

Нефть и газ за рубежом

ТОМ III

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 1998-2003гг. на сайте www.polpred.com.

Нефть и газ за рубежом, том III. Экономика и связи с Россией в 2002-03 гг., 80 стр.

©Г.Н. Вачнадзе. 2004. ISBN 5-900034-38-0. Проект ПОЛПРЕД: Г. Вачнадзе, А. Головлева, А. Грибков, И. Ермаченков, А.Комаров, 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. Отпечатано в ФГУП «ПИК ВИНТИ», 140010 Люберцы, Октябрьский пр-т 403. Заказ

АГЕНТСТВО «БИЗНЕС- ПРЕСС»

С УЧАСТИЕМ ЖУРНАЛА «КОРИНФ» МИНЭКОНОМРАЗВИТИЯ РФ. СОВЕТ ПОСЛОВ

СОДЕРЖАНИЕ

| | | | |
|----------------------------------|-----------|----------------------------------|-----------|
| Алжир | 3 | Ливия | 39 |
| НЕФТЕГАЗПРОМ | 3 | НЕФТЕДОЛЛАРЫ..... | 39 |
| Связи с РФ по нефти и газу | 4 | НЕФТЕГАЗОВЫЕ ИНВЕСТИЦИИ | 39 |
| Ангола | 5 | НЕФТЕГАЗПРОМ | 41 |
| Нефть..... | 5 | Литва | 42 |
| НЕФТЕГАЗПРОМ | 6 | Нефть..... | 43 |
| Аргентина | 6 | ХИМПРОМ | 43 |
| Нефть..... | 6 | Нефть и газ из РФ | 44 |
| ХИМПРОМ | 7 | Люксембург | 44 |
| Газ..... | 8 | Нидерланды | 45 |
| Бразилия | 9 | ХИМПРОМ | 45 |
| ХИМПРОМ | 10 | Норвегия | 46 |
| Великобритания | 11 | НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА..... | 48 |
| Энергоносители из РФ | 13 | Перу | 49 |
| Германия | 14 | Польша | 50 |
| ХИМПРОМ | 14 | Связи с Россией | 50 |
| Греция | 15 | Румыния | 50 |
| Газ из России | 15 | Газ..... | 52 |
| Египет | 17 | Сербия и Черногория | 52 |
| «Лукойл» в Египте | 17 | «БЕОПЕТРОЛ» | 54 |
| Индия | 18 | НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА..... | 54 |
| НЕФТЕГАЗПРОМ с РФ | 18 | Сирия | 57 |
| Индонезия | 19 | США | 58 |
| Каучук | 20 | НЕФТЕГАЗПРОМ | 61 |
| Иран | 20 | ОБЗОР ПРЕССЫ | 62 |
| Газ..... | 21 | Украина | 64 |
| Энергетика с Россией | 23 | Нефть..... | 64 |
| Италия | 25 | Газ..... | 66 |
| Газ..... | 26 | ХИМПРОМ | 67 |
| Казахстан | 28 | Турция | 72 |
| Кипр | 29 | Нефть и газ из РФ | 73 |
| Китай | 30 | Чехия | 73 |
| ОБЗОР ПРЕССЫ | 31 | НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА..... | 74 |
| Колумбия | 35 | Чили | 74 |
| Куба | 37 | Швеция | 76 |
| Латвия | 38 | ХИМПРОМ | 77 |

Нефть и газ за рубежом

АЛЖИР

Нефтегазпром

В 2002г. по сравнению с 2001г. производство топливно-энергетических ресурсов увеличилось на 3,5% — до 190,5 млн.т. условного топлива.

Добыча нефти (включая газовый конденсат) возросла на 2% или 1,18 млн.т. — до 60,18 млн.т., природного газа на 4% — до 140 млрд.куб.м. На внутренний рынок поставлено 23,8 млн.т. условного топлива или на 7% больше, чем в 2001г.

В 2002г. произведено 9,06 млн.т. сжиженных углеводородных газов (на 3% больше, чем в 2001г.), для бытовых нужд населения передано 1,35 млн.т. или на 2,5% выше аналог. периода 2001г. В 2002г. произведено 22 млн.т. автомобильного бензина, дизтоплива и ГСМ.

Экспорт нефти и газа достиг 111,6 млн.т. условного топлива, из которых 47% приходилось на природный газ. Среднегодовая цена алжирской нефти (Sahara Blend) в 2002г. снизилась на 1,64% и равнялась 24,4 долл./бар.

В 2002г. открыты новые месторождения углеводородов (3 нефтяных и 1 газовое), запасы которых оцениваются в 51 млн.т. условного топлива. Из них нефти — 23,06 млн.куб.м., природного газа — 27,29 млрд. куб. м, газового конденсата — 11,15 млн.куб.м.

В 2002г. национальная компания «Сонатрак» в результате двухэтапных конкурсов (тендеров) заключила 13 контрактов на поиск и разработку месторождений углеводородов, повышение извлекаемости скважин и закупку специальных танкеров на 1,3 млрд.долл. Семь из упомянутых контрактов, касающихся разведки углеводородов на природных территориальных блоках, заключены с Total Fina Elf/Cepsa, Gaz de France, Repsol/RWE, DEA/Edison, Anadarko/Maerk, PIDC и Medex. Минимальные контрактные обязательства равняются 177,5 млн.долл.

«Сонатрак» подписал контракт с китайской компанией Sinopet на эксплуатацию в течение 20 лет нефтяного месторождения Зарзайтин (Zarzaitine), предусматривающий инвестиции в 525 млн.долл. Китайцы должны увеличить производительность месторождения на 50%. Немецкая компания Linde будет строить завод по производству гелия и азота в г. Скигда. Бюджетная стоимость проекта 73,2 млн.долл. Для перевозки сжиженного газа «Сонатрак» заказал два метановоза на верфях японской компании Itoshu/Mitsui и норвежской Bergesen на 380 млн.долл. Американская компания FMC/Sofec поставит пять станций загрузки углеводородов в морских портах на 239 млн.долл. Две станции будут построены в порту Скигда, две — в Арзеве, одна — в Беджае.

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 энергетиче-

скую компанию (АЕС) для реализации жизненно важных программ развития электроэнергетического комплекса. Для строительства завода по обессоливанию воды в г.Арзеве и возведения электро-энергетических проектов в рамках амбициозной программы 2000 мвт. первый из перечисленных проектов будет воплощать в жизнь японская компания Nutochu (совместно с американской компанией Black&Veatch), выигравшая тендер в 2002г. Стоимость строительства совместно с теплоэлектростанцией мощностью 300 мвт. для завода составляет 300 млн.долл.

2002г. ознаменовался вводом в эксплуатацию ТЭС ElHamma II мощностью 420 мвт., стоимостью 154,5 млн.долл.

По данным минфина, в 2002г. в экономику страны поступило 2 млрд.долл., из которых 1,844 млрд.долл. в нефтегазовый сектор. За 9 мес. 2002г. прямые иноинвестиции составили 0,9 млрд.долл., а в 2000-01гг. — 1,620 млрд.долл. (2000г. — 0,42 млрд.долл.; 2001г. — 1,2 млрд.долл.). Заявленные министром финансов Алжира цифры превышают реальные показатели, которые могут достигать максимального значения в 1,2-1,4 млрд.долл. Основными странами инвесторами остаются США, Франция, Германия, Великобритания, Испания и Италия. 92% иноинвестиций направлялось в разведку, добычу и транспортировку углеводородного сырья. На долю Франции приходилось 25% всех иноинвестиций, 2/3 из которых предназначались для стимулирования экспорта французских автомашин и медикаментов, меньше всего вкладывалось в ТЭК Алжира.

По данным минторга и минэнерго, доходы от экспорта углеводородов достигли 17,5-17,6 млрд.долл., других товаров и услуг — 0,5-0,6 млрд.долл. От достигнутых показателей необходимо отнять 1 млрд.долл. в виде трансфертов, произведенными иностранными партнерами «Сонатрак».

Международный нефтяной рынок по средним показателям за 2002г. сохранил уровень 2001г. (средняя цена барреля алжирской нефти в 2001г. — 24,8 долл., в 2002г. — 24,4 долл.). Это было достигнуто благодаря сокращению добычи нефти странами ОПЕК в начале 2002г. на 1,5 млн.бар. в день, а также политическим факторам, прежде всего с угрозой военных действий в Ираке.

Тенденция снижения стоимости сырой нефти на мировом рынке, обозначившаяся в 2001г. и продолжавшаяся весь I кв. 2002г., оказывала влияние на основные макроэкономические показатели Алжира вплоть до июля 2002г. В I пол. 2002г. экспортная стоимость сырой алжирской нефти Sahara Blend снизилась на 15% в сравнении с тем же периодом 2001г. Данный факт нашел свое негативное отражение на покрытии бюджетных расходов в связи с уменьшением налоговых поступлений от продажи нефти и сокращением экспортных показателей в целом. Средняя цена барреля алжирской нефти сократилась на 3,8 долл. Отмеченное понижение было вызвано сокращением производства в нефтепереработке и необходимостью поддержа-

ния квоты странами-членами ОПЕК в III и IV кв. 2001г. В I пол. 2002г. нефтяные налоги сократились на 155 млрд. динаров (1,95 млрд.долл.) или на 2,6% в сравнении с тем же периодом 2001г.

Преимущества, извлекаемые Алжиром из реализации долгосрочных контрактов на поставку газа в Европу могут трансформироваться в недостатки в связи с принятием Евросоюзом газовой Директивы о либерализации этого рынка, согласно которой предусматривается увеличение спотовых рынков. С развитием спотовых рынков Россия и Норвегия могут потеснить Алжир на европейском континенте, т.к. они обладают большими природными запасами газа, чем Алжир.

Покупательная способность Алжира на европейском рынке зависит от паритета доллара и евро. Две трети импорта Алжира происходит из стран зоны евро. В конце 2002г., когда котировка евро к доллару приобрела положительную направленность, алжирская экономика начала нести потери в ходе импортных операций с Евросоюзом. Воздействие данного факта на валютную «корзину» Алжира имело негативную окраску. **Экспорт углеводородов дает 95% валютных поступлений страны**, выраженных в долларах, а 70% общего объема импорта оплачивается в евро. Имея подобную структуру импорта, Алжир теряет 10% аккумуляруемых нефтедолларов. Объем продаж газа в Европу (35% валютной выручки приходится на этот продукт) в период, когда стоимость одного барреля нефти равна 25 долл., достигает 6 млрд.долл. и соответствует 85% всего импорта Алжира из Европы.

С 1995г. разведанные запасы углеводородного сырья в Алжире сокращаются. Запасы газа снизились с 4.090 млрд.куб.м. до 3.700 млрд.куб.м. к 2003г., нефти – с 17,1 млрд.бар. (1.060 млрд.т.) до 16,1 млрд.бар. (1 млрд.т.). По данным «Сонатрак», ежегодно Алжир заключает 4 новых контракта на разработку углеводородного сырья. По этому показателю страна располагается в мировой классификации на 25 месте. По количеству инокомпаний, участвующих в добыче углеводородов, Алжир занимает 32 позицию. Эти два классификатора дают основание для вывода о снижении активности иностранных нефтегазовых компаний на алжирском рынке. В 2001-04гг. в нефтегазовый сектор арабских стран и Ирана ведущие мировые компании планируют инвестировать 147 млрд.долл. Принято решение о капиталовложениях в 30 млрд. из указанной суммы в два проекта в Саудовской Аравии и Иране.

Если в ближайшее время Алжир не примет проект закона Ш.Хелиля и не создаст дополнительные преимущества для иностранных предпринимателей, то его часть в распределении планируемых инвестиций окажется незначительной и это отрицательно скажется на развитии ТЭК Алжира в ближайшие 25 лет. Большая часть контрактов, подписанных в 2001г. и 2002г. (10 и 11) не будет реализована, т.к. их вступление в силу обусловлено началом реформирования углеводородного сектора Алжира, а в более конкретном плане – принятием нового закона об углеводородах.

Учитывая стратегическое для Алжира значение углеводородного сектора, обеспечивающего практически 100% валютных поступлений, власти страны приняли программу его развития, для чего в 2002-06гг. планируется вложить в отрасль 22

млрд.долл., из которых 3,4 млрд. пойдет на строительство нефте- и газопроводов. Основной задачей в программе ставится доведение добычи нефти до 1,5 млн.бар/день и увеличение экспорта газа на 40% – до 85 млрд.куб.м. На 2003г. из наиболее интересных проектов планируется объявление тендеров на разведку и разработку нескольких офшорных нефтегазовых блоков, строительство газопровода МЕДГАЗ, который свяжет Алжир и Испанию. Наземный участок в Алжире пройдет от Хасси Р'Меля до Бени Сафа. Планируется также увеличение проектной мощности газопровода Алжир-Италия, проходящий через территорию Туниса, с 8 до 11,5 млрд.куб.м. газа в год, для чего будет введена компрессорная станция. Ввод ее в эксплуатацию намечен на 2004г. Ожидается объявление тендера на строительство дополнительной ветки газопровода Энрико Маттеи, связывающего Алжир с Италией через Тунис. Мощность комплексов этих газопроводов будет увеличена с 24 до 32 млрд.куб.м. в год. В области переработки нефти в 2003г. будет объявлен тендер на строительство нефтеперерабатывающего завода в г.Адрар по производству сжиженного газа, бензина, авиационного керосина и дизтоплива мощностью 600 тыс.т. в год, завода по производству полипропилена, полиэтилена и этилового спирта в г.Скигда, завода по переработке газового конденсата в г.Скигда мощностью 500 тыс.т. в год, завода по производству парафина мощностью 12 тыс.т. в год.

Связи с РФ по нефти и газу

Состоялось в 2002г. 15 рабочих визитов представителей «Газпром», «Лукойл», «Стройтрансгаз», «Роснефть», «Зарубежнефтегаз». Запущен механизм рабочих групп по их сотрудничеству с госкомпанией «Сонатрак». Помимо реализации двух проектов в АНДР (строительство северного участка нефтепровода Хауд Эль Хамра-Арзев протяженностью 403 км. и диаметром 34 дюйма; поиск, разведка и добыча углеводородов на блоке 245-юг) обсуждаются вопросы взаимодействия российских и алжирских нефтегазовых компаний в других странах.

Начал функционировать российско-алжирский газовый диалог. 2 фев. 2002г. в Алжире прошел 2 Форум стран-экспортеров газа, в работе которого приняла участие делегация минэнерго России в составе замминистра Г.С.Устюжанина, О.Г.Гордеева, руководителя Департамента газовой промышленности и газификации В.Н.Матюшечкина. На долю участников Форума приходится 73% мировых запасов газа, 63% экспорта газа по трубопроводам. Форум, второй после тегеранского, показал важность мирового газового рынка для газозэкспортеров.

На начальном этапе отработки взаимодействия в выработке единой газовой политики, необходимо наладить на постоянной основе обмен информацией и развитие совместных проектов, которые позволили бы снизить транспортные расходы. Основными стратегическими целями взаимодействия, по мнению алжирской стороны, видится стабильность, регулируемость и безопасность рынка газа.

Создание «газового ОПЕК» пока не представляется возможным – это конкуренция между странами-экспортерами вследствие принятых правительствами Ливии, Нигерии, Ирана и Алжира

стратегий на увеличение экспортных мощностей газа. В этой связи была подтверждена критика Директивы Еврокомиссии по либерализации рынка газа, принятой в 1998г. и которая не учитывает интересы стран-экспортеров газа.

В апр. 2002г. Г.С.Устюжанин и представители «Газпрома» провели в рамках названного Форума 1 экспертную встречу с алжирцами и «стол» по вопросам сотрудничества в нефтегазовой сфере. 2 экспертное заседание состоялось в дек. в алжирской столице для обсуждения тех же вопросов. В сент. 2002г. прошел визит делегации Союза нефтегазопромышленников России во главе с его председателем Ю.Шафраником.

АНГОЛА

Нефть

В экспортных отраслях особое внимание уделяется нефтяной отрасли — разведке новых месторождений и вводу их в эксплуатацию. Уровень суточной добычи в Алголе составляет 980-990 тыс.бар. С вводом на проектную мощность скважин крупного нефтеносного массива «Жирасол» суточная добыча нефти увеличится на 25-30%.

Нефтяная отрасль Анголы находится на «подъеме», в связи с вводом в эксплуатацию в марте 2002г. на блоке 17 одного из крупнейших месторождений «Жирасол» с суточной производительностью 200 тыс.бар. Разведанные запасы обеспечивают 20-летнюю эксплуатацию скважин «Жирасол». На этом же блоке продолжается разведка более мощного месторождения «Далиа» (Георгин), возможна суточная добыча 850 тыс.бар., также месторождений «Жасмин», «Роза», «Лилия», «Гвоздика».

На блоке 17 операторами являются «ТоталФинаЭлф» с участием «Сонангол» и подрядчиками ВР, «Эссо», «Статойл» и «Норск Гидро» (Норвегия). Самая большая в мире плавучая нефтеплатформа длиной 300 м., шириной 60 м. Высотой 31 м., весом 6 тыс.т., изготовленная в Ю.Корее на верфях «Хюндай», задействована на месторождении «Далиа».

Кроме европейских международных нефтяных компаний на шельфе Анголы активизируют свои действия «Петробраз» (Бразилия), которая с мая 1981г. осуществила добычу и реализацию 66 млн.бар. нефти. «Петробраз» работает на блоке 2 (27,5%), блоке 34 (15%), на площади 5,9 тыс.км. на блоке 4 (24,5%).

Компании США наращивают объемы добычи нефти в анклав Кабинда и на глубоководных месторождениях шельфа. США планирует инвестировать в нефтяную отрасль Анголы 5 млрд.долл. с целью покрытия своих потребностей за счет поставок ангольской нефти.

«Шеврон Тексако» планирует инвестировать 54 млн.долл. на реконструкцию 30 км. отрезка нефтепровода от промысловых районов Кабинды до комплекса Малонгу.

На блоке 15, открытом в 1999г. «Эссо» и «Сонангол» начинают работы по промышленной разведке месторождения Шикомба на глубинах 1200-1500 м. С возможными запасами 100 млн.бар. и суточной мощностью 80 тыс.бар. Шикомба находится в 370 км. на северо-востоке от Луанды в эконзоне Анголы. На очереди стоят ввод в про-

мразведку 15 блока, и проекта «Кизомба-А», стоимость разработки которого оценивается в 3 млрд.долл., с возможными запасами 1 млрд.бар и с суточной добычей 250 тыс.бар.

Оператор блока 15 — «Эссо» имеет 40% акций, «ВР Ангола» — 26,67%, «Ажип Ангола» — 20%, «Статойл Ангола» — 133%.

На блоке 31 на глубинах более 2 тыс.м., где разведочные работы ведут ВР и «Сонангол» открыто месторождение «Плутон» с возможной суточной добычей 60 тыс.бар.

Нефтяная отрасль Анголы не испытывает недостатка в финансировании и иноинвестициях. Расширяются площади разведки углеводородного сырья в экономической зоне Анголы, за пределами шельфа на глубоководных месторождениях. Разведанные запасы за 2002г. выросли и составили 14-15 млрд.бар.

Намечено строительство нового нефтеперегонного завода и осуществление проекта сбора природного и попутного газа, его использование или для экспорта, или для производства удобрений и техизделий.

Международные нефтяные компании и корпорации разделили ангольские объекты (нефтеносные блоки шельфа), сферы деятельности, включая разведку новых месторождений углеводородного сырья.

В 2002-05гг. в нефтяной сектор будет инвестировано 18 млрд.долл., об этом информировал министр нефти Анголы в своем выступлении на открытии в Луанде выставки «Нефть и газ» в начале дек. 2002г. Это обуславливается тенденцией международных нефтяных компаний частично «переместить» свою деятельность из стран Ближнего Востока в Западную Африку. Только нефтяные корпорации США в ближайшие 10 лет намерены вложить 20 млрд.долл. в разработку месторождений в анклав Кабинда.

Инициативная группа «нефтяная политика в Африке (ОPIF)» предлагает создать финансовый инвестиционный фонд где будут аккумулироваться средства от продажи нефти по цене выше 16 долл./бар. Эти средства могут быть направлены на разработку новых месторождений или, в случае падения мировых цен на нефть ниже 16 долл./бар станут дотацией для производителей.

По проекту «Инициатива партнеров Анголы», возглавляемой «Шеврон-Тексако» 50 млн.долл., в качестве безвозмездной помощи, будут предоставлены для развития ангольского соцсектора. Франция за счет средств «Европейского фонда развития» (и собственно французских компаний) поставляет оборудование, технику, технологию для разведки и эксплуатации месторождений. Комиссия «Евросоюза» разблокировала кредитную линию в 124 млн.долл. для восстановления ангольских инфраструктурных объектов.

Португалия, несмотря на задолженность Анголы в 2,2 млрд.долл., продолжает направлять инвестиции в сооружение гражданских объектов, восстановление дорог, Добычу алмазов, поделочных камней. В 2002г. прямые инвестиции Португалии составили 200 млн. евро. Португальцы строят в Анголе фабрику по производству различных типов электрокабеля (500 т. в месяц), инвестиции составят 3 млн.долл.

За последние 5 лет в освоение нефтяных месторождений, модернизацию цементного завода

Норвегия (компании Statoil и Norsk Hydro) вложили 500 млн.долл.

Нефтегазпром

Оператор блока 31 — BP Амосо имеет 26,67% акций и выплатил Анголе бонус при подписании контракта 300 млн.долл. В консорциум оператора блока 31 входят: ЕССО — 25%, «Сонангол» — 20%, «Статойл» — 13,33%, Marathon Oil — 10%, «ТоталФинаЭльф» — 5%.

В окт. 2002г. создана новая национальная компания Sonangol USA (Sanusa), главный офис находится в Хьюстоне, в здании построенным «Сонангол» за 10 млн.долл. Гендиректором Sanusa назначен Baptista Muhongo Sumbe. В задачи Sanusa входит в основном экспорт нефти в США, которые импортируют 60-70% ангольской нефти.

В дек. 2002г. в Луанде проходили выставка «Нефть и газ» и Международная конференция по нефти и газу, с участием 200 представителей иностранных компаний (присутствие на конференции — 1800 долл.). В фев. и мае 2002г. в Анголе находились представители «Лукойла», июле-авг. были эксперты «Газпрома». На выставке и конференции российские организации участия не принимали.

В конце 2002г. за ангольский газ и нефть развернулась борьба, которую «подогревали» США, заявив о намерении частично переместить свои интересы в добыче углеводородного сырья с Ближнего Востока в Африку.

В разработке месторождений газа (и сборе попутного) определились лидеры-операторы по осуществлению проекта «Ангола LNG», с потенциальным производством 700 млн.куб. футов. Стоимость проекта оценивается в 2,5 млрд.долл., начало эксплуатации — 2007г.

Основными акционерами проекта LNG являются «Сонангол» и «Шеврон-Тексако», которые создали консорциум: «Сонангол» — 20% акций, «Шеврон-Тексако» — 32%, ВpАмосо, Exxon Mobil, Norsk Hydro и Totalfina Elf — все по 12%. Проект «Ангола LNG» предусматривает строительство завода по переработке газа.

Также в конце 2002г. был поделен блок 14, в районе анклава Кабинда: «Шеврон-Тексако» — 31%, «Сонангол» — 20%, итальянская «Ажип Эни» — 20%, «ТоталФинаЭльф» — 20%, португальская «Петрогал» — 20%. Общие взносы участников разработки блока 14 составляют 7 млрд.долл.

На блоке 32 получила право оператора компания «ТоталФинаЭльф» (30%), «Сонангол» — 20%, Proved International — 20%, Esso — 15%, Maraton Oil — 10%, «Петрогал» — 5%. Оператор блока выплатил Анголе бонус — 300 млн.долл.

В дальнейшем, почти неизвестная в нефтяном бизнесе Proved International, зарегистрированная в Швейцарии внезапно продает 15% своих акций за 60 млн.долл. компании «Шеврон-Тексако», и 5% передает «Сонанголу», тем самым исчезает из состава консорциума.

Завершен раздел блока 33. Оператор «Эссо» — 45% акций (оператором оплачен бонус 300 млн.долл.), «Сонангол» — 20%, «ТоталФинаЭльф» — 15%, Falcon Oil Holding — 10%, «Петрогал» — 5% и Naphta Израиль — 5%.

На 34 блоке видимо будет оператором «Норск Гидро» — 30%, «Сонангол» — 20%, возможно но-

вая компания «Sonar», а также Conoco Fillips — 20%, «Петробраз» — 15%, Shell — 15%.

Нефтяная отрасль Анголы не испытывает недостатка в финансировании и иноинвестициях. Расширяются площади разведки углеводородного сырья в экономической зоне Анголы, за пределами шельфа на глубоководных месторождениях. Разведанные запасы за последний год выросли и составляют 14-15 млрд. бар.

Динамика нефтедобычи Анголы, в млн.куб.м.: 1993г. — 26,6; 1994г. — 29,4; 1995г. — 34,4; 1996г. — 37; 1997г. — 40,8; 1998г. — 42; 1999г. — 43,5; 2000г. — 40,1; 2001г. — 44,7; 2002г. — 51,4.

АРГЕНТИНА

Нефть

Объем добычи нефти в Аргентине в 2002г. снизился на 7%, по сравнению с предг., и составил 42,5 млн.куб.м. Страна экспортировала 14,9 млн.куб.м. нефти на 2537,9 млн.долл.

Добыча и экспорт нефти

| | 1998г. | 1999г. | 2000г. | 2001г. | 2002г. | 02/01 % |
|------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|
| Объем добычи, тыс.куб.м. | 49148 | 46507 | 44500 | 45730 | 42520 | -7 |
| Объем экспорта, тыс.куб.м. | 19185 | 15611 | 16100 | 15757 | 14890 | -5,5 |
| Доля эксп. в произв., % | 39 | 34 | 36 | 34 | 35 | |
| Объем эксп. нефти, млн.долл. | 1391,2 | 1465,6 | 2640,9 | 2661 | 2537,9 | -4,7 |

Ситуация на аргентинском нефтяном рынке в 2002г. характеризовалась продолжающимся падением производства, снижением объема инвестиций (на 40%), свертыванием геологоразведочных работ (на 35%). Производители нефти занимали выжидательную позицию, связанную с запланированными на апр. 2003г. президентскими выборами и предстоящей в мае сменой администрации. Рост деловой активности в нефтяном секторе Аргентины можно ожидать не ранее II пол. 2003г., когда определятся основные ориентиры экономической политики нового правительства.

На территории Аргентины промышленной добычей нефти (материковой и шельфовой) занимаются 37 компаний и консорциумов. Лидерство сохраняет «Репсоль-ЯПФ», на долю которой приходится 35,5% общей добычи. На втором месте находится «Пеком Энерхиа» — 12,9%, затем следуют «Астра» — 9,3%; «Шеврон» — 9,7%; «Пан Амэрикан» — 10,1%; «Тотал Аустраль» — 4,5%.

С авг. 2002г. отмечалась активизация в промышленном бурении у ведущих компаний. «Репсоль-ЯПФ» создала 50 бригад, приступивших к работам в пров. Неукен, Мендоса и Рио Негро. К реализации обновленных программ перспективного бурения возобновили также «Пайонир» и «Пеком Энерхиа» («Петробраз»). Суммарная мощность скважин в 2002г. составляла 3,638 млн.куб.м. в месяц.

Усилилась продолжающаяся пятый год подряд тенденция снижения соотношения «запасы/ добыча». Продолжают сокращаться разведанные запасы нефти, составлявшие на конец 2002г. 458 млрд.куб.м.

Сокращение добычи нефти, наряду с увеличением ее экспорта и сокращением потребления автомобильных топлив (в связи с ростом цен), повлекли за собой снижение объемов нефтепереработки. По различным видам продукции в 2002г. оно составило 8-13%.

Основными потребителями аргентинской нефти продолжали оставаться Бразилия и Чили, на до-

лю которых приходится до 70% ее экспортных поставок. В последние годы обозначилась тенденция увеличения объемов экспорта традиционных транспортных топлив (в основном высокооктановых бензинов) в США.

Среди планировавшихся к осуществлению в 2002г. крупных инвестиционных проектов в нефтяном секторе Аргентины ни один из запланированных проектов в полном объеме не выполнен. Компаний-операторы разработали ряд новых инвестиционных проектов на 2003г.: компания «Репсоль-ЯПФ», совместно с «Бритиш Гэз» и «Тоталь Фина Эльф», заявила о начале работ на прибрежном шельфе с проектными инвестициями в 400 млн.долл.; «Репсоль-ЯПФ» объявила о намерении инвестировать 116 млн.долл. в развитие 6 своих месторождений в бассейне Неукен.

В Аргентине используются современные процессы нефтепереработки. Ежедневно перерабатывается 106,4 тыс.куб.м. нефти методом атмосферной дистилляции, 46,8 тыс.куб.м — методом вакуумной дистилляции; 27,9 тыс.куб.м. — каталитического крекинга; 12,4 тыс.куб.м. — каталитического реформинга; 6 тыс.куб.м. — гидрокрекинга.

В 2002г. инвестиционная активность в отрасли существенно снизилась. Из наиболее значительных проектов: компания «Поло Петрокимико де Баия Бланка» вела работы по расширению мощностей завода по производству этилена (с 275 тыс.т. до 700 тыс.т. в год); корпорация «Репсоль-ЯПФ» продолжала работы по увеличению мощностей завода «Петрокимика Ла Плата» по производству ароматических углеводородов с 350 тыс.т. до 850 тыс.т. в год).

В 2003г. планируется осуществить следующие проекты: бразильская компания «Петробраз» намерена инвестировать до 2005г. 140 млн.долл. в развитие приобретенной ею в 2002г. сети автозаправок Eg3, а также вложить 100 млн.долл. в программу развития нефтеперерабатывающих мощностей на своем дочернем предприятии «Пеком Энерхия»; национальная компания РХАСА планирует вложить 4 млн.долл. в строительство нового комплекса по производству высокооктановых бензинов в пров. Неукен.

Химпром

В условиях экономического кризиса 2001-02гг. отрасль смогла не только сохранить свои производственные мощности, но и ввести в строй новые промышленные объекты, что связано с сокращением объемов импорта химпродуктов (пластмасс, автомобильных шин, некоторых химических средств защиты растений и ряда других).

Показатели хим. и нефтехимпрома, в тыс.т.

| | Производство | | | |
|--------|--------------|-----------|-----------|------------|
| | Базов. комп. | Полуфабр. | Гот. изд. | Имп. Эксп. |
| 1998г. | 1240,2 | 774,6 | 1181 | 2279,6 |
| 1999г. | 1244,4 | 849,8 | 1254,8 | 2501,7 |
| 2000г. | 1405,2 | 838,6 | 1427,5 | 2387,4 |
| 2001г. | 1447 | 852,2 | 1507 | 2361 |
| 2002г. | 1493,4 | 866,6 | 1524,5 | 2096 |

Источник: Аргентинский институт нефтехимической промышленности

Основными продуктами нефтехимпрома Аргентины являются ароматические углеводородные соединения: этилен, стирол, метанол, формальдегид, толуол, термопластики. Предприятия отрасли сосредоточены в провинциях, где ведется газо- и нефтедобыча (Буэнос-Айрес, Неукен, Кордоба,

Санта Фе, Огненная Земля). В силу национальных, исторических и экономических особенностей ни одна из газодобывающих компаний Аргентины не специализируется только на нефтехимической переработке сырья, предпочитая его использовать в качестве топлива.

Производство продуктов нефтехимпрома, в тыс.т.

| | 1998г. | 1999г. | 2000г. | 2001г. | 2002г. |
|----------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Этилен | 277,7 | 304,6 | 285,8 | 609,4 | 497,4 |
| Толуол | 155,6 | 166,6 | 152,5 | 147,4 | 150,8 |
| Метанол | 43,5 | 42,5 | 45,2 | 25,6 | 28,21 |
| Мочевина | 136,6 | 163,2 | 187,1 | 933,8 | 906,5 |
| Стирол | 104,3 | 112,2 | 110,4 | 94,4 | 98,8 |
| Бензол | 118,9 | 128,9 | 181,1 | 90,2 | 102,8 |

Источник: Аргентинский институт нефтехимической промышленности

Несмотря на экономический кризис в данном секторе удалось сохранить, а по некоторым параметрам увеличить объемы производства продуктов нефтехимии, что связано с увеличением экспортных поставок.

Основные производители продукции нефтехимической промышленности — компании «Репсоль-ИПФ» (Rep-Sol-YPF), «Пеком-Энерхия» (Pecom-Energia), «Атанор» (Atanor), «Сидал С.А.» (Cidal S.A.), «Резин-фор-Метанол» (Resinfor-Metanol), «Масиса» (Masisa), «Профертил» (Profertil).

Общий объем производства и переработки пластмасс оценивается в 1,2 млн.т. В отрасли оперируют 2.300 предприятий, на которых занято 29 тыс.чел. Наибольшее число предприятий сосредоточено в пров. Буэнос-Айрес, Санта Фе, Кордоба и столичном регионе.

Несмотря на экономический кризис, рост производства базовых компонентов для выпуска пластмасс составил 1,3%. Большая часть продукции отрасли идет на выпуск упаковочной тары, пленки, мебельных изделий, труб, строительных материалов, различных бытовых изделий.

Производство базовых компонентов для выпуска основных видов пластиков и термопластиков удалось сохранить на уровне 2001г. Выросли объемы производства полиэтилена и полипропилена: этому способствовал ввод в строй новых мощностей на предприятиях, принадлежащих таким корпорациям, как Dow Polisar, BASF Argentina.

Базовые компоненты для выпуска пластмасс и термопластиков, в тыс.т.

| | Производство | | | Экспорт | | | Импорт | | |
|-----------------------|--------------|-------|-------|---------|-------|-------|--------|-------|-------|
| | 2000 | 2001 | 2002 | 2000 | 2001 | 2002 | 2000 | 2001 | 2002 |
| Полиэт. низкой плотн. | 141,0 | 253,2 | 257,8 | 33,2 | 137,1 | 138,6 | 165,0 | 131,5 | 112,8 |
| Полиэт. выс. плотн. | 129,9 | 225,8 | 231,3 | 27,4 | 117,9 | 119,2 | 106,0 | 88,5 | 72,4 |
| ПВХ | 131,0 | 150,2 | 152,5 | 67,8 | 78,0 | 79,6 | 51,2 | 27,8 | 22,5 |
| Полипропилен | 234,4 | 248,0 | 249,4 | 71,8 | 101,4 | 102,6 | 25,1 | 17,2 | 14,8 |
| Полистирол | 70,9 | 64,8 | 65,3 | 29,7 | 16,7 | 15,8 | 5,8 | 5,4 | 5,1 |

Источник: Аргентинский институт производителей пластмасс

Аргентинский рынок шин, в тыс.шт.

| | 1998г. | 1999г. | 2000г. | 2001г. | 2002г. |
|------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Произв. автошин | 9.189 | 8.085 | 8.519 | 7.911 | 8.437 |
| Пр. трактор. шин | 325,8 | 165 | 117 | 126 | 132 |
| Импорт | 3150 | 3520 | 4570 | 3380 | 2416 |
| Экспорт | 3800 | 4350 | 4808 | 4600 | 4785 |
| Вн. потребление | 8450 | 7300 | 8143 | 6750 | 5164 |

Источник: Аргентинская палата производителей шин

Производство шин и резинотехнических изделий. В условиях экономического кризиса предприятиям отрасли в 2002г. удалось не только сохранить, но и увеличить на 7% объемы выпускаемой продукции. В результате подорожания импортных товаров, национальным производителям

удалось вернуть себе часть утерянного в последние годы внутреннего рынка, а также увеличить свои поставки, которые достигли 53% объема внутреннего производства.

Внедрение новых технологий, значительные капитальные вложения в развитие агрохимической отрасли, создание новых производственных мощностей позволили Аргентине не только обеспечить удовлетворение своих внутренних потребностей в химических удобрениях и средствах защиты растений (ХСЗР), но и увеличить поставки этой продукции на экспорт. Экономический кризис незначительно затронул предприятия данной отрасли (выпуск продукции сократился на 3,8%). Аргентинские сельхозпроизводители продолжили закупки минудобрений за рубежом в связи с невозможностью покрытия имеющихся потребностей в некоторых видах химических продуктов только за счет нацпредприятий.

С введением в строй новых мощностей компании «Атанор» и БАСФ, Аргентина в ближайшие годы сможет полностью удовлетворить свои внутренние потребности в некоторых видах минудобрений, в основном азотосодержащих, и ХСЗР.

Производство и импорт ХСЗР, в тыс. кг/л.

| | 1998г. | 1999г. | 2000г. | 2001г. | 2002г. |
|------------------------|--------|---------|---------|---------|---------|
| Акарициды | 3.200 | 4.100 | 3.100 | 3.300 | 3.000 |
| Фунгициды | 5.500 | 6.300 | 7.900 | 8.200 | 7.800 |
| Гербициды | 64.800 | 97.300 | 117.700 | 122.600 | 118.700 |
| Инсектициды | 7.600 | 10.900 | 10.900 | 11.000 | 10.600 |
| Регуляторы роста | 1.600 | 1.800 | 2.000 | 2.100 | 1.900 |
| Другие | 6.400 | 7.000 | 6.000 | 5.800 | 5.100 |
| Всего | 89.100 | 127.500 | 147.700 | 153.000 | 147.100 |
| Импорт, всего | 92.947 | 80.933 | 82.160 | 81.400 | 63.470 |

Источник: Аргентинская палата производителей удобрений и ХСЗР

Газ

Природный газ занимает первое место среди всех видов используемых в Аргентине энергоносителей. Его роль в энергетическом балансе страны продолжает расти. Газ стал наиболее популярным видом топлива во всех потребляющих секторах: энергетическом (30%), промышленном (40%) и бытовом (27%). В Аргентине насчитывается 6 млн. подключенных к сети потребителей природного газа. Страна занимает второе место в Латинской Америке по использованию газа на душу населения (после Венесуэлы). Указанный показатель уже превысил 740 куб.м/чел в год.

В 2002г. в Аргентине было добыто 46,7 млрд. куб.м. природного газа (2001г. — 45,9 млрд.куб.м.). Однако экономический кризис в целом негативно отразился на отрасли: объем инвестиций снизился на 40%, по сравнению с 2001г.; сократились работы в области перспективного и поискового бурения; загрузка основных газопроводов упала на 30%; текущий долг газовых предприятий достиг 2,4 млрд.долл.

На местном рынке представлено 29 фирм с участием испанского, французского, бразильского, голландского, американского и чилийского капитала. 90% общей добычи обеспечивают 6 крупнейших концернов: ИПФ-Репсоль — 32%, «Тоталь Аустраль» — 20%, «Плуспетроль» — 10%, «Пан Американ Энерджи» — 10%, «Пеком Энерхия» — 7,5%, «Текпетроль» — 7%.

Предприятия газового сектора Аргентины работают на грани рентабельности и не в состоянии рассматривать какие-либо перспективные проек-

ты. В качестве основных причин называются снижение национального платежеспособного спроса на газ и сохранение регулируемых государством низких тарифов для большинства потребителей.

Расчетные объемы подтвержденных запасов природного газа в 2002г. превысили 763,5 млрд.куб.м. Соотношение резервов к объему производства достигло экономически оптимального по мировым стандартам показателя — 16,5 лет.

Основной добывающей провинцией страны (55% всего объема), располагающей самыми крупными месторождениями (подтвержденные запасы — 382 млрд.куб.м.), является Неукен. За ней следуют пров. Сальта (15,5%), Санта Крус и Тьерра дель Фуего (по 11% каждая). В Чубуте и Мендосе добывается 3% и 2%. Производство газа в пров. Формоса и Пампа составляет 1% и имеет лишь местное значение.

Аргентина имеет развитую систему газопроводов, обеспечивающую свои внутренние потребности и позволяющую экспортировать газ в соседние страны. С 1993г. в ее развитие (с учетом строительства магистралей для экспортных поставок) было вложено 4,5 млрд.долл. частного капитала, что позволило увеличить пропускную способность трубопроводов на 60%. Суммарная мощность газопроводов Аргентины дает возможность транспортировать 120 млн.куб.м. газа в сутки.

На развитие двух основных магистральных газопроводов за прошедшие 10 лет было затрачено 2 млрд.долл. Они обслуживаются независимыми частными операторами: «Транспортатора дэ Гас дэль Норте» (55% газоперекачивающих мощностей) и «Транспортатора дэ Гас дэль Сур» (45%); связаны между собой и имеют высокий уровень автоматизации.

Исключительное право формирования национальной ценовой политики, установки тарифов и выдачи лицензий на осуществление коммерческой деятельности в сфере природного газа в соответствии с законом «О чрезвычайном положении» передано госведомству «Энаркас».

В Аргентине растет потребление сжиженного газа. В 2003г. был превышен уровень 900 тыс.т/год, с суммарным объемом продаж в 1 млрд.долл. 70% рынка сжиженного газа Аргентины приходится на долю четырех крупнейших компаний «Аргон», «ЯПФ Гас», «Альгаз» и «Аутогаз».

Существует проблема дефицита соответствующей промышленной базы и инфраструктуры для производства сжиженного природного газа. Этот сектор газовой отрасли является в Аргентине наиболее инвестиционно привлекательным. Этому способствуют особенности имеющейся законодательной базы, фактически не регулирующей ключевые вопросы налогообложения и контроля за тарифами на сжиженный газ. (Соответствующий законопроект был направлен правительством в законодательное собрание страны лишь в конце 2002г., и шансы его рассмотрения невысоки). Сдерживающим фактором для быстрого наращивания объемов производства этого энергоносителя является отсутствие достаточных инвестиционных средств для строительства традиционных крупных предприятий по ожижению природного газа с соответствующими дорогостоящими хранилищами.

Сложная ситуация сложилась на газопроводах «Газодукто Трансандино» (Аргентина-Чили) и «Крус дэль Сур» (Аргентина-Уругвай), где постро-

енные мощности остаются незагруженными. Хотя суммарные капвложения в строительство транснациональных газопроводов в 2002г. находились на уровне последних трех лет, аналитики прогнозируют спад деловой активности в этой области уже в ближайшее время.

Из проектов, реализованных в отрасли в 2002г.: в дек. 2002г. был завершен газопровод в Уругвай «Крус дэль Сур» — 150 млн.долл., мощности в 3,5 млн.куб.м. в сутки на начальном этапе и 5,5 млн.куб.м. в дальнейшем; отделение компании «Пионер» ввело в эксплуатацию новую установку стоимостью 23 млн.долл. по добыче и переработке углеводородов в пров. Неукен; фирма «Сипетрол» приступила к экспортным поставкам природного газа в объеме 4,3 млн.куб.м. в сутки из газоносного района Аустраль в Чили.

Среди намеченных на 2003г. отраслевых проектов: возобновление работ на шельфе Огненной Земли (компания «Тоталь Аустраль», объем инвестиций — 200 млн.долл.); увеличение (на 35%) пропускной способности газопровода «Гас Андес» (строительство дополнительной компрессорной станции — 20 млн.долл.; удлинение на 70 км. газопровода в Чили — 55 млн.долл.; увеличение пропускной способности газопровода «Крус дэль Сур» на участке «Пунта Лара» (Аргентина) — Монтевидео (объем инвестиций — 170 млн.долл., источники финансирования не определены).

БРАЗИЛИЯ

Основную роль в добыче и распределении нефти и газа в Бразилии играет компания «Петробраз». Госкомпания «Петробраз» была создана в 1954г. В мировом рейтинге нефтяных производителей занимает 13 место. Сфера деятельности компании — разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений, добыча и транспортировка нефти, нефтепереработка, экспортно-импортные операции. Петробраз имеет несколько дочерних предприятий: «Газпетро» (продажа природного газа как национального, так и импортного), «Петрокиза» (нефтехимическая промышленность), «Бразпетро» (международная деятельность), «БР» (продажа нефтепродуктов), «Транспетро» (логистика и транспортировка). Компания уделяет большое внимание развитию газовой и электроэнергетической отраслям (имеет пакет акций в 31 ТЭС). В 2002г. для управления активами компании в электроэнергетике создана дочерняя компания «Энергия». Петробраз владеет 13 НПЗ, из которых 2 — в Боливии. Петробраз владеет и эксплуатирует в Бразилии 15.300 км. нефте- и газопроводов, 7.132 автозаправочных станций страны. Основные показатели работы компании в 2002г.: доходы составили 33 млрд.долл., чистая прибыль — 4 млрд.долл. при 39 тыс. работающих в компании. «Петробраз» имеет представительства в Нью-Йорке, Лондоне и Токио.

В 2002г. «Петробраз» инвестировал 7,6 млрд.долл. в топливно-энергетический комплекс Аргентины (бензозаправочные станции 500 млн.долл.), выкуплены нефтяная компания «Санта Фе» (89,5 млн.долл.), энергетическая компания «Перес Компанс Енержиа» (1,18 млрд.долл.).

Промышленные группы в области нефти и газа представлены прежде всего группой «Петробраз» и международными ТНК. Группа «Петробраз»

является определяющей в вопросе добычи, переработки, транспортировки нефти. Группа не имеет своего банка, однако в полной мере использует ресурсы Нацбанка экономического и социального развития — БНДЭС. Значительная доля средств в «Петробраз» поступает от выплат роялти за использование участков под концессии. Данные средства группа тратит на НИОКР и охрану окружающей среды.

Международные ТНК влияют на политику в отрасли через соответствующие лоббистские организации. Основные реформы в данном секторе проведены: ликвидирована монополия государства (1998г.), приватизированы НПЗ и некоторые нефтепроводы (1998-2000г.г), открыт доступ иностранному капиталу и ТНК.

Кроме «Петробраз» приступили к добыче «Шелл», «Бритиш Петролиум», ИПФ, «Шеврон». Уровень добычи этих компаний незначительный.

Распределение участков под концессию осуществляется на основе конкурса. По условиям конкурса иностранные компании-владельцы участков должны приобретать у бразильских производителей четко зафиксированный объем техники и оборудования для освоения месторождений: на этапе разведки — 28,4%, а на этапе эксплуатации — 39,8%.

Благодаря проведению конкурсов в нефтегазовую отрасль удалось привлечь целый ряд крупных транснациональных компаний, ранее не работавших на местном рынке: норвежскую Den Noek Stats Olijeselskap, датскую Mersk Olie og Gas, Philips Petroleum США, а также Shell, Esso, Chevron-Texasco, El Paso.

Средняя добыча нефти в 2002г. в Бразилии составила 1,5 млн.бар. в сутки. 12 мая 2002г. компания «Петробраз» добилась рекордного уровня добычи нефти — 1,61 млн.бар. предыдущий рекорд составлял 1,56 млн.бар. в сутки и был достигнут 27 дек. 2001г. Несмотря на кризисные явления в «Петробразе», в т.ч. связанные с аварией на нефтедобывающей платформе в 2001г. и ее последующим затоплением, достигнут прорыв в объемах добычи углеводородного сырья.

Рост производства нефти в Бразилии оказывает влияние на снижение объемов импорта данного продукта. Импорт нефти составляет 22,7% (1991г. — 44%) от общей потребности в стране. В Бразилии потребление нефти и нефтепродуктов составляет 1,8 млн.бар. в день.

В 2002г. импорт нефти из стран Ближнего Востока составил 26,4% от общего объема импорта (3,3 млрд.долл.). Из этой суммы — 545 млн.долл. поставка нефти из Саудовской Аравии и 388 млн.долл. — из Ирака. Главными экспортерами нефти в Бразилию в 2002г. оставались страны Африки (Нигерия — 30% и Алжир — 21%) — 51% от общего объема импорта страны. Бразилия импортировала нефть из Аргентины (9,5%) и Венесуэлы (2,5%).

Основной зоной добычи нефти в Бразилии остается **морской шельф** на атлантическом побережье в шт. Рио-де-Жанейро вблизи г.Макао (**81% всей бразильской нефтедобычи**), где достигнут уровень 1,32 млн.бар. в день. Добыча нефтяного сырья ведется с глубины 800-1300 м. «Петробраз» является единственной в мире компанией, располагающей технологиями глубоководной нефтедобычи на глубинах до 1800 м. Достигнуты рекордно

низкие затраты на добычу одного барреля — 2-2,5 долл. за бар. Столь низкие затраты объясняются использованием высокорентабельных нефтедобывающих судов сверхбольшого водоизмещения, которые закрепляются над нефтяными скважинами и ведут сбор нефти из несколько скважин одновременно. При достижении определенного уровня заполнения осуществляется перегрузка нефти на небольшие танкеры и ее доставка к терминалам.

Вторым по значимости является бассейн Рио-Гранди-ду-Норчи в шт. Сеара с уровнем добычи в 102 тыс.бар. в сутки.

В 2003г. инвестиционная программа «Петробраз» составит 10,4 млрд.долл. До 2005г. компания намерена инвестировать 25 млрд.долл.: 15 млрд.долл. — разведка и добыча нефти; 5,9 млрд.долл. — переработка нефти; 2,1 млрд.долл. — добыча газа и развитие энергетики; 0,9 млрд.долл. — транспортировка и распределение; 0,5 млрд.долл. — содержание персонала.

К 2005г. добыча нефти компанией «Петробраз» составит 1,9 млн.бар. в день (2002г. — 1,5 млн.бар. в день), а объем ее переработки достигнет 1,8 млн.бар. в день.

В 2002г. правительством поставлена задача увеличения доли натурального газа в энергетическом балансе страны с 4% (2001г.) до 12% в 2010г. В целях улучшения использования природного газа в качестве топлива на термоэлектростанциях разработана и принята «Программа приоритетов термоэнергетики».

Планируется до 2006г. построить ТЭС, работающие на газу общей мощностью 20.161 мв. При этом единичная мощность создаваемых ТЭС будет составлять от 12 мв. до 600 мв. В 2002г. общая мощность ТЭС, работающих на газу составляла около 4.000 мв. В 2003г. планируется построить ТЭС общей мощностью 10.412 мв.

Подтвержденные запасы природного газа в стране составляют 221 млрд.куб.м. Добыча газа составляет 40 млн.куб.м. в день, а потребление — 27 млн.куб.м. в день. На участках, где отсутствует его транспортировка (район Амазонии), газ закачивают в скважины.

Месторождения природного газа обнаружены в различных районах Бразилии, 36% из них расположены на суше (Амазония и шт. Баия) и 64% на морском шельфе, главным образом в бассейне Сантос (46%). Наиболее важное и старое газовое месторождение Бразилии (добыча ведется с 1988г.) — «Игиси», которое находится на севере страны в 613 км. от г.Манаус. На базе этого месторождения строится третья очередь завода по производству натурального газа, которая войдет в эксплуатацию в 2004г. Объем производства составит 7,5-10 млн.куб.м. в день.

Также будет производиться 1,1 млн.т. в день жидкого газа для бытового использования. Месторождение имеет 60 скважин, еще 13 находятся в стадии бурения. Инвестиции в реализацию этого проекта составят 183 млн.реалов (60 млн.долл.) до конца 2004г.

Для доставки газа потребителям бразильская компания «Петробраз» планирует построить две нитки газопровода: одна до г.Манаус, другая до г.Порто Велье для обеспечения газом ТЭС. Стоимость прокладки газопроводов оценивается в 300 тыс. реалов.

В 2002г. открыто новое месторождение природного газа в муниципалитете Itacoatiara, в 200 км. от Манауса запасы оцениваются в 6 млн.куб.м. Добыча газа на этом месторождении позволит снизить потребление дизельного топлива в регионе.

Производство газа и особенно его использование не растет темпами, предусмотренными правительством, по следующим причинам: высокие цены на газ, отставание с вводом в эксплуатацию ТЭС. Боливийский газ, с учетом всех затрат обходится потребителю в 3,3-3,4 долл. за млн. ВТИ (medida inglesa de poder calorifero). Аргентинский газ на один доллар дешевле боливийского.

Отмечается увеличение потребления газа для использования в качестве топлива на автомобилях, которое в I пол. 2002г. составило 2 млн.куб.м./д. (1991г. — 7 тыс.куб.м./д.).

В Бразилии насчитывается 300 газозаправочных автомобильных станций. Растет количество автомобилей, работающих на газовом топливе. В 1998г. их было 20 тыс.ед., а в I пол. 2002г. их количество достигло 300 тыс.ед. К 2005г. планируется довести количество автомобилей, использующих газ в качестве топлива до 1 млн.ед.

В связи с отсутствием в большинстве городов централизованного газоснабжения, обеспечение населения осуществляется путем автономного использования газовых баллонов (баллонное обеспечение) с сжиженным газом, импорт которого составляет 7 млн.т. в год. Организована сеть по его продаже, включающая 20 компаний и 80 тыс. пунктов продажи газовых баллонов. Лицензию на импорт этого газа выдает Национальное Агентство нефти (ANP).

Среди дистрибуторов газа много мелких национальных компаний: «Минасгаз» — 10%, «Копагаз» — 6%, «Группа Национал де газ» — 18%, «Супергаз-бразил» — 13%. Преобладает на рынке газа транснациональная компания «Аджин» — 22%.

Частные дистрибуторы контролируются ANP и строго придерживаются установленных требований. Увеличение потребления газа в энергетике страны эксперты связывают с частной инициативой, которая может изменить этот показатель. 40 частных компаний изъявляют желание получить концессию на эксплуатацию газовых месторождений. Инвестиции могут составить 3 млрд.долл.

Химпром

Бразильская химическая промышленность представляет собой наиболее развитую и современную отрасль, которая определяет уровень развития экономики всей страны и оказывает влияние на ее экспортные показатели. В данной отрасли общее количество предприятий составляет 2 тыс., которые сконцентрированы в Юго-восточном (70%), в Южном (16%) и Северо-восточном районах (11%) Бразилии. Наибольшая концентрация предприятий (до 60%) наблюдается в районе г.Сан Пауло, который является химической и промышленной столицей страны.

В 2002г. сохранилась негативная тенденция в развитии отрасли, хотя в значительной степени удалось преодолеть последствия энергетического кризиса. Если в 2001г. спад производства составлял 12%, то в 2002г. наблюдался положительный рост по сравнению с 2001г., но не превысивший показателей 2000 рекордного года, когда было произведено продукции на 43.6 млрд.долл.

Химфирмы Бразилии в 2002г., в млн. реалов

| | Продажи | Доход | Рост, % к 2001г. | Страна, конт- роль фирму |
|--------------------------|-----------|-----------|---------------------|-----------------------------|
| | | | | |
| BASF | 2.505.620 | -261.4652 | 5.8 | Германия |
| Bunge Fertilizantes..... | 2.141.236 | 95.317 | 55.8 | Бразилия |
| BAYER..... | 1.363.001 | -46.924 | 19.4 | Германия |
| Du Pont do Brasil..... | 1.074.126 | -66.197 | 2.1 | США |
| Dow Quimica..... | 867.057 | -20.871 | 12 | США |
| Natura..... | 861.322 | 9.485 | 6.6 | Бразилия |
| Clariant..... | 794.181 | 29.877 | 15.6 | Швейцария |
| Roche | 753.291 | 17.438 | 0.9 | Швейцария |
| Ultrafertil..... | 694.480 | 97.333 | 12.2 | Бразилия |
| Polibras Resinas | 688.744 | 21.624 | - 0.6 | Бразилия |

В 2002г. в Бразилии, по оценке Фонда Жетулио Варгаса, было произведено химических товаров на 38.5 млрд.долл., что соответствует уровню 2001г. Во многом данный результат был определен девальвацией доллара в год президентских выборов и нестабильностью политической ситуации, что отразилось на инвестиционном климате в отрасли. Показатели за последний год ниже, чем общие показатели роста производства в бразильской промышленности (2.4%).

Производство химпродукции, в млрд.долл.

| | 1999г. | 2000г. | 2001г. | 2002г. |
|---|--------|--------|--------|--------|
| Химпродукты для промышл. использов. | 17,1 | 22,8 | 19,6 | 19,9 |
| Фармацевтические продукты | 6,5 | 6,7 | 5,7 | 6,9 |
| Химпродукты для косметических целей | 3,1 | 3,5 | 3,0 | 3,2 |
| Удобрения | 2,1 | 2,7 | 2,8 | 2,4 |
| Моющие средства | 2,3 | 2,3 | 2,0 | 2,7 |
| Хим.средства защиты растений | 2,5 | 2,5 | 2,3 | 2,0 |
| Промышленные краски и лаки | 1,4 | 1,5 | 1,4 | 1,5 |
| Другие продукты тонкой химии | 1,4 | 1,4 | 1,5 | 1,6 |
| Итого..... | 35,8 | 42,3 | 38,3 | 38,5 |

Коммерческий баланс во внешней торговле в химпроме остается отрицательным, т.е. Бразилия ввозит продуктов данной отрасли больше, чем экспортирует в другие страны. В 2002г. экспорт химпродуктов составил 3 млрд.долл., в то время как импорт составил 10,6 млрд. Дефицит во внешней торговле химическими продуктами составил 7,6 млрд.долл. Наиболее значимые группы товаров для промышленного использования: экспорт – 3,6 млрд.долл., импорт – 8,4 млрд., дефицит – 4,8 млрд. Основными странами-экспортерами являются США и страны Западной Европы, на которые приходится 33% и 30%.

Дефицит во внешней торговле химпродуктами, в млн.долл.

| | 1995г. | 1996г. | 1997г. | 1998г. | 1999г. | 2000г. | 2001г. | 2002г. |
|--------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Экспорт..... | 3,36 | 3,47 | 3,8 | 33,62 | 3,44 | 4,03 | 3,44 | 3,03 |
| Импорт | 7,92 | 8,81 | 9,86 | 10,1 | 9,77 | 10,6 | 9,77 | 10,6 |
| Дефицит..... | 4,52 | 5,34 | 6,03 | 6,48 | 6,33 | 6,57 | 6,33 | 7,57 |

Импорт химпродукции из России в 2002г.

| | тыс.долл. | тыс.т. |
|---------------------------|-----------|--------|
| Феррованадий..... | 2.196 | 0.5 |
| Дихромат соды..... | 2.037 | 3.5 |
| Метанол | 1.708 | 10 |
| Двойной бутил крезол..... | 992 | 0.5 |
| Родий | 645 | 27 шт. |
| Органические агенты | 639 | 0.8 |
| Хром | 572 | 128 |
| Фенол | 546 | 0.9 |
| Полиэтрафлуретин | 360 | 0.08 |
| Кальций | 321 | 0.08 |
| Три оксид хрома..... | 312 | 0.3 |
| Окислы хрома..... | 286 | 0.1 |
| Сурьма..... | 275 | 0.09 |
| Фосфор | 274 | 0.2 |

Предприятия химпрома Бразилии активно торгуют с российскими химическими компаниями, в основном приобретая сырье и исходные компоненты. В 2002г. уровень закупок сохранился на уровне 2001г. и был немного ниже уровня 2000г. Бразилия практически ничего не экспортирует в Россию. Импорт химпродукции из России в 2002г. составил 13.2 млн.долл. или 0,5% от общего объема торговли.

