизацию Национальной нефтяной компании Petrom (ННК) в два этапа. Об этом заявил руководитель Службы государственной собственности и приватизации в промышленности министерства (СГС) Д.Лауриан. На первом этапе будет иметь место прямая продажа максимум 40% акций предприятия, после чего их владелец сможет произвести увеличение капитала ННК, тем самым количество имеющегося у него акций достигнет объема контрольного пакета. Руководитель Службы уточнил, что государство будет определенным сроком держать 34-35% акций ННК, это будет для того, чтобы контролировать выполнение покупателем принятых на себя обязательств по инвестированию средств, модернизации предприятия, выполнение мер по защите окружающей среды, решение социальных проблем. Руководство СГС уже представило официальным лицам из МВФ и ВБ наиболее важные разделы стратегии приватизации ННК. «Эвениментул зилей», 30.06.2003г.

ХИМИЯ И ФАРМАЦЕВТИКА

— Фабрика медикаментов «Еврофарм» в г.Брашов, которая принадлежит транснациональной компании Glaxo Smith Kline (GSK), начнет в текущем году экспорт своей продукции в страны СНГ. Пробные партии уже поставлены и прошли сертификацию.

Компания GSK-Румыния проводит также модернизацию 33 принадлежащих ей аптек. В GSK-Румыния входит 3 подразделения: фирма по импорту продукции GSK, завод «Еврофарм» и сеть аптек. Капитал компании был недавно увеличен на 47 млн.долл., в т.ч. 20 млн.долл. — аптечное подразделение.

Оборот аптек в 2003г. составил 97 млн.долл. — на 27% больше, чем в 2002г. В них работает 400 чел. GSK-Румыния контролирует 14% румынского рынка фармпродукции, занимая 1 место в данной группе.

GSK является лидером и в мировом плане, контролируя 11,6% рынка. Ближайшими конкурентами компании на румынском рынке являются Novartis-Lek (6,6%), Pfizer (5,4-5,8%), Sicomed Bucharest (5-5,5%), Terapia Cluj (3,9%). «Зиарул финансиар», 23.04.2004г.

— По итогам 2003г. удельный вес импортных лекарств в Румынии преодолел еще одну планку и превысил 75%. За последние 7 лет импорт увеличился в 5 раз в условиях, когда реализация аналогичной отечественной продукции осталась на уро-

не 1997г. Рост объема реализации лекарств на внутреннем рынке за последние за указанный период возрос с 263 млн.долл. до 710 млн.долл. Однако такой рост произошел исключительно за счет импортных поставок. В 2003г. импорт лекарств оценивается в 560 млн.долл. по сравнению с 114,47 млн.долл. в 1996г.

Дефицит внешнеторгового баланса Румынии в этом году только за счет одних лекарств составил 500 млн.долл., экспорт при этом не превысил 16 млн.долл. Общий дефицит внешнеторгового баланса Румынии составил 5,5 млрд.долл. Доля лекарств в этом дефиците составляет 10%. Это очень тревожное положение, — по мнению руководства Румынской ассоциации производителей лекарственных средств, — когда 80% рынка контролируется медкорпусом, который, по различным причинам, поощряет применение именно импортных лекарств. С др. стороны распорядители средств проявляют чрезмерную щедрость при их выделении на закупку лекарств за рубежом. В Румынии можно найти в продаже все мировые новинки лекарств, выдаваемых на льготных условиях, явление, которое не наблюдается ни в одной из западных стран.

Крупные производители лекарств на внутреннем рынке (Сикомед, Бухарест, Терапия, Клуж, Антибиотиче, Яссы) не раз обращали внимание чиновников от медицины на отсутствии продуманной политики цен на лекарства, что позволяет иностранным лекарствам проникать на румынский рынок по ценам часто выше мировых. Представители крупных иностранных производителей всегда оправдываются тем, что они заполняют те ниши, на которых отсутствуют качественные румынские лекарства.

Среди основных причин создавшегося положения отмечается неудовлетворительный ход экономических реформ в отрасли. Крупные румынские производители лекарственных средств поздно были приватизированы; только к концу 90гг. и то не полностью. Для крупных инокомпаний в этих условиях было предостаточно времени для того, чтобы успеть закрепиться достаточно крепко на румынском рынке. «Зиарул финансиар», 03.03.2004г.

— Греческая инвестиционная компания «Глобал Финансе» ведет активные переговоры с целью приобретения еще 20% акций румынской компании «Сикомед», Бухарест, — самого крупного производителя лекарственных средств в стране. Эта же греческая компания с участием двух др. — «Галеника» и «Венома Холдинг» — в 1999г. приобрела 58% акций «Сикомеда». На бухарестской бирже стоимость «Сикомеда» оценивается в 60 млн.долл. По итогам 2003г. оборот фирмы составил 47 млн.долл., прибыль — 4,5 млн.долл. На долю компании приходится 5,5% румынского рынка лекарственных средств и она значится в числе главных игроков наряду с такими крупными компаниями «Глаксо Смитт Клайн» и «Новартис и Пфизер. Такую сделку эксперты расценивают как первый шаг в подготовке компании «Сикомед» к продаже в 2005г.

В прошлом году на румынском рынке лекарств аналогичная сделка имела место при продаже румынской компании «Терапия», Клуж — второго производителя лекарств в стране. В качестве покупателя выступила американская фингруппа «Адвент Интернэйшнл». Сделка обошлась в 43 млн.долл. «Зиарул Финансиар», 09.03.2004г.

Сербия и Черногория

Нефтегазпром с РФ

Межправсоглашением от 7 фев. 1995г. предусмотрена ежегодная поставка природного газа в бывшую Югославию в объеме от 3,6 млрд.куб.м. с возможностью увеличения к 2010г. до 7,2 млрд.куб.м. Предусмотренные Соглашением объемы выбираются в среднем не более, чем на 50%. Поставки газа на 2003г. были согласованы в объеме 2 млрд.куб.м. Платежи за текущие поставки газа осуществлялись в свободно конвертируемой валюте в течение 30 дней с даты его поставки. По данным статистики СиЧ, в 2003г. в Сербию (в Черногории газопровод отсутствует) поставлено 1900 млн.куб.м. Платежи за поставки газа в отчетном году осуществлялись сербской стороной практически своевременно. В счет незначительной части платежей за газ велось строительство гостиничного комплекса в г.Сочи и других объектов для нужд «Газпрома». Использовано 20 млн.долл. В связи с незаинтересованностью ОАО «Газпром» в товарном покрытии закупок газа операции по этой линии в 2003г. не осуществлялись. Сдерживающими факторами также являлись завышенные цены, неудовлетворительный ассортимент и качество предлагаемых товаров.

В соответствии с планами НИС (Нефтяная промышленность Сербии), единственного монопольного импортера природного газа в Сербию, объем импорта газа в 2004г. может составить 2 млрд.куб.м. В 2004г. может начаться процесс реструктуризации этой крупной нефтегазовой компании путем формирования в рамках единого холдинга отдельных самостоятельных структур, занимающихся закупкой газа, его транспортировкой, разработкой местных месторождений. Не исключено, что эти структуры могут быть предложены стратегическим инвесторам на условиях тендерной продажи. Между «Газпромом» и НИС законтрактрованы поставки российского газа только на I кв. 2004г. На переговорах в Москве в нояб. 2003г. между НИС и «Газпромом» рассматривалась возможность заключения годовых контрактов на поставку российского газа в Сербию, однако до подписания межправительственного двустороннего документа о погашении клиринговой задолженности маловероятно выстраивание отношений в этой области на долгосрочной основе. Сербские фирмы прорабатывают возможность поставки природного газа поставщиками из других стран. В обозримом будущем единственным поставщиком газа в Сербию останется «Газпром» из России. Условия поставок газа из России в 2004г. будут для сербской стороны менее благоприятными, чем в 2003г., в связи с тем, что Венгрия, как транзитная страна, отказала НИС в использовании накопительных газохранилищ на своей территории. Это обстоятельство вновь с особой остротой поставило вопрос о поиске средств финансирования, реконструкции и строительства собственного газохранилища в Воеводине. Без решения этого вопроса Сербия не сможет эффективно нивелировать цикличность в уровне потребления природного газа в зависимости от времени года, когда объемы могут отличаться в 2-3 раза.

В целях увеличения поставок газа в СиЧ и снабжения потребителей в восточной и южной Сербии, в 1996г. подписано Межправсоглашение о со-

трудничестве в строительстве газопроводов на территории бывшей СРЮ и создано смешанное акционерное общество «Предприятие по строительству газопроводных систем, транспорту и торговле природным газом» – «ЮгосГаз».

Строительство первой очереди газопроводов (участок Димитровград-Ниш-Пояте в южной Сербии протяженностью 160 км.) начато в сент. 1997г. с участка Пояте-Ниш (протяженность 66 км.). Построено 64 км. В связи с военными событиями в 1999г. строительство газопровода было остановлено. Сербская сторона не решила вопрос финансирования своей части работ по дальнейшему строительству газопровода. В стратегических планах сербских организаций, занимающихся строительством газопроводных систем на территории Сербии, есть намерения достроить ветку до Димитровграда, затем соединиться с болгарской сетью и тем самым обеспечить возможность получения газа из Ирана. Этот альтернативный источник планируется использовать в целях снижения зависимости от поставок газа через территорию Венгрии. Руководство общин в южной Сербии, а также Воеводины, сегодня крайне заинтересовано в разработке проектов газификации промышленных и жилых объектов в г.г.Ниш, Крушевац, Ягодина, Врнячка Баня, Панчево, Бечей, Нови Сад. Активно обсуждается вопрос о соединении газопроводов Сербии и Республики Сербской в Боснии и Герцеговине. В этой работе могли бы принять участие российские проектные организации. Значительным недостатком в области строительства газопроводной системы на территории Сербии является отсутствие глобальной концепции газификации республики.

В 2003г. «Югоросгазом» проложено 9 км. городского газопровода в г.Ниш (в 2002г. также было проложено 9 км.), осуществлены испытания и заполнение газом. В III кв. 2003г. осуществлено подключение газопровода к потребителям газа (городская теплостанция и текстильная фабрика «Нитекс»). В 2004г. планируется завершить первый этап газификации г.Ниш (31 км. газопровода).

Межправительственным протоколом предусмотрены ежегодные поставки российской нефти в СиЧ в объеме до 2,5 млн.т. Поставщиками нефти и нефтепродуктов являлись фирмы «Лукойл», ТНК «Сибур».

Потребности СиЧ в нефти составляют 3,5 млн.т.: до 1 млн.т. собственная добыча; 2,5 млн.т. – импорт. Вопросы ее транспортировки по нефтепроводу «Адрия» решены с хорватами. Его мощность на Сербию рассчитана на передачу до 10 млн.т. нефти в год. Монопольным импортером нефти является НИС (нефтяная промышленность Сербии), в составе которой имеются два НПЗ в г.г.Нови Сад (проектная мощность 1,3 млн.т.) и Панчево (проектная мощность до 5 млн.т.). Закупки нефти НИС осуществляет на тендерной основе.

Одним из поставщиков сырой нефти в Сербию в 2003г. являлась российская фирма Lukoil DOO Beograd (зарегистрирована российским «Лукойлом» в СиЧ в мае 2001г.). Российская компания «Лукойл» в 2003г. участвовала в объявленном в Сербии открытом тендере на продажу одного из крупных сербских предприятий по хранению и реализации нефтепродуктов «Беопетрол» (200 автозаправок, шесть хранилищ, контролирует 20% рынка нефтепродуктов в Сербии). В конце авг. 2003г. «Лукойл» был объявлен поб-

едителем в тендере на продажу «Беопетрола». 26 сент. подписан договор о покупке российским «Лукойлом» 80% капитала «Беопетрола». В связи с приобретением «Беопетрола», фирма Lukoil DOO Beograd отказалась от арендованных в 2001-02гг. на территории Сербии 30 заправочных станций и в предстоящий период намерена заниматься реконструкцией имеющихся устаревших автозаправочных «Беопетрола».

Кроме «Лукойла», поставками в СиЧ нефтепродуктов в 2003г. занималась зарегистрированная в Белграде фирма «Сибур-Адриатик» (дочернее предприятие «Сибура»). «Сибур-Адриатик» проявляет интерес к приватизации сербских предприятий: «Азотара Панчево»; «Петрохимия», Панчево; «Хипол», Оджац; «Метанола-уксусный комбинат», Кикинда.

В целях диверсификации источников получения сырой нефти руководство энергетического комплекса Сербии, Румынии и Хорватии намерены построить на своей территории трассу нефтепровода общей протяженностью 900 км. (с учетом уже имеющихся готовых участков) по маршруту г.Констанца (Румыния) — г.Панчево (Сербия) — порт Омишаль (Хорватия). Предварительная договоренность об этом проекте была достигнута еще в 2001г. В авг. 2002г. американская организация TDI согласилась финансировать разработку технико-экономического обоснования проекта, работа над которым должна была быть завершена в янв. 2004г. Целью возможного строительства указанного нефтепровода, по замыслу организаторов, является обеспечение более короткого и дешевого маршрута транспортировки легкой нефти из района Каспийского моря, северных районов России в страны ЕС, которая доставляется танкерами из портов Одесса, Новороссийск и др. через пролив Босфор. В нояб. 2003г. в Бухаресте представители стран-участников строительства будущего нефтепровода подтвердили готовность гарантировать финансирование нефтепровода и хотели бы видеть в этом проекте Россию. Предполагается, что инвестировать строительство будет международная организация IFC. Для принятия окончательного решения о строительстве сербской стороне необходимо получить ответы на ряд сложных вопросов политического, экономического и технического характера, которые должны быть рассмотрены с представителями России и других стран Каспийского региона.

Сирия

Нефтегазпром-2003

Нефтегазовая отрасль Сирии является важнейшей составляющей ее экономики. Доходы от экспорта нефти дают стране 65% валютных поступлений. С 1986г. наблюдался устойчивый рост объема добываемой нефти, который достиг максимальных 612 тыс.баррелей в день (б/д) в 1996г. К 2000г. объем добычи снизился до 523 тыс.б/д, в 2001г. составил 525 тыс.б/д, в 2002г. — 540 тыс.б/д, в 2003г. — 530 тыс.б/д — в основном из-за длительного периода слабого финансирования разведывательных работ, недостаточных инвестиций в новые разработки и истощения эксплуатируемых месторождений. В связи с растущей потребностью в нефтепродуктах на внутреннем сирийском рынке объем экспорта нефти в 2000г. снизился до 340

тыс.б/д, однако в 2001г. экспорт вырос до 400-450 тыс.б/д, к сент. 2002г. экспорт нефти составил 390 тыс.б/д, а в 2003г. составил 270 тыс.б/д.

Общие разведанные запасы нефти в Сирии оцениваются в 2,5 млрд.бар., которых при существующих темпах добычи хватит на 10-11 лет.

Добыча газа останется в 2002г. на уровне пред.г. — 16 млн.куб.м. в день. Производство фосфатов также не должно увеличиться и может достигнуть уровня пред.г. и составить 2,6 — 2,7 млн.т. в год.

Падение добычи нефти в последние годы вынудило сирийское правительство активизировать шаги по развитию отрасли путем привлечения большего объема иностранных инвестиций в нефтегазовый сектор, освоения современных технологий добычи и переработки нефти, и предоставления более привлекательных условий контрактов на разведку месторождений, что принесло свои результаты.

В мае 2003г. две американские нефтяные компании — Devon Energy и GulfSands Petroleum — подписали с министерством нефти САР (Сирийской нефтяной компанией — СНК) соглашение по разработке нефтегазовых месторождений блока 26 на северо-востоке Сирии на условиях раздела продукции. В течение первых 4 лет компании проведут геолого-физические и сейсмические исследования и пробурят 4 разведочные скважины. Общая сумма обязательств американской стороны по контракту — 17 млн.долл.

В 2003г. американская компания Veritas DGC выиграла контракт на нефтегазразработку на средиземноморском шельфе сирийского побережья. Контракт стоимостью 4 млн.долл. предусматривает проведение сейсмических и других исследований на шельфе. Результаты исследований будут продаваться совместно СНК и Veritas (в долях прибыли, соответственно, 20% и 80%) другим нефтегазовым компаниям. Кроме американцев в тендере участвовали английская компания TGS, канадская GSI и норвежская Inseis Terra.

Сирия начала сотрудничество в области нефтедобычи с Китаем. Сирийская нефтяная компания и Китайская национальная нефтяная компания подписали контракт по интенсификации добычи нефти на месторождении Гбейбе с 4 до 10 тыс.б/д. Стороны также выразили намерение расширить совместную работу в области нефтегазразведки. Контракт предусматривает 2 этапа работ. Первая фаза — налаживание экспериментального производства — займет 2г. и потребует 3,5 млн.долл. инвестиций. В ходе второй фазы, нацеленной на развитие и увеличение нефтедобычи, планируется освоить капитальных вложений на 104 млн.долл.

В нояб. 2003г. СНК подписала контракт с канадской компанией Petro-Canada на разведку и добычу нефти в районе Дейр-эз-Зор.

15 янв. 2004г. Сирийская нефтяная компания подписала с американской компанией IPR и индийской ONGC Videsh контракт на разведку и добычу нефти на нефтяном блоке 24. Доля американской компании в данном проекте составляет 40%, индийской — 60%. Начальная стадия проекта предусматривает проведение сейсмических изысканий и бурение двух разведочных скважин. В течение первых 3 лет объем инвестиций по контракту составит 7,5 млн.долл.

Одним из крупнейших за последнее время совместных российско-сирийских проектов стал проект интенсификации нефтедобычи на месторождении Тишрин, реализация которого позволит существенно увеличить добычу нефти на этом месторождении. Презентация проекта, представленного РВО «Зарубежнефть», прошла 28 июня 2001г. в Дамаске.

Для его реализации в фев. 2003г. РВО «Зарубежнефть» и Сирийская нефтяная компания подписали соглашение о создании российско-сирийского совместного предприятия. В ходе завершающей фазы переговоров по созданию СП сирийская сторона предложила провести проработку вопроса интенсификации добычи нефти также и на месторождении Шейх Мансур.

Создание СП предполагает предоставление сирийской стороне широкого спектра различных услуг, начиная от разведки углеводородного сырья до его добычи. Это также определяет возможность привлечения к сотрудничеству с сирийской стороной через РВО «Зарубежнефть» специализированных сервисных и добывающих российских нефтяных компаний.

В конце 2003г. российская нефтяная компания «Татнефть» выиграла тендер на разведку и разработку месторождений блока №27 на юго-востоке Сирии около границы с Ираком. СНК и «Татнефть» ведут переговоры по подписанию соответствующего контракта на условиях СРП.

Планами миннефти САР предусматривается развитие нефтеперерабатывающих мощностей. Вопрос реконструкции и расширения нефтеперерабатывающих заводов в Баниясе и Хомсе, общей мощностью 242000 б/д, обсуждался в течение нескольких лет, но из-за отсутствия финансирования эти проекты оставались без движения. Только в начале 2002г. были объявлены тендеры на реконструкцию отдельных блоков НПЗ г. Хомс и производство работ по системам калибровки имеющихся резервуаров и строительству новых 2 резервуаров для бензина и 2 резервуаров для мазута, однако планами предусматривается полная модернизация и реконструкция завода. В начале 2004г. руководство НПЗ г.Хомс завершило оценку технических предложений по проекту комплексной модернизации предприятия стоимостью 490 млн.долл. Победителями стали компании Ирана, Германии, Нидерландов и Чехии. Цель проекта – подготовить предприятие к выпуску нефтепродуктов по стандартам 2005г., повысить его рентабельность путем повышения доли светлых нефтепродуктов (бензина и керосина), улучшение экологичности производства.

На НПЗ г.Банияс планируют увеличить мощности переработки нефти в полтора раза. Сирия продолжает привлекать иностранный капитал для развития своей газодобывающей и перерабатывающей отрасли. В тендере, объявленном миннефти САР на разработку 15 газовых месторождений в центральной части Сирии, участвуют четыре компании: французская Total Fina Elf, японские Sumitomo и Yarex (дочерняя фирма японской национальной нефтяной компании Jnoco), а также консорциум из двух американских компаний Petrofac и Occidental, и одной канадской Petro-Canada. Общие запасы газа в этих месторождениях оцениваются в 100 млрд.куб.м.

По условиям проекта должны быть построены газоперерабатывающих завода – один восточнее

г. Хомс, мощностью 6 млн.куб.м/д и второй юго-восточнее г.Аль-Саура, расположенного у р.Евфрат мощностью 3 млн.куб.м/д. Проект разработки указанных месторождений стоит в планах развития нефтегазовой отрасли уже несколько лет и постоянно откладывается. Эти задержки привели к тому, что французская компания Total Fina Elf, которая подготовила ТЭО проекта несколько лет назад, высказала в 2002г. претензии сирийской стороне и заявила о возможности сворачивания своей деятельности по этому проекту из-за волокиты и задержек в рассмотрении предложений.

С учетом стратегии развития газового сектора миннефти САР планирует строительство новых газопроводов общей протяженностью 1000 км., а также интеграцию системы своих газопроводов в проект Трансарабского газопровода – Египет-Иордания-Сирия-Ливан. Обсуждаются проекты прокладки газопровода на Кипр и в Турцию.

Планы сирийского правительства по развитию транспортной инфраструктуры углеводородного сырья определяют объемный пакет инвестиций в этот сектор и возможность участия в его освоении, наряду с иностранными и российских компаний.

Предварительные переговоры уже были проведены с компаниями ОАО «Стройтрансгаз» и ВО «Тяжпромэкспорт», к этим проектам также проявили интерес РВО «Машиноимпорт», РВО «Зарубежнефть» и ЗАО «Зарубежнефтегаз».

В 2003г. ВО «Тяжпромэкспорт» выполняло подписанный контракт с СНК на строительство газокomppressorной станции в районе г.Пальмиры, что является первым шагом в освоении сирийского газового сектора российскими компаниями.

США

Газ

США располагают значительными внутренними энергоресурсами и являются крупным производителем энергии. В 1986–2000гг. выросла добыча угля и природного газа, а также производство атомной энергии и энергии возобновляемых источников. Однако даже при повышении эффективности использования энергии Соединенным Штатам ее потребуется больше. Потребности в энергии, как планируется, увеличатся в 2020г. до 127 квадрильонов БТЕ (британская тепловая единица). По прогнозу министерства энергетики США/Department of Energy, к 2025г. на долю угольных электростанций будет приходиться 2.760 млн. квтч. электроэнергии (1.956 млрд. в 2003г.). На втором месте по объемам производства останутся газовые электростанции – 1.664 млрд. квтч. (740 – в 2003г.). На долю АЭС придется 815 млрд. квтч. (ныне – 781 млрд.), на долю электростанций, использующих в качестве топлива нефть – 69 млрд. (соответственно, 43 млрд.). Электростанции, использующие возобновляемые источники энергии (ветер, солнце, биомасса и т.д.) в 2025г. произведут 494 млрд. квтч. (401 млрд. в 2003г.).

Дефицит электроэнергии составит к 2020г. 50%. Этот дефицит, по мнению разработчиков Новой энергетической стратегии США, может быть компенсирован тремя способами: увеличением импорта электроэнергии, повышением эффективности ее использования и увеличением внутренних поставок энергии. Но если Новая

энергостратегия является выражением официальной точки зрения администрации Буша и республиканской партии, которую он представляет, то процесс разработки законодательства в области энергетики в сенате явно идет под контролем демократического большинства. Основные акценты в Новой энергетической стратегии США сделаны на развитии добычи традиционных энергоносителей. Несмотря на 30-летний спад производства нефти, Соединенные Штаты занимают 3 место среди крупнейших нефтедобывающих стран мира. Нефть и природный газ являются доминирующими видами топлива в экономике США, обеспечивая 62% национальной энергетики и 100% топлива для транспортных средств.

Индустрия природного газа является определяющей для экономики США. 41% энергии, потребляемой промышленностью США, составляет тот же природный газ. Природный газ обеспечивает 16% вырабатываемой в США электроэнергии. Семь штатов получают одну треть производимой ими электроэнергии за счет природного газа (Род-Айленд, Нью-Йорк, Делавэр, Луизиана, Техас, Калифорния и Аляска). Электроэнергия, полученная от сжигания природного газа составит 90% роста мощности в 1999-2020гг., а количество природного газа, используемого для выработки электроэнергии, увеличится в 3 раза. На начало 2002г. доказанные запасы природного газа в США составляли 183 трлн. куб. футов. Оценка технически извлекаемых ресурсов природного газа в США составляет 269 трлн. куб. фут., из которых половина приходится на штаты, находящиеся ниже 48 параллели (исключая Аляску).

На шельфе добывается 27% природного газа. Количество потребителей (частных и корпоративных) природного газа в США достигает 66 млн., что охватывает 175 млн. чел. Снабжаются природным газом 59 млн. американских домов. Индустрия природного газа США насчитывает 288 тыс. скважин, 125 трубопроводных компаний и 1200 газоснабжающих компаний. Полная длина трубопроводов достигла 2 млн. км.

