

www.polpred.com

СОВЕТ ПО ВНЕШНЕЙ ПОЛИТИКЕ КОМИТЕТА ГОСДУМЫ ПО МЕЖДУНАРОДНЫМ ДЕЛАМ
С УЧАСТИЕМ МИД РФ, ЖУРНАЛА «КОРИНФ» МИНЭКОНОМРАЗВИТИЯ РФ

НЕФТЬ и ГАЗ

за рубежом

Редакция выражает благодарность представителям
российских и иностранных ведомств и компаний
за помощь в сборе и подготовке информации

Автор проекта ПОЛПРЕД, гл. редактор д.и.н. Г. Вачнадзе.

Над справочником работали: И. Ермаченков, Н. Кац, А. Комаров,

И. Кравченко, М. Кулабухова, А. Купцов, К. Сальберг, Т. Стенина, Л. Тимофеева

Агентство "Бизнес-Пресс", 117049 Москва, Бол. Якиманка 35, стр. 1,

т/ф 238-6458, 238-9587, 238-2798, E-mail: b-press@rambler.ru, www.polpred.com

Отпечатано в ПИК ВИНТИ, 140010 Люберцы, Октябрьский пр-т 403

ЛР № 065260 от 02.07.97

©Г.Н. Вачнадзе, 2002

ISBN 5-900034-25-9

Нефть и газ за рубежом

СОДЕРЖАНИЕ

Азербайджан	5	Литва	67
Нефть	5	ТРУБОПРОВОДЫ	67
НЕФТЕПРОМ	9	ГАЗ	68
Деятельность ам. компании «Шеврон».....	10	НЕФТЬ	68
ГАЗ	10	Мексика	69
Экспорт газа в Турцию.....	12	НЕФТЕГАЗПРОМ-2000	69
Шельф	13	НЕФТЬ	71
ТРУБОПРОВОДЫ	15	Шельф.....	72
Аргентина	16	НЕФТЕХИМИЯ	73
НЕФТЕГАЗПРОМ-2000	16	ГАЗПРОМ	74
НЕФТЕГАЗПРОМ-99	18	Монголия	75
Бразилия	19	Никарагуа	76
НЕФТЕГАЗПРОМ.....	19	Норвегия	77
Итоги 2000г.....	19	НЕФТЕГАЗПРОМ-2000	77
Нефтедобыча в 1999г.....	21	НЕФТЕГАЗПРОМ-1999	80
Нефтехим. комплекс «Копесул».....	22	НЕФТЕФОНД.....	81
ГАЗ	23	«СТАТОЙЛ»	84
НЕФТЕХИМИЯ	25	Перу	86
Великобритания	26	НЕФТЕГАЗПРОМ.....	86
Венесуэла	27	Нефтегазпром в 1999г.	87
Нефть	27	Законодательство в нефтедобыче	87
Энергетическая политика Каракаса.....	29	ГАЗ	89
Поездки У.Чавеса по странам-членам ОПЕК....	31	Реализация проекта Camisea	89
Венесуэльско-ам. сотрудничество.....	31	Польша	90
ГАЗИФИКАЦИЯ	32	Нефть	90
НЕФТЕХИМИЯ	33	Нефтепереработка.....	91
Германия	33	Приватизация нефтепрома.....	92
Дания	35	Португалия	93
Индия	36	Румыния	94
Иран	37	Сирия	94
НЕФТЕГАЗПРОМ.....	40	Нефть-2000	94
НЕФТЕХИМПРОМ.....	46	Нефть-1999	96
Испания	46	Словения	97
НЕФТЕГАЗПРОМ.....	46	США	97
ГАЗ	48	Обзор рынка энергоносителей США.....	97
Правовое регулирование рынка прир. газа.....	48	Нефть	98
Казахстан	52	Перспективы добычи нефти и газа на Аляске....	98
Канада	53	Туркмения	100
Киргизия	55	Нефтегазовый комплекс в 2000г.....	100
Китай	56	... в 2001г.....	102
ГАЗ	57	Позиция по статусу Каспия	103
О газовом проекте на юге КНР	57	Турция	104
Ресурсная база	58	Украина	105
НЕФТЕГАЗПРОМ.....	60	НЕФТЕГАЗПРОМ.....	105
Итоги 2000г.....	60	Загрузка НПЗ.....	106
Последствия вступления КНР в ВТО	60	Туркменский газ.....	107
Колумбия	62	«Лисочанскнефтеоргсинтез»	107
НЕФТЕГАЗПРОМ.....	62	Финляндия	108
Нефть	63	Чехия	109
ГАЗ	64	Швеция	109
Республика Корея	65	Югославия	110
Куба	66	Япония	110

Нефть и газ за рубежом

АЗЕРБАЙДЖАН

Нефть

Нефтяная стратегия подчинена созданию возможностей для обеспечения условий транспортировки добытой нефти на европейский рынок. Эта деятельность стала особенно активной с приходом к власти в стране в 1993г. президента Г.Алиева, апофеозом политики которого является подписание 18 нояб. 1999г. в рамках Стамбульско-го саммита ОБСЕ «Соглашения о транспортировке сырой нефти по основному экспортному трубопроводу Баку-Тбилиси-Джейхан через территории А., Грузии и Турции». Руководство А. считает, что заключение этого соглашения, а также приложений к нему – Стамбульской декларации (подписана президентами А., Турции, США и Казахстана), Меморандума о взаимопонимании (подписан президентами А., Турции и Грузии), Межправит. декларации о принципах осуществления Транскаспийского газопровода (подписана президентами А., Турции, США, Грузии и Туркменистана) означает «обеспечение энергетической безопасности мировой экономики в ХХIв.».