ВЕЛИКОБРИТАНИЯ

Энергетический рынок страны либерализован. В 2002г. была разработана новая Стратегия в области энергетической политики. При подготовке Стратегии правительство исходило из следующего: страна, которая является самообеспеченной энерго-ресурсами, в ближайшем будущем будет испытывать их нехватку в связи с истощением собственных запасов и ростом спроса; во исполнение своих международных обязательств (Киотский протокол) Великобритания предостит принять меры, направленные на увеличение инвестиций в энергетический сектор с целью уменьшения выброса в атмосферу вредных веществ (прежде всего углекислого газа).

С учетом вышеназванных моментов правительственная политика в области энергетики направлена на: диверсификацию источников поставки углеводородов в целях устойчивого и надежного обеспечения страны энергоресурсами, развитие конкуренции на энергетическом рынке; повышение эффективности национальной энергетики; содействие развитию новых технологий в энергетической сфере, особенно в освоении новых источников энергии; повышение роли возобновляемых источников энергии (ветряная, солнечная); поощрение потребителей и производителей энергии через ценовое регулирование к экономии электроэнергии и сокращению вредных выбросов в атмосферу; создание единого госоргана (Sustainable Energy Policy Unit), ответственного за формирование политики развития ТЭК.

Сохраняют свою актуальность меры по либерализации энергетического рынка в ряде районов, особенно в Шотландии и Северной Ирландии.

С начала 90гг. Великобритания входит в десятку ведущих нефтегазодобывающих стран мира, распространив операции национальных компаний на все страны, обладающие запасами углеводородов, включая Россию.

Доля топливно-энергетического комплекса (ТЭК) в общем объеме промпроизводства Великобритании составляет 8%, во внутренних инвестициях в промышленность – 12%.

В структуре производства первичных энергоносителей основное место принадлежит нефти и газу, на которые в совокупности приходится 4/5 производства первичных энергоносителей. Несмотря на сокращение добычи угля и замену его более эффективными видами топлива, он все еще сохраняет свое значение и занимает такое же место как ядерная энергия.

Производство первичных энергоносителей за 9 мес. 2002г. составило 199,8 млн.т. в нефтяном эквиваленте, что на 2% меньше, чем за соответствующий период 2001г. Добыча нефти не изменилась, природного газа упала на 4,6%, угля сокра-

тилась на 3,8%. Производство электроэнергии на АЭС и гидроэлектростанциях увеличилось на 2,4% и 46,2%.

Производство первичных энергоносителей в Великобритании, в млн.т. нефтяного эквивалента

| | Всего | Уголь | Нефть | Газ | АЭС | ГЭС |
|-------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1998г. | 287,2 | 27,3 | 145,3 | 90,8 | 23,44 | 0,52 |
| 1999г. | 297,5 | 24,7 | 150,2 | 99,9 | 22,22 | 0,53 |
| 2000г. | 289,0 | 21,1 | 138,3 | 109,4 | 19,64 | 0,52 |
| 2001г. | 277,6 | 21,7 | 127,8 | 106,8 | 20,77 | 0,43 |
| 2001г. (9 мес.) | 203,7 | 16,0 | 94,1 | 78,2 | 15,06 | 0,26 |
| 2002г. (9 мес.) | 199,8 | 15,4 | 93,9 | 74,6 | 15,43 | 0,38 |
| 2002г. к 2001г. (9 мес.), в % | 98,0 | 96,2 | 99,8 | 95,4 | 102,4 | 146,2 |

По данным минторга и промышленности Великобритании

Общее потребление первичных энергоносителей за 9 мес. 2002г. по сравнению с аналог. периодом 2001г. увеличилось на 12% и составило 187,8 млн.т. в нефтяном эквиваленте. Наиболее быстро росло потребление природного газа и нефти.

Внутреннее потребление первичных энергоносителей в Великобритании, в млн.т. нефтяного эквивалента

| | Всего | Уголь | Нефть | Газ | АЭС | ГЭС | Эксп. |
|------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1998г. | 230,7 | 42,5 | 75,3 | 87,9 | 23,4 | 0,5 | 56,5 |
| 1999г. | 231,1 | 37,5 | 76,4 | 93,3 | 22,2 | 0,5 | 66,4 |
| 2000г. | 234,4 | 39,3 | 76,6 | 97,1 | 19,6 | 0,5 | 54,6 |
| 2001г. | 238,0 | 43,0 | 76,6 | 96,3 | 20,8 | 0,4 | 39,6 |
| 2001г. (9 мес.) | 167,6 | 30,2 | 57,3 | 63,7 | 15,4 | 0,3 | 36,7 |
| 2002г. (9 мес.) | 187,8 | 30,7 | 64,5 | 74,9 | 16,6 | 0,3 | 12,0 |
| 2002г. к 2001г. (9 мес.) в % | 112,0 | 101,6 | 113,0 | 118,0 | 108,0 | 100,0 | 32,7 |

Баланс производства и потребления первичных энергоносителей страны показывает, что Великобритания остается чистым экспортером энергоресурсов, хотя объем чистого экспорта сокращается.

В разрезе отдельных видов энергоносителей положительное сальдо имеется только по нефти. По природному газу наблюдается дефицит, который, по прогнозам экспертов, будет расти.

Великобритания является нетто импортером газа в зимний период, когда до 30% потребности в нем обеспечивается за счет поставок из Норвегии. Что касается угля, то за счет импорта обеспечивается половина потребления.

За 9 мес. 2002г. Великобритания имела положительное сальдо в торговле энергетическими товарами, которое составило 3,8 млрд.ф.ст. В результате рецессии мировой экономики и сокращения объема промпроизводства имело место сокращение как экспорта (на 8,5%), так и импорта (на 7,1%) энергоносителей.

Внешняя торговля Великобританией топливно-энергогетическими товарами

| | Уголь | Нефть | Нефте-продукты | Газ | Электро-энергия | Всего |
|---------------------------------|-------|--------|----------------|--------|-----------------|---------|
| Экспорт (fob), млн.ф.ст. | | | | | | |
| 2001г. — 9 мес. | 28,4 | 8224,7 | 2396,3 | 1162,2 | 2,0 | 11813,7 |
| 2002г. — 9 мес. | 26,5 | 7318,1 | 2420,8 | 981,4 | 65,0 | 10811,8 |
| 2002 % к 2001 | 89,3 | 88,9 | 101,0 | 84,4 | 3250,0 | 91,5 |
| Импорт (cif), млн.ф.ст. | | | | | | |
| 2001г. — 9 мес. | 889,9 | 3600,2 | 2677,4 | 243,8 | 141,3 | 7552,6 |
| 2002г. — 9 мес. | 648,3 | 3822,8 | 2151,2 | 279,9 | 116,3 | 7018,5 |
| 2002 % к 2001 | 72,8 | 106,2 | 80,3 | 114,8 | 82,3 | 92,9 |

Нефтегазовый комплекс. На континентальном шельфе Великобритании разрабатывается 270 месторождений, из которых 150 — нефтяные, 100 — газовые, 20 — газоконденсатные. Добыча нефти на шельфе осуществляется с 84 морских

платформ (для этого также используется 18 специальных плавающих сооружений), природного газа — со 164 платформ. На территории Великобритании разрабатывается 31 месторождение нефти.

Протяженность подводных трубопроводов, используемых для транспортировки нефти, газа и конденсата, составляет 11 тыс.км. Имеются трубопроводы, по которым газ экспортируется за рубеж: в Ирландию (40 км.) и в Западную Европу (232 км.).

Нефтяной комплекс. Великобритания располагает подтвержденными запасами нефти в 4,9 млрд.бар. (0,7 млрд.т). Основные резервы расположены в Северном море. В разработке месторождений принимают участие несколько десятков компаний, включая иностранные.

За 9 мес. 2002г. в Великобритании было добыто 93,9 млн.т. нефти. По сравнению с аналог. периодом 2001г. уровень добычи не изменился. В конце года была завершена сделка между британским нефтяным концерном BP и американской компанией Apache по приобретению последней одного из самых известных месторождений нефти в Северном море Forties (стоимость сделки — 1,3 млрд.долл.). Месторождение Forties является одним из первых месторождений, открытых в Северном море в 1970г. Промышленный пик добычи нефти на месторождении был зафиксирован в 1979г., когда ежедневно добывалось 500 тыс.бар. нефти, что удовлетворяло 25% потребности Великобритании в нефти. За годы эксплуатации суммарный объем добычи с месторождения составил 2,5 млрд.бар. нефти. Дневная добыча на Forties составляет 48 тыс.бар. или 1% всей добываемой BP нефти.

Газовый комплекс. Запасы природного газа составляют 1,6 трлн.куб.м. и при существующих объемах добычи истощатся через 17 лет. За 9 мес. 2002г. объем добычи природного газа составил 81 млрд.куб.м. и по сравнению с 2001г. снизился на 4,6%.

Большое количество газовых месторождений расположено в Северном море. В их числе — месторождение Leman, разрабатываемое BP (запасы 177 млрд.куб.м.), Britannia (Chevron и Conoco, 93 млрд.куб.м.), Indefatigable и Clipper (Shell, 16,5 млрд.куб.м. и 24,9 млрд.куб.м.), а также Elgin (TotalFinaElf, 26,4 млрд.куб.м.). В Ирландском море разрабатываются два крупных месторождения Mogensambe и Hamilton, первое из которых обеспечивает 4/5 добычи газа в стране.

Газпром Великобритании имеет хорошо развитую инфраструктуру, мощности которой используются на 40%. Она включает 33 трубопровода протяженностью 273 тыс.км. и 7 терминалов.

Основными газопроводными системами Великобритании являются: Scottish Area Gas Evacuation System (SAGE), соединяющая месторождения центральной и северной части Северного моря, включая месторождение Britannia и районы Beryl и Brae, с терминалом St Fergus; Central Area Transmission System (CATS), которая обслуживает месторождения центральной части Северного моря (Everest, Judy, Jade); Far North Liquids and Associated Gas System (FLAGS), транспортирующая газ с месторождений северных районов Северного моря (Brent, Magnus, Cormorant, Ninian и Hutton).

По прогнозам, после 2005г. в Великобритании спрос на газ превысит его добычу, и страна может стать нетто-импортером газа. К 2006г. 15% спроса британского рынка будет покрываться за счет импорта, а к 2010г. зависимость от импорта может достигнуть 55%. Наиболее крупными поставщиками газа в Великобританию могут стать Россия, Норвегия, Алжир.

Угольная промышленность. На дек. 2002г., в Великобритании действовало 64 открытых угольных разреза и 10 глубоких угольных шахт. Общая численность работающих в отрасли составляла 11 тыс.чел., 27% из которых добывали уголь в глубоких шахтах.

Объем добычи угля за 10 мес. 2002г. составил 25,1 млн.т., или на 5,4% меньше по сравнению с аналог. периодом 2001г. Потребление угля за этот период снизилось до 45,3 млн.т. (на 13,6%). Чистый импорт угля был равен 20,2 млн.т. Основными поставщиками угля в Великобританию являются Австралия, Колумбия, Польша, Южная Африка и США. Растут поставки из России.

В последние годы объем потребления угля в стране стабилизировался на уровне 40 млн.т. (в пересчете на нефтяной эквивалент) при явной тенденции падения собственного производства. Сокращение объемов добычи угля в Великобритании и стабилизация объемов его потребления вызваны переходом на использование природного газа, в т.ч. и по причине ужесточения ЕС требований по выбросу вредных веществ в атмосферу. Присоединение Великобритании к Киотскому протоколу и одобрение британским правительством Программы по снижению к 2015г. выбросов в атмосферу углекислого газа на 20% приведет к сокращению потребления угля.

Ядерная энергетика. В стране действует 15 АЭС, на которых производится 23% от общего количества электроэнергии, вырабатываемой в Великобритании. За 10 мес. 2002г. АЭС произвели 66,9 млрд.квтч. электроэнергии, что на 2,4% больше, чем в 2001г.

Перспективы развития ядерной энергетики остаются неопределенными. Основная причина этого — неспособность компаний, владеющих АЭС, обеспечить снижение цен на электроэнергию в размерах, предусмотренных новыми соглашениями на торговлю электроэнергией (New Electricity Trading Arrangements) и снижение конкурентоспособности АЭС на энергетическом рынке страны. Это привело к банкротству Уэльской АЭС. Компания British Energy последние 2г. теряла до 4 ф.ст. на каждом мвт/часе производимой электроэнергии, в результате чего в нее появилась задолженность в 337 млн.ф.ст. (на конец сент. 2002г.). Рыночная стоимость акций British Energy упала на 4,8%. Во избежание банкротства компании правительство в 2002г. предоставило ей краткосрочный госкредит в 0,7 млрд.ф.ст.

Другая причина стагнации ядерной энергетики — усилившееся внимание властей и общественности к вопросам ядерной безопасности, что связано с обострением проблемы сохранения окружающей среды и здоровья населения. Правительство Шотландии ввело запрет на ввод в эксплуатацию на своей территории новых атомных станций до 2006г.

Энергоносители из РФ

Нефть и нефтепродукты. В 2002г. сохранился высокий уровень российской составляющей в британском импорте этих товаров. Нарастающие объемы привело к увеличению российской доли в британском импорте нефти до 9,1% против 7,4% год назад, нефтепродуктов — до 7,9% (6,1%).

Объем поставок нефти составил 3,7 млн.т. (прирост по сравнению с 2001г. на 32,2%), нефтепродуктов — 1,9 млн.т. (56,8%). Общая стоимость экспорта нефти и нефтепродуктов составила 687 млн.ф.ст., что на 33% выше уровня 2001г. Среди российских компаний-экспортеров нефти в Великобританию можно отметить «Лукойл», ЮКОС, «Тюменскую нефтяную компанию».

В 2003-04гг. вероятно замедление динамики роста стоимостных объемов поставок нефти в связи с ожидаемым в 2003г. снижением цен на нее. Объем поставок нефти в Великобританию из России в физическом выражении в эти годы вырастет незначительно, составив 4,2 млн.т. и в 2005г. — 4,3 млн.т., а нефтепродуктов в 2003-04гг. достигнет 2 млн.т. и к 2005г. 2,2 млн.т.

Уголь. До недавнего времени экспорт российского угля в Великобританию не осуществлялся. В связи с высоким уровнем цен на нефть в 2000-02гг. спрос на энергетический уголь стал повышаться, что привело к улучшению конъюнктуры на рынке. Его поставки из России в Великобританию в 2002г. составили 4 млн.т. или на 24,2% больше уровня пред.г. (3,2 млн.т.). Экспорт российского угля достиг 109 млн.ф.ст. В 2002г. доля российского угля в импорте Великобритании увеличилась до 12,9% против 10% в 2001г.

Российские организации ведут проработку вопросов расширения поставок угля с рядом британских организаций. Объем экспорта к 2005г. составит 4,2-4,5 млн.т.

Природный газ. Великобритания полностью обеспечивает свои потребности в газе. Его импорт из России в 2002г. составил 500 млн.куб.м. (2000г. — 150 млн.куб.м., 2001г. — 250 млн.куб.м.), а с учетом поставок ОАО «Газпром» на условиях «размена газом» с компаниями Wingas и Ruhrgas экспорт газа в Великобританию в 2002г., по заявлению руководства российского концерна, превысил 2 млрд.куб.м.

С 2005-06гг. Великобритания может стать крупным нетто-импортером природного газа (в 2006г. 15% спроса британского рынка будет покрываться за счет импорта), в связи с чем появляются возможности по расширению его экспорта из России (наша страна относится к числу наиболее вероятных поставщиков, наряду с Норвегией и Алжиром).

Новые возможности для наращивания экспорта будут открыты после строительства дополнительного газопровода в Европу. Несколько ниток магистрали должны пройти из Ленинградской обл. по дну Балтийского моря. Один из самых протяженных в мире газопроводов свяжет п-ов Ямал в Западной Сибири и Великобританию. Пропускная способность газопровода в одноструйном варианте составит 18,7 млрд.куб.м., а в двухструйном — 30 млрд.куб.м. газа в год, при этом первая очередь нового газопровода может вступить в строй в 2007г. Стоимость проекта оценивается в 5,7 млрд.долл.

Имеется возможность увеличить поставки газа в Великобританию к 2005г. до 3 млрд.куб.м. (с учетом природного газа, поставляемого ОАО «Газпром» на условиях «размена газом» с компаниями Wingas и Ruhrgas). К 2010г., по данным «Газпрома», поставки газа возрастут до 5 млрд.куб.м.

ГЕРМАНИЯ

По данным Федерального статистического ведомства, потребление нефти в 2002г. по сравнению с 2001г. снизилось на 4% (на 5 млн.т.) и составило 125 млн.т. Основным фактором, повлиявшим на такое развитие, является сокращение потребления легких фракций отопительного мазута (на 3,4 млн.т. или 11%) по причине мягких погодных условий, а также сокращение внутренних резервов в потребляющем секторе. Падение объема авиаперевозок, наблюдавшееся после событий 11 сент. 2001г., в 2002г. не оказало влияния на потребление авиатоплива, составившего, как и в пред.г., 6,8 млн.т. Сократилось потребление автомобильного топлива. Потребление бензина сократилось на 3,2%. В 2002г. в Германии было реализовано 27,1 млн.т. данного продукта.

В 2002г. не произошло изменений в нефтепереработке страны. Даже сокращение импорта нефтепродуктов на 16% не повлияло на загрузку германских нефтеперерабатывающих заводов.

Вырос импорт нефти из Норвегии (на 1,4 млн.т.), России (на 1,1 млн.т.), Казахстана (на 0,8 млн.т.), Дании (на 0,7 млн.т.). Это компенсировало резкое, на четверть, падение импорта из Великобритании (на 3,6 млн.т.). Важнейшим поставщиком нефти на германский рынок остается Россия, доля которой выросла с 28,9% до 30%. За 11 мес. 2002г. из России в Германию было поставлено 28,7 млн.т. нефти. Доля Норвегии на рынке Германии увеличилась до 21,1% (19,6% в 2001г.), Великобритании — сократилась с 14,8% до 11,1%. Поставки из стран ОПЕК сократились на 12%.

Потребление природного газа в 2002г. сократилось на 0,4% до 106,2 млн.т. условного топлива. Основные тенденции на потребительском рынке природного газа не претерпели изменений. Использование газа в домашнем хозяйстве, предприятиях сферы услуг, торговле сократилось незначительно. Аналогичные тенденции наблюдались в промышленности, что было обусловлено ухудшением конъюнктуры. Использование природного газа для выработки электроэнергии сократилось на 3%, а доля газа в структуре производства электроэнергии осталась на прежнем уровне (9%).

Структура потребления газа в ФРГ также не изменилась. Домохозяйства и непромышленные предприятия остаются крупнейшими потребителями. На них приходится 48%. 25% приходится на промышленность, 13% — на газовые электростанции, 14% — на остальных потребителей (централизованное теплоснабжение).

Общее поступление газа на германский рынок в 2002г. увеличилось на 5%, при росте импорта на 7% и практически неизменной внутренней добыче. В результате за счет собственных ресурсов покрывалось 18% потребностей экономики в газе (в 2001г. — 19%), а оставшаяся часть — за счет импорта. Важнейшим поставщиком природного газа в Германию остается Россия. На нее приходится 31% от общего объема поступления газа в страну (в 2001г. —

33%). За ней следует Норвегия с долей в 25% (в 2001г. — 22%) и Нидерланды — 19% (в 2001г. — 20%).

В связи с высокой зависимостью Германии от импортного газа большое внимание уделяется диверсификации поставок, хотя признается, что такие возможности ограничены. Германские эксперты исходят из того, что в ближайшие пять лет падение добычи природного газа прогнозируется в Великобритании и несколько позже в Нидерландах. Максимальные объемы добычи газа в Норвегии будут достигнуты к 2015-20гг., после чего могут сократиться.

Проводимая правительством политика направлена на полную либерализацию газового рынка страны и его открытие для конкуренции. Заключенное в окт. 2002г. соглашение о доступе к газораспределительным сетям расценивается как недостаточно эффективное, и правительство, обозначая приоритеты энергетической политики на 2003-04гг., не исключает возможности государственного вмешательства в регулирование вопросов недискриминационного использования газовых магистралей, если новое соглашение не решит этих вопросов в нужном плане.

Химпром

По основным экономическим показателям Химпром занял в 2002г. 4 место (после автомобилестроения, электротехнической промышленности и общего машиностроения), а суммарный оборот предприятий отрасли достиг 133,2 млрд. евро (-0,5% по сравнению с 2001г.). При этом оборот на внутреннем рынке составил 64,5 млрд. евро (снижение по сравнению с 2001г. на 1,5%) и на внешнем — 68,7 млрд. евро (увеличение на 0,5%).

На протяжении многих лет отрасль является одной из самых привлекательных для инвесторов. Объем иноинвестиций в предприятия отрасли в 2002г. превысил 20 млрд. евро. Предприятия отрасли израсходовали на инвестиционные программы только внутри страны 7,1 млрд. евро (+2% по сравнению с 2001г.).

Химпром ФРГ остается самой наукоемкой отраслью германской экономики. На НИОКР в отрасли в 2002г. израсходовано 7 млрд. евро, что составляет 17% от всего объема средств затраченного на эти цели в обрабатывающей промышленности Германии.

Объем промпроизводства предприятий отрасли вырос в 2002г. на 2,5% и составил 102,6 млрд. евро. По сравнению с 2001г. производство продукции нефтехимии возросло на 1,5%, неорганической химии — на 3,5%, специальных химикатов — на 1%, а продукции химии полимеров снизилось на 0,5%. На 9,5% возросло производство косметической продукции, что обусловлено повышением спроса на внешнем рынке. В 2002г. также увеличилось производство фармацевтики (на 5%) и химудобрений — на 4%.

По данным Объединения химической промышленности ФРГ, в отрасли зарегистрировано 1.786 предприятий, на которых занято 461 тыс.чел. (467 тыс.чел. в 2001г.; снижение на 1,3%).

Химпром ориентирован на экспорт. В 2002г. германский экспорт химпродукции составил 80,2 млрд. евро (в 2001г. — 81,4 млрд. евро, снижение на 1,5%), импорт — 53,4 млрд. евро (в 2001г. — 59,3 млрд. евро, снижение на 2,5%). Основными потребителями немецкой химической промышлен-

ности в 2002г. являлись Франция (10,4% всего германского экспорта), США (9,8%), Италия (8,2%), Великобритания (6,7%), Бельгия (6,5%), Нидерланды (6%) и Швейцария» (5,4%).

Крупнейшими поставщиками химпродукции в Германию в 2002г. были: Ирландия (14,6% всего германского импорта данной продукции), Франция (10,5%), Нидерланды (10,4%), США (9,9%), Бельгия (9,6%), Великобритания (9,4%) и Швейцария (7,5%).

Основными внешнеторговыми партнерами предприятий химпрома Германии являются западноевропейские страны (60,5% экспорта, 77% импорта) и страны Европейского Союза (52,8% экспорта, 68,7% импорта).

Экспорт продукции химпрома в РФ составляет 750 млн. евро, а импорт из России – 350 млн. евро. Основными товарными группами импортируемой в Германию из России продукции являются: органические химические вещества, красящие вещества и пигменты, промгазы, а экспортируемой из ФРГ – фармацевтические продукты, специальные химпродукты, искусственные материалы и синтетический каучук.

Важнейшими сферами деятельности химпрома являются разработка и производство фармацевтической продукции, искусственных материалов и лаков, 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. он достигнет 220 млрд. евро).

В 2002г. в ФРГ было произведено медикаментов на 20,5 млрд. евро, из которых 96% (19,8 млрд. евро) было вывезено за рубеж.

Основными потребителями германской фармакологической продукции в 2002г. оставались США (3,5 млрд. евро), Швейцария (2,2 млрд. евро), Франция (1,3 млрд. евро) и Италия (1,2 млрд. евро).

Импорт медикаментов в Германию в 2002г. равнялся экспорту и составил 19,6 млрд. евро. Основными импортерами продукции фармакологии были США (2 млрд. евро), Франция (1,4 млрд. евро), Швейцария (1,3 млрд. евро) и Италия (0,8 млрд. евро).

По данным Федерального союза фармацевтической промышленности Германии, в отрасли насчитывается 1.100 предприятий-производителей лекарственных препаратов (из них 36 являются международными концернами). Ведущими фармацевтическими предприятиями в ФРГ являются: Bayer, Pfizer, Altana, Bristol Myers, Schering, Aventis, Merck, Berlin-Chemie.

На НИОКР в фармацевтике в 2002г. германские предприятия израсходовали 4 млрд. евро. В сфере научных исследований и разработок новых лекарственных препаратов задействовано 15 тыс.чел.

Хуже, чем в пред.г., в 2002г. обстоит дело с производством искусственных материалов – одной из ведущих товарных групп химпрома ФРГ, которая на 60% поставляется за рубеж. В 2002г. их производство снизилось на 0,5% (до 20 млрд. евро). До 2010г. ожидается рост объемов производства этой продукции на 5% ежегодно, благодаря выпуску высококачественных специальных упаковочных материалов для пищевого и изделий для автопрома.

Производство лакокрасочных материалов в 2002г. увеличилось (в целом на 1-1,5%). В дальнейшем специалистами отрасли прогнозируется рост объемов продаж этой группы продукции до 6-7% ежегодно (при 6% росте экспорта). Особенно большие надежды возлагаются на потребности автопрома.

В 2002г. производство косметических средств химпрома ФРГ выросло на 10% до 1,2 млрд. евро. Предполагается сохранение темпов роста выпуска этой продукции на ближайшую перспективу на уровне 4-5% в год.

На 2003г. прогнозируется 2-2,5% роста оборота отрасли, а выпуск химпродукции может увеличиться на 2%. Проблемы ожидаются на рынке рабочей силы отрасли. Германские эксперты считают реальным в 2003г. сокращение численности занятых в химпроме на 2,5% до 450 тыс.чел. Часть предприятий, прежде всего фармацевтической промышленности (7%), планирует увеличение численности своего персонала.

50% германских фармацевтических предприятий планирует сократить в 2003г. расходы на НИОКР в области разработки новых лекарственных препаратов, а еще 26% намереваются оставить их объем на прежнем уровне. В 2002г. 40% немецких компаний полагали необходимым увеличить выделение финансовых средств на эти цели.

ГРЕЦИЯ

Газ из России

Основные проекты в Греции с участием российских организаций осуществляются в области энергетики. Строительство газопровода-отвода от г.Комотины до г.Александрополиса предусматривалось осуществлять с участием ОАО «Стройтрансгаз», СП «Прометей-газ». Заказчик – Государственная газовая корпорация Греции (ДЕПА). ДЕПА приостановила переговоры по реализации проекта, ссылаясь на необходимость проектирования газоотвода и проведения первоначально тендера на строительство участка газоотвода от г.Александрополис до турецкой границы.

Греческий парламент 7 апр. 1995г. законом №2229 ратифицировал Протокол от 19 дек. 1994г. и Дополнение от 1 июля 1993г. к межправсоглашению от 7 окт. 1987г. между правительствами двух стран о поставках природного газа в Грецию. В соответствии со статьей 1 Протокола от 19 дек. 1994г. греческая сторона должна передать по прямому подряду строительство на условиях «под ключ» нескольких газоотводов, в т.ч. и отводы на Фракию, консорциуму компаний ОАО «Стройтрансгаз» и СП «Прометей газ». ДЕПА приняла решение о строительстве газоотвода от г.Комотины до г.Александрополис (район Фракии) протяженностью 53 км. В 2002г. начались переговоры между консорциумом и ДЕПА о цене и условиях строительства. Впоследствии эти переговоры были приостановлены до завершения детального инжиниринга. Детальный инжиниринг находится в разработке. Его осуществляет компания «Аспрофос», завершение ожидается в I пол. 2003г.

В конце 2001г. ДЕПА решил продлить газопровод-отвод по Фракии от г.Александрополис до турецкой границы. ДЕПА объявила тендер на строительство этого участка. ДЕПА также не решила во-

прос о предоставлении права СП «Прометей-газ» об использовании газотранспортной системы непосредственно греческим потребителям.

Вышеперечисленные вопросы сотрудничества в области энергетики обсуждались на IV сессии Смешанной российско-греческой комиссии по экономическому, промышленному и научно-техническому сотрудничеству, которое состоялось в нояб. 2001г. Однако греческая сторона не приняла шагов по их решению.

Проект строительства нефтепровода Бургас-Александруполис и создание международного консорциума с участием российской, греческой и болгарской сторон находится на стадии согласования. Переговоры по данному проекту ведутся мнэнерго России.

В ходе IV сессии Смешанной комиссии греческой стороной отмечалось, что одной из нерешенных проблем является отсутствие встречных закупок греческих товаров в счет оплаты за российский природный газ в соответствии межправсоглашением от 23 дек. 1988г. Греческая сторона продолжает настаивать на закупках греческих товаров и предлагает провести переговоры с участием представителей ОАО «Газпром» с целью определения путей реализации соглашения. Проведение этих переговоров увязывается греческой стороной с проведением в Москве очередной V сессии Смешанной комиссии.

7 окт. 1987г. правительства СССР и Греции 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 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 организаций в оплату стоимости советского природного газа, подлежащего поставке в Грецию в 1992-2016гг.

Статья 1 Соглашения от 23.12.1988г. 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 в дополнение к обычному импорту СССР из Греции.

1 июля 1993г. правительствами России и Греции было подписано Дополнение к Межправительственному соглашению о поставках природного газа в Греческую Республику от 7 окт. 1987г., в соответствии с которым был изменен период поставки (1995-2016 гг.).

Учитывая, что РФ является правопреемником по обязательствам, вытекающим из вышеуказанных межправительственных соглашений, подписанных СССР, греческая сторона считает, что обязательства по этим Соглашениям должны выполняться. Межправсоглашение от 23.12.1988г. было ратифицировано парламентом Греции и имеет статус закона.

Контракт на поставку природного газа в Грецию был подписан в окт. 1988г., по подсчетам греческой стороны общий объем поставленного газа составляет 7 млрд.куб.м., что соответствует сумме встречных закупок 600 млн.долл.

С 1997г., греческая сторона постоянно ставит на сессиях Смешанной российско-греческой комиссии по экономическому, промышленному и научно-техническому сотрудничеству вопрос о необходимости выполнения Соглашения о встречных закупках греческих товаров и использовании услуг греческих фирм, в связи с чем была создана Постоянная рабочая группа по актуализации указанного Соглашения.

В ходе встреч в рамках данной группы кроме закупок товаров, рассматривались возможности инвестиций в энергетический сектор Греции, однако договоренностей достигнуто не было. Основной причиной явилось отсутствие потребности ОАО «Газпром» в закупках греческих товаров, хотя в п. 4 Протокола IV сессии МПК от 20.11.2001г. Российской стороной было отмечено, 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.

Нерешенность данного вопроса отрицательно сказывается на других направлениях двустороннего сотрудничества, может повлиять на дальнейшие закупки российского газа, т.к. с 2005г. в Грецию намечаются альтернативные поставки газа по газопроводу из Турции. Реализация проектов в области энергетики с участием российских организаций также увязывается греческой стороной с решением данного вопроса.

В рамках договоренностей, достигнутых на IV сессии Смешанной комиссии, Внешторгбанком ведутся переговоры с Коммерческим банком Греции о подписании кредитного соглашения на 80 млн.долл. для реализации поставок греческих товаров для различных регионов Российской Федерации. Условия кредитного соглашения находятся на согласовании в министерстве экономики и финансов Греции. Остается неурегулированным вопрос об оставшейся части задолженности по кредиту, предоставленному Национальным банком Греции Внешторгбанку в 1993г., которая составляет 9,6 млн.долл. и задолженности по пенсионному обеспечению и соцстрахованию греческих эмигрантов из СССР в 33,5 млн.долл.

В мае 2002г. состоялась встреча заместителей сопредседателей Смешанной комиссии, в ходе которой проведены переговоры с председателем греческой части комиссии, замминистра иностранных дел Греции А.Ловердосом и ответственными представителями министерства экономики и финансов Греции и министерства развития Греции. Обсуждались вопросы использования газотранспортной системы Государственной газовой корпорации Греции для поставок ОАО «Газпром» дополнительных количеств газа непосредственно греческим потребителям, предоставления российским организациям заказа на строительство газопровода-отвода Комотини-Александруполис и строительства ГЭС «Сикия» и «Пефкофито». Была достигнута договоренность о продолжении переговоров с участием всех заинтересованных организаций по вопросам сооружения ГЭС «Сикия» и «Пефкофито» с целью принятия взаимоприемлемых решений по продолжению реализации соответствующего контракта. Однако в дальнейшем греческая сторона уклонилась от проведения данных консультаций.

ЕГИПЕТ

Подтвержденные запасы нефти в АРЕ оцениваются в 3,7 млрд.бар. (618 млн.т.). Добыча нефти в 2002г. составила 35,7 млн.т. С 1998г. из-за истощения эксплуатируемых месторождений добыча нефти в Египте постоянно сокращается. В 2002г. по сравнению с пред.г. она упала на 1%. Нефть добывается в районе Суэцкого залива (75%) и Западной пустыни (25%).

В связи с тем, что нефтяные месторождения на территории АРЕ разрабатываются иностранными компаниями по концессионным соглашениям с Египетской генеральной нефтяной корпорацией, доля которой в добываемой нефти составляет 50% и значительным ростом внутреннего потребления нефтепродуктов, доходы от нефти не оказывают значительного влияния на валютно-финансовое положение страны. С 1 июня 1999г. по 1 июня 2002г., т.е. в течение 3 лет, поступления от нефти, зачисленные на счета в ЦБ Египта составили 1,1 млрд.долл., а за июль-окт. 2002г. 150 млн.долл.

Подтвержденные запасы природного газа в Египте составляют 58,5 трлн.куб.футов (1,7 трлн.куб.м.). Основные месторождения газа находятся на шельфе Средиземного моря, в дельте Нила и Суэцком заливе. Добыча газа в 2002г. по сравнению с 2001г. выросла на 7% и составила 20,1 млн.т. Развитие газовой отрасли сдерживается недостаточными мощностями по переработке и транспортировке газа. Консорциум фирм (лидер — «Бритиш Газ») в сент. 2002г. закончил строительство и начал эксплуатацию комбината по очистке и сжижению природного газа, добываемого на морском месторождении «Эр-Рашид» недалеко от Александрии.

Компания «Газ де Франс» в янв. 2002г. подписала контракт на 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» продолжал в 2002г. строительство 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 у Египетской генеральной нефтяной корпорации (ЕГНК), подведомственной министерству нефти АРЕ. Общая 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.). Общая сумма ежегодных поступлений инвалюты от экспорта газа увеличится со 100 млн.долл. в 2002г. до 1,3 млрд.долл. в 2007г.

«Лукойл» в Египте

Российские инвестиции в основном ориентировались на нефтяной сектор египетской экономики. В АРЕ в 2002г. активизировалась деятельность по разведке и эксплуатации месторождений нефти российской нефтяной компании «Лукойл Оверсиз» (дочернее предприятие ОАО «Лукойл»). С 1995г. компания «Лукойл Оверсиз» владеет 12% акций капитала компании «ЛукАджипт», разрабатывающей нефтяное месторождение «Мелейя» в Западной пустыне, подтвержденные запасы нефти которого оцениваются в 20,8 млн.бар., и годовая

добыча составляет 6,7 млн.бар. Российская компания является миноритарным акционером и не привлекается к участию в эксплуатации месторождения.

В 1998г. указанная российская компания, приобрела канадскую компанию «Байтек», владевшую концессией на право разведки и добычи нефти месторождений «Рабех» и «Рабех Ист». Площадь концессии составляет 52 кв.км. Месторождения находятся в 8 км. от г.Хургада, и их подтвержденные запасы нефти оцениваются российскими специалистами в 5 млн.т. В эксплуатации находятся 2 скважины общим дебитом 10 тыс.бар. в сутки. В 2000-02гг. пробурено 9 разведочных скважин, 8 из которых оказались продуктивными. Инвестиции российской стороны в доразведку указанных месторождений составили в 2002г. 9 млн.долл. По условиям действующего концессионного соглашения формально разработкой месторождения занимается совместная российско-египетская компания «Ижпетко», совладельцами которой являются «Лукойл Оверсиз» (46,8% акций) и Египетская генеральная нефтяная корпорация (ЕГНК). Египетской стороне принадлежит 50% добываемой нефти.

Эксплуатируемые скважины — фонтанирующие. На экспорт нефть отгружается автотранспортом через нефтяной терминал «Гайеум», находящийся в 93 км. от месторождения. В целях снижения стоимости транспортировки в 2003г. компания планирует построить нефтепровод, который соединит месторождение с грузовым терминалом. Стоимость работ по его сооружению составит 20 млн.долл.

С учетом дебита 8 пробуренных в 2002г. продуктивных скважин «Лукойл Оверсиз» планирует добыть в 2003г. 1 млн.т. египетской нефти. В 2002г. в Каире было открыто представительство компании. Последняя тендерная программа по разведке и разработке на территории АРЕ месторождений нефти и газа была объявлена в мае 2002г. и предусматривала 38 тендерных блоков площадью 120 тыс. кв.км. По 33 блокам Египетская генеральная нефтяная корпорация предоставила сейсмические данные и результаты геологоразведки, полученные при бурении 140 скважин. По 5 блокам геологоразведочные работы ранее не проводились. В объявленном тендере участвовало свыше трех десятков крупных нефтяных компаний, в т.ч. «Амоко», «Шелл», «Мобил», «Апачи», «Бритиш Петролеум», «Ельф», «Марафон», «Деминекс». Указанная программа изучалась специалистами «Лукойл Оверсиз», пришедшими к выводу о целесообразности участия их компании в тендерах только по 2 блокам.

После установления контактов с министерством нефти АРЕ и Египетской генеральной нефтяной корпорацией, а также подбора агентов из числа египетских фирм, специализирующихся на тендерах в области разведки нефти, российские нефтяные компании, заинтересованные в выходе на египетский рынок, могли бы принять участие в очередной тендерной программе.

Министерство нефти АРЕ кроме разведки нефтегазовых месторождений предлагает проекты, в реализации которых могли бы принять участие также и российские нефтегазоперерабатывающие компании: строительство нефтехимического комплекса по производству 15 млн.т. различных продуктов в год, с объемом инвестиций — 10 млрд.долл.; строительство 4 газоконденсатных за-

водов, каждый стоимостью 1 млрд.долл.; строительство 2 газоперерабатывающих комплексов, каждый стоимостью 1 млрд.долл.; строительство 2 газо-экстракционных установок, каждая стоимостью 160 млн.долл.

Для успешного участия российских компаний в проектах по добыче нефти и газа целесообразно наладить информационное взаимодействие российских нефтяных компаний с египетскими госструктурами; участвовать в тендерах на право проведения поисково-разведочных работ; реально оценивать свои финансовые и технологические возможности при рассмотрении тендерных документов и подписании концессионных соглашений; привлекать египетские агентские и консалтинговые фирмы, специализирующиеся на организации взаимодействия компаний-концессионеров с египетскими госструктурами; принимающими решения в области разведки и добычи нефти; рассмотреть возможность приобретения акций уже работающих в Египте нефтяных компаний третьих стран; изучать законодательство Египта по вопросам добычи и разработки полезных ископаемых и деятельности иностранных инвесторов в валютно-финансовой сфере; участвовать в конференциях, симпозиумах, семинарах и выставочных мероприятиях по нефтегазовой тематике, регулярно проводимых в АРЕ и других странах Ближнего Востока.

Индия

Нефтегазпром с РФ

Программа развития нефтегазовой отрасли Индии предусматривает капиталовложения до 150 млрд.долл. в поисково-разведочные работы, освоение новых и модернизацию действующих мощностей, а также строительство 17 тыс.км. трубопроводов в течение ближайших 10-15 лет.

Индия испытывает дефицит в обеспечении нефтью и газом – при потреблении нефти 105 млн.т. в год собственная добыча составляет только 32 млн.т. в год, при потребности в газе 120 млн.куб.м. в сутки добывается 65 млн.куб.м. Это предопределяет повышенный интерес к закупкам, проведению разведочных работ и добыче этих углеводородов. В 2002г. в рамках подписанных соглашений осуществлялись следующие проекты двустороннего сотрудничества.

ОАО «Газпром», ЗАО «Зарубежнефтегаз» в консорциуме с Газовым управлением Индии Gas Authority of India (GAIL) реализуют контракт с Министерством нефти и природного газа Индии на условиях соглашения о разделе продукции на проведение поисково-разведочных работ на нефть и газ на блоке №26, расположенном в шельфовой зоне Бенгальского залива. Данный проект предусматривает в течение 7 лет выполнение морских сейсмо-разведочных работ и бурение двух поисково-разведочных скважин глубиной до 6000 м. Реализация соглашения идет согласно графику, проведена сейсмика, данные которой в настоящее время обрабатываются. После интерпретации всех данных (начало 2003г.) будет принято решение о месте бурения поисково-разведочных скважин. Сумма совместных капиталовложений в разработку данного блока составит 1,5 млрд.долл. ОАО «Газпром» рассматривается также в качестве возможного участ-

ника в проектах организации поставок иранского газа в Индию.

НК «Роснефть» продолжила сотрудничество с индийской компанией ONGC Videsh в реализации проекта «Сахалин-1». Индийская сторона удовлетворена ходом выполненных работ и рассматривает свое участие в нем в качестве перспективного направления экономического взаимодействия между двумя странами. Представители ONGC Videsh поддерживали постоянные рабочие контакты с руководством НК «Роснефть», с целью обмена информацией о ходе осуществления данного проекта.

ГП РВО «Зарубежнефть», имеющее представительство в г.Дели, несколько лет выступает традиционным партнером индийской государственной нефтяной и газовой корпорации ONGC в поставках запасных частей к нефтегазовому оборудованию, увеличении нефтеотдачи пластов, бурении и капитальном ремонте нефтяных скважин, проведении разведочных и промыслово-геофизических исследований. Объединение является постоянным контрагентом Западного отделения ONGC в контрактах на поставку запчастей для буровых установок на 0,5 млн.долл. в год. В соответствии с меморандумом о взаимопонимании между ГП РВО «Зарубежнефть» и ONGC в июле 2002г. был подписан контракт с Восточным отделением ONGC на зарезку вторых стволов на четырех простаивающих скважинах в шт. Ассам на 5 млн.долл. По условиям контракта предусмотрено увеличение объема работ при соответствующем выборе дополнительных скважин. Достигнуты договоренности на поставку в Индию двух буровых установок грузоподъемностью 200 и 160 т. Восточному отделению ONGC предложено бурение 16 глубоких скважин с арендой 4 тяжелых буровых установок типа Уралмаш-6500/400. Данное предложение находится на рассмотрении в головном офисе ONGC в г.Дели.

ОАО «Стройтрансгаз» открыло в янв. 2002г. свое представительство в Индии и приступило к практической работе на индийском рынке. Объединение приняло участие в тендере на реализацию проекта «Центральный индийский трубопровод» протяженностью 1500 км., однако, в связи с тем, что другие потенциальные участники тендера свои предложения не подали, заказчик проекта Petronet CI принял решение о пересмотре организационных и финансовых условий участия в проекте.

ОАО «Стройтрансгаз» в 2002г. подписало два контракта на реализацию проектов по удлинению водовода в г.Ченнаи (114 км.), и строительству трубопровода протяженностью 267 км. для транспортировки железорудной смеси на металлургический комбинат в Визакхапатнаме. Компания укрепляет свои деловые связи с индийскими партнерами и планирует участвовать в тендерах в партнерстве с индийскими компаниями на строительстве сети нефтегазопроводов, планируемых к объявлению в различных штатах Индии, а также в третьих странах.

ОАО «Тюменнефтегеофизика» начало работу в нефтяном секторе Индии и в 2002г. подписало контракт со второй по величине государственной нефтяной компанией Индии (Oil India) на производство полного комплекса сейсморазведочных работ на площади в 700 кв.км. с использованием вибраторов в различных зонах Верхнего Ассама. Работы по контракту начаты в окт. 2002г., продолжительность контракта 8 мес.

ОАО НК «Роснефть», ОАО НК «Лукойл», ЗАО ВО «Роснефтегазэкспорт» не проявили интереса к участию в перспективных проектах в области разведки и разработки нефтяных месторождений на территории Индии, а также к проработке возможных поставок нефти в Индии, несмотря на достигнутые ранее договоренности. Речь идет о совместном сотрудничестве по анализу разработки месторождений Индии, содержащих тяжелые вязкие нефти и с высокой степенью обводненности, освоению месторождений нефти и газа, в т.ч. в третьих странах, на которые имеются лицензии.

Многие нефтяные компании Индии столкнулись с тем, что в связи с истощением запасов и применением устаревших технологий добыча нефти на большинстве месторождений падает. Учитывая это обстоятельство, а также растущую зависимость в поставках нефти из-за рубежа, ONGC приступила к реализации программы по улучшению и увеличению нефтеотдачи (Improved Recovery Schemes) на существующих месторождениях. В ходе 10 пятилетки (2002-07гг.) планируется инвестировать для этих целей 2,1 млрд.долл. Инвестиции в месторождения перспективного Бомбейского свода составят 1,7 млрд.долл. Объем работ предполагает строительство новых и модернизацию действующих платформ с сопутствующими трубопроводами, а также бурение 140 новых скважин. Остро встает вопрос переработки нефти.

ИНДОНЕЗИЯ

В условиях резких колебаний цен на сырую нефть в 2002г., Индонезия как член ОПЕК всемерно поддерживала усилия по сохранению их в диапазоне 22-28 долл/бар. при заложенных в бюджет 2002г. – 22 долл/бар. В этом контексте РИ положительно отреагировала на принятое в рамках ОПЕК решение, с янв. сократить совокупную добычу и экспорт нефти на 1,5 млн. баррелей в день. Производство нефти в Индонезии в течение года в среднем составляло 1,26 млн.бар. в день при предусмотренных бюджетом 1,32 млн.бар. Одобренный в нояб. 2002г. парламентом госбюджет на 2003г. предполагает добычу нефти в 1.27 млн.бар. в день при средней цене 22 долл/бар.

Общий объем экспорта в 2002г. составил 57 млрд.долл., из них 13,1 млрд.долл. – экспорт нефтегазового сектора экономики. Общий объем импорта – 31,2 млрд. долл. из них нефти, газа и их производных, закупаемых в основном на Ближнем Востоке, – 6,5 млрд.долл.

Крупнейшим рынком для экспортных поставок индонезийского углеводородного сырья является Япония. Наряду с Японией устойчивыми импортерами индонезийских нефти и газа являются США, ЕС, Тайвань, Сингапур, Австралия, Гонконг, Китай. Периодические закупки делают Филиппины и Южная Корея. Малайзия, Вьетнам покупают сжиженный нефтяной газ.

В основном нефть и газ в Индонезии добываются по контрактам о разделе продукции, исходя из 85% государству, 15% – подрядчику.

Основным препятствием вложениям в добычу нефти и газа в последние три года были проблемы с безопасностью. В 2000г. они составили 3,93 млрд.долл., в 2001 – 3,94 млрд., за 9 мес. 2002г. 3,41 млрд. Правительство высказывает надежду на увеличение инвестиций в данный сектор на 15% в

2003г. Наиболее тяжело проблему финансирования испытывает принадлежащая государству нефтяная компания «Пертамина», которую предполагается приватизировать к 2005г. Разрабатываемые планы развития потребуют в 2003г. вложений на уровне 1,34 млрд.долл., в 2004г. – 2,08 млрд., к 2007 г они могут достичь 7,3 млрд.долл.

Руководство страны взяло курс на полномасштабное реформирование нефтегазовой отрасли. В конце 2001г. принят новый закон о нефти и газе. Основным отличием от прежнего закона явилась декларация новой концепции регулирования сферы нефти и газа в Индонезии. От ставки на всеобъемлющую роль госмонополии «Пертамина» осуществляется переход к открытой рыночной системе, где цены будут определяться рынком и во главе угла находится эффективность. В прошлом «Пертамина» выступала и как оператор, и как регулятор отрасли, осуществлявший выработку правил. С принятием нового закона «Пертамина» более не является агентом правительства при заключении концессий на разработку месторождений и не осуществляет контрольную функцию над деятельностью подрядчиков и в рамках соглашений о разделе продукции.

Постепенно будет устраняться монополия «Пертамина» на стадии переработки, транспортировки, хранения и продаж. Государственные, частные (иностранные представительства и местные) компании, включая «Пертамина», будут работать в одинаковых условиях как на стадии добычи, так и переработки и продаж. В случае с добычей газа, компаниям, занятым в добыче, транспортировке и продажах, разрешено работать только на одной из стадий, причем газопроводы должны быть поделены на участки. Управление отраслью должно быть передано: на стадии добычи и производства – независимому имплементирующему органу, на стадии транспортировки, хранения, переработки, продаж – независимому регулирующему органу. Правительству отводится роль рефери. Сама «Пертамина» со временем должна быть частично приватизирована.

Основными недостатками нового закона являются: неясность роли и функций имплементирующего и регулирующего органов (должны быть обозначены в постановлениях правительства, которые обсуждаются и принимаются); ряд вопросов, относительно газа (что считать точкой продажи и что считать рыночным механизмом ценообразования, к какой стадии относится сжиженный газ и синтетическое топливо – к стадии добычи (upstream) или переработки (downstream), как обеспечить эффективность механизма запрета компаниям совмещать деятельность на разных стадиях добычи и переработки (unbundling).

Частные компании и госорганы Индонезии начинают уделять больше внимания вопросам, связанным с добычей и переработкой газа, по сравнению с добычей и переработкой нефти. Именно акцент на газ позволит Индонезии безболезненно для себя и региона ЮВА смягчить последствия истощения нефтяных запасов с одной стороны и повышения спроса на энергоносители с другой. При развитии нынешних внутренних тенденций без развития добычи и экспорта газа, Индонезия в ближайшие 3-5 лет станет нетто-импортером нефти и испытает сильнейшее давление на бюджет.

26 сент. 2002 государственная нефтегазовая компания Pertamina подписала важное соглашение с китайской нефтяной компанией China's National Offshore Oil Corporation на поставку сжиженного природного газа (СПГ) с газового месторождения Тангух в Папуа в запланированный терминал китайской провинции Фуцзянь. В рамках контракта стоимостью 8,5 млрд.долл., англо-американская нефтегазовая компания «Бритиш Петролеум» (BP) будет ежегодно поставлять 2,6 млн.т. СПГ в Фуцзянь в течении 25 лет с 2007г. Контракт обеспечит будущее тангухского проекта, и станет определенной компенсацией BP за потерю подобного (хотя намного большего) контракта на поставку газа в китайскую провинцию Гуандун. Гуандунский контракт предоставлен в авг. 2002г. австралийскому консорциуму. Работы на тангухском месторождении, как ожидается, начнутся во II пол. 2003г., а в 2006г. оно должно будет работать на полную мощность. Ожидаемая мощность месторождения равна 7 млн.т. СПГ ежегодно с двух запланированных производственных мощностей. Индонезия готова снабжать тангухским газом и Филиппины, а также ищутся другие контракты на поставку. Индонезия – крупнейший мировой экспортер СПГ, большая часть которого сосредоточена в пров. Аче.

Новый закон о добыче полезных ископаемых, который будет вскоре представлен Совету народных представителей (DPR, нижняя палата парламента), должен привести к некоторому усовершенствованию операционной окружающей среды для добывающих компаний. Вод в действие запутанного и противоречивого законодательства о региональной автономии создало большой неуверенности для добывающей отрасли. Добывающие компании часто становятся жертвами «торфяных баталий» между местными органами власти и центральным правительством, борющихся за контроль над прибыльными минеральными депозитами. Региональные власти также сосредоточили свои усилия на увеличении доходов местных бюджетов за счет добывающей отрасли, которые являются высоколиквидными и доступными целями в слаборазвитых регионах. Возникшая неуверенность разрушила производство во многих местах и привела к почти полному прекращению новых инвестиций в отрасль. Законопроект, который заменит закон 1967г., восстановит полномочия центрального правительства по выдаче разрешений на добычу полезных ископаемых, хотя местные органы власти продолжают быть вовлеченными в переговоры с инвесторами (законодательство о региональной автономии спорно наделяет этими полномочиями местные органы власти). Новый закон также разъяснит спорный вопрос о полномочиях по регулированию и контролю над горнодобывающей промышленностью.

Правительство предприняло более оперативные шаги, с целью восстановления юридической и договорной уверенности у добывающего сектора, и в начале окт. объявило об аннулировании 68 местных подзаконных актов, которые посчитались противоречащими национальным законам и существующим инвестиционным контрактам. В отмененные подзаконные акты вошли в основном такие, которые водили незаконные местные налоги на добычу и транспортировку полезных ископаемых.

Каучук

Сотрудничество производителей каучука (Tripartite Rubber Cooperation) – эта организация была создана в 2000г. Индонезией Малайзией и Таиландом – РИ взяла на себя обязательство по сокращению в 2002–03гг. производства и экспорта этого вида сырья на 60 и 75 тыс.т. с целью повышения уровня цен как минимум до 0,7 долл. за 1 кг. В марте 2002г. они составляли 0,45 долл. за 1 кг. при 1,5 долл. в 1995 и 1,05 долл. в 1997гг. Частично уменьшение объема производства предполагалось достичь за счет замены старых посадок и введения запрета на расширение площадей каучуковых плантаций. Индонезия экспортирует до 90% получаемого ею каучука. В 2000г. объем его экспорта составил 1,38 млн.т. на 888,62 млн.долл., а объем производства в 2001г. достиг 1,55 млн.т.

В авг. 2002г. Индонезия, Малайзия и Таиланд на о. Бали подписали Меморандум о взаимопонимании, предусматривающий создание Трехстороннего консорциума производителей каучука (International Tripartite Rubber Company), задачей которого была названа более тесная координация усилий сторон в вопросах ценообразования. О важности этого события свидетельствует присутствие на церемонии подписания документа руководителей трех стран – президента Индонезии М.Сукарнопутри, премьер-министра Малайзии М.Махатхира и премьер-министра Таиланда Т.Шинаватры. В ходе состоявшейся беседы стороны подтвердили свои обязательства о сокращении, начиная с 2002г. объема производства каучука на 4% и его экспорта на 10% в год. В 2002г. экспорт этого вида сырья Индонезией не должен превысить 1,23 млн.т., Таиландом – 1,93 млн.т. и Малайзией – 227 тыс.т. В качестве еще одной меры по поддержанию приемлемого уровня цен на каучук была названа скупка его у фермеров-производителей для последующего складирования и временного изъятия из рыночного оборота. На начальном этапе на эти цели было решено выделить 225 млн.долл. при общей необходимой сумме в 3 млрд.долл. Между тем к концу года актуальность указанных шагов несколько снизилась по объективным причинам – сокращение урожайности каучуконосов из-за неблагоприятных погодных условий и повышение спроса на этот вид сырья со стороны КНР.

26–27 нояб. в Джакарте проходила конференция Ассоциации стран производителей натурального каучука (ANRPC), куда помимо Индонезии, Малайзии и Таиланда входят также Индия, Папуа – Новая Гвинея, Сингапур, Шри Ланка и Вьетнам. Участники встречи, перед которыми со вступительным словом выступила министр промышленности и торговли РИ Р.Суванди, обсуждали проблемы производства, маркетинга, ценообразования, а также вопросы повышения уровня научных исследований по каучуку.

ИРАН

Поскольку нефтедобывающая промышленность Ирана является отраслью, ориентированной на экспорт, объем производимой ею условно-чистой продукции сильно зависит от внешних факторов и характеризуется неустойчивой динамикой. По этой причине нефтяной сектор, с точки

зрения своего влияния на темпы производства ВВП, играет роль дестабилизирующего фактора. За последние 4г. вследствие колебаний ценовой конъюнктуры на нефтяном рынке темпы роста этого сектора экономики колебались от отрицательной величины в -8,4% в 2001/02гг. до +8,2% в 2000/01гг. и +5,8% в 2002/03гг.

Добыча нефти в Иране в 2002г. находилась в пределах от 3400 до 4100 тыс.бар. в сутки. Всего за год было добыто 182 млн.т. нефти, из которых 112 млн.т. было поставлено на экспорт.

Производительность нефтеперерабатывающих заводов Ирана, в тыс.бар. в сутки: Абаданский — 400, НПЗ в Бандар Аббасе — 232, Тегеранский — 225, Исфаганский — 265, Аракский — 150, Тебризский — 112, Ширазский — 40, Керманшахский — 30, Лаванский — 30, итого — 1484. (по данным ЕИА, Energy Information Administration).

Иран вынужден импортировать значительные количества бензина. В 2002г. Иран импортировал бензина и другого топлива на 1 млрд.долл. Часть своих нефтепродуктов (керосин, дизтопливо, мазут, битум) Иран поставляет на экспорт.

Газ

Большая часть этих энергетических ресурсов страны еще не освоена, т.к. 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 нефтехимической промышленности.

Запасы природного газа, в трлн.куб.м.

| | Совок. потребл. 1999г. | Запасы на начало 1999г. |
|-------------------|------------------------|-------------------------|
| Материковые | 1,65 | 12,47 |
| Шельфовые | 0,11 | 13,84 |
| Всего | 1,76 | 26,31 |

По материалам конференции «Иран-ЕС, сотрудничество в энергетике», Тегеран, 20.10.2002г.

Газовая отрасль, также как и нефтяная, находится под управлением и контролем государства в лице министерства нефти Исламской Республики Иран. Национальная иранская газовая компания осуществляет добычу, переработку, транспортировку и экспорт иранского газа. В 2002г. добыча газа в Иране оценивается в объеме 109,5 млрд.куб.м. К концу 2005г. планируется увеличить добычу до 182,5 млрд.куб.м.

Темпы разработки месторождений газа в Иране, несмотря на принимаемые меры, пока низкие и не соответствуют объему разведанных запасов. В процентном отношении к подтвержденным запасам газа в Иране добыча имеет показатель 0,4%, тогда как в Северной Америке этот показатель составляет 10,5%, в Западной Европе — 3,9%, в бывшем СССР — 1,2%.

Весь производимый в Иране газ, плюс поставляемый из Туркменистана, потребляется внутри страны. В энергетическом балансе Ирана доля потребления природного газа составляет 42%, к 2005г. ставится задача увеличить ее до 55%.

В 2002г. потребление газа оценивается в объеме 78 млрд.куб.м. Иранские источники прогнозируют дальнейший рост потребления природного газа в Иране с темпами в 15-20% в год. 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 инъекции газа в нефтяные месторождения вырастут до 75 млрд.куб.м. С 2010г., рост ежегодных объемов инъекции газа стабилизируется, и до 2030г. останется неизменным в количестве 75 млрд.куб.м. в год.