При существующих высоких тарифах на электроэнергию в США, составляющих в среднем по стране 4,8, 7,7 и 8,4 центов за 1 квтч. (промышленность, коммерция, население), производство электроэнергии на малых газопоршневых электростанциях достаточно выгодно. При цене газа 6-15 центов/куб.м. получаемая электроэнергия обходится в 2-4 цента за квтч. При стоимости электростанций 300-500 долл. за 1 квт. мощности их окупаемость наступает уже через 1-2г. В некоторых штатах, например Калифорнии, стоимость электроэнергии существенно выше указанной и достигает 12 центов за квтч.

К 2020г., по прогнозам управления информации по энергетике (EIA) администрации США, потребности стране в природном газе возрастут на 50% и будут все в большей степени опираться на импорт. Ожидается, что производство нефти в США будет падать в течение ближайших двух десятилетий. За счет импорта обеспечивается 14% потребляемого США природного газа. 90% этого количества приходится на долю Канады. Большая часть импортируемого природного газа попадает в страну через трубопроводы, построенные через границы с Канадой и Мексикой. Небольшие количества природного газа попадают в США в форме сжиженного га-

за (LNG). LNG транспортируется в США крупнотоннажными танкерами и поставляется в один из двух действующих терминалов по приему сжиженного газа, расположенных в Эверетте (шт. Массачусетс) и Лейк-Чарльзе (шт. Луизиана). Импорт LNG в США растет и может в 2004г. увеличиться в 2 раза по сравнению с 2002г. Цены на газ повышаются, и транспортировка газа в сжиженной форме танкерами становится все более выгодной.

Впервые Канада начала экспортировать свой природный газ в США в 1892г. через границу Ниагарского водопада. Основными странами-импортерами природного газа в США являются Канада, Алжир, Мексика, Австралия, и Объединенные Арабские Эмираты. Объем импортируемого газа составил в 2002г. 3845 млрд. куб. футов. США экспортируют небольшие объемы газа. Основными покупателями американского газа являются Япония, Канада и Мексика.

США проявляют заинтересованность в сотрудничестве с Россией в области нефти и газа и ждут, что российские власти подтвердят намерение обеспечить благоприятный инвестиционный климат для такого сотрудничества. Об этом в марте 2004г. заявила на слушаниях в комитете по международным делам палаты представителей Конгресса США заместитель госсекретаря США по странам Европы и Азии Э. Джонс. «Учитывая перспективы растущей нехватки природного газа, с которой мы сейчас сталкиваемся в Северной Америке, мы считаем, что, если Россия создаст потенциал для экспорта сжиженного природного газа, она найдет благоприятный рынок в Соединенных Штатах», — отметила Джонс. «Правительство США и ведущие международные энергетические компании ждут от России ясного сигнала о том, что в освоении российских энергоресурсов иноинвестиции будут приветствоваться», — сказала заместитель госсекретаря США.

Министр торговли США Д.Эванс считает, что Россия не сможет поставлять сжиженный природный газ в США раньше, чем через 5 лет. «Едва ли можно ожидать, что поставки начнутся в ближайшие 5 лет», — заявил глава торгового ведомства США в Санкт-Петербурге на II российско-американском деловом энергетическом саммите в сент. 2003г. Он объяснил это тем, что «необходимо строить дорогие объекты инфраструктуры».

Несмотря на то, что ресурсная база, обеспечивающая поставки природного газа, обширная, ожидается, что традиционное для США производство достигнет пика к 2015г. Поэтому во все большей степени страна должна будет опираться на поставки природного газа из нетрадиционных источников, таких, как плотные пески, глубинные формации, глубоководные залежи и газовые гидраты. Многие ресурсные источники расположены в экологически восприимчивых районах, что требует использования технологий, минимально вторгающихся в окружающую среду. Новые технологии разрабатываются для снижения как экологического воздействия, так и экономических затрат при поиске. Эти технологии, такие, как горизонтальное бурение и трехмерная сейсмическая технология, обеспечивают гораздо более высокую точность и значительно меньшее воздействие на окружающую среду. Но широкое внедрение этих технологий идет не без проблем, что связано с большой долей предприятий малого независимого

бизнеса во внутренней добыче нефти и природного газа, которая ниже 48 параллели составляет, соответственно, 50 и 65%. Новые технологии остаются во многом недоступными для них. У независимых производителей может просто не оказаться инвестиционного капитала, необходимого для внедрения этой технологии, и они не смогут справиться с возросшими экономическими и техническими рисками, связанными с трудно извлекаемыми ресурсами.

Нормативные документы по охране окружающей среды оказывают влияние на использование газа при производстве электроэнергии. Несмотря на то, что электростанции, работающие на природном газе, дают меньше выбросов, чем угольные электростанции, они все же выбрасывают оксиды азота, углекислого газа и небольшие количества других вредных веществ. Опасения в США относительно дальнейшего развития экономики страны и ее зависимости от ситуации с энергетическими ресурсами столь велики, что в авг. 2001г. палата представителей утвердила билль, разрешающий начало разработок нефтяного месторождения на территории Национального арктического заповедника дикой природы на Аляске, и предоставляющий налоговые льготы на 33 млрд.долл. сроком до 10 лет для американских компаний, производящих энергию.

С целью решения проблем, связанных с оттоком инвестиций из газовой отрасли в результате жесткого регулирования цен, был принят Natural Gas Policy Act в 1978г., определивший сроки и условия дерегулирования цен. Значительные изменения произошли в институциональной структуре газовой отрасли — отказ от госрегулирования цен производителей, приватизация и разделение видов деятельности газотранспортных компаний, предоставление крупным потребителям права выбора поставщика и введение свободного доступа к сетям. Либерализация цен и отказ от ряда иных мер госрегулирования (выдача разрешений на осуществление ряда видов деятельности в секторе газоснабжения) стали основным инструментом экономической мотивации капиталовложений в добычу газа. Либерализация газового рынка в США проводилась в момент растущей добычи и неполной загрузки газодобывающих и газотранспортных мощностей, унаследованных от периода госрегулирования. Эффект первоначального снижения цен в основном объяснялся именно наличием т.н. «газового пузыря». Положительные последствия дерегулирования на начальном этапе либерализации газовой отрасли были налицо. Усилилась конкуренция среди производителей, что вынудило их сокращать издержки производства и максимально загружать добывающие мощности. Объемы добычи росли, что привело к появлению краткосрочного предложения газа по демпинговым ценам и стало мощным стимулом для развития спотовых рынков газа.

Краткосрочные контракты на поставку газа обеспечили участникам рынка достаточную гибкость в достижении оперативного равновесия между спросом и предложением. Особенную ценность такие контракты представляли для потребителей, имеющих возможности переключения с одного вида топлива на др. — они дали им возможность существенно сокращать затраты на закупку энергоносителей. Все это привело к значительно-

му росту экономической эффективности газовой отрасли. На первом этапе своего развития либерализация газовых отраслей привела к снижению цен на газ, а также прибылей производителей и транспортных компаний. В США в 1988-95гг. оптовые цены на газ снизились на 26%.

В США, как и во всех странах с развитой рыночной экономикой рынок газа координируется с рынком др. энергоносителей. Наибольшее распространение получили «бивалентные» установки для сжигания топлива, пригодные для работы как на природном газе, так и жидком топливе. Такими установками оснащено половина промышленных потребителей и потребителей др. секторов экономики. Это привело к тому, что наибольший эффект с точки зрения надежности энергообеспечения и национальной энергобезопасности приносит не конкуренция газ с газом, а конкуренция между различными видами топлива. Регулируемые цены (тарифы) применяются только в сферах естественных монополий, в частности на услуги по транспортировке газа, как по магистральным, так и распределительным сетям. В США имеет место разветвленная по всей стране система магистральных газопроводов, позволяющая поставщикам и потребителям выбирать наиболее эффективный путь транспортировки газа (не обязательно более короткий, т.к. уровень тарифов по системам различается — более высокие тарифы по новым трубопроводам на период их окупаемости, более низкие — по действующим).

Наличие транспортных мощностей способствовало тому, что в США наряду с долгосрочными контрактами реализация газа осуществляется и на спотовых рынках. Развитие спотовых рынков связано с некоторой физической точкой в сети — «газовым центром», где несколько трубопроводов пересекаются, и газ либо физически имеется в хранилищах, либо может быть получен в любой момент по газопроводу. Такой центр представляет собой модель обычного товарного рынка, где в условиях конкуренции устанавливается равновесие между спросом и предложением. Существование конкуренции цен в таких центрах привело к появлению финрынков, аналогичных товарным биржам с использованием различных финансовых инструментов (фьючерсы, опционы). Опыт газового рынка США показывает, что объемы проданного на таких рынках по различного рода контрактам газа до 10 раз превышают реальное производство и потребление газа. Это свидетельствует о значительном количестве перепродаж добытых объемов газа, «перетоке» средств от производителей к перепродавцам и по существу может оказать негативное влияние на финансовое состояние газпрома в случае резкого увеличения сделок на спотовых рынках.

Опыт реформирования газового рынка в США показывает, что конкуренция в секторе газа сама по себе не является самоцелью. Она может оказывать неблагоприятные воздействия на эффективность и функционирование газового сектора, если предпосылок для конкурентного рынка не существует и их создание требует чрезмерно высоких вложений. Преодолевая монополизм в добыче, транспорте и др. видах деятельности, газовые компании перешли к более высокому уровню монополии — жесткой финансовой централизации всех доходов и расходов. Как показал опыт крупных газовых компаний США, они имеют в

своём составе подразделения по добыче, транспортировке, переработке газа при централизации всех доходов и расходов и такая монополия не мешает развитию рыночных отношений между компаниями. В последние годы все чаще стали проявляться несколько важных долгосрочных и тесно связанных между собой отрицательных эффектов либерализации.

В первую очередь необходимо отметить значительную волатильность цен. Природный газ и электроэнергия особенно подвержены колебаниям цен, в первую очередь из-за сильной реакции спроса на изменения погоды. Помимо погодных условий на спотовые газовые цены влияют и др. факторы. Организация дополнительных поставок в регионы с высокими ценами зачастую затруднительна из-за ограниченной пропускной способности транспортной системы. В результате спотовые цены на газ характеризуются крайней нестабильностью и непредсказуемостью.

Раньше все поставки газа потребителям шли по долгосрочным контрактам, что позволяло с большим временным лагом планировать инвестиции в крупные добычные и транспортные проекты. При либерализации же именно краткосрочный рынок стал определяющим при установлении цен на газ, несмотря на то, что объем его фактического товарооборота невелик. Развитие краткосрочной торговли привело к тому, что сроки действия долгосрочных контрактов постепенно сокращались, а традиционная формула привязки к альтернативным видам топлива заменялась на индексацию по биржевым ценам (обычно — усредненным за определенный период). Цены по долгосрочным контрактам также стали непредсказуемыми, что в сочетании с отсутствием гарантий по объему, существовавших в долгосрочных контрактах, создавало значительные риски для производителей.

Это повлекло за собой увеличение стоимости привлечения капитала в отрасль и снижение привлекательности долгосрочных капиталоемких проектов — производители газа лишились столь важных для газовой отрасли гарантий возврата инвестиций. При расчете экономической эффективности проекта они не могли учесть, являются ли нынешние цены флюктуацией, или это — долгосрочный тренд, поэтому даже при повышении цен на газ решения об инвестировании не принимались.

По данным ИРАА (Независимой нефтяной ассоциации Америки), в США к 1999г. инвестиции в добычу газа упали на 30%, бурение новых скважин сократилось на 40%. Из-за отсутствия финансирования все крупные проекты были отложены. Сокращение инвестиций привело к недостаточному развитию добывающих и транспортных мощностей, кроме того, увеличился износ уже существующей инфраструктуры.

К 2000г. в США избыток мощностей, созданный в период госрегулирования и обеспечивший снижение цен на первом этапе существования свободных рынков, был исчерпан. Загрузка добывающих мощностей достигла 95%, чему отчасти способствовали и низкие цены на газ, стимулировавшие значительный рост спроса на этот вид топлива. Произошел переход ресурсной базы этих стран в стадию падающей газодобычи, что потребовало наращивания импорта из удаленных источников и создания соответствующей инфра-

структуры и, соответственно, крупных инвестиций, которые не могли быть осуществлены в рамках созданной институциональной структуры.

Перечисленные выше факторы обусловили возникновение дефицита газа и многократный рост цен. Первые признаки нехватки газа в США и Северной Америке появились осенью 2000г., когда цены на газ резко выросли по сравнению с уровнем предыдущих 15 лет. К янв. 2001г. они в 3 раза превысили янв. цены 1999г.

Катастрофическая ситуация сложилась в Калифорнии, где положение усугубилось дефицитом газотранспортных мощностей, что жестко ограничило возможности удовлетворения стремительно растущего спроса. Это привело не только к росту цен на электроэнергию, но и массовым отключениям, а также к закрытию многих промышленных предприятий, использующих природный газ в качестве сырья.

В заключении минэнергетики США, анализировавшего развитие газового рынка страны, отмечается, что спотовый рынок склонен «к сильным и непредсказуемым скачкам цен, которые усугубляются неизбежными в газовой отрасли временными лагами между ценовым и инвестиционным циклом (минимальный лаг между началом инвестирования в расширение добычи и ее увеличением составляет 18 мес.), ведущими к длительному недоинвестированию новых мощностей и после начала подъема цен. Последующее избыточное инвестирование вызывает через определенное время падение цен, и разбалансировка спроса и предложения увеличивается».

Тревожные симптомы, имевшие место в конце 2000-начале 2001г. в США, сочли следствием неблагоприятного стечения обстоятельств. Тем более, что в середине 2001г. цены на газ несколько снизились (хотя и оставались заметно выше уровня 90гг.). Зима 2001/02гг. была теплее, чем обычно, что привело к сокращению спроса на газ. Казалось, что кризис закончился, но зима 2002/03гг. продемонстрировала ошибочность этого мнения — оптовые цены поднялись на рекордную высоту, подтвердив прогнозы экспертов министерства, говоривших о том, что амплитуда колебаний цен в перспективе будет нарастать.

В конце весны 2003г. в США всерьез заговорили о критической и системной нехватке природного газа — его запасы упали до минимальной за последние четверть века отметки. В мае 2003г. дефицит газа и рост цен стали предметом доклада главы Федеральной резервной системы США Алана Гринспена, в котором он особо отметил, что сохраняющиеся высокие цены на газ — «очень серьезная проблема, которая может сильно повредить экономике страны».

На сегодня ситуация с обеспечением американских потребителей «голубым топливом» продолжает ухудшаться — к зиме 2003/04гг. средние оптовые цены на газ увеличились до 6-7 долл. за 1000 куб. футов (1 куб. фут = 0,0283 куб.м.). А в янв. 2004г. пиковые спотовые цены на порядок превышали даже этот уровень — по данным информационного агентства Plans, 14 янв., в связи с холодами, они достигали 60-75 долл. за 1000 куб. футов. Лидеры американской нефтегазовой отрасли говорят о том, что для экономики страны **начавшийся газовый кризис** может иметь худшие последствия, чем нефтяной кризис 70гг. Пока силь-

нее всего от высоких и нестабильных цен на газ страдают промышленные потребители — химпром, производители минеральных удобрений и пластмасс. Спрос на газ со стороны этого сектора в 2002г. сократился на 23% по сравнению с уровнем 1997г.

Отдельные операции и целые производства переносятся в др. страны, в Соединенных Штатах сокращаются рабочие места. Некоторые энерготрейдеры, включая крупнейшую Dynegy, уже платили миллионные штрафы за попытки манипулирования фьючерсным рынком. Однако др. специалисты ничего незаконного или противоестественного в росте цен не видят. Руководство Нью-Йоркской биржи Nymex (где торгуется природный газ марки Henry Hub и сосредоточены основные объемы операций с фьючерсами), например, утверждает, что не видели признаков манипулирования или какой-то необычной активности со стороны трейдеров. Президент Nymex, как и многие др. специалисты, считают основной причиной недофинансирование газовой отрасли в последние годы, особенно после краха компании Enron, на что рынок реагирует повышением и неустойчивостью цен. Цены были высокими в течение всего года, по мере того как спрос на газ возрастал на фоне высоких цен на альтернативные источники энергии — уголь и нефть. Хотя во II пол. 2003г. ситуация с поставками и запасами выровнялась, цены упорно не желают падать по указанным фундаментальным причинам. Импорт из Канады упал в связи с возросшим потреблением внутри Канады. Аналитики ожидают нестабильности и роста цен на фьючерсных торгах. Некоторые даже предсказывают рост цен на газ в 2 раза от текущего уровня за эту зиму. В этом нет ничего нового и удивительного — например, зимой 2000/01гг. и зимой 2002/03гг. цена уже была выше 10 долл.

Газовый кризис сильно бьет и по электроэнергетике. В 80-90гг. низкие цены на газ и экологические преимущества газа в сочетании с техническим прогрессом в газовой электроэнергетике вызвали переход большинства новых электростанций на природный газ.

Как показывает последнее исследование CERA, даже при условии осуществления крупных долгосрочных проектов (строительство СПГ-терминалов, газопроводов с Аляски и из Восточной Канады) цены в США в обозримом будущем останутся высокими. А функционирование стабильного рынка газа без дополнительных инвестиций вообще маловероятно. Рост цен привел к целому ряду действий, нацеленных на увеличение добычи, однако их эффект был незначительным как из-за долгосрочного характера развития предложения газа, так и из-за локальности принятых мер. Организовать же финансирование таких многомиллиардных проектов, как строительство газопроводов с Аляски в США или строительство СПГ-терминалов, до сих пор не удалось. Они требуют вмешательства государства для обеспечения гарантий возврата инвестиций и предоставления определенных льгот (например, налоговых) — речь идет уже не об эффективности конкретных инвестиций, а об энергетической безопасности стран. В конкурентной среде подобные проекты не могут функционировать и окупаться. По этой причине в США уже принято решение об отмене доступа третьих лиц к СПГ-инфраструктуре.

Конкурентным рынкам газа так и не удалось найти способа аккумулировать большие финансовые ресурсы для долгосрочных инвестиций и гарантировать их возврат. А без инвестиций никакая конкуренция не в состоянии удерживать цены на низком уровне при возникновении дефицита газа. В США опыт преобразований газовой отрасли и газового рынка противоречив, реформы еще не завершены. В значительном числе случаев они либо не принесли желаемого результата, либо, решив часть проблем, создали или потенциально в состоянии создать ряд негативных побочных эффектов. Ряд базовых принципов госполитики реформирования следует считать неотъемлемой составляющей эффективной программы модернизации газового рынка в любой стране. К таким принципам относится необходимость смягчения госрегулирования и либерализации цен как неотъемлемого условия создания привлекательного режима для инвестиций в газовый сектор.

Обзор прессы ГАЗ ИЗ РОССИИ

Три недели тому назад глава ФРС А.Гринспен, выступая перед Комитетом по энергетике и торговле палаты представителей конгресса США, привлек наше внимание к тому факту, что Америка сильно зависима от природного газа. На нем работают наши теплоэлектростанции, вырабатывающие энергию, и остальная промышленность, им отапливаются наши дома, что ставит под угрозу практически каждый сектор нашей экономики в случае, если в предстоящие месяцы, а возможно и годы, поставки газа будут сокращены, а цены на него возрастут. Хотя мало что можно сделать, чтобы изменить положение дел в ближайшие год-два, тем не менее, обеспечение соответствующих поставок газа по разумным ценам — это серьезный вопрос для всех нас.

Хорошей новостью является то, что газ находится в изобилии в стабильных регионах мира. Однако, чтобы доставить его на американский рынок потребуются изобретательность, инициативность и сотрудничество между США и иностранными поставщиками, включая Россию с ее крупнейшими в мире запасами газа.

США ежедневно потребляют 60 млрд.куб. футов газа (1 куб. фут = 0,02832 куб.м). 20% этого количества импортируется, практически полностью из Канады (95%). Объемы добычи газа в США, как и в Канаде, снижаются. Россия обладает запасами в 1 квадриллион куб.футов, достаточными для удовлетворения потребностей США, как, впрочем, и всего мира в целом, в течение нескольких десятков лет.

Можно было бы предположить, что если это правда, то решение заключается в том, чтобы осуществлять морские поставки сжиженного российского газа в Мексиканский залив и на восточное побережье США к четырем терминалам сжиженного природного газа (СПГ). Аналитики выражают уверенность в том, что СПГ из России возможно поставлять на эти терминалы по цене от 4 до 5 долл. за 1 тыс.куб. футов, что гораздо ниже текущих цен на газ. Эти цифры также дают основание предполагать, что действительно Россия находится в выгодном положении. По мере того, как будут сокращаться запасы газа в Северном море, у России будет возможность удвоить, по меньшей мере,

свой экспорт в Западную Европу, что потенциально является неожиданной большой удачей для российской экономики на годы вперед.

В данных обстоятельствах многих американцев удивило бы то, что добыча газа в России фактически снижается. Главенствующая компания «Газпром», контролируемая государством, не может позволить себе добывать значительные объемы газа и поставлять их на рынок. Такая аномалия является следствием огромных субсидий, заложенных в цену, по которой газ реализуется российским потребителям внутри страны — «Газпром» вынужден поставлять газ на внутренний рынок по ценам ниже его себестоимости, поэтому у него нет возможности накапливать капитал, необходимый для разработки новых месторождений.

Российский президент В. Путин прекрасно осведомлен о насущной необходимости либерализации российского энергосектора; наиболее вероятно, это произойдет в следующем году после выборов. Однако нам не обязательно дожидаться этого прорыва. Уже сегодня частные российские компании располагают возможностью продавать газ, при условии, что у нас есть желание затратить время и усилия на налаживание соответствующих торговых контактов и создание инфраструктуры, необходимых для его поставок на наш рынок.

Этот газ добывают на полуострове Ямал, кусочке суши, покрытом тундрой, на арктическом побережье России, который расположен даже ближе к Новой Англии, чем Персидский залив или большинство других возможных источников СПГ. Только разведанные запасы газа полуострова Ямал составляют 100 трлн. куб. футов, что вполне достаточно для обеспечения потребностей США в СПГ на период 400 лет.

Система транспортировки, необходимая для поставки газа в США, является еще одной сложной задачей с точки зрения эксплуатации. Во-первых, на полуострове надо построить завод по сжижению газа. Затем в течение полугода, когда северные подступы к полуострову скованы льдом, надо будет направлять российские атомные ледоколы для обеспечения погрузки и проводки танкеров с СПГ в США. Все это практически выполнимо и уже делалось, а сам проект торговли СПГ между Россией и США можно было бы начать реализовывать в считанные недели после того, как он получит одобрение обоих правительств.

Такое одобрение открыло бы путь финансированию со стороны агентств, предоставляющих экспортные кредиты, и усилило бы доверие коммерческих организаций к проекту и их готовность предоставить средства. Президенты Буш и Путин могли бы предоставить такой стимул на предстоящем в сент. американо-российском энергетическом саммите в Санкт-Петербурге.

Россия располагает огромными запасами газа заполняющими ее значительные угольные месторождения. В угледобывающих районах Западной Сибири запасы метана (газа) составляют 400 трлн. куб. футов, в 4 раза больше, чем на полуострове Ямал. При ожидаемых объемах его добычи, этот район может с легкостью обеспечить «Газпрому» или частным разработчикам возможность удовлетворять потребности Европы и Китая на неопределенно длительный период в будущем. Для стимулирования торговли энергоносителями России не-

обходимы только инвестиционный капитал и одобрение со стороны правительства. Инвестиции могут предоставить американские энергетические компании. Все остальное сделают рыночные силы.

Кое-кто, возможно, скажет, что мы не можем позволить себе стать чрезмерно зависимыми от иностранных источников газа, равно как и нефти. Однако, разве не в интересах Америки видеть Россию процветающей, а демократию и свободу предпринимательства развивающимися, тем самым, устраняя опасность возобновления враждебности времен «холодной войны»? Сделать первоочередной задачей разработку газовых месторождений Ямала для осуществления его поставок в США — это все, что нужно для начала. Такого рода официальное правительственное одобрение могло бы в значительной степени рассеять тревоги г-на Гринспэна. (Автор статьи, г-н Макфарлейн, был помощником по национальной безопасности в Администрации президента Рейгана. Является председателем компании Energy & Communications Solutions LLC, расположенной в Вашингтоне и занимающейся проектами в области развития энергетики). Wall Street Journal, 09.07.2003г.

ГАЗ — ХИМСЫРЬЕ

Высокие цены на природный газ приводят в смятение американских производителей химической продукции, лишая данную отрасль американской промышленности мирового лидерства, которое принадлежало ей долгое время, и ускоряя перемещение производства химических продуктов, пластмасс и удобрений в другие страны.