Крупными успехами нефтяной отрасли А. со времени подписания 20 сент. 1994г. «контракта века» на разработку **месторождения Азери-Чираг-Гюнешли** стали получение в нояб. 1997г. на данном месторождении **первой партии «ранней» нефти** и доведение ее суточных объемов добычи до 15 тыс.т., а также **восстановление** и сдача в апр. 1999г. в эксплуатацию бездействовавшего еще с советских времен **нефтепровода Баку-Супса** вместе с терминалом на грузинском побережье Черного моря.

В целом за 1998-99гг. А. экспортировал по трубопроводам Баку-Новорос. Баку-Супса 6,5 млн.т. нефти (соответственно 3,2 и 3,3 млн.т.). Доведение объема добычи нефти на месторождении Азери-Чираг-Гюнешли до 115 тыс.б/д (15 тыс.т.) позволило А. в сент.-нояб. 1999г. получить 1,4 млн.т. нефти общей стоимостью 215 млн.долл. Это впервые дало инофирмам возможность выделить в дек. 1999г. на долю Баку прибыльной нефти в объеме 135 тыс.т. (продана во Францию). Предполагается, что в 2000г. А. в рамках «контракта века» получит прибыльную нефть на 100 млн.долл., а дальнейшее развитие проекта Азери-Чираг-Гюнешли и организация добычи нефти и на других месторождениях увеличат **ежегодную прибыль** от ее продажи до **500 млн.долл.** Кроме того, в 2000г. А. ожидает выплату ему инокомпаниями бонусов на 116 млн.долл., а также 13 млн.долл. аренды за право пользования соответствующими договорными площадями.

В этой связи одной из главных целей А. в ближайшие 2-3 года, наряду с реализацией Основного экспортного трубопровода Баку-Джейхан, является ускоренная разработка месторождения Азери-Чираг-Гюнешли. В противном случае страна не сможет обеспечить необходимые для прокачки по ОЭТ объемы нефти. Учитывая данное обстоятельство, эксперты Гос. нефтяной компании АР

(ГНКАР) и Азерб. межд. операционной компании (АМОК) уже согласовали основные параметры и конфигурацию новой нефтяной платформы, которая будет монтироваться на месторождении Азери в целях решения вопроса о добыче и экспорте 10 млн.т. нефти на первом этапе предполагаемого запуска ОЭТ в мае 2004г. Речь здесь идет о новых инвестициях в 3 млрд.долл. для нефтяной платформы.

В А. работают или ведут переговоры по предстоящим контрактам компании следующих стран: США – «Пензойл», «Юнокал», «Эксон», «Шеврон», «Мобил», «Амерада-Хесс», «Фронтера», «Монкрифойл»; Великобритания – «Бритиш Петролеум – Амоко», «Ремко», «Монумент»; Россия – «Лукойл», «Центральная топливная компания»; Япония – «Иточу», «Мицуи», «Джапекс», «Инпекс», «Тейкоку», «Джапан нейшнл ойл»; Франция – «Эльф Акитен», «Тоталь»; Канада – «Комонвелс», «Альберта ээнержи»; Саудовская Аравия – «Дельта»; Норвегия – «Статойл»; Турция – «Петроллары ортаклары»; Иран – «Ойл индастриз инжиниринг»; Германия – «Винтерсхалл»; Испания – «Репсол».

Кроме этих **нефтедобывающих** компаний, в стране действуют 130 британских, 110 ам., десятки турецких, франц., германских, шведских бельгийских, японских, итал., португальских, новозеландских и иранских **сервисных нефтяных компаний.**

В течение 5 лет с момента подписания «контракта века» в А. были подписаны еще 17 нефтяных соглашений. 14 из них, включая «контракт века», – это соглашения о разведке, разработке и долевом разделе нефти, добытой с морских месторождений, а 4 других – о разведке месторождений на суше или восстановлении имеющихся разработок. 11 из 18 соглашений находятся в различной степени реализации, а по 7 работы либо заморожены, либо компании еще не приступали к их осуществлению. Прямые инвестиции по реализуемым 11 контрактам (за исключением соглашения по Азери-Чираг-Гюнешли) за последние 2 года составляют 700 млн.долл., хотя по этим соглашениям пока не добыто ни одной тонны нефти и не получено ни одного кубометра газа. Весь добываемый по контрактам объем нефти и газа приходится пока на долю только месторождения Азери-Чираг-Гюнешли.

Руководство А. не теряет надежды, что в течение предстоящих 10 лет объем иноинвестиций только по уже подписанным 18 контрактам составит 56 млрд.долл. Однако существует опасность того, что неподтверждение прогнозируемых огромных запасов нефти на азербайджанском шельфе Каспия не только приведет к резкому оттоку из страны зарубежного капитала, но и будут сорваны планы строительства ОЭТ Баку-Джейхан. Реализация подписанных нефтяных контрактов находится на следующей стадии:

1. Карабах. В 1997-98гг. на данном участке пробурено 3 поисково-разведочных скважины и открыто газоконденсатное месторождение, однако заслуживающих внимания нефтяных горизонтов

не обнаружено, хотя азербайджанской стороной запасы нефти здесь оценивались в объеме 80-100 млн.т. ГНКАР заявила, что не видит сейчас необходимости в разработке этого месторождения под предлогом низкой цены на нефть на мировых рынках. Вместе с тем инокомпания за два года изыскательских работ на данном участке израсходовала, по их данным, 140 млн.долл. С фев. 1999г. все работы на месторождении законсервированы, и большинство иноучастников контракта уже покинули А.. ГНКАР пытается найти новых инвесторов и заинтересовать их «возможностями» данной структуры.