В 2002г. количество промышленных потребителей газа возросло до 2500 ед. Электростанциями потребляется до 80 млн.куб.м. газа в сутки (29,2 млрд.куб.м. в год). Доля тепловых электростанций в балансе потребления газа составляет 37%, промпредприятий — 25%. Программой развития газовой отрасли на 2000-04гг. предусматривается дальнейший рост потребления газа промпредприятиями и электростанциями. Промпредприятия планомерно переводятся с мазута на газовое топливо.

Доля бытовых и коммерческих потребителей газа составляет 29%, в т.ч. 5,8% производимого газа потребляется в сжиженном виде в качестве домашнего топлива. До 80% городского населения страны являются потребителями природного газа. Третьим пятилетним планом экономического развития страны предусматривается, что к 2004г. 85% городского населения будут подключены к газопроводной сети. 4% производимого в стране газа используется предприятиями нефтехимии в качестве сырья и топлива. Потребление 5% газа приходится на другие категории потребителей.

Общая длина газопроводов в газораспределительной сети страны составляет 43,9 тыс.км. Она 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.

Крупнейшим внутренним трансиранским магистральным газопроводом (ТИМГ) является ТИМГ-1 протяженностью 1200 км., перекачивающий попутный газ нефтяных месторождений пров. Хузестан на север Ирана к крупным промцентрам Казвину, Тебризу, Решту, Исфагану.

Вторым важнейшим газопроводом является ТИМГ-2 протяженностью 600 км., связывающий газовые месторождения Канган и Нар с шельфовыми нефтяными месторождениями Бен-Тахери Персидского залива. Он стал составной частью 1 очереди экспортного магистрального газопровода в Турцию по маршруту Кум-Решт-Тебриз-Резае мощностью 10 млрд.куб.м. в год.

Ведется строительство еще одного газопровода ТИМГ-3 для транспортировки газа с месторождения «Южный Парс» до Тегерана и далее в Турцию. Построено уже 350 км. этого газопровода. Начато строительство силами иранских подрядных компаний двух участков: Асалуе-Ламерд (56 км.) и Ламерд-Салих (82 км.) газопровода ТИМГ-4 от Асалуе через Шираз до Исфагана длиной 750 км.

Газопровод Корпедже-Корткуй протяженностью 190 км., по которому осуществляются поставки туркменского газа в Иран. Пропускная способность этого газопровода 4 млрд.куб.м. в год, которая в будущем достигнет 13 млрд.куб.м. в год. Среди крупнейших в стране: двойной подводный газопровод от месторождения Южный Парс до береговых перерабатывающих предприятий Асалуе; газопровод Бендер-Аббас-Керман.

Активно заниматься развитием газовой отрасли иранское правительство начало после ирано-ирак-

ской войны (1980–88гг.) в рамках первого и второго пятилетних планов экономического развития, когда стали разрабатываться отдельные газовые месторождения и начала осуществляться политика газификации страны. Успешно решаются задачи по газификации промышленных предприятий и бытовых потребителей газа. Развивающаяся нефтехимическая промышленность Ирана и планы крупномасштабных поставок газа на экспорт требуют все более интенсивного развития газовой отрасли.

Программа министерства нефти, направленная на развитие газовой отрасли, включает следующие директивы: использование природного газа вместо нефтепродуктов с целью сохранения запасов нефти для экспорта; выход на газовые рынки соседних стран, 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 2005г.**; 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 поставок 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. Планируемые темпы роста внутреннего потребления и экспорта газа требуют увеличения темпов разработки разведанных месторождений и месторождения «Южный Парс».

1 очередь этого месторождения разрабатывается иранской нефтегазовой компанией Petropars. Газ, который будет производиться на 1 очереди, в объеме 25 млн.куб.м. в сутки планируется использовать для закачки в пласты нефтяных месторождений на юге Ирана, часть его также будет подаваться в трансиранский магистральный газопровод (ТИМГ-3). Выполнено работ по освоению 1 очереди на 90%.

2 и 3 очередями освоения месторождения предусматривается направлять большую часть добываемого газа на внутренний рынок и частично на экспорт в Турцию. А газ, который будет добываться на последующих очередях, предусматривается для экспортных поставок на мировые газовые рынки. С этого месторождения планируется ежедневно получать 50 млн.куб.м. газа, 80 тыс.бар. газового конденсата и 400 т. серы.

В фев. 2003г. международный консорциум в составе французской компании TotalFinaElf, ОАО «Газпром» и малайзийской «Petronas» завершил строительство и сдал в эксплуатацию 2 и 3 очереди газового месторождения «Южный Парс» (на шельфе Персидского залива). Объем капиталовложений составлял 1,6 млрд.долл.

Иранская национальная нефтяная компания (ИННК) приступила к реализации 4 и 5 очередей газового месторождения «Южный Парс». Проект будет осуществлять совместно итальянский концерн Agip (60%), и две иранские компании

Petropars (20%), Nioc (20%). Проектом предусматривается суточное производство 50 млн.куб.м. газа, 2,9 тыс.т. жидкого нефтяного газа (LPG), 80 тыс.бар. газового конденсата, 2,7 тыс.т. этана и 400 т. серы. Стоимость проекта оценивается в 2 млрд.долл. Объем выполненных работ – 21%. Планируемый пуск в эксплуатацию – июль 2005г.

Объявлен тендер на разработку 6, 7 и 8 очередей этого месторождения. Общая стоимость проекта оценивается в 2,65 млрд.долл. Контракт на разработку 9 и 10 очередей месторождения «Южный Парс» стоимостью 1,6 млрд.долл. будет включать поставку и строительство двух буровых платформ, двух 105 км. трубопроводов диаметром 45 дюймов, две установки очистки газа и 70 км. трубопровод диаметром 56 дюймов от установки очистки газа до Кангана.

Пять инокомпаний объявили об участии в тендере на разработку 11 и 12 очередей месторождения «Южный Парс», хотя техническая проработка тендерного предложения еще не закончена. Известно, что добытый газ будет предназначаться для последующего сжижения. Предполагается производить до 24 млн.т. сжиженного газа в год, из которых уже к 2006г. 8 млн.т. будут поставляться на экспорт. «Роял Датч Шелл» ведет переговоры с иранской компанией «Парс ойл энд гэз» о проекте 13 и 14 очередей разработки месторождения «Южный Парс».

Для реализации проекта по разработке газового месторождения «Южный Парс» в местечке Асалуе, расположенном на иранском побережье Персидского залива в 100 км. от названного месторождения, в 1998г. была учреждена специальная энергетическая зона (СЭЗ) «Парс». Развитие зоны «Парс» обеспечивает компания Pars Special Energy Zone. Автодороги соединяют центр СЭЗ «Парс» (порт Асалуе) с портом Бушер (250 км.), с газоперерабатывающим заводом в г.Канган (80 км.) и портом Бандар-Аббас (570 км.). Ведутся проектные работы для строительства международного аэропорта, который будет способен принимать самолеты класса Airbus. Продолжаются работы по строительству многоцелевого порта Асалуе, который на первом этапе сможет принимать суда водоизмещением 15 тыс.т. Порт будет оборудован терминалами для отгрузки серы и газоконденсата. Порт Асалуе будет иметь свою таможенную для осуществления экспортно-импортных операций.

СЭЗ «Парс» по контракту с южно-корейской компанией «Хюндаи» начато строительство газоочистительного комплекса, который будет принимать газ с месторождения «Южный Парс». В рамках проекта СЭЗ «Парс» в Асалуе будут построены резервуарный парк, хранилища газоконденсата, а также 4 крупных нефтехимических объекта, которые также будут потреблять газ «Южного Парса». СЭЗ «Парс» в Асалуе должна стать в ближайшей перспективе центром газовой промышленности ИРИ. Ожидается, что в СЭЗ «Парс» будет действовать благоприятный для иноинвесторов таможенно-тарифный и налоговый режим.

В соответствии с прогнозом Организации по оптимизации потребления энергии ИРИ к 2007г. объемы внутреннего потребления нефти и нефтепродуктов сравняются с объемами ее добычи, что приведет к приостановке нефтяного экспорта. Поскольку 80% национального дохода Ирана формируется за счет экспорта нефти, важнейшей для раз-

вития иранской экономики задачей является налаживание масштабных поставок природного газа на экспорт. Экспортные поставки газа осуществляются в Турцию, и в очень незначительных количествах, в сжиженном виде — в страны Персидского залива.

Стремясь начать экспортные поставки газа в Европу, Иран активизировал переговоры с ЕС. Внешнеполитические контакты между ЕС и ИРИ осуществляются в рамках так называемого «конструктивного диалога», инициированного сторонами в 1998г. Данный диалог реализуется через заседания трех рабочих групп, включая рабочую группу по энергетике, торговле и инвестициям.

В окт. 2002г. в Тегеране состоялась третья встреча рабочей группы по энергетике. Стороны приняли решение об открытии в Тегеране постоянно действующего Центра сотрудничества в энергетике между ЕС и ИРИ. Центр будет обеспечивать обмен информацией, готовить предложения о приоритетных проектах сотрудничества, оказывать техническое содействие в передаче новых технологий, подготовке кадров в области нефти, газа, неядерной электроэнергетики. Иран ведет переговоры с европейским консорциумом «Европа-Иран-газ, EIG», штаб-квартира которого находится в Бельгии. Иран заявил о намерении присоединиться к подписанному 51 государством международному Договору об энергетической хартии от 1994г., в основе которого лежит договор европейской энергетической хартии 1991г.

Иранской стороной рассматривается несколько путей организации транзита газа из Ирана в страны ЕС. Первый маршрут — по имеющемуся уже газопроводу в Турцию, и далее в Грецию. Второй — это строительство газопровода Иран-Армения-Грузия (Супса)-Россия-Западная Европа. Имеется также вариант: Иран-Армения-Грузия-Украина (Феодосия, по дну Черного моря)-Западная Европа.

Иран в 1996г. подписал с Турцией долгосрочное межправительственное соглашение о поставках иранского природного газа в эту страну. В соответствии с контрактом между Национальной иранской газовой компанией и турецкой компанией «Буташ», подписанным в развитие межправительственного соглашения, Иран в течение 25 лет должен поставить в Турцию 228 млрд.куб.м. газа (до 10 млрд.куб.м. в год). Стороны договорились построить совместными усилиями газопровод Тебриз-Анкара. США, руководствуясь своими экономическими санкциями против Ирана по закону Д'Амато, возражают против газовой сделки между Ираном и Турцией. Турецкая сторона объективно заинтересована в импорте и в транзите через свою территорию иранского газа.

Ирано-турецкое сотрудничество в поставках энергоносителей является в принципе рискованным проектом. Иран не могут не раздражать подписанное в Стамбуле 18 нояб. 1999г. соглашение о строительстве трубопровода Баку-Джейхан для транспортировки каспийской нефти в Турцию в обход Ирана и начавшиеся осенью 2002г. работы по его прокладке. Это обстоятельство заставляет иранцев искать альтернативные, обходные пути транспортировки своего газа на европейский рынок, минуя территорию Турции.

Иран имеет соглашения с Арменией и Азербайджаном об экспортных поставках в эти страны

иранского природного газа. Соглашения предусматривают поставки иранского газа в Армению в объеме 1 млрд.куб.м. в год по строящемуся газопроводу Тебриз-Дузель длиной 100 км., и в Нахичеванскую обл. Азербайджана в объеме до 400 млн.куб.м. в год по строящемуся газопроводу Хой/Джильфа протяженностью 77 км. Эти проекты пока не являются приоритетными для иранской стороны, т.к. прогресса в их реализации не отмечается. Периодически в иранской прессе появляются сообщения о трехсторонних консультациях между Ираном, Украиной и Арменией по проекту строительства газопровода для транспортировки иранского природного газа через Армению, Грузию и Украину на рынки Западной Европы, но эта информация не подтверждается конкретными договоренностями сторон.

Другими перспективными направлениями поставки на экспорт иранского природного газа по магистральным трубопроводам являются: Иран — Индия (через Пакистан), Иран — Индия (по морскому дну). Через 25 лет потребности этого региона в природном газе вырастут в 5-6 раз и увеличатся с нынешних 170 млрд. до 880 млрд.куб.м. в год. Техничко-экономические исследования целесообразности строительства этих газопроводов выполняются иранскими организациями при сотрудничестве с заинтересованными инокомпаниями. «Газпром» подписал с иранцами меморандум о проведении детальных расчетов обоснования целесообразности строительства и передал иранской стороне свои предварительные расчеты по этому проекту. По сообщению иранской прессы, соответствующие договоренности о подготовке ТЭО строительства газопровода через территорию Пакистана в окт. 2002г. достигнуты между «Газпромом» и пакистанской стороной.

Наряду с политикой развития экспорта отечественного 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 газа. Первостепенное значение Иран придает участию в работе Форума министров стран-экспортеров газа, третья встреча которого состоялась в Катаре в фев. 2003г.

Энергетика с Россией

В составе консорциума с французской компанией «ТотальФинаЭльф» и малайзийской — «Петронас» «Газпром» выполнил свою часть работ в рамках «бай-бэк» контракта по освоению шельфового газоконденсатного месторождения «Южный Парс» (фазы 2 и 3). Стоимость проекта — 2 млрд.долл., долевое участие роскомпании — 30%. В апр. 2002г. на комплексе, состоящем из 2 буровых платформ, газоперерабатывающего завода в Асалуе и соединяющих их газопроводов протяженностью 110 км., получена первая продукция. К началу 2003г. степень готовности объекта (по иранским оценкам) составляла 97%. В соответствии с проектным заданием газоперерабатывающий завод будет выпускать газ, газовый конденсат

и широкую фракцию легких углеводородов. К числу неурегулированных вопросов относится форма расчета: получение части производимой продукции, что предусмотрено контрактом, иранская сторона пытается подменить денежными выплатами, чтобы полностью контролировать сбыт производимой продукции.

Завершив свою часть работ на 2 и 3 фазах, специалисты «Газпрома» не исключают возможности участия в разработке других фаз месторождения «Южный Парс», однако данных о начале переговоров по этой теме пока не поступало. Началась проработка проекта газопровода из Ирана в Индию и Пакистан. В конце окт. 2002г. «Газпром» подписал в Москве меморандум о намерениях с иранской стороной о начале работ над детальной проработкой данного проекта, а в середине нояб. аналогичный документ был подписан с пакистанской стороной. Вопрос о привлечении зарубежных компаний к непосредственному строительству газопровода остается открытым. Руководство «Газпрома» приняло решение об открытии в 2003г. своего представительства в Иране.

Активная работа тегеранского представительства «Татнефти» по развитию сотрудничества с госпредприятиями (НИИ нефтяной промышленности и департамент по технологическому сотрудничеству при администрации президента) и нефтяными компаниями привела к подписанию ряда сервисных контрактов по экспорту передовых технологий. В I пол. 2002г. «Татнефть» совместно с НИОС-юг завершила выполнение одного из таких контрактов по геофизическому исследованию методом сейсмолокации бокового обзора на месторождениях Ахваз и Рамшир.

В стадии реализации и начала работ находятся следующие сервисные контракты: по демеркаптанзации — очистке бензина, газоконденсата и сжиженных газов от серы. Контракт был подписан с Научно-исследовательским институтом нефти (RIPI) в дек. 2000г., успешно выполнены испытание и пуск пилотной установки; по проведению испытаний технологии микробиологического воздействия на пласты с целью повышения нефтеотдачи. Контракт подписан с RIPI в дек. 2001г., а в окт. 2002г. был подписан дополнительный контракт на обучение; по испытанию технологии локального крепления скважин. Контракт подписан в янв. 2002г. с НИОС-юг.

На стадии проработки и подписания находятся: сервисный контракт с компанией PEDEC на выполнение опытно-промышленных работ на месторождении тяжелой нефти «Загех»; контракт с компанией НИОС-exploration на проведение геологоразведочных работ на месторождениях «Моган-1» (территория площадью 1000 кв.км. в Прикаспии на границе с Азербайджаном) и «Моган-2» (территория площадью 1500 кв.км. южнее блока «Моган-1»).

За последнее время «Татнефть» приняла участие в тендерах на проведение ряда геофизических исследований 3Д и 2Д на месторождениях ОIЕС и НИОС-юг. Решения тендерных комиссий пока не объявлены. «Татнефть» регулярно принимает участие в ежегодной тегеранской выставке «Нефть, газ и нефтехимия» и российско-иранских конференциях по вопросам сотрудничества в нефтяной области. Проведены переговоры с нефтяным университетом НИОС по вопросам обучения специа-

листов и сотрудничества с институтом ТатНИПИ-нефть.

Вместе с консорциумом, состоящим из ОАО «Стройтрансгаз» и иранской фирмы «Зир-Асас», компания ОАО «Нова» участвовала в строительстве газопровода «Асалуе-Канган» (протяженность 72 км., диаметр 56 дюймов). Для реализации проекта компания поставила в Иран свою строительную технику. После окончания работ иранская фирма отказалась заплатить 800 тыс.долл. за аренду этой техники и вернуть ее компании «Нова». К числу ближайших планов компании «Нова» следует отнести участие в строительстве газосборочного завода в районе г.Асалуе (совместно с иранской фирмой «Паяндан» и при участии венгерских и немецких фирм), проведение диагностики трубопроводов в центральных районах Ирана.

Завершив совместно с компаниями «Нова» и «Зир-Асас» строительство газопровода «Асалуе-Канган» (протяженность 72 км., диаметр 56 дюймов), ОАО «Стройтрансгаз» прорабатывает ряд перспективных предложений, полученных от иранских и российских компаний, к числу которых можно отнести.

— Проект создания консорциума с «Газпромом» и какой-либо крупной иранской компанией для участия в тендерах на строительство подземных хранилищ газа (ПХГ). Вскоре ожидается проведение тендера на строительство ПХГ в районе Сараджа, включающего четыре лота: бурение скважин, надзор за бурением, строительство наземных сооружений, строительство отвода от магистрального газопровода. Проект будет финансироваться НИОС. Заявки на участие в тендере подали 10 компаний, из которых не более 2 имеют опыт строительства подобных объектов. Сообщалось также о проработке иранской стороной вопроса о проведении тендеров на строительство ПХГ в районах Талхе, Йорт-э Шах и соляных выработок. «Стройтрансгаз» планирует, что в случае создания консорциума «Газпром» будет отвечать за бурение и надзор за ним, «Стройтрансгаз» — за строительство наземных сооружений и отвода от магистрального газопровода, а иранский партнер — за обеспечение проекта рабочей силой, младшим техническим персоналом и некоторым оборудованием.

— ЕРС (Инжиниринг. Поставка. Строительство) проект замены газовых турбин на 3 компрессорной станции ИГАТ-1 в районе Исфагана. В апр. 2002г. было получено приглашение от Национальной иранской газовой компании (NIGC) принять участие в этом проекте, который предусматривает замену пяти газовых турбин производства «Невского завода» на соответствующую электрическую регулируемую передаточную систему с синхронным двигателем (электропривод к существующему компрессору).

— Проект реконструкции и капитального ремонта компрессорных станций (КС) газопроводов ИГАТ-1 и ИГАТ-2. Данные станции были введены в эксплуатацию 20 лет назад и требуют проведения профилактических работ и ремонта. На этих КС смонтировано 24 газоперекачивающих агрегата (ГПА) «Сумского завода» и 18 ГПА «Невского завода». В дек. 2002г. компания в составе международного консорциума уже выиграла один тендер на инжиниринг, поставку и строительство КС в Хаджи Абаде.

– Проектирование и поставка пяти КС для газопровода «Сархун-Керман». Тендерная документация выкуплена и находится в проработке. Эксперты компании изучают возможность создания СП с иранской компанией «Иран Арвин Инжиниринг» и немецкой – «Манн Турбомашинен».

– Компанией отслеживается ситуация, касающаяся: строительства газопровода «Ассалуе-Агаджари» протяженностью 512 км., предусмотренного разработкой 6, 7 и 8 фаз месторождения «Южный Парс»; монтаж оборудования КС на магистральных газопроводах ИГАТ-3 и ИГАТ-4; строительство газопровода «Иран-Пакистан-Индия».

Во II пол. 2002г. руководством компании ОАО «Лукойл» была проведена серия переговоров в Москве и Тегеране, в результате которых принято решение о проработке сторонами вопроса об участии российской компании в проведении геологоразведочных работ в районе Каспия, на месторождении «Анаран» (территория площадью 3500 кв.км. на западе Ирана) и совместном с компанией «Курсо» реконструкции буровой платформы «Шельф-7» на Каспии.

В окт. 2002г. в Тегеране состоялась серия встреч представителя компании ОАО «Калмыкнефтегаз» с руководством министерства нефти Ирана и ряда компаний, работающих в нефтегазовом секторе. В ходе этих встреч иранская сторона выразила готовность продолжить совместную проработку вопроса о строительстве нефтеперерабатывающего завода в провинции Гилян. В начале нояб. 2002г. было получено предложение от компании «Тегеран Берклей» принять участие в тендерах на проведение буровых работ на юге Ирана. Предложение было принято, готовится соответствующая документация.

К 2002г. компании ОАО «Славнефть» и РВО «Зарубежнефть» практически свернули свою деятельность в Иране, а их представители покинули страну. В связи с тем, что не всем иранским партнерам известно о принятом решении, нельзя исключать возможности появления материальных или иных исков к этим компаниям.

Италия

В 2002г. внутреннее потребление нефти и нефтепродуктов составило 90,9 млн.т. неф. экв., увеличившись на 1% по сравнению с пред.г. (20,1 млн.т. неф. экв.). Потребности страны в данном секторе были покрыты на 5,3% за счет национальной добычи, а оставшиеся 94,7% – за счет импорта и созданных ранее запасов.

Импорт Италии сырой нефти и нефтепродуктов, в тыс.т.

| | 2000г. | | | 2001г. | | | 2002г. | | |
|-----------------|--------|--------|---------|--------|--------|---------|--------|--------|---------|
| | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 |
| Европа..... | 20.277 | 11.886 | 32.163 | 22.770 | 11.783 | 34.553 | 23.754 | 13.372 | 37.126 |
| Америка..... | 532 | 5.913 | 6.445 | 376 | 4.979 | 5.355 | 201 | 6.054 | 6.255 |
| Азия..... | 151 | 151 | 151 | 58 | 58 | 58 | 468 | 468 | 468 |
| Африка..... | 32.189 | 8.274 | 40.463 | 30.665 | 7.703 | 38.368 | 31.061 | 7.600 | 38.661 |
| Бл. Восток..... | 30.656 | 1.352 | 32.008 | 29.017 | 1.753 | 30.770 | 25.545 | 1.058 | 26.603 |
| Всего..... | 83.654 | 27.576 | 111.230 | 82.828 | 26.276 | 109.104 | 80.561 | 28.552 | 109.113 |

1 – нефть сырая. 2 – нефтепродукты. 3 – всего

Объем импорта сырой нефти и нефтепродуктов остался на аналогичном 2001г. уровне: 109,1 млн.т. В плане географического распределения произошло снижение на 13,5% поставок из стран Ближнего Востока (с 30,8 млн.т. до 26,6) при одновременном увеличении импорта из европейских

стран 7,4%. Первое место в импорте сырой нефти и нефтепродуктов принадлежит африканским странам 36%, далее следуют европейские страны 34% и страны Ближнего Востока 24%. Оставшиеся 6% в структуре импорта данного вида энергоносителей принадлежит странам Азии и Америки.

Средние цены на сырую нефть, импортированную в Италию (FOB), в долл./бар.

| | 1997г. | 1998г. | 1999г. | 2000г. | 2001г. | 2002г. |
|---------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| январь..... | 22,56 | 14,74 | 10,59 | 25,26 | 25,07 | 19,43 |
| февраль..... | 20,24 | 13,33 | 10,06 | 27,45 | 27,06 | 19,54 |
| март..... | 18,22 | 11,98 | 11,79 | 27,48 | 23,97 | 22,49 |
| апрель..... | 16,42 | 12,03 | 14,34 | 23,38 | 24,35 | 24,35 |
| май..... | 17,47 | 12,70 | 14,63 | 25,32 | 27,12 | 24,83 |
| июнь..... | 16,53 | 11,07 | 14,98 | 28,61 | 26,66 | 23,41 |
| июль..... | 16,82 | 9,99 | 17,63 | 27,22 | 24,38 | 24,96 |
| август..... | 17,57 | 10,69 | 19,69 | 28,15 | 24,92 | 26,01 |
| сентябрь..... | 17,32 | 11,73 | 21,70 | 29,44 | 25,06 | 27,37 |
| октябрь..... | 18,62 | 11,75 | 21,63 | 29,79 | 20,80 | 27,45 |
| ноябрь..... | 18,18 | 10,06 | 23,77 | 30,97 | 19,14 | 24,29 |
| декабрь..... | 16,66 | 9,07 | 25,28 | 26,84 | 18,58 | 26,90 |
| средняя за год..... | 18,11 | 11,53 | 16,88 | 27,59 | 23,83 | 24,32 |

Объемы импорта нефти-сырца уменьшились на 2,7% (с 82,8 до 80,6 млн.т.). Географическое распределение импортных квот осталось неизменным: 29% – европейские страны, из России 19,7% (15,9 млн.т.); 39% – африканские страны, из Ливии 24,9% (20,1 млн.т.); 32% – ближневосточные страны, среди которых Иран с долей 11,5% (9,3 млн.т.) и Саудовская Аравия 10,5% (8,5 млн.т.).

Импорт нефтепродуктов возрос на 8,7% (с 26,3 до 28,5 млн.т.). Из европейских стран было импортировано в Италию 13,4 млн.т. (из России 5,5 млн.т.), что составляет 46,8% от общего объема поставок, из африканских стран 7,6 млн.т. (26,6%), из стран Америки 6,1 млн.т. (21,2%).

Экспорт Италии сырой нефти и нефтепродуктов, в тыс.т.

| | 2000г. | | | 2001г. | | | 2002г. | | |
|---------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 |
| Европа..... | 14.147 | 14.147 | 14.147 | 14.177 | 14.177 | 14.177 | 14.404 | 14.404 | 14.404 |
| Америка..... | 2.471 | 2.471 | 2.471 | 3.295 | 3.295 | 3.295 | 2.959 | 2.959 | 2.959 |
| Азия..... | 662 | 662 | 662 | 482 | 482 | 482 | 273 | 273 | 273 |
| Африка..... | 3.820 | 3.820 | 3.820 | 4.133 | 4.133 | 4.133 | 2.974 | 2.974 | 2.974 |
| Ближний Восток..... | 412 | 412 | 412 | 254 | 254 | 254 | 476 | 476 | 476 |
| Океания..... | 28 | 28 | 28 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Всего..... | 21.540 | 21.540 | 21.540 | 22.342 | 22.342 | 22.342 | 21.087 | 21.087 | 21.087 |

1 – нефть сырая. 2 – нефтепродукты. 3 – всего

Экспорт нефтепродуктов из Италии уменьшился на 5,6% (с 22,3 до 21,1 млн.т.): в европейские страны было экспортировано 14,4 млн.т., что несколько меньше показателей 2001г., в то время как в африканские страны экспорт сократился на 28% (с 4,1 до 3 млн.т.), а в страны Америки – на 10% (с 3,3 до 3 млн.т.).

По прогнозам экспертов Нефтяного союза Италии, спрос на нефть и нефтепродукты в Италии к 2015г. составит 77 млн.т. неф. экв. Доля нефти и нефтепродуктов в общем балансе потребления первичных источников энергии должна уменьшиться с 48,7% (2002г.) до 39% в 2015г.

Наибольшее сокращение спроса на нефтепродукты будет наблюдаться в отношении использования автобензина. Потребление бензина упадет с 16 млн.т. (2002г.) до 11,5 млн.т. в 2015г., т.е. на 30%. Существенное снижение потребления бензина прогнозируется итальянскими экспертами в связи с предполагаемым уменьшением роли личного автотранспорта в повседневной жизни, широкого внедрения двигательных установок на эле-

ктрической тяге, а также двигателей, работающих на метане, водороде и жидком нефтяном газе.

Италия добилась результатов в направлениях НИОКР в данной области: транспортные средства, предназначенные для эксплуатации в условиях города, с минимальным воздействием на экологию с оптимизированными двигателями внутреннего сгорания на основе использования чистого газового топлива (природный газ и сжиженный нефтяной газ — GPL); транспортные средства на электрической и гибридной тяге с применением электромоторов и инновационных аккумуляторов, включая интеграцию со вспомогательными термическими системами и топливными элементами (Auxiliary Power Unit) для производства энергии, максимально снизив при этом требования к инфраструктуре и расширив автономность и сферу использования транспорта с «нулевым выбросом».

Уменьшение потребления произойдет и в различных секторах экономики, благодаря продолжающему процессу замещения нефтепродуктов природным газом. Для снижения энергозатрат и снижения вредных выбросов будут активно развиваться новые технологии нефтепереработки, например, технология глубокой переработки тяжелых остатков и сырца.

Потребление нефтепродуктов в Италии, в тыс. т.

| | 1997г. | 1998г. | 1999г. | 2000г. | 2001г. | 2002г. |
|------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Бензин..... | 17.705 | 17.982 | 17.693 | 16.805 | 16.456 | 16.043 |
| для автотранспорта..... | 17.592 | 17.850 | 17.434 | 16.595 | 16.304 | 15.879 |
| Дизтопливо..... | 22.670 | 23.594 | 24.415 | 24.616 | 25.895 | 26.505 |
| автотранспорта..... | 15.471 | 17.156 | 17.972 | 18.401 | 20.134 | 21.377 |
| отопления..... | 4.420 | 3.765 | 3.811 | 3.630 | 3.604 | 2.833 |
| сельского хозяйства..... | 2.469 | 2.246 | 2.179 | 2.140 | 1.650 | 1.845 |
| промышленности..... | 310 | 300 | 453 | 445 | 507 | 450 |
| Мазут..... | 25.340 | 23.564 | 19.183 | 16.924 | 15.009 | 15.323 |
| Сжиженный нефтяной газ..... | 3.433 | 3.442 | 3.952 | 3.891 | 3.800 | 3.713 |
| Турбореактивное топливо..... | 2.904 | 3.102 | 3.476 | 3.583 | 3.407 | 3.167 |
| Битум..... | 2.626 | 2.468 | 2.517 | 2.413 | 2.562 | 2.570 |
| Смазочные материалы..... | 625 | 636 | 634 | 650 | 605 | 581 |
| Другие продукты..... | 3.148 | 3.485 | 4.926 | 5.687 | 5.606 | 5.644 |
| Бункеровка..... | 2.455 | 2.630 | 2.490 | 2.805 | 2.832 | 3.070 |
| Нефтехимия..... | 7.877 | 6.852 | 7.157 | 7.063 | 7.005 | 6.365 |
| Потери при переработке..... | 6.451 | 7.242 | 7.983 | 9.037 | 9.937 | 9.646 |
| Всего..... | 95.234 | 94.997 | 94.426 | 93.474 | 93.114 | 92.627 |

Основной задачей на данном направлении является развитие и внедрение технологий глубокой переработки нефтяных остатков- и тяжелого сырца в легкие и средние продукты перегонки со степенью переработки в 95% и с высоким уровнем снижения содержания металлов (никель, ванадий), серы и углеродистых остатков.

Внешняя торговля Италии энергоносителями, в млн. евро

| | 2000г. | | | 2001г. | | | 2002г. | | |
|------------------|--------|-------|---------|--------|-------|---------|--------|-------|---------|
| | Имп. | Эксп. | Сал. | Имп. | Эксп. | Сал. | Имп. | Эксп. | Сал. |
| Энергоносит..... | 34.262 | 5.613 | -28.648 | 32.977 | 5.441 | -27.536 | 31.314 | 4.869 | -26.445 |
| - нефть..... | 18.522 | 22 | -18.499 | 16.526 | 25 | -16.500 | 15.281 | 143 | -15.138 |
| - нефтепрод..... | 5.380 | 5.513 | -132 | 4.626 | 5.295 | -668 | 5.064 | 4.621 | -443 |

Газ

В 2002г. внутреннее потребление природного газа составило 73,9 млрд.куб.м., увеличившись на 5,5% по сравнению с пред.г. (70 млрд.куб.м.).

Национальная добыча, которая удовлетворяет потребности страны в природном газе на 20%, сократилась на 4,3% (с 15,2 до 14,6 млрд.куб.м.) из-за прогрессирующего истощения некоторых месторождений. Объемы импорта возросли на 8,2% (с 54,8 до 59,3 млрд.куб.м.)

Импорт и добыча природного газа, в млн.куб.м.

| | 2000г. | 2001г. | 2002г. |
|-------------------------------|--------|--------|--------|
| Нацпроизводство..... | 16.239 | 15.242 | 14.579 |
| Всего, импорт..... | 57.445 | 54.775 | 59.291 |
| Импорт через газопроводы..... | 52.711 | 50.051 | 53.108 |
| - Алжир..... | 25.586 | 22.226 | 20.715 |
| - Голландия..... | 6.087 | 7.002 | 8.440 |
| - Россия..... | 2^038 | 19.594 | ^8.757 |
| - Норвегия..... | - | 1.221 | 5.048 |
| - Другие..... | - | 8 | 148 |
| Импорт морперевозками..... | 4.734 | 4.724 | Р.183 |
| - Алжир..... | 2.532 | 2.187 | 2.052 |
| - Нигерия..... | 2.202 | 2.537 | 4.131 |
| Всего..... | 73.684 | 70.017 | 73.870 |

Импорт природного газа через газопроводы, составляющий 89,6% от общего объема, вырос на 6,1%. Удельный вес Алжира (34,9%) и России (31,6%) сократился по сравнению с 2001г. на 6,8% и 4,3%. В связи с завершением очередного этапа работ по увеличению пропускной способности газопровода, на 20,5% увеличились поставки из Голландии, достигнув доли в 14,2%. В 2002г. действовал контракт на поставки природного газа из Норвегии (в 2001г. только последние 3 мес.).

Морские поставки сжиженного природного газа из Нигерии превысили 4,1 млрд.куб.м., увеличившись на 62,8% по сравнению с пред.г., при этом на 6,2% сократился импорт по морю из Алжира.

В Италии, как и в других европейских странах, происходят структурные изменения, связанные с процессом либерализации газового сектора, основными задачами которого являются: развитие и поддержка свободной конкуренции, с целью снижения цен у конечных потребителей; обеспечение безопасности снабжения и дальнейшее развитие национальной производственной системы.

Правовая директива ЕС. Газовый сектор Италии является объектом регулирования как на национальном уровне, так и на европейском. Процесс регулирования, начатый на европейском уровне Газовой директивой 98/30, установившей общие нормы в области транспортировки, распределения в хранения природного газа, был ратифицирован Декретом итальянского правительства.

Данный декрет предусматривает общую реформу газового сектора, направленную на либерализацию рынка с применением критериев, установленных Газовой директивой. Декретом предусматривается равноправный доступ к инфраструктуре хранения, транспорта и распределения природного газа для всех производителей электроэнергии, оптовиков, распределительных компаний, конечным потребителям и консорциумам, чей объем потребления превышает 200.000 куб.м. в год.

Декрет устанавливает обязательное разделение по виду деятельности газовых вертикально интегрированных компаний. Транспорт и диспетчерское сопровождение отделяются от других видов деятельности. Хранение может осуществляться как независимой компанией, так и компанией, которая осуществляет транспорт, при условии разделения управления и бухгалтерской отчетности, или независимой компанией. Хранение должно быть отделено от других видов деятельности в газовом секторе.

С янв. 2002г. является обязательным разделение по видам деятельности компаний, занимающихся продажей и распределением. Деятельность по продаже может быть совмещена с деятельнос-

тью по импорту, экспорту и эксплуатации месторождений.

С целью развития конкуренции внутри газового сектора декрет запрещает одной компании: подавать с 1.01.2002г. по 31.12.2010г. в национальную газотранспортную сеть объем газа, превышающий 75% от общего объема его потребления в 2002г. Данный процент ежегодно снижается на 2% до достижения 61%; иметь с 1.01.2003г. до 31 дек. 2010г. долю потребительского рынка, превышающую 50% (за исключением продажи оптовым покупателям) от общего объема его потребления. Процентные ограничения не включают собственное потребление компаний и потери системы.

Импорт разрешен всем, но является объектом лицензирования министерством производственной деятельности, в случае если он осуществляется из стран, не входящих в ЕС. Субъекты, осуществляющие импорт газа из стран, не входящих в ЕС, обязаны иметь в распоряжении мощности по хранению газа в объеме: 10% годового объема импорта; 50% дневного объема поставок в течение периода максимального спроса.

Ранее тарифы на транспортировку и диспетчерское сопровождение устанавливались в соглашениях между транспортировщиком и ассоциациями производителей газа. Решением №120/01 Комитета по регулированию рынков газа и электричества были установлены критерии по определению и утверждению тарифов на транспортировку, диспетчерское сопровождение и регазификацию с окт. 2001г. по сент. 2005г.

На основе критериев, установленных Комитетом по регулированию рынков газа и электричества, транспортные компании представляют ему тарифы, которые собираются применять своим клиентам, и Комитет утверждает предлагаемые тарифы, при условии, что они отвечают критериям вышеуказанного решения. Процесс либерализации позволил пересмотреть тарифную систему ценообразования на газ, благодаря которой цены на природный газ, поставляемый в городские сети (без учета влияния изменения цен на нефтепродукты), снизились.

Увеличение объема потребления природного газа и его географическая диверсификация требовали развития национальной газотранспортной сети высокого давления, которая является второй в Европе по протяженности (28,5 тыс.км.). Общая протяженность газораспределительных сетей составляет 120 тыс.км. Природный газ доступен 86% населения Италии, за исключением о-ва Сардиния, который до сих пор не газифицирован. В центральных и северных районах страны — где природный газ поставляется в 4246 коммун — этот показатель составляет 96%. В южных районах осуществляется «Общая программа газификации Юга», которая предполагает значительное расширение газотранспортной сети и более широкое использование природного газа. Для обеспечения безопасности поставок и удовлетворения пиковых нагрузок в зимнее время были построены подземные хранилища газа (ПХГ).

В Италии в процесс распределения природного газа через городские газораспределительные сети вовлечены 800 операторов, которые можно разделить на следующие категории: распределением газа непосредственно занимается одно из оперативных подразделений коммуны; консорциумы — об-

щественные компании, представляющие собой объединения нескольких коммун (в основном небольшого размера); муниципальные компании — компании созданные несколькими коммунами для обеспечения нескольких видов коммунальных услуг (многие из них находятся в стадии трансформации в акционерные общества); компании, имеющие частный характер как формы собственности, так и формы управления.

По прогнозам экспертов Нефтяного союза Италии, спрос на природный газ в Италии к 2015г. достигнет 90 млрд.куб.м/год, со среднегодовым темпом роста в 3%. В Италии доля природного газа в общем балансе потребления первичных источников энергии должна увеличиться с 31,1% (2002г.) до 40% в 2015г.

Предполагается, что наибольший рост спроса на газ будет наблюдаться в секторе производства электроэнергии, особенно на установках комбинированного цикла (где использование природного газа является обязательным), на которых газ будет использоваться с более высокой эффективностью (до 60% против 40% на традиционных установках).

Заметное увеличение потребления природного газа произойдет и в других секторах благодаря продолжающему процессу замещения нефтепродуктов природным газом. В промышленности наиболее значительное увеличение использования природного газа произойдет в машиностроении, металлургии, производстве керамики и химии. Расширение газовой сети, осуществление проектов газификации Юга Италии и о-ва Сардиния приведет к увеличению потребления природного газа в коммерческо-бытовом секторе. Природный газ будет покрывать 60% общей потребности сектора.

Спрос на природный газ будет расти и объем его потребления к 2020г. может составить 90-100 млрд.куб.м/год. Объем внутренней добычи будет снижаться. Удовлетворение растущей потребности Италии в природном газе будет происходить за счет его импорта.

В исследованиях, подготовленных различными итальянскими правительственными и неправительственными организациями, ожидается более высокий уровень спроса на природный газ в энергетическом секторе, отражающий текущую тенденцию потенциальных инвестиций в данном секторе, включающих как реконструкцию существующих мощностей, так и строительство новых. Спрос на природный газ для производства электроэнергии увеличится вдвое с 21 до 41 млрд.куб.м/год, а общий объем потребления вырастет на 40%.

Такие быстрые темпы объясняются: строительством новых высокоэффективных установок комбинированного цикла для удовлетворения увеличения спроса на электроэнергию; реконструкцией и заменой существующих мощностей, 50% которых были построены более 30 лет назад; новыми законами и нормами по окружающей среде (с 2003г. запрещено использование мазута с содержанием серы, превышающее 0,25% (VLSO)).

Успех развития рынка природного газа будет зависеть и от того, каким образом будут учитываться в налоговой политике преимущества природного газа, как одного из экологически чистых видов топлива, от темпов развития экономики, а также от внедрения новых технологий.

КАЗАХСТАН

Как и у других крупных иностранных инвесторов, основные объемы российских инвестиций (90%) были направлены в горнодобычу (включая добычу нефти и газа), а 95% российских инвестиций в эту отрасль экономики Казахстана — это инвестиции самого крупного российского инвестора — нефтяной компании «Лукойл». «Лукойл» владеет 15% акций консорциума Karachaganak Petroleum Operating (разработка Карачаганакского газоконденсатного месторождения) и 50% акций совместного российско-казахстанского предприятия «Тургай-петролеум» (разработка нефтяного месторождения Кумколь и ряда других месторождений в Тургайской впадине Кызыл-ординской области). «Лукойл» имеет определенную долю в российско-американском СП LUKARCO, которому принадлежат 5% доли в СП «Тенгизшевройл» (месторождение Тенгиз) и 12,5% доли в международном проекте Каспийского трубопроводного консорциума (КТК), который обеспечивает экспорт казахстанской нефти с Тенгиза к российскому порту Новороссийск на Черном море и далее на мировые рынки.

Данные Комитета по инвестициям министерства экономики и торговли РК и данные статистического агентства РК, при незначительном различии между собой, сильно отличаются от данных самой российской компании в отношении объемов ее инвестиций в Казахстан. По заявлениям руководителей компании «Лукойл Оверсиз» (оператор казахстанских проектов «Лукойл»), в 2002г. инвестиции компании в реализацию нефтегазовых проектов в Казахстане составили 250 млн.долл. (на уровне 2001г.). Такой же объем средств компания намерена направить и в 2003г.

Данные средства планируется вложить в развитие ныне существующих проектов «Лукойла» в республике. Компания активно ведет с Казахстаном консультации по возможному расширению своего присутствия, участвуя в разработке новых нефтяных месторождений, расположенных на территории Каспийского моря. Уже сейчас «Лукойл» ведет оценку привлекательных месторождений и тех предложений, которые поступают в компанию в этом направлении.

По распоряжению правительства РФ «Лукойл» назначен уполномоченной компанией по разработке месторождения Хвалынское с российской стороны и начала переговоры с казахстанской стороной о совместном освоении месторождения Центральное (с казахстанской стороны уполномоченной компанией является «КазМунайГаз»). Компания ежегодно наращивает объемы добычи нефти в Казахстане, а консолидированная добыча «Лукойл Оверсиз» на казахстанском рынке составляет 3,5 млн.т. в год.

Расширяют свое присутствие в нефтяной отрасли Казахстана и другие российские нефтяные и газовые компании, в частности, «Юкос» и «Роснефть».

Компания «Роснефть» назначена уполномоченной организацией от российской стороны для совместного освоения углеводородных ресурсов структуры «Курмангазы». Доля участия казахстанской уполномоченной организации (национальная компания «КазМунайГаз») в проекте по разработке структуры Курмангазы на условиях согла-

шения о разделе продукции (СРП) составляет 50%, российской — 25%. За российской стороной закрепляется право опциона участия в СП в 25%. Это право предоставлено ГУП РВО.

Осуществление двух последних проектов стало возможным благодаря подписанному в мае 2002г. между Россией и Казахстаном протоколу к соглашению от 1998г. о разделе Каспия по пограничной линии по дну моря, в соответствии с которым структура Курмангазы переходит под юрисдикцию Казахстана, а структуры Хвалынское и Центральная — под юрисдикцию России, но все три структуры будут разрабатываться двумя странами совместно. Заметным стал выигрыш российским ОАО «Стройтрансгаз» тендера на строительство нефтепровода Кенкияк-Атырау.

Казахстанско-российское сотрудничество в газовой сфере. В начале июня 2002г. в Санкт-Петербурге между национальной нефтегазовой компанией Казахстана «КазМунайГаз» и российским ОАО «Газпром» подписан учредительный договор о создании СП ЗАО «КазРосГаз» на равнодолевой основе с уставным капиталом в 15 млн.долл., в июле СП зарегистрировано как юрлицо на территории Казахстана, состоялось первое заседание совета директоров, а к концу года СП заработало и уже получило свою первую прибыль.

С сент. по конец нояб. 2002г. предприятие закупило 1,2 млрд.куб.м. сырого газа с Карачаганакского месторождения, переработало его на Оренбургском газоперерабатывающем заводе, в результате чего было получено 1 млрд.куб.м. сухого газа. 140 млн.куб.м. сухого газа поставлено потребителям в Западно-Казахстанской обл., 900 млн.куб.м. газа поставлено на экспорт.

В 2003г. СП планирует закупить сырой газ с Карачаганакского месторождения в объеме до 6 млрд.куб.м. с дальнейшей его переработкой на Оренбургском газоперерабатывающем заводе и получить сухой газ в объеме до 5,3 млрд.куб.м. Компания намерена обеспечить потребителей Западно-Казахстанской обл. сухим газом в объеме до 1 млрд.куб.м., экспортировать сухой газ в объеме до 4,3 млрд.куб.м. В 2003г. СП планирует закупить и реализовать на экспорт сухой газ с других месторождений, в частности, Тенгиза и Толкына в объеме до 3 млрд.куб.м.

СП ведет работу по получению лицензии на разработку ряда месторождений в Казахстане, что позволило бы поднять статус этого предприятия на международных рынках и увеличить потенциал экспорта газа (7 млрд.куб.м. в год). Руководство СП готово рассмотреть вопросы увеличения газотранспортных мощностей. Хорошие перспективы имеются в части расширения газотранспортного коридора Средняя Азия-Центр.

Большую работу провело в 2002г. по продвижению услуг российское ОАО «Зарубежводстрой» на казахстанский рынок в области строительства объектов мелиорации. Благодаря своевременной информации о проведении тендера на реконструкцию системы орошения в Кызылординской области и приобретении тендерной документации российская компания смогла выиграть этот тендер.

ОАО «Зарубежводстрой» лоббировало свои интересы во время подготовки тендера на строительство дамбы на Аральском море, проводило соответствующую работу с Комитетом по водным ресурсам Республики Казахстан. В результате этой

работы роскомпании выиграла тендер на строительство этого объекта.

В завершающую стадию вступили переговоры по созданию казахстанско-российского совместного предприятия на базе Экибастузской ГРЭС-2. На очередном заседании энергетического совета СНГ, состоявшемся в Алма-Ате в середине окт. 2002г., было объявлено, что главные противоречия разрешены, и СП может появиться еще до начала 2003г. В связи с ожидаемым юридическим оформлением российско-казахстанского СП на базе Экибастузской ГРЭС-2 (мощностью 350 мвт.), 1 янв. 2003г. Экибастузская ГРЭС-2 впервые за историю своего существования начала отпущек электроэнергии в Россию.

Поставка электроэнергии осуществляется согласно контракту, заключенному в конце 2002г. между государственным ЗАО «Энергоцентр», в управлении которого находится ГРЭС-2, и «ИнтерРАО» (подразделение РАО «ЕЭС России»). Данный годовой контракт был заключен в рамках соответствующих договоренностей, достигнутых президентами Казахстана и России. Поставляемая электроэнергия предназначена для двух подстанций Омской обл. В течение последних двух лет РАО «ЕЭС России» заключала контракт на поставку электроэнергии мощностью 300 мвт. с другой станцией – «AES Экибастуз» (бывшая Экибастузская ГРЭС-1), владельцем которой является американская энергетическая AES.

Крупным инвестиционным проектом в Казахстане с участием российского капитала, активно реализуемому с 2001г., является возвращение в строй действующих с нояб. 2001г. Актауского завода пластмасс (ЗПМ). Завод после 5 лет простоя запущен благодаря приобретению его в начале 2001г. российской компанией «Экстрапласт» из Томска и завершению ею первого этапа реконструкции завода стоимостью 15 млн.долл. (из них 8 млн.долл. – на закупку нового оборудования) за счет российских инвестиций.

В 2002г. российский владелец завода инвестировал в ЗПМ еще 29 млн.долл. В 2002г. ЗПМ вышел на уровень производства в 13 тыс.т. полистирола в год. В целях полного восстановления производственных мощностей завода (до 30 тыс.т. в год) предусматривается реализация комплекса мероприятий в три этапа.

На первом этапе ставится задача возобновить производство полистирола на базе привозного сырья-стирола. На втором этапе планируется восстановить цех по производству стирола-сырья для получения полистирола. В рамках третьего этапа предполагается создать единый производственный комплекс, включающий в себя выделение необходимых для дальнейшей переработки компонентов попутного газа, глубокую переработку выделенных компонентов, получение промежуточных продуктов переработки этилена, этилбензола, пропилена. Списочная численность работников ЗПМ составила на конец 2002г. – 1000 чел. По мере наращивания производства коллектив увеличится до 1,5 тыс.чел.

В Казахстане с 1999г. российская компания «Экстрапласт» владеет химическим заводом, который приобрела за 100 млн. тенге. Благодаря российским инвестициям мощность завода была увеличена вдвое – до 60 тыс.т. пропилена в год (при потребности Казахстана в пропилене в 50 тыс.т. в

год). В I пол. 2002г. этот завод испытывал ряд трудностей, однако к осени производство было восстановлено в прежнем объеме.

В середине июля 2002г. запущен в эксплуатацию Актюбинский завод по производству нефтяного оборудования (ТОО АЗНО). Новое предприятие образовано на базе простаивающих мощностей АО «Трактор». Учредителями нового завода являются казахстанская корпорация «Ордабасы» и российское ОАО «Мотовилихинские заводы» (г.Пермь). Казахстанским учредителем в проект инвестировано 14,65 млн.долл., вклад российской стороны – интеллектуальная собственность, ноу-хау, специалисты, техсопровождение. Новый завод может выпускать нефтяное оборудование трех видов: штанговые глубинные насосы (ШГН), штанги насосные (ШН) и насосно-компрессорные трубы (НКТ). Планируемый годовой объем производства составит до 1,5 тыс.шт. штанговых глубинных насосов, 120-150 тыс. штанг насосных, 10-12 тыс.т. насосно-компрессорных труб. Годовой оборот завода составит 20 млн.долл. В ближайший год ТОО АЗНО планирует освоить производство еще пяти видов продукции, в перспективе возможно налаживание производства стрелочных переводов для казахстанской железной дороги, другого оборудования.

КИПР

Правительство Кипра проводит активную работу по разграничению морпространства и континентального шельфа со странами южного Средиземноморья с целью определения пределов распространения собственного суверенитета на освоение природных ресурсов.

В середине фев. 2003г. министр иностранных дел Кипра подписал с правительством Египта соглашение «О разграничении двухсотмильной экономической зоны и континентального шельфа», предусматривающее делимитацию морпространства между государствами и образование суверенных исключительных экономических зон (ИЭЗ).

Указанное соглашение было подготовлено на основе требований Конвенции ООН (1982г.) по морскому праву и предусматривает суверенитет сторон на разработку живых и неживых природных ресурсов на принадлежащих им частях шельфа, включая углеводороды. В соответствии с подписанным документом кипрская ИЭЗ составит 32 тыс.кв.км.

МИД Кипра ведет активные переговоры с руководством других соседних государств региона, включая Грецию, Сирию, Ливан, Палестинскую Автономию, Израиль и Ливию (исключая Турцию), направленные на подготовку и подписание к 2007г. аналогичных документов с целью создания единой исключительной экономзоны вокруг Кипра. Единая кипрская ИЭЗ может составить 97 тыс.кв.км.

Активизация работы по образованию кипрской единой ИЭЗ началась после получения правительством Кипра результатов исследований о возможном наличии в прибрежных и приграничных водах государства месторождений нефти и газа. Указанные исследования проводились с начала 2001г. и были подготовлены в результате сейсмологического и магнитного зондирования акватории Средиземного моря вокруг Кипра общей площадью 150

тыс.кв.км., а также карты района, изготовленной на основе дистанционной спектральной съемки, проведенной американскими космическими аппаратами.

Данные исследования показывают высокую вероятность наличия у Кипра значительных природных запасов минеральных ресурсов, в т.ч. и содержащих углеводороды, что делает его привлекательным местом для ведущих международных нефтегазодобывающих корпораций. В ближайшее время Кипр проведет пробное бурение морской скважины на предмет проверки наличия нефти и газа в районе уже созданной ИЭЗ.

По заявлению министра торговли, промышленности и туризма Кипра Н. Роландиса, результаты бурения могут стать определяющим фактором в ходе урегулирования кипрской проблемы и одной из главных стратегических задач нового правительства страны на ближайшее десятилетие по освоению запасов собственных энергетических ресурсов.

КИТАЙ

Нефтехимическая промышленность. В 2002г. Рост ВПП (в текущих ценах) в нефтехимпроме составлял 8,43%, в стоимостном выражении – 1,50 трлн. юаней, промышленная добавленная стоимость (в текущих ценах) – 458,3 млрд. юаней (+8,43%), реализовано готовой продукции на 1,45 трлн. юаней (+8,73%), из которой на предприятия, занятые нефте- и газодобычей, пришлось – 272 млрд. юаней (+0,51%), на НПЗ – 454,5 млрд. юаней (+3,71%), на химпредприятия – 721,6 млрд. юаней (+15,68%).

В 2002г. полученная прибыль в отрасли достигла 122,3 млрд. юаней (+9,57%), из них 91,1 млрд. юаней (-7,51%) пришлось на нефте- газодобывающие предприятия, 4,4 млрд. юаней – на НПЗ, 26,1 млрд. юаней (+76,79%) – на химпредприятия. Убытки в отрасли составили 13,7 млрд. юаней (снижение на 30,58%), коэффициент реализации готовой продукции достиг 98,93% (увеличение на 0,04%).

Основу отрасли создают предприятия государственных компаний Китайской национальной нефтегазовой корпорации (КННК) и Китайской национальной нефтехимической компании «Синопек». На этих предприятиях и заводах других компаний в 2002г. выпускалось 112 основных видов нефтехимической продукции, по 104 из них произошло увеличение производства.

В 2002г. произведено 8,2 млн.т. каустической соды (+13%), 10,1 млн.т. карбоната натрия (сода) (+13%), 30,5 млн.т. серной кислоты (+13,3%), 5,4 млн.т. этилена (+13%), 5,3 млн.т. пропилена (+12%), 820 тыс.т. агрохимических препаратов (+14%), 13,6 млн.т. пластических смол и других полимеров (+12,9%), 1,60 трлн. шин и покрышек (+14,30%).

В 2002г. спрос на нефть в КНР находился на уровне 239,1 млн.т. Китайскими НПЗ было потреблено 219,4 млн.т. сырой нефти (КННК переработала 89,4 млн.т., «Синопек» – 110 млн.т.), что позволило выпустить керосина, бензина и дизтоплива объемом в 128,6 млн.т. (+3,81%), из которых КННК и «Синопек» произвели вместе 36,2 млн.т. бензина, 66,9 млн.т. дизтоплива и 5,77 млн.т. керосина.

Произведено 36,6 млн.т. химудобрений (+12,1%), в структуре производства удобрений 58,4% занимали азотные удобрения, 44,14% фосфатные удобрения.

В 2003г. ожидается, что рост ВПП нефтехимической промышленности в текущих ценах будет 8,5%, добавленной промышленной стоимости в текущих ценах будет 8%. Чистая прибыль увеличится на 2%, доходы от реализации готовой продукции вырастут на 7%, коэффициент реализуемости продукции составит 98,9%. В 2003г. спрос на нефтепродукты в Китае ожидается на уровне 124 млн.т. (на 5 млн.т. больше, чем в 2002г.). Объемы переработанной нефти вырастут на 2,3%, произведенного бензина на 2,4%, керосина на 2,5%, дизтоплива на 6,4%.

В 2003г. предполагается рост производства этилена на 9,6%, пропилена на 8,6%, синтетических смол и полимеров на 10,5%. С учетом сохранения такой же ситуации в области спроса внутри Китая на химудобрения уровень их производства повысится до 38 млн.т., объем выпуска агрохимических препаратов предполагается сохранить на уровне 2002г. Принимая во внимание постоянно повышающийся спрос в КНР на соду и соду каустик, в 2003г. их производство увеличится на 2,1% до 10,4 млн.т. и на 5,7% до 8,7 млн.т. В 2003г. Китай продолжит активные закупки соды каустика за рубежом. Учитывая прогрессирующее развитие автопрома, в Китае в 2003г. выпуск шин возрастет по сравнению с 2002г. на 11,5%.

Нефтегазовая промышленность. В 2002г. по своим экономическим показателям нефтегазовая отрасль КНР продолжала занимать одно из лидирующих положений в народнохозяйственном комплексе Китая. Реальная прибыль в отрасли составила 70 млрд. юаней (у КННК – 53,3 млрд. юаней, «Синопек» – 12,8 млрд. юаней и КДНГМ – около 4 млрд. юаней). Общее производство нефти в стране составило 169,3 млн.т., что на 2,50% больше, чем в 2001г., производство газа – 32,6 млрд.куб.м., что является ростом на 7,80% по сравнению с 2001г.

Основными компаниями на китайском рынке добычи нефти и газа продолжали оставаться Китайская национальная нефтегазовая корпорация (КННК), Китайская национальная нефтехимическая корпорация «Синопек» и Китайская корпорация по добыче нефти и газа на море (КДНГМ).

КННК в 2002г. добыла 117,6 млн.т. нефти и 23,3 млрд.куб.м. природного газа. Главным поставщиком сырой нефти в корпорации продолжает оставаться в течение 27 лет Дацинское месторождение с ежегодным производством 50 млн.т., другими крупными производителями нефти являются месторождение Ляохэ с 14 млн.т. в год и Таримские нефтяные промыслы с ежегодным объемом в 15 млн.т. Главными производителями газа являются месторождения, расположенные в Сычуаньском бассейне, с ежегодным объемом в 5,8 млрд.куб.м. сырья.

Корпорация «Синопек» добыла за 2002г. 38 млн.т. нефти (незначительное увеличение по сравнению с 2001г.) и 5 млрд.куб.м. газа (увеличение на 3%), из которых 26,7 млн.т. нефти и 750 млн.куб.м. газа были извлечены из крупнейшего месторождения корпорации Шэнли (пров. Шаньдун). КДНГМ в 2002г. добыла 14 млн.т. нефти.