Химические компании США закрывают заводы, увольняя рабочих и стремясь к расширению своего собственного производства за рубежом. Более высокая стоимость природного газа внутри США бьет по производителям этой отрасли, одновременно ослабленная экономика усиливает падение спроса на их продукцию. Тем временем, иностранные производители захватывают все большие куски американского рынка химической продукции, например пластиковых пакетов. «Конкурентоспособность химической промышленности США зависит от цен на природный газ», — сказал Грег Лебедев, глава промышленной группы American Chemistry Council.

Еще недавно американская химическая промышленность являлась «приводным механизмом» в своей области, используя самый дешевый в мире природный газ в качестве сырья для производства химической продукции и сопутствующих товаров и экспортируя их по всему миру. По данным Chemistry Council, в этом году, по мере того, как цены на газ продолжают наносить удары по этой отрасли, США будут импортировать химической продукции на 9 млрд. долл. больше, чем экспортировать. Это шаг назад для такой отрасли, активное saldo которой еще в 1999г. составляло 8,28 млрд. долл.

Цена на природный газ, находящаяся с одной стороны под влиянием низкого уровня его объемов, накопленных в хранилищах, а с другой — недостаточной активности в бурении новых скважин, в США колеблется на уровне 6 долл. за 1 млн. британских термодвижущих, в два раза больше своей исторической нормы.

На прошлой неделе председатель ФРС Алан Гринспен заявил, что надежда на значительное снижение цен на природный газ в предстоящие

месяцы очень невелика, и это может нанести ущерб экономике. Вчера на Нью-Йоркской товарной бирже «срочные» контракты с поставкой в июле заключались по цене 5,712 долл. за 1 млн. британских термoeдиниц.

Американские производители химической продукции проигрывают в конкурентной борьбе с такими регионами, как Канада и Ближний Восток, где природный газ дешевле и имеется в большем количестве. В Саудовской Аравии природный газ стоит менее 1 долл. за 1 млн. британских термoeдиниц. Еще одним набирающим силу конкурентом становится Азия, где для производства химической продукции используется нефть. Согласно прогнозу фирмы J.P.Morgan, за период до 2010г. мировое производство этилена увеличится на 75% за счет ввода в эксплуатацию новых мощностей в Саудовской Аравии, Иране и Канаде, составив 20 млн. метрических тонн.

В обстановке, когда не похоже, чтобы цены на природный газ снижались, компании начинают искать возможности открывать новые производства за рубежом. Dow Chemicals недавно объявила о своих планах расширить производство в Кувейте, а также открыть завод в Китае, где BASF, Royal/Dutch Shell Group и BP уже строят свои заводы.

Влияние возросших цен на газ ощущается во всей химической промышленности США, начиная с производства этилена и заканчивая производством пластиковых пакетов для супермаркетов и розничных магазинов. Аналитик консалтинговой фирмы Chemical Market Associates. из Хьюстона Г. Раппапорт сообщил, что с 1996г. американский импорт полиэтиленовой пленки и пакетов удвоился. Большая часть импорта идет из Китая, который в прошлом году поставил более 40% всех импортируемых США пластиковых пакетов.

В то же время американские заводы-производители этилена, самого распространенного химического товара в мире и исходного материала для изготовления большого количества другой продукции, в прошлом месяце использовали свои мощности лишь на 76%, что, согласно данным аналитика Г.Копли из C.Bernstein & Co., стало самым низким показателем за 25 лет. Г-н Копли сказал, что те фирмы, которые еще не приняли решения закрыть свои предприятия, могут быть вынуждены сделать это. Он также сообщил, что изготовители метанола, который используется для производства присадки к бензину, проигрывают в конкурентной борьбе иностранным производителям.

Г-н Копли сказал, что в ближайшие несколько месяцев следует ожидать закрытия более десятка заводов по производству этилена из числа ведущих химических производителей. На этой неделе Union Carbide, филиал Dow Chemical, закрыл один из двух заводов компании Texas Gulf Coast, закрытие которых было запланировано на этот год, отчасти по причине высоких цен на природный газ.

Сфера производства удобрений находится в еще более тяжелом положении. Компания-производитель аммиака Potash Corp., которая вчера объявила об увольнении на своих заводах в штатах Луизиана и Теннесси, является только одной из целого ряда компаний, включающих IBC Global, Koch Industries и Terra Industries, закрывших или свернувших некоторые из своих производств, расположенных на территории США. По данным компании Merrill Lynch, ожидается, что в этом го-

ду американский экспорт удобрения диаммоний-фосфат снизится на 3%, причем особенно заметным станет уменьшение экспорта в Китай — на 21%, поскольку там производство химической продукции дешевле.

Руководитель компании Nova Chemicals Дж.Липтон заявил, что американская промышленность сейчас переживает «очень тяжелые времена», но что его компания не имеет намерения закрывать какие-либо из своих предприятий. Он объясняет нынешнее состояние этой отрасли промышленности в большей степени слабым влиянием экономики на спрос и уровень загрузки производственных мощностей, чем возросшими ценами на природный газ.

Чрезвычайно холодная зима на северо-востоке США привела к уменьшению запасов природного газа в хранилищах до необычно низкого уровня, в то время как добывающие компании не торопятся увеличить производство, отчасти из-за того, что самые богатые месторождения уже открыты и эксплуатируются. Плюс к этому, сотни энерговыбатывающих предприятий, построенных в последние годы, используют природный газ, еще более истощая национальные запасы. Производители химической продукции опасаются, что продолжительный период такой погоды этим летом может сократить запасы природного газа до опасно низкого уровня в преддверии осени. Wall Street Journal, 18.06.2003г.

ЦЕНЫ НА НЕФТЬ

Введенные странами ОПЕК ограничения на добычу нефти и впредь будут поддерживать цены на энергосырье на высоком уровне, который уже начал негативно сказываться на экономике ведущих стран-потребителей. Все свободные мощности в странах-производителях нефти задействованы, небольшие компании расконсервировали скважины ранее закрытые из-за низкой эффективности их эксплуатации, однако и этого недостаточно, чтобы справиться с растущим спросом. Свободные мощности Саудовской Аравии могут поставлять на рынок лишь тяжелую нефть с высоким содержанием серы, которая не подходит большинству потребителей.

Сеть американских дискаунтеров «Уолл-март» объявила о том, что высокие цены на бензин в США уже привели к тому, что клиенты этих магазинов вынуждены выкладывать на топливо дополнительно по 7 долл. еженедельно, которые в противном случае они заплатили бы за покупки. В апр. упали продажи спортивных моделей автомобилей, отличающихся высоким расходом топлива. Торговый дефицит США вырос до 46 млрд.долл. как результат заметно возросшего импорта нефти. Британское правительство, по сообщению журнала «Платс Ойлграм ньюс», в срочном порядке принимает экстренные меры на случай массовых протестов населения против высоких цен на топливо.

При рекордной цене на нефть в 41,38 долл. за бар. нефтяные компании активно ищут новые источники закупки нефти как внутри страны, так и за рубежом. Разработка новых месторождений потребует времени, так что компании мало что могут сделать для наполнения рынка. Крупнейшая независимая компания США «Маратон ойл» вышла на предел своих возможностей по добыче

углеводородов, эквивалентный 18,2 млн. т. нефтяного эквивалента в год, включая российские месторождения, дающие компании 0,75 млн. т/год нефти. Потенциал российских активов компании втрое больше, однако на его подготовку и разработку потребуется 5 лет непрерывной работы и немалые средства. Новые проекты компании в Западной Африке смогут войти в строй еще позже.

Большинство крупных нефтеносных регионов — таких как Северное море и Нигерия — поставляющих на рынки легкие светлые сорта нефти работают на пределе своих возможностей. Полностью задействованы мощности НПЗ, перерабатывающих такую нефть в моторное топливо. По сообщениям минэнерго США, производственные мощности американских НПЗ в апр. использовались на 96%. Как результат выросли оптовые цены на бензин, а вскоре это почувствовали и покупатели бензина на бензоколонках.

Jan Stuart, директор исследовательского центра по энергетике Fimat USA — американского брокерского подразделения инвестиционной группы «Сосьете Женераль», самое угрожающее видит в том, что «этой гонке нефтяных цен не видно конца. Что бы ни толкало цены вверх, ничего в мировой конъюнктуре не меняется: высокий спрос, скромные увеличения поставок, проблемы с предложением на рынке, которые не ограничиваются решениями ОПЕК и беспорядками на Ближнем Востоке».

Нынешние ценовые рекорды ранее в 1970 и 1980 гг. неоднократно превышались, если пересчитать по текущему курсу. Однако те всплески цен объяснялись перебоями с поставками нефтяного сырья на рынки в связи с ирано-иракской войной или нефтяным эмбарго группы арабских стран. Нынешняя ситуация в корне отличается. При сильном спросе на нефть и слабых резервных мощностях для ее поставки потребителям рынок уязвим даже для малейших признаков возможных перебоев. Торговцы нефтью опасаются, что любые террористы без труда могут осуществить акт саботажа на объектах нефтяной инфраструктуры, подтолкнув нефтяные цены еще выше и нанеся серьезный ущерб начавшемуся восстановлению мировой экономики. Именно нефтяные объекты стали объектами атак террористов-самоубийц в Ираке, попытавшихся в конце апр. атаковать выносной нефтеналивной терминал, а затем взорвавших на прошлой неделе нефтепровод около Басры. Однако наиболее угрожающим эксперты считают убийство нескольких саудовских и иностранных нефтяников рядом с комплексом Ямбу в Саудовской Аравии, который является единственным крупным саудовским резервом наращивания поставок нефти на экспорт.

Торговцы нефтью считают, что беспорядки на Ближнем Востоке добавляют к цене нефти «рисковую премию» в 4–8 долл. за баррель. Даже без этого «довеска» мировые цены на нефть сейчас существенно выше, чем они были несколько лет назад. Хотя цены на нефть в мире за последние полгода возросли с 30 до 40 долл. за баррель, пока это серьезно не повлияло на экономическое оздоровления в ведущих индустриальных странах. Большинство из них за последние два десятилетия нашли возможности принципиально увеличить эффективность производства: производить намного больше

товаров с теми же или даже меньшими энергозатратами, а США и вовсе сместили акцент с энергоемких отраслей промышленности в сторону сферы услуг. По оценке МЭА, рост спроса на энергоносители в мире увеличивается самыми быстрыми темпами за последние 16 лет. Наибольший вклад в этот рост вносит экономический бум в Китае и многие аналитики считают, что рост китайской экономики, равно как и восстановление экономического роста в США и в дальнейшем будут вносить основной вклад в увеличение мирового спроса на нефть.

Несмотря на установленные невысокие официальные экспортные квоты страны-члены нефтяного картеля добывают нефти столько, сколько могут, с тем, чтобы максимально использовать выгодную конъюнктуру рынка для увеличения нефтяных доходов. То же самое делают и основные страны-аутсайдеры ОПЕК, за исключением России, которая испытывает трудности с экспортом нефти по трубопроводам и железной дороге, функционирующим уже на пределе своих пропускных способностей или приближающихся к этому пределу. Входящая в ОПЕК Венесуэла теоретически могла бы поставлять на рынок больше нефти, однако ее государственная нефтяная компания сильно пострадала от прошлогодней забастовки рабочих и последовавшей неудачной попытки госпереворота и до сих пор не оправилась после этих событий.

Аналитики полагают, что 2–2,5 млн. барр. в день (100–125 млн. т/год) дополнительных мощностей нефтедобычи в мире можно было бы ввести в строй на долгий срок. Большая часть этих резервных мощностей имеется в Саудовской Аравии, остальные — в Кувейте и ОАЭ. Долгие годы королевство поставляло на мировой рынок то количество нефти, которое требовалось. Однако с 1990 гг. эта страна стала проводить более независимую нефтяную политику. Для того, чтобы увеличить собственные нефтяные доходы, поддержать рост коренного населения и его щедрое социальное обеспечение, Эр-Рияд стал прибегать к тому, чтобы придерживать часть имеющихся производственных мощностей, позволяя расти мировым ценам на нефть. Этим же занимается возглавляемая саудовцами ОПЕК. Когда цены сейчас зашкалили за 40 долл. за баррель. Саудовская Аравия стала нервничать. Президент расположенного в Нью-Йорке Исследовательского фонда нефтяной промышленности Лоуренс Дж. Голдштейн считает, что «Эр-Рияд пытается сейчас продать больше своей нефти, но внезапно обнаружил, что лишь немногие трейдеры готовы брать саудовскую нефть из-за высокого содержания в ней серы. Зато США и Китай все активнее соперничают за доступ к ограниченному источнику более качественной низкосернистой легкой нефти. А вот резервных мощностей по ее добыче в мире как раз и нет».

Испытав горечь убытков от нерентабельных скважин, пробуренных как раз в периоды высоких нефтяных цен, нефтяные компании сейчас весьма неохотно относятся к перспективе бурения новых скважин. Они относятся к нынешнему скачку как временному явлению, которое сойдет на нет как раз к моменту пуска новых скважин в эксплуатацию. Наиболее перспективные месторождения нефти находятся в тех регионах, которые в основ-

ном недоступны для крупных мировых нефтяных компаний. По мере истощения запасов в Северном море и на основной территории США наиболее многообещающие резервы остаются на Ближнем Востоке, считает менеджер-исследователь Американского нефтяного института — лоббистской группировки в Вашингтоне.

Нефтяные компании оставили свои надежды и перестали учитывать в своих планах на Ирак из-за непрекращающегося насилия в этой стране и совершенно неопределенного будущего. Повсюду в этом регионе, а особенно в Саудовской Аравии, внутривластная борьба вокруг иностранного участия в разработке национального нефтяного богатства удерживает ведущие нефтяные компании Запада. Они будут продолжать охоту за новыми источниками нефти, однако, по мнению экспертов, для существенного ослабления напряженного баланса спроса и предложения на мировом рынке нефти потребуется еще несколько лет.

«Ситуацию на рынке нельзя изменить за один день», — полагает Голдштейн. «Нам необходимы новые инвестиции в добычу легкой малосернистой нефти или в реконструкцию имеющихся НПЗ с тем, чтобы они смогли работать с высокосернистым саудовским сырьем, но на все это необходимо время. Нефтедобывающие компании не думали, что высокие нефтяные цены сохранятся надолго, но теперь они приходят к пониманию этого». «Нью-Йорк таймс», 16.05.2004г.

ЦЕНЫ НА ТОПЛИВО

По оценке аналитиков, Саудовская Аравия, крупнейший в мире экспортер нефти, мало, что сможет сделать для обуздания цен на нефть и нефтепродукты нынешним летом, поскольку она начала предпринимать усилия в этом направлении слишком поздно и поставляет на рынок не тот сорт нефти, который необходим для производства автобензина.

Представители Королевства попытаются убедить своих партнеров по ОПЕК на предстоящей на этой неделе встрече в Амстердаме увеличить совокупный экспортный потолок картеля на 6%. Эту идею поддерживает Кувейт, др. члены ОПЕК, включая Венесуэлу, ее не одобряют. Саудовская Аравия — одна из тех стран, которые имеют свободные мощности нефтедобычи, достаточные для того, чтобы обеспечить заметную прибавку нефти на мировом рынке. В то же время др., которые не в состоянии выиграть от наращивания экспортных мощностей, вовсе не хотят и заметного падения цен на рынке. Наиболее впечатляющий пример нехватки свободных мощностей нефтедобычи у ОПЕК — Индонезия — единственный азиатский участник картеля. Эта страна находится на грани превращения в нетто-импортера нефти, что неизбежно порождает вопросы о правомерности ее членства в Организации.

Саудовцы уже сообщили своим клиентам в Европе и Америке, что будут в состоянии поставить на рынок дополнительное количество сырой нефти уже в следующем месяце, однако по мнению аналитиков, возможности саудовцев и готовность потребителей могут реализоваться в дополнительных объемах сырья не раньше конца июля середины авг. 2004г., т.е. в разгар автомобильного сезона, начинающегося в конце мая.

Основная часть сырья, которое саудовцы смогут предложить потребителям, будет относиться к тяжелым высокосернистым сортам, более пригодным для производства топливного мазута, чем автобензина. Для выработки последнего НПЗ предпочитают легкие малосернистые сорта, мощности по производству которых в Саудовской Аравии загружены на 100%. На эти сорта и так приходится 3/4 саудовского нефтяного экспорта. Королевство способно обеспечить добычу на уровне 10 млн. бар. в сутки (500 млн.т/год), т.е. на 2,7 млн. бар. больше, чем реализуется в настоящее время.

Энергетический аналитик компании PFC Energy Seth Kleinman подчеркивает, что для оборудованных современными установками американских НПЗ в регионе Мексиканского залива переработка низкокачественной саудовской нефти технологической проблемы не составит, но это будет обходиться им дороже, чем перегонка традиционного сырья. В этом плане компании стараются заполучить более светлые сорта из Западной Африки, чтобы среднее и тяжелое саудовское сырье ориентировалось на потребителей в Азии и преимущественно в Китае, который до сих пор использует в своих теплоэлектростанциях мазут, для получения которого как раз в большей мере и пригодны саудовские тяжелые нефтяные сорта. За свои предпочтения легких сортов американские переработчики готовы платить премию до 8 долл. за бар. по сравнению с саудовской нефтью. Такого сырья не хватает и спрос на бензин в США уже на 4% выше прошлогоднего уровня, что дает основания для прогнозного уровня спроса на бензин в текущем году порядка 9,4 млн. бар. в день или 12% общемирового спроса. Эта ситуация окажет сильное повышательное давление как на отпускные цены на автобензин, так и на внутренние цены на нефть, которая зашкалит за 41 долл. за бар. Бензиновые фьючерсы уже вчера торговались за 1,4210 долл. за галлон, а нефтяные — 41,85 долл. за бар., поднявшись на рекордную высоту на фоне сообщений о вооруженном нападении в окрестностях штаб-квартиры переходного правительства Ирака, поддерживаемого оккупационными силами в Багдаде. Отпускные цены на бензин в США выросли за последний год на 0,5 долл. за галлон (13,5 центов за литр) и достигли уровней от 1,88 долл. (14,40 руб/литр) на побережье Мексиканского залива до 2,26 долл. (17,34 руб/литр) в Калифорнии.

Kevin Nomsh, энергетический аналитик Barclays Capital, полагает что усилившийся мировой спрос на нефть поставил вопрос о способности Королевства поддерживать более высокие, чем прежде уровни добычи сырья. За исключением кратковременного периода в прошлом году, когда КСА увеличило добычу для того, чтобы компенсировать перебои с поставками из Венесуэлы и позднее из Ирака, Саудовская Аравия никогда не выходила за пределы уровня в 10 млн. бар. в день на длительное время с начала 1980гг. Министр энергетики Королевства Аль-Наими заявил вчера, что его страна располагает свободными мощностями нефтедобычи в 2,5 млн. бар. в день (125 млн.т/год) и при необходимости в состоянии запустить их в работу в течение недели. «Файненшл таймс», 18.05.2004г.

ТАНКЕРНЫЙ ФЛОТ

Состояние мирового нефтеналивного танкерного флота грозит новым скачком цен на нефть вне зависимости от уровня ее добычи.

После того, как страны ОПЕК согласились увеличить квоты нефтедобычи, ведущие эксперты по проблемам топливной энергетики высказывают все большую тревогу по поводу наличия достаточных танкерных емкостей для обслуживания возрастающего экспортного потока и надлежащего уровня надежности и безопасности нефтеналивных судов. В этой связи эксперты не в состоянии однозначно ответить на вопрос о том, будет ли способен существующий танкерный флот перевезти весь тот дополнительный объем сырья, который обязались предложить потребителям в ближайшие месяцы Саудовская Аравия и ее партнеры.

Хотя в эксплуатации находится 3600 судов, предназначенных для перевозки нефти и нефтепродуктов, треть мирового экспорта нефти обеспечивается 435 из них, относящихся к категории VLCC и выше (водоизмещением не менее 250 тыс.т.). Суда этой категории полностью забронированы нефтеперевозчиками, а с учетом длительных сроков их строительства новые единицы, заказанные сейчас, смогут войти в строй не раньше начала 2008г. Свободные емкости судов следующей по тоннажу категории — Suezmax, обеспечивающей транспортировку наливных грузов через Суэцкий канал — полностью востребованы экспортерами и импортерами нефти. В этой связи, как полагает аналитик расположенной в Хьюстоне компании Jefferies Магнус Фир, нехватка танкерных мощностей может начать ощущаться уже в IV кв. текущего года, если добыча нефти действительно начнет расти в соответствии с обещаниями ОПЕК.

Ставки фрахта танкеров в нынешней напряженной ситуации на рынке не менее уязвимы, чем биржевые котировки нефтяных контрактов и таким же образом неуклонно растут. Уже в текущем году издержки доставки барреля нефти с Ближнего Востока в США возросли с 2 до 3 долл. Эти ставки возрастают в еще большей степени, если Саудовская Аравия сдержит свое обещание и увеличит нефтедобычу на 1 млн. бар. в день — до 500 млн.т. в год. Если это произойдет, то большая часть вновь добытого сырья останется в нефтехранилищах королевства, ожидая удобного случая, когда останется свободное место в танкерах-нефтевозах.

Не меньшую озабоченность вызывают вопросы безопасности самих танкеров и нефтеналивных терминалов, которые уже неоднократно становились мишенью атак террористов Аль-Каиды и др. антизападных групп. В окт. 2002г. небольшая моторная лодка, начиненная взрывчаткой, у берегов Йемена подошла вплотную к французскому танкеру «Лимбург» и взорвалась, что привело к гибели одного из членов команды танкера, разливу и возгоранию 13,5 тыс.т. нефти. Хотя взрыв моторной лодки не привел к поражающему воображение взрыву самого нефтевоза, на что и был рассчитан этот теракт, тем не менее любое повреждение или даже сам факт нападения на крупный океанский танкер с нефтью будет, несомненно, иметь зримые последствия для интенсивности и направленности нефтяных экспортных потоков. Непрекращающиеся угрозы радикальных группировок

способствуют дальнейшему росту цен на саму нефть, размеров премий компаний, страхующих морские перевозки, а также ставок фрахта нефтеналивных судов.

Вступающие в силу с 1 июля новые правила безопасности морских перевозок в США еще более усугубляют сложившуюся напряженную ситуацию. Среди прочих мер, предусмотренных в новом американском регламенте, обращается внимание на требования повышенной безопасности моторных отсеков, а также обязательной идентификации каждого, поднявшегося на борт такого судна. Наиболее крупные судовладельцы смогут привести свой флот в соответствие с новыми требованиями к назначенному сроку. Однако более мелкие перевозчики могут не уложиться к этому времени, что может снизить интенсивность притока остро необходимой США нефти и ухудшить и без того непростую ситуацию на местном энергорынке.

Новые правила не предусматривают адекватных мер, связанных с упомянутой выше угрозой нападения на танкеры малых морских судов. Новый американский регламент, по оценке технического директора компании «Интертанко» Дрэгоса Рота, бессилен каким-либо образом ограничить свободу прогулочных лодок, которых только в США зарегистрировано 13 млн.

Ряд экспертов полагает, что сейчас, как никогда в прежней истории, на мировом нефтяном рынке наблюдается одновременное действие сразу нескольких неблагоприятных факторов. Поэтому грузоотправители могут оказаться вынужденными использовать менее выгодные малотоннажные суда или продолжать пользоваться однокорпусными танкерами дольше, чем планировалось. Одобренное США и Евросоюзом соглашение об ускоренном выводе из эксплуатации последней категории судов и замещению их танкерами, внешний борт которых отделен от борта внутреннего нефтехранилища пространством не менее 180 см., может оказаться невыполнимым. Судовладельцы и грузовые операторы стремятся выполнить эти соглашения к установленному сроку и спешат разрезать однокорпусные суда по мере спуска на воду их двухкорпусных аналогов, однако не менее трети наиболее необходимого для перевозчиков крупнотоннажного нефтеналивного флота состоит из однокорпусных судов. Под угрозой нарастающей напряженности на рынке нефти операторы постараются продлить им срок эксплуатации. Учитывая эти неоднозначные тенденции, в дек. 2003г. расположенная в Лондоне Международная морская организация приняла решение о том, что к 2010г. все однокорпусные суда должны быть демонтированы и заменены двухкорпусными. «Нью-Йорк таймс», 9.06.2004г.

Турция Обзор прессы НЕФТЬ И ГАЗ ИЗ СНГ

— Вновь обсуждался вопрос о намерении Турции реэкспортировать природный газ в Европу. Греческая государственная газовая компания DEPA ведет переговоры о реэкспорте газа, который будет поступать из Азербайджана через Турцию. Вместе с тем, существует мнение, что перепродажа в Европу газа, импортируемого Турцией, может оказаться весьма проблематичной. По мне-

нию профессора турецкого университета Бильги Гарета Винроу, на европейском газовом рынке существует жесточайшая конкуренция, в частности, активным соперником является Россия, которая поставляет европейским покупателям в соответствии с долгосрочными контрактами больше газа, чем собирается реэкспортировать туда Турция. По мнению Винроу, Турции выгоднее поставлять в Европу не азербайджанский, а российский газ. Представители Государственной нефтяной компании Азербайджана утверждают, что цена на российский газ, в случае его поставок через территорию Турции, увеличится, и он перестанет быть конкурентоспособным. К тому же России не имеет смысла «идти в обход», когда она может поставлять свой газ в Европу напрямик, минуя Турцию, для чего существуют действующие трубопроводы.