2. Шахдениз. Разведработами на данном участке пром. запасов нефти пока не обнаружено. Однако выявлено газоконденсатное месторождение, запасы которого по подсчетам азербайджанской стороны составляют не менее 700 млрд. кубометров газа. «ВР-Амоко» продолжает бурение второй разведочной скважины, стараясь обнаружить нефть, так как не может смириться с тем, что ее усилия в этом направлении и понесенные многомиллионные затраты могут оказаться напрасными.

3. Дан улдузу-Ашрафи. Работы начаты в марте 1997г., освоено 64 млн.долл. В янв. 1998г. на площади Ашрафи обнаружено нефтегазоконденсатное месторождение. По подсчетам ГНКАР, запасы нефти здесь составляют 64 млн.т. Решение о начале пром. добычи нефти на данной контрактной площади может быть принято не ранее второй половины 2000г., так как работы практически заморожены и для реанимации проекта необходимо изыскать доп. фин. средства.

4. Ленкоран-Дениз и Тальш-Дениз. Реализуется с июня 1997г. Проведены геофиз. работы на 36,6 млн.долл. Общие расходы за 10 лет предусмотрены в 4,5 млрд.долл., однако темпы проводимых работ и, главное, практическое отсутствие обнадеживающих результатов по разведке нефти исключают возможность освоения здесь таких гигантских сумм.

5. Кюрдаши. Реализуется с июня 1999г. Осуществлены только геофиз. работы на 17,5 млн.долл. Структура бурением не обследована.

6. Д-222. Работы ведутся с дек. 1997г. Осуществлены только геофиз. работы на 4,5 млн.долл. Структура бурением не обследована.

7. Нахычеван. Реализуется с дек. 1999г. Осуществлены только геофиз. работы на 22,5 млн.долл. Структура бурением не обследована.

8. Апшерон. Реализуется с дек. 1999г. Проведены только геофиз. работы на 10,6 млн.долл., необходимые для обеспечения безопасности бурения разведочных скважин. Структура бурением еще не обследована. Идет подготовка к проведению высокоразрешающей сейсмической разведки и анализу керн с поверхности грязевого вулкана.

9. Огуз. Реализуется с дек. 1997г. Проведены только геофиз. работы на 5,5 млн.долл. Структура бурением не обследована.

10. Юго-Западный Гобустан. Соглашение подписано в дек. 1998г., каких-либо работ пока не проводилось.

11. Араз-Алов-Шарк. Соглашение подписано в дек. 1998г., каких-либо работ пока не проводилось.

12. Инам. Реализуется с дек. 1998г. В ходе геофиз. исследований освоено 7,5 млн.долл. Структура бурением не обследована.

13. Мурадханлы. Реализуется с нояб. 1998г. Проведены только геофиз. работы на 2,4 млн.долл. Все изыскания заморожены.

14. Кюрсанги-Карабаглы. Соглашение подписано в апр. 1999г. Работы пока не начаты.

15. Атешгах-Янай тава-Муган-дениз. Реализуется с июня 1999г. Проведены геофиз. работы на 800 тыс.долл.

16. Зафар-Машар. Соглашение подписано в июне 1999г. Работы пока не начаты.

17. Лерик-дениз-Джануб-Далга-Савалан-Падар. Соглашение пока находится в стадии подготовки к подписанию.

18. Азери-Чираг-Гюнешли. («Контракт века»). Соглашение подписано в сент. 1994г. Единственный контракт, по которому добывается нефть. Ради достижения этой цели иностр. компаниями было израсходовано 2 млрд.долл.

В 2003-04гг. А. ожидает добыть на этой структуре 20 млн.т. нефти и довести этот объем к 2010г. до 40-50 млн.т. Предполагаемые запасы нефти на данном месторождении азербайджанской стороной оцениваются в 650 млн.т. и **суммарный доход от реализации этого проекта планируется на уровне 100 млрд.долл., из которых 80 млрд. должен получить Баку.** А. также надеется, что общий экспортный потенциал всех 18 контрактов к 2015г. будет доведен до 60-70 млн.т. нефти в год.

Долевое участие в контрактах по месторождениям:

1. Азери-Чираг-Гюнешли. В первый консорциум вошли: «Би Пи» (Англия) – 17,1% долевого участия; «Лукойл» – 10%; «Юнокал» (США) – 10%; «Статойл» (Норвегия) – 8,5%; ГНКАР – 10%; «Амоко» (США) – 17%; «Иточу» (Япония) – 3,9%; «Рэмко» (Великобритания) – 2%; Тпао (Турция) – 6,75%; «Экссон» (США) – 8%; «Пензойл» (США) – 4,81%; «Дельта Ойл» (Сауд. Аравия) – 1,68%.

2. Карабах. Соглашение о разработке месторождения подписано 10 нояб. 1995г.: ГНКАР – 7,5%; «Лукаджип» (СП «Лукойл»-«Аджип») – 45%; «Пензойл» (США) – 30%; «Лукойл» – 12,5%; «Аджип» (Италия) – 5%. В общей сложности доля «Лукойла» в этом консорциуме составляла 35%.

3. Шах-Дениз. Соглашение подписано 4 июня 1996г.: ГНКАР – 10%; «БП» (Англия) – 25,5%; «Статойл» (Норвегия) – 25,5%; «Лукойл» – 10%; «Эльф Акитэн» (Франция) – 10%; Оиик (Иран) – 10%; Тпао (Турция) – 9%.

4. Дан Улдузу и Ашрафи. Соглашение подписано 14 дек. 1996г.: ГНКАР – 20%; «Амоко» – 30%; «Юнокал» – 25,5%; «Иточу» (Япония) – 20%; «Дельта Ойл» (Сауд. Аравия) – 4,5%.