В области геолого-разведочных работ КННК за 2002г. добилась приращения геологических неф-

тяных запасов на 430 млн.т. и газовых — на 335,2 млрд.куб.м. (соответствующее увеличение по сравнению с 2001г. на 5%). К концу 2000г. подтвержденные накопленные геологические запасы нефти на месторождениях КННК составили 14,5 млрд.т. (превышение над запасами добываемой нефти на 1,7 млрд.т.), подтвержденные накопленные геологические запасы природного газа составили 1,9 млрд.куб.м. Успехи газовиков КННК связаны с активными разведочными работами, проводившимися в рамках проекта строительства газовой магистрали «Запад-Восток», а также в Цайдамском, Сычуаньском, Ордосском, Хайларском бассейнах.

В конце 2002г. КННК объявила о том, что открытое 2г. назад во Внутренней Монголии крупнейшее месторождение газа в Китае «Сулигэ» обладало запасом газа в 600-700 млрд.куб.м.

Корпорация «Синопек» в предг. увеличила свои подтвержденные нефтяные запасы до 213 млн.т. и газовые — до 89,8 млрд.куб.м.

КДНГМ в конце дек. 2002г. объявила о начале промышленной эксплуатации крупнейшего в Китае шельфового нефтяного поля «Фэнлай — 19-3», запасы которого оцениваются в 2,6 млрд. баррелей. Указанное поле находится на шельфе Бохайского залива. КДНГМ заявила о том, что она планирует ежедневно извлекать из этого месторождения до 40 тыс.бар.

ОБЗОР ПРЕССЫ КОНТРОЛЬ ЦЕН НА НЕФТЬ

«Шичан чжоукань», №20, 2003г.

Китайские специалисты внимательно анализируют меры, предпринимаемые ОПЕК для регулирования цен на мировом рынке нефти. Считается, что из-за превышения в преддверии иракской войны большинством стран-участников ОПЕК установленных объемов производства на проходившем в апр. 2003г. совещании представители нефтяного картеля было решено сократить с 1 июня с.г. размеры ежедневной добычи на 2 млн. баррелей, дабы не допустить превышения предложения над спросом на мировом рынке сырой нефти. Одновременно было принято решение не включать Ирак в число 10 стран-участников ОПЕК, ежедневный объем добычи которых будет увеличен на 900 тыс.бар. и доведен до уровня 25,4 млн. бар. После совещания в течение некоторого времени имело место некоторое снижение цены на сырую нефть, но уже в середине мая цена стабилизировалась на уровне 26 долл. за бар.

По оценкам китайских специалистов, такие факторы как: незначительность объемов сырой нефти и бензина, имеющихся в распоряжении США, неопределенность перспектив восстановления Ираком экспорта сырой нефти в течение 2003г., а также вероятность продолжения ОПЕК политики снижения производства — могут уже в ближайшее время дать толчок росту мировых цен на нефть.

По оценкам специалистов КННК, из-за воздействия эпидемии атипичной пневмонии рост потребности КНР в нефти в 2003г. уменьшится на 1,5 процентных пункта и составит 3,7%.

В КННК отмечают наличие как прямого (на отрасли, использующие нефть), так и косвенного (на другие сферы народного хозяйства) влияния оказываемого эпидемией на спрос на нефть.

В первую очередь атипичная пневмония сказалась на транспортных перевозках. Так, если в I кв. 2003г. имел место стабильный рост грузоперевозок (3,45 млн.т., или рост на 5,4% относительно сопоставимого периода в 2002г.), пассажироперевозки (4,27 млрд. чел., или рост на 5,2%), то, начиная с апр., произошло заметное падение показателей — только в апр. пассажироперевозки составили 1,22 млрд. чел., или уменьшились на 6,9%. Особенный ущерб понес общественный транспорт и такси в городах. Если учесть, что именно в вышеуказанных двух сферах имеет место наибольшее потребление бензина, керосина и дизельного топлива, то в апр. 2003г. прямое влияние на снижение спроса на нефть оценивается в 1,8 процентных пункта.

В результате предпринятых мер по профилактике эпидемии (запрет студентам покидать территорию вузов, приостановка работы турагентств) ожидается, что в течение еще нескольких месяцев 2003г. ситуация сокращения пассажиропотока будет сохраняться. По оценкам, в мае прямое влияние на снижение спроса на нефти составило 4%, июне — 3,5%. В дальнейшем, если эпидемия будет взята под контроль, ее прямое влияние на снижение спроса на нефти будет постепенно уменьшаться — в масштабах 2003г. может составить лишь снижение на 1,2% относительно 2002г.

В случае установления контроля над эпидемией ее негативное влияние на национальную экономику в масштабах 2003г. составит лишь снижение ВВП на 1% относительно уровня I кв., то есть до 8%. Однако, если не брать в расчет транспорт и другие отрасли, непосредственно завязанные на нефть, негативное влияние на динамику ВВП едва ли достигнет 0,6% (или 60 млрд. юаней). С учетом пересчета коэффициента эластичности нефтепотребления по уровню 2002г., то косвенное влияние эпидемии на потребление нефти в 2003г. не достигнет и 0,3%. В результате суммарный показатель роста потребности КНР в нефти в 2003г. может уменьшиться лишь на 1,5%.

Основную часть авиаперевозок составляют пассажироперевозки, поэтому влияние эпидемии здесь особенно ощутимо и проявилось достаточно рано. Уже в марте 2003г. количество пассажиров на внутренних рейсах уменьшилось, в апр. данная тенденция стала более очевидной. В апр. объем пассажироперевозок составил 6 млн. чел. (-25,7%), оборот туристов 9,137 млрд. чел/км (-17,1%). Эти два показателя за янв.-апр. 2003г., по сравнению с 2002г., снизились на 11,8 и 10,3% соответственно.

В Китае более 90% керосина используется на нужды авиаперевозок. Потребность в керосине в апр. 2003г. снизилась на 19%. В мае, при сохранении тенденции сокращения числа рейсов и потока пассажиров, спрос на керосин снизился на 55%, в июне — на 45%. В 3 и 4 кварталах ожидается дальнейшее падение на 20% и 10% соответственно, в результате по итогам 2003г. снижение составит 14% относительно уровня 2002г.

ТРАНСПОРТ СЫРОЙ НЕФТИ

1. Нефтепровод Дацин-Далянь: протяженность — 980 км., диаметр трубы 720 мм, объемы транспортировки (в 2000-02гг.) составили 20 млн.т. нефти в год.

2. Основные характеристики нефтеперегрузочных комплексов (НПК). Порт Далянь — пропуск-

ная способность НПК 24 млн.т., в т.ч. сырой нефти — 20 млн. в год. Имеется 19 нефтехранилищ, общей емкостью 650 тысяч куб.м. Принимает суда водоизмещением до 100 тыс.т.

Порт Цинхуандао — пропускная способность НПК 15 млн.т. в год. Емкость хранилищ — 330 тыс.т. в порту и 700 тыс.т. через насосную станцию и портовой системы трубопроводов. Принимает суда водоизмещением до 60 тыс.т., имеются планы по углублению портовых причалов и приема судов водоизмещением до 100 тыс.т. к 2005г.

Объемы перегрузки нефти в 2002г. составили: в порту Далянь 13 млн.т., Цинхуандао — 10 млн.т. о

3. Объемы нефтепереработки в 2002г. составили: на Шанхайском НПЗ — 13 млн.т.; Чжэньхайском НПЗ — 14 млн.т.; Фуцзяньском НПЗ — 4 млн.т., Гуанчжоуском НПЗ — 7,7 млн.т., Маоминском НПЗ — 13,5 млн.т.

4. Объемы поставок Китаем нефти на экспорт в 2001г. составили 7,55 млн.т., в 2002г. — 7,21 млн.т., импорт в 2001г. составил 60,26 млн.т., в 2002г. 69,41 млн.т.

ЦЕНЫ НА НЕФТЬ В 2003г.

«Цзинцзи жибао», 31.03.2003г.

Анализ исследований экспертов ключевых госведомств, НИИ и корпораций КНР свидетельствует о том, что война в Ираке и спровоцированный ею рост мировых цен на нефть, уже оказывает негативное воздействие на развитие народнохозяйственного комплекса Китая и в зависимости от затягивания военных действий, а также их возможного распространения на другие страны Персидского залива указанное отрицательное влияние будет только усиливаться.

Китайские аналитики считают, что, если высокие нефтяные цены сохранятся до мая-июня с.г., то, скорее всего, Китаю к концу текущего года не удастся сохранить запланированный 8% рост национальной экономики, а указанные показатели будут находиться на уровне 7,1-7,3%.

По расчетам экономистов из Госкомитета развития и реформ (ГКРР) увеличение закупочных цен на сырую нефть на мировых рынках потребует значительных дополнительных валютных расходов страны, которые к концу 2003г. могут колебаться от 7,3 до 12 млрд.долл. (или от 60-96 млрд. юаней). Исходя из умеренного прогноза развития событий на мировых углеводородных рынках, специалисты ГКРР подсчитали, что валютные затраты на уровне 60 млрд. юаней будут стоить государству предполагавшегося роста внутренних инвестиций на 1,4%, увеличению розничного товарооборота на 1,5% и общего роста национальной экономики на 0,6%. Что касается текущей экономической ситуации в Китае, то фиксируется увеличенный импорт нефти из традиционных стран поставщиков. Согласно китайской таможенной статистике, за янв. 2003г. в страну было уже ввезено 8,36 млн.т. нефти, что больше чем за аналогичный период прошлого года на 77,7% (4,7 млн.т.). Из 8,36 млн.т. практически половина импортирована из 5 ближневосточных стран (4,12 млн.т.) (рост на 56,4%), из стран Африки ввезено 2,56 млн.т. (рост на 298,7%), АТР — 930 тыс.т. (рост на 29,8%), Европы, Центральной Азии и Латинской Америки — 740 тыс.т. (рост на 4,8%), из которых больше всего — 280 тыс.т. (рост на 201,5%) ввезено из России.

Согласно статистике Народного банка Китая (НБК) (янв.-фев. с.г.), рост внутренних цен на нефть соответственно составил 7,6 и 3,3%, нефтепродуктов — 1,8 и 4,7%. Это привело к тому, что стоимость бензина, керосина, дизельного топлива и смазочных материалов соответственно возросли в фев. 2003г. на 4,4, 9,5, 5,8 и 2,5%.

Увеличение цен на нефть и нефтепродукты не замедлило отрицательным образом сказаться на транспортных перевозках, развитии текстильной, нефтехимической, автомобильной, электронной отраслей промышленности, а также объектов электроэнергетики.

В начале с.г. авиатопливо, повысившись в цене за 1 т. с 2640 юаней до 3020 юаней, привело к увеличению операционных издержек авиакомпаний с 20 до 30%, которые прочно заняли вторую после издержек, связанных с авиационными материалами, строку расходов китайских авиакомпаний. Продолжающийся рост мировых и внутрикитайских нефтяных цен в марте с.г. уже заставил пойти ведущих китайских авиаперевозчиков на повышение цен на билеты, сохранив при этом пока действующую систему скидок. Однако, как было заявлено представителями ГУГАК, в случае сохранения высоких цен на углеводороды и нефтепродукты национальные компании будут вынуждены отказаться от указанных скидок и пойти на сокращение объемов авиаперевозок.

В янв.-фев. 2003г. наблюдался также рост цен на хлопковое волокно соответственно на 2,5 и 3,3%, что привело к подорожанию хлопковых текстильных изделий в фев. с.г. на 1,1%. Дополнительный отрицательный эффект на развитие текстильной промышленности будет оказывать рост цен на разные виды химического волокна. В китайской нефтехимии себестоимость продукции напрямую зависит от цен на углеводородное сырье. В 2003г. продолжается тенденция повышения цен на бутадиеновый каучук, 1 т. которого в конце прошлого года на южно-китайском нефтехимическом рынке увеличилась с 10600 до 10900 юаней. К концу 2003г. предприятия, производящие каучук и изделия из резины понесут убытки, сопоставимые с 2000г. Прогнозируется снижение в Китае объемов продаж лакокрасок из-за повышения цен на сырье на 30%. Заметно возросли цены на основное сырье для производства пластмасс (цена 1 т. ABS увеличилась с 8000 до 11000 юаней). В результате отпускная цена за 1 т. пластмасс на предприятиях г.Тяньцзиня подскочила до 7000 юаней.

Повышение продажных цен на пластмассы в Китае приводит к частичному свертыванию производства. В провинции Чжэцзян, являющейся основной производственной базой пластмасс в стране, 1/3 предприятий приостановила работу. Повышение цен на пластмассы (которое будет продолжаться из-за повышения цен на основное импортное сырье), а также на 5 видов импортной сталелитейной продукции и цветных металлов также не позволит китайским предприятиям, выпускающим бытовую электронику добиться к концу текущего года заметных прибылей и вынудит их пойти на снижение объемов производства.

Что касается автопрома, то снижение спроса в Китае пока зафиксировано на мощные (от 2 л.) легковые автомобили. Если в Китае продолжится рост цен на бензин и дизельное топливо, то этот фактор также отрицательно скажется на приобре-

тение населением и организациями автотранспортных средств. В незавидном положении оказались объекты электроэнергетики, использующие в качестве топлива горючие масла, поскольку в Китае стоимость 1 т. мазута увеличилась с 1800 юаней до 2400 юаней, а цена 1 т. легкой нефти поднялась с 2600 до 3400 юаней. Ежемесячные убытки 1/4 части энергопроизводящих объектов, снабжающих г. Шэньчжэнь электроэнергией, составляют 20 млн. юаней. В случае дальнейшего роста цен на топливо и не принятия соответствующих мер указанные предприятия могут быть временно приостановлены.

В целях сглаживания отрицательного влияния высоких мировых цен на нефть на развитие экономики КНР китайские специалисты в качестве оперативных мер предлагают увеличить в ближайшие несколько месяцев закупки углеводородов, а также заключить фьючерсные контракты на поставки нефти с месторождений в России, Казахстане, Иране, а также ряда стран Юго-Восточной Азии, предлагая компаниям указанных государств продавать нефть в Китай несколько ниже ныне существующих цен в мире. Китайские эксперты полагают, что этого можно будет добиться, мотивируя большими объемами закупок и относительно длительным периодом поставок. Указывается на необходимость попытаться довести объем производства сырой нефти в стране до 170 млн. т. к концу 2003г.

Необходимо будет разработать и принять программу действий по дополнительному регулированию и контролю за функционированием внутрикитайского рынка сырой нефти и нефтепродуктов с тем, чтобы более эффективно бороться с явлениями контрабандного ввоза/вывоза из страны нефти и нефтепродуктов, искусственного завышения отпускных цен на нефть для предприятий нефтехимии, нефтеперегонки и т.д., а также открытия незарегистрированных автозаправочных станций.

Следует произвести тщательное исследование реальной потребности китайских предприятий в сырой нефти и горючих маслах, чтобы в случае необходимости можно было бы организовать жесткий контроль за не целевым расходованием нефти и ввести эффективный режим экономии. Параллельно провести работу по расширению мощностей имеющихся в распоряжении китайских нефтяных компаний и крупных предприятий по хранению нефти и нефтепродуктов.

ЭНЕРГЕТИКА ПОСЛЕ С.ХУСЕЙНА

Beijing Review, №12, 2003г.

В статье рассматривается стратегия основных субъектов мирового энергетического рынка и ее возможные корректировки в связи с событиями в Ираке. В отношении России в статье отмечается, что она стремится играть ведущую роль на международном нефтяном рынке, и растущая доля российской нефти является одним из новых моментов в мировой энергетической ситуации последних лет. С 1999г. ежегодные объемы производства нефти в России увеличивались, и превышают объемы, производимые Саудовской Аравией. На энергетический сектор в России приходится 20% ВВП и 60% валютных поступлений.

Как утверждает автор статьи, сотрудник Китайского института современных международных отношений, цель России состоит в восстановлении

своего статуса в качестве главного поставщика нефти и газа на мировом рынке, как это было в 80гг. В долгосрочной перспективе конкуренция России со странами ОПЕК будет оказывать решающее воздействие на международный энергетический рынок и общую стабильность мировой экономики.

Российская «энергетическая дипломатия» базируется на соглашениях по сотрудничеству в сфере энергетики с США и ЕС. Отмечается, что российско-американское сотрудничество заслуживает самого пристального внимания. Россия стала полноправным членом «большой восьмерки». Вскоре после терактов в США 11 сент. 2001г. двусторонние отношения между Россией и США улучшились, и энергетика встала в центр их сотрудничества. В мае 2002г. стороны подписали совместное заявление по энергетическому сотрудничеству в сфере разработки нефтяных месторождений, производства, транспортировки и продажи нефти. Это будет способствовать повышению международного рейтинга России, уменьшит энергетические риски для США и еще более ослабит для стран ОПЕК возможность оказания решающего воздействия на мировые цены на нефть.

Энергетическая политика ЕС в силу ряда геополитических соображений также ориентирована на Россию, что подтверждается установкой на развитие отношений стратегического партнерства между Россией и ЕС. В 2002г. Россия, Германия, Франция и Италия инвестировали 2 млрд. долл. в сооружение газопровода через Белоруссию, Польшу и Словакию в Западную Европу объемом 60 млрд. куб. м. в год.

Китай в качестве крупного нетто-импортера нефти также рассматривается в статье как один из основных субъектов мирового энергетического рынка. Отмечается, что в последние годы статус Китая на международном нефтяном рынке значительно укрепился. С 1993г. объемы китайского импорта нефти год от года росли. В 2002г. на Китай пришлось 80% увеличения мирового спроса на нефть; за последние 10 лет он обеспечил четверть прироста мирового потребления нефти. Прогнозируется, что ежедневный объем импорта нефти в Китае возрастет с 2 млн. бар. до 9,8 млн. бар. Вступление в ВТО внесло ряд значительных изменений в нефтехимическую отрасль КНР. Тарифы на импорт сырой нефти снизились с 16 юаней за 1 т. до нуля в начале 2003г. Возрос импорт нефтепродуктов; за это время в отношении нефтехимической продукции было возбуждено больше антидемпинговых расследований, чем за последние годы вместе взятые.

Зарубежные нефтяные гиганты спешат обосноваться на китайском рынке. В 2002г. Royal Dutch/Shell, Exxon Mobil и BP Amoco вложили значительные средства в нефтегазовую отрасль КНР. Три крупнейших китайских государственных нефтяных компании — Китайская национальная нефтегазовая корпорация (КННК), Китайская национальная нефтехимическая корпорация «Синопек» и Китайская корпорация по добыче нефти и газа на море (ККДНГМ) — заключили хорошие контракты на покупку нефтяных и газовых месторождений за рубежом. Как отмечается в статье, существуют опасения, что Китай может оказывать влияние на международный рынок, используя преимущества больших объемов импорта нефти,

что может усугубить и без того ожесточенную конкуренцию и нарушить существующую международную структуру спроса и предложения.

На Западе стремятся избежать конкуренции со стороны Китая, налаживая технологическое и финансовое сотрудничество с ним. Несмотря на достаточное предложение нефти на международном рынке, предсказать все вероятные ценовые изменения невозможно. Необходимо принимать во внимание также воздействие экономической глобализации и вступления в ВТО. В связи с этим автор статьи предлагает создать всесторонний механизм, включающий в себя гибкое ценообразование, международное сотрудничество и геополитическую стратегию.

Китай осознал необходимость создания стратегических нефтяных резервов, однако их объем и механизм использования еще должны подвергаться корректировке. Китай одобрил Киотский протокол, в соответствии с которым к 2008г. он должен будет на 5% сократить выхлопы 6 видов углекислого газа по сравнению с уровнем 1990г. Это не только укрепит имидж Китая, но и выдвинет новые более строгие требования к энергетической стратегии устойчивого развития страны.

НАЛОГИ НА НЕФТЬ И ГАЗ

До 1994г. в КНР действовала система роялти (фиксированных платежей за нефть и газа), размер которой устанавливался в зависимости от объема добытой нефти или газа.

По нефти с объема годовой добычи до 100 тыс.т. ставка роялти составляла 1%, от 100 до 150 тыс.т. 2%, от 150 до 200 тыс.т. 3%, от 200 до 300 тыс.т. 4%, от 300 до 500 тыс.т. 6%, от 500 до 750 тыс.т. 8%, от 750 тыс.т. до 1 млн.т. 10%, свыше 1 млн.т. 12,5%.

По газу с объема годовой добычи до 200 млн.куб.м. ставка роялти составляла 1%, от 200 до 300 млн.куб.м. — 2%, с 300 до 400 млн.куб.м. — 3%, с 400 до 600 млн.куб.м. — 4%, с 600 млн.куб.м. до 1 млрд.куб.м. — 6%, с 1 млн.куб.м. до 1,5 млрд.куб.м. — 10%, свыше 2 млрд. — 12,5%.

С 1994г. эта система была заменена на уплату налога на минеральные ресурсы (налоги на нефть и на газ), где фиксированные платежи за нефть и газ были определены для каждого месторождения с учетом экономических условий добычи, технических показателей и углеводородной ценности этих ресурсов.

Нефть. Налог на нефть является одним из видов налога на минеральные ресурсы. В Китае он составляет от 8 до 30 юаней за 1 т. добываемой нефти и установлен отдельно для каждого месторождения. Курс долл. к юаню: 100 долл.=826,43 юаней.

Для крупнейшего месторождения Дацин (провинция Хэйлуцзянь) размер налога составляет 24 юаней за 1 т., для месторождений в Тариме (Синьцзян-Уйгурский АР) — 20 юаней за 1 т., для месторождений Шэнли, Ляохэ, Даган (провинция Ляонин), месторождений в провинции Хэнань — в 12 юаней за 1 т., для месторождений в провинциях Центрального Китая, а также провинциях Цзилинь, Цзянсу, Сычуань, Цинхай, а также при добыче нефти на морском шельфе — в 8 юаней за 1 т. Для всех нефтеперекачивающих предприятий и НПЗ налог составляет 8 юаней за 1 т. перерабатываемой нефти.

Газ. Налог на газ установлен от 4 до 15 юаней за 1 тыс. куб. м. отдельно для каждого месторождения

природного газа и при получении попутного газа на нефтяных месторождениях. Налог на попутный газ с угольных месторождений не взимается.

Для месторождений в провинции Сычуань налог на газ составляет 15 юаней за 1 тыс. куб.м., месторождения Дацин — 12 юаней за 1 тыс. куб.м., нефтяных месторождений Шэнли, Ляохэ — 8 юаней за 1 тыс. куб.м. Для остальных месторождений налог составляет 4 юаня за 1 тыс. куб.м. добытого газа.

Для всех газоперекачивающих предприятий налог составляет 2 юаня за 1 тыс. куб.м. При этом средний тариф прокачки 1 куб.м. газа колеблется в пределах от 0,6 до 0,8 юаней, а средняя цена газа за 1 куб.м. на приемных терминалах на территории КНР — от 0,8 до 1,3 юаня.

Ставка подоходного налога: для НПЗ и газоперерабатывающих предприятий составляет 33%; нефте- и газодобывающие предприятия выплачивают только налог на минеральные ресурсы; для иностранных инвесторов на основании решения Главного налогового управления КНР ставка может устанавливаться в 15%.

В отношении нефтепродукции в Китае установлены следующие акцизы: на бензин (в т.ч. на все виды автомобильного и авиационного бензина) с содержанием свинца — в 0,2 юаней с 1 л.; без свинца — 0,28 юаней за 1 л.; дизельное топливо (в т.ч. легкое топливо, мазут, топливо для военных объектов и сельской местности) — 0,10 юаня за 1 л.

Ставка налога на землю, городское строительство и обслуживание (местный налог). Для НПЗ и газоперерабатывающих предприятий составляет 7%, однако могут временно освобождаться от уплаты этого налога — льготно до 3 лет, и частично, т.е. в уменьшенном вполнину размере в 3,5%, не более 5 лет.

Помимо основной профильной деятельности предприятия нефтегазового сектора выплачивают налог на хозяйственную (предпринимательскую) деятельность, в случае осуществления этой деятельности, и ставка этого налога составляет: в сфере транспортно-коммуникационной деятельности 3%, финансового страхования — 8%, операций с недвижимостью и организации бытового обслуживания — по 5%.

БУТАДИЕН-СТИРОЛЬНЫЙ КАУЧУК

China Chemical Reporter, 26.04.2003г.

По итогам 2002г. объемы производства бутадиена в Китае достигли 736,2 тыс. т. (+14%). Импорт за этот же период составил 103 тыс. т. (+26,1%) или 12,5% внутреннего потребления.

В начале 2003г. производство бутадиена продолжало стабильно развиваться. В I кв. объемы производства составили 221,7 тыс.т. (+30,3% по сравнению с аналогичным периодом 2002г.). В целом ожидается, что за 2003г. объемы произведенного бутадиена смогут достичь 900 тыс.т.

Основная часть бутадиена, производимого в КНР, потребляется на внутреннем рынке для изготовления синтетического каучука и синтетической смолы. В процессе производства синтетического каучука используется порядка 90% общего объема потребляемого бутадиена. Производство синтетического каучука в КНР в 2002г. составило 1,17 млн. т. (+11,5%) и, вероятно, достигнет новых рекордных показателей. Согласно оценкам, в ближайшем будущем спрос на бутадиен для производства син-

тетического каучука будет расти в среднем на 11% и достигнет 780 тыс. т. к концу 2003г.

Синтетическая смола является важной производной бутадиена, производство и потребление которой стремительно увеличивалось в последние годы. Ожидается, что спрос на данный вид продукции в КНР будет составлять порядка 950 тыс. т.

Согласно 10 пятилетнему плану (2001–05гг.) активный рост производства бутадиена в Китае сохранится. Вместе с тем, объемы производства не смогут полностью удовлетворить внутренний спрос и дефицит будет восполняться при помощью импорта.

В 2005г. в КНР будет производиться 790 тыс. т. бутадиена в то время, как спрос на внутреннем рынке достигнет 1,09 млн. т. Даже учитывая возможности о проектах по строительству новых мощностей для производства бутадиена, к 2010г. дефицит будет составлять сотни тыс.т. (производство на уровне 0,9–1,06 млн. т., потребление – 1,44 млн. т.).

Экспорт и импорт бутадиена в КНР, в т.

| | 1998г. | 1999г. | 2000г. | 2001г. | 2002г. | Прир. | 02/01 |
|---------------|---------|-----------|-------------|-------------|-----------|-------|--------|
| Импорт | 41141,3 | ..87695,5 | ...85807,4 | ...140273,6 | ...103610 | | -26,1% |
| Экспорт | 11487,6 |344 |5986,8 |2829,4 | ...2776,7 | | -1,9% |

Объемы выпуска бутадиена в КНР в 2002г.

| | Объемы произв., т. | Прирост 02/01, % |
|--|-----------------------|---------------------|
| SINOPEC Beijing Yanshan Petrochemical..... | 127356 |57,75 |
| SINOPEC Oil Petrochemical | 109868 |-8,01 |
| SINOPEC Shanghai Petrochemical | 91692 |47,56 |
| PetroChina Jilin Petrochemical | 81439 |2,77 |
| SINOPEC Yanzi Petrochemical..... | 76253 |31,38 |
| PetroChina Daqing Petrochemical | 58146 |5,61 |
| SINOPEC Maoming Petrochemical | 50830 |-0,87 |
| SINOPEC Shanghai Gaoqiao Petrochemical | 28702 |13,3 |
| PetroChina Lanzhou Petrochemical..... | 27389 |6,0 |
| Beijing Chemical Industrial Group..... | 24172 |11,0 |
| SINOPEC Guangzhou Petrochemical | 22747 |-2,36 |
| PetroChina FuShun Petrochemical | 19377 |-7,92 |
| PetroChina Dushanzhi Petrochemical..... | 18167 |-18,83 |

НЕФТЕПРОВОД РОССИЯ- КИТАЙ

«КИТАЙСКАЯ НЕФТЯНАЯ ГАЗЕТА» (Чжунго шиюбао), 17.03.2003г.

Споры о нефтепроводе Россия-Китай подошли к своему логичному концу. 13 марта на рабочем заседании правительства РФ был утвержден проект прокладки нефтепровода из Восточной Сибири на Дальний Восток. Проект предусматривает две очереди трубопровода: первая – Ангарск-Дацин, вторая – Чита-Находка. Как отмечается в публикации, правительство России приняло «мудрое решение», способное оказать далеко идущее позитивное значение на развитие всего комплекса российско-китайских торгово-экономических отношений. Своим решением российское правительство показало пример правильного урегулирования проблем, возникающих в ходе двустороннего взаимодействия.

Нефтепровод Россия-Китай является обоюдо-выгодным проектом, представляющим собой одну из сторон практического наполнения отношений стратегического партнерства и взаимодействия между Россией и Китаем. Значение данного проекта трудно переоценить, поскольку оно выходит за рамки обычного экономического сотрудничества и способно сыграть огромную роль для развития российско-китайских отношений в целом. Его успешная реализация послужит позитивным приме-

ром и для экономического сотрудничества в рамках ШОС.

Китай, как страна с быстро растущей экономикой, все острее ощущает нехватку нефтяных ресурсов. В 2002г. КНР импортировала 70 млн.т. нефти. К 2010г. импорт нефти превысит отметку в 100 млн.т. Запасы нефти, которыми располагает страна, обеспечивают загрузку НПЗ лишь на 70%. В целях обеспечения энергетической безопасности страны Китай, продолжая наращивать темпы разведки полезных ископаемых, ищет пути диверсификации источников углеводородного сырья. Основными поставщиками сырой нефти в КНР являются страны Ближнего Востока, откуда нефть доставляется морским путем. Учитывая территориальную близость и богатство нефтяных ресурсов Сибири, импорт нефти из этого региона по суше является чрезвычайно важным для обеспечения стабильного снабжения страны этим видом сырья.

По мнению некоторых аналитиков, нефтепровод Ангарск-Дацин имеет для Китая важное практическое значение и в плане последующего доступа Китая к разработке нефтегазовых ресурсов Казахстана и Каспийского моря.

Для России успешная реализация проекта нефтепровода означает не только прибыль от экспорта нефти (цена на российскую нефть будет формироваться в зависимости от цен на мировом рынке), но и возможность получения федеральным бюджетом в качестве налоговых поступлений 500 млн.долл. за время эксплуатации нефтепровода. Осуществление данного проекта окажет стимулирующее воздействие на разведку и последующую разработку новых нефтяных бассейнов Восточной и Западной Сибири, будет способствовать развитию экономики Дальнего Востока и откроет для России новые рынки сбыта нефти в АТР.

Нефтепровод Ангарск-Дацин является первым для Китая транснациональным проектом такого рода, который намерены реализовать на самом передовом технологическом уровне, с учетом качественных особенностей российской нефти.

КОЛУМБИЯ

В 2002г. в нефтяном секторе страны обстановка складывалась неблагоприятно. При стабильно снижающихся объемах производства сырой нефти (основной экспортный продукт государства), планы правительства Колумбии по поиску новых месторождений и созданию экономического потенциала на перспективу не получили заметной реализации.

Основная часть нефти (76,6%) была добыта частными иностранными компаниями на основе контрактов с государственной нефтяной компанией Escopetrol, 19,9% от общего объема были добыты подразделениями Escopetrol, а 3,5% пришлось на долю частных национальных компаний, действующих на основе концессий. Всего в 2002г. на территории Колумбии было добыто 212 млн.бар. сырой нефти (221 млн.бар. – в 2001г.).

Наряду с экспортными поставками углеводородов за рубеж (в первую очередь в США), Колумбия располагает некоторыми возможностями по их самостоятельной переработке на нефтехимических предприятиях. Среди них можно выделить два наиболее важных для страны нефтеперерабатывающих завода, которые располагаются в окрестнос-

тях г.г. Баранкабермеха и Картахена. Их производственные мощности при строительстве, соответственно, составляли 220 и 75 тыс.бар. в день. В результате постепенной реконструкции этих НПЗ с внедрением передовых технологий американских нефтяных компаний (в первую очередь Shell и UOP), их суммарная производственная мощность к концу 2002г. возросла до 350 тыс.бар/день. Правительство продолжает решать вопрос о привлечении новых инвестиций для дальнейшей модернизации национальных нефтеперерабатывающих производств.

Доля нацкомпаний в производстве природного газа ничтожно мала. Основными производителями этого вида энергоносителя на территории Колумбии являются компания «Техасо» (США) и концерн «BP-Амосо» (Великобритания – США). Первая, до последнего времени, безраздельно владела добычей метана (для коммерческой реализации) в районе Карибского шельфа. С конца 2002г. из-за нарушений колумбийского законодательства в области разработки недр в отношении противозаконной деятельности компании парламентом страны начато ведение ряда расследований). BP добывает природный газ (используется для повторной закачки в нефтяные скважины для повышения нефтеотдачи) в районах месторождений Кусиана-Купиагуа.

Перспективным с точки зрения сотрудничества является нефтегазовый рынок Колумбии. По данным компании Petroconsultans, Колумбия входит в десятку стран, в которых за последние 10 лет были обнаружены наиболее крупные залежи углеводородов.

В Колумбии найдено 7,2 млрд.бар. высококачественной сырой нефти и 12 трлн.куб. футов природного газа. Из 18 нефтяных блоков страны активно разрабатываются только 3. Еще 3 нефтяных бассейна разрабатываются в меньшей степени, а остальные 12 – не эксплуатируются. Данный факт отражает нефтяной потенциал государства, поскольку предполагается, что неразведанные запасы колумбийской нефти составляют 40 млрд. бар. углеводородов в нефтяном эквиваленте (70% – жидкие углеводороды, 30% – газ). При проведении разведочных работ на морском шельфе эта цифра может увеличиться в 2-3 раза.

Площадь нефтеносных районов страны превышает 103 млн. га, из которых только 15% разрабатываются. На 1 кв.км. указанной территории пробурено в среднем менее 2 скважин, в то время как в США этот показатель приближается к 83.

Данные факты подтверждают наличие значительных возможностей развития проектов разработки больших запасов нефти с высокой вероятностью ее нахождения – 20% (на каждые 5 пробуренных скважин одна является нефтеносной). Данный показатель является одним из самых высоких в мире, не считая арабских стран. В России в среднем он составляет менее 10%.

Наиболее крупными месторождениями являются Сира-Инфантас, Чучупа, Каньо Лимон, Кусиана и Купиагуа. Колумбия обладает огромными запасами тяжелой нефти (менее 16 градусов API).

В Колумбии находится **один из 10 наиболее привлекательных нефтяных бассейнов в мире – Пьедемонте** в Восточных Льянос. В этом районе в 90гг. было открыто 2 из 25 имеющихся в западном мире (исключая Россию и ряд арабских стран) мес-

торождений объемом 500 млн.бар. каждое: Кусиана (1.000 млн.бар.) и Купиагуа (500 млн.бар.). В указанном районе остается еще 10.000 млн.бар. неразведанных запасов.

Исключительно высоко качество нефти этих двух месторождений (40 градусов API, содержание серы 0,15-0,5%). Плотность нефти на месторождении Кусиана составляет 45 градусов API. Средняя себестоимость одной «эквивалентной» баррели – 6,17 долл. с учетом транспортировки, себестоимость full cycle cost of oil – 3,2-4,2 долл/бар.

Возможности нефтедобычи в Колумбии не ограничиваются только этим нефтяным бассейном. В центральной континентальной зоне находятся еще два месторождения с потенциальными запасами 500 млн.бар. (Диндал Профундо и Асеведо), а также ряд менее крупных месторождений (200 млн.бар.). Прогнозируемые запасы природного газа месторождения Чучупа, находящегося в зоне Атлантического побережья составляют 6 трлн.куб. футов. В этой же зоне проведены геофизические исследования на 27 тыс.кв.км.

Остаточные подтвержденные запасы сырой нефти в Колумбии составляют 1.97 млрд.бар., с объемом добычи в 600 тыс.бар/день.

Коммерческие запасы природного газа в Колумбии составляют 4,5 трлн.куб. футов, с ежедневным объемом добычи 500 млн.куб. футов.

В 2001г. на колумбийский рынок вышла НК «Роснефть». Активные усилия в данном направлении с 2002г. предпринимала крупнейшая российская нефтяная компания «Лукойл». Обе компании имеют в Колумбии свои официальные представительства и работают в рамках заключенных с Esopetrol контрактов.

В условиях глобализации рынка Колумбия, как страна-производитель нефти, за последние несколько лет приняла ряд законодательных актов, направленных на повышение рентабельности разведки и добычи углеводородов на своей территории и делающих более благоприятными для иностранных инвесторов налоговые и контрактные условия.

В 2001г. по совокупности экономические показатели колумбийских нефтяных контрактов достигли 18 места среди 102 стран-производителей нефти. Недавние реформы в нефтяной и налоговой политике могут в ближайшей перспективе выдвинуть конкурентоспособность и рентабельность колумбийских контрактов для крупных месторождений на 5 место. По мнению Джонатана Грина, директора американского департамента международной консалтинговой компании IHS-Energy, **Колумбия более привлекательна для иностранных инвесторов, чем Венесуэла и Мексика**, обладающие огромными нефтяными запасами.

Колумбия превосходит на континенте по условиям контрактирования и вероятности нахождения нефти такие страны как Аргентина, Эквадор и Тринидад и Тобаго и приближается по вероятности нахождения запасов к Бразилии, однако превосходит ее, также как и Венесуэлу, по условиям заключения нефтяного контракта.

Сочетание выгодных для иностранных инвесторов условий контракта и высокой вероятности нахождения нефти сделали Колумбию привлекательной для разведки и добычи нефти. Это сочетание способно предлагать полное покрытие рисков в слу-

чае открытия новых месторождений для фактически любого объема извлекаемых запасов. Это дает инвестору полную гарантию окупаемости проектов. Специалистами Esorpetrol была изучена зависимость рентабельности нефтяных проектов от размера четырех активно разрабатываемых месторождений. При допущении стоимости барреля нефти 15 долл. было выяснено, что для месторождений, запасы которых превышают 5 млн.бар. ожидаемая норма прибыли полностью покрывает риски при разведке и бурении. Норма прибыли и рентабельность проектов увеличилась на 30%, расширяя и покрытие рисков по сравнению с проектами, которые реализовывались в условиях предыдущей нефтяной политики.

В подавляющем большинстве случаев нефтяные контракты в Колумбии заключаются с государственной нефтяной компанией «Экопетроль», которая участвует в проекте в качестве партнера. В нефтяной отрасли основная схема проекта состояла из двух принципиальных этапов: период разведки (до 6 лет без возможности пролонгирования) и период эксплуатации месторождения. Ранее, по условиям местного законодательства, на первом этапе все расходы и риски брал на себя исключительно частный инвестор. В случае успешного нахождения нового месторождения на втором этапе в проекте начинала принимать участие «Экопетроль». При этом госкомпания возвращала партнеру 50% инвестиций в разведку и выплачивала 50% расходов и инвестиций в развитие и эксплуатацию нового месторождения. Взамен «Экопетроль», по мере извлечения запасов, получила растущий процент добытой нефти, (50-75). Средние котировки на сырую нефть марки West Texas Intermediate – эталона для колумбийской нефти, в июне 2002г. составили 25 долл./бар.

В наст.вр. госкомпания несет 30% затрат и инвестиций, а взамен получает только 30% (хотя в редких случаях этот процент может постепенно дойти до 65) добытой нефти, оставляя 70% инвестору. Сняты ограничения на период разведки и эксплуатации месторождения иностранным партнером. В случае газодобычи контрактные условия еще более привлекательны.

Как результат принятых правительством мер, за последние 2г. резко возросла активность заключения контрактов с иностранными нефтяными компаниями (в 1999-2001гг. было заключено 60 контрактов), и этот показатель намного опережает все остальные страны Латинской Америки.

Ранее, по колумбийскому законодательству, 20% добытой частными компаниями нефти принадлежало государству вне зависимости от объемов ее добычи. В 2002г. был принят закон, по которому размер госналога устанавливается в соответствии с объемом добычи и составляет от 8% (5 тыс.бар/день) до 25% (600 тыс.бар/день). В Аргентине, Венесуэле, Эквадоре, Бразилии и др. странах региона аналогичный налог существенно выше.

КУБА

Важнейший стратегический сектор кубинской экономики, обеспечивающий политическую независимость и экономическую самостоятельность страны в условиях мирового энергетического кризиса. В 2002г. объем добычи нефти и попут-

ного газа в пересчете на нефть достиг 4,1 млн.т., что на 20% превышает показатели 2001г. Страна при уровне потребления нефти в объеме 10 млн.т. на 40% удовлетворяет потребности в углеводородном сырье за счет собственных внутренних источников добычи, импортируя половину необходимого количества. Основным поставщиком нефти на Кубу является Венесуэла, которая по Каракасскому Соглашению от 1999г. должна поставлять на Кубу нефть из расчета 53 тыс. баррелей в день (1 баррель – 159 литров) с частичной (20% от объема поставок) отсрочкой платежа на 15 лет и другими льготами. Куба формально имеет надежный источник поставок и входит в число десяти центрально-американских и карибских стран, получающих венесуэльскую нефть на преференциальных условиях. Венесуэла (член ОПЭК) является одним из крупнейших производителей (ежегодная добыча нефти составляет 130 млн.т.) и 5 в мире экспортером нефти.

Кубинским руководством большое внимание уделялось сохранению потенциала кубинской нефтеперерабатывающей промышленности. В стране созданы значительные мощности по переработке нефти, представленные тремя крупными заводами, суммарная проектная производительность которых составляет 10 млн.т. в год.

Продолжаются интенсивные разведывательно-поисковые работы на нефть на кубинском шельфе. На условиях риска 17 контрактов заключили компании Канады, Франции, Великобритании, Бразилии, Швеции, Испании и Италии. Объем инвестиций в эти проекты за прошедшие годы превысил 650 млн.долл. Проявляют интерес российские компании «Альфа-Эко» и «Оцтек».

На суше бурение нефтяных скважин и интенсификация разведки недр осуществляется с применением высоких технологий: трехмерных сейсмических методов, горизонтального бурения и других, наиболее передовых методов разведки недр, что позволяет завершать буровые работы в короткие сроки. На находящимся в эксплуатации старых скважинах достигается повышение производительности благодаря применению современного высокопроизводительного оборудования и грамотному использованию высококвалифицированного кубинского персонала. Имеются сведения о наличии высокодебитных скважин в районе Канаси (60-70 км. к востоку от Гаваны).

Сумма иноинвестиций в нефтяную инфраструктуру составила в 2002г. 150 млн.долл. С учетом темпов роста нефтедобычи имеются основания предполагать, что намеченный на конец 2005г. рубеж в 6 млн.т. нефти Куба преодолет раньше.

За прошедшее пятилетие условная экономия от импортзамещения нефти по расчетам кубинских специалистов составила для Кубы 5 млрд.долл. при капиталовложениях в развитие отрасли с 1994г. не более 1 млрд.долл. В связи с возможными перспективами нефтедобычи на Кубе не случаен интерес иностранных фирм к восстановлению построенного в 1991г. Советским Союзом НПЗ в г.Сьенфуэго с годовой мощностью нефтепереработки в 3 млн.т.

В 2002г. до 50% сырой кубинской нефти было использовано на ТЭС, которым необходимо в год 2 млн.т. углеводородного сырья.

ЛАТВИЯ

В соответствии с «энергетическими» директивами и другими согласованными решениями в рамках ЕС страны-претенденты на вступление в ЕС должны гарантировать бесперебойность поставок топлива за счет собственных ресурсов, запасов или по импорту. Необходимой признается диверсификация импортных источников получения энергоресурсов (не более 30% поставок из одного источника). Особенно чувствительной для правых радикалов является полная привязка Латвии к поставкам российского природного газа.

В этой связи можно рассматривать и недавние высказывания латвийских политиков и экспертов о решении российского монополиста — концерна «Газпром» повысить с 1 янв. 2003г. цены на природный газ для АО «Латвияс газе» на 15%. На фоне дебатов и страстей в местных СМИ звучало мнение об ошибках в условиях приватизации АО «Латвияс газе» и бизнес-экспансии российского газового монополиста. Вновь муссировалась тема присоединения Латвии к западным источникам газа в рамках проекта Балтийского газового кольца, хотя его концепция основана на том, что это кольцо будет подпитываться и из Норвегии, и из России. Не упоминается, что норвежский газ стоил бы дороже, а закаченный в подземное газохранилище (ПГХ) в Инчукалнсе российский газ дает гарантии двухлетнего обеспечения страны в этом виде топлива.

Балтийские страны не скрывают своей заинтересованности в получении альтернативных российским источников энергии. Они с особым вниманием следят за реализацией договора, который заключили в 2001г. Польша и Норвегия. Договор предусматривает поставку в течение 16 лет 74 млрд.куб.м. природного газа на 11 млрд.долл. Для прокачки газа из Норвегии и Дании к польскому побережью Балтийского моря планируется прокладка газопровода «Балтлайн», который предполагается включить в Балтийское энергетическое кольцо, имея в виду потенциальную возможность подачи североморского газа в Латвию, Литву и Эстонию.

В июне 2001г. экспертная комиссия ЕС одобрила ТЭО проекта Baltic Gaz Interconnector, который предусматривает строительство магистрального газопровода, соединяющего Данию, Норвегию и Германию, первоначальной мощностью по прокачке 3 млрд.куб.м. в год и доведением ее до 10 млрд.куб.м. в год. Эта магистраль рассматривается как часть проекта Балтийское энергетическое кольцо. Официальная Рига пытается использовать этот шанс, чтобы частично переориентироваться с российского газа на европейский, пусть и с некоторым убытком для себя получить право выбора между «Газпромом» и норвежской корпорацией «Статойл». Латвийские власти пока не делали каких-либо официальных заявлений о желании закупать североморский газ.

Наметившееся усиление влияния концерна «Газпром» в «Латвияс газе» дает определенные предпосылки для активизации российско-латвийского сотрудничества, в первую очередь в развитии Инчукалнского природного подземного газохранилища (ПГХ) с 4 до 7 млрд.куб.м. (техпроект подготовлен и согласован с «Газпромом»). ПГХ позволяет стабилизировать в зимний период газо-

вую систему региона, включая северо-запад России. ПГХ Латвии (50 млрд.куб.м.) могут использоваться и в дистрибутерских целях для увеличения объемов поставок российского газа в Литву и Эстонию, а в перспективе и в Скандинавию.

Реальные перспективы имеет выход России на латвийский рынок сжиженного газа. В Риге зарегистрирована компания «Сибур Итера» с уставным капиталом 314 тыс.долл. (доля российского газонетехимического холдинга «Сибур» — 49,85%). В планах компании развитие собственного газозаправочного бизнеса по обеспечению природным газом в качестве моторного топлива автотранспорта в странах Балтии. Особое значение имеет расширение использования российского газа на электростанциях, работающих с парогазовым циклом. «Газпром» подтвердил готовность поставки на долгосрочной основе природного газа для планируемых к строительству электростанций средней энергетики (110-120 мвт.) в г.г.Броцены и Лиепая. Реализация таких проектов пока задерживается в связи с отсутствием решения со стороны латвийского регулятора по определению закупочных цен на вырабатываемую электроэнергию и требованиями ряда положений законодательства ЛР об энергетике республики.

Что касается топливного рынка Латвии, где основными потребителями являются ТЭЦ и автотранспорт, то здесь резко сокращены в 2002г. закупки российских нефтепродуктов с переориентацией на соседнюю Литву. Определен переход Латвии с 1 янв. 2004г. на стандарты ЕС по бензину и дизтопливу для транспортных средств. Латвия закупила в Литве в 2002г. 600 тыс.т. нефтепродуктов. В 2000г. из России в Латвию было поставлено 1627 тыс.т., а за 9 мес. 2002г. 465 тыс.т. Акционером Мажекяйского НПЗ (Литва) является российская компания «Юкос», которая вынашивает планы активного продвижения на латвийский рынок, используя свой литовский потенциал.

Латвия импортирует уголь из России, Польши и Украины. Поставки из России составляют 80% от общих закупочных объемов. Потребность внутреннего рынка в этом виде топлива составляет 150-200 тыс.т. По данным ГТК РФ, за 9 мес. 2002г. Россия экспортировала в Латвию 537 тыс.т. угля. В Латвии ежегодно производится 450-550 тыс.т. торфа.

Латвия продолжает осуществлять реэкспортные поставки нефтепродуктов и угля. Латвийские порты сохраняют свой потенциал для обеспечения экспорта российских энергоресурсов. В 2001-02гг. объемы поставок кузбасского угля составляли 3-4 млн.т. и в перспективе будут возрастать. С пуском в эксплуатацию первой очереди порта Приморск обозначился основной вектор российского нефтяного экспорта в северо-западном направлении. В 2002г. через Вентспилс было перевалено 7566 тыс.т. сырой нефти, падение по сравнению с 2001г. составило 49,5%. С нояб. 2002г., поставки нефти по трубопроводу в направлении Вентспилса прекратились.

Стратегическая линия правительства России направлена на развитие и строительство собственных морских портов и повышение экономической эффективности экспорта нефти. Только транзит 14,98 млн.т. нефти через Вентспилс обошелся в 2001г. российским экспортерам в 157 млн.долл.

ЛИВИЯ

Нефтедоллары

Наличие в стране крупных запасов нефти и газа. По оценкам западных экспертов подтвержденные запасы нефти составляют 4,2 млрд. т., а природного газа — 1,3 трлн. куб. м. Ливия входит в состав десяти ведущих стран, осуществляющих экспорт на мировой рынок нефти (1,2 млн. бар/день сырой нефти), нефтепродуктов, продуктов нефтехимии и занимает 2 (после Нигерии) место по добыче нефти на африканском континенте.

Рост доходов от экспорта нефти в последние годы способствовал увеличению масштабов привлечения Ливией для работы в стране иностранных специалистов. Инженеры и техники из Германии, Италии, Великобритании, Ю. Кореи, Индонезии, Филиппин и Украины работают в нефтегазовой, автомобильной и металлургической промышленности, энергетике, медицине. Активно используется труд неквалифицированных рабочих из Нигерии, Судана, Египта, Чада, Либерии, Туниса.

Несмотря на продолжительный срок, прошедший с момента обретения Ливией независимости, государство во внешней торговле остается ориентированным на Европу, на долю которой приходится 85% всего экспорта и свыше 65% импорта страны. Удобное географическое положение и высокое качество ливийской нефти способствовали становлению Ливии в качестве одного из ведущих поставщиков энергоносителей (нефти и нефтепродуктов) в европейские страны, прежде всего в Италию, Германию, Францию, Испанию, Грецию, Швейцарию, Австрию. Ожидается, что после реализации Западно-Ливийского газового проекта, в соответствии с которым ежегодно до 8 млрд. куб. м. природного газа будет поступать по газопроводу через о-в Сицилия в Италию и во Францию Ливия, наряду с Алжиром и Россией, станет одним из важных поставщиков в Европу этого экологически чистого энергоносителя.

Размеры вывоза капитала (портфельных инвестиций) возрастают по мере увеличения доходов от экспорта нефти. По оценкам экспертов МВФ в 2001г. нетто-отток инвестиций из страны составил 1154 млн. долл. В 2002г. страна имела **самый высокий среди африканских стран уровень ВВП на душу населения (7600 долл.)**. Рост мировых цен на нефть в 2002г. (среднегодовая фактическая цена на ливийскую нефть составила 24,47 долл/бар при заложенной в бюджет Ливии расчетной цене в 20 долл/бар) привел к пересмотру итогов развития экономики страны в пред.г. в сторону увеличения основных экономических показателей. **Реальный рост ВВП составил 1,2%**, в то время как в середине 2002г. он прогнозировался иностранными аналитиками в 0,8%.

Положительным моментом для ливийской экономики стало продолжающееся улучшение отношений с европейскими странами, в первую очередь с Италией и Францией (закрытие дела ЮТА). Усложнение процедуры получения въездных виз в страны-члены ЕС вызвало сокращение объема челночной торговли между Ливией и некоторыми европейскими странами, в частности с Венгрией.

В 2002г. негативное влияние на экономику страны продолжали оказывать **односторонние тор-**

говые санкции США в отношении Ливии, препятствующие американским компаниям работать на ливийском рынке. В авг. 2001г. США продлили на 5 лет действие санкций в отношении Ирана и Ливии в соответствии с актом Д'Амато, которым запрещается неамериканским фирмам инвестировать в течение года 40 млн. долл. в нефтегазовый сектор этих стран. Занесение администрацией США Ливию в список стран, поддерживающих — терроризм, самым негативным образом повлиял на то, что в пред.г. Ливия так и не смогла в СБ ООН добиться окончательной отмены антиливийских санкций, действие которых было приостановлено в апр. 1999г.

Последствия действия санкций сказываются на нерешенности проблем модернизации нефтеперерабатывающего производства, на вопросах реконструкции выходных нефтяных терминалов, привлечения иноинвестиций.

Негативное воздействие на экономику Ливии, особенно в последние месяцы 2002г., оказало падение курса доллара по отношению к евро, что автоматически должно привести к удорожанию ливийского импорта.

Большинство специалистов прогнозирует более низкие по сравнению с 2002г. цены на нефть (в 2003г. — 24,7 долл/бар, в 2004г. — 19,7 долл/бар). Ожидается увеличение темпов экономического роста в ближайшие 2г. Отрицательный эффект от низких цен на нефть будет сглажен более высоким уровнем нефтедобычи в этот период, который определяется как квотой Ливии в ОПЕК, так и мощностями по ее добыче.

Темпы прироста ВВП в реальных ценах составят 3,2% в 2003г., что, наряду с возросшими инвестициями в государственный и частный сектор, будет способствовать росту реальной экономики. В 2004г. ВВП в реальном выражении увеличится на 3,5%.

Экспортные поступления в 2003г. прогнозируются на уровне 12 млрд. долл. (на 2,2% выше, чем в 2002г.) и сократятся (до 10,2 млрд. долл.) в 2004г. как результат предполагаемого значительного падения мировых цен на нефть.

Положительное сальдо баланса по текущим операциям будет продолжать сокращаться и самое существенное его падение произойдет в 2004г., когда его размер может составить 1,5 млрд. долл. как результат сокращения активного сальдо торгового баланса Ливии. Это будет представлять 11% от ВВП, что является неплохим показателем.

Ситуация с состоянием платежного баланса может существенно ухудшиться в случае неблагоприятного для Ливии исхода дела по выплате компенсаций семьям погибших во время взрыва самолета над Локерби. Сумма компенсации может составить 2,7 млрд. долл. (20% валютных резервов страны).

Нефтегазовые инвестиции

В июне 2002г. был принят пятилетний план развития экономики Ливии. В соответствии с принятым планом объем капиталовложений, который предстоит освоить в 2002-06гг. составляет 35 млрд. долл. В основе пятилетнего плана лежит стремление правительства Ливии дополнительно привлечь частные ливийские и иностранные инвестиции, которые могут составить 30-40% от необходимого объема капиталовложений.

По замыслу ливийских экономистов привлечение дополнительных инвестиций позволит активизировать развитие экономики и диверсифицировать источники национального дохода в стране, где сегодня основной источник дохода — это поступления от нефтегазового сектора. Появление этого плана стало возможным после серии процедур, позволяющих добиться большей открытости экономики Ливии, в которой государство все еще контролирует большую часть секторов экономики.

Правительство, оставляя за собой важные объекты инфраструктуры, в то же время, предоставляет возможность частным ливийским и иностранным предпринимателям инвестировать в экономику Ливии капитал, приносящий им гарантированный доход. Правительство Ливии считает, что создание благоприятного инвестиционного климата будет способствовать увеличению притока частного капитала в Ливию. Это относится к инвестициям в нефтегазовую отрасль Ливии, промышленный сектор, туризм и сферу услуг.

В течение следующих 4 лет объем инвестиций в нефтегазовый сектор достигнет 6 млрд.долл., из которых 4 млрд.долл. будет приходиться на долю частного ливийского и инокапитала. Одним из основных направлений инвестиционной политики Ливии остается нефтегазовый сектор. Во II кв. 2002г. были более четко обозначены объемы инвестиций в этот сектор экономики Ливии.

Секретарь Национальной нефтяной корпорации Ливии (ННК) Абдулхафез Ель-Злитни (Dr. Abdulhaféz Zleitni) в интервью, опубликованном в ливийской прессе информировал, что в планах ННК по разведке месторождений нефти и газа на более длительную перспективу до 2010г. предусмотрен объем инвестиций в 9,63 млрд.долл.

Привлечение дополнительных иноинвестиций позволит обеспечить выполнение проектов по разработке нефтяных и газовых месторождений, таких как, например, месторождение нефти в Гадамесе (Ghadames), расположенное на участке MN151 и MN100 и месторождение нефти на участке MN101 в бассейне Мурзук (Murzuk). Запасы этих месторождений превышают 170 млн.бар., а объем инвестиций, необходимый для разработки этих полей, превышает 750 млн.долл.

Секретарь ННК сообщил, что работы, предусмотренные пятилетним планом привлечения иноинвестиций, уже начались. В рамках стратегической задачи по развитию инфраструктуры нефтеперерабатывающей промышленности 30 мая в городе Завия был подписан контракт между нефтеперерабатывающей компанией Zawia и южнокорейской компанией LG на реконструкцию и модернизацию НПЗ. Работы по этому контракту уже начались и закончатся через 31 месяц. Стоимость контракта, по словам президента ННК, оценивается в 580 млн. евро.

Контрактом предусматривается возведение нескольких новых блоков, которые после ввода в строй обеспечат почти двухкратное увеличение производственной мощности НПЗ Zawia, общий объем переработки нефтепродуктов в Ливии достигнет 380 тыс.бар/день, что в соответствии с планом развития отрасли составит 20% от всей добываемой в Ливии сырой нефти.

Инвестиционный проект по реконструкции и модернизации НПЗ в г.Завия повлечет за собой создание новых рабочих мест для национальных

инженерных кадров, на подготовку которых правительство Ливии предусматривает выделение бюджетных средств в соответствии с поэтапной реализацией контракта.

Привлечение иноинвестиций способствует постоянному открытию новых месторождений с большими запасами нефти. Имеются разведанные и изученные нефтяные поля, которые не разрабатываются, руководствуясь здравой политикой сохранения природных ресурсов для будущих поколений. Введены ограничения на добычу и экспорт нефти с одновременным переносом акцента на проекты, обеспечивающие рост производства на уже разработанных нефтегазовых месторождениях.

Ожидается большой объем инвестиций, прежде всего в газовый сектор Ливии, поскольку действующие контракты с участием иностранных компаний составляют только 23% от всех исследованных месторождений газа.

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 финансовый консорциум, во главе с японской компанией (TGC), итальянской компанией (Techimont) и ее французским филиалом (Sofergas). Цена контракта первого этапа инвестиционного проекта составляет 1,2 млрд.долл. Срок осуществления проекта — 32 месяца.

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), Анб-ОарНр (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 Мелиты в г.Сфакс.

Объем инвестиций в развитие энергетического сектора Ливии оценивается в 6 млрд.долл., из которых 4 млрд.долл. будет инвестировано частными ливийскими и иностранными предпринимателями.