— В июне в Анкаре прошли переговоры между представителями компаний «Газпром» и «Боташ». Прокачка газа в рамках проекта «Голубой поток» приостановлена с марта 2003г. однако, и на этот раз сторонам не удалось прийти к соглашению. Турецкая газета *Finansal Forum*, ссылаясь на Межправсоглашение, подписанное между СССР и Турцией в 1987г. и предусматривающее поставки газа в обмен на товары и услуги, сообщает, что прекращение в 1994г. действия механизма «газ в обмен на товары и услуги» привело к резкому росту дефицита внешней торговли Турции, и «вклад» России в дефицит внешней торговли Турции составил 5 млрд.долл.

— Интересным можно назвать и сообщение газеты *Milliyet* от 1 июля 2003г. По информации полученной корреспондентами газеты из источников, близким к президенту России В.Путину, в случае если «Газпром» проиграет турецкой стороне судебный иск (он подан российской компанией в международный арбитражный суд в июне 2003г.), Россия введет пошлину в 35% в отношении кожаной и текстильной продукции, импортируемой из Стамбульского района Лалели. Также будут пересмотрены контракты турецких подрядных компаний на территории России, и новые контракты не будут передаваться турецкой стороне; сеть супермаркетов «Рамстор», открытых турецкими компаниями Кос и Елка, будет продана с аукциона. А в переговорном процессе по вопросу присоединения Турции к ЕС Россия даст следующую характеристику Турции: «ненадежная и не выполняющая контрактных обязательств страна». Т.е. фактически *Milliyet* обвиняет Россию в шантаже.

— В июне 2003г. появились сообщения о том, что российская сторона предложила использовать мощности газопровода «Голубой поток» для доставки в Турцию азербайджанского газа. По мнению представителей российской стороны, подключение к «Голубому потоку» позволило бы Азербайджану отказаться от строительства собственных трубопроводов и сэкономить 300 млн.долл. Глава Государственной нефтяной компании Азербайджана, ведущей подготовку к началу строительства собственного газопровода Баку-Тбилиси-Эрзурум, Натик Алиев отверг данное предложение. Строительство газопровода Баку-Тбилиси-Эрзурум мощностью 15-20 млрд.куб.м. в год планируется начать в 2004г., а начать поставки газа в 2006г.

— Министр энергетики и природных ресурсов Хильми Гюлер заявил, что необходимо уменьшить зависимость Турции от зарубежных энергоресурсов

с целью предоставления турецким промпредприятиям более дешевой электроэнергии. Турция зависит от внешних энергоресурсов на 66%, однако, уже в ближайшие годы этот показатель увеличится до 80%. По мнению министра, необходимо активизировать процесс разведывания полезных ископаемых на территории Турции, исследовать возможности выработки ветряной, солнечной и гидроэнергии.

— В центре внимания СМИ продолжают оставаться и международные энергетические проекты. Общественность с интересом следит за реализацией транснационального проекта Баку-Тбилиси-Джейхан. Первые трубы для нефтепровода Баку-Тбилиси-Джейхан, произведенные в Германии, были доставлены в середине фев. в турецкий порт Искендерун. В ходе реализации данного проекта за аренду площадей порта Искендерун будет выплачено 3,5 млн.долл. Суммарные расходы на строительство турецкого участка нефтепровода составят 1,4 млрд.долл., в то время, как на строительство азербайджанского и грузинского участков будет затрачено по 600 млн.долл. Еще 200 млн. составят расходы на общее управление проектом.

В СМИ появились сообщения о том, что проект нефтепровода Баку-Тбилиси-Джейхан может не оказаться таким инвестиционно привлекательным и безопасным, как предполагалось изначально. Согласно последним сообщениям правительств Грузии и Азербайджана, угроза стабильности проекта исходит из соседней Армении. Несмотря на то, что для обеспечения безопасности энергетических проектов, осуществляющихся на территории Азербайджана, создано спецподразделение, полной уверенности в безопасности нет, т.к. сохраняется напряженность между Азербайджаном и Арменией в вопросе принадлежности Нагорного Карабаха. Представители министерства обороны Азербайджана в поисках решения проблемы обратились за советом к послу Великобритании Эндрю Тикеру. С целью получения поддержки по некоторым вопросам, связанным с реализацией проекта Баку-Тбилиси-Джейхан, президент Азербайджана Гейдар Алиев провел ряд переговоров с министром торговли США Дональдом Эвансом, в ходе которых Эванс отметил, что США намерены продолжать сотрудничество с Азербайджаном в сфере энергетики.

По-прежнему велик интерес к проекту Баку-Тбилиси-Джейхан и у Казахстана. В марте предполагается провести ряд переговоров по вопросам участия в проекте этой Среднеазиатской республики. Казахстан планирует экспортировать в рамках данного проекта до 20 млн.т. нефти. На первом этапе казахская нефть будет транспортироваться в Баку танкерами.

— Не менее актуальными являются и вопросы реализации другого крупного международного проекта — транспортировки азербайджанского природного газа с месторождения «Шах-Дениз». В конце фев. консорциум по разработке месторождения «Шах-Дениз» утвердил смету первой стадии проекта. Согласно межправсоглашению, строительство продлится в 2004-06гг. На первом этапе по газопроводу Баку-Тбилиси-Эрзурум будет перекачиваться ежегодно 2 млрд.куб.м. газа, а с 2008г. — до 6,6 млрд.куб.м. Газ с месторождения «Шах-Дениз» планируется использовать и для внутренних нужд Турции, но основная часть топлива будет транспортироваться в европейские страны.

— Важным событием в сфере энергетики стало подписание в середине фев. турецко-греческого соглашения о строительстве газопровода из Турции в Грецию протяженностью 285 км. (200 км. пройдет по территории Турции и 85 км. — по территории Греции). Стоимость проекта — 250 млн. евро. Газопровод вступит в строй в конце 2005г. и ежегодно по нему в Грецию и другие европейские страны будет поступать 3,5 млрд.куб.м. газа из Каспийского региона. Проект строительства уже разработан греческой компанией Дера и турецкой — Botas.

Согласно заявлению гендиректора турецкой трубопроводной компании «Боташ» Гекхана Бильдаджи, после испытаний, продолжавшихся 2 мес., в середине фев. проект «Голубой поток» был введен в эксплуатацию.

В рамках операции «Белая энергетика» продолжается судебный процесс в отношении бывших руководителей компании «Боташ», обвиняемых в коррупции в ходе реализации проекта «Голубой поток», которым грозит 1-3г. тюремного заключения. Обвиняемые утверждают, что превышение должностных полномочий места не имело, и они действовали исключительно в рамках своих должностных обязанностей.

— В СМИ широко освещались и различные аспекты российско-турецкого сотрудничества. Так, в фев. состоялся визит в Казань президента крупной турецкой компании «Окан Холдинг» Бекира Окана, в ходе которого были обсуждены возможности развития сотрудничества компании с предприятиями и организациями Татарстана. В программе пребывания Бекира Окана имели место встречи в кабинете министров Республики Татарстан, администрации Казани, а также с руководителями республиканских компаний «Таиф» и «Эдельвейс». Окан Бекир заявил о намерении принять участие в ряде инвестиционных проектов, осуществление которых планируется в Татарстане.

— Вопросы инвестиционного сотрудничества двух стран традиционно находятся в центре внимания СМИ обеих стран. Особый интерес привлекает сеть супермаркетов «Рамстор». В начале марта планируется открытие очередного магазина в рамках данного проекта, на этот раз в Красноярске. С учетом 6 супермаркетов, которые откроются в I кв. 2003г., общее количество магазинов «Рамстор» в России составит 21 магазин. К концу 2003г. в России будет построено еще 11 торговых центров.

— Другой крупнейший инвестиционный проект, реализуемый при участии турецких компаний, — завод по производству стеклотары «Русджам» — также нашел свое отражение в прессе. По сообщению гендиректора ООО «Русджам» Недима Нарлы, было подписано соглашение о предоставлении Международной финансовой корпорацией (IFC) кредита в 10 млн.долл. для финансирования второй линии российского производства стеклотары. Кредит выделяется на 7 лет. Эти средства будут направлены на финансирование установки второй печи, которая позволит «Русджам» производить дополнительно 100 тыс.т. стеклотары в год. С запуском 2 очереди в мае 2003г. суммарная мощность завода составит 200 тыс.т. или 700 млн.ед. продукции. Общая стоимость завода (с учетом новых капиталовложений) составляет 48 млн.долл.

— В июне 2003г. широко освещались в прессе и вопросы российско-турецкого регионального сотрудничества. Официальные представители и бизнесмены таких российских регионов, как Москва, Башкортостан, Ростовская обл., Краснодарский край нанесли ряд визитов в Турцию. Был обсужден широкий спектр вопросов, включая сотрудничество в области строительства, инвестиций. Общей темой всех переговоров можно назвать проблемы двусторонней торговли; представители российских регионов подчеркнули необходимость приведения торговли в более цивилизованные формы, для чего планируется создавать специальные торговые центры.

— Важным событием в области двустороннего инвестиционно-подрядного сотрудничества стало открытие в Москве очередного супермаркета «Рамстор». Общая площадь супермаркета составляет 1000 кв.м., из которых 650 кв.м. отведено под торговую площадь. Компания «Раменка» располагает 20 магазинами торговой сети «Рамстор» (5 гипермаркетов и 5 супермаркетов). В 1997-2002гг. ООО «Раменка» вложило 204,2 млн.долл. в развитие сети своих магазинов в России. Оборот компании в России в 2002г. составил 300 млн.долл., а в 2003г. ожидается его увеличения на 30%. По прогнозам, к 2007г. оборот компании составит 930 млн.долл.

Турецкая компания «Энка», являющаяся одним из учредителей компании «Раменка», расширяет свои возможности в России. В июне «Энка» подписала контракт на участие в энергетическом проекте на Сахалине. Стоимость контракта — 260 млн.долл. Компания «Энка» будет участвовать в строительстве и монтаже завода по переработке нефти и газа. «Энка» подписала контракт со шведской группой «Икеа» стоимостью 43,8 млн.долл. на строительство в Санкт-Петербурге и Казани магазинов «Икеа».

— Компания «Шишеджам» планирует открыть очередной завод в России. На этот раз это будет завод по производству посуды «Пашабахче». Товары с маркой «Пашабахче» экспортируются в 118 стран. По мнению экспертов компании «Шишеджам», для укрепления позиций на российском рынке необходимо открыть производство непосредственно в России, т.к. это значительно выгодней, чем экспортировать в Россию турецкую продукцию.

Крупнейшая турецкая компания по производству бытовой техники «Арчелик» планирует построить в России завод, который на первом этапе будет выпускать стиральные машины; впоследствии на этом заводе будут производить холодильники и кухонные плиты.

Украина

Нефтегазпром

По сообщению пресс-службы ОАО «Укрнаф-та», эта компания увеличила в I пол. 2004г. в добычу нефти с конденсатом на 101,7 тыс.т. (на 7%) до 1506,9 тыс.т. (в I пол. 2003г. — 1405,2 тыс.т.). В I пол. 2004г. возросла добыча газа на 90,4 млн. куб.м. (6%) до 1673,0 млн. куб.м. (в I пол. 2003г. — 1582,6 млн. куб.м.); увеличилось производство сжиженного газа на 6,42 тыс.т. (9%) до 77,78 тыс.т. (в I пол. 2003г. — 71,36 тыс.т.), введено в эксплуатацию 30 новых буровых скважин (22 нефтяные и 8 газовых), (в I пол. 2003г. — 26); уве-

личилось производство стабильного бензина на 21,59 тыс.т. (26%) до 104,79 тыс.т. (в I пол. 2003г. — 83,2 тыс.т.).

АО «Укрнафта» является крупнейшей нефтегазодобывающей компании Украины. ОАО «Укрнафта» обеспечивает добычу 93% нефти, 40% газового конденсата и 18% газа от общей добычи этих углеводородов. 50%+1 акция ОАО «Укрнафта» принадлежит НАК «Нефтегаз Украины». 40% акций владеют структуры ПриватБанка. В 2003г. «Укрнафта» увеличилась по сравнению с 2002г. добычу нефти с газовым конденсатом на 2,97% до 2895,4 тыс.т. Чистая прибыль «Укрнафты» выросла в 2003г. в 2 раза до 892 млн.грн. (в 2002г. — 446,014 млн.грн.), доход возрос на 1056,5 млн.грн. и составил 3 916,6 млн.грн.

Как следует из данных информагентств, полученных в министерстве топлива и энергетики Украины, в июне 2004г.: добыча нефти и газового конденсата увеличилась на 4,7% по сравнению с июнем 2003г. и достигла 346,3 тыс.т. Основная нефтедобывающая компания «Укрнефть» увеличила добычу нефти и конденсата на 6,6% по сравнению с июнем 2003г. до 252 тыс.т.

Компания «Укргаздобыча» сократила добычу нефти и газового конденсата в июне на 11% по сравнению с июнем 2003г. до 62,5 тыс.т. Добыча нефти и газового конденсата компанией «Черноморнефтегаз» также сократилась на 13,8% по сравнению с июнем 2003г. до 5,6 тыс.т. Др. предприятия увеличили добычу нефти и конденсата на 49,2% по сравнению с июнем 2003г. до 26,2 тыс.т.

В янв.-июне добыча нефти и конденсата увеличилась на 7,6% по сравнению с соответствующим периодом пред.г. до 2 090,9 тыс.т. Как сообщило агентство, в мае добыча нефти и газового конденсата увеличилась на 5,8% по сравнению с маем 2003г. до 358,7 тыс.т. В 2003г. добыча нефти и конденсата увеличилась на 6,1% по сравнению с 2002г. до 3 975,1 тыс.т.

Добыча нефти и газового конденсата в Украине, тыс.т.

	VI 2004г.		I-VI 2004г.		I-VI 2003г.	
	VI 2004г.	VI 2004г. в% к VI 2003г.	I-VI 2004г.	I-VI 2004г. в% к I-VI 2003г.	I-VI 2003г.	I-VI 2003г.
Всего	346,3	104,7	2090,9	107,6	2090,9	107,6
«Нефтегаз Украины», в т.ч.:	320,1	102,2	1938,1	104,8	1938,1	104,8
— «Укрнефть»	252,0	106,6	1506,9	107,2	1506,9	107,2
— «Укргаздобыча»	62,5	89,0	391,6	98,3	391,6	98,3
— «Черноморнефтегаз»	5,6	86,2	39,6	86,5	39,6	86,5
Др. предприятия:	26,2	149,2	152,8	163,5	152,8	163,5
— «Надра Украины»	13,2	713,3	71,9	685,9	71,9	685,9
— СП «Полтавская газонефтяная компания»	5,8	70,2	39,3	93,7	39,3	93,7
— СП «Каштан Петролеум»	2,0	89,0	13,3	101,0	13,3	101,0
— «Марьинское»	2,0	446,3	8,8	284,6	8,8	284,6
— СП «Бориславская нефтяная компания»	1,7	94,4	10,0	92,0	10,0	92,0
— СП «Укркарпатойл»	0,9	104,7	5,9	107,2	5,9	107,2
— фирма «Пласт»	0,3	51,7	2,2	53,3	2,2	53,3
— «Днепрогазресурс»	0,1	90,9	0,7	72,6	0,7	72,6
— «Дельта»	0,03	127,3	0,2	523,3	0,2	523,3
— «Богородчанынефтегаз»	0,03	-	0,1	49,3	0,1	49,3
— «Оберон-Уголь»	0,01	66,7	0,03	60,9	0,03	60,9
— «Рожнятивнефть»	0,0	-	0,4	51,6	0,4	51,6
— «Укрнефтегазтехнология»	0,0	-	0,0	-	0,0	-
— «Инвестор Атика»	0,0	-	0,0	-	0,0	-

Поставка нефти на украинские нефтеперерабатывающие заводы увеличилась на 5,3% по сравнению с маем и достигла 1 891,8 тыс.т. При этом поставка украинской нефти в июне сократилась на

7,3% по сравнению с маем до 197,9 тыс.т. Поставка российской нефти в Украину в июне увеличилась на 7,4% по сравнению с маем до 1 630,9 тыс.т., нефть из России получали все украинские НПЗ.

Поставка казахской нефти на НПЗ в июне сократилась на 3,1% до 62,9 тыс.т. Казахскую нефть в июне получал только Лисичанский НПЗ. По сравнению с июнем 2003г. поставка нефти на НПЗ в июне 2004г. сократилась на 15,7%. В янв.-июне поставка нефти на украинские нефтеперерабатывающие заводы увеличилась на 0,1% по сравнению с аналогичным периодом пред.г. до 11 987,5 тыс.т.

В июне украинские предприятия увеличили переработку нефти на 48,9% по сравнению с маем до 1 820,4 тыс.т. Отмечается, что в мае поставка нефти на НПЗ сократилась на 1,1% по сравнению с апр. до 1 796,3 тыс.т. В 2003г. поставка нефти на украинские нефтеперерабатывающие заводы увеличилась на 15,8% по сравнению с 2002г. до 24 619,6 тыс.т.

Переработка нефти украинскими заводами увеличилась на 48,9% по сравнению с маем и достигла 1 820,4 тыс.т. В июне увеличили переработку нефти два завода: «Нефтехимик Прикарпатья» (Надвирна, Ивано-Франковская обл.) — на 51,9% до 201 тыс.т. и Херсонский НПЗ — на 112,3% до 169,4 тыс.т.

Поставка нефти на НПЗ, тыс.т.

	VI 2004г.		I-VI 2004г.		I-VI 2003г.	
	VI 2004г.	VI 2004г. в% к V 2004г.	I-VI 2004г.	I-VI 2004г. в% к I-VI 2003г.	I-VI 2003г.	I-VI 2003г.
Всего	1891,8	105,3	11987,5	100,1	11987,5	100,1
— украинская	197,9	92,7	1112,8	109,9	1112,8	109,9
— российская	1630,9	107,4	10456,4	104,9	10456,4	104,9
— казахская	62,9	96,9	418,3	42,2	418,3	42,2
Использованные мощности	-	-	40,3	105,0	40,3	105,0
Простои	1	-	138	-	138	-
Лисичанский НПЗ	419,3	228,0	2901,0	87,9	2901,0	87,9
«Укртатнафта» (Кременчуг)	427,4	67,5	3467,3	104,1	3467,3	104,1
Херсонский НПЗ	347,9	117,4	1758,5	105,0	1758,5	105,0
Одесский НПЗ	296,9	96,8	1769,6	89,6	1769,6	89,6
«Галичина» (Дрогобыч)	193,8	83,9	1206,1	113,3	1206,1	113,3
«Нефтехимик Прикарпатья»	206,5	142,1	884,9	140,7	884,9	140,7

В июне сократили переработку нефти: «Укртатнафта» (Кременчуг, Полтавская обл.) — на 16,6% до 483,5 тыс.т., Одесский НПЗ — на 1,7% до 216,3 тыс.т. и НПЗ «Галичина» (Дрогобыч, Львовская обл.) — на 2,3% до 205,8 тыс.т.

Лисичанский НПЗ («ЛиНОС») 31 мая был запущен и 3 июня вышел на плановый режим работы. В июне Лисичанским НПЗ было переработано 544,4 тыс.т. нефти. По сравнению с июнем 2003г. в июне 2004 НПЗ увеличили переработку нефти на 1,1%.

В янв.-июне украинские заводы увеличили переработку нефти на 4,9% по сравнению с аналогичным периодом пред.г. до 10 282,3 тыс.т. Как сообщило агентство, в мае украинские заводы сократили переработку нефти на 30,1% по сравнению с апр. до 1 222,2 тыс.т. В 2003г. украинские заводы увеличили переработку нефти на 9,1% по сравнению с 2002г. до 21 189,3 тыс.т.

Переработка нефти и производство нефтепродуктов, тыс.т.

	VI 2004г.		I-VI 2004г.		I-VI 2003г.	
	VI 2004г.	VI 2004г. в% к V 2004г.	I-VI 2004г.	I-VI 2004г. в% к I-VI 2003г.	I-VI 2003г.	I-VI 2003г.
Всего	1820,4	148,9	10282,3	104,9	10282,3	104,9
Лисичанский НПЗ	544,4	-	2944,6	113,8	2944,6	113,8
«Укртатнафта», Кременчуг	483,5	83,4	3538,0	106,0	3538,0	106,0
Одесский НПЗ	216,3	98,3	1128,2	90,5	1128,2	90,5
Бензин, тыс.т.						
Всего	357,8	147,7	2257,2	107,7	2257,2	107,7
Лисичанский НПЗ	125,6	2093,3	837,3	113,3	837,3	113,3
«Укртатнафта», Кременчуг	106,1	86,8	803,8	107,7	803,8	107,7

НПЗ «Галичина», Дрогобыч	41,4	94,1	236,6	116,5
Дизтопливо, тыс.т.				
Всего	498,4	128,7	2931,6	106,6
«Укратнафта», Кременчуг	133,8	76,4	1043,0	107,2
Лисичанский НПЗ	123,6	936,4	737,1	113,8
«Нефтехимик Прикарпатья»	71,1	145,4	308,0	155,9
Топочный мазут, тыс.т.				
Всего	634,8	142,9	3697,8	99,5
«Укратнафта», Кременчуг	150,5	86,6	1126,2	106,6
Лисичанский НПЗ	150,4	50133,3	895,5	110,2
Херсонский НПЗ	87,7	215,5	301,5	58,0

Как сообщает пресс-служба «Укртранснефти», Госкомпания «Укртранснефть» и польский нефте-транспортный монополист PERN Przuazn подписали в Варшаве договор о создании совместного предприятия «Международное трубопроводное предприятие «Сарматия» для достройки нефтепровода «Одесса-Броды» до Плоцка.

В ходе украинско-польских переговоров польская сторона предложила организовать многостороннюю встречу представителей ведущих нефтяных и нефтетранспортных компаний Польши, Украины, России, Казахстана, Азербайджана, Европейского Союза и США для проведения консультаций по привлечению инвестиций в строительство нефтепровода, а также для обсуждения перспектив развития нового маршрута транспортирования каспийской нефти в Европу.

СП «Сарматия», которое займется поиском инвесторов и достройкой участка нефтепровода «Броды-Плоцк» (490 км.), по которому нефть будет транспортироваться из нефтепровода «Одесса-Броды» в Польшу и др. европейские страны, планируется зарегистрировать в Варшаве. Уставной фонд предприятия составит 0,6 млн.долл. (2 млн. злотых).

Премьер-министр Украины Виктор Янукович, неоднократно отмечал, что транспортировка легкой каспийской нефти возможна только после строительства участка «Броды-Плоцк». В авг. 2003г. «Укртранснефть» и PERN Przuazn объявили о намерении создать СП для строительства этого нефтепровода.

В конце мая 2003г. Украина, Польша и ЕС подписали декларацию, которой поддержали проект транзита каспийской нефти по «Одесса-Броды» и его достройки до Плоцка, откуда нефть по уже существующему нефтепроводу может попасть в Гданьск. «Укртранснефть» закончила строительство «Одесса-Броды» (нефетерминал «Южный»-Одесса-Броды) мощностью 9 млн.т. в год и длиной 674 км. в конце 2001г.

В июле 2004г. «Коммуникационной группой PRT» проведены исследования с целью прогнозирования ситуации на нефтяном рынке Украины, которая оценивается как кризисная. Как сообщили информанты Украины, изучив результаты упомянутого анализа, представители нефтяной отрасли Украины затрудняются спрогнозировать развитие ситуации на рынке, но готовы отстаивать свои интересы сообща.

Исследование, участниками которого стали топ-менеджеры 13 компаний — крупных игроков рынка нефтепродуктов Украины, проводилось по принципу параллельного опроса. Цель исследования — изучение кризиса и оценка коммуникаций между участниками рынка в кризисной ситуации.

Называя причины кризиса, возникшего на рынке нефтепродуктов, представители нефтяных компаний отметили рост цен на мировом рынке

как один из наиболее влиятельных факторов (58% опрошенных). В числе менее важных, но все же оказавших влияние на рост цен на бензин, были названы: зависимость Украины от поставок нефти из России и бездейственность правительства (17%). Участники исследования не могут однозначно сказать, могла ли Украина избежать кризиса. Мнения разделились поровну, 43% опрошенных уверены, что возможности избежать кризиса были. Столько же участников исследования уверены в обратном.