5. Ленкоран-Дениз и Тальш-Дениз. Соглашение подписано 28 мая 1997г.: «Эльф Акитэн» – 40%; Оиик (Иран) – 10%; Тоталь (Франция) – 10%; ГНКАР – 25%; «Петрофина» (Бельгия) – 5%; «Деминекс» (Германия) – 10%.

6. Ялама (Д-222). Соглашение подписано в июне 1997г.: «Лукойл» – 60%; ГНКАР – 40%.

7. Нахычеван. Соглашение подписано 1 авг. 1997г.: «Экссон» (США) – 50%; ГНКАР – 50%.

8. Огуз. Контракт подписан 1 авг. 1997г.: «Мобил» (США) – 50%; ГНКАР – 50%.

9. Апшерон. Контракт подписан 1 авг. 1997г.: ГНКАР – 50%; «Шеврон» (США) – 30%; Тоталь (Франция) – 20%.

10. Кюрдаши. Контракт подписан 2 июля 1998г.: ГНКАР – 50%; «Аджип» (Италия) – 25%;

«Мицуи» (Япония) — 15%; Тпао (Турция) — 5%; Repsol (Испания) — 5%.

11. Инам. Контракт подписан 21 июля 1998г.: ГНКАР — 50%; Амоко (США) — 12,5%; Monument (Вел.) — 12,5%; ЦТК (Москва) — 12,5%.

11. Инан-Тава-Аташгях-Мугань-Дениз. Контракт подписан 25 дек. 1998г.: ГНКАР — 50%; Jарех (Япония) — 22,5%; Инрех (Япония) — 12,5%; Teikoku (Япония) — 7,5%; Itochu (Япония) — 7,5.

13. Алов-Араз-Шарг. Соглашение подписано 21 июля 1998г.: ВР — 15%; Statoil — 15%; ГНКАР — 40%; Еххон — 15%; Трао (Турция) — 10%; Alberta Energy (Канада) — 5%.

14. Шемахино-Гобустанский нефтяной р-н. Контракт заключен в 1998г.: ГНКАР — 20%; «Юнион» — 40%; «Коммонуэлс ойл гэсс компани» — 40%.

15. Мурадханлы-Джафарлы-Зардоб. Контракт подписан 2 июля 1998г.: ГНКАР — 50%; Ramko Energy — 50%.

16. Кюрсанги и Карабаглы. Контракт подписан 2 июля 1998г.: ГНКАР — 50%; Frontera Resources — 30%; Delta-Hess — 20%.

17. Лерик-Дениз Савалан. Контракт подписан 27 апр. 1999г.: ГНКАР — 50%; Mobil — 30%, 20% остаются свободными.

18. Зафар-Машал. Соглашение подписано 27 апр. 1999г.: ГНКАР — 50%; Еххон — 30%; Еще 20% остаются свободными.

19. Падар. Соглашение подписано 27 апр. 1999г.: ГНКАР — 20%. Moncrifoil (США) — 80%.

Для транспортировки своей «ранней» нефти А. было бы достаточно одного трубопровода Баку-Новороссийск. Однако полит. задачи по вытеснению России из региона Юж. Кавказа побудили А. и Грузию при фин. поддержке Запада реанимировать старый нефтепровод Баку-Супса. Объявленная цель данного шага — транспортировка азербайджанской «ранней» нефти и по западному маршруту в связи с неспособностью северного маршрута справиться с увеличившимся экспортом нефти. Вместе с тем с апр. 1999г., когда начал функционировать трубопровод Баку-Супса, по этому маршруту транспортировано всего 3,3 млн.т. нефти, из которых 2 млн. приходится на казахстанскую нефть, доставлявшуюся в Баку танкерами и баржами. Для транспортировки же на европейские рынки ожидаемых к 2004г. объемов добычи нефти А. потребуются Основной экспортный трубопровод, без ввода в действие которого к указанному сроку все нефтяные планы Баку окажутся сорванными.

В этой связи еще в сент. 1997г. указом президента Г. Алиева была создана рабочая группа, в состав которой вошли по 3 представителя от ГНКАР и АМОК и 1 представитель правительства страны. На эту группу была возложена задача проведения переговоров с правительствами Турции, Грузии и заинтересованных стран Центр. Азии. В окт. 1998г. переговоры увенчались подписанием в Анкаре президентами А., Турции, Казахстана, Узбекистана и министром энергетики США Полит. декларации в поддержку строительства ОЭТ Баку-Джейхан.

В развитие этой Декларации в рамках Стамбульского саммита ОБСЕ 18 нояб. 1999г. президентами А., Турции, США, Казахстана и Туркменистана был подписан пакет соглашений о начале строительства ОЭТ Баку-Тбилиси-Джейхан, а

также Транскаспийского газопровода Туркменбаши-Джейхан, который будет проложен по дну Каспийского моря и по территории А., Грузии и Турции параллельно маршруту ОЭТ. Общая протяженность ОЭТ составит 1730 км., из которых 468 приходится на территорию А., 225 — Грузии и 1037 — Турции. Пропускная способность трубопровода — до 60 млн.т. нефти в год при диаметре трубы 110 см. Кроме строительства ОЭТ, должен быть модернизирован Сангачальский терминал в Баку, а также построены новый мощный терминал в Джейхане и 11 насосных станций по маршруту трубопровода.

Общая стоимость строительства объектов ОЭТ предполагается в 2,4 млрд.долл. (независимые экспертные оценки — 3,7 млрд.долл.). Общий тариф за транспортировку нефти из Баку в Джейхан составит 2,58 долл. за баррель или 18 долл.т. По плану ОЭТ должен вступить в строй не позднее 15 мая 2004г., так как к этому сроку, по всей видимости, начнет функционировать в полную силу нефтепровод Тенгиз-Новороссийск Каспийского трубопроводного консорциума, по которому на европейские рынки пойдет львиная доля казахстанской нефти. Срыв сроков строительства ОЭТ вынудит Казахстан всю свою нефть транспортировать по рос. трубопроводам, что сделает использование ОЭТ, рассчитанного на ежегодную прокачку и 20 млн.т. казахстанской нефти, еще более непривлекательным в эконом. смысле.