Компания OMV со своими партнерами по консорциуму, такими как испанская Repsol, французская Total Fina Elf, норвежская Saga Petroleum и ливийская National Oil предполагает принять участие в разработке новых месторождений нефти в Ливии в целях удвоить к началу 2008г. добычу нефти. Было объявлено, что общий объем инвестиций в проект составит 155 млн.долл. Предполагаемые запасы новых месторождений нефти, которые находятся в бассейне Murzuk, могут составить 140 млн.бар. Австрийская компания рассчитывает начать добычу нефти в I кв. 2004г., предполагаемый объем добычи 40 тыс.бар/день.

В конце авг. 2002г. Национальная Китайская нефтяная компания (The National Chinese Petroleum Company), ведущая компания в нефтегазовой области в Китае, подписала контракт на сооружение в Ливии нефтегазопровода, состоящего из двух отдельных трубопроводов. Общая протяженность двойного трубопровода 520 км. Цена контракта – 230 млн.долл. Официально уполномоченный представитель китайской компании, ответственный за поставку оборудования и строительные работы сообщил, что это первый крупный подрядный контракт выигранный иностранной компанией по тендеру у итальянской компании Eni.

Сооружение трубопровода позволит соединить месторождение A1-Wafa на юге Ливии с окрестностями Триполи. Реализация этого проекта позволит создать дополнительно 600 рабочих мест. В соответствии с действующим в Ливии Законом о поощрении иноинвестиций и Исполнительной инструкции к этому закону компания поставит в Ливию все необходимое для строительства оборудования, включая трубы, которые планируется закупать в Италии и Японии. На поставку оборудования необходимого для строительства инвестиционного объекта будут распространяться соответствующие льготы и налоговые освобождения.

Нефтегазпром

Доля отраслей в экономике Ливии распределяется: нефтегазпром – 41%, сфера услуг – 24% (в т.ч.: торговля, рестораны и туризм – 8,9%, образование – 4,8%, здравоохранение – 2,6%), сельское хозяйство – 8%, промышленность – 7% (85% приходится на обрабатывающую), транспорт и связь – 7%, строительство – 6%, недвижимая – 3%, финансы – 2%, электроэнергетика.

Нефтедобыча управляется принадлежащей государству Национальной нефтяной корпорацией. С 2000г. по оценкам НКК добыча ею нефти составляет 810 тыс.бар/день, что равно половине объема производства нефти в стране. Несколько международных нефтяных компаний имеют с НКК соглашения об исследованиях и добыче нефти. Ведущей иностранной нефтяной компанией в Ливии является «Аджип-Эни» (Италия), которая работает в стране с 1959г.

Ливия имеет 12 месторождений нефти с запасами до 1 млрд.бар. или более каждое, и двое других с запасами от 500 млн. до 1 млрд. бар. Ливийская нефть обнаружена в трех геологических местах бассейна Сирт: несколько больших месторождений нефти (Саамах, Бейда, Рагуба, Захра-Хофра и Бахи); на севере страны Дефа-ваха и область Насер, также как большое месторождение газа Хатейба; восточные залежи Сарир, Месла, Жиало, Бу Аттыфль, Интисар, Нафура-Аугиля и Амаль. Несмотря на годы добычи нефти, Ливия сохраняет большой неиспользованный нефтяной и газовый потенциал, поскольку в эксплуатации находится только 25% территории страны, охваченной соглашениями с нефтяными компаниями. Этот потенциал не используется ввиду недостатка инвестиций вызванным неоправданным финансовым бременем, наложенным Ливией на иностранные нефтяные компании. Приоритетами НКК для исследований являются новые области в бассейне Сирт, Гдамес, Мурзук, плюс неисследованные области Кофры и Киренаики. НКК также надеется начать применять современные методы добычи нефти на

существующих месторождениях.

В 2002г. производство нефти в Ливии оценивалось в 1,4 млн.бар/день Ливия хочет повысить производство нефти и приостановить санкции ООН, в чем немалую роль должен сыграть пересмотр существующего с 1955г. законодательства, которое является причиной задержки развития множества нефтяных полей и проектов и удерживает иноинвестиции. Приостановка санкций будет означать, что Ливия сможет возобновить закупки оборудования для нефтедобычи.

Нефтяные поля Ливии связаны со средиземноморскими терминалами обширной сетью трубопроводов. Главные трубопроводы для перекачки сырой нефти принадлежат НКК, это Сарир-Марса эль-Харига (Тобрук), Месла Рас-Лануф, Ваха Эс-Сидр, Хаммада Эль-хамра Аз-Завия, Амаль-Рас-лануф, Интисар-Зуэйтина, Насер (Зилтен)-Марса Эль-Брега. НКК также имеет 6 нефтяных терминалов и нефтехранилища (Марса Эль-Харига, Зуэйтина, Марса Эль-Брега, Ра-Лануф, Сидер, Завия) и рассматривает предложения стоимостью 150-300 млн.долл. на расширение нефтяного терминала и очистительного завода в Завии.

Ливия имеет три нефтеперегонных завода, с возможностью переработки 343,400 бар/день что вдвое превышает возможности внутреннего потребления (182 тыс.бар/день). Нефтеперегонные заводы Ливии включают: 1) Рас-Лануф, построенный в 1984г. и расположенный в Заливе Сирт, со способностью очистки до 220 тыс.бар/день. 2) Завия, построенный в 1974г. и расположенный в северо-западной части Ливии, со способностью очистки до 120 тыс.бар/день. 3) Брега, самый старый завод в Ливии, расположенный около Тобрука со способностью очистки до 8,400 бар/день. В фев. 2001г. были представлены предложения по модернизации завода в Завии на 400 млн.долл. В мае 2002г. Ливия подписала контракт в 280 млн.долл. с LG Ю.Кореи о модернизации этого завода. Рас-Лануф также будет модернизироваться. В марте 2002г. Рас-Лануф был закрыт в течение нескольких дней в результате пожара одного из хранилищ.

Несмотря на большое внимание, уделяемое государством нефтяной отрасли, имеющаяся научно-техническая база не отвечает возрастающим потребностям Ливии в разработке современных технологий добычи нефти. Ливия вынуждена привлекать к работе в нефтедобывающей отрасли иностранные компании и оплачивать работу зарубежных квалифицированных специалистов.

Ливийские нефтяные компании разрабатывают месторождения, добычи нефти из которых не требует значительных финансовых вложений или технологических новшеств и передает в дальнейшее пользование концессии инокомпаниям на условиях раздела продукции, когда без применения современных технологий рентабельность скважин начинает снижаться.

Крупный газовый проект. В области газпрома Ливии в 2002г. началась реализация проекта, который представляет собой один из крупнейших международных проектов как с точки зрения объемов производства газа и его производных, так и с точки зрения наличия различных производственных составляющих. Запасы газового месторождения достигают 1,4 трлн.куб.м.

В соответствии с соглашением между НКК и консорциумом ENI, для осуществления проекта

«Аль-Вафа – Мелита» была создана компания AGIP-Gas.

В проекте будут задействованы передовые технологии, и работы по реализации проекта начнутся немедленно, т.к. выполнены все подготовительные мероприятия и создан необходимый потенциал. В ходе реализации проекта будут подготовлены высокопрофессиональные технические и административные кадры для строительства и управления столь масштабными предприятиями. Ввиду огромного объема и сложности работ по проекту, который предусматривает одновременное обустройство месторождений на суше и на море, удаленных друг от друга на значительное расстояние и различающихся по природным условиям, проект разделяется на 6 генеральных и на ряд вспомогательных проектов.

На полную мощность проект будет введен в действие к 2006г. Общая цена проекта в совокупности со всеми производственными объектами составит 5,6 млрд.долл. Ежегодные объемы производства газа достигнут 10 млрд.куб.м., производство газоконденсата достигнет 98 тыс.бар/день.

Проект обеспечит поставку 8 млрд.куб.м. газа в год на европейский рынок, прежде всего в Италию по трубопроводу, длиной 540 км., проложенному по дну Средиземного моря от н.п.Мелита на западном побережье Ливии до г.Джила на юге Сицилии, и 2 млрд.куб.м. на внутренний ливийский рынок. Газ будет поступать в систему газопроводов, проложенных по побережью страны, что кроме экспорта газа, позволит также удовлетворить растущие потребности внутреннего ливийского рынка. Проект позволит соединить в единую сеть Ливию и страны североафриканского побережья, включая соседей Ливии – Алжир и Египет.

Проектом предусматривается обустройство месторождения Аль-Вафа, расположенного в 110 км к юго-западу от г.Гадамес и морского месторождения, открытого на блоке MN-41. Суммарная производительность составит 10 млрд.куб.м. газа в год, 4 млрд.куб.м. газа в год даст месторождение Аль-Вафа и 6 млрд.куб.м. газа будет добываться на блоке MN-41.

Реализация всех составляющих проекта предусматривает проведение подрядных торгов на заключение 6 генеральных контрактов.

Согласно планам развития экономики Ливии декларативно по линии ВНК (правительства) приоритет отводится развитию промышленного производства в государстве. М.Каддафи неоднократно в своих заявлениях подчеркивал необходимость переориентации Ливии с развития нефтедобывающей промышленности на другие отрасли промышленного производства. В основу таких заявлений положен тезис о том, что в случае исчерпания запасов нефти в недрах Ливии, государство автоматически станет банкротом, не имея возможности переориентироваться на альтернативное добычи нефти производство. Доля промышленности в ВВП Ливии составляет 10%.

Тяжпром ранее всемерно поддерживался государством и развивался на основе дешевых электроэнергии и энергоносителей. Большинство крупных проектов не было закончено. Согласно решениям ВНК, **большинство действующих и незаконченных проектов планируется передать частным предпринимателям**, предоставив им поначалу льготные условия. Эта работа проводится с боль-

шими трудностями в связи с нерентабельностью развития в Ливии ряда промышленных объектов.

В целях стабилизации ситуации, вызванной девальвацией национальной валюты в 2002г., для госпредприятий занятых экспортно-ориентированным производством или производством импортозамещающих товаров правительством Ливии были предусмотрены льготы. Госпредприятия, включенные в список при бюджете развития, были освобождены от уплаты налога на прибыль, таможенных пошлин и валютного налога (15%). Госпредприятиям для оплаты импортного сырья и комплектующих разрешено приобретать валюту, необходимую для открытия аккредитивов, выполнения кредиторских обязательств и других финансовых операций в 2002г. по льготному курсу.

Государственные промпредприятия страдают из-за недостаточного финансирования, а также из-за низкого качества обслуживания и отсутствия запчастей. НПЗ в Рас-Лануфе перерабатывает 180 тыс.бар/день, что составляет 90% его проектной мощности. Расширение завода планировалось несколько раз, но так и не было осуществлено, в связи с отсутствием финансирования за счет средств госбюджета.

ЛИТВА

Производственный комплекс. Весь объем природного газа (2,7 млрд.куб.м. в 2001г., 2,6 млрд.куб.м. в 2002г.) поставляется в Литву из России. Основными поставщиками являются ОАО «Газпром» (85% всех поставок) и российско-американская компания «Итера» (15% всех поставок). Ежегодные квоты на поставку в Литву газа определяет ОАО «Газпром» как единоличный владелец газопровода.

В отрасли действует 5 предприятий, имеющих квоты на приобретение природного газа: ЗАО «Дуетекана», АО «Летувос дуес», АО «Ахема», ЗАО «Итера Летува», ЗАО «Итералит».

Основными покупателями природного газа для внутреннего рынка являются:

1. ЗАО «Дуетекана» (закупает до 40% всего объема газа) – совместное российско-литовское предприятие, в котором «Газпрому» принадлежит контрольный пакет акций. С литовской стороны участником СП является Финансово-промышленная корпорация Западной Литвы.

2. Частное предприятие АО «Ахема» (закупает до 30% всего объема газа) является крупным производителем азотных удобрений и ему предоставлено право напрямую заключать контракты с ОАО «Газпром», а также частично перепродавать газ другим литовским потребителям.

3. АО «Летувос дуес» (закупает до 18% всего объема газа) приобретает природный газ как напрямую у «Газпрома», так и через ЗАО «Дуетекана». Предприятие до недавнего времени было государственным. Проходит процесс его приватизации: 34% акций приобрел немецкий консорциум «Рургаз», столько же намеревается выкупить и ОАО «Газпром».

4. На долю двух дочерних предприятий российско-американской компании «Итера» – ЗАО «Итера Летува» и ЗАО «Итералит» – приходится около 10% и 3% всего поставляемого в Литву российского природного газа. Оба предприятия на 100% частные.

Распределительный комплекс. В Литве имеется 1700 км. магистральных газопроводов (пропускная способность составляет 10 млрд.куб.м. в год при объеме потребления газа в Литве в 2,6-2,7 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. Литовские газовые сети не соединены с газовыми сетями западноевропейских стран, в связи с чем отсутствует возможность альтернативных поставок природного газа в Литву. В соответствии с рекомендациями ЕС, Литва прорабатывает вопрос присоединения к польской газораспределительной системе и получения доступа к норвежскому природному газу как альтернативному варианту на случай чрезвычайных обстоятельств.

Нефть

Мажейкяйский НПЗ – единственное нефтеперерабатывающее предприятие в странах Балтии, работающее как предприятие комплексной переработки. Мощность НПЗ – 15 млн.т. нефти в год. На АО «Мажейкю нафта» производится вся номенклатура нефтепродуктов, как правило отвечающих стандартам ЕС.

В соответствии с двумя договорами от апр. и июня 2002г. между «Юкос», «Вильямс Интернешнл» и правительством Литвы российская компания стала владельцем 26,85% акций «Мажейкю нафта» за 75 млн.долл. а также предоставила кредит «Мажейкю нафта» на такую же сумму сроком на 11 лет. В сент.е 2002г. концерн «Юкос» выкупил за 85 млн.долл. принадлежавшие американской компании еще 26,85% акций литовского нефтекомплекса и, владея 53,7% акций АО «Мажейкю нафта», перенял у «Вильямс Интернешнл» право управления НПЗ, нефтетерминалом «Бутингес нафта» и системой нефтепродуктопроводов «Нафтотекис». Владелец 40,66% акций АО «Мажейкю нафта» осталось государство, 6% – физлица.

По расчетам российской компании, такие крупные капиталовложения окупятся через 3-5 лет, и предприятие начнет работать прибыльно с 2005-06гг. В 2002г. убытки АО «Мажейкю нафта» сократились по сравнению с 2001г. в 2 раза: с 67 до 33 млн.долл. На 2003г. запланированы убытки в размере 21 млн.долл. (по курсу лита к доллару 2001г. – 4:1).

Согласно договору компания «Юкос» обязуется поставлять на НПЗ по 4,8 млн.т. нефти в год в течение 10 лет. В 2002г. АО «Мажейкю нафта» переработало 6,55 млн.т. нефти по сравнению с 6,78 млн.т. в 2001г. Возросли объемы нефти (на 23%), отгруженные через Бутингский терминал: с 5,06 млн.т. в 2001г. до 6,23 млн.т. в 2002г.

Распределительный комплекс. По территории Литвы проходят два участка (общая протяженность – 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 порт Клайпеда.

Владельцем НПЗ, терминала в Бутинге, литовского участка нефтепродуктопровода и участка нефтепровода от Мажейкяй до Бутинге является компания «Мажейкю нафта», которой управляет концерн «Юкос». Перегрузкой нефтепродуктов в порту Клайпеда занимается частная стивидорная компания «Клайпедос нафта».

Химпром

По данным министерства хозяйства Литвы по итогам 2002г. доля химпрома в ВВП страны составила 1,1%. В 2002г. имело место увеличение объемов производства по следующим группам товаров: минудобрения и резинотехнические изделия, изделия из пластика.

Увеличение объемов производства минеральных удобрений в 2002г. связано с производственной деятельностью литовских предприятий АО «Ахема» и АО «Лифоса». Отмечалось снижение объемов производства синтетической смолы и пластика, медикаментов, нити целлюлозного ацетата.

В 2002г. российский концерн «Еврохим» стал владельцем 70,4% акций литовского завода по производству фосфатных удобрений АО «Лифоса», заплатив за них 4,4 млн.долл. и намеревается выкупить оставшиеся акции.

Производственные мощности АО «Лифоса» позволяют ему производить 700 тыс.т. фосфата диаммония (DAP), 350 тыс.т. других фосфатных удобрений и кормовых фосфатов, 12 тыс.т. флуорида алюминия. Основными поставщиками сырья в 2002г. для нужд литовского завода являлись предприятия Ковдорский ГОК и ОАО «Новомосковский азот». Доля экспорта в общем объеме реализуемой продукции завода в 2002г. – 95%.

После приобретения российским концерном «Еврохим» литовского завода, последний улучшил свои показатели работы в пред.г. Товарооборот завода в 2002г. увеличился на 61,8% и составил 104,8 млн.долл. (в 2001г. – 64,8 млн.долл.).

Другой литовский производитель азотных минудобрений АО «Ахема» в 2002г. экспортировал произведенной продукции на 114,4 млн.долл. По данным Департамента статистики Литвы в 2002г. по сравнению с 2001г. объемы продаж продукции химии и химизделий увеличились на 19,7%, изделий из резины и пластика увеличились на 19,4%.

С авг. 2002г. в соответствии с Постановлением правительства Литвы от 1 июля 2002г. №1024, были отменены импортные таможенные пошлины на некоторые группы товаров химпрома: мешки и сумки из полимеров этилена, пластиковые бобины, прочие изделия из пластиков, декоративные изделия из пластиков, пластиковые крепления.

На 01.10.2002г. иноинвестиции были привлечены в 50 предприятий химпрома Литвы. В 2002г. 78% продукции, произведенной химпромом Лит-

вы, было экспортировано, 22% реализовано на внутреннем рынке.

В 2002г. суммарный экспорт товаров химической и связанных с ней отраслей промышленности (раздел ТН VI) и полимерных материалов, пластмассы и изделий из них, каучук, резина и изделия из них (раздел ТН VII) составил 511,1 млн.долл. и увеличился по сравнению с 2001г. на 19,1%, в т.ч. экспорт из Литвы в Россию увеличился на 62,5% и достиг 72 млн.долл.

Наибольшие объемы экспорта продукции химической и связанных с ней отраслей промышленности Литвы в 2002г. приходились на удобрения – 218,7 млн.долл., а по разделу ТН VII на полимерные материалы, пластмассы и изделия из них – 141,9 млн.долл.

В 2002г. Литвой было импортировано продукции по разделам ТН VI и VII на 1054,8 млн.долл. (2001г. – 919,9 млн.долл. рост – 14,7%). Экспорт из России в Литву в 2002г. по сравнению с 2001г. уменьшился на 8,7% и составил 69,2 млн.долл. (2001г. – 75,8 млн.долл.). В структуре росэкспорта в Литву в 2002г. доля химической и связанных с ней отраслей промышленности составила 3,3%.

Нефть и газ из РФ

Основной позицией росэкспорта продолжают оставаться энергоносители (сырая нефть и нефтепродукты, природный газ, сжиженный газ, уголь каменный, ядерное топливо для Игналинской АЭС), на которые в 2002г. пришлось 75,1% всего экспорта России в Литву. Среди других статей росэкспорта следует выделить: машины и оборудование – 6,4%; недргоценные металлы и изделия из них – 3,3%; продукция химической и связанных с ней отраслей промышленности – 3,1%; средства наземного транспорта, летательные аппараты, плавучие средства и относящиеся к транспорту устройства и оборудование – 2,3%; древесина и изделия из древесины – 2,1%.

В 2002г. Россией было экспортировано в Литву 6 млн.т. нефти (для переработки на Мажейкяйском НПЗ) по сравнению с 6,8 млн.т. нефти в 2001г. и экспортировано через порт Бутинге 6,2 млн.т. нефти по сравнению с 5,1 млн.т. нефти в пред.г.

Мажейкяйский НПЗ – единственное нефтеперерабатывающее предприятие в странах Балтии мощностью 15 млн.т. нефти в год. С 1999г. и до конца 2002г. оператором и владельцем контрольного пакета акций АО «Мажейкю нафта» (НПЗ, терминала в Бутинге, литовского участка нефтепродуктопровода и Биржайского нефтепровода) была американская компания «Вильямс Интернешнл». За годы управления предприятием американской компанией ежегодные убытки НПЗ измерялись десятками миллионов долларов. Не началась обещанная модернизация предприятия. «Вильямс Интернешнл» не сумел обеспечить бесперебойную поставку нефти на НПЗ.

В авг. 2002г. НК «Юкос» и «Вильямс Интернешнл» подписали соглашение, в соответствии с которым дочерняя компания НК «Юкос» с одобрения правительства и сейма Литвы за 160 млн.долл. стала владельцем 53,7% акций АО «Мажейкю нафта», а также приобрела право управления литовской компанией с 1 янв. 2003г.

НК «Юкос» предоставил кредит в 75 млн.долл. на модернизацию Мажейкяйского НПЗ, а также

принял на себя обязательство ежемесячно поставлять на предприятие не менее 400 тыс.т. нефти в течение 10 лет и ежегодно экспортировать через терминал в Бутинге не менее 4 млн.т. нефти. Принимаемые НК «Юкос» меры позволят Мажейкяйскому НПЗ стать через 3-5 лет прибыльным предприятием, продукция которого будет полностью отвечать евростандартам.

На Мажейкяйский НПЗ и Бутингский терминал в 2003г. поступит до 16 млн.т. нефти как НК «Юкос», так и других российских компаний («Славнефть», ТНК, «Роснефть», «Татнефть»). Это позволит в значительной степени задействовать мощности предприятия и терминала.

Экспорт российского природного газа в Литву за 2002г. составил 2,6 млрд.куб.м. по сравнению с 2,76 млрд.куб.м. в 2001г. Весь объем природного газа импортируется в Литву из России. В 2002г. природный газ поставлялся двумя компаниями – ОАО «Газпром» (82,5% всего объема) и российско-американской компанией «Итера» (11,5%).

Ежегодные квоты на поставку литовским предприятиям-импортерам природного газа определяет ОАО «Газпром» как единоличный владелец российского участка магистрального газопровода.

В 2002г. природный газ закупался литовскими предприятиями: ЗАО «Дуетекана» – 1,2 млрд.куб.м.; АО «Ахема» – 0,65 млрд.куб.м.; АО «Летувос дуес» – 0,45 млрд.куб.м.; ЗАО «Итера Летува» – 0,3 млрд.куб.м.

В 2003г. предполагается увеличить экспорт природного газа в Литву до 2,95 млрд.куб.м. Квоты для литовских предприятий-импортеров природного газа были распределены: ЗАО «Дуетекана» – 1,7 млрд.куб.м.; АО «Ахема» – 0,8 млрд.куб.м.; АО «Летувос дуес» – 0,45 млрд.куб.м.

Весь объем природного газа будет поставлен ОАО «Газпром» без участия «Итеры», поскольку ее дочернее предприятие ЗАО «Итера Летува» не получило от ОАО «Газпром» квоту.

ЛЮКСЕМБУРГ

Нефть является главным импортируемым топливом. В 2002г. поставки нефти составили 2,4 млн. тнэ, ее потребление выросло по сравнению с 2001г. на 6,3%. Поставки природного газа увеличились в 2002г. до 0,7 млн. тнэ (+2,3% по сравнению с 2001г.), замещая нефть. Конечное потребление газа составляет 18% от общего конечного потребления энергии. Природный газ используется преимущественно в промышленности (35% потребления газа происходит в черной металлургии), в жилом и коммерческом секторах, а также при выработке электричества, главным образом при попутной выработке. В 2001г. 40% домашних хозяйств Люксембурга были оснащены природным газом.

В июле 2000г. было закончено строительство нового газопровода для импорта газа в Люксембург из Германии. Этот газопровод соединяет г.Миттельбрюн (Mittelbrunn) в Германии и г.Лейделанге (Leudelange) в Люксембурге, а его длина только по территории Люксембурга составляет 28 км. В Германии этот трубопровод может быть подключен к газопроводу «Мегал» (Megal), который используется для транспортировки газа из России. Новый газопровод имеет пропускную способность в объеме 300 тыс.куб.м. в день, что намного превы-

шает пропускную способность, необходимую для транспортировки уже законтрактованного газа.

В Люксембурге насчитывается 235 автозаправочных станций, в 2000г. их число составляло 254. Количество АЗС продолжает уменьшаться. Их владельцы предпочитают закрывать станции, а не вкладывать средства в их модернизацию в соответствии с новыми экологическими инструкциями. Количество дистрибуторов нефтепродуктов уменьшается. В 1999г. насчитывалось 15 компаний, распространяющих нефтепродукты в Люксембурге, а 12 из них располагали собственными АЗС. 8 самых крупных компаний: Shell, TotalFina, Agal, Q8, Esso, BP, Texaco и Seca имеют 80% всех продаж нефтепродуктов.

НИДЕРЛАНДЫ

Благодаря выгодному географическому расположению Голландия является удобным северозападным нефтяным портом Европы. Корпорации «Шелл», «Эссо», «Нерефко», «Кувейт Петролеум», «Тотал» имеют свои нефтеперегонные заводы на территории Нидерландов.

Весь цикл работ по разведке, добыче и переработке углеводородов в Голландии осуществляется на основе концессионных соглашений и лицензий, получаемых на конкурсной основе. На 1 янв. 2002г. выдано 24 концессии, которые охватывают 15391,4 кв.км. Под концессионной и лицензионной разработкой находится 48,4% голландской территории (общая территория Голландии — 41785 кв.км.). На 1 янв. 2002г. всего выдано 40 лицензий на разведочное бурение. Общая площадь проводимых работ — 8720 кв.км., в т.ч. за 2001г. выдано 6 новых лицензий, охватывающих площадь 1809 кв.км. Прекращено действие 10 лицензий на разведочные работы. Использование 3 лицензий прекращено добровольно.

На 1 янв. 2002г. всего выдано 74 лицензии на добычу углеводородов. В 2001г. выдано 3 лицензии на проведение геологоразведочных работ на 169 кв.км. На 1 янв. 2002г. выдано 8 лицензий на проведение буровых работ на 4842,9 кв.км. В 2001г. выданы 3 лицензии на добычу углеводородов. В 2001г. пробурено 40 скважин, что на 10 больше чем в 2000г. Из них 18 скважин — разведочных, 4 — опрессовочных, 18 — эксплуатационных.

Продолжаются слушания касательно законодательства по использованию недр. Вторые слушания прошли в нижней палате в марте апр. 2002г. Две основных меры призванные сделать привлекательным работы на континентальном шельфе были предложены минэкономике Голландии, введены в действие с 1 янв. 2001г.: нулевой налог за право разработки недр (роялти); взимание доли дохода в пользу государства на основании правил, принятых Королевским декретом от 1967г.

Два других привлекательных положения предусматривают: участие государства в геологоразведочных работах (лицензии на разведку полезных ископаемых); отмена фиксированной платы за использование территории (вступило в силу 1 июля 2000г.).

Данные меры призваны повысить заинтересованность в проведении работ на малых шельфовых месторождениях при участии государства.

В 2001г. общий объем добытого газа составил 72,26 млрд.куб.м., что на 6,6% больше, чем в 2000г.

Континентальные месторождения дали 43,22 млрд.куб.м., что на 2,92 млрд.куб.м. больше чем в 2000г., увеличение добычи составило 7,2%. Общий объем добычи газа в 2000г. составлял 67,8 млрд.куб.м., из которых 40,3 млрд.куб.м. добыто на материке, а 27,5 млрд.куб.м. — в шельфовой зоне.

Добыча газа на шельфовых месторождениях выросла в 2001г. на 1,54 млрд.куб.м. и достигла 29,04 млрд.куб.м., что на 5,6% больше, чем в пред.г. В 2001г. добыто 1,63 млн.куб.м. нефти, что на 80 тыс.т. меньше чем в 2000г. Резко сократилась добыча нефти на континентальных месторождениях на 31% и составила 540 тыс.т. В шельфовой зоне добыто 1,09 млн.т., что на 16% больше чем в 2000г. Ежедневная добыча в 2001г. равнялась 4463 куб.м. или 28067 бар. или 4462 т. (ежедневная добыча нефти в 2000г. составляла 29145 бар.).

Химпром

Химический сектор экономики страны является крупнейшим экспортным сектором. Несмотря на то, что в отрасли занято 10% работающих, на его долю приходится 20% всего экспорта, 25% инвестиций, 30% расходов на науку. В Голландии находятся крупнейшие химические компании: «Шел Кимие» (Shell Chemie), «Акзо Нобел» (Akzo Nobel), ДСМ (DSM). В 2002г. химпром Голландии постепенно начал восстанавливать темпы развития после резкого падения в 2001г., вызванного общемировым экономическим спадом. По данным голландской ассоциации предпринимателей химпрома, оборот в отрасли в 2002г. составил 33 млрд. евро и находится на уровне 2001г., занято 72000 чел.

В нефтехимии, производство химических компонентов, таких как этилен и пропилен, сосредоточено на крекинговых заводах вблизи портов. Несмотря на небольшой спрос на мировом рынке, экспорт базовых химикатов и их производных вырос. Одна из причин — ввод в эксплуатацию новых и расширение уже действующих химкомбинатов в Роттердаме и Тернеузине.

Сегмент производства конечной химической продукции — косметика, растворители, краски, изделия из пластмасс. В 2002г. ведущие химические концерны «Акзо Нобель» и ДСМ уделяли особое внимание развитию фармацевтики. «АкзоНобель» и «Санofi-Синтелабо» представили в 2002г. на американском рынке новый препарат по сжиганию крови. Общий объем продаж полуфабрикатов, химических компонентов, изделий в 2002г. сохранился на уровне 2001г. и составил 35,6 млрд. евро.

Общий объем продаж в количественном измерении вырос на 2,25% в 2002г. по сравнению с 2001г. В денежном выражении стоимость реализованной химпродукции упала на 2% по сравнению с аналог. показателем 2001г. Сумма нераспределенной прибыли и амортизации снизилась по сравнению с показателем 2001г. на 100 млн. евро и составила 4,7 млрд. евро. Снижение цен на химпродукцию составило 2,25% по сравнению с пред.г. Объем инвестиций составил 1,8 млрд. евро, что на 5% меньше чем в 2001г.

Компания Dow Chemical потратила 500млн. евро на строительство нового нефтеперегонного завода в Тернеузене, которой был введен в строй в начале 2002г. Компании Bayer Lyondell инвестировали 450 млн. евро в строительство химкомбината по

производству стеарина и пропилена под Роттердамом.

75% химпродукции идет на экспорт. Продукция нефтехимии и пластмассовое сырье (основные позиции голландского экспорта) направляются в соседние страны. Германия – 21,9%, Бельгия – 17,2%, Франция – 10,5%, Великобритания – 9,5%, др. страны ЕС – 19,8%, остальные – 21,2%. Экспорт данной продукции на более отдаленные рынки невыгоден в связи с высокой стоимостью транспортировки.

Химизделия (окончательная стадия переработки) экспортировались в 2002г.: Германия – 16,7%, Бельгия – 7,6%, Великобритания – 9,9% Франция – 9,5%, др. страны ЕС – 22,4%, остальные – 33,9%.

НОРВЕГИЯ

Она является важнейшей отраслью норвежской экономики, ее фундаментом. По экспорту сырой нефти (порядка 3,1 млн. баррелей в сутки) Норвегия вышла на третье место в мире, а топливно-энергетический комплекс (ТЭК) страны занял одно из ведущих мест в мире. Своему стремительному развитию норвежский ТЭК обязан государственной политике, которая была направлена на активное привлечение мировых лидеров в сфере добычи углеводородного сырья с целью использования их финансовых, технологических и интеллектуальных ресурсов. Огромную роль для успешного освоения шельфовых месторождений Норвегии в сжатые сроки сыграло наличие в стране судостроения, занимавшего передовые позиции в мире и активно подключившегося к строительству морских объектов для добычи углеводородного сырья.

В своем самом свежем предложении Стортингу №38 «О нефтегазодобыче» (официальный документ правительства) министерство нефти и энергетики оценивало суммарные извлекаемые запасы углеводородного сырья на норвежском континентальном шельфе (НКШ) на начало 2002г. в 13,8 млрд. стандартных куб. м. нефтяного эквивалента. За 30-летний период эксплуатации нефтегазовых месторождений НКШ было извлечено 3,3 млрд. куб. м. нефтяного эквивалента, или 24% (запроданы в рамках различных контрактов или уже поставлены потребителям).

Ресурсы природного газа на НКШ оцениваются в 7.074 млрд. ст. куб. м. Извлечено – 10%, доказано наличие – 55%, предполагается наличие – 35%.

В целом в 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%, что сопоставимо с аграрным сектором страны). При этом опосредованно ТЭК способствовал занятости в целом 220 тыс. чел.

Норвежские власти поддерживают привлекательность НКШ за счет внесения изменений и поправок в законодательство, регулирующие вопросы налогообложения при освоении нефтегазовых месторождений, добычи нефти и газа, ликвидации нефтегазодобывающих объектов, выработавших установленные сроки эксплуатации. Серьезные изменения были внесены в нормативные акты по налогообложению деятельности на месторождении Сневит в южной части Баренцева моря, пре-

доставлены налоговые послабления при ликвидации объектов на НКШ, внесено предложение о возможности уплаты налогов нефтяными компаниями в иностранной валюте.

Норвегия, имея значительные запасы нефти и природного газа в Северном, Норвежском и Баренцевом морях, является одним из основных экспортеров энергоресурсов в Западной Европе, обеспечивая 12% суммарного потребления газа и 20% поставок сырой нефти в страны Европейского Союза.

Нефть и газ играют определяющую роль в экономике Норвегии. В 2002г. доля энергоресурсов в норвежском экспорте составила 60%, что обеспечило в денежном выражении 26% поступлений в госбюджет. Удельный вес этого сектора в ВВП страны колеблется в зависимости от различных факторов от 20 до 25%.

Прогнозируя объемы производства углеводородного сырья в долгосрочной перспективе (до 2050г.), министерство нефти и энергетики использует два сценария: «динамичного развития» (оптимистический) и «угасающего развития» (пессимистический).

К 2020г. добыча нефти на НКШ может прекратиться, если в основу прогноза положить реализацию проектов, по которым решения уже приняты. По оптимистическому сценарию производство нефти на НКШ может продолжаться еще 50 лет, а газа – 100 лет.

В госбюджете Норвегии на 2003г. минфин показывал объемы добычи нефти в Норвегии: в 2001г. – 3,1 млн. бар. в сутки, в 2002г. – 3 млн. бар. в сутки. В 2003г. ожидается добыча в 2,9 млн. бар. в сутки, а в 2004г. – 3,1 млн. бар. в сутки.

Объемы добычи нефти, включая NGL (Natural Gas Liquids, т.е. этан, пропан, бутан и конденсат), составляли в 2001г. 3,4 млн. бар. в сутки, из которых 3,2 млн. бар. шло на экспорт. В 2002г. объемы поставок природного газа Норвегией в Европу составили 50,5 млрд. куб. м.

Специалисты особо отмечают значение NGL (рост производства на 30% в 2001г. по сравнению с 2000г., более 20% потребляется в самой Норвегии) и LNG (Liquified Natural Gases, сжиженные газы). Внутреннее потребление углеводородного сырья в Норвегии – 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, т.е. с минимальными выбросами в атмосферу CO₂. Объемы производства природного газа на НКШ будут увеличиваться: 2005г. – до 80 млрд. ст. куб. м. в год, 2007г. – до 87 млрд. ст. куб. м. в год, 2010г. – до 90 куб. м. в год (источник: госбюджет Норвегии на 2003г.). Экспорт природного газа в объеме 100 млрд. куб. м. в год для Норвегии пока нереалистичен.

Норвежский природный газ практически полностью поставляется в Европу. Особый интерес для норвежских экспортеров представляет рынок Великобритании в связи с прогрессирующим истощением запасов британского шельфа (их может хватить, исходя из доказанных ресурсов, только на ближайшие 7-8 лет). С учетом этого ожидается резкий рост импорта природного газа, прежде всего из Норвегии (контакты на поставки газа уже за-

ключены). Сохраняется интерес и к расширению поставок газа в страны Восточной Европы, в частности в Польшу и Чехию.

Прогнозы министерства нефти и энергетики Норвегии в отношении инвестиций в норвежский ТЭК показывают их постепенное снижение после 2003г.: 2002г. — 53 млрд. крон (6,6 млрд.долл.), 2003г. — 59,5 млрд. крон (7,4 млрд.долл.), 2006г. — 46,4 млрд. крон.

Учитывая состояние ресурсной базы НКШ, которая не пополняется за счет открытия новых действительно крупных месторождений в течение длительного времени, главы норвежских нефтегазодобывающих компаний Statoil и Norsk Hydro официально заявляли в 2002г. о переносе центра тяжести при финансировании капиталовложений на зарубежные страны.

Трубопроводная инфраструктура НКШ включает в себя 22 нефте- и газопровода, из которых 6 — газопроводы в Европу и 1 трубопровод с выходом на территории Великобритании. Трубопроводы для экспорта газа в Европу: Euroripe I (выход на континент в Emden Германия, пропускная способность — 13 млрд. куб. м. в год, капвложения — 18,9 млрд. крон, включая терминал на континенте); Euroripe II (выход на континент в Domum Германия, пропускная способность — 18 млрд. куб. м. в год, капвложения — 8,6 млрд. крон); Franpipe (выход на континент в Dunkerque Франция, пропускная способность — 15 млрд. куб. м. в год, капвложения — 8,8 млрд. крон, включая терминал на континенте); Norpipe (выход на континент в Emden Германия, пропускная способность — 15 млрд. куб. м. в год, капвложения — 23,4 млрд. крон); Zeeripe (выход на континент в Zeebrugge Бельгия, пропускная способность — 13 млрд. куб. м. в год, капвложения — 21,5 млрд. крон); Vesterledd (выход на территории Шотландии в St. Fergus, возможная пропускная способность — 35 млн. куб. м. в сутки, ограничена 18 млн. куб. м. в сутки или 6,6 млрд. куб. м. в год, капвложения — 1 млрд. крон).

Пропускные способности норвежских газопроводов составляют 80 млрд. ст. куб. м. в год, а в перспективе могут быть доведены, в т.ч. за счет повышения давления в отдельных газопроводах до 92 млрд. ст. куб. м. в год.

Норвежская нефтяная компания Det norske statsoljeselskap, известная более как Statoil (доля государства 81,78%), является крупнейшей нефтегазовой компанией в стране. По своей производственной и финансовой структуре относится к типу интегрированных компаний и осуществляет программы по разведке нефтегазовых месторождений как в пределах норвежских территориальных вод, так и за пределами национальных границ. Является оператором на 15 месторождениях.

По итогам 2002г. Statoil имел валовые доходы в 244 млрд. крон (30,5 млрд.долл., + 3% по сравнению с 2001г.) при результате производственно-финансовой деятельности (до выплаты налогов) в 51 млрд. крон (6,4 млрд.долл., — 9%).

Через госкомпанию Petoro осуществляется непосредственная (прямая) реализация государственных экономических интересов в сфере разведки, производства и транспортировки углеводородов на НКШ.

Norsk Hydro является для Норвегии второй по величине компанией, в которой доля государства

составляет 43%. Главным направлением деятельности этого многоотраслевого концерна является добыча углеводородов на норвежском континентальном шельфе (НКШ) и за рубежом. Помимо данного направления к основным областям специализации Norsk Hydro относятся: нефтепереработка, производство легких металлов (алюминия, магния), минеральных удобрений, нефтехимическое производство, производство биополимеров.

По итогам 2002г. корпорация имела валовые доходы в 162,9 млрд. крон (20,4 млрд.долл.), что на 6,6% больше, чем годом раньше. Результат производственно-финансовой деятельности до выплаты налогов составил 22,1 млрд. крон (2,8 млрд.долл., на 3,3% больше, чем в 2001г.). Высокие результаты были обеспечены исключительно нефтегазовым подразделением Norsk Hydro, которое работало в условиях неплохих цен на нефть и поддерживало объемы производства нефти (в IV кв. 2002г. — 540.000 бар. в сутки) и газа на высоком уровне. Остальные подразделения — производство цветных металлов и минудобрений — испытывали в 2002г. серьезные трудности в связи с падением рынков этой продукции.

В 2002г. Norsk Hydro затратила 40 млрд. крон на финансирование капиталовложений, крупнейшим из которых было приобретение германского производителя продукции из алюминия VAW (25 млрд. крон). Компания добывает нефть (30 тыс. бар. в сутки) в России на Харьягинском месторождении на основе СРП.

Госкомпания Gassco, ответственная за эксплуатацию норвежских газотранспортных сетей, является их системным оператором, но не владеет ими. **Норвегия — самый крупный в мире оператор подводных трубопроводов.**

Недавно созданная компания Gassled владеет газопроводами: Zeeripe, Euroripe, Euroripe II, Franpipe, Statpipe (включая объект в Karsto), Vesterled, Oseberg gastransport, Asgard transport, Norpipe, а также терминалы в St. Fergus (Великобритания), Zeebrugge (Бельгия), Dunkerque (Франция), Domum и Emden (Германия). Норвежская газотранспортная система является крупнейшей из созданных на морском шельфе. Общая протяженность трубопроводов, связанных с 40 объектами, — 6000 км.

Общие объемы капиталовложений в Gassled оцениваются в 150 млрд. крон (в ценах 2002г.). Оператором Gassled является Gassco. По трубопроводным системам Gassled ежедневно прокачивается 210 млн. куб. м. газа (на 230 млн. крон) и 25.000 т. NGL (пропан, бутан и др.). Крупнейшими акционерами Gassled являются Petoro (компания, обеспечивающая прямое экономическое участие государства при добыче нефти и газа, 38,293%), Statoil (20,379%), Norsk Hydro Produksjon (11,134%) и TotalFinaElf Exploration Norge (9,038%).

В 2002г. инвестиции в разработку нефтегазовых месторождений были несколько ниже, чем предполагалось. Одной из причин этого стало то, что по некоторым капиталовложениям было принято решение об их осуществлении позднее. Объяснением такому откладыванию может служить возросшая неопределенность, проистекающая из снижения результативности разведочно-поисковых работ. Предварительные данные по 2002г. показывают падение валовых инвестиций на 5% (в неизменных ценах) по сравнению с пред.г.

Событием для норвежской экономики в целом, стало внесение изменений в Закон «О налогообложении добычи нефти и газа на норвежском континентальном шельфе» от 13 июня 1975г. №35.

Необходимость внесения данных изменений была обусловлена стремлением норвежских властей создать особые рамочные условия деятельности при освоении нефтегазовых месторождений на Севере страны, обеспечив тем самым приток капиталовложений, в т.ч., иностранных инвестиций. Речь идет, по существу, конкретно о месторождении Сневит, расположенном в Заполярье, в Баренцевом море.

Месторождение Сневит было обнаружено в 1984г. Запасы природного газа на нем, включая месторождения – спутники Альбатрос и Аскеладден, оцениваются в 310 млрд. куб. м. Вопрос освоения крупных запасов природного газа на месторождении Сневит исследовался в течение многих лет. До последнего времени компания Statoil, имеющая операторские права, и ее партнеры по лицензии занимались изучением возможности комбинированной добычи углеводородов с целью повышения ее рентабельности, т.е. в дополнение к природному газу добывать и нефть. Совладельцами лицензии являются несколько нефтяных компаний: Petoro (30%), Statoil (24%), Total/Fina/Elf (18,4%), Gas de France (12%) и Norsk Hydro (10%). В рамках освоения месторождения Сневит планируется построить в местечке Мелькэйя неподалеку от г. Хаммерфест завод по производству сжиженного газа. Он будет смонтирован на гигантском лихтере, стационарно стоящем на якоре у Мелькэйя. Численность занятых на нем 200 чел. Во время строительства потребность в работающих будет превышать 1000 чел. Рассматривается вопрос строительства электростанции, работающей на природном газе с этого месторождения. Затраты на освоение месторождения Сневит оцениваются в 52-55 млрд. крон. Значимость этого проекта для северных провинций Норвегии велика и он может рассматриваться в качестве жизненно важного для всего региона. Потенциальными рынками для поставок сжиженного газа специальными судами с месторождения Сневит являются страны Средиземноморья, в т.ч. Испания, а также восточное побережье США.

В процессе выработки специального режима налогообложения для этого региона норвежские власти столкнулись с определенным противодействием со стороны Директората по надзору над соблюдением правил конкуренции КЕС, усматривавшего в этом скрытую форму госсубсидирования. Норвежские власти исходили в этой ситуации из положений Договора об Общем европейском экономическом пространстве, регулирующих вопросы господдержки регионам при осуществлении крупных инвестиционных проектов, реализация которых способствуют сохранению населения в отдаленных уголках страны и созданию новых рабочих мест. По предложению минфина Норвегии, в выше упомянутый закон вносятся очень небольшие, однако крайне существенные изменения.

Ранее пункт «б» статьи 3 (Особые правила оценки имущества и установления суммы доходов) упоминавшегося выше закона гласил, что расходы на приобретение основных средств могут подлежать списанию из расчета 16,6% в год, начиная с того года, когда эти расходы были понесены.

Теперь данный пункт изменен: из расчета 33,3% в год, при условии того, что целью объекта является производство, транспортировка по трубопроводу и обработка газа, подлежащего охлаждению до жидкого состояния, на крупном производственном объекте по сжижению газа, который располагается в провинции Финнмарк или в коммунах Кофьорд, Шервэй, Нордрейса или Квенанген провинции Трумс» (обе провинции – самые северные в Норвегии, располагающиеся за Полярным кругом).

Экономическая суть данного предложения очень проста. Ставка списания капиталовложений, осуществляемых в связи с производством, транспортировкой по трубопроводу газа, а затем его охлаждением до жидкого состояния, повышается в два раза. Это в свою очередь означает, что инвестиции в этом случае будут списываться в течение 3, а не 6 лет. Данное налоговое послабление приведет к уменьшению налоговых платежей в госбюджет в течение первых 3 лет, но к их увеличению в течение следующего трехлетнего периода.

Нефтепереработка

В Норвегии ею занимаются частично приватизированная компания Statoil на базе дочернего предприятия Statoil Mongstad Refining, в котором материнской компании принадлежит 79% акций, а также Esso Norge.

Производственные мощности нефтеперерабатывающего завода компании Statoil Mongstad Refining позволяют выпускать 10 млн.т. нефтепродуктов в год, а предприятия, принадлежащего Esso Norge, – 4,5 млн.т. Эти НПЗ производят широкую гамму нефтепродуктов: различные сорта бензина, авиационное и дизельное топливо, моторные, специальные и антикоррозионные масла, топочный мазут.

Statoil представлен также 50% пакетом акций в международной корпорации Borealis, занимающей ведущие в Европе позиции в области производства сырья для пластмасс (полиолефинов). В Норвегии предприятие Borealis, географически расположенное неподалеку от завода фирмы Noretyl, производит полиолефины (полиэтен и полипропен) на базе вырабатываемых Noretyl полимеров (этена и пропена). Фирма Noretyl принадлежит в соотношении 50/50 норвежской компании Norsk Hydro и Borealis.

В годовых отчетах компании Statoil инвестиции в нефтепереработку не отделены от ее вложений в маркетинговые мероприятия, которые включают в себя строительство новых автозаправочных станций. Затраты на маркетинг достаточно высоки, поскольку Statoil является владельцем значительного количества АЗС как в странах Скандинавии, так и восточноевропейских странах (Польша, Россия, Прибалтика), продолжая расширять их сеть.

В Норвегии имеется три газохранилища, которые располагаются в населенных пунктах Karsto, Kollsnes и Tjeldbergodden (западное побережье страны). Компания «Gasnor», которой принадлежит один из газопроводов, проложенных на континент с месторождений Северного моря, приступила в марте 2002г. к строительству объекта по сжижению газа в местечке Karmoу. Срок пуска его в эксплуатацию – 2003г. В Karsto на базе природного газа ежегодно производится 620 тыс.т. этана.

Природный газ, поступающий на терминал в Tjeldbergodden, используется для промышленных целей. Его крупнейшим потребителем является Tjeldbergodden Luftgassfabrikk (51% акционерного капитала принадлежит компании Statoil, 49% — компании Conoco). Мощности этого предприятия позволяют ежегодно производить 830 тыс.т. метанола, используя для этого 700 млн. куб. м. природного газа. Вода, при помощи которой охлаждаются установки этого завода, отводится в рыболовецкие хозяйства по товарному выращиванию палтуса и тюрбо. Компания Norferm приступила недавно в Tjeldbergodden к производству биопротеинов, которые могут, в т.ч., использоваться в качестве корма для рыб.

Норвегия располагает значительными мощностями по производству широкой гаммы химических и нефтехимических продуктов. Это позволяет ей осуществлять экспорт таких товаров как азотные удобрения, взрывчатые вещества промышленного назначения, альгинаты, краски, лаки, в производстве которых страна занимает не только ведущие позиции в Европе, но и в мире. Число занятых в отрасли — 23,6 тыс.чел. Доля химпрома в 2001г. в ВВП обрабатывающих отраслей промышленности Норвегии составила 10,4% (13,5 млрд. крон).

Наиболее крупные компании этой отрасли промышленности — Norsk Hydro (удобрения), Dyno Industrier (взрывчатые вещества, клей), Jotun (краски), Borealis (нефтехимическая продукция), Lilleborg (моющие и гигиенические средства), Pronova Biopolymer (альгинаты). Концерн Amersham, основная компания этой сферы материального производства, специализируется на разработке и выпуске контрастирующих веществ для рентгенодиагностики.

Нефтяная компания «Статойл» (частично приватизирована в 2001г.). Является крупнейшей компанией в стране. Концерн «Статойл» работает в 25 странах, владеет рядом дочерних компаний в Швеции, Великобритании, Дании, Ирландии, Северной и Южной Америке, ФРГ, России, Казахстане, Азербайджане, Литве, Нигерии, Венесуэле, Анголе, на Фарерских островах.

Первый опыт работы на российском рынке был получен концерном «Статойл» при строительстве автозаправочных станций в северо-западных регионах России во взаимодействии с российскими партнерами. Первая АЗС, построенная при участии дочернего предприятия концерна «Статойл Норге», была открыта в г. Мурманске в 1993г.

В фев. 2002г. на презентации результатов деятельности компании по итогам 2001г. управляющий директор концерна У.Фьелль в качестве новых и перспективных регионов назвал, в т.ч. и Россию. Им было сообщено о проведении обстоятельного анализа имеющихся в этих странах возможностей для принятия решений об инвестициях. Говоря о России, У.Фьелль заявил: «Мы поддерживаем контакты с российскими компаниями как по вопросам нефти, так и газа. Однако пока не имеем конкретных производственных планов. Российские компании привлекает накопленный нами профессиональный опыт, в особенности в сфере газодобычи».

Эта точка зрения получила свое развитие непосредственно перед началом выставки-конференции «Офшор северных морей-2002», проводившейся в г. Ставангере в конце авг. 2002г. В интер-

вью ведущей экономической газете Норвегии У.Фьелль заявил, что «Статойл» хочет работать с русскими в освоении энергоресурсов в северных регионах. Следует создать необходимые условия для развития российско-норвежского сотрудничества в области освоения запасов нефти и газа на шельфах северных морей. Транспортировка нефти с месторождений на континент и разработка нефтегазовых месторождений на шельфе северных морей могут представлять, заявил глава концерна «Статойл», наибольший интерес для обеих сторон.

В конце 2002г. концерн запросил для изучения данные сейсмической разведки на шельфе Сахалина у ФГУП «Дальморнефтегеофизика». Являясь крупнейшей компанией Норвегии, располагает большими возможностями для финансирования инвестиций. Как и концерн «Норск Гидро» в последнее время ориентируется во все большей степени на проекты на зарубежных рынках.

ПЕРУ

Нефтедобывающая и нефтеперерабатывающая Отрасли Перу развиты слабо. Согласно данным минэнерго добыча сырой нефти в 2002г. сохранялась на низком уровне и составила 5,6 млн.т. (5,6 млн.т. в 2001г.). Ежедневная потребность страны в нефтепродуктах составляет 23-24 тыс.т.

Разведанные запасы нефти не увеличились по сравнению с 2001г. и составили 57 млн.т.

Добыча сырой нефти, в тыс.т.

| | 1998г. | 1999г. | 2000г. | 2001г. | 2002г. |
|--------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Occidental | 2797,27 | 2377 | | | |
| Pluspetrol | 1617,5 | 1569,3 | 3608,35 | 3526,24 | 3514,38 |
| Petrotech | 914,5 | 820,98 | 774,92 | 759,53 | 751,53 |
| Perez Companc | 775,01 | 1 750,5 | 708,4 | 668,74 | 663,3 |
| Sapet | 259,82 | 264,46 | 237,22 | 247,58 | 241,18 |
| Mercantill | 57,4 | 49,85 | 41,7 | 36,90 | 30,90 |
| GMP | 44,95 | 46,41 | 52,44 | 46,72 | 44,19 |
| Unipetro | 21,34 | 20,98 | 19,58 | 20,49 | 16,97 |
| Rio Bravo | 28,17 | 29,26 | 32,27 | 31,27 | 33,27 |
| Petrolera Montemco | 41,64 | 43,94 | 43,57 | 41,16 | 43,46 |
| MAPLE | 26,63 | 27,22 | 29,4 | 25,80 | 22,12 |
| Aguaytia | 124,21 | 193,25 | 1226,08 | 230,08 | 224,48 |
| Всего | 6708,43 | 6193,85 | 5773,82 | 5634,51 | 5586,72 |

Источник: министерство энергетики и горнодобычи

Объем экспорта нефтепродуктов составил 466 млн.долл. (421 млн.долл. — в 2001г.). Перу импортировала в 2002г. в основном из Эквадора, Венесуэлы и Колумбии нефть и нефтепродукты на 965,3 млн.долл. (1083,6 млн.долл.).

Нефтепереработка представлена шестью предприятиями. Завод La Pampilla (г.Лима) приватизирован в июне 1996г., принадлежит консорциуму Refinadores del Peru, в котором основная часть акций принадлежит испанской компании Repsol (55%) и аргентинской YPF (25%). На долю завода приходится 48% объема переработки сырой нефти в стране.

Завод Talaga (север страны) перерабатывает 37,3% сырой нефти, принадлежит госкомпания Petro Peru. Приватизация перенесена на 2003г. Компания «Лукойл» намерена принять участие в торгах на приватизацию завода.

На долю остальных 4 предприятий приходится 14,7% объемов переработки сырой нефти. Заводы El Milagro, Iquitos, Conchan принадлежат госкомпания Petro Peru, а завод Pucalpa — компании

Maple Gas. Приватизация первых трех отложена на 2003г.

На предприятиях ежедневно перерабатывалось 26,5 тыс. т. сырой нефти, из которой 45% импортировалось. Производственные мощности использовались на 85,9% (1999г. — 80,2%).

Добыча природного газа в 2002г. составила 7,6 млн. куб. м. (в 2001г. — 6,4 млн. куб. м.). Разведанные запасы природного газа составили на конец 2002г. 498410¹² куб. м. Природный газ используется для бытового потребления, распространяется в баллонах, газораспределительных сетях нет.

В связи с началом разработки месторождения Камисеа, в марте 2002г. министерство энергетики утвердило план транспортировки газа Камисеа до центрального побережья Перу (г.г. Лима и Кальяо). Транспортировкой газа будет заниматься консорциум TGP — члены аргентинская фирма Tecgas (собственность аргентинской госкомпании Techint), алжирская компания Sonatrach, перуанская Grana у Montero и еще три фирмы, которые обладают концессией для производства газа Камисеа: Pluspetrol, Hunt Oil и SK Corp (Южная Корея).

Предполагается, что терминал ЦСГ (сити-гейт) будет расположен в г. Лурине, отсюда газопровод, пересекая Лиму и Кальяо, пройдет в г. Вентанилья, обеспечивая снабжение газом первоначальных потребителей (среди них 2 ТЭС и 2 керамических завода). Длина центральной магистрали ЦСГ составит 60 км., а ее ответвлений 25 км. Планируется расширить эту систему, проведя газ в жилые и коммерческие районы. Размер инвестиций в строительство ЦСГ оценивается в 90 млн. долл.

Местное законодательство требует, чтобы одна и та же фирма не участвовала одновременно в проектах по транспортировке и распределению газа, вот почему компания TGP передала свои права по распределению газа национальной компании Gas Natural de Lima у Callao — собственность бельгийской компании Tractebel и перуанской фирмы Puntahuacaluna. В марте 2002г. был подписан соответствующий контракт, а минэнерго выработало условия передачи собственности и прав концессии к вновь созданной фирме.

В 2002г. правительство продолжало уделять основное внимание возможностям интенсификации разработки и дальнейшего расширения **газового месторождения Камисеа, которое является флагманом** не только нефтегазовой отрасли Перу, но и **всей экономики страны**. Планом освоения месторождения предусмотрено два этапа работ:

а) разработка месторождения, включающая в себя проведение геофизических исследований, бурение скважин, строительство фракционных установок, монтаж оборудования по закачке газа в скважины, хранилищ газа (инвестиции — 400 млн. долл.);

б) транспортировка газа до Лимы и распределение его по потребителям (инвестиции — 700 млн. долл.).

В 2002 состоялись конкурсы по выбору подрядчиков для выполнения строительных работ по проекту Камисеа. Закупки металлоконструкций, цемента и др. материалов будут осуществлены в Перу. Строительные работы будут выполняться перуанской стороной. Большие заказы по закупке тяжелой техники и оборудования размещены в США и Италии. Финансирование этого крупнейшего по латиноамериканским масштабам проекта

будет осуществляться из трех источников: треть затрат — за счет собственных средств оператора проекта компании Плюспетроль, другую треть средств предоставят инвестиционные банки, в частности Эксимбанк будет финансировать закупки американского пиротехнического оборудования и итальянских компрессоров, и еще одна треть — за счет привлечения банковских займов.

В 2002г. осуществлялись работы по прокладке трубопровода и монтаж тяжелого оборудования (компрессоры). В 2003г. планируется проведение монтажа электрооборудования, а к началу 2004г. все работы по проекту должны быть завершены.

ПОЛЬША

Связи с Россией

Спад по нефти и газу. Принципиальное значение для экономики Польши традиционно имели **поставки из России природного газа и нефти, которые покрывают импортные потребности страны на 90% и 70%**. Польша остается одним из крупнейших экспортных рынков для России по этим товарам. На Польшу приходится 7% экспорта российского газа и на ее рынке реализуется и проходит транзитом через ее территорию 20% всего российского экспорта сырой нефти.

Объем поставок российской нефти в Польшу в 2002г. сохранился на уровне пред.г. (15,8 млн. т.). Несколько сократился транзит нефти через порт г. Гданьска, что объясняется снижением интереса российских компаний к Гданьскому нефтепорту в связи с вводом в эксплуатацию нефтяного терминала «Приморск».