Подтверждением тому, что на данный вопрос нет однозначного ответа, служат и высказывания представителей рынка нефтепродуктов о мерах, которые должно предпринимать правительство для избежания повторения ситуации с ценами на бензин. Половина опрошенных (50%) говорит о том, что наиболее эффективным шагом избежания повторного кризиса может стать создание госрезерва нефти и нефтепродуктов. В комментариях добавляют, что такой шаг эффективен, но невозможен. 20% опрошенных уверены, что снизить угрозу возникновения кризиса можно создав гибкую систему налогообложения на нефть и нефтепродукты, а также диверсифицировав поставки нефти на Украину. Участники исследований отмечают, что этому будет способствовать создание вертикально-интегрированной нефтекомпании на базе госактивов в добыче нефти (10%).

Исследование показало, что участники рынка нефтепродуктов идентично оценивают роль госорганов власти в регулировании кризисной ситуации. 74% опрошенных назвали подписание меморандума с нефтяными компаниями по поводу стабилизации цен на нефтепродукты. Среди наиболее эффективных действий госорганов были названы решение о регулировании операций по экспорту нефти и нефтепродуктов из Украины (впоследствии отмененное), проверки налоговой и Антимонопольного комитета на НПЗ и операторов розничного рынка нефтепродуктов (13%). Большинство участников исследований назвали все меры, принимаемые правительством для стабилизации цен на бензин, действенным, но временным решением проблемы (61%). И хотя 13% представителей нефтяной отрасли назвали эти меры единственно возможным решением проблемы, такое же количество опрошенных назвали их формальным и неэффективным инструментом, а также административным, нерыночным регулированием, грубым давлением на рынок.

Исследование кризиса показало, что участники рынка нефтепродуктов понимают, что усугубление кризисной ситуации негативно отразится на всех и поэтому должно подтолкнуть стороны к поиску компромисса. А 13% опрошенных уверены, что при усугублении кризиса правительство зарегистрирует рынок.

Нет однозначного мнения у представителей нефтяной отрасли в прогнозе ситуации на рынке нефтепродуктов. 33% опрошенных уверены, что нефтекомпании будут инициировать рост цен, но правительство этого не допустит, такое же количество участников исследований считает, что цены останутся на прежнем уровне. А 34% уверены, что цены однозначно вырастут.

Из ответов респондентов видно, что на рынке нефтепродуктов высоко развиты коммуникации друг с другом. 87% опрошенных говорят о существовании объединений нефтяных компаний, лоб-

бирующих интересы отрасли. Из них 26% подчеркивают, что данные объединения возникают лишь при необходимости лоббирования определенного вопроса и после исчезновения данной необходимости распадаются, а 13% не участвуют в объединениях. 13% отрицают существование подобных альянсов. Участники исследований находят работу объединений эффективной, хотя по мнению 74% опрошенных ее эффективность колеблется в зависимости от вопроса лоббирования. Понимание необходимости использования антикризисных PR-технологий во время бензинового кризиса продемонстрировали 42% опрошенных компаний. 58% не применяют подобных технологий.

По мнению экспертов PRT большинство компаний, работающих на рынке нефтепродуктов, открыты и готовы публично отстаивать свои корпоративные интересы. Если же кризис касается не одной компании, а отрасли в целом, то участники рынка объединяются для лоббирования своих интересов. И хотя эти объединения временны, их работа эффективна. Разумеется, такую политику ведут далеко не все компании. Но лидеры рынка понимают, что открытость и правильное использование коммуникационных технологий ставит их в выигрышную позицию.

Коммуникационная группа PRT работает на рынке с 2000г. и специализируется в области коммуникационных технологий, в сферах антикризисного PR, защиты и продвижения корпоративных интересов, информподдержки.

Природный газ

Президент Леонид Кучма поручил Кабмину ужесточить контроль за использованием нефтяными и газовыми месторождениями, издав Указ «О мерах по обеспечению соблюдения законодательства в сфере недропользования». По мнению президента Украины, работа Кабмина, правоохранительных органов, госадминистраций Сумской и Полтавской областей и госкомпании «Нефтегаз Украины» по борьбе с правонарушениями в пользовании недрами недостаточна.

Как сообщается информагентствами Украины по этому поводу, президент Украины констатирует, что по итогам проверки законности пользования недрами и хода выполнения его указа «О решении СНБО от 6 июня 2003г. «О неотложных мерах по повышению эффективности недропользования в Украине» в Полтавской и Сумской областях найдены многочисленные нарушения.

Речь идет о несанкционированной промышленной разработке недр, в т.ч. на самовольно занятых участках земли, без получения лицензий, незаконный отбор нефти и газа и их переработка. Л.Кучма обязал Кабмин решить вопрос о пребывании в должности начальника нефтегазового управления «Ахтырканефтегаз» Нестеренко и начальника нефтегазодобывающего управления «Полтаванефтегаз» Шульгача.

МВД Украины должно рассмотреть вопрос о соответствии постам работников управлений министерства в Полтавской и Сумской областях. Для рационального использования недр, законности и соблюдения госинтересов Кучма поручил Кабмину Украины в течение 3 мес. выполнить упомянутый указ о решении СНБО.

Кабмину поручено внести в Верховную Раду проект изменений в Земельный кодекс относи-

тельно порядка предоставления земли для нужд, связанных с использованием недрами, и в закон «О нефти и газе» об определении причин, по которым пользователь не может приступить к пользованию нефтегазоносными недрами, а также установить в натуральных единицах максимальный объем добычи нефти и газа при геологическом изучении недр и исследовательско-промышленной разработке месторождения.

В течение 3 мес. правительство также должно обеспечить бюджетное финансирование в этом году прироста запасов нефти и газа не меньшее, чем в 2003г., а также решить вопрос об увеличении госзаказа на получение прироста нефти и газа для госнужд на 2005г. и полностью его профинансировать.

Кабмин Украины в эти сроки должен изменить порядок госучета месторождений, запасов и проявлений полезных ископаемых, предусмотрев введение учета разведывательных и эксплуатационных нефтяных и газовых скважин, также обеспечить управление Госкомитетом скважин, пользователи которого не установлены, если они находятся на участках нефтегазоносных недр, не привлеченных к использованию, а также решать, как пользоваться такие скважины, если на их территории выданы специальные разрешения на пользование нефтегазоносными недрами.

За 3 мес. правительство должно успеть обеспечить постоянный контроль за соблюдением пользователями условий лицензии и принимать меры, если условия нарушены и усилить борьбу с отбором нефти, газа и газового конденсата и их незаконной переработкой. В 5-месячный срок должны быть проинвентаризированы земли, предоставленные в пользование нефтегазовой отрасли, оформлены соответствующие правоустанавливающие документы и утвержден перечень особо важных объектов отрасли, которые охраняются специализированными охранными подразделениями.

Л.Кучма рекомендует в течение 2 мес. Генпрокуратуре проверить законность отказов в возбуждении уголовных дел по фактам кражи нефти и газа. МВД, Службы безопасности, Государственная налоговая администрация, минобл при участии Генпрокуратуры Украины должны принять меры для выявления фактов нарушения законов, которые регулируют деятельность в нефтегазовой сфере, незаконные хранение, переработку и реализацию нефти и газа. Они также должны взыскать задолженности по уплате налогов и платежей с пользователей недр.

Согласно данному Указу, Совмин Крыма, местные администрации при участии местного самоуправления должны принять меры по борьбе с незаконным использованием земель для добычи нефти и газа. Контроль за выполнением указа Кучма возложил на председателя Координационного комитета по борьбе с коррупцией и организованной преступностью Татьяну Корнякову. В конце июня Кучма пообещал кадровые изменения из-за плохого выполнения безотлагательных мер для эффективности использования недр.

Химпром

Президент Леонид Кучма подписанным им Указом «О мерах по обеспечению развития производства двуокиси титана и повышения эффективности использования производственных мощностей предприятий по добыче ильменитовой

руды» поручил Кабмину Украины обеспечить создание целостной титановой компании на базе госкомпании «Титан» (Армянск, Крым), Вольногорского горно-металлургического комбината и Иршанского горно-обогатительного комбината.

Л.Кучма поручил правительству обеспечить в течение 2 недель передачу министерству промышленности и торговли Украины Фонду госимущества 100% акций «Титана». В течение 1 мес. правительство должно обеспечить изъятие из госкомпании «Украинские полиметаллы» Вольногорского ГМК, Иршанского ГОКа и др. активов, связанных с добычей ильменитовой руды, и передачу их Фонду госимущества Украины (ФГИ).

В течение 1 мес. ФГИ должен принять меры по привлечению инвестора на «Титан», создать новую компанию на базе «Титана», в которую были бы переданы его мощности, требующие модернизации и реконструкции; доля инвестора в новой компании не должна превышать 50%. Новая компания, созданная на базе «Титана», должна в течение 2 мес. получить в аренду Вольногорский ГМК, Иршанский ГОК и др. активы по добыче ильменитовой руды, изъятые из «Украинских полиметаллов». В двухмесячный срок Кабмин должен отчитаться перед президентом о предпринятых мерах.

В июне Кабмин решил изъять из «Украинских полиметаллов» активы, относящиеся к ювелирно-алмазному и золотодобывающему комплексу, оставив в компании лишь Иршанский ГОК и Вольногорский ГМК. «Украинские полиметаллы» были созданы Кабмином в 1998г. для реализации госпрограммы «Золото Украины». В янв. 2004г. «Титан» заявил о намерении создать совместное предприятие Occidental Titanium (Англия) с компанией инвестиционно-промышленной группы Peter Hambro Mining, работающей на рынке производства двуокиси титана и сопутствующих продуктов. Иршанский ГОК и Вольногорский ГМК добывают ильменитовую руду и производят концентрат для производства двуокиси титана и металлического титана. «Титан» является крупнейшим производителем двуокиси титана в Украине.

Как сообщает Госкомстат Украины, в мае экспорт двуокиси титана увеличился на 6,1%, или на 0,485 тыс.т. по сравнению с маем 2003г. до 8,471 тыс.т., поступления от экспорта увеличились на 17,7%, или на 1,519 млн. долл. до 10,087 млн. долл.

По сравнению с апр. экспорт двуокиси титана в мае сократился на 7,8%, или на 0,718 тыс.т. В мае основным импортером двуокиси титана осталась Россия — 37,2% от общего объема экспорта.

В янв.-мае экспорт двуокиси титана увеличился на 64,4% по сравнению с соответствующим периодом пред.г. до 45,373 тыс.т. на 52,861 млн.долл. (янв.-май 2003г. — 27,593 тыс.т. на 29,297 млн.долл.). Как сообщало агентство, в апр. экспорт двуокиси титана увеличился на 40,7%, или на 2,658 тыс.т. по сравнению с апр. 2003г. до 9,189 тыс.т. В мае производство двуокиси титана увеличилось на 46,9%, или на 3,18 тыс.т. по сравнению с маем 2003г. до 9,96 тыс.т. В янв.-мае производство двуокиси титана увеличилось на 82,6% по сравнению с янв.-маем пред.г. до 47,88 тыс.т.

В 2003г. экспорт двуокиси титана увеличился на 29% по сравнению с 2002г. до 85,158 тыс.т. на 94,219 млн.долл. (2002г.— 66,024 тыс.т. на 68,715 млн.долл.). В Украине двуокись титана производят заводы «Титан» (Крым) и «Сумыхимпром»

(Сумы). Двуокись титана используется для производства лакокрасочных материалов, бумаги, пластмасс, резины и в строительстве.

Экспорт двуокиси титана в мае 2004г.

	май 2004г.		май 2003г.		апр. 2004г.	
	тыс.т.	млн.долл.	тыс.т.	млн.долл.	тыс.т.	млн.долл.
Всего.....	8,471	10,087	7,986	8,568	9,189	10,816
Россия.....	3,155	3,685	4,510	4,754	3,758	4,375
Германия.....	0,761	0,951	0,320	0,376	0,860	1,053
Китай.....	0,724	0,803	0,360	0,369	0,668	0,739
Турция.....	0,580	0,718	0,400	0,463	0,300	0,368
Беларусь.....	0,539	0,712	0,246	0,280	0,293	0,372

7 июля 2004г. Хозяйственный суд Луганской обл. начал банкротство второго по величине производителя соды на Украине компании «Лисичанская сода» (Лисичанск, Луганская обл.).

Суд начал банкротство по иску кредитора — компании «Торговый дом «Украинский каолин». Сумма задолженности — 68,2 тыс. грн.

2003г. «Лисичанская сода» закончила с чистой прибылью 71,375 млн. грн. Компания специализируется на производстве кальцинированной соды, а также является монополистом по производству пищевой соды. По данным Агентства по развитию инфраструктуры фондового рынка, 30,57% акций «Лисичанской соды» владеет компания Varkedge (Кипр), 17,78% — Melchet Invest (Багамские острова), 13,8% — Ravenscroft Holdings (Британские Виргинские острова). Эти компании аффилированы с Приватбанком.

Обзор прессы ХИМПРОМ

— По данным Госкомстата Украины, в янв. 2004г. экспорт карбамида сократился на 10,3%, или на 35,418 тыс.т. по сравнению с янв. 2003г. до 308,060 тыс.т. Поступления от экспорта в янв. увеличились на 42,7%, или на 14,218 млн.долл. по сравнению с янв. 2003г. до 47,550 млн.долл.

По сравнению с дек. 2003г. экспорт карбамида в янв. 2003г. увеличился на 16,3%, или на 43,213 тыс.т. Основным импортером украинского карбамида в янв. была Турция — 49,7% от общего объема экспорта.

В дек. 2003г. экспорт карбамида сократился на 6,6%, или на 18,646 тыс.т. по сравнению с дек. 2002г. до 264,847 тыс.т. В 2003г. экспорт карбамида увеличился на 5% по сравнению с 2002г. до 3229,744 тыс.т. на 405,333 млн.долл. (2002г.— 3074,966 тыс.т. на 289,495 млн.долл.). В янв. 2004г. индикативная цена на карбамид составляла 152-160 долларов/тонна, в янв. 2003г. — 96-102 долларов/тонна, FOB порт «Южный».

В янв. производство карбамида сократилось на 14,6%, или на 46,59 тыс.т. по сравнению с янв. 2003г. до 271,87 тыс.т. (в физическом весе). В 2003г. производство карбамида увеличилось на 7,3%, или на 235,42 тыс.т. по сравнению с 2002г. до 3464,05 тыс.т.

	Экспорт карбамида					
	янв. 2004г.		дек. 2003г.		янв. 2003г.	
	тыс.	млн. долл.	тыс.	млн. долл.	тыс.	млн. долл.
Всего.....	308,060	47,550	343,478	33,332	264,847	39,774
Турция.....	153,127	23,533	81,510	7,975	65,410	9,893
Колумбия.....	46,466	7,047	0	0	0	0
Бразилия.....	36,910	5,745	117,644	11,504	137,836	20,505
Мексика.....	26,250	4,013	0	0	0	0
Сирия.....	13,500	2,133	0	0	17,668	2,685

— По данным Госкомстата Украины, в янв. 2004г. экспорт кальцинированной соды сократился на 35,8%, или на 9,317 тыс.т. по сравнению с янв. 2003г. до 16,705 тыс.т., поступления от экспорта — на 35%, или 0,862 млн.долл. до 1,602 млн.долл.

По сравнению с дек. 2003г. экспорт кальцинированной соды в янв. 2003г. сократился на 30,5%, или 7,333 тыс.т. В янв. основным импортером украинской кальцинированной соды была Италия, ее доля в общем объеме экспорта составила 39,1%.

В дек. 2003г. экспорт кальцинированной соды сократился на 26,3% по сравнению с дек. 2002г. до 24,038 тыс.т. В 2003г. экспорт кальцинированной соды увеличился на 7,6% по сравнению с 2002г. до 354,112 тыс.т. на 34,081 млн.долл. (2002г.— 329,059 тыс.т. на 32,686 млн.долл.).

В янв. 2003г. производство кальцинированной соды увеличилось на 5,5%, или на 2,9 тыс.т. по сравнению с янв. 2003г. до 56 тыс.т. В 2003г. производство кальцинированной соды сократилось на 3,3%, или на 22,71 тыс.т. по сравнению с 2002г. до 655,69 тыс.т. Единственным производителем экспортной соды марки «А» в Украине является Крымский содовый завод (Красноперекопск, АР Крым).

Экспорт кальцинированной соды

	янв. 2004г.		дек. 2003г.		янв. 2003г.	
	тыс.	млн.	тыс.	млн.	тыс.	млн.
	тонн	долл.	тонн	долл.	тонн	долл.
Всего	16,705	1,602	26,022	2,464	24,038	2,498
Италия	6,533	0,610	8,167	0,737	7,144	0,731
Великобритания.....	3,101	0,282	0	0	0	0
Молдова.....	2,623	0,278	4,297	0,438	2,685	0,279
Россия.....	2,128	0,206	3,022	0,303	4,283	0,478
Беларусь.....	1,146	0,109	2,403	0,227	1,980	0,192

— По сообщению Госкомстата Украины, в янв. 2004г. экспорт двуокиси титана увеличился на 81,7%, или на 3,782 тыс.т. по сравнению с янв. 2003г. до 8,409 тыс.т., поступления от экспорта увеличились на 89,4%, или на 4,534 млн.долл. до 9,605 млн.долл. По сравнению с дек. 2003г. экспорт двуокиси титана в янв. 2003г. сократился на 4,3%, или на 0,380 тыс.т. В янв. основным импортером двуокиси титана осталась Россия — 38,3% от общего объема экспорта.

В дек. 2003г. экспорт двуокиси титана увеличился на 51,8%, или на 3 тыс.т. по сравнению с дек. 2002г. до 8,789 тыс.т. В янв. 2003г. производство двуокиси титана увеличилось на 119,2% по сравнению с янв. 2003г. до 9,47 тыс.т. В 2003г. производство двуокиси титана увеличилось на 21,1%, или на 15,28 тыс.т. по сравнению с 2002г. до 78,79 тыс.т.

В 2003г. экспорт двуокиси титана увеличился на 29% по сравнению с 2002г. до 85,158 тыс.т. на 94,219 млн.долл. (2002г.— 66,024 тыс.т. на 68,715 млн.долл.). В Украине двуокись титана производят заводы «Титан» (АР Крым) и «Сумыхимпром» (Сумы). Двуокись титана используется для производства лакокрасочных материалов, бумаги, пластмасс, резины и в строительстве.

Экспорт двуокиси титана

	янв. 2004г.		дек. 2003г.		янв. 2003г.	
	тыс.	млн.	тыс.	млн.	тыс.	млн.
	тонн	долл.	тонн	долл.	тонн	долл.
Всего	8,409	9,605	4,627	5,071	8,789	9,954
Россия.....	3,221	3,579	1,072	1,028	2,687	2,977
Китай.....	1,344	1,476	0,140	0,157	0,520	0,558
Корея.....	0,635	0,798	0,252	0,293	0,585	0,721

Германия.....0,620.....0,797.....0,160.....0,172.....0,477.....0,602
Нидерланды.....0,460.....0,504.....0,020.....0,020.....0,680.....0,749

— По данным Госкомстата Украины, в янв. 2004г. импорт фармацевтической продукции увеличился на 41,5% по сравнению с янв. 2003г. до 32,758 млн.долл. В янв. импорт фармацевтической продукции сократился по сравнению с дек. 2003г. на 64,9%.

В дек. 2003г. импорт фармацевтической продукции увеличился на 56,4% по сравнению с дек. 2002г. до 93,332 млн.долл. В 2003г. импорт фармацевтической продукции увеличился на 37,6% по сравнению с 2002г. до 587,918 млн.долл. (2002г.— 427,197 млн.долл.).

— По сообщению пресс-службы минздрава Украины (30 марта 2004г.), министерство здравоохранения намерено ужесточить контроль ввоза в Украину импортных лекарственных препаратов и выявление фальсифицированных лекарств. Согласно сообщению, уже начата разработка и обсуждение проекта постановления об обеспечении государственного контроля по ввозу лекарственных препаратов в Украину.

По мнению министра здравоохранения Украины А.Пидаева, в ближайшее время минздрав намерен четко определить процент фальсификатов в стране, расширить сеть лабораторий государственной инспекции, ввести фиксирование таможенных пунктов, через которые импортируются лекарства на территорию Украины. «Украина находится в уникальном положении, потому что локальные производители практически не привлечены в производство поддельных лекарств», — цитирует пресс-служба заключение экспертов Европейской «Бизнес-Ассоциации».

По данным минздрава Украины, в 2003г. Государственной инспекцией было изъято 163 серии некачественных, 33 серии (18 наименований) фальсифицированных и 146 наименований незарегистрированных лекарственных препаратов, при этом 48 из них — отечественного производства, 98 — импортные.

Эксперты предлагают бороться с фальсифицированными лекарствами на основе ужесточения контроля за импортом фальсификата (официально через таможню проходит не более 10% от общего объема подделок на рынке, контрабандой — 90%), производством фальсифицированных лекарств на территории страны, и непосредственной дистрибуцией подделок. Более всего фальсифицированных препаратов обнаружено в Донецкой, Полтавской, Николаевской, Харьковской обл.

Контроль качества готовых лекарственных препаратов отечественного и импортного производства осуществляет Государственная инспекция по контролю качества лекарственных препаратов Минздрава Украины.

НЕФТЬ И НЕФТЕПРОДУКТЫ

— По сообщению пресс-службы минтопэнерго Украины, в 2004г. Министерство прогнозирует увеличение поставок нефти на украинские нефтеперерабатывающие заводы на 6,8% или на 1,68 млн.т. по сравнению с 2003г. до 26,3 млн.т.

По данным пресс-службы, из 26,3 млн.т. 3,3 млн.т. составит нефть украинской добычи, 22 млн.т. — российской и 1 млн.т. — казахстанской.

Минтопэнерго Украины прогнозирует также увеличение переработки нефти на 12,8% или на 2,711 млн.т. по сравнению с 2003г. до 23,9 млн.т.

Из этого количества выпуск бензина составит 5,3 млн.т., дизтоплива — 6,6 млн.т., мазута — 8 млн.т.

Минтопэнерго ожидает в 2004г. экспорт 0,5 млн.т. бензинов, 1,4 млн.т. дизтоплива и 7,2 млн.т. мазута.

В 2003г. поставка нефти на украинские нефтеперерабатывающие заводы увеличилась на 15,8% по сравнению с 2002г. до 24619,6 тыс.т. В 2003г. украинские заводы увеличили переработку нефти на 9,1% по сравнению с 2002г. до 21189,3 тыс.т.;

— Сокращение в 2004г. добычи нефти и конденсата на 1,9%, или на 0,075 млн.т. по сравнению с 2003г. до 3,9 млн.т. По данным пресс-службы, из указанного количества на компанию «Нефтегаз Украины» приходится 3,804 млн.т., что на 0,035 млн.т. больше, чем в 2003г.

По данным минтопэнерго, в 2004г. объем переработки нефти и газового конденсата составит 55,180 млн.т., из которых для Украины будут предназначены 19,18 млн.т., а остальные — транзитные.

В 2003г. добыча нефти и конденсата увеличилась на 6,1% по сравнению с 2002г. до 3975,1 тыс.т.

— По информации минтопэнерго Украины, в фев. 2004г. добыча нефти и газового конденсата увеличилась на 10,5% по сравнению с фев. 2003г. — до 326,3 тыс.т. В янв.-фев. 2003г. добыча нефти и конденсата увеличилась на 10,1% по сравнению с соотв. периодом 2003г. — до 683,1 тыс.т.

В янв. 2003г. добыча нефти и газового конденсата увеличилась на 8,5% по сравнению с янв. 2003г. — до 354,9 тыс.т. В 2003г. добыча нефти и конденсата увеличилась на 6,1% по сравнению с 2002г. — до 3975,1 тыс.т.

Добыча нефти и газового конденсата в Украине, в тыс.т.

	фев. 2004	фев. 04/фев. 03, %	04/03, %*
Всего	326,3	110,5	683,1
«Нефтегаз Украины»	303,6	107,5	634,4
- «Укрнефть»	233,9	109,1	488,4
- «Укргаздобыча»	62,6	104,7	132
- «Черноморнефтегаз»	7,1	84,5	14
Другие предприятия	22,7	176,6	48,7
- «Надра Украины»	10,1	691,7	22,3
- СП «Полтавская газонефт. компания»	6,6	164,6	13,6
- СП «Каштан Петролеум»	2,2	115,1	4,7
- СП «Бориславская нефт. компания»	1,5	86,6	3,2
- СП «Укркарпатоил»	1	104,4	1,9
- «Марьинское»	0,8	147,5	1,6
- фирма «Пласт»	0,3	46,4	0,8
- «Днепрогазресурс»	0,1	67,9	0,2
- «Рожнятивнефть»	0,1	104,5	0,3
- «Дельта»	0,03	125	0,05
- «Богородчаньнефтегаз»	0,02	19,3	0,03
- «Оберон-Уголь»	0,01	71,9	0,01
- «Укрнефтегазтехнология»	0	-	0
- «Инвестор Атика»	0	-	0

* янв.-фев.

— По сообщению минтопэнерго Украины, в фев. 2004г. поставка нефти на украинские нефтеперерабатывающие заводы сократилась на 5% по сравнению с янв. — до 2060,6 тыс.т. Поставка украинской нефти в фев. увеличилась на 10,1% по сравнению с янв. — до 176,9 тыс.т.