Важнейшим документом из пакета соглашений по ОЭТ является межправит. соглашение между А., Турцией и Грузией, которое определяет принципы взаимного сотрудничества между ними, а также права, предоставленные инвесторам со стороны этих государств. Другие документы пакета регулируют правовые вопросы, взаимные интересы и обязательства сторон и инвесторов на период проектирования, строительства и функционирования нефтепровода с учетом земельного, правового, тамож. и других режимов в коридоре прохождения маршрута ОЭТ.

Подписано также соглашение между турецкой гос. компанией «Боташ» (главный подрядчик-строитель ОЭТ на территории Турции и нефтяного терминала в Джейхане) и инвесторами. Эта компания обязалась сдать ОЭТ не позднее 15 мая 2004г., израсходовав на строительство его объектов в Турции не более 1,4 млрд.долл. Если сумма расходов выйдет за пределы взятых обязательств, то погашение возникших доп. затрат будет возложено на правительство Турции.

Президент Г.Алиев распустил созданную в сент. 1997г. рабочую группу, заявив, что она выполнила свою задачу и необходимо учреждение новой правит. комиссии, которая займется вопросами организации компаний-подрядчика по строительству ОЭТ на территории А. и Грузии. К данной работе можно приступить только после ратификации парламентами этих стран соглашений по ОЭТ. Грузинский парламент в принципе был готов ратифицировать документы в конце дек. 1999г., если бы к этому сроку их ратификация прошла и в парламенте А. Однако молчание Баку на этот счет вызвало определенное беспокойство Тбилиси, который в целях «стимуляции» вопроса дал понять А., что склоняется к поддержке идеи создания единой системы транспортировки нефти из стран каспийского региона и Центр. Азии,

предполагающей соединение (через реверсивный трубопровод) строящегося Каспийским консорциумом нефтепровода Тенгиз-Новороссийск ОЭТ Баку-Джейхан. Такая позиция Грузии, которая подразумевает, что нефтяные компании должны иметь право выбора при определении маршрутов экспорта каспийской нефти, для чего требуется строительство реверсивного трубопровода, способного соединить нефтепроводы на территории России с нефтепроводами на территории Грузии, оказалась для Баку вполне неожиданной. Здесь это восприняли как неприкрытое давление Грузии на А. с тем, чтобы заставить Баку без долгих переговоров и раздумий согласиться с нежеланием Тбилиси участвовать в финансировании строительства ОЭТ, возложив эту ответственность полностью на плечи предполагаемой к созданию Компании по строительству Основного экспортного трубопровода (МЕРСО-Main Export Pipeline Company) на азербайджанском и грузинском участках маршрута ОЭТ.

С учетом этих обстоятельств в Баку с интересом ожидали результатов визита в Тбилиси 13-14 дек. 1999г. группы экспертов ГНКАР во главе с президентом компании Н. Алиевым и АМОК во главе с вице-президентом компании Р. Диггенсом в целях окончательного согласования вопросов по строительству ОЭТ на его грузинском участке. Интерес к этому вопросу вызывался и тем, что практически сразу после саммита ОБСЕ в Стамбуле грузинская сторона в нарушение своих же обязательств по соглашению об ОЭТ стала высказывать несогласие по ряду позиций своего участия в реализации проекта.

В частности, в соглашении говорится о том, что страна, по территории которой проходит ОЭТ, берет на себя все расходы по восстановлению поврежденных стихийными бедствиями и другими форс-мажорными обстоятельствами участков трубопровода, возмещает ущерб от перебоев с перекачкой нефти и даже от простоев танкеров и НПЗ. Однако Тбилиси посчитал «крайне важным» прояснить экологические проблемы, связанные с прокладкой нефтепровода, и отказался от разделения фин. ответственности в случае стихийных бедствий на грузинском участке ОЭТ, могущих привести к разрушению трубопровода и способных вызвать экологическую катастрофу, требуя, чтобы расходы по этим вопросам взяли на себя инвесторы проекта. Кроме того, Грузия отказалась гарантировать финансирование компенсаций и частным владельцам земельных участков, по которым пройдет ОЭТ, считая, что эти компенсации должна выплачивать все та же АМОК. Грузия также настаивает, чтобы ей бесплатно доставалось не менее 3% нефти, транспортируемой по ОЭТ, не считая выплат за транзит нефти по данному трубопроводу по своей территории в 19 центов за баррель, в то время как тариф за транзит «ранней» нефти по трубопроводу Баку-Супса составляет 18 центов за баррель. При подписании документов по ОЭТ на саммите ОБСЕ в Стамбуле президент Э. Шеварднадзе говорил, что Тбилиси готов отказаться от тарифа за транзит нефти по ОЭТ, если А. будет бесплатно оставлять Грузии небольшую часть этой нефти.