Что касается сотрудничества в газовой сфере, то дискуссия на протяжении 2002г. разворачивалась вокруг накопившихся в этой области проблем — выполнение польской стороной своих обязательств по финансированию строительства трех компрессорных станций на 1 нитке ямальского газопровода, отмена введенного с 1 янв. 2001г. не предусмотренного межправительственными договоренностями налога на газопровод, согласование тарифов на транзит газа, определение механизма вывоза АО «Европольгаз» из тяжелого финансового состояния, пересмотра в сторону снижения зафиксированных в долгосрочном контракте объемов поставок в Польшу газа. В результате многочисленных переговоров, в т.ч. и на уровне вице-премьеров двух стран окончательного взаимосогласованного решения до конца года сторонам найти не удалось. В структуре российского экспорта в Польшу все еще скромные позиции занимают машинотехнические изделия. Их доля составляет 1,7%.

РУМЫНИЯ

Правительство Румынии в конце 2001г. одобрило разработанную министерством промышленности и ресурсов программу модернизации нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей отрасли. В ее рамках предусматривается реализация крупных инвестиционных проектов, направленных на поддержание объемов добычи и переработки нефти, обеспечение стратегических резервов, поиск и разработку новых месторождений и скважин.

Основные усилия государства будут направлены на недопущение падения объемов добычи и переработки сырой нефти, т.к. в последнее время в этой области наметились негативные тенденции. Планируется поддерживать объем добычи в пределах 6 млн.т. в год, по крайней мере до 2005г. На этот же период ставится задача добиться максимально эффективного расходования нефтезапасов из резервов и обеспечить их наполнение с разрывом в 4-5%. По расчетам правительства, это позволит к 2010г. обеспечить 30-32 млн.т. резерва. Наряду с этим планируется довести добычу нефти до 2 млн.т. на шельфе Черноморского побережья.

По расчетам правительства, реализация этих задач потребует выделения 1,5 млрд.долл. При этом, не менее 600 млн.долл. необходимо будет потратить на поддержание объемов добычи, 150 млн. – на обеспечение постоянных запасов нефти. 400 млн.долл. потребуются на разведку новых недр, бурение перспективных скважин на шельфе с применением новых технологий. На настоящий момент без привлечения иноинвестиций правительство в состоянии зарезервировать на эти цели не более 500 млн.долл. Эти средства предполагается получить от реализации контрактов в Казахстане, где румыны участвуют в ремонте, обустройстве и технической поддержке местной нефтедобывающей промышленности, Индии, с которой есть соглашение о проведении работ на шельфе, а также в Катаре и Ираке.

Другим важным источником поступления финансовых средств должна стать планируемая в 2002г. приватизация ряда компаний нефтяной отрасли. Список конкретных предприятий будет подготовлен в янв.-марте 2002г.

Объем потребления нефти в Румынии в настоящее время составляет 10,7 млн.т. ежегодно. Из этого объема румыны вынуждены импортировать 4,6 млн.т. в год, из них 3,5 млн.т. – из России. С учетом этих показателей в министерстве промышленности и ресурсов полагают, что если удастся предотвратить спад добычи и обеспечить эффективное освоение черноморского шельфа, в среднесрочной перспективе можно рассчитывать на ослабление зависимости от поставок российской нефти.

Румынским правительством одновременно была рассмотрена программа реконструкции и расширения нефтетранспортной инфраструктуры Румынии до 2005г. Программой предусматривается наращивание пропускной способности румынских нефтепроводов за счет их частичной модернизации, сооружение дополнительных трубопроводов в направлении восток-запад, оптимизация системы перевозки топлива, ряд экологических проектов. На эти цели предполагается привлечь средства четырех крупнейших румынских компаний, занятых в сфере транспортировки данного энергоносителя, – Oil Terminal Constanta, Conpet, Petrotrans, Transpeco.

Стратегической целью правительства является создание в среднесрочной перспективе вертикально интегрированной национальной компании, которая осуществляла бы централизованное управление системой транспортировки и распределения нефти и нефтепродуктов.

Компания Oil Terminal Constanta (располагает тремя хранилищами общим объемом 1,6 млн.куб.м. и способна транспортировать 24 млн.т.

в год) намерена до 2005г. осуществить ряд проектов по замене устаревшего оборудования на насосных устройствах, внедрить электронные системы, определяющие их износ и дефекты, а также установить систему контроля и информации Scada (Super-Vizion, Control and Data Acquisition), Компания Conpet (трубопроводная система протяженностью 4500 км., 30 насосных станций) намерена реализовать ряд проектов по оздоровлению экологической обстановки, Transpeco готова выделить 13 млн.долларов на создание более эффективной системы транспортировки нефтепродуктов. Компания Petrotrans, занимающаяся транспортировкой бензина и дизельного топлива (в распоряжении компании 2500 км. трубопроводов и нефтетерминал, которые осуществляют перекачку топлива от НПЗ в хранилища и к потребителям) планирует соорудить трубопровод Брашов-Клуж, а также модернизировать линию Брашов-Плоешть и параллельную ж/д ветку. Стоимость проекта оценивается в 162 млн.долл.

Как отмечают в министерстве промышленности и ресурсов, реализация программы модернизации румынской нефтетранспортной инфраструктуры будет способствовать увеличению шансов Бухареста на участие в проектах транспортировки каспийской нефти. Румыны возлагают особые надежды на реализацию соглашения, подписанного летом 2002г. с Югославией и Хорватией, о строительстве трубопровода Констанца-Панчево-Омишалы протяженностью 1000 км. Правительство Румынии обязало компании Oil Terminal Constanta и Conpet, принять непосредственное участие в строительстве данного трубопровода.

Стратегия развития нефтяной промышленности. Правительство Румынии одобрило Стратегию развития нефтяной промышленности страны до 2010г., согласно которой производство продукции нефтепереработки должно возрасти с уровня 10,7 млн.т. в 2000г. до 14 млн.т./год к 2005г. По расчетам кабинета министров, для достижения данной цели необходимы инвестиции в 1,57 млрд.долл., которые предполагается получить как от национальных экономических агентов, так и путем получения иностранных кредитов, не обеспеченных правительственными гарантиями. В производственном секторе необходимы инвестиции в 840 млн.долл., из которых на модернизацию производственных мощностей и обеспечение необходимого уровня безопасности предполагается затратить 562 млн.долл. и еще 161 млн.долл. – на приведение качества продукции в соответствие с нормами ЕС.

Согласно данной Стратегии, Национальное нефтяное общество «Петром» должно обеспечивать добычу на внутреннем рынке 6 млн.т./год до 2005г. со снижением до 5,5 млн.т./год к 2010г. Добыча «Петромом» нефти за пределами Румынии должна возрасти с 200 тыс.т. в 2002г. до 2 млн.т. в 2010г. Румынские проекты касаются прежде всего нефтедобычи на территории Казахстана, Индии, Катара и Ирана и предполагают привлечение инвестиций в общем объеме 430 млн.долл. Международные резервы «Петрома» должны достичь при этом 30-31 млн.т. Учитывая, что значительную часть нефти предполагается импортировать, для сбалансирования торгового баланса в данной сфере румынской экономики правительство предполагает значительную часть продукции нефтепереработки направлять на экспорт.

В Стратегии предусматривается также развитие внутренней инфраструктуры. Прежде всего это строительство нефтепровода Брашов-Клуж длиной 320 км. с пропускной способностью 600 тыс.т. нефти в год. Стоимость данного проекта – 74 млн.долл. Планируется модернизация нефтепровода Плоешть-Брашов. На период 2002-05гг. «Петромом» намечено строительство 90 автозаправочных станций в год. На эти цели необходимо будет затратить 90 млн.долл.

Газ

На состоявшемся в марте 2002г. заседании административного совета министерства промышленности и ресурсов были рассмотрены перспективы развития газовой отрасли страны и ее возможное участие в разработанных программах ЕС по транспортировке и хранению газа, взаимосвязке газопроводов. Румынская сторона с озабоченностью констатировала, что она не значится ни в одной из этих европрограмм и без принятия срочных мер по исправлению такого положения рискует вообще оказаться вне европейских газовых потоков.

Было отмечено, что при наметившейся тенденции снижения добычи в ближайшие 10 лет природного газа с 14 млрд.куб.м. до 8 млрд.куб.м., потребление румынской экономикой составит 21-24 млрд.куб.м. В этих условиях единственно правильным решением является, помимо поиска новых месторождений, активное участие Румынии в международных проектах по транспортировке природного газа, что поможет избежать «критической зависимости» местной экономики от его импорта.

Максимальное потребление природного газа составляет 17 млрд.куб.м., из которых 3 млрд. приходится на импорт российского газа. Согласно представленной стратегической программе Бухарест рассчитывает, исходя из своего выгодного географического положения, стать одним из основных транспортных связующих звеньев по поставкам российского природного газа в страны Балканского региона и Западной Европы. Предусматривается за счет ввода на полную мощность газопровода с выходом на Турцию с 18 млрд.куб.м. до 24-28 млрд.куб.м. довести ежегодную квоту поставок газа из России до 6 млрд. По оценкам румынских экспертов, в 2005-10гг. импорт составит 30% планируемого потребления газа в стране, а его остальную часть предполагается получать за счет внутренней добычи. Однако, как отмечают специалисты, из-за отсутствия перспективных месторождений и необходимости громадных капиталовложений в их разработку эту задачу скорее всего решить не удастся и к 2005г. Румыния сможет добывать не более 10 млрд.куб.м. природного газа. В этой связи перед Бухарестом встает необходимость поиска дополнительных источников импорта энергоносителей. В качестве вероятного варианта рассматривается подключение Румынии через Венгрию к Североевропейскому газопроводу, что позволит Бухаресту получать 2 млрд.куб.м. газа. Заинтересованность в реализации этих планов проявляют венгерская компания MOL и американская фирма AMOCO. С другой стороны, румынское правительство рассчитывает на плодотворное сотрудничество с российской компанией «Газпром». Румыны принимают в расчет и воз-

можные в будущем поставки газа в Европу (через Турцию) с африканского континента, имея в виду избытки газа в Египте.

Что касается газовых хранилищ, то Румыния намерена довести их мощности до 4 млрд.куб.м. в 2004г., а к 2010г. – до 7 млрд. В этих целях уже в ближайшее время два крупных хранилища (Герцешть, уезд Долж и Мэрджинень, уезд Нямц) будут выставлены на аукцион с участием иностранных газовых компаний.

Общий объем хранилища Мэрджинень будет составлять 2 млрд.куб.м. природного газа. Проведение строительных работ предусматривается в 2 этапа. К 31 дек. 2004г. должны быть созданы технические условия по хранению газа до 1 млрд.куб.м. с перспективой завершения строительных работ к концу 2005г., когда объем хранения запасов природного газа будет доведен до 2 млрд.м. Срок окупаемости оценивается в 8 лет при коэффициенте рентабельности в 11%. Общая стоимость проекта составит 258 млн.долл., из которых 200 млн. должны быть предоставлены победителем тендера. При этом, потенциальный инвестор, с учетом существующего положения об участии иностранных компаний в торгах, должен объявить о своих намерениях в устном порядке до 17 июня 2002г., заявка на участие в конкурсе и соответствующие документы должны быть представлены к 1 июля 2002г.

Руководство национальной компании «Ромгаз» намерено ограничить число будущих участников тендера тремя наиболее перспективными претендентами. В случае их согласия каждый претендент должен представить 1,25 млн.долл. в качестве гарантии на участие в тендере.

Румынская компания «Ромгаз» в настоящее время владеет пятью хранилищами, расположенными в г.г. Тыргу Муреш, Урзичень, Билчурешть, Бэлэчянка и Сэрмэшег, общий объем которых составляет 1,5 млрд.куб.м. Румыны рассчитывают, что перспективы прямых закупок российского газа по более дешевым ценам через вновь созданную совместно с «Газпромом» компанию «Газэкспорт-Румыния» позволят увеличить возможности по наращиванию резервов природного газа и, соответственно, транзитных возможностей Румынии.

СЕРБИЯ И ЧЕРНОГОРИЯ

На долю нефтяной и газовой промышленности в создании ВВП Югославии приходится 0,3% и стоимостной объем произведенной продукции составляет 27 млн.долл. при стоимости материальных расходов на ее производство в 14 млн.долл. На добыче нефти и газа занято 2,2 тыс.чел., а на переработке нефти – 4,7 тыс.чел. Средняя зарплата – 6 тыс. динаров (100 долл.).

Месторождения нефти и газа находятся в крае Воеводина (северная часть Сербии). Их месторождения истощены, средств для проведения разведочных работ и совершенствования методов и технологии добычи недостаточно. Ежегодная добыча нефти составляет 800 тыс.т., газа – 150-200 млн.куб.м. Годовое потребление нефти до 5 млн.т., что соответствует мощности по переработке нефти имеющихся НПЗ. Объем потребляемого природного газа составляет 3-4 млрд.куб.м. в зависимости от деловой активности других отраслей промышленности.

Индексы промпроизводства, 1990г. = 100

| | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 |
|----------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Добыча нефти и газа..... | 114 | 117 | 106 | 109 | 98 | 96 | 94 | 80 | 89 | 90 |
| Прозв. нефтепродуктов..... | 50 | 22 | 21 | 23 | 34 | 52 | 47 | 21 | 22 | 23 |

Нефтепереработка осуществляется на двух НПЗ в г.г. Нови Сад и Панчево суммарной мощностью до 5 млн.т. в год. Оба НПЗ соединены Югославским нефтепроводом – сербским ответвлением нефтепровода «Адрия». Технология переработки устаревшая (60-70гг.). Соотношение выхода светлых и темных нефтепродуктов 60:40. Оба предприятия пострадали от бомбардировок НАТО (резервуары, энергоснабжение). По мнению гендиректора АО «Нафта» (объединение частных фирм по импорту нефти и торговле нефтепродуктами) С.Шарца, для модернизации имеющихся НПЗ необходимо обеспечить средства из внешних источников финансирования (кредиты) в 350 млн.долл. В последнее время сумма реализуемых годовых инвестиций в нефтяную и газовую промышленность составляет 20 млн.долл. Попытки российских организаций («Машиноимпорта») принять участие в восстановлении НПЗ в г.Нови Сад в счет госкредита путем поставок резервуаров и оборудования для них на 30 млн.долл. не увенчались успехом.

Первостепенные задачи в области переработки нефти: завершить восстановление энергоснабжения; обеспечить складские резервуары для сырой нефти, транспортировку готовых нефтепродуктов; довести соотношение светлых и темных нефтепродуктов до 80:20.

В стране в последние годы производится 1 млн.т. нефтепродуктов.

| в тыс.т. | 1996г. | 1997г. | 1998г. | 1999г. | 2000г. | 2001г. |
|------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Бензин..... | 405 | 813 | 763 | 248 | 244 | 250 |
| Дизельное топливо..... | 390 | 784 | 578 | 243 | 274 | 280 |
| Мазут..... | 563 | 959 | 584 | 353 | 518 | 520 |
| Масла и смазки..... | 236 | 164 | 153 | 52 | 16 | 18 |

Югославия является импортонозависимой страной для удовлетворения внутренних потребностей в нефти и газе. Импорт нефти осуществляется из России, Ирака, Ирана. В зависимости от состояния экономики и платежных возможностей импорт нефти колеблется от 500 тыс.т. до 2 млн.т. Наиболее крупным поставщиком нефти является Российская Федерация (имеется долгосрочное соглашение на поставку до 2,5 млн.т. ежегодно), объем поставок которой варьируется от 120 тыс.т. до 1 млн.т. Газ поставляется только из России на основе долгосрочного соглашения (предусмотрена поставка в год 3,6 млрд.куб.м. с возможным увеличением до 7,2 млрд.куб.м. к 2010г.).

Структура потребления природного газа, в %: отопление бытовое – 30,6; отопление госучреждений – 2; промышленность – 45; производство продуктов питания – 10,8; электростанции – 9; компрессорные станции – 2,6.

Транспортная система действующих трубопроводов для нефти и газа состоит из части нефтепровода «Адрия», магистрального и подводной сети газопроводов. Нефтепровод «Адрия» пущен в эксплуатацию в 1979г., соединяет нефтяной терминал Омишаль на хорватском о-ве Крк со всеми НПЗ бывшей СФРЮ. Общая его протяженность 750 км., в т.ч. по территории нынешней Югославии 254 км. (называется Югославский нефтепровод), соединяет НПЗ г.Нови Сад и г.Панчево. Общая годовая мощность нефтепровода – 30 млн.т. пере-

качки нефти, в т.ч. в направлении Югославии – 10 млн.т. В настоящее время задействован на передачу в Югославию 2 млн.т. нефти.

Протяженность всех видов газопроводов – 1287 км. Магистральный газопровод через Венгрию предназначен для поставок российского природного газа. Рассчитан на передачу 3,8 млрд.куб.м. газа в год. Используется на 50%. В южной части Сербии строится новый магистральный газопровод через Болгарию от г.Димитровград до г.г.Ниш и Пояте, протяженностью 160 км. (строительство временно прервано по финансовым причинам) мощностью 1,8 млрд.куб.м. в год. С вводом его в эксплуатацию на полную мощность поставки российского природного газа могли бы быть увеличены в 2 раза.

Рассматривается участие Югославии в реализации проекта «Иногейт» (Inogate) – строительство нефтепровода Констанца-Панчево-Омишаль. Соглашение о его строительстве подписано в Киеве 22 июля 1999г. между ЕС и европейскими и азиатскими странами, по территории которых пройдет нефтепровод. Представители правительств Хорватии, Румынии и Сербии в сент. 2002г. в Бухаресте подписали протокол о создании международной системы для транспортировки нефти от Констанцы до Омишалья. Упомянутый протокол является дополнением к Киевскому соглашению 1999г.

Реализация этого проекта отвечает интересам европейских стран, т.к. соединит месторождения нефти в Азии с нефтепроводами Панальпина, центральной и западной Европы, позволяет избежать транспортировку нефти через Босфор, проходит через страны со стабильной политической обстановкой, является альтернативным источником обеспечения нефти в странах восточной Европы. Из 1200 км. общей протяженности нефтепровода 800 км. уже функционируют. Его потенциальные возможности привлекают многих стратегических партнеров, среди которых крупнейшие нефтяные компании «Шеврон», «Эксон», ЭНИ, «Тоталь», «Эльф», «Лукойл».

Перспективы расширения трубопроводной системы: разработка проекта продуктопровода, связывающего НПЗ Нови Сад-Панчево-Скопье (Македония)-Салоники (Греция); расширение мощностей наливных станций для нефтепродуктов при авто- и ж/д отправлениях; приватизация всех организаций в области торговли нефтепродуктами, прежде всего «Беопетрола»; реализация проекта строительства газохранилища в г.Банатски Двор объемом 850 млн.куб.м. и проектирование еще одного газохранилища; реализация проекта строительства магистрального газопровода из Болгарии-Димитровград-Ниш-Пояте; завершение проекта газификации Сербии. Основной организацией в области разведки, добычи и переработки нефти является НИС, а в области торговли нефтепродуктами – одна из ведущих «Беопетрол».

НИС – нефтяная промышленность Сербии. Основными функциями концерна госформы собственности НИС являются разведка, добыча, переработка, транспортировка и сбыт нефти, нефтепродуктов и природного газа. Организационная система НИСа не является технико-экономически цельной структурой и поэтому функции обеспечения рынка нефтепродуктами присущи и другим организациям государственной, общественной (коллективной) форм собственности и частным

фирмам. В ведение НИСа входят и два нефтеперерабатывающих завода. Гендиректор НИСа – Димитрие Вукчевич.

«Беопетрол»

Фирма «Беопетрол» (www.beopetrol.co.yu) занимается торговлей нефтью, нефтепродуктами, маслами и смазками, частично переработкой нефтепродуктов. Работает более 40 лет. До 1990г. входила в состав хорватской компании ИНА.

Основные виды деятельности: продажа нефти, нефтепродуктов, моторных и промышленных масел и смазок, производство нефтепродуктов и сопутствующих товаров (некоторые виды запасных частей к автомобилям, резинотехнические изделия, автокосметика), сжиженные нефтяные газы, реализация их через оптовую и розничную (АЗС) сеть; услуги по складированию нефти, нефтепродуктов и сопутствующих товаров, имеет 10 складов; услуги в области транспортировки продукции ж/д, авто- и речным транспортом; импорт сырой нефти, нефтепродуктов, сырьевых товаров; экспорт продукции переработка нефти.

Располагаемые мощности: 203 АЗС, равномерно расположенные на территории Сербии, в т.ч. 28 станций на Косово, общим объемом 19 тыс.куб.м. жидкого топлива; на реке Дунай для снабжения отечественных и иностранных судов имеется танкер вместимостью 1 тыс.куб.м. для нефтепродуктов и 500 куб.м. для мелких грузов; 10 складских помещений общим объемом 60 тыс.куб.м. для нефтепродуктов.

Планы развития «Беопетрола» основываются на: инвестициях в целях модернизации действующих мощностей, повышении их уровня обслуживания; строительстве новых рентабельных АЗС с комплексом дополнительных услуг (мойка, авто-сервис, торговые площади); модернизация складских помещений, введение современных методов учета поступления и реализации товаров; комплексная модернизация транспортного парка; долгосрочные связи с инопартнерами в целях устойчивого обеспечения импорта нефти и нефтепродуктов; трансформация собственности (приватизация) и обеспечение условий дальнейшего его развития.

По итогам деятельности в 2001г. «Беопетрол» занимает 43 место по объему оборота среди 200 крупнейших предприятий Сербии. Доходы составили 4,37 млрд. динаров (69 млн.долл.), расходы 4,36 млрд.динаров (69 млн.долл.). Актив «Беопетрола» составил 2,4 млрд.динаров (38 млн.долл.), основные фонды 1,1 млрд.динаров (17 млн.долл.). Число занятых 1470 чел.

По информации минфина Сербии, на основе закона о налоге на полученную сверхприбыль в период 1992-2000гг. «Беопетрол» обязан внести в бюджет республики 4 млн.долл. из 12 млн.долл., полученной сверхприбыли. В соответствии с решением правительства Сербии о конверсии долга в акции предприятия предполагается, что на эту сумму акции «Беопетрола» будут принадлежать государству.

Приватизация «Беопетрола». Много спорных вопросов, связанных с принадлежностью «Беопетрола», в котором большая часть капитала принадлежала хорватской компании ИНА. Хорваты могут обратиться в международный суд. Могут последовать встречные требования сербов в отношении их

участия в строительстве нефтепровода «Адрия», доля которых составила 49% в его стоимости. По мнению министра приватизации Сербии А.Влаховича, «Беопетрол» выделился из состава ИНА еще до распада СФРЮ и действовал с 1990г. как самостоятельная организация. В конце 2001г. «Беопетрол» объявил о своем намерении приступить к процессу приватизации. Желание приобрести его акции выражают фирмы Венгрии, России, Австрии, а в качестве потенциальных покупателей выступают хорватская ИНА и словенская «Петрол».

По мнению Борута Меха, члена директоров словенской фирмы «Петрол» А.О., «Беопетрол» является наиболее крупным проектом «Петрола», располагает широкой сетью АЗС, представляет значительный интерес из-за хорошо налаженных торговых связей и результатов деятельности. Имеется возможность снабжения нефтепродуктами из НПЗ Панчево не только системы «Беопетрола», но и АЗС «Петрола» в Словении. «Петрол» имеет большие преимущества по сравнению с другими потенциальными участниками тендера, поскольку он сам прошел путь приватизации, готов вложить определенные суммы в развитие и модернизацию сервиса АЗС, обеспечить соцпрограмму занятых и высвобождающихся работников. «Петрол» имеет опыт работы с подобными организациями в Боснии и Герцеговине, Хорватии и поэтому у него больше шансов избежать повторения ошибок, которые были допущены в Словении и других странах. Над проектом «Беопетрола» словенский «Петрол» работает более 2 лет. Установлено сотрудничество с НПЗ Панчево, нефтепродукты которого уже продаются в Словении. В качестве перспективной задачи «Петрол» ставит перед собой цель довести контроль за рынком нефтепродуктов в Хорватии до 10%, в Боснии и Герцеговине 25-30%, а в случае покупки «Беопетрола» контроль над рынком нефтепродуктов Сербии составил бы 20%.

По информации руководства министерства энергетики Сербии, «Беопетрол» завершает подготовку документации к проведению тендера и оценку стоимости капитала. Объявление о его проведении постоянно переносится в связи с требованиями к сербским властям о принятии стратегии развития нефтяной промышленности и ожидается не ранее начала следующего года. На данном этапе приватизации АЗС, находящиеся на Косово, продаже не подлежат. Вопрос о приватизации части сербского имущества на территории Косова будет решаться в комплексе со статусом края.

По оценке экспертов нефтяных компаний, стоимость 80% акций сербской части капитала «Беопетрола» могла бы составить 60-300 млн.долл. Наиболее вероятными претендентами, с финансовой точки зрения, на его приобретение рассматриваются венгерский «Мол», итальянская ЭНИ, австрийский ОМБ и российский «Лукойл». Из отечественных компаний проявляют интерес к приватизации «Беопетрола» НИС и АО «Нафта», в состав которого входит 500 частных фирм, торгующих нефтепродуктами и которая обеспечивает до 60% потребностей в нефтепродуктах всего сербского рынка.

Нефтепереработка

Правительство Сербии 3 апр. 2003г. приняло постановление «Об особых условиях и способах импорта и переработки нефти и нефтепродук-

тов», которое вступает в силу с 1 мая 2003г. и будет действовать до 30 июня 2006г. Настоящим постановлением правительство Сербии вводит либерализацию импорта и формирования цен на стадии переработки нефти. Создаются равные условия для всех фирм, зарегистрированных для осуществления этого вида деятельности, которые могут свободно ввозить нефть и перерабатывать ее на отечественных предприятиях. Устраняются условия для деятельности посреднических фирм, которые раньше могли импортировать нефть для ее переработки и сбыта другими организациями. Импортеры нефти должны уплачивать фиксированную стоимость переработки. Полученные средства будут направлены на реконструкцию отечественных нефтеперерабатывающих заводов.

Принятие упомянутого постановления по-разному оценивается в правительственных кругах и руководстве НИСа (нефтяная промышленность Сербии).

По мнению министра энергетики Сербии К.Удовички, настоящим постановлением правительства Сербии создаются условия для свободного формирования цен на каждой стадии переработки нефти и продажи нефтепродуктов с учетом мировых цен на нефть, но при этом розничные цены нефтепродуктов будут оставаться под контролем государства в целях избежания необоснованного их завышения.

Министр финансов Сербии Б.Джелич рассматривает постановление правительства как эффективное средство борьбы против имевших место в прошлом финансовых нарушений в нефтяном секторе сербской экономики. В течение ближайших 2 лет ожидается более жесткая конкуренция в области переработки нефти, в то время как полная либерализация рынка нефтепродуктов планируется на более поздние сроки.

По оценке исполкома НИСа, применение новой постановления Правительства Сербии приведет к серьезным трудностям в деятельности компании, поскольку НИС теряет монополию на рынке нефти и нефтепродуктов и должен на равных условиях конкурировать с другими импортерами лих товаров. По информации минэнерго, гарантированная цена переработки одной тонны нефти, которая будет покрывать расходы нефтеперерабатывающих заводов системы НИСа, составляет 40 долл. В соседних странах она составляет 20 долл. Правительство Сербии ожидает от НИСа более решительных мер по структурной и технологической реформации действующих НПЗ.

Правительство Республики Сербии г.Белград. Постановление от 3 апр. 2003г. 05 №110-1672/2003-3 «Об особых условиях и способах импорта и переработке нефти и нефтепродуктов», перевод с сербского языка.

Статья 1. Настоящее постановление определяет особые условия и способы импорта, переработки и транзита нефти, а также импорта и транзита нефтепродуктов.

Статья 2. Употребляемые в настоящем постановлении термины означают: 1) нефтепродукты — продукты, полученные путем переработки нефти; 2) нефтепроводы или продуктопроводы — трубопроводы с оборудованием, строениями и объектами, которые служат для транспортировки нефти или нефтепродуктов; 3) транзит — транспортировка нефти или нефтепродуктов, происхождением из других

стран, которые предназначены третьим странам или стране происхождения, а их транспортировка осуществляется через территорию Республики Сербии; 4) Основные нефтепродукты — все типы моторных бензинов, все типы дизельного топлива, топочный мазут марки ЕЛ, поточный мазут марки ЛС и все другие типы мазута; 5) Другие виды нефтепродуктов — базовые масла, керосин, уайт-спирит, толуол, первичный бензин, авиабензин, специальные марки бензина, вакуумное газовое масло, моторные и промышленные масла, другие типы масел, битум и сжиженные нефтяные газы.

Статья 3. Нефть могут импортировать предприятия, которые зарегистрированы в судебном регистре для осуществления внешнеторговой деятельности и которые имеют мощности для переработки нефти, или имеют заключенные контракты о ее переработке на нефтеперерабатывающих предприятиях, или заключенные контракты о поставке импортируемой нефти с предприятием, которое имеет контракт о ее переработке. Транспортировка нефти осуществляется по нефтепроводу или водным путем.

Статья 4. Общественное предприятие «Нефтяная промышленность Сербии» (в дальнейшем — НИС) обязано на таких же или объективно схожих условиях обеспечить постоянное и без каких-либо дискриминации использование своих мощностей по переработке нефти всеми заинтересованными предприятиями, занесенными в судебный регистр для осуществления деятельности, связанной с оборотом нефти и нефтепродуктами, в соответствии с общими контрактными условиями о переработке нефти, содержащимися в ст. 6 настоящего постановления.

Переработка нефти в соответствии с положением абзаца 1 настоящей статьи осуществляется на основе контракта о переработке нефти, заключенного между НИС и заинтересованным предприятием. НИС обязан предприятиям, упомянутым в абзаце 1 настоящей статьи, с которыми имеет контракт на переработку нефти, обеспечить использование нефтепровода на равных условиях.

Статья 5. НИС и заинтересованное предприятие, упомянутое в статье 4 настоящего постановления, могут заключить контракты на переработку нефти в количестве, которое в течение года не превышает 25% всего количества импортируемой нефти, предусмотренной энергетическим балансом Республики Сербии.

НИС может отказаться от заключения контракта на переработку нефти с некоторыми предприятиями если количество перерабатываемой нефти менее 30 тыс.т. в месяц. Положения абзаца 2 настоящей статьи не относятся на заключенные контракты о переработке нефти в целях экспорта нефтепродуктов и заключенные контракты о переработке в целях доработки нефтепродуктов.

Статья 6. Контракт на переработку нефти заключается на общих контрактных условиях. Общие условия абзаца 1 настоящей статьи определяет Исполнительный комитет НИСа при согласовании с министерством, к компетенции которого относятся вопросы энергетики.

Общие условия, упомянутые в абзаце 2 настоящей статьи, применяются и во взаимоотношениях между предприятиями НИСа по переработке нефти (в дальнейшем — нефтеперерабатывающие заводы) и торговыми организациями НИСа.

Статья 7. В целях контроля исполнения энергетического баланса Республики Сербии НИС обязан информировать министерство по вопросам энергетики о каждом заключенном контракте на переработку нефти и их реализации.

Статья 8. Основные нефтепродукты не могут быть вывезены из помещений перерабатывающего предприятия до момента оплаты производителем нефтепродуктов всех необходимых налогов и сборов (акциз, налог с оборота, другие налоги). Производителями нефтепродуктов в соответствии с положениями настоящего постановления считаются предприятия, которые перерабатывают нефть, включая предприятия, которые перерабатывают нефть на основе контрактов на ее переработку.

В случае, если основные нефтепродукты будут вывезены из помещений перерабатывающего предприятия без надлежащей оплаты всех налогов и сборов, то производитель нефтепродуктов обязан оплатить все налоги и сборы после их вывоза. Предприятию, упомянутое в абзаце 2 настоящей статьи, может быть предоставлено право вывоза нефтепродуктов на акцизный склад в соответствии с нормативными актами, регулируемыми акцизные сборы.

Статья 9. Основные и другие нефтепродукты могут импортироваться в случаях и при условиях, определенных положениями настоящего постановления.

Статья 10. Импорт основных нефтепродуктов осуществляется по решению Правительства Республики Сербии при следующих условиях: необходимость выполнения энергетического баланса Республики Сербии; необходимость устранения несоответствия на рынке нефтепродуктов.

Предложение для принятия решения по пункту 1 настоящей статьи вносит министерство по вопросам энергетики, а по пункту 2 – министерство по вопросам торговли. Наряду с проектом решения представляется и предложение о способе реализации импорта нефтепродуктов.

Разрешенный импорт основных нефтепродуктов реализуется, как правило, на основе получения предложений, которое организует министерство по вопросам торговли, кроме случаев, когда Правительство Республики Сербии в срочном порядке своим решением по пункту 1 настоящей статьи определяет НИС в качестве импортера.

По предложению министерства по вопросам энергетики Правительство Республики Сербии может принять решение об импорте основных нефтепродуктов и предприятием, с которым нефтеперерабатывающий завод не смог, подписать контракт на переработку нефти из-за загруженности мощностей или по другим техническим причинам, а министерство по вопросам энергетики по случаю такого запроса может сделать заключение о том, что импорт в данном конкретном случае является целесообразным.

Импорт основных нефтепродуктов может осуществляться и по Программе организационных мер, которые обеспечат нормализацию импорта нефтепродуктов без ущерба для платежей в бюджет в соответствии со статьей 12 настоящего постановления.

Статья 11. Импорт других нефтепродуктов осуществляется на основе разрешений, выдаваемых Комиссией, которую формирует министерство по вопросам энергетики. Упомянутая в абзаце 1 на-

стоящей статьи Комиссия состоит из представителей министерств по вопросам энергетики, торговли, финансов, транспорта и одного представителя, которого определяет Правительство Республики Сербии. Упомянутая Комиссия должна принять положение о своей деятельности.

Статья 12. В целях устранения межведомственных противоречий при создании условий для либерализации импорта нефтепродуктов министр по вопросам энергетики и министр по вопросам финансов формируют межведомственную комиссию в целях подготовки Программы организационных мер, которая будет способствовать нормализации импорта нефтепродуктов без ущерба для поступлений в бюджет. Задачей межведомственной комиссии является подготовка и внесение Правительству Республики Сербии до конца 2003г. проекта Программы, упомянутой в абзаце 1 настоящей статьи. В состав межведомственной комиссии входят представители министерств по вопросам энергетики, торговли, финансов, транспорта, внешних экономических отношений и внутренних дел. Упомянутая в абзаце 1 настоящей статьи Программа должна содержать меры, направленные на поэтапную либерализацию импорта нефтепродуктов.

Статья 13. Транзит нефти и основных нефтепродуктов по территории Республики Сербии запрещен, кроме случаев, когда по предложению министерства по вопросам энергетики Правительство Республики Сербии примет положительное решение.

Транзит других видов нефтепродуктов по территории Республики Сербии также запрещен, кроме случаев, когда на этот транзит заранее получено одобрение от Комиссии, упомянутой в статье 11 настоящего постановления. Исключением из положений абзацев 1 и 2 настоящей статьи является транзит нефти и нефтепродуктов по территории Республики Сербии водным путем.

Статья 14. Контроль за исполнением положений раздела о транзите нефти и нефтепродуктов осуществляет министерство внутренних дел при сотрудничестве с органами таможенного контроля. Министр транспорта, министр внутренних дел, министр финансов и министр энергетики должны подготовить инструкцию в целях упорядочения контроля за выполнением положений абзаца 1 настоящей статьи.

Статья 15. Контроль выполнения настоящего постановления возложен на министерство по вопросам торговли и министерство по вопросам энергетики.

Статья 16. Денежному штрафу от 40.000 до 200.000 динаров может быть подвергнуто юрлицо в случаях, если: 1. ввезена нефть, но не обеспечены мощности для ее переработки, или не заключен контракт с нефтеперерабатывающим заводом на ее переработку, или заключен контракт о поставке импортной нефти с предприятием, которое имеет заключенный контракт на переработку нефти (абзац 1 статьи 3); 2. транспортировка нефти не осуществляется нефтепроводом или водным путем (абзац 2 статьи 3); 3. при одинаковых или объективно одинаковых условиях не обеспечивается использование мощностей по переработке нефти всем заинтересованным предприятиям, внесенным в судебный регистр для осуществления деятельности оборота нефти и нефтепродуктов на

одинаковых условиях, открыто и без каких-либо дискриминации в соответствии с общими условиями контракта на переработку нефти, упомянутым в статье 6 настоящего постановления (абзац 1 статьи 4); 4. всем предприятиям, с которыми заключены контракты на переработку нефти, не обеспечивается доступ к трубопроводу на одинаковых условиях (абзац 3 статьи 4); 5. осуществлен импорт основных нефтепродуктов без согласия правительства Республики Сербии (абзац 4 статьи 10); 6. осуществлен импорт других нефтепродуктов без согласия Комиссии, сформированной министром по вопросам энергетики (абзац 1 статьи 11).

Денежному штрафу от 2.000 до 10.000 динаров может быть подвергнуто ответственное лицо в составе юридического лица за нарушения абзаца 1 настоящей статьи. За нарушения абзаца 1 пункты 1, 2, 5 и 6 настоящей статьи может быть применен в качестве защитной меры запрет юрлицу на осуществление импорта нефти или основных нефтепродуктов на срок от 6 мес. до 1г.

Статья 17. Запросы на выдачу разрешений на импорт нефтепродуктов или транзит нефти и нефтепродуктов водным путем, поступившими до момента вступления в силу настоящего постановления, будут рассматриваться в соответствии с положениями настоящего постановления.

Статья 18. НИС обязан в контрактах на переработку нефти, заключаемых в соответствии с положениями настоящего постановления, оговорить начало ее переработки до 1 мая 2003г.

Статья 19. С момента вступления в силу настоящего постановления утрачивает силу постановление об особых условиях и способах импорта, переработки, распределения и торговли нефтью или нефтепродуктами («Служебный гласник Республики Сербии» №№16/2001, 23/2001, 28/2002, 54/2002).

Статья 20. Настоящее постановление вступает в силу на восьмой день с даты опубликования в «Служебном гласнике Республики Сербии» и действует до 30 июня 2006г. Правительство Республики Сербии зампред Йозеф Каса.

СИРИЯ

В качестве примера конкретной программы инвестиционного развития отрасли сирийской экономики можно привести «Стратегию развития нефтегазовой отрасли Сирии на 2001-05гг.», разработанную министерством нефти и минеральных ресурсов САР.

Основные направления развития отрасли:

- увеличение объемов добычи нефти и газа и повышение экономической эффективности добычи сырой нефти; внедрение новых технологий по интенсификации добычи на действующих месторождениях; минимизация затрат транспортировки нефти и газа; разведка и разработка новых нефтегазовых месторождений; внедрение новых технологий бурения нефтяных и газовых скважин, разработка месторождений на морском шельфе;

- привлечение инокомпаний и инвестиций для осуществления работ в области разработки, добычи и переработки нефти и газа, улучшение инвестиционного климата; обеспечение лучших экономических условий контрактов, подписываемых СНК с инокомпаниями и расширение с ними стратегического сотрудничества;

- строительство новых нефтегазопроводов, НПЗ, нефтехранилищ, заводов по сжижению попутного газа; перевод ТЭС на работу с мазута на газ и автотранспорта с бензина и дизтоплива на сжиженный газ;

- развитие нефтехимической отрасли, включая создание мощностей по оргсинтезу;

- повышение квалификации технического и управленческого персонала, создание курсов повышения квалификации и учреждение Института повышения квалификации, обучение новым технологиям.

Среди планируемых проектов: строительство новых хранилищ нефтепродуктов в г.г.Хасеке, Дераа, Алеппо и Сувейде; повышение производительности газонаполнительной станции в г.Адра; завершение проекта газонаполнительной станции в г.Алеппо; строительство нефтехранилищ и нефтепродуктопровода Банияс-Хомс; строительство газопровода Омар-аль-Табийа; строительство топливозаправочных станций в приграничных населенных пунктах.

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.

Компания Syria-Shell проводит работы по разработке двух новых нефтяных полей на месторождении Зенобия с целью определения возможности их коммерческого использования. Американская компания Ocean Energy выиграла тендер на разведку и разработку одного из новых блоков на северо-востоке САР и заявила о своем намерении расширить свои позиции. Подобные изменения могут произойти и на уже более 20 лет эксплуатируемом месторождении Суэйдия. Компания Total Fina Elf и Shell представили СНК свои предложения по дальнейшей разработке месторождения и увеличению добычи нефти до 150000 б/д.

Появившаяся в 2002г. на рынке Сирии англо-австралийская компания ВНР Billiton в ходе своих переговоров с Сирийской нефтяной компанией заявила о готовности вложить 400 млн.долл. в газовые и нефтяные проекты в Сирии.

В 2002г. в Дамаске побывала делегация канадской нефтяной компании Nexan, которая провела переговоры с министром нефти и природных ресурсов САР по перспективам сотрудничества в разработке месторождений тяжелой нефти, интенсификации добычи нефти, а также выразила заинтересованность в освоении шельфовой зоны для добычи нефти и газа.

Интерес к сотрудничеству с Сирией в области нефтедобычи и переработки проявила японская компания Nisho Iwae, которая в 2002г. провела переговоры по этим вопросам с сирийским министром нефти И.Хаддадом. В СНК ведутся переговоры с рядом других иностранных компаний о создании СП на основе соглашений о разделе продукции.

Процесс реформ и либерализации экономики, проводимый президентом Б.Асадом, распространился и на такой сектор промышленности, как

добыча и переработка природного газа, что определило провозглашение миннефти САР в конце 2002г. политики на приоритетное развитие газового сектора страны.

Хорватская компания Ina Naftaplin проводит разведочные работы на газовых месторождениях в районе г. Пальмиры. Пробурив летом 2001г. две скважины и одну в 2002г. хорваты обнаружили месторождения природного газа оценочной мощностью 250 тыс. куб.м/день. Кроме упомянутой компании, единственной другой иностранной фирмой, занимавшейся разведкой газовых месторождений, являлась венгерская компания Mol. В сент. 2002г. компания Crogco (дочерняя компания Ina Naftaplin) выкупила у Mol активы, включая три буровые установки и соответствующие контракты на проведение работ.

Продвигается работа по проекту добычи, переработке и транспортировке попутного газа (оценочная стоимость затрат 430 млн.долл.) в бассейне р. Евфрат (Дейр-эз-Зор) американской компанией Сопосо и французской Total Fina Elf. Газо-перерабатывающий завод и станция приема и транспортировки газа будут обеспечивать ежедневную отгрузку потребителям до 1000 т. сжиженного газа в железнодорожных цистернах, а с вводом в строй газового терминала на побережье Сирии будет производиться экспорт сжиженного газа в Европу, а также ближние страны региона.

В районе г. Пальмиры, канадская фирма Titan Projects подрядилась выполнить для СНГ проект на разработку 4 месторождений, которые смогут дать 200 млн. куб. ф. (5,66 млн. куб. м.) газа в день к 2003г.

Американская компания Petrofac с 1994г. работала по субподрядным контрактам с компаниями «Аль-Фурат» и «Дейр-эз-Зор», однако в 2002г. уступила свои права на разработку трех нефтегазовых месторождений в районе г. Пальмиры канадской компании Stratic Energy. Четвертой компанией, появившейся на нефтегазовом рынке Сирии, стала Petro-Canada. В янв. 2002г. Petro-Canada выкупила активы у немецкой компании Veba Oil и теперь владеет 37% акций нефтяной компании «Аль-Фурат».

Отдельной составляющей нефтегазового рынка Сирии является рынок предоставления сервисных услуг, который за последние 1,5-2г. приобрел видимую самостоятельность. Проводимая в последние годы политика миннефти САР и СНГ на диверсификацию поставщиков сервисных услуг привела к появлению на этом рынке Сирии ряда специализированных компаний в т.ч. и из России и стран СНГ, которые могут составить конкуренцию таким международным монополистам как Shlumberger, Beckfield, Ratherford, Baker.

Вопрос о сотрудничестве в нефтегазовой сфере поднимался на прошедших в 2002г. переговорах между министром нефти САР И.Хаддадом и министром иностранных дел Республики Беларусь М.Хвостовым. В Сирии также побывала делегация компании «Беларусь-нефть», которая предложила сирийской стороне услуги по бурению нефтяных скважин, созданию баз геологических и геофизических данных, оценке запасов нефти и газа. Украинская компания «Надра» и российская компания «Хантымансийск-геофизика» предлагают свои услуги в проведении геофизических исследований месторождений.

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 2002г. ОАО «Стройтрансгаз» подготовило и передало министерству нефти САР ТЭО строительства нового нефтепровода Киркук-Тартус. После одобрения ТЭО сирийской стороной будут продолжены переговоры по подготовке ТЭО и подписанию соответствующего контракта. «Стройтрансгаз» также участвует в подготовке технико-коммерческого предложения на строительство газопровода Киркук-Хомс. 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.

В 2002г. ВО «Тяжпромэкспорт» подписало контракт с СНГ на строительство газокомпрессорной станции в районе г. Пальмиры, что является первым шагом в освоении сирийского газового сектора российскими компаниями.

США

Налогообложение нефтегазовой отрасли в США регулируется налоговым кодексом в ряду других общих для всех американских компаний нормативных актов в части, касающейся налоговой сферы. Проводимая в американской нефтегазовой отрасли налоговая политика и ее правовое регулирование направлены на стимулирование экономической активности и создание новых рабочих мест в данной отрасли.

Важнейшим актом налогового законодательства, регулирующим взимание налогов при реализации нефтегазовых проектов в США, является закон «О создании службы внутренних налогов» (The Internal Revenue Service Act of 1862), который устанавливает ставки и порядок взимания налогов с корпораций. В США действует ряд отдельных нормативных актов, регулирующих конкретные финансовые аспекты налогообложения нефтегазовых компаний. К их числу относятся: федеральный закон «О регулировании роялти по нефти и газу» (Federal Oil & Gas Royalty Management Act of 1982); закон «Об упрощении порядка взимания и

соблюдению справедливости при уплате роялти» (Royalty Simplification & Fairness Act of 1996).

Важную роль в системе налогообложения в нефтегазовой отрасли играют налоги на прибыль корпораций (до 12% бюджета). Помимо налогов на прибыль нефтегазовые корпорации выплачивают в бюджет также значительные суммы из своих доходов на соцстрахование и обеспечение (до 38% доходов бюджета).

В США сложный порядок определения размера налога относительно распределенной прибыли в виде дивидендов и нераспределенной ее части, остающейся в распоряжении корпорации. Разработан налоговый механизм, обеспечивающий сбалансированность налогообложения распределяемой и не распределяемой прибыли. Предусмотрено снижение уровня налогов на прибыль после объявления корпорацией размера выплачиваемых дивидендов и исключение из налогообложения части прибыли, выплачиваемой в виде дивидендов, а также снижение налоговых ставок на распределяемую часть прибыли или дивидендов акционеров.

Налог на прибыль корпораций, работающих в нефтегазовой сфере. Для небольших корпораций установлены два уровня налогов, в 15% и 25% (с первых 50 тыс.долл. дохода, подлежащего налогообложению, взимается налог в 15%, со следующих 25 тыс.долл. — 25%, а далее 34%). С корпораций с доходами 100-335 тыс.долл. взимается дополнительно 5%, а с доходами свыше 335 тыс.долл. суммарный налог составляет 34%.

В последние годы в США ограничены налоговые льготы. Однако для нефте- и газодобычи льготы сохраняются в виде снижения налогообложения по мере истощения природных ресурсов. Уменьшение налоговых отчислений с выработкой месторождений нефти или газа может достигать до 35% от первоначальной налоговой ставки.

В соответствии с действующим законодательством, компании США уплачивают федеральные налоги на общую сумму доходов, полученных как в стране, так и за рубежом. С них может взиматься подоходный налог на уровне штата. Иностранцы корпорации уплачивают налог на часть дохода, связанного с добычей ими энергоресурсов в США. Для них предусмотрена возможность зачета части налогов, уплаченных в стране их регистрации и связанных с бизнесом в Соединенных Штатах, при исчислении базы для налогообложения.

К числу основных налогов, уплачиваемых работниками запасов нефти и газа в США относятся также подоходный налог и роялти. Что касается подоходного налогообложения, то в последнее время американская Администрация проводит линию на снижение его уровня. Расчет строится на том, что увеличение денежных средств у представителей нефтегазовой сферы за счет снижения подоходного налога позволит эффективно стимулировать развитие, в т.ч. и добывающей промышленности США. Шкала подоходного налога состоит из двух ставок в 15% и 28% и реализуется следующим образом: первоначально определяется доход, свободный от налогообложения, а затем предусматривается налог на доходы сверх этого уровня по прогрессивной шкале. Подоходный налог автоматически удерживается из доходов лиц и перечисляется налоговому ведомству США.

Сразу после начала добычи нефти из скважины взимаются роялти. Ставка роялти обычно состав-

ляет 16,6% для скважин на континентальном шельфе и 12,5% — на суше. Роялти, взимаемые с нефтяных и газовых компаний, дают значительный доход в бюджет страны. Компания «Шеврон-Тексако» — одна из крупнейших по добыче нефти на федеральных землях США, выплатила за последние 10 лет роялти в 1,5 млрд.долл.

В случае реализации проектов на условиях СРП за рубежом американские корпорации, как правило, уплачивают подоходный налог в связи с этой деятельностью не в США, а в стране, на территории которой осваиваются нефтяные или газовые месторождения. Американские энергетические фирмы заключили ряд СРП со странами Юго-Восточной Азии, Ближнего и Среднего Востока, Африки и СНГ, включая Россию. Во избежание двойного налогообложения, согласно закону, принятому в США в 1918г., в данных случаях американские корпорации освобождаются от уплаты подоходного и налога на соответствующую сумму.

По классической схеме СРП после распределения продукции налоги, как правило, не взимаются. В США получили широкое распространение гибридные схемы, имеющие сходство с концессионными соглашениями, при которых налог на прибыль подсчитывается со всех поступлений инвестора с последующим вычетом всех налоговых скидок. Из валовой прибыли вычитаются инвестиции и эксплуатационные затраты, а также амортизация. Инвестор выплачивает правительству принимающей страны налог по согласованной ставке (25%).

В США при освоении малодебитных скважин на суше и месторождений, из которых добывается тяжелая нефть, установлена сниженная ставка роялти. Это положение введено для того, чтобы обеспечить продолжение их эксплуатации в периоды снижения цен на нефть. Льготы по уплате роялти установлены при добыче нефти из глубоководных скважин в Мексиканском заливе.

Существующая система сбора и распределения роялти в США признана чрезвычайно громоздкой и будет подвергнута реформированию. Американский институт нефти предложил в качестве альтернативы уплату роялти в натуральной форме (royalty-in-kind). По этой схеме компании отчисляют в пользу государства часть добытой нефти или газа, которая затем реализуется на рынке. Подобная программа, действующая в провинции Альберта (Канада) признана американцами эффективной.

Что касается практики американских компаний, работающих на условиях СРП, то в ряде случаев выплату роялти для них заменяет отчисление в пользу государства первого транша нефти. Такая разновидность роялти представляет собой уплату налога в натуральной форме. Госдоля прибыльной продукции реализуется по рыночным ценам и используется для расчетов между национальной нефтяной компанией и бюджетом.

В федеральный бюджет США отчисляется наиболее значительная часть рентных платежей, роялти от добычи нефти и газа на участках суши и континентальном шельфе (за пределами 5 км. зоны), являющихся федеральной собственностью, а также выручка от проведения торгов. Поступления с федерального бюджета США только от уплаты роялти нефтегазовыми корпорациями составляют 4 млрд.долл. ежегодно.

Налоговая политика страны является в целом нейтральной для иностранных инвестиций в нефтегазовую промышленность США. Иностранные инвесторы облагаются теми же налогами, что и местные вкладчики капитала. Проценты и дивиденды на иностранные инвестиции подлежат налогообложению в той стране, гражданином которой является инвестор. Американский гражданин-собственник иностранных акций или облигаций уплачивает американские федеральные и региональные налоги. Если доход американского инвестора был обложен иностранным налогом, американский гражданин имеет право на 15% кредит на сумму уплаченного подоходного налога, но не свыше суммы удержанного налога. Переводимые за границу проценты, дивиденды и роялти облагаются «удерживаемым налогом» в 30%, если иное не оговорено в двусторонних соглашениях об устранении двойного налогообложения.

Большинство штатов, на участках территории которых осуществляется нефтедобыча, получают 50% от доходов, собранных в пределах их границ. Исключение сделано для Аляски, где размер отчислений составляет 90%. Семь штатов получают отчисления от нефтедобычи на прибрежном шельфе (в пределах 5 км. от береговой линии).

Дополнительные доходы штаты получают за счет отчислений из федерального бюджета на цели охраны и восстановления природных ландшафтов и сохранения исторических ценностей. Индейские резервации получают 100% доходов, собираемых в результате нефте- и газодобычи на их землях. Большинство нефтедобывающих штатов (исключая Калифорнию) взимают налог на добытые полезные ископаемые (severance tax). Обычная ставка этого налога – 6% от валовых доходов по добыче углеводородов.

Цена на топливо в штатах США определяется рыночной конъюнктурой. Например, в штате Калифорния взимаемые федеральные налоги варьируются от 4 до 48 центов за галлон, налоги штата – 2-70 центов за галлон в зависимости от вида топлива. Существуют льготы при взимании налогов на некоторые виды топлива, использующиеся на социальные нужды (в сельском хозяйстве, для госслужб, некоторых некоммерческих организаций). В зависимости от вида топлива, сумма налогов для потребителей может составить до 1,2 долл. за галлон.

В США существуют федеральные акцизы и акцизы штатов на моторное топливо. Акцизные налоги взимаются с поставщиков, дистрибуторов и розничных продавцов топлива. Текущие федеральные акцизы на моторное топливо (имеет еще одно название – федеральный налог на пользователей дорог), действующие с 1 окт. 1997г. до 31 марта 2005г., в зависимости от вида топлива имеют следующие ставки: бензин – 18,4 цента за галлон, дизтопливо – 24,4 цента за галлон, сжиженный газ – 11,9 центов за галлон, природный газ – 48,54 цента за 1000 куб. футов. Акцизы различных штатов на бензин варьируются от 4 центов за галлон (Флорида) до 28 центов за галлон (Род-Айленд), на дизтопливо от 7,5 центов за галлон (Джорджия) до 28 центов за галлон (Род-Айленд), За четырьмя штатами (Калифорния, Невада, Оклахома и Теннесси) оставлено право увеличивать свои налоги на моторное топливо в случае их уменьшения на федеральном уровне.

В стоимость природного газа для конечного потребителя во всех штатах США помимо затрат на его выработку и транспортировку включается сбор на общественные нужды) (Public Purpose Program Surcharge) в 3%.

Добыча нефти и газа в США осуществляется в соответствии с общим сводом законов, регулирующих деятельность американских компаний в различных сферах, в т.ч. и добывающей отрасли. В стране действуют единообразные коммерческий кодекс, налоговый кодекс и кодекс о банкротстве, а также созданная с учетом указанных документов судебная система разрешения споров. Некоторые специфические аспекты разведки, добычи, транспортировки и распределения нефтяных и газовых ресурсов регулируются специальными нормативными актами на уровне как федерального правительства, так и властей отдельных штатов.

Осуществление разведки, разработки и добычи полезных ископаемых, включая нефть и газ, регулируются на федеральном уровне. Закон «Об управлении федеральными землями» (The Federal Land Policy and Management Act of 1976) регулирует вопросы землепользования на землях, находящихся в федеральной собственности (в основном на Аляске и в штатах западного побережья США). Закон «О добыче полезных ископаемых» (The Mining Law of 1872) предоставляет право гражданам США вести разведку и добычу полезных ископаемых на федеральных землях. Закон «Об аренде земли для добычи минералов» (Mineral Land Leasing Act of 1920) регулирует вопросы аренды участков федеральных земель на суше. Закон «О затопленных землях» (Submerged Lands Act of 1953) регулирует вопросы аренды федеральных земель на шельфе. Закон «О внешнем континентальном шельфе» (Outer Continental Shelf Lands Act of 1953) гарантирует свободный и недискриминационный доступ к трубопроводам и запрещает дискриминацию при транспортировке углеводородов.

Помимо указанных законов вопросы добычи нефти и газа регулируются рядом административных актов, изданных в их развитие, включая следующие: «О соглашении по нефти и газу на суше» (Onshore On & Gas International Agreements: Unproved areas); «Об операциях по добыче нефти, газа и серы на континентальном шельфе» (Oil & Gas & Sulphur operations in the Outer Continent Snelf).

Кроме федерального законодательства, в каждом из штатов, где осуществляется добыча углеводородов, действуют местные нормативные акты. Из числа актов экологического законодательства следует упомянуть: закон «О национальной экологической политике» (National Environmental Policy Act) – требует, чтобы федеральные ведомства принимали во внимание экологические факторы при подготовке проектов; закон «О чистом воздухе» (Clean Air Act) – устанавливает стандарты чистоты воздуха и предусматривает санкции за загрязнение атмосферы; закон «О чистой воде» (Federal Water Pollution Control Act/Clean Water Act) – устанавливает стандарты на воду и предусматривает санкции за загрязнение водного пространства; закон «О сохранении и восстановлении природных ресурсов» (Resource Conservation and Recovery Act) регулирует вопросы, связанные со сбросом сточных вод и отходов промышленных предприятий; закон «О всеобъемлющей экологической защите, компен-

сации и ответственности»; федеральный закон «О нефтяном загрязнении окружающей среды» (The Federal Oil Pollution Act of 1990) — увеличивает размеры отчисления нефтегазовых компании на охрану окружающей среды.

Действующее федеральное законодательство препятствует разработке значительной части месторождений углеводородов на Аляске и на шельфе Калифорнии главным образом по экологическим соображениям. Конгресс США заблокировал законопроект о начале разработки новых месторождений Аляски (Арктический национальный заповедник).

Госуправление в области использования природных ресурсов осуществляется на федеральном уровне и на уровне штатов США. На федеральном уровне госполитику в отношении использования природных ресурсов осуществляют два госоргана — Бюро земельного управления и Служба управления минеральными ресурсами, входящие и с системой МВД США. Основными задачами Бюро земельного управления являются контроль за состоянием федеральных земель и управление процессами использования природных ресурсов, в т.ч., добыча полезных ископаемых, заготовка и переработка лесоматериалов. Служба управления минеральными ресурсами осуществляет контроль за разработкой минеральных ресурсов на внешнем континентальном шельфе США. В ее функции входит выдача разрешений на разведку и разработку нефтяных и газовых месторождений, а также добычу углеводородного сырья.

По информации адвокатов одной из крупнейших американских юридических фирм Sidley Austin Brown & Wood в США не практикуется разработка месторождений нефти и газа на суше и континентальном шельфе на условиях СРП в том виде, в котором этот механизм применяется в России. СРП могут использоваться в отношениях между несколькими компаниями, которые совместно участвуют в разработке соответствующих месторождений, но не между компаниями и государством. Не практикуется сдача в концессию недр или выдача лицензий на разработку месторождений нефти и газа внутри страны.