Поставка российской нефти в Украину в фев. сократилась на 4,1% по сравнению с янв. — до 1821,3 тыс.т., нефть из России получали все украинские НПЗ, кроме «Нефтехимик Прикарпатья». Поставка казахской нефти на НПЗ в фев. также

сократилась на 41,8% — до 62,4 тыс.т. Казахскую нефть в фев. получал только НПЗ «Урталнефть» (Кременчуг). По сравнению с фев. 2003г. поставка нефти на НПЗ в фев. 2004г. сократилась на 0,6%.

В фев. украинские предприятия сократили переработку нефти на 7,4% по сравнению с янв. до 1 677,4 тыс.т. В янв. 2003г. поставка нефти на НПЗ сократилась на 0,4% по сравнению с дек. 2003г. — до 2168,1 тыс.т. В 2003г. поставка нефти на украинские нефтеперерабатывающие заводы увеличилась на 15,8% по сравнению с 2002г. — до 24619,6 тыс.т.

Поставка нефти на НПЗ, в тыс.т.

	фев. 2004	к янв. 2004, %	янв.-фев. 2004	к янв.-фев. 2003, %
Всего	2 060,6	95	4 228,7	108,7
- украинская	176,9	110,1	337,6	109,1
- российская	1 821,3	95,9	3 721,5	114,7
- казахская	62,4	58,2	169,7	50,2
Использованные мощности	-	-	41	120,5
Простои	36	-	70	-
«Укртатнафта» (Кременчуг)	663,4	108,3	1 275,8	116,6
Лисичанский НПЗ	600,3	102,7	1 184,5	111,7
Херсонский НПЗ	281,3	102,1	556,9	99,3
Одесский НПЗ	247,6	77,1	568,9	84,5
«Галичина» (Дрогобыч)	173,2	89,2	367,3	111,2
«Нефтехимик Прикарпатья»	94,9	52,6	275,3	160,2

— По данным минтопэнерго Украины, в фев. 2004г. украинские заводы сократили переработку нефти на 7,4% по сравнению с янв. — до 1677,4 тыс.т. По сравнению с фев. 2003г. в фев. 2004г. НПЗ увеличили переработку нефти на 14,7%.

В янв. 2003г. украинские заводы сократили переработку нефти на 5,1% по сравнению с дек. 2003г. — до 1811,3 тыс.т. В 2003г. украинские заводы увеличили переработку нефти на 9,1% по сравнению с 2002г. — до 21189,3 тыс.т.

Переработка нефти и производство нефтепродуктов, в тыс.т.

	фев. 2004	к янв. 2004, %	янв.-фев. 2004	к янв.-фев. 2003, %
Всего	1 677,4	92,6	3 488,8	120,5
«Укртатнафта», Кременчуг	629,9	92,8	1 308,5	120,1
Лисичанский НПЗ	624	106,1	1 212,2	152
«Галичина», Дрогобыч	175,4	91	368,1	105,8

Бензин

Всего	387,8	88,2	827,4	133,1
Лисичанский НПЗ	180,4	102,9	355,8	164,6
«Укртатнафта», Кременчуг	140,7	86,9	302,7	123,9
НПЗ «Галичина», Дрогобыч	35,7	97,5	72,3	85,6

Дизельное топливо

Всего	439,6	83,7	965	125,7
«Укртатнафта», Кременчуг	174,4	82	387,2	129,3
Лисичанский НПЗ	148,9	106,2	289,1	150,1
НПЗ «Галичина», Дрогобыч	48,8	82,6	107,9	106,2

Топочный мазут

Всего	599,9	89,7	1268,9	114,2
«Укртатнафта», Кременчуг	207,1	92,6	430,7	121,9
Лисичанский НПЗ	201,3	106,2	390,8	152,7
НПЗ «Галичина», Дрогобыч	72,6	96	148,2	100,3

— По информации минтопэнерго Украины, в фев. 2004г. транзит нефти через Украину увеличился на 12,9% по сравнению с янв. — до 2724,7 тыс.т. Приднепровские нефтепроводы увеличили транзит нефти на 29,5% — до 1150,6 тыс.т. Нефтепровод «Дружба» также увеличил транзит на 3,3% — до 1574,1 тыс.т. В янв.-фев. 2004г. транзит нефти через Украину увеличился на 12,9% по сравнению с соотв. периодом 2003г. — до 5137 тыс.т.

В янв. 2003г. транзит нефти сократился по сравнению с дек. на 16,2% — до 2412,4 тыс.т. В 2003г. транзит нефти через Украину увеличился на 21,2% по сравнению с 2002г. — до 33206,7 тыс.т.

Транзит нефти, в тыс.т.

	фев. 2004	янв. 2004	2004г.*	04/03, %*
Всего.....	2 724,7	2 412,4	5 137	104,5
Приднепровские нефтепроводы ...	1 150,6	888,4	2 039	98
Нефтепровод «Дружба».....	1 574,1	1 523,9	3 098	109,4

* янв.-фев.

— По сообщению украинского агентства «Госвнешинформ», Украина увеличила экспорт бензина в янв. 2004г. в 4,8 раза по сравнению с янв. 2003г. — до 67 тыс.т. Дизтоплива экспортировано 159 тыс.т., что в 1,7 раза больше, чем годом ранее. Всего из Украины за янв. 2004г. было поставлено 226 тыс.т. нефтепродуктов.

По данным Госкомстата, производство автомобильного бензина в Украине сократилось за янв. на 10,8% и составило 260 тыс.т., дизтоплива для автомобильного и ж/д транспорта — увеличилось на 34,2% — до 544 тыс.т.

В 2003г. Украина сократила экспорт нефтепродуктов на 9,6% по сравнению с 2002г. — до 1951 тыс.т., в т.ч. бензина — на 13,5% — до 351 тыс.т. Экспорт дизтоплива увеличился на 16% — до 1600 тыс.т.

— Увеличился импорт бензинов в янв. 2004г. на 29% по сравнению с янв. 2003г. — до 9 тыс.т. Дизтоплива импортировано в Украину 0,3 тыс.т., что в 3 раза больше, чем за янв. 2003г.

Импорт бензинов в Украину сократился за 2003г. в 4,4 раза по сравнению с 2002г. и составил 111 тыс.т., дизельного топлива — в 2,6 раза — до 70 тыс.т.

ПРИРОДНЫЙ ГАЗ

— По сообщению пресс службы минтопэнерго Украины, в 2004г. министерство прогнозирует увеличение добычи газа на 2%, или на 394 млн.куб.м. до 19850 млн.куб.м., по сравнению с 2003г. Доля НАК «Нефтегаз Украины» составляет 18113 млн.куб.м., что на 0,6% или на 104 млн.куб.м. меньше, чем в 2003г.

Транспортировка по территории Украины природного газа составит 127800 млн.куб.м., закачка в подземные хранилища — 14760 млн.куб.м., откачка из подземных хранилищ — 13717 млн.куб.м.

В 2003г. добыча газа увеличилась на 3,5% по сравнению с 2002г. до 19455,5 млн.куб.м.

— По данным минтопэнерго Украины, в фев. 2004г. добыча газа в Украине увеличилась на 4,1% по сравнению с фев. 2003г. — до 1583,3 млн.куб.м. В янв.-фев. 2003г. добыча газа увеличилась на 3,2% по сравнению с 2003г. — до 3290,6 млн.куб.м.

В янв. 2004 добыча газа в Украине увеличилась на 2,3% по сравнению с янв. 2003г. — до 1707,4 млн.куб.м. В 2003г. добыча газа в Украине увеличилась на 3,5% по сравнению с 2002г. — до 19455,5 млн.куб.м.

Добыча газа в Украине, в млн.куб.м.

	фев. 2004	янв. 2004	2004г.*	04/03, %*
Всего	1583,3	104,1	3290,6	103,2
«Нефтегаз Украины»	1484,5	104,1	3081,1	103,2
- «Укргаздобыча»	1134	101,8	2355	101,2
- «Укрнефть»	267,3	109,5	554,9	107,3
->Черноморнефтегаз»	83,2	121,8	171,2	119,6
Другие предприятия	98,8	104,9	209,5	104,5
- «Надра Украины»	36,4	209,2	78,2	214,8
- СП «Полтавская газонефт. комп.»	30,8	159,7	64,2	164,6

- «Марьинское»	6,7	151,2	14,1	147,7
- фирма «Пласт»	6,6	58,4	15,7	63,8
- «Днепрогазресурс»	4,6	91	9,1	86,3
- «Куб-Газ»	4,5	105,2	9,1	100,7
- СП «Дельта»	3,7	100,3	7,8	103,4
- СП «Бориславская нефт. комп.»	2,3	94,2	4,7	91,4
- «Тисагаз»	1,2	138,8	2,3	152
- «Регион»	0,5	82,3	1	75,7
- СП «Укркарпатоил»	0,5	119,5	1,1	103,5
- «Оберон-Уголь»	0,4	77,3	0,9	81
- «Европа нефть и газ Украина»	0,4	71,1	0,8	82,1
- СП «Каштан Петролеум»	0,2	113,2	0,4	109,6
- «Укрнефтегазтехнология»	0	-	0	-
- «Концерн Надра»	0	-	0	-
- «Инвестор Атика»	0	-	0	-

* янв.-фев.

— По данным минтопэнерго Украины, в фев. 2004г. использование газа в Украине сократилось на 3,3% по сравнению с фев. 2003г. — до 8,9 млрд.куб.м. В янв.-фев. 2004г. Украина сократила потребление газа на 3,6% по сравнению с аналог. периодом 2003г. — до 18,7 млрд.куб.м.

В янв. 2004 украинские потребители сократили использование газа на 3,9% по сравнению с янв. 2003г. — до 9,8 млрд.куб.м. В 2003г. Украина увеличила потребление газа на 9,5% по сравнению с 2002г. — до 76,3 млрд.куб.м.

Потребление газа, по данным компании «Укртрансгаз», в млрд.куб.м.

	фев. 2004	фев. 2003	к фев. 2003, %
Потребители	8,9	9,2	96,7
Всего	8,9	9,2	96,7
Население и коммунальные потребители	5,1	5,6	91,1
- в т.ч. тепловые котельные	2,1	2,4	87,5
Энергетический комплекс	0,8	0,9	88,9
- в т.ч. минтопэнерго	0,6	0,7	85,7
Металлургия	0,9	0,9	100
Химическая промышленность	0,7	0,7	100
Другие потребители	0,7	0,5	140
Расходы на транспортировку и добычу газа	0,8	0,7	114,3

— По данным минтопэнерго Украины, в фев. 2004г. импорт газа в Украину увеличился на 9,8% по сравнению с фев. 2003г. — с 5,1 млрд.куб.м. до 5,6 млрд.куб.м. В фев. РАО «Газпром» (Россия) поставила в Украину 2,489 млрд.куб.м. газа, импорт газа из стран Средней Азии составил 3,128 млрд.куб.м.

В янв.-фев. 2004г. импорт газа увеличился на 9,4% по сравнению с соотв. периодом 2003г. — до 11,6 млрд.куб.м. В янв.-фев. «Газпром» поставил 5,4 млрд.куб.м. газа, импорт газа из стран Средней Азии составил 6,2 млрд.куб.м.

В янв. 2003г. импорт газа увеличился на 5,6% по сравнению с янв. 2003г. — с 5,4 млрд.куб.м. до 5,7 млрд.куб.м. В 2003г. импорт газа в Украину увеличился на 7,6% по сравнению с 2002г. — до 60,8 млрд.куб.м. Украинские компании добыли в фев. 2003г. 1,6 млрд.куб.м. газа.

Из хранилищ было взято 2,992 млрд., в т.ч. 2,163 млрд. госкомпаний «Нефтегаз Украины», 0,245 млрд.куб.м. — «Газпрома», 0,076 млрд. — «Черноморнефтегаза» и 0,508 млрд. — других компаний. В фев. украинские потребители использовали 8,9 млрд.куб.м. газа.

Финляндия

Химпром

Химическая промышленность является одной из весомых составляющих частей финской экономики и занимает третье место по значимости

после машиностроения и лесной отрасли. Производство химической продукции в Финляндии остается относительно стабильным на протяжении ряда лет, отражая наличие устойчивого спроса на нее, как на местном рынке, так и в странах, в которые она традиционно экспортируется. Согласно данным Ассоциации предприятий хипрома Финляндии, совокупный объем химического производства в стране в 2003г. увеличился на 1% по сравнению с 2002г. и составил 9,5 млрд.евро. Данный рост во многом был обеспечен благодаря существенному увеличению спроса на изделия из пластмассы, производство которых увеличилось по итогам года на 6%. Общее число занятых в отрасли рабочих и служащих составило к концу 2003г. 36,8 тыс. чел. Эксперты прогнозируют рост объемов производства химпродукции на 2,5% в течение 2004г.

Динамичное развитие финской химической промышленности в течении ряда последних лет, явилось результатом успешного внедрения в производство новейших технологических, научно-исследовательских и опытно-конструкторских разработок (НИОКР), а также эффективного использования инвестиций, суммарный объем которых в отрасль увеличился в 2003г. на 5% по сравнению с 2002г. и составил 860 млн.евро.

Товарную номенклатуру химии и нефтехимии Финляндии составляют: химикаты – 31%, удобрения и пестициды – 14%, красители, лаки и различные покрытия – 5%, изделия из пластмассы – 12%, резинотехнические изделия, косметические, ароматические товары, моющие средства и прочие товары – 38%.

Согласно данным Главного таможенного управления Финляндии, доля экспорта химтоваров в 2003г. составила 10,6% в общем объеме экспорта финской промышленности. Экспорт химтоваров по стоимости в 2003г. возрос на 1% по сравнению с 2002г. Основными рынками сбыта химпродукции Финляндии в 2003г. продолжали оставаться страны-члены ЕС и Восточной Европы, доля которых в общем объеме экспорта отрасли составила 60%. 14% экспорта приходилось на рынки стран Юго-Восточной Азии и Дальнего Востока.

Экспорт финской химпродукции в Россию в 2003г. увеличился на 175 млн.евро по сравнению с 2002г. и составил 665 млн.евро. Доля данного вида продукции в общем объеме финского экспорта в Россию оценивается в 17,9%.

После крупных структурных изменений 2001-02гг., связанных с поглощением финским концерном «Кемира» шведских компаний «Дюнея» и ССК, новый консорциум стал крупнейшим производителем химической продукции в Северной Европе и сосредоточился на выпуске большого спектра товаров, включая различные виды химикатов, минеральные удобрения, лаки, краски, специальные смолы и клеи. Владелец крупного пакета акций (34%) нового объединения является финское государство, которое проводит политику по снижению своей доли во владении акциями компании. В тот же период концерн «Кемира» приобрел скандинавское отделение компании «Аско Нобель» и еще более упрочил свое положение на западноевропейском рынке лакокрасочных изделий, а его дочерняя фирма «Тиккурила» приобрела контрольные пакеты акций шведской фирмы «Алькро-Бекерс» и английской «Бритиш Мей-

сон Коатинг», став крупнейшим в Европе производителем строительно-бытовых и промышленных красок.

В состав концерна «Тиккурила», кроме 4 заводов в Финляндии, входят предприятия в Швеции, Эстонии, Латвии, Польше, Италии, Голландии, Германии, Англии и России, а их суммарный объем продаж по итогам 2003г. составил 439 млн.евро (2002г. – 445 млн.евро).

Суммарный оборот концерна «Кемира» увеличился на 138 млн.евро по итогам 2003г. и составил 2,738 млрд.евро, при этом прибыль компании увеличилась с 45,5 млн.евро в 2002г. до 144 млн.евро в 2003г. Число сотрудников фирмы достигло 10536 чел.

Осенью 2003г. в ЕС было принято важное решение о размещении в Финляндии Европейского агентства хипрома. Это позволит оказывать влияние на развитие данной отрасли и обеспечит создание 400 новых рабочих мест в Финляндии. Вместе с тем, беспокойство финских производителей вызвали планы Комиссии ЕС по введению нового законодательства, регулирующего деятельность в области производства и продажи химической продукции, так называемой «Белой книги». По их оценке, введение этих требований для действующих на территории Финляндии предприятий, потребует дополнительных инвестиций в 20 млрд.евро в течение ближайших 10 лет, что окажет существенное влияние на их конкурентоспособность на мировом рынке.

В нач. 2002г. Ассоциация хипрома Финляндии утвердила основные направления развития отрасли до 2010г., в которых предусмотрено, что ее основной задачей на данный период является создание высокотехнологичных, эффективных и безотходных химических производств. Пути достижения этой цели финские химические компании видят в рациональном использовании ресурсов, вовлекаемых в технологические процессы. Защита окружающей среды и развитие экологически чистых производств остаются приоритетными направлениями деятельности секторов НИОКР финской химической промышленности.

Интенсивность научных исследований, особенно в новых быстроразвивающихся химических компаниях продолжает расти. Долгосрочные перспективы политики Финляндии в области новых технологий строятся на увеличении доли госфинансирования НИОКР. В 2003г. данный показатель был поднят до 3,2% от ВВП. Это решение госорганов нашло отражение в значительных правительственных ассигнованиях, предоставляемых Центру развития технологий Финляндии («Текес») для финансирования НИОКР в химической и связанных с ней отраслях. «Текес» и Академия Финляндии совместно финансируют ряд исследовательских и технологических программ в области химических и биохимических технологий. Расходы концерна «Кемира» на НИОКР в 2002-03гг. оставались на уровне 4% от валовой прибыли компании.

Ближайшие 10 лет основными химическими продуктами выпускаемыми финскими компаниями станут функциональные и универсальные материалы и вещества, диагностические препараты, химикаты для леспрома и специальные компоненты для нефтепереработки, пищевой и фармацевтической отраслей.

Нефтегазпром

В импорте энергоносителей 41,6% составляют нефть и нефтепродукты. В 2003г. общее количество сырой нефти и нефтепродуктов, импортированных в Финляндию, составило 16,45 млн.т.

Импорт в Финляндию сырой нефти по странам происхождения (1000т.)

	1997г.	1998г.	1999г.	2000г.	2001г.	2002г.	2003г.
Россия	3447	4466	4941	5104	5114	6419	7807
Норвегия	2610	3185	2765	2586	1804	1799	1066
Великобритания	1196	754	716	977	1048	171	158
Дания	949	2317	2437	2375	2188	2710	2268
Казахстан	1184	428	321	332	749	656	650
Прочие	90	277	—	230	47	140	71
Итого	9476	11427	11180	11613	10950	11895	12020

Импорт в Финляндию дизтоплива по странам происхождения (1000т.)

	1997г.	1998г.	1999г.	2000г.	2001г.	2002г.	2003г.
Россия	1178	1199	374	1244	1248	1172	1343
США	0	38	58	119	179	151	116
Швеция	—	60	482	211	152	193	241
Прочие	1	0	64	136	278	175	499
Итого	1624	1848	978	1710	1857	1692	2199

Импорт в Финляндию мазута по странам происхождения (1000т.)

	1997г.	1998г.	1999г.	2000г.	2001г.	2002г.	2003г.
Россия	1179	385	0	229	184	175	196
Норвегия	9	30	272	81	8	64	137
Дания	134	182	0	58	129	246	270
Швеция	126	223	346	29	306	241	258
Прочие	31	5	8	2	—	91	121
Итого	1823	1558	951	303	674	817	982

Источник: Статистические материалы Министерства торговли и промышленности Финляндии

В 2003г. из России на рынок Финляндии было поставлено 10 млн.т. сырой нефти и нефтепродуктов, включая бензин. Доля энергоносителей составила 64,6% от объемов всего российского экспорта в Финляндию.

Крупнейшей компанией, осуществляющей переработку сырой нефти, поступающей в Финляндию, является госконцерн «Фортум», имеющий 2 нефтеперерабатывающих завода — в г.Наантали (мощность переработки — 2,5 млн. сырой нефти в год) и в г.Порвоо (мощность — 8,5 млн.т.).

В конце 2003г. правительством было одобрено предложение о разделе концерна в начале 2004г. на 2. «Фортум» будет специализироваться на производстве тепла и электроэнергии, а из него будет выведен сектор занимающейся нефтепереработкой и на его основе создана компания «Фортум Ойл». Годовой оборот «Фортума» составляет 12 млрд.евро, при этом энергетический сектор дает прибыль в 1 млрд.евро при годовом обороте в 4,5 млрд.евро, а нефтяной — 318 млн. при обороте в 7,5 млрд.евро в г. В дек. 2003г. было принято решение о инвестициях 500 млн.евро в течение 2 ближайших лет на реконструкцию НПЗ в Порвоо, с целью увеличения объема производства дизельного топлива на 1 млн.т. в г.

В число ведущих фирм, занимающихся реализацией нефтепродуктов на рынке Финляндии, входят АО «Тебойл» и «Суомен Петрооли» с участием российского капитала. В 2003г. Финляндия экспортировала 5,27 млн.т. нефтепродуктов, в т.ч. 2,75 млн.т. бензина, 2,07 млн.т. дизтоплива, 107 тыс.т. авиационного топлива, 10 тыс.т. мазута и 449 тыс.т. других нефтепродуктов. Экспорт нефтепродуктов в стоимостном выражении в 2003г. возрос по сравнению с 2002г. на 14%. Экспорт нефте-

продуктов осуществлялся, в основном, в европейские и прибалтийские страны. Крупнейшими импортерами нефтепродуктов из Финляндии в 2003г. являлись Швеция и США (55%).

Стабильным источником энергоснабжения Финляндии является природный газ, доля которого в общем потреблении первичных видов энергии страны в последние годы составляет 11%. **Единственным экспортером природного газа в Финляндию является Россия**, поставки из которой полностью покрывают потребности страны в данном виде топлива. В 2003г. его потребление в стране увеличилось на 11%, в Финляндию было поставлено 4,76 млрд.куб.м. газа (2002г. — 4,6 млрд.куб.м.). В ближайшие годы возможно увеличение его потребления еще на 20%, благодаря репрофилированию устаревших угольных станций на использование природного газа и реализации проекта по строительству нового газопровода до г.Турку. В 2004г. будет принято решение о строительстве еще двух газопроводов на территории Финляндии, Пайяри — Валкеала — Западный берег р.Кюмиеки (26 км.) и Луумяки — Валкеала (50 км.), заинтересованность в строительстве которых проявили российские компании «Стройтрансгаз» и «Зангас».

Поставки природного газа на рынок Финляндии с июля 1994г. осуществляет созданное концернами «Газпром» (Россия) и «Фортум» (Финляндия) акционерное общество «Газум». Экспорт природного газа из России в Финляндию осуществляется в соответствии с долгосрочным контрактом, подписанным 12.03.1994г. ВЭП «Газэкспорт», входящим в состав концерна «Газпром», и фирмой «Фортум».

Контрактом, действие которого распространяется до 2014г., предусмотрено увеличение поставок российского газа в Финляндию до 7,7 млрд. куб.м. в 2014г.

После одобрения российским правительством проекта по строительству Северо-Европейского газопровода в Германию по дну Балтийского моря, руководство концерна «Фортум» рассматривает возможность участия в его реализации и изучает экономическую целесообразность проектирования ответвлений в Финляндию и Швецию.

Чили

Нефтегазпром

Добыча природных энергоносителей в стране находится на низком уровне. Чилийские месторождения нефти, расположенные на крайнем юге, оказались исчерпанными еще в 90г., когда в стране происходил бурный рост экономики. В 2002г. было добыто 257442 куб.м. сырой нефти, что покрывает национальные потребности на 5%. Производство натурального газа, который в Чили является попутным и добывается на нефтяных месторождениях, составило 2543 млн. куб.м. (в 2001г. — 2684 млн. куб.м.). Энергетика и промышленность страны работают на газе, поступающем из соседней Аргентины, и зависят от своевременности поставок.

В последние годы продолжается тенденция снижения добычи каменного угля. В 2002г. она составила 452 тыс.т. по сравнению с 578,3 тыс.т. в 2000г. и 1445,9 тыс.т. в 1996г. Специалистами про-

гнозируется падение производства национальных энергоносителей в ближайшие годы, что приведет к усилению зависимости Чили от импорта топливно-энергетических ресурсов.

Госкомпания Енар (Empresa Nacional de Petroleo) является монополистом в области добычи нефти и газа в стране. Компания образована в 1950г. Согласно чилийскому законодательству высшие руководящие посты президента и вице-президента Енар занимают соответственно министр экономики, энергетики и горнорудной промышленности и специально назначаемый чиновник в ранге министра без портфеля.

За счет получаемой прибыли Енар осуществляет крупные инвестиции в развитие и модернизацию производства как внутри страны, так и за границей. С 1981г. национальная компания была преобразована в холдинг, в который входят: Енар Magallanes — нефтедобывающая компания, ведущая работы на территории Чили; Сиреугойл, дочерняя фирма, ведущая поиск и добычу нефти и газа за рубежом; Ретгох, Emalco — специализирующиеся на переработке нефтегазопродуктов; Petro Servicio — занимается хранением и транспортировкой нефтегазопродуктов.