Переговоры в Тбилиси закончились безрезультатно, несмотря на то, что в их финальной части участвовал и президент Грузии Э. Шеварднадзе,

попытавшийся склонить членов азербайджанской делегации и представителей АМОК к признанию требований и фин. претензий своих грузинских коллег. Президент ГНКАР Н. Алиев высказался в поддержку только одного требования Грузии – признал «справедливыми» виды Тбилиси на часть предполагаемой к транспортировке нефти по ОЭТ в случае отказа от претензий на тариф по перекачке нефти. При этом обе стороны заявили, что потребуются проведение доп. консультаций с потенциальными инвесторами для выработки окончательной позиции уже в ходе очередных переговоров в Баку. Президент Грузинской межд. нефтяной корпорации (ГМНК) Г. Чантурия отказался подписывать предложенные ГНКАР и АМОК документы, подчеркнув, что вначале требуется свести воедино законодательную базу всех трех заинтересованных в проекте стран с тем, чтобы это не противоречило их Конституциям. В этой связи ратификация общего пакета соглашений по ОЭТ парламентами Грузии, А. и Турции отодвигается на задний план, срывая таким образом и сроки начала строительства ОЭТ.

Что же касается вопроса о проведении азербайджанскими экспертами аналогичных консультаций в Казахстане и Туркменистане, транспортировка нефти которых по ОЭТ служит одним из основных факторов успешного функционирования этого маршрута, то он пока еще даже не обсуждался и не рассматривался.

В этих условиях оказались сорванными и планы созыва в конце дек. 1999г. в Баку совещания потенциальных владельцев и спонсоров МЕРСО, представителей заинтересованных в проекте прикаспийских стран, а также правительства США. На данном совещании планировалось согласовать объемы финансирования, подготовить контракты на основные и специализированные инженерные работы, а также разработать план строительства, которое должно начаться в I кв. 2001г. и завершиться в мае 2004г. Однако затяжка ратификации соглашений по ОЭТ, новые моменты в позиции Грузии и ее неуступчивость сорвали и планы создания МЕРСО до конца янв. 2000г., как это предусмотрено стамбульскими соглашениями.

Предполагается, что МЕРСО в течение всего 2000г. будет заниматься разработкой проекта строительства ОЭТ, подписанием контрактов и тендеров на строительство нефтепровода на его азербайджанском и грузинском участках. В состав МЕРСО могут войти не только ГНКАР и АМОК, но также и другие участники разработки шельфа Каспия. При этом руководство А. считает, что компания в финансовом отношении должна быть независимой от «Бритиш Петролеум-Амоко» – основного держателя акций АМОК. (Акционеры АМОК: ВР-«Амоко» – 34,14%, «Юнокал» – 10,04%, ГНКАР – 10%, «Лукойл» – 10%, «Статойл» – 8,56%, «Эксон-Мобил» – 8%, ТПАО – 6,75%, «Пеннзойл» – 4,82%, «Иточу» – 3,92%, «Ремко» – 2,08%, Дельта-Хесс – 1,68%).

Каким образом еще не созданная МЕРСО будет решать самый сложный финансовый вопрос – остается загадкой, если реальный источник денег в лице ВР-Амоко (А. надеется, что британская компания выделит на строительство ОЭТ недостающие 1 млрд.долл.) потеряет контрольный пакет акций в Компании, который, по плану Баку,

должен принадлежать ГНКАР, а другие потенциальные инвесторы в лице Лукойла, Статойла, Пеннзойла и Иточу и ранее не скрывали своего скептицизма в отношении перспектив ОЭТ. Не случайно, ряд руководителей ВР-Амоко уже выступили с заявлениями, что компания вряд ли примет участие в финансировании строительства ОЭТ и тем более не возьмет на себя связанные с этим риски на территории А. и Грузии, так как то же считает нефтепровод нерентабельным.

Представляется, что в течение последних 5 лет А. устоял и в определенной степени окреп экономически не столько благодаря нефти, сколько своему 2 млн. отряду граждан, выехавших на заработки в Россию и другие страны СНГ. Если все инвестиции Запада в нефтяную отрасль А. за последние 5 лет измеряются цифрой менее 3 млрд. долл., то **денежные переводы азербайджанцев из России на родину** за этот же период, по самым скромным подсчетам, составляют не менее 7,5 млрд. долл. Таким образом, не нефть пока спасает А., а четвертая часть его населения, выехавшая в поисках заработка в другие страны. А., по сути, повторяет в этом отношении пример Турции, «эконом. чудо» в которой сотворил ее 800-тысячный отряд «гастарбайтеров» в Германии.

Нефтепром

Азербайджан является **одним из старейших нефтедобывающих регионов мира**. Наличие значительных ресурсов нефти, достаточных как для обеспечения внутренних потребностей, так и для экспорта, предопределило формирование структуры экономики республики и сыграло решающую роль на всех этапах развития ее народного хозяйства в целом.

Нефтяная отрасль, исторически бывшая основой республиканской экономики, обусловила развитие азербайджанской нефтяной науки, машиностроения для нефтяной промышленности, обеспечивавшего по большинству важнейших наименований этой продукции до 80% потребностей бывшего Советского Союза.

Пик нефтедобычи в А. пришелся на годы Великой отечественной войны, когда в республике добывалось 23 млн. т. нефти в год. В силу ускоренного развития нефтяных районов Поволжья и Тюменского севера значительные фин. и материальные ресурсы были переключены именно туда. Добыча нефти упала до 12 млн. т. в год и долгое время оставалась на этом уровне.

Тем не менее, в послевоенное время азербайджанская нефтедобывающая и нефтеперерабатывающая промышленность получили дальнейший мощный импульс. Впервые в А. была начата **разработка морских нефтяных месторождений** («Нефтяные Камни»), развивалась вся инфраструктура нефтедобычи, росли мощности нефтепереработки, которые были доведены почти до 20 млн. т. в год. Для полной их загрузки в АР из России дополнительно завозилось около 5 млн. т. сырой нефти ежегодно.