Основной формой предоставления государством находящихся в его собственности недр для их последующей разработки с целью добычи нефти и газа является аренда. В соответствии с федеральным законодательством США, недра, содержащие запасы нефти и газа, могут сдаваться разработчикам указанных ресурсов в аренду на срок вплоть до их исчерпания. В законодательном порядке устанавливается регламент выплаты налогов, рентных платежей и роялти в федеральный бюджет и бюджеты штатов. Аренда для добычи нефти и газа осуществляется в США на основе документально оформленного соглашения между арендодателем и арендатором. Последнему недра предоставляются для добычи нефти и газа, в соответствии с законодательством, в срочное возмездное владение и пользование.

В США аренда допускается во всех отраслях экономики и в отношении объектов любой формы собственности. Право сдачи в аренду принадлежит исключительно собственнику. Арендодателями могут выступать госорганы (когда недра находятся в федеральном владении), уполномоченные на выполнение этой функции. На федеральном уровне

данные вопросы отнесены к компетенции МВД США. Когда недра находятся в собственности частных лиц, для осуществления их разработки с целью добычи минеральных ресурсов необходимым является получение соответствующих разрешений от компетентных органов государственной власти. Выдаче таких разрешений предшествует подача в указанные органы обращений заинтересованных лиц, содержащих, среди прочего, подробное описание тех видов деятельности, которые планируется осуществлять с использованием таких недр. Во многих штатах процедура рассмотрения указанных заявок предусматривает необходимость обязательного ознакомления с ними местной общественности с целью возможного получения от нее комментариев по данному вопросу.

Арендаторами могут выступать как национальные, так и иностранные юр. и физлица. Если на аренду недр, содержащих природные ресурсы, претендует иноинвестор то в этом случае они должны стать учредителями или соучредителями в США юрлица, которое и будет выступать арендатором. Основным документом, регламентирующим отношения арендодателя с арендатором в США является заключаемый между ними договор, который имеет форму лизингового контракта.

Нефтегазпром

В качестве потенциальных инвесторов по крупным проектам разработки месторождений углеводородного сырья на условиях раздела продукции выступают американские нефтяные компании: «Эксон-Мобил», «Шеврон-Тексако», «Коноко-Филлипс», «Нортерн Петролеум». Заинтересованность вышеназванных компаний в реализации проектов СРП обусловлена высокой рентабельностью таких проектов, а также возможностью вложения инвестиций в российский топливно-энергетический комплекс при наличии правовых гарантий, обеспечивающих стабильность налоговых требований.

Проекты СРП, реализуемые с участием американских компаний. Проект «Сахалин-1»: «Эксон Нефтегаз» (дочерняя компания американской корпорации «Эксон-Мобил») — 30%; «Сахалин Ойл Девелопмент Кооперейшн Компани» (Япония) — 30%; ОНГК Видеш Лимитед (Индия) — 20%; ЗАО «Сахалинморнефтегаз-Шельф» (Россия) — 11,5%; ЗАО «РН-Астра» (Россия) — 8,5%.

Оператором Соглашения является компания «Эксон Нефтегаз». На 31 дек. 2001г. инвестиции в проект составили 630 млн.долл., инвестиции в 2002г. — 725 млн.долл., в 2003г. ожидаются в — 1 240 млн.долл.

Проектом «Сахалин-1» предусматривается разработка трех морских месторождений на северо-восточном шельфе России — Чайво, Аркутун-Даги и Одопту. Обустройство и добыча на месторождениях по проекту «Сахалин-1» включает четыре стадии.

Цель Стадии 1 — разработка запасов нефти Чайво (с получением первой нефти в конце 2005г.) и Одопту (с получением первой нефти в конце 2006г.) с высоким уровнем надежности с использованием как скважин с большим отходом забоя от вертикали, бурящихся с береговой площадки, так и горизонтальных скважин, бурящихся с морской платформы «Орлан». На стадии 1 будут обеспечены объемы газа для реализации на внутреннем

рынке России. Подготовка продукции будет осуществляться с помощью двух Береговых комплексов подготовки на месторождениях Чайво и Одопту, проектной мощностью 12 млн.т. в год и 4,5 млн.т. в год (250 тыс.бар/день и 90 тыс.бар/д) нефти. Для транспортировки и отгрузки нефти будет использоваться специальный трубопровод и сооружения терминала в Де-Кастри.

Цель Стадии 2 – экспорт газа с месторождения Чайво (планируется в 2008г.), обусловленный наличием предварительно заключенных долгосрочных контрактов на реализацию газа. Сооружения включают дополнительную морскую платформу, береговые сооружения по подготовке газа, компримированию газа и экспортный газопровод.

Цель Стадии 3 – освоение запасов нефти Аркутун-Даги с морской платформы для поддержания стабильного уровня добычи нефти. Начало реализации стадии 3 ожидается в 2013г. и будет зависеть от фактических эксплуатационных показателей месторождений Чайво и Одопту.

Цель Стадии 4 – разработка запасов газа на последних стадиях проекта. Разработка запасов газа Аркутун-Даги намечается на 2032г. с помощью подводных опорных плит (подводно-устьевых комплексов) и существующей платформы с последующей разработкой запасов газа Одопту с двух новых морских платформ.

11 нояб. 2002г. компания представила Российской стороне на одобрение программу работ и смету расходов по обустройству и добыче проекта «Сахалин-1», в соответствии с которыми капиталовложения в обустройство и добычу составят 12 млрд.долл., эксплуатационные расходы оцениваются в 9,9 млрд.долл., затраты на ликвидацию – 2,7 млрд.долл.

Практика сотрудничества с компанией «Эксон» свидетельствует о том, что этот инвестор готов сделать очень крупные капиталовложения в проект, при условии выполнения всех положений СРП, в т.ч. утверждения пакета нормативных актов. По степени жесткости своих переговорных позиций эта компания превосходит всех остальных инвесторов в нефтегазовые проекты. «Эксон» обладает очень значительным инвестиционным потенциалом, который он может реально вложить.

Проекты СРП с участием американских компаний, находящиеся в стадии подготовки. 1. Участок недр «Северные территории». Инвестор проекта – ООО «Нортерн Петролеум» (США). Компания создана с участием ОАО «НК Лукойл», ОАО «Архангельскгеолдобыча», «Коноко Арктик» (США). Доли участия учредителей в уставном капитале инвестора соглашения не определены.

Финансирование проекта на стадии подготовки проекта СРП планируется учредителями компании. При реализации СРП предположительно 40% затрат возьмут на себя учредители инвестора, а 60% планируется привлечь из заемных средств. Согласно указанному выше законопроекту данное месторождение в случае наличия заинтересованности у потенциального инвестора проекта разрабатывать месторождение на условиях СРП должно пройти «двух аукционный» порядок предоставления недр в пользование.

2. Штокмановское газоконденсатное месторождение. Инвестор проекта – ЗАО «Севморнефтегаз», созданное с участием ЗАО «Росшельф» и ОАО «Роснефть-Пурнефтегаз». Финансирование

проекта на этапах подготовки СРП будет за счет средств материнских компаний ЗАО «Севморнефтегаз». На этапе реализации СРП предполагается 100% финансирование за счет привлеченных средств. Компания «Коноко-Филипс» (США) осуществляет подготовительную работу для переговоров с инвестором проекта о сотрудничестве по освоению Штокмановского газоконденсатного месторождения.

3. Кириинский блок проекта «Сахалин-3» Инвесторы проекта: «Мобил сахалин нефтегаз» (США) (дочерняя компания американской корпорации «Эксон-Мобил») – 33 1/3%; «Тексако эксплоейшн сахалин» (США) (дочерняя компания американской корпорации «Шеврон-Тексако») 33 1/3; ЗАО «Востокшельф» (Россия) 162/3; ЗАО «Сахалинморнефтегаз-КМК» (Россия) 16 2/3. Оператор проекта – компания КОО ПегаСтар Нефтегаз.

Проекты, находящиеся в Госдуме на разных стадиях утверждения. 1. Айяшский и Восточно-Одоптинский перспективные блоки проекта «Сахалин-3». Инвесторы: «Эксон-Мобил» (США) – 66,7%; ОАО «ПК Роснефть» и ОАО «Роснефть-Сахалинморнефтегаз» – 33,3%. Законопроект внесен на рассмотрение в Госдуму 21 дек. 2002г.

ОБЗОР ПРЕССЫ США, РОССИЯ И ИРАКСКАЯ НЕФТЬ

Юджин Румер, сотрудник Института национальных стратегических исследований при Минобороны. В статье он выражает свое мнение.

На этой неделе американские и российские нефтяные гиганты встречаются в Хьюстоне для проведения первого американо-российского энергетического саммита. На него соберутся члены кабинета министров, руководители компаний самого высокого уровня, законодатели и финансисты. Эта встреча даст США и России возможность заложить основы поистине глобального сотрудничества в области энергетики.

В ходе обсуждения путей увеличения поставок нефти из России в США и на мировой рынок, представителям администрации, руководителям компаний и законодателям не следует упускать из вида тот факт, что нефть является стратегическим товаром и что сейчас двум странам предоставляется историческая возможность установить такие партнерские отношения, которые обеспечили бы стабильность и безопасность на мировом рынке нефти. А это значит, что участники должны обсудить будущее Ирака, суть интересов обеих стран в этом регионе и те возможности, которые сможет предоставить американской и российской нефтяной промышленности пост-хуссейновский Ирак.

Принимающие участие в саммите руководители российских нефтяных компаний, среди них и те, у кого были контракты с правительством Садама Хуссейна, настороженно следят за развитием политики США в отношении Ирака. Они опасаются, что ситуация после смещения Хуссейна может обернуться против них и поэтому используют целый арсенал различных средств, чтобы дать понять, что российские нефтепромышленники хотели бы сидеть за столом, когда будущие лидеры Ирака будут раздавать новые контракты.

В Хьюстоне российские нефтеромышленники будут пытаться узнать «из первых рук» об основных направлениях развития американской политики в отношении Ирака, т.к. во встречах будут принимать участие министры двух ведомств: тор-

говли и энергетики, — Д. Эванс и С. Абрахам, а также целый ряд других официальных лиц. Интерес российских представителей к саммиту становится тем более понятен в свете недавних публикаций в американской прессе о необходимости укрепления коалиции против Саддама Хуссейна, о важной роли России в этом процессе, о том, что Россией «поставлено на карту» в Ираке.

Для американских политиков саммит предоставит случай встретиться с наиболее влиятельными людьми России, где на долю нефти и газа приходится 40% всего экспорта. Когда в России говорят нефтепромышленники, президент Путин слушает.

Но, несмотря на все их богатство и влияние дома, признание и уважение за границей им еще предстоит завоевать. Их репутация была сильно подорвана сначала в 90гг. в период приватизации, когда они сделали баснословные приобретения за гроши, а затем в 1998г., когда после финансового кризиса, они «пустили по миру» многих своих кредиторов как внутри страны, так и за рубежом.

В последние годы облик российской нефтяной промышленности изменился к лучшему: ряд частных российских компаний предприняли существенные шаги для придания большей транспарентности и повышения эффективности своей деятельности, улучшения корпоративного управления.

Особый вклад в становление репутации российского бизнеса внесла вторая по величине российская нефтяная компания «Юкос», которая не только активно занимается благотворительностью и делает денежные пожертвования, но ее уже знают на Уолл стрит, она налаживает политические контакты с Вашингтоном. По словам председателя компании М.Ходорковского, «черные дни российского капитализма остались позади, и российская деловая элита готова к долгосрочному сотрудничеству с Соединенными Штатами».

Российские нефтяные компании хотят иметь больший доступ как к международным фондовым рынкам, так и к новейшим технологиям, которые им равно важны для того, чтобы поддерживать и увеличивать производство нефти, что является залогом экономического роста России и ее финансового благополучия. Но и это не предел их амбиций. Наиболее проницательные из среды нефтепромышленников задаются целью завоевать международное признание с тем, чтобы зарубежные деловые и политические контакты стали их лучшей гарантией от капризов внутривнутриполитической обстановки в России, где спустя десятилетие капиталистических реформ, сохраняется угроза ренационализации. В ситуации, когда такого рода нестабильность может затянуться на годы, лучшим гарантом для нефтяных магнатов станут деловые и политические связи за рубежом. И поэтому они могли только мечтать о таком случае, как последний иракский кризис, когда можно продать Хуссейна за часть иракской нефти и новые партнерские отношения с Вашингтоном.

По мере нагнетания напряжения в Персидском заливе в последние месяцы, российские нефтебароны неоднократно и с беспрецедентной откровенностью сообщали о цене своего молчаливого согласия на смену режима в Багдаде. При этом настойчиво подчеркивалось, что они не просят гарантий, а только хотят получить заверения в том, что Вашингтон проявит добрую волю и окажет

влияние с тем, чтобы были учтены интересы российских нефтепромышленников.

Независимо от того, можно ли будет избежать войны в Ираке или нет, позиция российских нефтяных магнатов будет важна с точки зрения усилий США по изолированию Хуссейна и ограничению его поддержки Москвой. А если война с Ираком станет неизбежной, то те российские нефтяные компании, которые являются партнерами американских фирм, смогут заложить основы реального американо-российского сотрудничества в области энергетики.

5 млн.бар. нефти ежедневно поставляемых Россией на экспорт и 4 млн.бар., которые мог бы производить Ирак, в сумме равнялись бы всему объему этой продукции, производимой Саудовской Аравией, и стали бы надежным залогом стабильности на мировом рынке нефти. Вот почему так интересно будет наблюдать за ходом работы встречи в Хьюстоне на этой неделе. Washington Post, 30.09.2002.

Поставки НЕФТИ в США из России

Четыре крупнейшие российские нефтяные компании планируют строительство северного нефтяного порта стоимостью 1,5 млрд.долл., который в будущем смог бы уменьшить зависимость США от ближневосточной нефти, обеспечивая своими поставками 10% потребностей американского импорта нефти, заявили представители компаний.

Данное заявление о предварительной договоренности было сделано спустя один день после того, как президент Буш и российский президент Владимир Путин обязались укреплять связи в области энергетики. Соединенные Штаты, рассматривающие возможность военных действий против Ирака, которые могут повлечь за собой дестабилизацию и без того напряженной ситуации на Ближнем Востоке, очень заинтересованы в увеличении поставок из России, которая все больше становится дружески настроенным союзником и чьи поставки составляют менее 1% общего объема импортируемой в США нефти. Россия, являясь вторым крупнейшим экспортером нефти в мире, поставляет большую ее часть в Европу.

Планы по строительству порта в Мурманске, на северо-западе России, пока еще находятся на ранней стадии. Компании, судя по заявлениям их представителей, не разработали ни систему финансирования, ни технико-экономического обоснования, но подпишут меморандум о намерениях, подтверждающий их желание участвовать в проекте. Строительство порта и ведущего к нему 935-мильного трубопровода будет завершено самое раннее к 2005г. и через него можно будет экспортировать 1 млн.бар. нефти в день.

Официальные круги США приветствовали данное соглашение, но напомнили, что порт не будет построен к тому времени, когда нужно будет компенсировать любое неожиданное резкое снижение поставок нефти с Ближнего Востока, вызванное войной в Ираке, где у России свои интересы, многие из которых также завязаны на нефть. «Наивно было бы полагать, что, если это произойдет, Россия смогла бы хоть как-то спасти нас», сказал один из американских представителей официальных кругов. Тем не менее, Вашингтон заинтересован в том, чтобы постепенно увеличи-

вать поставки нефти из России. «Мы считаем, что Россия играет решающую роль в обеспечении безопасности в сфере энергетики», сказал министр энергетики США С.Абрахам во время своего летнего визита в Москву.

Вопросы энергетической политики также оказались в центре внимания президентов Буша и Путина во время 90-минутной встречи в Санкт-Петербурге.

Вашингтон ожидает от новых отношений с Россией в области энергетики большего, чем просто увеличение объемов российского импорта нефти. Он в равной степени заинтересован в том, чтобы огромные нефтяные месторождения России стали доступны для американских инвесторов, цель до сих пор остающаяся иллюзорной, несмотря на все разговоры о развитии связей в области энергетики. Американские компании до сих пор неохотно инвестируют в Россию из-за постоянно меняющихся налогов и госполитики регулирования и ожидают более четкого законодательства прежде, чем вкладывать больше денег в экономику страны. Например, Conoco, недавно слившаяся с Phillips Petroleum, в 1991г. вложила 400 млн.долл. в СП с двумя российскими компаниями: филиалами «Лукойла» и «Роснефти». И хотя этим предприятием было произведено 90 млн.бар., Conoco Phillips утверждает, что его прибыль из-за постоянно меняющихся тарифов и налогов оказалась незначительной.

После длительного пост-советского спада, российский нефтепром в последние годы отвоевал свои позиции, наращивая инвестиции и резко увеличивая производство. Причем оно возрастает гораздо быстрее, чем возможность России экспортировать нефть, для чего требуется строительство новых нефтепроводов и портов. Вашингтон говорит, что он готов помочь финансировать создание российской экспортной инфраструктуры.

Но, заработав денег за несколько лет, пока держались высокие цены на нефть, российские компании не хотят отдавать свой рынок чужакам и продолжают блокировать принятие законов, которые могут защитить заокеанских инвесторов.

Представители министерства энергетики США во время встречи Буша и Путина посетили московские офисы ОАО «Лукойл», нефтяного гиганта, возглавляющего мурманский проект, и представитель российской компании заявил, что налаживающиеся российско-американские политические отношения побуждают российские компании наращивать экспорт. «Это частный проект частных нефтяных компаний, но я думаю, что все они осознают, что поддержка российского правительства и активная политика несомненно помогает расширению и развитию экономических связей», — сказал один из них.

Путь до Америки через скованную льдом Арктику гораздо короче, чем от Персидского залива до США. И в отличие от остальных мелководных российских портов, терминал Мурманска будет достаточно глубоководным, чтобы принимать трансатлантические супертанкеры, экономически выгодные для российских производителей. В начале 80гг. в Советском Союзе рассматривалась возможность строительства нефтяного терминала в Мурманском порту на Баренцевом море, но было решено, что это слишком опасно в связи с находившимися там ядерными подводными лодками. Теперь их там нет.

Высокая стоимость мурманского проекта впервые вынуждает обычно остро конкурирующие российские компании объединить усилия. Нефтяные магнаты, которые годами бились друг с другом за контроль над бывшими государственными нефтяными запасами, сегодня договорились подписать соглашение. В подписании будут участвовать: Вагит Алекперов, президент «Лукойла»; Михаил Ходорковский, глава ОАО «Юкос»; Евгений Швидлер, президент ОАО «Сибнефть»; Герман Кан, исполнительный директор «Тюменской нефтяной компании».

Суммарно компании производят более половины дневной добычи нефти, составляющей 8 млн.бар. Экспортирует Россия 5,1 млн.бар. в день.

Дополнительные порты усилят конкурентные позиции России по отношению с Саудовской Аравии, крупнейшего мирового экспортера, добывавшего с янв. по сент. в среднем 6,13 млн.бар. в день. Но в краткосрочной перспективе у Саудовской Аравии гораздо больше возможностей влиять на цены на нефть поскольку у нее есть резерв ежедневной добычи в 2,5 млн.бар. Россия же производит и экспортирует нефть на полную мощность.

«Опек», которая в 2002г. сократила производство, чтобы удержать цены, игнорирует квоты и выплескивает на рынок гораздо больше нефти. Цены продолжают держаться на уровне 30 долл. за баррель, несмотря на угрозу возможной войны в Ираке, сравнительно небольшие стратегические запасы и перспективу сезонного повышения спроса.

По данным минэнерго США в стране в этом году нефти добывалось в среднем 5,8 млн.бар. в день. Импорт в этом году в среднем составляет 9 млн.бар. в день, хотя в окт. он вырос до 9,4 млн.бар.

Климат в деловом мире остается непредсказуемым. В начале нояб. ChevronTexaco, ExxonMobil и другие компании, принимающие участие в строительстве Каспийского трубопровода, натерпелись страха, когда российская Федеральная комиссия по энергетике пригрозила взять тарифы частных экспортных трубопроводов под государственный контроль. Этот вопрос так и остался неразрешенным. Wall Street Journal, 27.11.2002.

УКРАИНА

Нефть

— По сообщению пресс-службы компании, в июле-сент. 2002г. крупнейшая нефтедобывающая компания «Укрнефть» увеличила добычу нефти с газовым конденсатом по сравнению с июлем-сент. 2001г. на 0,3%, или на 2,1 тыс.т. — до 0,708 млн.т. В янв.-сент. 2002г. «Укрнефть» сократила добычу природного газа по сравнению с янв.-сент. 2001г. на 2%, или на 48 млн.куб.м. — до 2,424 млрд.куб.м. В янв.-сент. 2002г. доля «Укрнефти» в структуре добычи нефти в Украине составила 92,6%.

Июль-сент. 2002г. «Укрнефть» закончила с чистой прибылью 152,4 млн.грн. В июле-сент. доход от реализации продукции компании составил 765,5 млн.грн. В янв.-сент. 2002г. «Укрнефть» реализовала 1,867 млн.т. нефти и газового конденсата, а также 1,882 млн.куб.м. газа. В 2001г. «Укрнефть» сократила добычу нефти на 1,9 % по сравнению с 2000г. — до 2,811 млн.т., что составило 75,8% всей добытой в Украине нефти. Компания «Укрнефть»

эксплуатирует 99 месторождений нефти и газа, в т.ч. 53 нефтяных, 30 нефтегазовых и 16 газовых.

— 6 дек. 2002г., кабмин Украины инициирует временное двукратное повышение в 2003г. ставки акцизного сбора на бензины моторные смесевые с содержанием не менее 5% высокооктановых кислородосодержащих добавок или этил-трет-бутилового эфира (А-76Ек, А-80Ек, А-92Ек, АИ-93Ек, А-95Ек, А-98Ек) — с EUR30 до EUR60 за тонну. Законопроект, предполагающий внесение соответствующих изменений в некоторые законодательные акты по взиманию акцизного сбора, зарегистрирован в парламенте Украины 5 дек. 2002г. Как отмечается в пояснительной записке, необходимость повышения акцизной ставки обусловлена тем, что украинские заводы могут перейти на производство исключительно смесевых бензинов ввиду существования двух разных акцизных ставок (30 евро — на смесевые и 60 евро — на остальные). Это повлечет за собой двукратное снижение запланированных в 2003г. поступлений в бюджет от уплаты акцизов на бензины.

Возможность перехода на производство исключительно смесевых бензинов подтверждается анализом производственной деятельности ОАО «ЛиНОС», которое выпускает 49% общеукраинского объема бензинов. Если в I пол. 2002г. «ЛиНОС» отгрузил для ООО «Тетерев-Нафта» 21,5 тыс.т. бензинов (2,6% общего выпуска) для производства смесевых бензинов (не доплатив при этом акциз), то в июле — 46,8 тыс.т. (21,3%), авг. — 98,9 тыс.т. (56%), сент. — 156,7 тыс.т. (95,6%), окт. — 160 тыс.т. (92%). По оценкам разработчиков законопроекта, лишь по ОАО «ЛиНОС» потери бюджета составили 145 млн.грн. ООО «Тетерев-Нафта», применяя ставку 20 евро (которая действует до конца 2002г.), при реализации смесевых бензинов не уплатило 97 млн.грн.

Разработчики законопроекта прогнозируют, что потребность Украины в бензинах в 2003г. составит 4,6 млн.т. Доходы бюджета при уплате акциза в 60 составили бы 1,46 млрд.грн. (при курсе 5,3 грн./евро). Применение сниженной ставки на смесевые бензины позволит производителям получить дополнительный доход в 730 млн.грн. Применение единой ставки акциза на все бензины позволит обеспечить поступления акцизного сбора в предусмотренных на 2003г. объемах.

— По данным минтопэнерго Украины, в нояб. 2002г. поставка нефти на украинские нефтеперерабатывающие заводы сократилась на 4,9% по сравнению с окт. — до 1780,9 тыс.т. Поставка украинской нефти в нояб. 2002г. осталась на уровне окт. — 193,3 тыс.т. Поставка российской нефти в Украину сократилась на 4,6% по сравнению с окт. 2002г. — до 1487,9 тыс.т., нефть из России получали все украинские НПЗ. Поставка казахстанской нефти в нояб. также сократилась на 16,6% по сравнению с окт. — до 99,8 тыс.т., казахстанскую нефть получил только Херсонский НПЗ. По сравнению с нояб. 2001г. поставки нефти на НПЗ сократилась на 3,1%.

В 2001г. поставка нефти в Украину возросла на 87,7% по сравнению с соотв. периодом 2000г. — до 15626,7 тыс.т.

— По информации минтопэнерго Украины, в нояб. 2002г. украинские нефтеперерабатывающие заводы сократили переработку нефти на 6,7% по сравнению с окт. — до 1555,2 тыс.т. По сравнению

с нояб. 2001г. украинские НПЗ сократили переработку нефти на 9,2%.

Поставка нефти на НПЗ, в тыс.т.

| | нояб. 2002г. | % к нояб. 2001г. | январь-ноябрь 2002г. | % к январю-нояб. 2001г. |
|--------------------------|--------------|------------------|----------------------|-------------------------|
| Всего | 1 780,9 | 95,1 | 19 315,8 | 135,9 |
| -украинская | 193,3 | 100 | 2 216 | 97,4 |
| -российская | 1 487,9 | 95,4 | 14 842,4 | 175,6 |
| -казахская | 99,8 | 83,4 | 2 257,3 | 64,8 |
| Использование мощности | - | - | 37,54 | 126,5 |
| Простои | 14 | - | 244 | - |
| Лисичанский НПЗ | 570,7 | 94,2 | 5 414,7 | 117,1 |
| «Укртатнефть», Кременчуг | 478,8 | 82,2 | 6 566,5 | 166,3 |
| Херсонский НПЗ | 287,5 | 103,6 | 2 270,5 | 122,8 |
| Одесский НПЗ | 252,2 | 89,2 | 2 791,7 | 138,4 |
| «Галичина», Дрогобыч | 106,2 | 112 | 1 453,9 | 147,6 |
| «Нефтехимик Прикарпатья» | 85,5 | 293,8 | 818,4 | 103,8 |

Переработка нефти и производство нефтепродуктов, тыс.т.

| | нояб. 2002г. | % к нояб. 2001г. | январь-ноябрь 2002г. | % к январю-нояб. 2001г. |
|--|--------------|------------------|----------------------|-------------------------|
|--|--------------|------------------|----------------------|-------------------------|

Переработка нефти

| | | | | |
|--------------------------|--------|------|---------|-------|
| Всего | 1555,2 | 93,3 | 17785,6 | 126,5 |
| Лисичанский НПЗ | 550 | 96,3 | 5273,5 | 113 |
| «Укртатнефть», Кременчуг | 470,4 | 93,2 | 6360,9 | 162,5 |

Бензин всего

| | | | | |
|--------------------------|-------|-------|--------|-------|
| Всего | 369,2 | 101,1 | 3954,4 | 121,3 |
| Лисичанский НПЗ | 172 | 98,8 | 1549,1 | 110,8 |
| «Укртатнефть», Кременчуг | 106 | 108,8 | 1399,5 | 147,1 |

Дизельное топливо

| | | | | |
|--------------------------|-------|------|--------|-------|
| Всего | 426,5 | 89,5 | 5113,1 | 122,2 |
| Лисичанский НПЗ | 145,3 | 91 | 1416,5 | 102,9 |
| «Укртатнефть», Кременчуг | 126,4 | 87,5 | 1835 | 155,8 |

Топочный мазут

| | | | | |
|--------------------------|-------|------|--------|-------|
| Всего | 585,2 | 98 | 6550,6 | 136,1 |
| Лисичанский НПЗ | 176,5 | 97,1 | 1647,8 | 115,9 |
| «Укртатнефть», Кременчуг | 141,8 | 84,3 | 2116,7 | 222,4 |

В окт. 2002г. украинские заводы увеличили переработку нефти на 4,3% — до 1666,6 тыс.т. В 2001г. НПЗ увеличили переработку нефти и газового конденсата на 81,3% по сравнению с 2000г. — до 15385,5 тыс.т.

— По данным минтопэнерго Украины, в нояб. 2002г. добыча нефти и газового конденсата увеличилась на 2,6% по сравнению с нояб. 2001г. — до 312,7 тыс.т. В 2001г. добыча нефти и газового конденсата в Украине увеличилась на 0,3% по сравнению с 2000г. — до 3 708,7 тыс.т.

Добыча нефти и газового конденсата в Украине, тыс.т.

| | нояб. 2002г. | % к нояб. 2001г. | январь-ноябрь 2002г. | % к январю-нояб. 2001г. |
|---------------------------------------|--------------|------------------|----------------------|-------------------------|
| Всего | 312,7 | 102,6 | 3415,9 | 101 |
| «Нефтегаз Украины» | 301,5 | 102,2 | 3295,9 | 100,8 |
| - «Укрнефть» | 231,7 | 99,4 | 2575,4 | 100,1 |
| - «Укргаздобыча» | 61,9 | 113 | 637 | 100,8 |
| - «Черноморнефтегаз» | 7,9 | 109,7 | 83,5 | 129,1 |
| Другие предприятия | 11,2 | 114,3 | 119,9 | 107,3 |
| СП «Полтавская газонефтяная компания» | 3,4 | 74,4 | 44,1 | 72,4 |
| СП «Бориславская нефтяная компания» | 1,7 | 117,9 | 18,6 | 111,7 |
| СП «Каштан Петролеум» | 1,6 | 125 | 17,1 | 246,7 |
| - «Надра Украины» | 1,3 | 139,2 | 12,8 | 104,6 |
| - «Укрнефтегазтехнология» | 1,1 | 248,8 | 9,3 | 397,8 |
| СП «Укркарпатоил» | 0,9 | 135 | 9,2 | 186,3 |
| - фирма «Пласт» | 1,1 | 293,7 | 6,2 | 133,4 |
| - «Оберон-Уголь» | 0,01 | 78,2 | 0,1 | 64,2 |

— По данным минтопэнерго Украины, в нояб. 2002г. транзит нефти через Украину увеличился на 2,4% по сравнению с окт. — до 2523,7 тыс.т.

Приднепровские нефтепроводы увеличили транзит нефти на 6,1% — до 956,5 тыс.т., нефтепровод «Дружба» — на 0,3% — до 1567,2 тыс.т. В 2001г. транзит нефти через Украину сократился на 14% по сравнению с 2000г. — до 48635,4 тыс.т.

Транзит нефти, тыс.т.

| | нояб. | окт. | янв.-нояб. 2002 |
|-----------------------------|---------|---------|-----------------|
| Всего | 2 523,7 | 2 463,5 | 24 794,2 |
| Приднепровские нефтепроводы | 956,5 | 901,7 | 9 949 |
| Нефтепровод «Дружба» | 1 567,2 | 1 561,8 | 14 845,2 |

— 25 дек. 2002г., Верховная Рада, приняв закон «О внесении изменений в некоторые законодательные акты Украины по вопросам взимания акцизного сбора», в 2003г. повысила с 30 до 60 евро/тонна акцизный сбор на смесевые бензины, содержащие не менее 5% высокооктановых кислородосодержащих добавок или этил-трибутилового эфира А-76Ек, А-80Ек, А-92Ек, АИ-93Ек, А-95Ек, А-98Ек.

В дек. 2002г. кабинет министров предложил Верховной Раде в 2003г. повысить с 30 до 60 евро/т. акцизный сбор на смесевые бензины, содержащие не менее 5% высокооктановых кислородосодержащих добавок или этил-трибутилового эфира А-76Ек, А-80Ек, А-92Ек, АИ-93Ек, А-95Ек, А-98Ек. По мнению кабмина, ставка акциза 30 евро/т. на смесевые бензины при ставке 60 евро/т. на несмесевые, стимулирует переход производителей бензина исключительно на производство смесевых бензинов с уплатой сниженной ставки акциза. По данным кабмина, ежегодная потребность Украины в бензинах составляет 4,6 млн.т. В окт. 2002г. Верховная Рада приняла закон, повышающий с 1 янв. 2003г. акцизный сбор с 20 до 30 евро/т. на бензин, содержащий высокооктановые кислородные добавки. Повышение акцизов предусмотрено по маркам бензина: А-76, А-80, А-92, АИ-93, А-95 и А-98.

— По сообщению пресс-службы минтопэнерго Украины (со ссылкой на данные гостаможслужбы Украины), за янв.-нояб. 2002г. Украина, по сравнению с соотв. периодом 2001г., сократила импорт бензинов в 1,2 раза — до 444,8 тыс.т. Импорт дизтоплива снизился в 1,6 раза — до 450,1 тыс.т.; импорт мазута снизился в 14,3 раза — до 14,5 тыс.т. За 11 мес. 2002г. объем экспорта из Украины бензинов увеличился в 5,8 раза — до 396,0 тыс.т.; дизтоплива увеличился в 1,4 раза — до 1272,3 тыс.т.; мазута — в 1,4 раза — до 5806,2 тыс.т.; нефти — в 5,2 раза — до 389,6 тыс.т. В нояб. 2002г. импорт бензинов составил 62,7 тыс.т.; ДТ — 26,1 тыс.т. Экспорт бензинов составил 11,2 тыс.т.; ДТ — 93,8 тыс.т.

Газ

— По данным гостаможслужбы Украины, в окт. 2002г. Украина сократила импорт газовых углеводородов вдвое по сравнению с аналог. периодом 2001г. — с 500,977 млн. до 256 млн.долл. Импорт газа из России вырос на 60% (с 79,36 млн. до 127,977 млн.долл.), тогда как из Туркменистана сократился в 1,7 раза (с 388,8 млн. до 119,3 млн.долл.). В окт. 2002г. Украина импортировала газовые углеводороды на 6,2 млн.долл. из США, тогда как в окт. 2001г. — на 25,4 млн.долл. из Узбекистана. Всего в янв.-окт. 2002г. Украина импортировала газовые углеводороды на 2,681 млрд.долл., в частности, из России — на 1,221 млн.долл., Туркменистана — на 1367 млн.долл.,

США — на 60,2 млн.долл. Экспорт этих углеводородов в окт. 2002г. возрос в 2,8 раза — с 3 млн. до 8,8 млн.долл., в частности в Польшу — с 0,9 млн. до 3,1 млн.долл. Всего за 10 мес. 2002г. Украина экспортировала газовые углеводороды на 95,95 млн.долл. в Венгрию — на 46,32 млн.долл., Польшу — на 24 млн.долл., Германию — на 7 млн.долл.

Добыча газа в Украине, в млн.куб.м.

| | нояб. 2002г. | % к нояб. 2001г. | янв.-нояб. 2002г. | % к янв.-нояб. 2001г. |
|---|--------------|------------------|-------------------|-----------------------|
| Всего | 1 563,5 | 101,6 | 16 970,6 | 101,1 |
| «Нефтегаз Украины» | 1 486,9 | 100,6 | 16 242,1 | 100,5 |
| - «Укрнефть» | 270,8 | 101,3 | 2 975,5 | 98,5 |
| - «Укргаздобыча» | 1 144,7 | 100,1 | 12 530,8 | 100,9 |
| - «Черноморнефтегаз» | 71,4 | 108 | 735,8 | 102,4 |
| Другие предприятия | 76,6 | 123,7 | 728,5 | 116,6 |
| - СП «Полтавская газонефтяная компания» | 19,4 | 95,6 | 225,3 | 94,9 |
| - «Укрнефтегазтехнология» | 23,3 | 141,5 | 218,7 | 252,5 |
| - «Надра Украины» | 12,9 | 101 | 123,4 | 79,6 |
| - фирма «Пласт» | 13,5 | 274,4 | 84,9 | 131,7 |
| - СП «Бориславская нефтяная компания» | 2,8 | 121,9 | 27,3 | 104,5 |
| - СП «Дельта» | 3,2 | 88,2 | 32,5 | 81,1 |
| - СП «Укркарпатойл» | 0,6 | 117,8 | 7,3 | 141 |
| - «Оберон-Уголь» | 0,6 | 77,8 | 7,6 | 79,9 |
| - СП «Каштан Петролеум» | 0,1 | 125,7 | 1,4 | 246,2 |

По данным минтопэнерго Украины, в янв.-окт. 2002г. Украина увеличила импорт природного газа на 2,1 млрд.куб.м. по сравнению с аналог. периодом 2001г. — до 48,5 млрд.куб.м. Импорт из Туркменистана возрос — с 14,1 млрд.куб.м. до 16,3 млрд.куб.м. МЭК «Итера» увеличила поставки — с 14,8 млрд.куб.м. до 10,9 млрд.куб.м. В качестве платы за транзит российского газа за 10 мес. 2002г. поступило 21,3 млрд.куб.м. по сравнению с 18 млрд.куб.м. в 2001г. В 2002г. Украина также экспортирует природный газ в Венгрию, Румынию и Германию, однако его объемы не разглашаются.

— По данным минтопэнерго Украины, в нояб. 2002г. добыча газа в Украине увеличилась на 1,6% по сравнению с нояб. 2001г. — до 1563,5 млн.куб.м. В 2001г. добыча газа в Украине увеличилась на 1,6% по сравнению с 2000г. — до 18348,6 млн. куб.м.

— 25 дек. 2002г., кабинет министров в проекте бюджета на 2003г. который он передал для повторного чтения, предлагает Верховной Раде оставить для газо-нефтедобывающих предприятий рентную плату за природный газ на уровне 28,9 гривны/1 тыс.куб.м. Кабмин освободил от уплаты ренты компанию «Черноморнефтегаз», 100% акций которой принадлежит госкомпания «Нефтегаз Украины». Кабмин также оставил для газо-нефтедобывающих предприятий рентную плату за нефть на уровне 52,02 грн/т.

Ранее кабмин (под руководством А.Кинаха) в проекте госбюджета-2003 уже устанавливал рентную плату за газ на уровне 28,9 грн/1 тыс.куб.м., однако Верховная Рада снизила ее в принятом во втором чтении госбюджете-2003 на 50% — до 14,45 грн/1 тыс.куб.м. Кабмин также предлагал взимать с «Черноморнефтегаза» ренту за добычу нефти в 52,02 грн. за 1 т., добычу газа — 28,9 грн. за 1 тыс.куб.м. «Черноморнефтегаз» был освобожден от уплаты ренты для увеличения финансирования мероприятий по разведке и добыче месторождений нефти и газа на шельфе Черного моря.

Химпром

— По данным Черкасского ГНИИТЭИхимпром, в апр. 2003г. производство аммиака увеличилось на 18%, или 66,03 тыс.т. по сравнению с апр. 2002г. — до 423,6 тыс.т. В янв.-апр. 2003г. производство аммиака увеличилось по сравнению с аналогичным периодом 2002г. на 14%, или 208,74 тыс.т. — до 1670,9 тыс.т.

В марте 2002г. производство аммиака увеличилось на 23%, или на 80,85 тыс.т. по сравнению с мартом 2002г. — до 430,77 тыс.т. В 2002г. производство аммиака осталось на уровне производства 2001г. — 4489,1 тыс.т.

Производство аммиака

| | апр. 2003г. | в% к апр. 2002г. | I-IV 2003г. | в% к I-IV 2002г. |
|----------------------------|-------------|------------------|-------------|------------------|
| Всего (тыс.т.) | 423,60 | 118 | 1670,90 | 114 |
| «Стирол» | 107,45 | 131 | 401,74 | 113 |
| Северодонецкий «Азот» | 84,50 | 181 | 322,32 | 176 |
| Одесский припортовый завод | 86,63 | 95 | 362,73 | 100 |
| Черкасский «Азот» | 73,74 | 106 | 300,00 | 103 |
| «Днепроазот» | 44,17 | 103 | 177,35 | 105 |
| «Ровноазот» | 27,11 | 106 | 106,84 | 105 |

— По сообщению Черкасского ГНИИТЭИхимпром, в апр. 2003г. производство аммиачной селитры сократилось на 18%, или 32,02 тыс.т. по сравнению с апр. 2002г. — до 149,9 тыс.т. (в физическом весе). В янв.-апр. 2003г. производство аммиачной селитры увеличилось на 0,1%, или на 1,03 тыс.т. по сравнению с соответствующим периодом 2002г. — до 772,3 тыс.т.

В марте 2003г. производство аммиачной селитры сократилось на 6,3 тыс.т., или на 3% по сравнению с мартом 2002г. — до 217,7 тыс.т. В 2002г. производство аммиачной селитры увеличилось на 36%, или на 541,5 тыс.т. по сравнению с 2001г. — до 2063,4 тыс.т. Аммиачная селитра — азотное удобрение, спрос на которое традиционно увеличивается в начале весны и осенью.

Производство аммиачной селитры

| | апр. 2003г. | в% к апр. 2002г. | I-IV 2003г. | в% к I-IV 2002г. |
|-----------------------|-------------|------------------|-------------|------------------|
| Всего (тыс.т.) | 149,90 | 82 | 772,30 | 100 |
| Черкасский «Азот» | 53,18 | 73 | 330,72 | 114 |
| Северодонецкий «Азот» | 33,60 | 117 | 167,85 | 113 |
| «Ровноазот» | 41,60 | 132 | 152,96 | 120 |
| «Стирол» | 21,51 | 44 | 120,78 | 59 |

— По данным Черкасского ГНИИТЭИхимпром, в апр. 2003г. производство карбамида увеличилось на 21%, или 54,23 тыс.т. по сравнению с апр. 2002г. — до 314,03 тыс.т. (в физическом весе). В янв.-апр. 2003г. производство карбамида увеличилось на 13%, или на 143,28 тыс.т. по сравнению с аналогичным периодом 2002г. — до 1231,58 тыс.т.

В марте 2003г. производство карбамида увеличилось на 15%, или на 40,35 тыс.т. по сравнению с мартом 2002г. до 307,85 тыс.т. В 2002г. производство карбамида увеличилось на 4%, или на 126,3 тыс.т. по сравнению с 2001г. до 3 228,6 тыс.т.

Производство карбамида

| | апр. 2003г. | в% к апр. 2002г. | I-IV 2003г. | в% к I-IV 2002г. |
|----------------------------|-------------|------------------|-------------|------------------|
| Всего (тыс.т.) | 314,03 | 121 | 1231,58 | 113 |
| «Стирол» | 86,31 | 150 | 315,10 | 134 |
| «Днепроазот» | 62,66 | 102 | 251,60 | 102 |
| Одесский припортовый завод | 70,90 | 107 | 288,26 | 106 |
| Черкасский «Азот» | 64,10 | 106 | 256,40 | 105 |
| Северодонецкий «Азот» | 30,10 | 210 | 120,20 | 130 |

— По данным госкомстата Украины, в марте 2003г. производство серной кислоты увеличилось на 12,3 тыс.т., или 23,5% по сравнению с мартом

2002г. — до 64,6 тыс.т. Кроме химпредприятий серную кислоту выпускают коксохимзаводы, которые произвели в марте 10,18 тыс.т. серной кислоты, увеличив производство на 0,3% по сравнению с мартом 2002г., а также предприятия цветмета и др. мелкие предприятия. Общее производство серной кислоты в марте 2003г. по сравнению с фев. увеличилось на 2,7%, или на 1,7 тыс.т. В янв.-марте 2003г. производство серной кислоты сократилось на 18,4% по сравнению с аналогичным периодом 2002г. — до 191 тыс.т.

В фев. 2003г. производство серной кислоты сократилось на 24,1% по сравнению с фев. 2002г. — до 62,9 тыс.т. В 2002г. производство серной кислоты сократилось на 9,9% по сравнению с 2001г. — до 937 тыс.т. По данным Черкасского ГНИИТЭИхимпром, в Украине основными производителями серной кислоты являются предприятия «Титан» (Крым) и «Сумыхимпром».

Производство серной кислоты

| | март 2003г. | в% к марту 2002г. | I-III 2003г. | в% к I-III 2002г. |
|------------------------------|-------------|-------------------|--------------|-------------------|
| Всего , т. | 34,6 | 101 | 127,97 | 73 |
| «Сумыхимпром» | 15,5 | 94 | 38,72 | 69 |
| Концерн «Стирол» | 3,33 | - | 42,03 | 185 |
| «Ровноазот» | 0 | - | 0 | - |
| «Титан» | 15,36 | 95 | 46,02 | 86 |
| Роздольская «Сера» | 0 | - | 0 | - |
| Константиновский госхимзавод | 0,4 | 27 | 1,2 | 3 |

— По данным Черкасского ГНИИТЭИхимпром, в марте 2003г. украинские предприятия произвели 14 тыс.т. суперфосфатов. По сравнению с фев. 2003г., в марте предприятия увеличили производство суперфосфатов на 8 тыс.т., или на 133,3% — до 14 тыс.т. Единственным производителем суперфосфатов в марте осталась компания «Сумыхимпром». В янв.-марте 2003г. предприятия произвели 20 тыс.т. суперфосфатов.

В янв.-марте 2003г. украинские предприятия не производили суперфосфаты. В фев. 2003г. предприятия произвели 6 тыс.т. суперфосфатов. В 2002г. производство суперфосфатов сократилось на 75% по сравнению с 2001г. — до 36,9 тыс.т. Суперфосфаты — фосфатное удобрение, спрос на которое традиционно увеличивается в начале весны и осенью.

— По информации Черкасского ГНИИТЭИхимпрома, в марте 2003г. производство калийных удобрений увеличилось на 160% по сравнению с мартом 2002г. — до 0,834 тыс.т. В марте калийные удобрения выпускала компания «Сумыхимпром» и Стебникский завод «Полиминерал». В марте 2003г. «Полиминерал» сократил производство калийных удобрений на 48% по сравнению с мартом 2002г. — до 0,166 тыс.т. В янв.-марте 2003г. производство калийных удобрений увеличилось на 245% по сравнению с янв.-мартом 2002г. — до 2,509 тыс.т.

Производство калийных удобрений, в т.

| | март 2003г. | в% к марту 2002г. | I-III 2003г. | в% к I-III 2002г. |
|------------------------|-------------|-------------------|--------------|-------------------|
| Всего (тыс.т.) | 0,834 | 260 | 2,509 | 345 |
| «Сумыхимпром» | 0,668 | - | 2,003 | - |
| Стебникское ГХП | | | | |
| «Полиминерал» | 0,166 | 52 | 0,506 | 81 |
| Калушское ОАО «Ориана» | 0 | - | 0 | - |

В фев. 2003г. производство калийных удобрений увеличилось на 306% по сравнению с фев. 2002г. — до 1,23 тыс.т. В Украине калийные удобрения выпускают компании «Сумыхимпром», Стебникский «Полиминерал» и Калушская «Ори-

ана». В 2002г. производство калийных удобрений сократилось на 69% по сравнению с 2001г. — до 6,54 тыс.т.

— По данным Черкасского ГНИИТЭИхимпрома, в марте 2003г. производство кордной ткани увеличилось на 70%, или на 753 тыс. кв.м. по сравнению с мартом 2002г. — до 1822 тыс. кв.м. В янв.-марте 2003г. производство кордной ткани сократилось на 11%, или 261 тыс. кв.м. по сравнению с соответствующим периодом 2002г. — до 2161 тыс. кв.м. В фев. 2003г. производство кордной ткани сократилось на 61%, или на 536 тыс. кв.м. — до 339 тыс. кв.м. 2002г. крупнейший производитель кордной ткани для производства шин — предприятие «Черниговское Химволокно» (Чернигов) закончило с убытком 15,629 млн.грн.

В 2002г. «Черниговское Химволокно» сократило производство на 19,6%, или на 23,45 млн.грн. по сравнению с 2001г. — до 96,2 млн.грн., а произвело товарной продукции на 66,9 млн.грн. Кордная ткань используется для производства автомобильных и авиационных шин. Сейчас кордную ткань в Украине производит только «Черниговское Химволокно». В 2002г. производство кордной ткани сократилось на 34%, или 5638 тыс. кв.м. по сравнению с 2001г. — до 11070 тыс. кв.м.

— По информации Черкасского ГНИИТЭИхимпрома, в марте 2003г. производство химических текстильных нитей сократилось на 6%, или на 79 т. по сравнению с мартом 2002г. — до 1340 т. В янв.-марте 2003г. производство химических текстильных нитей сократилось на 10%, или на 413 т. по сравнению с янв.-мартом 2002г. — до 3815 т.

В фев. 2003г. производство химических текстильных нитей сократилось на 11%, или на 154 т. по сравнению с фев. 2002г. — до 1178 т. В 2002г. производство химических текстильных нитей сократилось на 1% по сравнению с 2001г. — до 16001 т.

Производство химических текстильных нитей

март 2003г. в% к марту 2002г. I-III 2003г. в% к I-III 2002г.

| | | | | |
|---------------------------|------|----|------|----|
| Всего (т.) | 1340 | 94 | 3815 | 90 |
| Черкасское «Химволокно» | 1263 | 95 | 3730 | 95 |
| «Черниговское Химволокно» | 77 | 87 | 85 | 29 |

Производство лакокрасочных материалов, в т.

март 2003г. % к марту 2002г. I-III 2003г. % к I-III 2002г.

| | | | | |
|--|------|-----|---------|-----|
| Всего (т.) | 4285 | 91 | 10723,2 | 90 |
| ОАО «Днепропетровский лакокрасочный завод» | 3415 | 102 | 8805 | 100 |
| «Сумыхимпром» | 705 | 83 | 1407 | 60 |
| ЗАО «Нифар» | 110 | 61 | 294 | 100 |
| Запорожское ГП «Кремнийполимер» | 40 | 29 | 153 | 93 |
| Черкасский госзавод химреактивов | 0 | - | 39,2 | 62 |
| Северодонецкое ГПП «Объединение «Азот» | 15 | 30 | 25 | 50 |
| ОАО «ПО Фирма «Элакс» | 0 | - | 0 | - |
| ОАО «Шосткинский завод химреактивов» | 0 | - | 0 | - |
| ОАО «Затиссянский химзавод» | 0 | - | 0 | - |

— По данным Черкасского ГНИИТЭИхимпрома, в марте 2003г. производство лакокрасочных материалов сократилось на 9% по сравнению с мартом 2002г. — до 4,285 тыс.т. В янв.-марте 2003г. производство лакокрасочных материалов сократилось на 10% по сравнению с янв.-мартом 2002г. — до 10,723 тыс.т. В фев. 2003г. производство лако-

красочных материалов увеличилось на 2% по сравнению с фев. 2002г. — до 3,921 тыс.т. В Украине крупнейшими производителями лакокрасочных материалов является Днепропетровский лакокрасочный завод, «Сумыхимпром», «Лакма» (Киев), ЗАО «Нифар» (Нежин, Черниговская обл.) и «Кремнийполимер» (Запорожье). В 2002г. производство лакокрасочных материалов сократилось на 10% по сравнению с 2001г. — до 49,152 тыс.т.

— По данным Черкасского ГНИИТЭИхимпрома, в марте 2003г. производство двуокиси титана сократилось на 30%, или на 2,04 тыс.т. по сравнению с мартом 2002г. — до 4,73 тыс.т. В янв.-марте 2003г. производство двуокиси титана сократилось на 32%, или на 6,17 тыс.т. по сравнению с янв.-мартом 2002г. — до 13,23 тыс.т.

В фев. 2003г. производство двуокиси титана сократилось на 37%, или на 2,43 тыс.т. по сравнению с фев. 2002г. — до 4,18 тыс.т. В 2002г. производство двуокиси титана сократилось на 20%, или на 18,4 тыс.т. по сравнению с 2001г. — до 72,5 тыс.т. Двуокись титана используется для производства лакокрасочных материалов, бумаги, пластмасс, резины, а также в строительстве.

Производство двуокиси титана, в тыс.т.

март 2003г. в% к марту 2002г. I-III 2003г. в% к I-III 2002г.

| | | | | |
|-----------------------|------|----|-------|-----|
| Всего (тыс.т.) | 4,73 | 70 | 13,23 | 91 |
| «Сумыхимпром» | 1,53 | 59 | 4,55 | 50 |
| «Титан» | 3,20 | 77 | 8,68 | 839 |

— По данным Черкасского ГНИИТЭИхимпрома, в марте 2003г. производство автомобильных шин всех видов сократилось на 27%, или на 169,2 тыс. шт. по сравнению с мартом 2002г. — до 458,9 тыс. шт. В янв.-марте 2003г. производство шин всех видов сократилось на 20%, или на 337,6 тыс. шт. по сравнению с соответствующим периодом 2002г. — до 1365,8 тыс. шт.

В фев. 2003г. производство автомобильных шин всех видов сократилось на 13% по сравнению с фев. 2002г. — до 457,6 тыс. шт. В 2002г. производство шин всех видов сократилось на 8%, или на 638,7 тыс. шт. по сравнению с 2001г. — до 6 610,4 тыс. шт.

Производство автомобильных шин, тыс. шт.

март 2003г. в% к марту 2002г. I-III 2003г. в% к I-III 2002г.

| | | | | |
|-----------------------|-------|-----|--------|-----|
| Всего | 458,9 | 73 | 1365,8 | 80 |
| «Росава» | 306,5 | 63 | 959,7 | 71 |
| «Днепрошина» | 152,4 | 109 | 406,1 | 114 |
| «Валса» | 0 | - | 0 | - |
| Днепропетр. ПО «Шина» | 0 | - | 0 | - |

Для грузовых автомобилей

| | | | | |
|-----------------------|------|-----|-------|-----|
| Всего | 50,1 | 96 | 137,2 | 112 |
| «Днепрошина» | 50,1 | 117 | 137,2 | 125 |
| «Росава» | 0 | - | 0 | - |
| «Валса» | 0 | - | 0 | - |
| Днепропетр. ПО «Шина» | 0 | - | 0 | - |

Для легковых автомобилей

| | | | | |
|--------------|-------|----|--------|----|
| Всего | 349,6 | 67 | 1079,1 | 73 |
| «Росава» | 304,5 | 64 | 957,7 | 72 |
| «Днепрошина» | 45,1 | 99 | 121,4 | 91 |
| «Валса» | 0 | - | 0 | - |

Для с/х автомобилей

| | | | | |
|--------------|------|----|----|----|
| Всего | 37,2 | 81 | 86 | 84 |
| «Днепрошина» | 35,6 | 77 | 84 | 82 |
| «Росава» | 1,6 | - | 2 | - |
| «Валса» | 0 | - | 0 | - |

Для мотоциклов и мотороллеров

| | | | | |
|--------------|------|-----|------|-----|
| Всего | 21,6 | 415 | 63,5 | 655 |
| «Днепрошина» | 21,6 | 415 | 63,5 | 655 |
| «Валса» | 0 | - | 0 | - |

– По сообщению Черкасского ГНИИТЭИхимпрома, в апр. 2003г. производство кальцинированной соды увеличилось на 45%, или на 20,8 тыс.т. по сравнению с апр. 2002г. – до 67 тыс.т. (100%, без поташа). В янв.-апр. 2003г. производство кальцинированной соды сократилось на 8%, или на 16,86 тыс.т. по сравнению с соответствующим периодом 2002г. до 204,7 тыс.т. В марте 2003г. производство кальцинированной соды сократилось на 34% по сравнению с мартом 2002г. – до 38,92 тыс.т. В 2002г. производство кальцинированной соды увеличилось на 4%, или на 28,5 тыс.т. по сравнению с 2001г. – до 678,4 тыс.т.

Производство кальцинированной соды в апр., тыс.т.:

| | апр. 2003г. | в% к апр. 2002г. | I-IV 2003г. | в% к I-IV 2002г. |
|-----------------------------|-------------|------------------|-------------|------------------|
| Всего | 67 | 145 | 204,7 | 92 |
| Крымский содовый завод..... | 50,4 | 134 | 158 | 94 |
| «Лисичанская сода»..... | 16,6 | 191 | 46,7 | 86 |

– По данным Черкасского ГНИИТЭИхимпрома, в апр. 2003г. производство каустической соды увеличилось на 2% по сравнению с апр. 2002г. – до 12,97 тыс.т. В янв.-апр. 2003г. производство каустической соды увеличилось на 18% по сравнению с аналогичным периодом 2002г. до 46,69 тыс.т.

В марте 2003г. производство каустической соды увеличилось на 5% по сравнению с мартом 2002г. – до 11,04 тыс.т. В 2002г. производство каустической соды осталось на уровне 2001г. – 133,3 тыс.т. Каустическая сода используется в пищевом, производстве целлюлозы, красителей, в химпроме и металлургии.

Производство каустической соды

| | апр. 2003г. | в% к апр. 2002г. | I-IV 2003г. | в% к I-IV 2002г. |
|-----------------------------|-------------|------------------|-------------|------------------|
| Всего (тыс.т.)..... | 12,97 | 102 | 46,69 | 118 |
| «Ориана»..... | 7,62 | 152 | 24,32 | 169 |
| «Днепроазот»..... | 3,48 | 73 | 13,89 | 80 |
| Первомайский «Химпром»..... | 1,87 | 64 | 8,48 | 112 |

– По данным Черкасского ГНИИТЭИхимпрома, в апр. 2003г. производство калийных удобрений увеличилось на 156% по сравнению с апр. 2002г. – до 1,28 тыс.т. В янв.-апр. 2003г. производство калийных удобрений увеличилось на 208% по сравнению с янв.-апр. 2002г. – до 3,79 тыс.т.

В марте 2003г. производство калийных удобрений увеличилось на 160% по сравнению с мартом 2002г. – до 0,834 тыс.т. В Украине калийные удобрения выпускают компании «Сумыхимпром», Стебникский «Полиминерал» и Калушская «Ориана». В 2002г. производство калийных удобрений сократилось на 69% по сравнению с 2001г. – до 6,54 тыс.т.

Производство калийных удобрений, тыс.т.

| | апр. 2003г. | в% к апр. 2002г. | I-IV 2003г. | в% к I-IV 2002г. |
|-----------------------------|-------------|------------------|-------------|------------------|
| Всего (тыс.т.)..... | 1,28 | 256 | 3,79 | 308 |
| «Сумыхимпром»..... | 1,13 | - | 3,13 | - |
| Стебникское ГХП..... | 0,15 | 30 | 0,66 | 59 |
| Калушское ОАО «Ориана»..... | 0,00 | - | 0,00 | - |

– По сообщению Черкасского ГНИИТЭИхимпрома, в апр. 2003г. украинские предприятия не производили суперфосфаты. В апр. 2002г. предприятия произвели 10,75 тыс.т. суперфосфатов.

В янв.-апр. 2003г. предприятия увеличили производство суперфосфатов по сравнению с аналогичным периодом пред.г. на 86% до 20 тыс.т. В марте 2003г. предприятия произвели 14 тыс.т. суперфосфатов. В 2002г. производство суперфосфатов сократилось на 75% по сравнению с 2001г. – до 36,9 тыс.т. Суперфосфаты – фосфатное удобрение,

спрос на которое традиционно увеличивается в начале весны и осенью.

– По сообщению Черкасского ГНИИТЭИхимпрома, в апр. 2003г. производство кордной ткани увеличилось на 63%, или на 686 тыс. кв.м. по сравнению с апр. 2002г. – до 1769 тыс. кв.м. В янв.-апр. 2003г. производство кордной ткани увеличилось на 12%, или 425 тыс. кв.м. по сравнению с соответствующим периодом 2002г. – до 3930 тыс. кв.м.