Поскольку собственные запасы нефти и природного газа ежегодно истощаются, Енар принимает активное участие в осуществлении совместных проектов в др. странах: Аргентине, Эквадоре, Венесуэле, Колумбии, Бразилии, а также Египте, Ливии, Йемене, Гвинее-Биссау. В этих случаях создаются смешанные компании.

Поисковые работы за рубежом в течение 3 лет требуют капиталовложений в 6 млн.долл. в год. Однако риски такого рода инвестиций оцениваются как высокие.

Ввиду установившихся высоких мировых цен на сырую нефть в 2003г. доходы Енар достигли рекордного уровня 142 млн.долл. за первые 6 мес. года, на 180% выше, чем за аналогичный период 2002г. По уровню доходов она оказалась на 9 месте среди 600 чилийских компаний, по которым ведется мониторинг.

Енар активный участник фьючерсных рынков основных международных бирж. В результате удачной операции весной 2003г. компания заработала 132 млн.долл., т.к. сумела сыграть на разнице цен и продать ранее купленные контракты по наивысшей цене 39 долл. за баррель.

Природный газ из Аргентины поступает в Чили по 5 газопроводам. В северной части страны это Gas Atacama (пропускная способность 8,5 тыс. куб.м.) и Nor Andino (7,1 тыс. куб.м.). В центральной части — Gas Andes (22 тыс. куб.м.) и Gas Pacifico (9,7 тыс. куб.м.) и на юге страны Bandurria (14 тыс. куб.м.), который поставляет 100% природного газа на предприятие Енар для производства метанола.

Местные специалисты обсуждают вопрос о возможном строительстве газопровода по чилийской территории на тихоокеанском побережье для экспорта боливийского природного газа в США и Мексику. Такой проект был подготовлен международным консорциумом, объединившим компании Repsol YPF, British Gas Bolivia, Panamerican Energy. Он предусматривает прокладку газопровода от месторождения газа до одного из чилийских портов (Икике или Мехильонес), строительство завода по сжижению газа и строительство порто-

вых терминалов для загрузки специальных морских танкеров. Общая сумма капиталовложений в этот проект составит 5 млрд.долл.

Добыча энергоносителей в Чили

	Нефть тыс.куб.м.	Газ млн.куб.м.	Уголь тыс.метр.т.
2000г.	325,85	2702	507,9
2001г.	309,79	2684	578,3
2002г.	257,44	2543	452

Запасы природного газа в Боливии превышают аргентинские и составляют 52 трлн. куб.м. В случае реализации указанного проекта прокладки газопровода по чилийской территории правительство страны рассчитывает не ограничиваться предоставлением услуг по транспортировке боливийского газа покупателям в США и Мексике, а получить часть его для снабжения своих северных регионов и удовлетворения своих растущих энергетических потребностей.

После прошедших президентских выборов в Боливии правительство этой страны так и не приняло окончательного решения о прокладке газопровода по территории Чили или Перу. Активное противодействие «чилийскому» проекту оказывают различные политические партии страны и общественные движения. Весь сент. 2003г. Боливию потрясают забастовки и протесты. Вопрос о строительстве газопровода из экономического проекта стал политической проблемой. В чилийской прессе также нет единодушия: появляются пессимистические оценки, что даже в случае принятия решения боливийской стороной в пользу Чили, Чили не получит доступа к транспортируемому на экспорт газу. Во-первых, между Боливией и Чили не восстановлены дипотношения из-за имеющихся территориальных споров. Во-вторых, подписанное соглашение между международным консорциумом, возглавляемым испанской компанией Repsol YPF, и американским консорциумом Sempra, покупателем боливийского газа, предусматривает только его свободную транспортировку по чилийской территории. Все др. вопросы, связанные с ценами, объемами поставок и распределением прибыли будут решаться с компаниями в Боливии.

Переговоры между всеми заинтересованными сторонами продолжаются. Окончательное решение, которое определит территорию Чили или Перу для строительства газопровода, отложено на неопределенное время.

Чехия

Обзор прессы

НЕФТЕГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ

— Чешский нефтехимхолдинг «Унипетрол» 20 фев. с.г. опубликовал результаты своей деятельности в 2003г. Чистая прибыль холдинга снизилась до 148,4 млн. крон (в 2002г. — 635, 2 млн. крон). Объем продаж увеличился на 14% и составил 68,7 млрд. крон. Торговая маржа холдинга снизилась с 1,6 млрд. крон до 1,4 млрд. крон. Самой высокой прибылью в холдинге в 416 млн. крон добился нефтеперерабатывающий комбинат «Ческа рафинерска», также с прибылью осуществили свою деятельность компании «Каучук» и «Хемопетрол». Компании «Сполана», «Бензина» и «Парамо» понесли убытки.

Результаты деятельности компаний в 2002-03гг., в млн. крон

	Чистая прибыль/убытки		Объем продаж	
	2002г.	2003г.	2002г.	2003г.
«Бензина»	1,2	-272	13400	17500
«Ческа рафинерска».....	-715	416	40500	32800
«Хемопетрол»	15,9	108,6	16589	18025
«Каучук»	343,2	128,7	7211	7505
«Парамо».....	137,5	-142,4	4700	5500
«Сполана».....	-491,4	-2663,1	3700	4700

Правление нефтехимхолдинга «Унипетрол» 3 фев. с.г. приняло решение об увеличении уставного капитала компании «Бензина» на 180 млн. крон (6,8 млн.долл.), который достиг 600,8 млн. крон (22,7 млн.долл.). ЭН, 04,27-29.02.2004г.

— Руководство словацкой фирмы «Словнафт» приняло решение о расширении сети своих бензозаправочных станций в ЧР. В 2004г. она намерена открыть в Чехии 20 новых бензозаправочных станций. Общий объем инвестиций составит 400 млн. крон (12,5 млн. евро). Словацкая фирма «Словнафт» в ЧР уже эксплуатирует 44 бензозаправочных станций, что составляет 2% от общего количества станций в ЧР. В соответствии со стратегической программой развития словацкая фирма «Словнафт» намерена к 2010г. открыть в ЧР 150 бензозаправочных станций, что будет составлять 10% от их количества в ЧР. ЭН, 18.02.2004г.

Швеция Обзор прессы

НЕФТЕГАЗПРОМ И ЭНЕРГЕТИКА

— Рост курса акций Vostok Nafta и Lundin Petroleum в 2003г. более чем на 50% привел к тому, что владения финансиста Адольфа Лундина в этих компаниях оценивались в середине авг. в 2 млрд. шв.кр. Ему лично принадлежат 29,4% в Lundin Petroleum (1 млрд. шв.кр.) и 28% акций Vostok Nafta (900 млн. шв.кр.). Vostok Nafta входит в пятерку самых крупных иностранных владельцев акций «Газпрома» (0,9%) и планирует увеличить эту долю до 1,0%.

— В интервью газете «Дагенс Нюхетер» исполнительный директор государственной энергетической компании Vattenfall Ларс Йосефссон (Lars Josefsson) сообщил, что по его оценкам возросшая цена на электроэнергию в Швеции снизится в следующем году до прежнего уровня и будет оставаться стабильной в течение ближайших 10 лет, кроме того существующих в стране мощностей достаточно для производства необходимого количества электроэнергии и в строительстве новых электростанций нет необходимости.

В качестве основных причин нынешнего повышения цен им называются недостаточные объемы воды в водохранилищах. Негативную роль сыграли решения риксдага о переходе на рыночные методы регулирования цен на электроэнергию и сложная ситуация на скандинавском рынке электричества.

Касаясь вопроса возможности строительства новых атомных станций в стране, министр заявил, что это не оправдано ни политически, ни экономически. По его мнению, необходимо сосредоточиться на повышении эффективности уже существующих АЭС, а также электростанций, использующих биотопливо и возобновляемые источники энергии. Если дело все же дойдет до необходимости осуществления крупных проектов, то инвестиции будут направлены на строительство электростанций на природном газе.

Говоря о перспективах европейской энергетики в целом Ларс Йосефссон отметил, что начиная с 2005г., когда в ЕС вступит в силу закон о квотировании выбросов CO₂ не исключен рост цен на электроэнергию, поскольку владельцы электростанций, работающих на угле или природном газе, будут нести дополнительные расходы в случае превышения ими выделенных квот. Эти проблемы в меньшей степени коснутся Швеции, т.к. основная часть электроэнергии в стране производится на атомных и гидроэлектростанциях. Исполнительный директор компании Vattenfall отметил, что прогнозируемое повышение расходов по производству электроэнергии на станциях, использующих традиционные виды топлив, в перспективе может положительно сказаться на развитии ядерной энергетики.

— Министр промышленности, занятости и коммуникаций Лейф Пагротски заявил, что в Швеции не возможны перебои в электроснабжении подобные тем, которые случились в США. Управление существующей в стране единой электросетью находится в одних руках, а не в разных как в Соединенных Штатах, что позволяет своевременно реагировать на возникающие проблемы. Дополнительным стабилизирующим фактором является наличие общей энергосети североευропейских стран, а также линий подачи электроэнергии из Германии и Польши, что даст возможность в случае необходимости получать ее из этих стран.

— Рост курса акций АВВ с 2003г. составил 80% (49,5 шв.кр. за акцию в конце авг.). Этому способствовали одобрение окружным судом США плана реорганизации Combustion Engineering (дочерней компании АВВ), сообщения Wall Street Journal о скорой продаже подразделения Oil, Gas and Petrochemicals и энергетический кризис на восточном побережье США.

Руководство АВВ планирует продать Oil, Gas and Petrochemicals, а также ряд других активов с целью уменьшить долги концерна до 6,5 млрд.долл. к концу 2003г.

После энергетического кризиса на восточном побережье США АВВ рассчитывает получить ряд крупных заказов. В ближайшие 10 лет на обновление инфраструктуры американских электрических сетей планируется израсходовать 50 млрд. долл. Крупнейшими поставщиками подобного оборудования в США являются АВВ и «Сименс». Продажи подразделения АВВ Power Technologies на американском рынке в 2002г. составили 1,5 млрд.долл.

Япония

Нефтегазпром-2020

В соответствии с прогнозом, рост потребления нефти в Японии на 2000-10гг. будет расти темпами порядка 1% в год и, по данным Агентства по природным ресурсам и энергетике при минэкономике, торговли и промышленности Японии, составит в 2010г. в количественном выражении 280 млн.кл. Что касается 2020г., то, по данным Тихоокеанского центра энергетических исследований объемы потребляемой Японией нефти могут составить 288 млн.кл, в то же время другие прогнозы не исключают, что в связи с переводом мощностей по выработке электроэнергии с нефти на природный газ и уголь эта цифра может уменьшиться к этому периоду до 270 млн.кл в год.

Объемы поставок нефти в Японию из основных стран-экспортеров

	Объем импорта нефти, млн.кл.	Доля в общ., объеме японск. импорта, %
ОАЭ.....	65,11	25,6
Саудовская Аравия.....	54,90	21,6
Иран.....	29,23	11,5
Катар.....	24,55	9,6
Кувейт.....	18,84	7,4
Нейтральная зона.....	13,84	5,4
Индонезия.....	12,25	4,8
Оман.....	11,47	4,5
Китай.....	5,49	2,2
Австралия.....	3,68	1,4
Ирак.....	3,59	1,4
Америка, всего.....	2,52	1
Африка, всего.....	1,78	0,7
Ближний Восток.....	221,8	87,1

Природный газ. На долю природного газа в первичном энергобалансе Японии приходится 13%. Японские потребители в основном используют природный газ, поступающий из-за рубежа в сжиженном виде (СПГ), незначительные объемы (4% от общего потребления) добываются внутри самой Японии (преф. Ниигата, Хоккайдо и др.). Общий объем потребления природного газа в Японии в 2001г. составил 57,7 млн.т. в пересчете на СПГ, в т.ч. было импортировано 55,4 млн.т.

Япония является одним из крупнейших мировых импортеров природного газа (3 место после США и Германии). На ее долю приходится 52% мировой торговли СПГ, объем которой составил в 2001г. 107,18 млн.т., и 72% потребления СПГ в азиатском регионе. Основными поставщиками СПГ в Японию являются: Индонезия (30,2%), Малайзия (20,8%), Австралия (13,8%), Катар (11,7%), Бруней (11%), Объединенные Арабские Эмираты (8,9%) и США (2,3%).

Для приема сжиженного газа в Японии действуют 24 СПГ-терминала. В состав оборудования терминалов входят специализированные установки по регазификации энергоносителя и подачи их в распределительную газопроводную сеть. Общая пропускная способность СПГ-терминалов в Японии составляет 55 млн.т/г, накопительные емкости — 13 млн.т. Основная их часть сосредоточена вокруг крупнейших промышленных мегаполисов: по берегам Токийского (5 терминалов общей пропускной способностью 23 млн.т/г), Осацкого (4 терминала — 11,3 млн.т/г) заливов и залива Исэ (район Нагоя — 6 терминалов 11,8 млн.т/г). В связи с тем, что объем потребления СПГ приблизился к пределу пропускной способности существующих СПГ-терминалов, газовые и электроэнергетические компании ведут строительство новых мощностей.

Перевозка СПГ в Японию осуществляется специальными танкерами-метановозами грузоподъемностью от 75 до 135 тыс.куб.м. Из существующего мирового парка метановозов более половины (58 ед.) используются для осуществления контрактных поставок сжиженного газа в Японию. Причем 18 из них принадлежит японским компаниям. Количество танкеров, работающих на линиях, зависит от законтрактованных объемов СПГ и расстояния (длительности) транспортировки. Дальность (длительность) морской перевозки колеблется от 4,4 тыс.км. (14 суток) из Брунея до 11,9 тыс.км. (33 суток) из ОАЭ. На японских верфях за-

ложены еще 6 танкеров, в т.ч. 2 судна для обслуживания импорта из Катара, 1 — из Омана, 2 — из Малайзии и еще один — из Брунея.

Согласно публикуемым прогнозам, потребность Японии в сжиженном природном газе к 2010г. может составить 60 млн.т., а к 2020г. — 65 млн.т. В случае же активизации «антиядерного лобби» потребность в этом энергоносителе к 2020г. может еще более возрасти и составить 70-80 млн.т. В соответствии с проводимой японским правительством политикой диверсификации структуры первичного энергопотребления доля СПГ в энергобалансе страны должна составить к 2020г. не менее 20-23%.

Химия и нефтехимия

Объем производства японской химической промышленности в 2003г. вырос по сравнению с 2002г. на 1% и составил 22,75 трлн. иен или 181 млрд.долл. По этому показателю Япония по-прежнему занимает второе, после США, место в мире и первое в Азии. В данном секторе экономики насчитывается более пяти тысяч предприятий с числом работающих 364 тыс.чел. Крупнейшими производителями химической продукции являются: «Мицубиси Кэмикл» (16,2 млрд.долл.), «Асахи Касэй» (11,1 млрд.долл.), «Сумитомо Кэмикл» (9,5 млрд.долл.), «Мицуи Кэмиклз» (9,1 млрд.долл.), «Убэ Индастриаз» (4,9 млрд.долл.).

В 2003г. объем экспорта химпродукции составил 38,5 млрд.долл., что на 16,5% выше аналогичного показателя пред.г. 60% экспорта идет в страны Азии, в первую очередь в Китай, Южную Корею и Тайвань. Основу экспорта отрасли составляют: органические соединения, пластики, фармацевтические изделия, краски и красители, неорганические соединения, очищенная нефть и ароматические углеводороды. Объем японского импорта возрос по сравнению с пред.г. на 15% и составил 29,75 млрд.долл. Импорт химпродукции осуществлялся из стран ЕС и США.

В 2003г. несколько возрос объем продаж и прибыли крупнейших химических компаний Японии, что в первую очередь связано с некоторым оживлением экономик США и Китая.

В нефтехимии впервые с 1999г. прекратилось падение производства этилена, объемы которого выросли по сравнению с 2002г. на 2% и составили 7,3 млн.т., достигнув уровня 2001г. Также прекратился спад в производстве многоцелевых товарных изделий, включая полимеры, синтетические волокна, красители и резины. Выработка полиэтилена только в IV кв. 2003г. возросла на 4%. Объем выпуска полипропилена и синтетических волокон стабилизировался на уровне 2002г., и наметилась тенденция к его возрастанию. Это связано с увеличением потребления данного вида продукции КНР и возросшими ценами на нее в Азии.

В Японии осуществляется постепенное снижение импортных тарифов на продукцию нефтехимии, которое будет реализовываться и в 2004г. Это приводит к усилению конкуренции со стороны зарубежных производителей. В этой связи японские ведущие нефтехимические компании в 2002-03гг. произвели значительные инвестиции в переоборудование производственных мощностей по выпуску синтетических смол и другой продукции с целью повышения эффективности производства и снижения производственных издержек.

Для повышения конкурентоспособности на мировом рынке японские химические производители продолжают процесс слияния в более крупные компании. В первые годы нынешнего тысячелетия «Идемицу Петрокемикл» и «Токуяма» создали «Токуяма Полипро» для производства полипропилена, «Ниппон Поликем» и «Ниппон Полиолефинз» объединили усилия на рынке полиэтилена. «Мицуи Кэмикл» и «Сумитомо Кэмикл» планируют слияние компаний в 2004г., что может привести к созданию крупнейшего химического производителя в Японии. В этих же целях химические концерны страны продолжали создавать новые производства в азиатских странах, и прежде всего в КНР.

Ключевая роль в разработке и производстве высокотехнологичной химической продукции в Японии принадлежит нескольким крупным частным компаниям: «Мицубиси Кэмикл», «Мицуи Кэмиклз», «Дэнки Кагаку Коге», «Као», «Мидори Кагаку», «Ниппон Кемикл Индастриал», «Ниссан Кемикл Индастриал», «Тоа Госэй» и «Тосо». Указанные компании планируют в ближайшей перспективе сосредоточить внимание на выпуске химических веществ для электронно-информационной индустрии, биотехнологической отрасли и медицины, делая основной акцент на обеспечении высокого уровня экологической чистоты продукции. Параллельно японские компании продолжают усилия по укреплению своих позиций на мировом рынке традиционных видов крупнотоннажной химпродукции: полимеров, поверхностно активных и агрохимических веществ, в первую очередь, за счет расширения их производства на зарубежных дочерних предприятиях.

Укрепление национальной научно-технологической и производственной базы на ключевых направлениях развития химической промышленности обеспечит условия для укрепления позиций Японии на мировом рынке химпродукции в период до 2010г.

Нефть и газ из РФ-2002

Нефть. Россия традиционно составляет в Японию незначительные объемы нефти и одного из видов мазута (по 260 тыс.кл в 2001 и 2002гг.) В связи с началом добычи нефти на Сахалинском шельфе в рамках проекта «Сахалин-2» начаты поставки сахалинской нефти в Японию пока в незначительных объемах, учитывая сезонную добычу нефти (в 2001г. 0,7 млн.кл). Ожидается последующее увеличение объемов поставляемой нефти в Японию в связи с дальнейшим наращиванием добычи нефти по проекту «Сахалин-2» и началом с 2005г. добычи нефти по проекту «Сахалин-1».

Японская сторона придает важное значение последовательной и успешной реализации проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2», в которых участвуют японская полугосударственная компания «Содеко» (Сахалин-1 — 30% участия) и крупные торговые фирмы «Мицуи» и «Мицубиси» («Сахалин-2» — 25% и 20% участия).

Общий объем инвестиций по проекту «Сахалин-1» составит 15,2 млрд.долл. С начала реализации до конца 2001 г инвестиции в проект составили 640 млн.долл. На заседании Управляющего госоргана (УГО) по проекту «Сахалин-1», состоявшемся в дек. 2002г. была утверждена смета расходов на 2002г. 1,24 млрд.долл. Полномасштабные

инвестиции в разработку и обустройство месторождений должны быть начаты в 2003г. после утверждения проектной документации на строительство объектов.

Согласно плану освоения месторождений, добыча нефти начнется к 2006г. Прогнозный объем добычи нефти в 2007г. может составить порядка 26 млн.т. нефти. Отгрузка нефти и дальнейшая транспортировка ее морским транспортом предполагается из порта Де-Кастри Хабаровского края, куда она будет поступать по нефтепроводу с месторождений сахалинского шельфа. Тендер на проектирование и строительство нефтепровода от месторождений до порта Де-Кастри выиграла крупная японская металлургическая компания «Ниппон Стил». Стоимость контракта составляет 400 млн.долл., протяженность нефтепровода — 350 км.

Суммарный объем инвестиций на комплексное освоение месторождений по проекту «Сахалин-2» оценивается в 9,8 млрд.долл. Фактический объем инвестиций в проект составил 1,95 млрд.долл.

В 2006г. предполагается завершить строительство всех объектов «нефтяной» инфраструктуры, в частности, установку второй добывающей платформы на Пильтун-Астохском месторождении, ввод в строй берегового комплекса подготовки нефти, нефтепровода и отгрузочного нефтяного терминала, что позволит начать полномасштабное освоение месторождения с круглогодичной добычей нефти во II пол. 2006г.

В связи с проработкой маршрута транспортировки российской нефти из Восточной Сибири в тихоокеанские порты (Тихоокеанский трубопроводный проект Ангарск-Находка) японская сторона от лица министра экономики, торговли и промышленности Японии Т.Хиранума в дек. 2002г. информировала о наличии большой заинтересованности в реализации этого проекта. В письме Т.Хиранума подчеркивается стратегическое значение этого нефтепровода, который мог бы обеспечивать рынки Японии, США, Ю.Кореи и других стран региона энергоресурсами Сибири.

Подчеркивается, что правительство Японии, вместе с Государственной нефтяной корпорацией Японии (JNOC), Японским банком международного сотрудничества (ЯБМС) и Агентством страхования экспорта и инвестиций Японии (NEXI), любыми способами будут преследовать финансовую поддержку данного проекта на основе его осуществимости и финансовой устойчивости. В отношении возможности рыночной реализации сырой нефти японские компании четко выражают мнение о том, что, исходя из ее качества и масштаба рынка сбыта аналогичной по качеству сырой нефти в азиатско-тихоокеанском регионе, включая Японию, без труда может продаваться один млн.бар. сырой нефти Siberia/Ural в день. Японская сторона выражает также надежду, что предстоящая встреча на высшем уровне даст возможность обсудить перспективы сотрудничества в рамках этого проекта наряду с другими проектами в сфере энергетики.

Презентация проекта прокладки нефтепровода от Ангарска до Находки была проведена компанией «Роснефть» на ежегодном симпозиуме по энергетическому сотрудничеству в Тихоокеанском регионе в фев. 2002г. в Токио. Длина нефтепровода должна составить 3800-4200 км., диаметр трубы 1020-1220 мм. Стоимость проекта оценивается в 5 млн.долл.

Природный газ. Концепция проекта «Сахалин-1», помимо строительства нефтепровода до порта Де-Кастри для последующего экспорта нефти танкерами, предусматривает строительство газопровода с шельфа Сахалина в Японию для доставки природного газа на японский рынок.

В рамках проекта «Сахалин-2» предусматривается строительство завода сжижения природного газа на юге о-ва Сахалин. Проектная производительность завода составляет 9 млн.т. в год сжиженного природного газа, значительная часть которого планируется к поставке в Японию.

Необходимые предпосылки для реализации проекта прокладки газопровода и строительства завода сжижения газа заключаются в следующем: неизбежное превращение природного газа в главный энергоноситель XXI в.; активное стремление Японии к эффективному решению проблем экологии и проработка вопросов расширения использования природного газа с целью сокращения выбросов углекислого газа (к 2010г. Япония обязалась сократить свои выбросы на 6% по сравнению с 1990г.); проводимая в Японии либерализация рынка газа и энергоснабжения и расширение участников рынка газового сырья и производителей электроэнергии; высокий интерес компаний, и в первую очередь американского участника консорциума «Сахалин-1» — корпорации «Экксон/Мобил», к японскому рынку природного газа (цены на газ в Японии одни из самых высоких в мире).

Япония существенно отстает от других стран, в т.ч. сопредельных (Республика Корея и Китай), в деле строительства магистральных газопроводов (общая длина не превышает 1300 км.). К 2010г. в Северо-Восточной Азии будет создана разветвленная система магистральных газопроводов и Япония не должна остаться в стороне от этого процесса.

В качестве очевидных плюсов для Японии получения сахалинского газа в министерстве экономики, торговли и промышленности и МИД Японии указывают на возможность сокращения зависимости от поставок нефти, уменьшения энергетической зависимости от региона Ближнего и Среднего Востока, решения проблем сохранения окружающей среды, снижения рисков, связанных с транспортировкой энергоносителей морским путем на танкерах, получения стабильных и значительных по объему поставок газа на длительную перспективу.

Для реализации проекта строительства газопровода в авг. 2002г. завершена подготовка технико-экономического обоснования японского участка газопровода. Согласно ТЭО, длина японской части газопровода составит 1440 км., диаметр трубы 700 мм., пропускная способность 8 — млрд.куб.м. в год.