В наследство от Советского Союза А. досталась **самая развитая на постсоветском пространстве нефтяная промышленность**, располагающая соответствующими производственными мощностями, базами обслуживания, ремонта и комплектации оборудования, научно-тех. потенциалом и кадрами для комплексного решения проблем разведки,

эксплуатации и обустройства нефтегазовых месторождений на суше и море, переработки нефти и т.д. Только на балансе Управления «Каспморнефтефлот», обслуживающего морскую нефтедобычу, числится **318 судов**.

Весь нефтяной комплекс страны, включая нефтепереработку, транспортировку и реализацию нефти и нефтепродуктов, в 1992г. объединен в единую Гос. нефтяную компанию ГНКАР, являющуюся стопроцентной гос. собственностью. ГНКАР занимается всеми аспектами, связанными с разведкой, разработкой нефтегазовых месторождений, переработкой, транспортировкой и реализацией нефти и нефтепродуктов, научно-исследовательскими работами в этих областях.

В ГНКАР входят: производственные объединения по добыче нефти и газа на суше, добыче нефти и газа на море, геофизике и инженерной геологии, добыче нефти и маслам, добыче нефти и топливам, по машиностроению, магистральным нефтепроводам, по проектированию и строительству стационарных платформ на шельфе; тресты по строительству соц. объектов на Каспийском море, по строительству буровых объектов на Каспийском море, по ремонтным работам на нефтеперегонных заводах; Управление Гос. инспекции по безопасности судоходства и портовому надзору; Проектный институт по нефтехимии «Азнефхимья»; НИИ по добыче нефти на суше; НИИ по геофизике «АзНИИ Геофизика»; Управление «Каспморнефтефлот»;

В компании работает 77 тыс. чел., в т.ч. 21 тыс. инженерно-тех. работников. ГНКАР обеспечивает 50% объема пром. производства АР, 65% ее экспорта и 30% поступлений в госбюджет.

Однако в постсоветский период А. не удалось обеспечить устойчивую работу нефтяной промышленности, использовать в полной мере ее большой потенциал. **Добыча нефти постоянно снижалась. В 1997г. по сравнению с 1991г. она уменьшилась на 25%** (12 млн. т. и 9,1 млн. т. соответственно). В 1998-99гг. добыча осталась почти на уровне 1997г. (9 млн. т. в 1998г., 6 млн. т. за 8 мес. в 1999г. без учета нефти АМОК). Почти вдвое (на 48%) сократилось количество переработанной нефти. Из-за недостатка фин. ресурсов не модернизировалась технология добычи и переработки нефти, нефтепромысловое хозяйство пришло в упадок, практически «заморожено» разведочное бурение, что ведет к сокращению базы для поддержания хотя бы на прежнем уровне добычи нефти, **80% нефтяного флота подлежит списанию**.

Из недр А. извлечено 1365 млн. т. нефти с конденсатом, в т.ч. около 440 млн. т. из морских месторождений. **Подтвержденные нефтяные запасы ГНКАР составляют 2084 млн. т. (1,4 млрд. т. на море), извлекаемые — 300 млн. т.** Только на суше у ГНКАР сегодня около 2 тыс. скважин, многие из которых требуют ликвидации, ремонта, доп. бурения. Однако средств на эти цели нет. На море многие сотни километров гидротех. сооружений пришли в упадок от времени, от коррозии в экстремальных штормовых условиях и требуют замены. Только на Нефтяных Камнях ремонт и замена таких сооружений, эстакад, дорог, участков требует 200 млн. долл. Но поскольку эти вложения не приведут к увеличению добычи нефти, ГНКАР рассматривает их как невозвратные инвестиции и, тем самым, как нецелесообразные.

Нефтепром АР вынужден нести и большое соц. бремя. В свое время на его базе был создан ряд городов и поселков (Али-Байрамлы, Нефтечала, Сизань), население которых, их жизнь и быт целиком связаны с нефтедобывающими управлениями.

Все это приводит к доп. увеличению **себестоимости нефти ГНКАР**, которая составляет **6-7 долл. за баррель на море и 14-15 долл. за баррель на суше**, в то время как себестоимость нефти, добываемой АМОК на месторождении «Чираг», — **2,2 долл. за баррель**.

Госнефтекомпания вынуждена была стать в определенной степени и кредитующим органом республики. Только два госконцерна «Азеригаз» и «Азерэнерджи» должны ей 200 млн. долл.

Резкое падение мировых цен на нефть в 1997-98гг. обнажило многие структурные и управленческие погрешности в ГНКАР. Ее руководство уверено, что машиностроит., транспортные, строит. организации должны быть сокращены, что позволит значительно улучшить финансовые возможности компании, снизить себестоимость продукции, увеличить капвложения, направить их на развитие чисто нефтяных проектов. Решить эти задачи можно, по мнению руководства ГНКАР, путем приватизации отдельных подразделений компании. Причем оно считает, что в перспективе (после ликвидации системы неплатежей) можно приватизировать даже такой важный элемент нефтяного комплекса, как НПЗ, потому что они не владеют ресурсами.

Однако сразу полностью приватизировать ГНКАР — значит, как полагают в компании, разрушить экономику республики, породить доп. соц. проблемы. С этим мнением согласны и в правительстве страны.

Деятельность ам. компании «Шеврон». Начал сотрудничество с ГНКАР летом 1993г., спустя всего несколько мес. после подписания соглашения с Казахстаном об учреждении СП «Тенгизшеvron» по разработке Тенгизского месторождения.

В окт. 1993г. между ГНКАР и «Шевроном» было подписано соглашение о совместном исследовании южного Каспия. В результате сотрудничества между компаниями, была достигнута договоренность о проведении переговоров по блоку «Апшерон» (прежнее название «Тагиев»). Этот глубоководный блок потенциально являлся одной из крупнейших углеводородных структур в Каспийском бассейне. Азерб. эксперты оценивали его запасы в более чем полмиллиарда тонн нефти.