В марте 2003г. производство кордной ткани увеличилось на 70%, или на 753 тыс. кв.м. – до 1822 тыс. кв.м. Крупнейший производитель кордной ткани для производства шин – предприятие «Черниговское Химволокно» закончило с убытком 15,629 млн.грн. В 2002г. «Черниговское Химволокно» сократило производство на 19,6%, или на 23,45 млн.грн. по сравнению с 2001г. – до 96,2 млн.грн. В 2002г. предприятие произвело товарной продукции на 66,9 млн.грн. Сейчас кордную ткань в Украине производит только «Черниговское Химволокно». В 2002г. производство кордной ткани сократилось на 34%, или 5638 тыс. кв.м. по сравнению с 2001г. – до 11070 тыс. кв.м.

– По данным госкомстата Украины, в марте 2003г. экспорт аммиака увеличился на 87,3 тыс.т., или на 94,2% по сравнению с мартом 2002г. – до 180 тыс.т., поступления от экспорта увеличились на 17,6 млн.долл., или на 231,6% – до 25,2 млн.долл. По сравнению с фев. 2003г. экспорт аммиака в марте увеличился на 41,4 тыс.т., или на 29,9% до 180 тыс.т. Одним из крупных импортеров аммиака в марте были США, на долю которых пришлось 38,1% от общего объема экспорта, а также Турция – 16,6% от общего экспорта. В янв.-марте 2003г. экспорт аммиака увеличился на 45,7% по сравнению с аналогичным периодом 2002г. – до 501,2 тыс.т. на 65,2 млн.долл. (янв.-март 2002г. – 344 тыс.т. на 28,8 млн.долл.).

В фев. 2003г. экспорт аммиака увеличился на 9,8 тыс.т., или на 7,6% по сравнению с фев. 2002г. – до 138,6 тыс.т. В 2002г. экспорт аммиака сократился на 10,8% по сравнению с 2001г. – до 1548 тыс.т. на 159,6 млн.долл. (2001г. – 1 736 тыс.т. на 215,2 млн.долл.). В марте 2003г. средняя экспортная индикативная цена аммиака составляла 143-150 долл/т, в марте 2002г. – 70-75 долл/т. В марте 2003г. производство аммиака увеличилось на 80,85 тыс.т., или на 23% по сравнению с мартом 2002г. – до 430,77 тыс.т. В янв.-марте 2003г. производство аммиака увеличилось по сравнению с аналогичным периодом 2002г. на 13%, или 141,76 тыс.т. – до 1246,35 тыс.т.

– По данным госкомстата Украины, в марте 2003г. экспорт аммиачной селитры увеличился на 129,7%, или 62,24 тыс.т. по сравнению с мартом 2002г. – до 110,220 тыс.т. В марте поступления от экспорта увеличились на 156,2%, или 5,678 млн.долл. по сравнению с мартом 2002г. – до 9,312 млн.долл. По сравнению с фев. 2003г. экспорт аммиачной селитры в марте сократился на 3,3%, или на 3,73 тыс.т. Самым крупным импортером аммиачной селитры в марте оставалась Турция, на долю которой пришлось 61,1% от общего объема экспорта. В марте 2003г. экспорт аммиачной селитры в Турцию увеличился на 190,8% по сравнению с мартом 2002г. и на 42,8% по сравнению с фев. 2003г. – до 67,313 тыс.т. В янв.-марте 2003г. экспорт аммиачной селитры увеличился на 54,4% по сравнению с аналогичным периодом 2002г. – до

362,003 тыс.т. на 29,175 млн.долл. (январь-март 2002г. — 234,488 тыс.т. на 16,925 млн.долл.).

Экспорт аммиака в марте

| | Март 2003г. | | Фев. 2003г. | | Март 2002г. | |
|--------------------|-------------|-----------|-------------|-----------|-------------|-----------|
| | тыс.т. | млн.долл. | тыс.т. | млн.долл. | тыс.т. | млн.долл. |
| Всего | 180 | 25,2 | 92,7 | 7,6 | 138,6 | 17,5 |
| США..... | 68,6 | 9,8 | 0 | 0 | 24,9 | 3,2 |
| Турция..... | 29,9 | 4,3 | 38,7 | 3,2 | 47,3 | 6 |
| Испания..... | 23,9 | 3,3 | 22,1 | 1,6 | 15,9 | 2 |
| Марокко..... | 18,6 | 2,7 | 0 | 0 | 32,3 | 4 |
| Бельгия..... | 17,8 | 2,3 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Сенегал..... | 8,2 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Франция..... | 7,9 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Словакия..... | 2,8 | 0,4 | 1,1 | 0,1 | 2,4 | 0,3 |
| Тунис..... | 2 | 0,3 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Польша..... | 0,3 | 0,04 | 9,3 | 0,9 | 2,1 | 0,3 |
| Греция..... | 0 | 0 | 8,1 | 0,6 | 10 | 1,2 |
| Италия..... | 0 | 0 | 8 | 0,6 | 3,7 | 0,4 |
| Норвегия..... | 0 | 0 | 4,4 | 0,5 | 0 | 0 |
| Чехия..... | 0 | 0 | 1,1 | 0,1 | 0 | 0 |

Экспорт аммиачной селитры

| | Март 2003г. | | Фев. 2003г. | | Март 2002г. | |
|---------------------|-------------|-----------|-------------|-----------|-------------|-----------|
| | тыс.т. | млн.долл. | тыс.т. | млн.долл. | тыс.т. | млн.долл. |
| Всего | 110,220 | 9,312 | 47,980 | 3,634 | 113,950 | 9,667 |
| Турция..... | 67,313 | 5,615 | 23,144 | 1,700 | 47,134 | 4,258 |
| Туркменистан..... | 15,559 | 1,312 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Польша..... | 12,892 | 1,163 | 16,671 | 1,261 | 18,383 | 1,514 |
| Бразилия..... | 5,000 | 0,350 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Венгрия..... | 3,500 | 0,321 | 0,000 | 0,000 | 13,709 | 1,049 |
| Израиль..... | 3,049 | 0,262 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Австралия..... | 1,206 | 0,126 | 0,000 | 0,000 | 0,828 | 0,088 |
| Румыния..... | 0,974 | 0,092 | 0,508 | 0,044 | 2,242 | 0,192 |
| Молдова..... | 0,725 | 0,066 | 7,337 | 0,600 | 6,579 | 0,505 |
| Россия..... | 0,003 | 0,004 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Словакия..... | 0,000 | 0,000 | 0,192 | 0,016 | 3,628 | 0,329 |
| Азербайджан..... | 0,000 | 0,000 | 0,128 | 0,011 | 0,000 | 0,000 |
| Беларусь..... | 0,000 | 0,000 | 0,001 | 0,002 | 0,003 | 0,004 |
| Мексика..... | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 5,500 | 0,385 |
| Марокко..... | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 5,500 | 0,444 |
| Коста-Рика..... | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 5,499 | 0,488 |
| Великобритания..... | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 4,944 | 0,411 |

В фев. 2003г. экспорт аммиачной селитры увеличился на 32%, или 27,598 тыс.т. по сравнению с фев. 2002г. — до 113,950 тыс.т. В 2002г. экспорт аммиачной селитры увеличился на 149,9% по сравнению с 2001г. — до 1 294,604 тыс.т. на 90,756 млн.долл. (2001г.— 517,941 тыс.т. на 32,089 млн.долл.). В марте 2003г. производство аммиачной селитры сократилось на 3% по сравнению с мартом 2002г. — до 217,7 тыс.т. В январь-марте 2003г. производство аммиачной селитры увеличилось на 6% по сравнению с соответствующим периодом 2002г. — до 624,4 тыс.т.

— По данным госкомстата Украины, в марте 2003г. экспорт карбамида сократился на 13,5%, или на 46,326 тыс.т. по сравнению с мартом 2002г. — до 298,006 тыс.т. Поступления от экспорта в марте увеличились на 14,2%, или на 4,692 млн.долл. по сравнению с фев. 2002г. — до 37,776 млн.долл. Основным импортером украинского карбамида в марте был Вьетнам — 47,6% от общего объема экспорта. По сравнению с фев. 2003г. экспорт карбамида в марте сократился на 0,01%, или на 0,022 тыс.т. В январь-марте 2003г. экспорт карбамида увеличился на 19,4% по сравнению с соответствующим периодом 2002г. — до 939,512 тыс.т. на 103,094 млн.долл. (январь-март 2002г. — 786,760 тыс.т. на 77,934 млн.долл.).

В фев. 2003г. экспорт карбамида увеличился на 13,9%, или на 36,384 тыс.т. по сравнению с фев. 2002г. — до 298,028 тыс.т. В 2002г. экспорт карбамида увеличился на 2,2% по сравнению с 2001г. — до 3074,966 тыс.т. на 289,495 млн.долл. (2001г.— 3008,554 тыс.т. на 280,048 млн.долл.). В марте 2003г. индикативная цена на карбамид составляла 130-135 долл/т, в марте 2002г. — 88-95 долл/т, FOB порт «Южный». В марте 2003г. производство карбамида увеличилось на 15%, или 40,35 тыс.т. по сравнению с мартом 2002г. — до 307,85 тыс.т. (в физическом весе). В январь-марте 2003г. производство карбамида увеличилось на 11%, или на 90,08 тыс.т. по сравнению с аналогичным периодом 2002г. — до 918,55 тыс.т.

Экспорт карбамида

| | Март 2003г. | | Фев. 2003г. | | Март 2002г. | |
|--------------------|-------------|-----------|-------------|-----------|-------------|-----------|
| | тыс.т. | млн.долл. | тыс.т. | млн.долл. | тыс.т. | млн.долл. |
| Всего | 298,006 | 37,776 | 344,332 | 33,084 | 298,028 | 31,986 |
| Вьетнам..... | 141,720 | 18,419 | 69,534 | 6,658 | 0,000 | 0,000 |
| Мексика..... | 50,372 | 6,373 | 5,154 | 0,454 | 66,840 | 7,255 |
| Бразилия..... | 33,301 | 4,322 | 0,000 | 0,000 | 146,293 | 15,511 |
| Колумбия..... | 21,999 | 2,860 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Эквадор..... | 13,799 | 1,670 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |

— По данным госкомстата Украины, в марте 2003г. экспорт кальцинированной соды увеличился на 30%, или на 5,844 тыс.т. по сравнению с мартом 2002г. — до 25,331 тыс.т., поступления от экспорта — на 15,9%, или 0,315 млн.долл. — до 2,298 млн.долл. По сравнению с фев. 2003г. экспорт кальцинированной соды в марте увеличился на 9,9%, или 2,285 тыс.т. В марте основным импортером украинской кальцинированной соды была Испания, ее доля в общем объеме экспорта составила 25% (в марте 2002г. кальцинированная сода в Испанию не экспортировалась). В январь-марте 2003г. экспорт кальцинированной соды сократился на 1% по сравнению с соответствующим периодом 2002г. — до 74,399 тыс.т. на 6,911 млн.долл. (январь-март 2002г. — 75,149 тыс.т. на 7,535 млн.долл.).

Экспорт кальцинированной соды

| | Март 2003г. | | Фев. 2003г. | | Март 2002г. | |
|---------------------|-------------|-----------|-------------|-----------|-------------|-----------|
| | тыс.т. | млн.долл. | тыс.т. | млн.долл. | тыс.т. | млн.долл. |
| Всего | 25,331 | 2,298 | 19,487 | 1,983 | 23,046 | 2,149 |
| Испания..... | 6,343 | 0,564 | 0,000 | 0,000 | 5,697 | 0,507 |
| Италия..... | 6,144 | 0,537 | 0,000 | 0,000 | 5,956 | 0,524 |
| Великобритания..... | 2,763 | 0,235 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 |
| Россия..... | 1,737 | 0,173 | 4,014 | 0,420 | 1,557 | 0,160 |
| Пакистан..... | 1,600 | 0,139 | 0,000 | 0,000 | 0,540 | 0,047 |

В фев. 2003г. экспорт кальцинированной соды увеличился на 0,1% по сравнению с фев. 2002г. — до 2,149 тыс.т. В 2002г. экспорт кальцинированной соды сократился на 2,1% по сравнению с 2001г. — до 329,059 тыс.т. на 32,686 млн.долл. (2001г.— 335,953 тыс.т. на 34,843 млн.долл.). В марте 2003г. производство кальцинированной соды сократилось на 34%, или на 20,08 тыс.т. по сравнению с мартом 2002г. — до 38,92 тыс.т. В январь-марте 2003г. производство кальцинированной соды сократилось на 21%, или на 37,67 тыс.т. по сравнению с соответствующим периодом 2002г. — до 137,69 тыс.т. Единственным производителем экспортной соды марки «А» в Украине является Крымский содовый завод (Красноперекопск, Крым).

— По данным госкомстата Украины, в марте 2003г. экспорт кордной ткани сократился на 35,7%, или на 0,081 тыс.т. по сравнению с мартом 2002г. — до 0,146 тыс.т., поступления от экспорта —

на 37%, или на 0,339 млн.долл. до 0,578 млн.долл. В марте 2003г. экспорт кордной ткани увеличился по сравнению с фев. на 55,3%, или на 0,052 тыс.т. В марте единственным импортером кордной ткани была Россия. В янв.-марте 2003г. экспорт кордной ткани сократился на 56,2% по сравнению с соответствующим периодом 2002г. — до 0,240 тыс.т. на 0,920 млн.долл. (янв.-март 2002г. — 0,548 тыс.т. на 2,115 млн.долл.). В фев. 2003г. экспорт кордной ткани сократился на 56,1%, или на 0,12 тыс.т. по сравнению с фев. 2002г. — до 0,094 тыс.т. В 2002г. экспорт кордной ткани увеличился на 18% по сравнению с 2001г. — до 2,721 тыс.т. на 8,894 млн.долл. (2001г. — 2,305 тыс.т. на 8,381 млн.долл.). В марте 2003г. производство кордной ткани увеличилось на 70% по сравнению с мартом 2002г. — до 1822 тыс. кв.м. В янв.-марте 2003г. производство кордной ткани сократилось на 11%, или 261 тыс. кв.м. по сравнению с соответствующим периодом 2002г. — до 2161 тыс. кв.м. Кордная ткань используется для производства автомобильных и авиационных шин.

Экспорт кордной ткани

| | Март 2003г. | | Фев. 2003г. | | Март 2002г. | |
|--------------------|-------------|-----------|-------------|-----------|-------------|-----------|
| | тыс.т. | млн.долл. | тыс.т. | млн.долл. | тыс.т. | млн.долл. |
| Всего | 0,146 | 0,578 | 0,227 | 0,917 | 0,094 | 0,342 |
| Россия..... | 0,146 | 0,578 | 0,067 | 0,264 | 0,094 | 0,342 |
| Словакия..... | 0,000 | 0,000 | 0,136 | 0,550 | 0,000 | 0,000 |
| Беларусь..... | 0,000 | 0,000 | 0,025 | 0,103 | 0,000 | 0,000 |

— По данным госкомстата Украины, в марте 2003г. экспорт двуокиси титана сократился на 8,2%, или на 0,459 тыс.т. по сравнению с мартом 2002г. — до 5,124 тыс.т., поступления от экспорта сократились на 10,2%, или на 0,601 млн.долл. — до 5,280 млн.долл. По сравнению с фев. 2003г. экспорт двуокиси титана в марте увеличился на 54,1%, или на 1,799 тыс.т. Основным импортером двуокиси титана в марте 2003г. осталась Россия — 34,5% от общего объема экспорта. В янв.-марте 2003г. экспорт двуокиси титана сократился на 19,8% по сравнению с соответствующим периодом 2002г. — до 13,076 тыс.т. на 13,791 млн.долл. (янв.-март 2002г. — 16,311 тыс.т. на 18,870 млн.долл.).

В фев. 2003г. экспорт двуокиси титана сократился на 55,2%, или на 4,089 тыс.т. по сравнению с фев. 2002г. — до 3,325 тыс.т. В 2002г. экспорт двуокиси титана сократился на 18,5% по сравнению с 2001г. — до 66,024 тыс.т. на 68,714 млн.долл. (2001г. — 80,984 тыс.т. на 98,828 млн.долл.). В марте 2003г. производство двуокиси титана сократилось на 30% по сравнению с мартом 2002г. — до 4,73 тыс.т. В янв.-марте 2003г. производство двуокиси титана сократилось на 32%, или на 6,17 тыс.т. по сравнению с янв.-мартом 2002г. — до 13,23 тыс.т. 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

| | Март 2003г. | | Фев. 2003г. | | Март 2002г. | |
|--------------------|-------------|-----------|-------------|-----------|-------------|-----------|
| | тыс.т. | млн.долл. | тыс.т. | млн.долл. | тыс.т. | млн.долл. |
| Всего | 5,124 | 5,280 | 5,583 | 5,881 | 3,325 | 3,440 |
| Россия..... | 1,768 | 1,726 | 1,664 | 1,802 | 0,688 | 0,651 |
| Китай..... | 0,561 | 0,576 | 0,080 | 0,092 | 0,140 | 0,144 |
| Турция..... | 0,470 | 0,551 | 0,120 | 0,143 | 0,360 | 0,395 |
| Италия..... | 0,443 | 0,468 | 0,080 | 0,088 | 0,369 | 0,389 |
| Канада..... | 0,306 | 0,324 | 0,140 | 0,161 | 0,200 | 0,206 |

— По данным госкомстата Украины, в марте 2003г. импорт стирола увеличился на 497,8%, или на 1,603 тыс.т. по сравнению с мартом 2002г. до 1,925 тыс.т. По сравнению с фев. 2003г. импорт стирола в марте увеличился на 72,6%, или на 0,81 тыс.т. В янв.-марте 2003г. импорт стирола увеличился на 349,6% по сравнению с аналогичным периодом 2002г. — до 4,703 тыс.т. на 3,062 млн.долл. (янв.-март 2002г. — 1,046 тыс.т. на 0,659 млн.долл.).

В фев. 2003г. импорт стирола увеличился на 552% по сравнению с фев. 2002г. — до 1,115 тыс.т. В 2002г. импорт стирола сократился на 66,1% по сравнению с 2001г. — до 8,240 тыс.т. на 5,144 млн.долл. (2001г. — 24,311 тыс.т. на 15,578 млн.долл.). Единственным импортером стирола, а также производителем полистирола в Украине является концерн «Стирол» (Горловка, Донецкая обл.). В марте 2003г. «Стирол» произвел 1,7 тыс.т. полистирола. В янв.-марте 2003г. производство полистирола и сополимеров стирола увеличилось на 320% по сравнению с соответствующим периодом 2002г. — до 4,94 тыс.т. Стирол используется для производства полистиролов, которые в дальнейшем перерабатываются в пластмассовые изделия и пластиковую упаковку.

Импорт стирола

| | Март 2003г. | | Фев. 2003г. | | Март 2002г. | |
|--------------------|-------------|-----------|-------------|-----------|-------------|-----------|
| | тыс.т. | млн.долл. | тыс.т. | млн.долл. | тыс.т. | млн.долл. |
| Всего | 1,925 | 1,363 | 0,322 | 0,241 | 1,115 | 0,709 |
| Россия..... | 1,743 | 1,250 | 0,264 | 0,202 | 1,115 | 0,708 |
| Ирландия..... | 0,178 | 0,106 | 0,056 | 0,036 | 0,000 | 0,000 |
| Польша..... | 0,003 | 0,006 | 0,002 | 0,003 | 0,000 | 0,000 |
| Германия..... | 0,0002 | 0,001 | 0,000 | 0,000 | 0,0004 | 0,001 |

— По данным госкомстата Украины, в марте 2003г. импорт вискозных нитей увеличился на 51,7%, или 0,03 тыс.т. по сравнению с мартом 2002г. — до 0,088 тыс.т. По сравнению с фев. 2003г. импорт вискозных нитей в марте увеличился на 14,3%, или на 0,011 тыс.т. В янв.-марте 2003г. импорт вискозных нитей увеличился на 68,2% по сравнению с аналогичным периодом 2002г. — до 0,217 тыс.т. на 0,389 млн.долл. (янв.-март 2002г. — 0,129 тыс.т. на 0,223 млн.долл.).

В фев. 2003г. импорт вискозных нитей увеличился на 165,5% по сравнению с фев. 2002г. — до 0,077 тыс.т. Вискозные нити используются, в основном, в текстильной и трикотажной промышленности. В 2002г. импорт вискозных нитей увеличился на 19,5% по сравнению с 2001г. — до 0,595 тыс.т. на 0,996 млн.долл. (2001г. — 0,498 тыс.т. на 1,049 млн.долл.).

Импорт вискозных нитей

| | Март 2003г. | | Фев. 2003г. | | Март 2002г. | |
|---------------------|-------------|-----------|-------------|-----------|-------------|-----------|
| | тыс.т. | млн.долл. | тыс.т. | млн.долл. | тыс.т. | млн.долл. |
| Всего | 0,088 | 0,161 | 0,058 | 0,101 | 0,077 | 0,132 |
| Германия..... | 0,070 | 0,134 | 0,052 | 0,084 | 0,053 | 0,098 |
| Россия..... | 0,018 | 0,027 | 0,000 | 0,000 | 0,024 | 0,034 |
| Испания..... | 0,000 | 0,000 | 0,005 | 0,008 | 0,000 | 0,000 |
| Великобритания..... | 0,000 | 0,000 | 0,001 | 0,009 | 0,000 | 0,000 |

— По данным госкомстата Украины, в марте 2003г. импорт кордной ткани увеличился на 34,5%, или на 0,112 тыс.т. по сравнению с мартом 2002г. — до 0,437 тыс.т. В марте 2003г. импорт кордной ткани увеличился по сравнению с фев. на 3,8%, или на 0,016 тыс.т. В янв.-марте 2003г. импорт кордной ткани снизился на 10,7% по сравнению с аналогичным периодом 2002г. — до 1,105 тыс.т. на 2,301 млн.долл. (янв.-март 2002г. — 1,238 тыс.т. на 3,916 млн.долл.).

В фев. 2003г. импорт кордной ткани увеличился на 23,5% по сравнению с фев. 2002г. — до 0,421 тыс.т. В 2002г. импорт кордной ткани увеличился на 14,4% по сравнению с 2001г. — до 4,670 тыс.т. на 14,543 млн.долл. (2001г.— 4,083 тыс.т. на 14,500 млн.долл.). Кордная ткань используется для производства автомобильных и авиационных шин.

Импорт кордной ткани

| | Март 2003г. | | Фев. 2003г. | | Март 2002г. | |
|----------------------|-------------|-----------|-------------|-----------|-------------|-----------|
| | тыс.т. | млн.долл. | тыс.т. | млн.долл. | тыс.т. | млн.долл. |
| Всего | 0,437 | 0,780 | 0,325 | 1,223 | 0,421 | 0,877 |
| Беларусь | 0,241 | 0,418 | 0,024 | 0,046 | 0,250 | 0,447 |
| Россия | 0,181 | 0,294 | 0,301 | 1,177 | 0,128 | 0,199 |
| Ирландия | 0,015 | 0,068 | 0,000 | 0,000 | 0,034 | 0,148 |
| Великобритания | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,010 | 0,083 |

— По данным госкомстата Украины, импорт фармпродукции в Украину вырос в I кв. 2003г. по сравнению с аналогичным периодом 2002г. на 34,6% и составил 111,15 млн.долл. или 2,45% общего объема импорта.

В марте 2003г. импортировано в Украину фармпродукции на 48,48 млн.долл., что на 22,5% больше, чем в предыдущем месяце. Экспортировано из Украины фармпродуктов в янв.-марте 2003г. на 10,7 млн.долл., что превышает аналогичный показатель 2002г. на 22,9%. В марте экспорт фармпродукции вырос на 6,1% и составил 4,45 млн.долл.

В 2003г. импортные поставки фармпродуктов в Украину выросли на 24,9% по сравнению с 2001г. и составили 427,89 млн.долл., или 2,52% общего объема импорта. Экспорт фармпродукции из Украины в 2002г. составил 42,92 млн.долл. или 0,24% общего объема экспорта, что меньше на 13,9%, чем в 2001г.

ТУРЦИЯ

Импорт нефти составил в 2002г. 27,3 млн.т. (3950 млн.долл.). Общее производство нефтепродуктов составило в 2002г. 22,4 млн.т. (рост на 6%), официальный импорт — 910 млн.долл., неофициальный (через иракскую границу) — 200 млн.долл., экспорт — 570 млн.долл.

Запасы углеводородного топлива в Турции весьма ограничены, годовая добыча нефти составляет 2,5 млн.т. Ведутся работы по разведке новых месторождений нефти и природного газа, однако незначительные объемы последних открытых месторождений очередной раз подтверждают факт отсутствия в Турции данных видов топлива в объемах, необходимых для национальной промышленности.

Общий импорт отрасли составил в 2002г. 6,6 млрд.долл. (уровень 2001г.), в т.ч. нефти и газа — 6 млрд., экспорт — 350 млн.долл.

Топливоно-энергетический баланс страны,

| | в млн.т., в нефтяном эквиваленте | | | | |
|------------|----------------------------------|-------|------|-------|--------------|
| | Всего | Нефть | Газ | Уголь | Гидроэнергия |
| 1990г..... | 49,5 | 22,6 | 1,8 | 19,5 | 5,6 |
| 2000г..... | 73,3 | 31,3 | 12,5 | 22,6 | 7,3 |
| 2001г..... | 70,2 | 30,4 | 14,0 | 20,4 | 5,4 |
| 2002г..... | 73,8 | 29,8 | 15,2 | 21,6 | 7,2 |

По прогнозу минэнерго Турции, общий объем потребления условного топлива достигнет в 2010г. 154 млн.т. Объем потребления нефти в 2002г. составил 29,8 млн.т. (импорт — 27,3 млн.), газа — 18,2 млрд.куб.м. (импорт — 17,9), угля — 88 млн.т. (импорт — 18), электроэнергии — 132,3 млрд.квтч. (импорт — 3,6, экспорт — 0,4).

Доля нефти в потреблении первичных источников энергии, снижаясь (с 45,6 в 1990 до 40,4% в 2002г.), остается преобладающей. Высокими темпами растет доля газопотребления: с 3,6% до 20,6% за те же годы. В перспективе запланировано сблизить доли энергопотребления по этим двум позициям: к 2010г. по нефти она составит 38%, по газу — 32%. Долю гидроресурсов в энергопотреблении намечено сохранить на уровне 7-8%, что потребует увеличения мощности ГЭС с нынешних 11,6 до 15-16 тыс.мвт.

Начатая в 2002г. либерализация газового рынка ведется по двум направлениям: создание законодательной базы для обеспечения равноправного участия местных и иностранных компаний (при условии создания ими турецкого юридического лица), а также постепенная передача частному сектору большей части функций госкомпании «Боташ» и приватизация аффилированных с ней региональных компаний «Эсгаз» и «Бурсагаз».

В ведении «Боташ» останется транспортировка нефти и газа по действующими (4700 км.), строящимся (1100 км.) и запланированным газопроводам единой транспортной системы, а также импорт и оптовая продажа не более 20% общего количества газа по стране. «Боташ» не имеет права заключать новых контрактов по импорту газа и до конца 2004г. обязан передать на исполнение другим фирмам 80% объемов своих нынешних обязательств по импорту и продаже на местном рынке.

Любая деятельность «Боташ» и новых участников газового рынка будет осуществляться на основе продаваемых ЕПДК лицензий (срок их действия 10-30 лет, расценки будут устанавливаться каждый год в конце дек.) и сертификатов, выдаваемых ЕПДК после тщательного рассмотрения технической квалификации фирм.

Частным компаниям также не позволяется превышать 20% долю в импорте и продажах на местном рынке. Эта доля по инициативе ЕПДК может быть увеличена: соответствующий проект рассматривается в меджлисе.

Инструкция о лицензировании деятельности в сооружении внутригородских газовых сетей издана ЕПДК в конце 2002г. Лицензии могут приобретаться местными и иностранными компаниями на тендерной основе. Единственный критерий тендерного отбора — выходная цена на газ для потребителя (при единой входной цене). Инокомпании обязаны в данном виде услуг оформить юридическое лицо не заранее, а в течение 30 дней с даты выигрыша тендера на право покупки лицензии. К тендеру допускаются только фирмы, прошедшие предквалификацию.

В янв. 2003г. были объявлены первые тендеры на газификацию Эрзурума и Кайсери. Прошли предквалификацию и подали тендерные предложения более 30 местных фирм. Заслуживает интереса заявление представителя компании «Эни» (Италия) о том, что рассмотрев возможности участия в тендере на газификацию г.Измира (намечен на III кв. 2003г.), компания намерена пока воздержаться от работы в этом секторе газового рынка.

В 2003г. намечено провести тендеры на газификацию еще 23 городов, в т.ч. Балыкесири, Биледжика, Чорума, Эрзинджана, Кырыккале, Коньи, Манисы, Адапазары, Самсуна, Сиваса и др. В 2004г. — еще 10, а в 2005 — 13, и в 2006 — 23 городов.

Общий объем работ по прокладке газопроводов, газовых сетей, строительству ТЭС и предприятий по утилизации газа оценивается в 160 млрд.долл. В основном это должны быть частные инвестиции.

Принятие закона, предусматривающего сужение сфер и объемов деятельности «Боташ» скажется на становлении газового рынка не ранее 2004г., т.к. процедуры передачи им функций частным компаниям пока не до конца проработаны юридически.

Ситуация на энергорынке представляет возможность работать на нем по четырем основным направлениям: приватизация — путем приобретения пакетов акций тепловых электростанций (предположительно начиная с 2004г.); прямые инвестиции в строительство и расширение электростанций, а также объектов газового хозяйства; участие в тендерах на сооружение ГЭС, ЛЭП напряжением свыше 36 кв. и газораспределительных сетей; сооружение энергетических объектов в рамках межправительственных соглашений на двусторонней основе. Однако турецкая сторона постепенно сворачивает это направление, переводя объекты соглашений на тендерную основу.

Нефть и газ из РФ

Основной составляющей российского экспорта, как и в предыдущие годы, явились топливно-энергетические товары (72%), а также металлы и изделия из них (17,2%), далее следовали древесина и целлюлозно-бумажные изделия (4%) и химтовары (3,5%).

Главной статьей российского экспорта, с середины 90гг., является природный газ. В 2002г., несмотря на заметный рост физических объемов его поставок по западному газопроводу — с 10,93 до 11,77 млрд.куб.м., стоимостные объемы снизились с 1452 млн.долл. до 1280 млн.долл. По линии «Газэкспорт» было поставлено 5,258 млрд.куб.м. против 6 млрд., предусмотренных соглашением 1984г., и по линии СП «Турусгаз» («Газпром» — 45%, «Боташ» — 35%, «Гама» — 20%) — 6,517 млрд.куб.м., против предусмотренных контрактом 1996г. 8 млрд.куб.м. Существенное занижение турками отбора газа по сравнению с принятыми обязательствами объясняется продолжающейся нехваткой финансовых средств в стране в целом и у компании «Боташ» в т.ч., а также неготовностью турецкой газовой инфраструктуры к приему согласованных ранее объемов.

Снизилась в 2002г. стоимостные объемы и поставляемой из России нефти — с 776 до 706 млн.долл., зато заметно выросли объемы поставок нефтепродуктов (со 134 до 270 млн.долл.), каменного угля (со 162 до 235 млн.долл.), металлов и металлоизделий (с 562 до 602 млн.долл.).

В дек. 2002г. завершено строительство Трансчерноморского газопровода «Голубой поток» (Соглашение 15.12.97г., стоимость проекта — 2,4 млрд.долл.) и магистрального газопровода «Самсун-Анкара» (340 млн.долл.). Неофициальная церемония и рабочий пуск в эксплуатацию Трансчерноморского газопровода состоялись в дек. 2002г. в Самсуне. Проведение официальной церемонии турецкая сторона пытается увязать с предоставлением скидки с цены на газ, на что РАО «Газпром» не идет, поскольку **после последнего снижения цены на газ в сент. 2002г. на 5%, Турция и так**

платит за него меньше, чем другие наши основные контрагенты в Европе (Германия, Италия, Австрия). По мнению РАО «Газпром», высказанному на встрече с министром энергетики Х.Гюлером, о некотором снижении цены для турецких потребителей могла бы идти речь только в части, касающейся поставок газа по линии СП «Турусгаз», посредническая маржа которого составляет, после получения газа из России, 4 долл. за 1000 куб.м.

ЧЕХИЯ

Потребности Чехии в природном газе удовлетворяются за счет импорта. Собственная добыча газа незначительна и составляет 120-150 млн.куб.м. в год. Разведанные геологические запасы оцениваются в 20,89 млрд.куб.м., из них для промышленного использования доступны 1,7 млрд.куб.м.

Газовая отрасль нуждается в дополнительных подземных газохранилищах. Их совокупный объем составляет 2,855 млрд.куб.м.: 1,855 млрд.куб.м. — газохранилища на территории страны; 1 млрд.куб.м. — за рубежом (в Германии и Словакии). В целом газохранилища способны вмещать 25-30% потребляемого Чехией природного газа.

Общий объем импортируемого Чехией газа составил в 2000г. 9,5 млрд.куб.м. Реальное потребление — 9,42 млрд.куб.м. В 2001г. поставки возросли до 10 млрд.куб.м. (реальное потребление — 9,5 млрд.куб.м.).

Объемы импорта в ЧР природного газа до 2020г. составят: 2002г. — 10,2 млрд.куб.м.; 2005г. — 11,5; 2010г. — 12; 2015г. — 12; 2020г. — до 13 млрд.куб.м. 30% газа используется в жилом секторе, 35% — в промышленности и строительстве, 35% — в производстве минудобрений. В физическом выражении: 6,1-6,4 млрд.куб.м. — в качестве топлива, 3,1-3,4 млрд.куб.м. — в качестве сырья для производства минеральных удобрений и на прочие нужды.

В средне- и долгосрочной перспективе основной прирост потребностей ЧР в энергоносителях будет приходиться на природный газ. По оценкам минпрома и торговли ЧР, до 2030г. использование природного газа в качестве топлива для выработки тепла и электроэнергии будет возрастать (в% к 2000г.): 2005г. — 107; 2010г. — 118; 2015г. — 135; 2020г. — 138; 2025г. — 140; 2030г. — 132.

«Всплеск» потребления газа будет наблюдаться в 2015-25гг. с последующей тенденцией к снижению. Чехия планирует увеличить долю энергии, производимой на АЭС «Темелин» (рассматривается возможность сооружения 3 и 4 энергоблоков на этой АЭС); повысить к 2030г. долю возобновляемых источников энергии с 2-3% в начале 2000гг. до 6% к 2030г.; перевести ряд ныне работающих на буром угле электростанций на природный газ. Основной акцент будет сделан на сооружении комбинированных установок, т.е. производящих в одном цикле тепло и электроэнергию. Число электростанций, работающих на буром угле, предполагается сокращать.

Доля природного газа как химсырья для производства минудобрений может возрасти к 2030г. на 6-8% по сравнению с современным уровнем.

Природный газ поставляется из России в Чехию по долгосрочному контракту, заключенному 15 окт. 1998г. на период до 31.12.2013г. между ВЭП

«Газэкспорт (ОАО «Газпром») и чешским АО «Трансгаз». По условиям контракта в Чехию ежегодно должно быть поставлено 6-7 млрд.куб.м. газа (реально поставляется 7,4-7,5 млрд.куб.м.). В развитие этих договоренностей 1 нояб. 1999г. между сторонам и был подписан контракт на транспортировку через территорию ЧР российского природного газа в страны Западной Европы в объеме до 30 млрд.куб.м. в год до 1.01.2021г. В счет оплаты транзита в Чехию ежегодно должно поставляться до 2 млрд.куб.м. газа.

Импорт из России покрывает 75% потребностей Чехии в природном газе. 25% приходится на поставки норвежского газа. Решение об этом было принято правительством ЧР в 1997г. и носило сугубо политический характер. Чехия в области энергетической политики намерена действовать в русле требований Евросоюза и планирует к 2010г. **понизить объем импортируемого газа «из одного источника»** (фактически из России) до 65%.

Поставки газа из Германии составляют 30-40 млн.куб.м. и не играют пока существенной роли на газовом рынке Чехии. Чехи ведут переговоры о поставках сжиженного газа из Алжира, однако его планируется использовать в основном только в качестве топлива для городского транспорта.

В среднесрочной перспективе реальных конкурентов у России не просматривается. После 2013г. ситуация может измениться в сторону обострения конкуренции на рынке природного газа. Требование Евросоюза о поэтапной либерализации энергетического рынка, включая рынок газа, прежде всего, в интересах конечного потребителя будет выполняться странами-членами Союза по мере формирования соответствующих технических, экономических и финансовых предпосылок. ЕС будет настойчиво добиваться того, чтобы границы между государствами не служили препятствием для поставок, распределения и торговли природным газом. ЕС будет усиливать давление на крупные международные энергетические компании в направлении постепенной замены долгосрочных контрактов на краткосрочные и оптовые продажи газа с котировкой цен на бирже. К торговле газом будут допускаться относительно мелкие и средние фирмы.

В долгосрочной перспективе реальную конкуренцию российскому газу на чешском рынке может составить газ из Норвегии, Дании и Голландии. Ситуация может измениться и в связи с приобретением в дек. 2001г. бывшего госпредприятия «Трансгаз» немецкой компанией RWE-GAZ. Новый владелец «Трансгаза» пока заявляет о соблюдении условий контракта с «Газэкспортом» от 1998г., однако в более отдаленной перспективе может проводить линию на диверсификацию источников поступления газа. В качестве одного из аргументов в пользу такой линии (кроме директив ЕС) немцы могут сослаться на то, что из России поступает газ с относительно низкой теплотворной способностью и более высокой химической активностью по сравнению с газом из норвежских, датских и других месторождений.

Немецкая энергетическая компания RWE и ее «газовое» подразделение RWE-GAZ проводят крайне агрессивную политику на энергетическом рынке не только ЦВЕ, но и в Европе. RWE конкурирует с другой крупной немецкой компанией EON, которая намерена приобрести «Рургаз».

Практически монопольным импортером природного газа в ЧР является АО «Трансгаз». Кроме него, импортом газа занимается также чешская фирма Metalimex и 130 других мелких фирм, чья деятельность не оказывает заметного влияния на состояние газового рынка и вряд ли будет играть значимую роль в среднесрочной перспективе.

Нефтепереработка

В целом за год Чехия перерабатывает 6-6,5 млн.т. нефти, из них 80% обеспечивается поставками из России. Ежегодные объемы поставок нефти из России в Чехию оговариваются в протоколах заседаний Межправительственной комиссии по торгово-экономическому и научно-техническому сотрудничеству между Россией и Чехией. Координатором поставок российской нефти на чешский рынок является «Лукойл».

Исходя из требований Евросоюза по диверсификации источников получения энергоносителей, Чехия построила и в 1996г. ввела в эксплуатацию нефтепровод от южно-немецкого г.Ингольштадт через чешский г.Литвинов до г.Кралупынад-Влтавой, по которому ежегодно поставляется 1,5 млн.т. нефти. Данный нефтепровод из Германии стал вторым источником поступления нефти в Чехию.

Основными субъектами на нефтяном рынке Чехии является холдинг «Унипетрол», госкомпания «Меро» (госрезервы нефти и нефтепродуктов) и «Чепро» (система внутренних нефте- и продуктопроводов).

Холдинг «Унипетрол», созданный в 1994г. как гособъединение нескольких нефтехимических компаний, был в 2001г. приватизирован. Основные члены холдинга: АО «Чешска рафинерска» (51% акций владеет «Унипетрол», 49% – принадлежит транснациональным нефтяным компаниям «АжипПетроли», – «Коноко» и «Шелл»), АО «Хемопетрол» (100%), АО «Каучук» (100%), АО «Бензина» (89%) и АО «Парамо» (71%).

Все компании можно разделить на три группы: «Чешска рафинерска» и «Парамо» – крупнейшие производители в ЧР моторного топлива, битума и смазочных материалов; «Хемопетрол», «Каучук» и «Сполана» – нефтехимия и пластмассы; «Бензина» – крупнейшая в ЧР сеть автозаправочных станций.

В 2001г. объем продаж у отдельных компаний холдинга составил: «Хемопетрол» – 580 млн.долл., «Каучук» – 150 млн., «Чешска рафинерска» – 1,2 млрд., «Бензина» – 380 млн., «Парамо» – 147 млн. Между производителями горюче-смазочных материалов Чехии существует негласное соглашение о ценовой политике на внутреннем рынке.

В 2001г. холдинг «Унипетрол» в рамках приватизации был продан чешской фирме «Агроферт», которая не оплатила стоимость приобретенных ею акций и существует вероятность разрыва данной сделки и повторной продажи акций холдинга.

Чили

– Специалисты из Европы, США и Японии 10 марта 2003г. уже второй раз выйдут в плавание на чилийском научном судне Vidal Germaz, чтобы продолжить исследование подводного месторождения природного газа. Исследования будут про-

водиться в зоне между Вальпараисо и Талькауано (V и VIII регионы страны) в целях завершения описания характеристик данного месторождения, наличие которого было подтверждено еще в окт. 2002г.

Первая экспедиция экспертов, которая была организована Католическим университетом г. Вальпараисо, Университетом де Чили и Гидрографической и океанической службой ВМС Чили, с участием ученых из Дании, Норвегии и Германии, позволила обнаружить на дне океана близ берега VIII региона наличие гидратов газа. Данное месторождение находится на глубине от 300 до 3000 м. на площади 7500 кв.км. Во втором плавании в течение 12 дней специалисты из Германии и Канады проведут окончательные исследования с использованием собственных приборов в зонах Вальпараисо и Талькауано, которые должны подтвердить наличие промышленных запасов природного газа у берегов Чили. «Эль Меркурио», 03.03.2003г.

– Фирма SipeTel Argentina, филиал чилийской Национальной нефтяной компании ENAP, завершает последние приготовления по реализации проекта по экспорту в Чили с июня 2003г. аргентинского природного газа. Данный проект предусматривает коммерческую добычу природного газа в морской впадине Cuenca Austral Marina на блоке Посейдон близ берегов Огненной Земли, при участии испанской компании Repsol YPF. Добываемый газ будет поступать в Чили и использоваться для снабжения индустриальной зоны «Кабо Негро», которая находится в 28 км. от Пунта Аренас и принадлежит ENAP. Обе компании не разглашают подробностей этой коммерческой сделки. По материалам ENAP, переданным в Национальную комиссию по защите окружающей среды (CONAMA), речь идет об экспорте 500 тыс.куб.м. природного газа в день, строительстве газопровода для транспортировки газа и специального сепараторного завода, что потребует капиталовложений в 10 млн.долл.

С 1997г. Чили является главным импортером аргентинского газа и использует для его транспортировки 8 газопроводов, среди них: Gas Atacama, Nor Andino – на севере страны; Gas Andes и Gasoducto del Pacifico – в центре; Condor Posesion в Патагонии. «ЭльДиарио», 17.03.2003г.

– По данным чилийской компании Metrogas потребление природного газа в стране за 2 первых месяца 2003г. возросло на 5% по сравнению с аналогичным периодом пред.г. Генеральный управляющий компании Эдуардо Моранде заявил, что в текущем году ожидается увеличение спроса на газ на 7%. Благодаря проводимой коммерческой политике компания Metrogas надеется только в Сантьяго получить 25 тыс. новых клиентов-потребителей, главным образом в густонаселенных районах столицы, таких как Маипу, Лас Кондес, Витакура, Пуэнте Альто, Уэчураба. Данная компания является также основным дистрибутором газа для промобъектов в центральной части страны. Прогнозы относительно роста потребления газа в промсекторе менее оптимистичны. По словам генерального управляющего компании, основные инвестиции в 30 млн.долл. планируется направить на проекты развития инфраструктуры газоснабжения объектов недвижимости за пределами Сантьяго. «Эль Меркурио», 14.03.2003г.

– Национальная нефтяная компания ENAP вновь объявила об увеличении 17 марта 2003г. цен в стране на газ и все виды бензина. Местные специалисты связывают новое повышение цен на энергоносители в Чили с ситуацией на мировом рынке нефти, которая сложилась из-за нарастающей напряженности в отношениях между США и Ираком. В янв.-фев. 2003г. Чили импортировала нефти на 391 млн.долл., чтобы покрыть свои внутренние потребности. В пред.г. за аналогичный период времени на закупку нефти было потрачено всего 178 млн.долл. Средняя цена при закупке в янв.-фев. 2003г. составила 34,3 долл. за 1 бар. по сравнению с 20 долл. в 2002г.

В Чили 90% внутреннего потребления зависит от импортной нефти. Стране необходимо ежедневно 220 тыс.бар. нефти. 70% импортной нефти поступает в страну из соседней Аргентины. В случае военного конфликта между США и Ираком цена на мировом рынке нефти может подскочить до 40 долл. за 1 бар. При этом варианте развития событий Чили будет вынуждена затратить в 2003г. на 50% больше валютных средств. «Эль Меркурио», 11.03.2003г.

– После начала 20 марта 2003г. военных действий в Ираке Национальная нефтяная компания ENAP объявила, что с 7 апр. 2003г. снижаются цены на все виды бензина в стране. В зависимости от октанового числа снижение составит 93 бензин – 40 чил. песо; 95 – 43 чил. песо; 97 – 46 чил. песо. Предстоящее понижение позволит вернуться на потребительском рынке страны к ценам от 450 до 460 чил. песо за 1 л. Также будут снижены цены на дизтопливо на 46 чил.песо и сжиженный газ на 20 чил.песо за 1 кг. «Эль Меркурио», 31.03.2003г.

– Министр газовой промышленности Боливии Фернандо Ильянес заявил, что согласно сделанному анализу консалтинговой компании Global Energy строительство газопровода для экспорта природного газа в США до перуанского порта Ило обойдется стране дороже, чем по территории Чили. В техническом обосновании компании указывается, что газопровод от месторождения Маргарита на юго-востоке Боливии до порта Ило на южном побережье Перу потребует 930 млн.долл., в то время, как до порта Патильос на севере Чили всего 610 млн.долл. В соответствии с проектом международного консорциума Pacific LNG планируется ежедневно продавать в Мексику и Калифорнию (США) 30 млн.куб.м. боливийского газа, что предусматривает общие капиталовложения в 6 млрд.долл.

Для реализации данного проекта Боливии требуется также специальный завод по сжижению природного газа и терминал для его последующей загрузки в морские танкеры.

Боливийский министр отметил, что компания Global Energy передала предварительный анализ, который имеет ряд «информативных пробелов» и тщательно изучается местными экспертами. По словам министра, в пользу чилийского порта Патильос, цены просчитаны. Что касается перуанского порта, то расчеты консалтинговых компаний сделаны недостаточно глубоко и детально, как по чилийскому варианту. Боливийская сторона заключила договор с компанией Puerto de Rotterdam (Нидерланды) для дополнительного изучения имеющихся вариантов строительства газопровода, а также с Cambridge Engineering Reseach Associates,

для изучения перспектив развития рынка газа на континенте.

Боливийский министр заверил, что между тем, как будут проводиться эти дополнительные исследования, окончательное решение в пользу какого-либо из называемых торговых портов будет принято только после того, как международный консорциум Pacific LNG и генеральный дистрибутор газа компания Sempra достигнут между собой окончательного соглашения по купле-продаже боливийского природного газа. «Эль Диарио», 20.03.2003г.

— После выступления министра газпрома Боливии Ф.Ильянеса по вопросу строительства газопровода в прессе появилась информация, что он подал прошение о своей отставке. СМИ связывают это с планами боливийского правительства по слиянию в ближайшее время двух национальных министерств: газовой и горнодобывающей промышленности. Отмечается, что только президент Боливии, с учетом мнения нации может объявить окончательное решение о варианте строительства газопровода. Появилась информация, что на политическом уровне уже якобы достигнуты договоренности в пользу прокладки газопровода по территории Чили. «Эль Меркурио», 20.03.2003г.

— Президент Боливии Гонсало Санчес де Лосада сообщил вооруженным силам страны, что он не принял и не примет окончательного решения в отношении морского порта, через который будет экспортироваться боливийский природный газ. Данное заявление было сделано президентом, чтобы успокоить недовольство, вызванное информацией о возможном экспорте газа через один из чилийских портов. Две недели назад национальные вооруженные силы обратились к президенту страны, чтобы окончательное решение по данному вопросу он объявил 23 марта 2003г. на праздновании «Дня соря» и опроверг имеющиеся слухи о якобы достигнутых договоренностях с чилийской стороной. «Эль Диарио», 23.03.2003г.

ШВЕЦИЯ

Газовый бизнес. Швеция не располагает промышленными запасами природного газа, и все его поставки осуществляются компанией Nova Naturgas (до июня 2001г. государственная Vattenfall Naturgas, принадлежит консорциуму иностранных компаний Dong, Statoil, Rurhgas и Fortum) через Данию. Действующий газопровод имеет протяженность 300 км., максимальную пропускную способность 1,5 млрд.куб.м. в год (используется на 60-70%) и проходит от Мальме до Гетеборга. Распределительная сеть развивается компанией Sydgas, существует только на юго-западе страны и имеет протяженность 3000 км.; 44% поставляемого газа потребляется промпредприятиями, 37% — ТЭС и 17%- населением. Здесь природный газ снабжает 55 тыс. конечных потребителей в 28 коммунах и обеспечивает 15-25% от общего объема энергопотребления (соответствует средним показателям в ЕС). В целом по стране доля природного газа в энергоснабжении незначительна, колеблется в районе 1,5-2% и стабильна с 1992г.

Импорт природного газа, в млн.куб.м.: 1998г. — 744, 1999г. — 885, 2000г. — 831, 2001г. (9 мес.) — 917 (609), в 2002г. (9мес.) — 599.

Перспективы использования природного газа в Швеции не ясны. В случае реализации совместно-

го проекта российского «Газпрома» и финского Fortum по прокладке газопровода из РФ по дну Балтийского моря в Германию (Nordic Gas Grid) он обеспечит экономичный способ доставки газа в Центральную Швецию (район Стокгольмской губернии). Предварительные расчеты показывают, что в стране имеется потенциальный спрос в 2-3 млрд.куб.м. в год и ответвление от российского магистрального газопровода потребует инвестиций в 6 млрд.шв.кр. (проработка вопроса осуществляется через компанию Svensk Naturgas, дочернее предприятие Fortum). Наиболее реальный конкурирующий проект компании Sydkraft (дочернее предприятие немецкого концерна Eon), предусматривающий продление существующего газопровода с юга Швеции, оценивается в 10 млрд.шв.кр. Политическое руководство страны выражает только «осторожную позитивную реакцию» и пока не сформировало окончательно свое отношение к перспективе поставок российского газа. Потенциальные инвесторы, скорее всего, займут выжидательную позицию к проекту развития газовой сети в Центральной Швеции, связанной с российским газопроводом.

Согласно Директиве ЕС, Швеция приняла специальный закон о природном газе, который вступил в силу 1 авг. 2000г. В соответствии с ним страна открыла свой рынок газа для всех потребителей, имеющих годовой расход этого топлива не менее 25 млн.куб.м. На данном этапе реформа затронула предприятия, отвечающие за половину всего потребления голубого топлива в стране. Согласно директивам ЕС, с 2004г. право свободно определять поставщика газа получают все потребители (кроме частных лиц), а с 2005г. рынок природного газа в Швеции будет полностью открыт для свободной конкуренции.

Нефтепереработка. Швеция не располагает промышленными запасами сырой нефти. Из всего объема перерабатываемой в стране нефти 67% импортируется из региона Северного моря, 16% — из Ирана, 6% — Саудовской Аравии, 5% — России и 4% — Венесуэлы. Крупнейшим потребителем нефтепродуктов является транспортный сектор — 66%. После кризиса 1970гг., страной предпринимаются усилия по сокращению потребления нефтепродуктов, в результате удалось снизить уровень импорта этой товарной группы на 50%. Импорт нефти Швецией на 80% больше, чем потребление внутри страны. Это объясняется реэкспортом значительной части готовых нефтепродуктов со шведских перегонных заводов. В 2001г. из импортированных 30 млн.куб.м. сырой нефти после переработки внутри страны было потреблено 14,4 млн.куб.м. (без учета заправки морских судов — 1,5 млн.куб.м.), остальное — реэкспортировано за рубеж.

| | 1998г. | 1999г. | 2000г. | 2001г. | 2002г. |
|--|--------|--------|--------|----------|---------|
| | | | | (9 мес.) | (9мес.) |

Импорт сырой нефти, млн.т. 17,646..15,373 ...15,64815,485 —
- без учета переработ.

давальческого сырья - (11,593)(9,446)

Из них из России1,9692,1511,3211,033 -

- по стране происхождения - (1,033)(1,796)

Вся переработка нефти производится в Швеции на пяти заводах, два самых мощных из них принадлежат компании Preem (половина всего рынка перегонки нефтепродуктов). Имеющееся оборудование позволяет перерабатывать до 30,6

млн.т. нефти в год. Структура рынка продажи нефтепродуктов внутри Швеции стабильна и не претерпевает значительных изменений (доля рынка в % на 2001г.)

| | Бензин | Дизтопливо | Мазут для котельн. |
|---------|--------|------------|--------------------|
| Statoil | 23 | 17,2 | 12,5 |
| Shell | 13,5 | 21,4 | 25,6 |
| Preem | 11 | 30,1 | 38,1 |
| OK-Q8 | 26,4 | 12,1 | 6,6 |
| JET | 10,1 | - | - |
| Hydro | 11,6 | 15 | 13,9 |
| Другие | 4,4 | 4,2 | 3,4 |

К 2003г. потребление нефти возрастет на 3-5% по отношению к уровню 2000г.

Осенью 2002г. в Стокгольме началось судебное разбирательство о создании в 1999г. картеля между крупнейшими нефтяными компаниями, работающими в Швеции. В результате обмена ценовой информацией на уровне служащих предприятий с 31 авг. по 12 нояб. 1999г., потребители переплатили 500 млн.шв.крон. Если Konkurrensverket удастся доказать сговор, компаниям грозят штрафы на 715 млн.шв.крон. Размер штрафов определен в соответствии с положением шведского закона о конкуренции, где говорится, что виновный должен возместить незаконно полученные доходы. Первые судебные заседания дают основания сомневаться в том, что Konkurrensverket удастся добиться обвинительного приговора по причине слабости доказательной базы.

Химпром

По данным Ассоциации предприятий химпрома Швеции (Kemikontoret), в отрасли на начало 2002г. было занято 42 тыс.чел. Количество занятых в отрасли в последние годы снизилось и достигло минимума — 33 тыс.чел. — в 1995г. Последовавший за этим рост числа рабочих мест был связан с позитивным развитием, прежде всего — в фармпроме. С учетом нефтепереработки, а также производства резины и пластмасс, общее количество занятых в отрасли составляет 63 тыс.чел.

Индекс объема производства в шведском химпроме в I пол. 2002г. вырос по сравнению с аналог. периодом 2001г. на 7%.

Экспорт шведской химпродукции за 9 мес. 2002г. вырос в стоимостном выражении по сравнению с аналог. периодом 2001г. на 3,8% и составил 78,5 млрд.шв.кр. На 3,8% вырос экспорт фармацевтики, составив 32 млрд.шв.кр.; на 3,37% — экспорт пластмасс и полимеров, составив 18,5 млрд.шв.кр.; на 15,6% — экспорт прочих химпродуктов, составив 5,8 млрд.шв.кр. Уменьшились поставки на экспорт удобрений, взрывчатых веществ и резиновых изделий.

Шведский импорт продукции химпрома в указанный период остался на уровне 2001г. и составил 64,1 млрд.шв.кр. На 9% вырос импорт фармацевтики, составив 12 млрд.шв.кр.; на 2,2% — импорт пластмасс и полимеров, составив 17 млрд.шв.кр.; на 6,5% — резиновых изделий, составив 6,5 млрд.шв.кр. Уменьшился импорт органических и неорганических соединений, а также прочих химпродуктов.

Инвестиции в 2002г. составили 8 млрд.шв.кр. (в 2001г. — 6,3 млрд.шв.кр.). С учетом инвестиций в нефтепереработку, а также производство резины и пластмасс, инвестиции оцениваются в 10,85 млрд.шв.кр. Соотношение между объемом инвес-

тиций и добавленной стоимостью в химпроме составляет 0,25, по сравнению с 0,14 в целом по производственному сектору.

В дек. 2002г. Ассоциация предприятий химпрома (Kemikontoret) и Ассоциация производителей пластмасс и химпродукции (Plast och Kemibranscher) приняли решение о слиянии с 1.01.2003г. в единую организацию — Ассоциацию предприятий химпрома и промышленности пластмасс (Plast och Kemiforetagen). Целью является концентрация опыта и ресурсов для повышения эффективности деятельности и качества предоставляемых своим членам услуг.

По результатам трех кварталов 2002г. прибыль компании «Акзо Нобель» (Akzo Nobel) увеличилась по сравнению с аналог. периодом 2001г. на 3% и составила 2,1 млрд.шв.кр. В сент. 2002г. компания приняла решение прекратить котировки своих акций на Стокгольмской бирже.

В мае 2002г. была открыта фабрика по производству строительных клеев в Германии (Rosendahl), которая дополнила производство клеев в Швеции (Kristinehamn). В июне 2002г. «Акзо Нобель» сообщила об открытии фабрики по производству декоративной краски в России (г.Балашиха). На фабрике занято 50 чел., в дальнейшем планируется увеличить количество сотрудников до 80.

В авг. 2002г. было заключено соглашение с компанией Ferro о покупке ее производств распыляющейся краски в США и Азии за 73 млн.долл. В окт. компания объявила о намерении продать компании «Кемира» (Kemira) свое скандинавское отделение по производству промышленных красок, применяемых для защиты машин и оборудования. «Кемира» в начале 2002г. объявила о подписании соглашения с российской корпорацией «Пигмент» о приобретении производства химикатов для очистки воды. «Кемира» также построит новое предприятие по производству указанной продукции в Санкт-Петербурге. Общий объем сделки и инвестиций составляют 10 млн.евро. Новое производство должно быть введено в действие во II пол. 2003г.

Оборот концерна «Сюдсвенска Чеми» (Sydsvenska Kemi), в который входит шведская компания «Песторп» (Pestorp), по результатам трех кварталов 2002г. уменьшился по сравнению с пред.г. на 3% и составил 4,6 млрд.шв.кр. Прибыль выросла с 151 млн.шв.кр. до 450 млн.шв.кр. Концерн осуществил программу по повышению эффективности, экономический эффект которой оценивается в 130 млн.шв.крон. В указанный период произошло поглощение отделения американского концерна Rogers по производству композитных материалов (Moldable Composites), что позволило усилить позиции компании «Песторп». Прекращена коммерческая деятельность компании Pestorp Construction Chemicals. Планировавшееся в 2001г. слияние «Сюдсвенска Чеми», «Кемира» и «Нюнеа» (Dynea Oy) не получило одобрения финского правительства.