Что касается подготовки ТЭО по российскому участку трубопровода от месторождений на северо-востоке О.Сахалин до госграницы, то «Экксон/Мобил» планирует эту работу в 2003г. Японский газопровод должен быть соединен с сахалинским (пройдет через г.Корсаков), протяженность которого составит 800 км.

В целом (после получения всех согласований, в т.ч. от российского и японского правительств) на проектирование оборудования, поставку труб и строительство трубопровода понадобится, по оценкам японских специалистов, 5 лет. Первый

российский газ в Японию может быть поставлен в 2008г., как это и предусматривается планами второй фазы реализации проекта «Сахалин-1».

В Японии в различных кругах растет понимание важности строительства газопровода с Сахалина, как с экономической точки зрения, так и плане его возможной будущей роли в качестве одного из крупнейших объектов двустороннего сотрудничества с Россией. Сама идея в неофициальном плане пользуется поддержкой Центра, однако существует необходимость активной работы в политических, государственных и деловых кругах для создания консенсуса внутри политических партий в поддержку проекта в целях обеспечения положительного решения правительства Японии по этому вопросу.

Одним из главных условий для реализации проекта может стать поиск потенциальных покупателей газа в Японии, согласование объемов закупок и цен на сырье с японскими газовыми и электроэнергетическими компаниями, до сих пор ориентирующимися на импорт сжиженного природного газа. Однако работа в этом направлении продолжается, в первую очередь благодаря активной позиции руководства корпорации «Экксон/Мобил».

По проекту «Сахалин-2» создание газовой инфраструктуры должно быть завершено в I пол. 2007г., которая будет включать добывающую платформу на Лунском месторождении, газопровод, проложенный в одном коридоре с нефтепроводом, и завод по производству и отгрузке СПГ.

Прогноз потребления (импорта) природного газа Японией до 2020г., в млрд.куб.м.: 2001г. — 73,16; 2010г. — 79,5-86,2; 2020г. — 88,9-96,8.

Прогноз потребления (импорта) нефти Японией до 2020г., в млн.т.: 2000г. — 213,6; 2001г. — 209,3; 2010г. — 215; 2020г. — 211.

Географическое распределение импорта СПГ Японией в 2001г.

Страны-экспортеры	млрд.куб.м.	%
Индонезия	22,34	30,5
Малайзия	15,01	20,5
Австралия	9,94	13,5
Бруней	8,05	11
ОАЭ	6,77	9,3
Катар	4,56	6,2
США (Аляска)	1,67	2,3
Оман	0,8	1,1
Прочие	4	5,5
Всего	73,16	100,0

Географическое распределение импорта нефти Японией в 2001г.

Страны-экспортеры	млн. т.	%
Саудовская Аравия	54,99	26,2
ОАЭ	51,24	24,5
Иран	26,4	12,6
Катар	22,02	10,5
Кувейт	17,83	8,5
Оман	12,09	5,8
Индонезия	8,59	4,1
Китай	3,68	1,8
Вьетнам	2,17	1,0
Мексика	1,06	0,5
Прочие	9,28	4,4
Всего	209,35	100,0

Потребление нефти * в АТР, в млн.т.

Страны региона	2000г.	2001г.	2020г.	Ежег. прир., %
Австралия	37,7	38,1	60,1	2,5
Бангладеш	3,4	3,4	Н/Д	
Индия	97,5	97,1	Н/Д	

Индонезия	50,4	52,3	100,0	3,7
Китай	230,1	231,9	497,2	4,3
Гонконг	9,7	9,5	23,9	3,7
Малайзия	20,4	18,6	52,1	4,1
Новая Зеландия	6,3	6,2	9,7	1,9
Пакистан	18,8	18,9	Н/Д	
Филиппины	16,6	16,5	37,0	3,6
Республика Корея	103,2	103,1	163,3	2,4
Сингапур	33,5	36,9	27,8	1,3
Тайвань	39,8	37,7	51,1	1,4
Таиланд	34,8	33,8	73,1	3,7
Япония	255,3	247,2	288,4	0,4
Вьетнам	7,5	Н/Д	32,2	7,2
Прочие	20,6	21,5	Н/Д	
Всего по региону	978,2	972,7	1415,9	

*С учетом нефтепродуктов; н/д – нет данных

Добыча нефти в АТР, в млн.т.

Страны региона	2000г.	2001г.	
Австралия	35,4	31,8	
Бруней	9,4	9,5	
Китай	162,6	164,9	
Индия	36,1	36,1	
Индонезия	71,5	68,6	
Малайзия	35,5	35,1	
Папуа Новая Гвинея	3,2	2,7	
Таиланд	6,6	7,1	
Вьетнам	16,2	17,1	
Другие страны региона	6,3	6,6	
Всего по региону	382,0	379,4	

Потребление газа в АТР, в млрд.куб.м.

Страны региона	2000г.	2001г.	2020г.	Ежег. прир., %
Австралия	21,3	22,5	45,3	3,0
Бангладеш	10,0	10,8	Н/Д	
Индия	26,0	26,3	Н/Д	
Индонезия	30,6	29,7	52,3	1,7
Китай	27,0	30,2	182,4	8,3
Гонконг	2,5	2,5	17,2	9,7
Малайзия	20,3	21,6	53,6	4,3
Новая Зеландия	5,5	5,7	6,1	
Пакистан	18,9	20,1	Н/Д	
Республика Корея	21,0	23,1	60,6	5,2
Сингапур	1,7	2,5	15,0	10,4
Тайвань	6,9	7,5	29,1	7,3
Таиланд	20,5	21,1	42,0	32,4
Филиппины	-	0,1	8,5	37,4
Япония	74,1	76,1	92,9	1,6
Вьетнам	1,2	Н/Д	9,7	10,3
Всего по региону	290,8	305,1	614,7	

Добыча газа в АТР, в млрд.куб.м.

Страны региона	2000г.	2001г.	
Австралия	31,1	32,7	
Бангладеш	10,0	10,8	
Бруней	11,3	11,4	
Китай	27,2	30,3	
Индия	26,1	26,4	
Индонезия	67,3	62,9	
Малайзия	45,3	47,4	
Пакистан	18,9	19,9	
Таиланд	17,9	18,1	
Другие страны	18,6	20,1	
Всего по региону	273,7	280,0	

Газовые проекты в Северо-Восточной Азии. В странах этого региона (Япония, Республика Корея, Китай) в последние годы ведется проработка вопросов, связанных со строительством магистральных трубопроводов к потенциальным потребителям. Потребление природного газа в азиатских странах растет быстрыми темпами – наиболее значительным в 2001г. рост отмечался на

рынке Китая – 11,1%. До 2020г. темпы роста потребления газа Китаем сохранятся очень высокими – в среднем на уровне 8,3% в год. Также значителен рост потребления газа и в Республике Корея, который прогнозируется на уровне 5,2% ежегодно.

Рост потребления энергоресурсов, дальнейшее развитие промышленности в странах СВА ведет к увеличению спроса на нефть и природный газ, в то же время зависимость региона от импорта этих видов энергоносителей, и в первую очередь из стран Ближнего Востока, достигает 60% и выше.

Решение многочисленных проблем защиты окружающей среды также предполагает расширение использования «чистых» видов энергоресурсов. Поскольку собственные запасы углеводородов в регионе СВА относительно невелики, наличие у России больших запасов природного газа делает ее едва ли не главным действующим лицом будущих сценариев многостороннего сотрудничества для обеспечения стабильных поставок, рационального и эффективного использования углеводородного сырья. РФ может в значительной степени способствовать решению энергетических проблем региона, устойчивому, не в ущерб экологии, развитию экономики Северо-Восточной Азии, и сделать это можно за счет усиления интеграционных процессов в энергетическом секторе стран региона.

Есть все основания утверждать, что в XXI в. Азиатский регион станет крупнейшим потребителем газа. Создание региональной сети газопроводов, соединяющих месторождения природного газа с их потенциальными потребителями может стать весомым вкладом в совершенствование всей экономической инфраструктуры региона, даст возможность существенно продвинуть экономическое развитие восточных регионов России.

Среди имеющихся проектов международных газопроводов особо выделяются проекты добычи и транспортировки природного газа из Иркутской обл. (через Монголию, Северо-Восточный Китай), Сахалина, Туркменистана, Якутии. Запасов газа Ковыктинского месторождения хватит, чтобы в течение по крайней мере трех десятилетий обеспечивать не только внутрироссийское потребление, но и поставки в Китай и Корею.

Реализация Ковыктинского, равно как Сахалинского и других масштабных поставок газа в Китай, Республику Корею и Японию может способствовать энергетической безопасности Северо-Восточной Азии. Однако для этого необходимо решить вопросы гарантированного потребления согласованных поставок газа по рыночным ценам, а также вопросы привлечения необходимых крупномасштабных инвестиций в проекты.

Основное потребление (93%) природного газа в странах АТР осуществляется в сжиженном виде и лишь незначительное количество – 7,7 млрд.куб.м. (7%) доставляется по трубопроводам. В мировой торговле природным газом на долю СПГ приходится 25,4%. (только в Европе действует гигантская сеть газопроводов общей протяженностью 800 тыс.км.). К 2010г. в Северо-Восточной Азии будет создана разветвленная система магистральных газопроводов и, по мнению специалистов, Япония не должна остаться в стороне от этого процесса.

На последнем заседании Координационного комитета по разработке технико-экономического обоснования Ковыктинского проекта, прошед-

шем 23-24 янв. 2003г. в Сеуле, российской, китайской и корейской сторонам удалось достичь договоренности о подготовке двух вариантов расчетов в МТЭО по поставкам газа в КНР и Республику Корея — в объеме 25 и 30 млрд.куб.м. в год.

Необходимость в подготовке двух вариантов связана с разными методами подсчета запасов извлекаемого газа. В случае принятия первого варианта в КНР будет поставляться 15 млрд.куб.м., второго — 20 млрд.куб.м. Координационный комитет обсудил варианты прокладки трубопровода в Корею: под водой, минуя Северную Корею, либо по территории Северной Кореи.

К заседанию следующего координационного комитета окончательно будут урегулированы вопросы по объемам поставок, маршруту трубопровода и утверждены коэффициенты к формуле цены на ковыктинский газ. ТЭО международного проекта планируется подготовить до 1 июля. Поставки газа из Иркутской области в страны АТР начнутся в 2008г., а непосредственные работы по реализации проекта на месторождении — уже в 2004г.

Научные силы заинтересованных государств под эгидой правительств активно ведут совместные исследования перспектив развития энергетики и энергопотребления в масштабе всей Северо-Восточной Азии, для выработки своеобразной концепции будущего энергетического развития этого субрегиона. Обсуждению этих вопросов был посвящен состоявшийся в Токио 12-13 фев. 2003г. ежегодный симпозиум по энергетическому сотрудничеству в Тихоокеанском регионе.

На этом симпозиуме представитель минэнерго РФ изложил концепцию министерства по развитию трубопроводной инфраструктуры в целях поддержания устойчивого газоснабжения в России и обеспечения экспортных поставок газа в страны СВА. По этому сценарию газопровод из Восточной Сибири предполагается строить параллельно трассе нефтепровода Ангарск-Находка по единому маршруту до Хабаровска, а затем на Пхеньян и Сеул. Реализация этого проекта позволит решить задачу газификации российских регионов — республики Бурятия, Иркутской, Читинской обл., Хабаровского края. Однако сохраняющаяся неопределенность в вопросах спроса на российский газ со стороны возможных зарубежных потребителей пока не дает достаточных оснований утверждать, что этот проект будет в ближайшее время реализован. Его реализации способствовало бы формирование единых подходов со стороны стран СВА к долгосрочному развитию энергетического сектора региона, и эта проблема должна решаться на государственном уровне, имея в виду разработку трансграничных схем поставки энергоресурсов.

Нефть и газ из РФ-2003

В 2003г. в торгово-экономических отношениях между Россией и Японией наметились перемены к лучшему. Они связаны с реализацией совместных топливно-энергетических проектов. Представляют наибольший интерес.

1. «Сахалин-1». Освоение месторождений Чайво, Одопту и Аркутун-Даги на шельфе о-ва Сахалин на условиях СРП. Участники проекта: с российской стороны — «Роснефть-Астра» и «Сахалин-морнефтегазшельф», с зарубежной — оператор «Эксон Нефтегаз Лтд» (США), СОДЕКО (акцио-

неры — Японская национальная нефтяная корпорация, компании «Марубэни» и «Итою»), ONGC (Индия). Извлекаемые запасы нефти — 290 млн.т. и газа — 485 млрд.куб.м. Максимальная годовая добыча нефти — 24 млн.т. и газа — 19,7 млрд.куб.м. Планируемый объем инвестиций — 12,3 млрд.долл.

2. Магистральный газопровод «Сахалин-Япония». Сооружение газопровода от месторождений природного газа на шельфе о-ва Сахалин, разрабатываемых в соответствии с СРП «Сахалин-1». Предполагается протянуть две ветки газопровода — по восточному и западному побережью Японии. Предпочтение на начальном этапе отдается восточному. Длина магистральной трубы — 1,4 тыс.км. (японская часть), 900 км. (русская часть), диаметр — 26-28 дюймов. Пропускная способность — 8 млрд.куб.м. в год (10% потребностей Японии в газе). Предполагаемые сроки начала эксплуатации — 2008г., объемы инвестиций — 8 млрд.долл.

3. «Сахалин-2». Освоение нефтегазового Пильтун-Астохского и газоконденсатного Лунского шельфовых месторождений на о-ве Сахалин на условиях СРП, строительство завода по сжижению газа на юге Сахалина и прокладка к нему газопровода от месторождений. Участники проекта: оператор «Шелл Сахалин Холдинг» (Великобритания-Голландия), «Мицуи Сахалин Девелопмент», «Даймонд Гэс Сахалин Би-Ви» (дочерняя компания корпорации «Мицубиси»). Извлекаемые запасы нефти — 140 млн.т., газа — 500 млрд.куб.м. Максимальная годовая добыча нефти — 8,5 млн.т., газа — 19 млрд.куб.м. Отгрузки нефти уже начались, в начале 2003г. подписаны первые соглашения на поставку сжиженного природного газа (СПГ) японским компаниям («Токио газ» и «Токио дэнреку»). Планируемый объем инвестиций — 10 млрд.долл.

4. Нефтепровод Байкал-Тихий океан. Сооружение магистрального нефтепровода Ангарск-Находка. Протяженность — 4000 км с пропускной способностью 50-60 млн.т. нефти в год для экспорта нефти с месторождений Восточной и Западной Сибири в АТР (с учетом ответвления на Дацин общая мощность — до 90 млн.т. нефти в год). Предполагаемые сроки окончания строительства — 2008-09гг. Инвестиции в проект — 5 млрд.долл. (освоение месторождений нефти потребует дополнительно 10 млрд.долл.).

5. Активизировались контакты по частной линии относительно создания энергомоста «Россия-Япония» (японские госведомства пока дистанцируются от этого проекта). С российской стороны инициатором проекта выступает РАО «ЕЭС России», с японской — «Сумитомо», сменившая «Марубэни». Речь идет о строительстве на юге о-ва Сахалин двух тепловых электростанций на природном газе (вариант — с использованием каменного угля) общей мощностью 4,5 гвт. и подаче электроэнергии по кабелю постоянного тока мощностью 4 гвт. (25 млрд.квтч.) в Японию, с использованием части производства для поставок на Дальний Восток России. Объем потребления газа — 7 млрд.куб.м., инвестиции — 8 млрд.долл.

6. В стадии проработки находится еще ряд крупных проектов энергетики, возможных для реализации в рамках российско-японского экономического сотрудничества, в т.ч. строительство газопровода Байкал-Тихий океан (параллельно нефтепроводу) с одновременным освоением газовых месторождений, в частности в Якутии, строи-

тельство газопровода Сахалин-Хабаровск-Владивосток, производство диметилового эфира и поставка его в Японию, освоение Кшукского газоконденсатного месторождения (Камчатская обл.), модернизация ряда ТЭС на Дальнем Востоке России с возможной продажей Японии «сэкономленных» квот парниковых газов. Перспективы осуществления данных проектов в силу ряда причин пока не ясны, в ряде случаев из-за отсутствия практического интереса с японской стороны.

Развитие совместных с Россией энергетических проектов привлекает в Японии все больший интерес как в деловых кругах, причем не только у импортеров и потребителей энергоресурсов, так и среди экономических и политических экспертов. По мере продвижения практической реализации проектов расширяется круг японских предприятий, задействованных для выполнения различного рода связанных с ними работ, причем весьма внушительных по стоимостным показателям, а также соответствующих банковских и страховых структур. Контракты на сотни миллионов долларов распределяются при проектировании и строительстве нефте- и газопроводов, хранилищ, терминалов, заводов по сжижению газа, созданию экономической и социальной инфраструктуры. Факты выигрыша соответствующих тендеров японскими компаниями («Синниппон стил» – на строительство нефтепровода до Де-Кастри по «Сахалин-1», «Тиеда» – на строительство завода, а «Хитати» – на поставки турбин для сжижения газа по «Сахалин-2») позитивно освещаются местными СМИ. Как положительный момент подается здесь и налаживание практики прямого взаимодействия японских компаний с российскими субподрядными предприятиями, на которые приходится 70% стоимость работ и оборудования.

Внимание привлекает наиболее масштабный проект – строительство нефтепровода Ангарск-Находка, который приобрел существенную внешнеполитическую окраску – как из-за его возможного влияния на обеспечение энергетической безопасности Японии благодаря снижению ее зависимости от поставок нефти из политически нестабильного региона Ближнего и Среднего Востока (с 88% до 65% японского импорта и потребления), так и из-за острого соперничества с Китаем за маршрут и последовательность его реализации.

Определились приоритеты правительственных и деловых кругов Японии по реализации вышеперечисленных проектов. На 1 место в 2002г. выведено строительство нефтепровода Ангарск-Находка с развитием связанных с ним нефтяных месторождений в Восточной Сибири. Японская сторона в ходе январского визита премьер-министра Японии Дз.Коидзуми в Россию, зафиксировала готовность работать по продвижению данного проекта, проявляя максимальную гибкость в вопросах его инвестирования и кредитования, обеспечить полную реализацию его продукции в Японии. За последний год гендиректор японского Управления по природным ресурсам и энергетике Японии И.Окамото уже пять раз побывал в России для встреч с членами правительства России по данному вопросу, центральное место занимал он и на встрече сопредседателей российско-японской межправительственной комиссии по торгово-экономическим вопросам В.Б.Христенко и Е.Кавагути во Владивостоке в конце июня 2003г.

После безусловного лидера-проекта Ангарск-Находка, с известной долей условности, в порядке убывания значимости для японской стороны можно поставить «Сахалин-2», имеющий полностью частный характер, «Сахалин-1» (со строительством газопровода до р-на Токио), газопровод Байкал-Тихий океан. Такая градация проектов соответствует и российским общенациональным приоритетам.

Энергомост Сахалин-Япония

Реализация проекта создания энергомоста Сахалин-Япония для производства электроэнергии с последующим ее экспортом японским потребителям постоянно обсуждается в комплексе вопросов российско-японского экономического сотрудничества. Проект находится в поле зрения японского правительства и частных электроэнергетических компаний страны. С 1999г. по инициативе РАО «ЕЭС России» обсуждается вариант строительства на о-ве Сахалин парогазовой электростанции мощностью 4 гвт., а также сооружение высоковольтных ЛЭП 1800 км., включая 400 км. участок подводного кабеля, Объем инвестиций в проект оценивается в 1 млрд.долл. В случае успешного продвижения проекта электроэнергия может поступить в Японию в 2010г.

В 1999-2001гг. потенциальными участниками проекта РАО «ЕЭС России» и компанией «Марубэни пауэр системз» (группа «Марубэни») проводились исследования по данному проекту. Компания «Сумитомо» выражает готовность в проведении предварительного технико-экономического обоснования проекта. Работа движется по согласованному сторонами графику, в существенной степени благодаря инициативному будированию вопроса со стороны РАО «ЕЭС России».

Особый интерес к проекту проявляют торгово-инвестиционные корпорации, такие как «Сумитомо», «Марубэни», «Иточу» и другие, заинтересованные в организации поставок в Россию японского электротехоборудования под экспортные гарантии японского правительства и кредиты Банка международного сотрудничества.

Госорганизации Японии, включая МИД, минэкономики торговли и промышленности Японии, Агентство природных ресурсов и энергетики, высказываются за продолжение российско-японского диалога по вопросу строительства электростанции и поставки электроэнергии в Японию. Ими учитывается насущная для Японии необходимость диверсификации поставок энергоносителей. Японские ведомства уклоняются от принятия официальных гособязательств по проекту Энергомоста, настаивая на том, что он должен реализовываться частными компаниями, исходя исключительно из экономической целесообразности.

Анализ ограниченных финансовых возможностей японских компаний (в первую очередь «Хоккайдо электрик пауэр кампани» – основного потенциального потребителя российской электроэнергии) показывает, что реализация столь масштабного инфраструктурного проекта, предполагающего длительный срок его окупаемости, невозможна без привлечения льготных долгосрочных госкредитов. Отсутствие реальной поддержки со стороны японского правительства тормозит реализацию проекта.

Среди японских частных компаний — поставщиков и потребителей электроэнергии, на данном этапе единого мнения в отношении проекта Энергомоста пока не сформировалось. Их специалисты отмечают, что спрос на электроэнергию в Японии в связи с затяжной стагнацией экономики растет относительно небольшими темпами. В случае принятия более жестких законов, направленных на снижение выбросов парниковых газов в рамках реализации Киотского протокола, японские потребители могут ускорить внедрение энергосберегающих технологий, что приведет к снижению величины потребления электроэнергии и утрате основного стимула для скорейшей реализации российского проекта.

С 2000г. в Японии активными темпами осуществляется либерализация рынка электроэнергии. Разрешена деятельность независимых производителей электроэнергии (НПЭ), способных продавать свою электроэнергию основным электроэнергетическим вертикально интегрированным компаниям, осуществляющим оптовую торговлю. С 2003г. ряд нефтеперерабатывающих, газовых, сталеплавильных и других компаний вводят в эксплуатацию электростанции не только для собственного энергоснабжения, но и для продажи излишков электроэнергии другим фермам. Компания «Ниппон ойл» в июне 2003г. вводит в действие ТЭС мощностью 430 мвт. из которых 340 мвт. будут поставляться ВИНК «Токио Электрик» для последующей перепродажи потребителям. Компании «Ниппон Стал» и «Эннет» эксплуатируют менее мощные электростанции (51 мвт. и 95 мвт.) с апр. 2003г., а «Осака гэс» в 2008 фин.г. намерена ввести в строй электростанцию мощностью 1 гвт. Подобная деятельность является крайне рентабельной, учитывая разницу между себестоимостью производства электроэнергии (7 иен за квтч.) и розничными тарифами (20-22 иены за квтч.).

В Японии разрешено создание «Производителей и поставщиков электроэнергии» (ППЭ), которые могут не иметь собственных электростанций, но обладают правом закупать и перепродавать электроэнергию, в т.ч., в районах, ранее монополично обслуживавшихся ВИНК. Это обостряет конкуренцию на рынке электроэнергии и создает пред-

посылки для образования излишков мощности у неэффективно работающих электроэнергетических компаний. Правительство Японии склонно увязывать возможность строительства Энергомоста с результатами полной либерализации этого рынка, которая находится на начальном этапе.

При рассмотрении варианта поставки электроэнергии из России японские компании учитывают и возможность строительства ориентировочно в те же сроки мощного газопровода Сахалин-Япония для импорта природного газа. Реализация данного проекта может позволить увеличить выработку электроэнергии на существующих и планирующихся к постройке ТЭС, работающих на газе, одновременно снизив ее себестоимость. По мнению экспертов Японского института экономики энергетических отраслей, местные производители электроэнергии будут и впредь прохладно относиться к предложениям российской стороны относительно строительства Энергомоста Сахалин-Япония, предпочитая самостоятельно получать прибыль на всей технологической цепочке производства электроэнергии.

Специалисты не исключают появления дополнительных стимулов для реализации данного проекта. Это относится к возможному его отнесению к проектам в рамках Киотского протокола, что может позволить профинансировать проект в существенной степени за счет соответствующих статей госбюджета Японии с последующим перечислением в ее пользу высвобождаемых эмиссионных квот. Определенное воздействие на энергетический баланс страны оказывает наметившееся в настоящее время снижение темпов развития атомной энергетики. Отдаление сроков строительства нефтепровода Ангарск-Находка и газопровода Сахалин-Япония или даже полный отказ от их сооружения, а также возможное изменение ситуации на мировом рынке энергоносителей включая рост цен на нефть и природный газ, могут способствовать появлению дополнительных аргументов в пользу скорейшей реализации проекта Энергомоста. Пока же японцы склонны рассматривать данный проект в качестве возможного «запасного» для себя варианта.