Многоэтапные переговоры по согласованию основных принципов разведки и разработки блока «Апшерон» увенчались подписанием 1 авг. 1997г. в Вашингтоне соглашения с ГНКАР о разведке, эксплуатации и долевой разделе продукции. Соглашение было подписано президентом компаний «Шеврон Оверсиз» Ричардом Мацке и первым вице-президентом ГНКАР Ильхамом Алиевым. Особую значимость церемонии придавало присутствие на ней президента А. Г. Алиева и вице-президента США А. Гора.

«Шеврон», обладающий 30% долевого участия в соглашении, является оператором. Партнерами компании выступают ГНКАР (50%) и франц. «Тоталь» (20%). В соответствии с соглашением, на разведочный период отводится 3 года, а на период разработки и добычи — 25 лет (с возможным продлением этих сроков).

В 1998г. «Шеврон» провел работы по оценке воздействий на окружающую среду сейсмических исследований. По заказу «Шеврона» СП «Каспиан Геофизикл» приступило к заключительному этапу сейсмических съемок контрактных площадей. Полученные данные будут обработаны и интерпретированы с целью определения места бурения первой скважины.

Другим крупным проектом «Шеврона» является экспорт на мировые рынки тенгизской нефти из Казахстана с использованием транспортной инфраструктуры А. (танкеров, трубопроводов, железной дороги). С 1998г. по азербайджанскому участку перевезено 4,5 млн. т. тенгизской нефти. Благодаря вводу в эксплуатацию в 1999г. доп. коммуникаций объемы транзита нефти могут возрасти. К концу 2000г. планируется транспортировать по маршруту Тенгиз-Баку-Батуми не менее 4 млн. т. углеводородов. Оператором этого проекта является транспортная компания «Каспиан Транс».

С целью интенсификации транспортировки тенгизской нефти «Шеврон» изучает возможность строительства нефтепровода Али-Байрамлы (А.)-Хашури (Грузия). Ранее (в 1998г.) «Шеврон» и «Каспиан Транс» подписали с Грузией соглашение об использовании трубопровода от Хашури до черноморского порта Батуми. В том же 1998г. «Шеврон» подписал соглашение с компанией «Роял Датч Шелл» о сотрудничестве в Каспийском регионе.

Газ

Газовый сектор А. еще в 1907г. получил первые 130 млн. куб. м. попутного природного газа с нефтяных месторождений.

В 20гг. добыча и переработка газа в республике начали развиваться как самостоятельная отрасль. В 1920г. в «Черном городе» был построен первый газопровод протяженностью 3 км. С тех пор **газодобыча нарастала, достигнув своего пика к 1982г., когда было получено 14 млрд. куб. м. газа.**

Одновременно с ростом добычи газа развивалась система транспортировки, переработки и распределения. В 1970-82гг. были построены два магистральных газопровода диаметром 1200 мм на участках Ширвановка-Казы Магомед-Газах и Иран-Астара-Казы Магомед-Газах. За эти годы в А. было транспортировано 25 млрд. куб. м. туркменского (через Россию) и иранского газа.

В 1976г. построено Галмазское, а в 1986г. — Гарадагское **подземные газохранилища** емкостью 1,3 млрд. куб. м. и 200 млн. куб. м. соответственно, которые открыли новую страницу в развитии газового сектора АР и дали определенный толчок экономике Грузии. Ввод в действие этих хранилищ позволил улучшить газоснабжение Мингечаурской ТЭЦ и Али-Байрамлынской электростанции, способствовал работе Руставского (Грузия) меткомбината.

Реализация схемы газоснабжения А. позволила уже к 1982г. обеспечить газом 60 районов или 85% территории республики, многие ТЭС. Инфраструктура включала в себя: 4 тыс. км. газопроводов высокого давления, 36 тыс. км. газопроводов среднего и низкого давления; 7 газокompрессорных станций общей мощностью 200 мвт; 150 газораспределит. станций; 2 подземных газохранилища; 2 завода по переработке газа.

В советские годы потребности республики могли обеспечиваться за счет дешевого туркменского газа. В результате невнимания к дальнейшему развитию газовой отрасли добыча газа упала до 5-6 млрд. куб.м. в год, а из-за неплатежеспособности АР в постсоветский период она была вынуждена отказаться от закупок газа в Туркмении. В итоге большинство районов АР остались без газа, а некоторые ТЭС перешли на мазут.

В 1996г. правительства А. и Норвегии подписали протокол о намерениях, согласно которому норвежская сторона обязалась провести исследования состояния и перспектив развития газовой системы АР. ВБ заявил в 1997г. о выделении кредита в 20 млн.долл. на реконструкцию газовой системы А.

В дек. 1998г. было подписано соглашение между азербайджанским правительством и японским Эксимбанком об участии в финансировании проекта газоснабжения апшеронского района, включая ГРЭС «Северная» и Сумгаитский этилен-пропиленовый завод.

Данные разведочного бурения показали наличие на этих площадях значительных объемов газа и газового конденсата. Велика вероятность обнаружения больших запасов газа на таких глубоководных и глубоководных структурах, как «Апшерон», «Нахичевань», «Араз-Алов-Шарг». В ближайшие 10 лет только внутренняя потребность А. в газе составит 14 млрд. куб. м. в год, в то время как сегодня он добывает сам менее 6 млрд. куб. м. **Запасы газа в «азербайджанском секторе» Каспия могут составить 3 трлн. куб. м.** Компании БП и «Стартойл» уже инициируют в кабинете министров АР вопрос об увеличении внутренней цены на газ с 12 до 40 долл. за 1000 куб.м.

В июне 1999г. в ходе работы 6 межд. выставки «Нефть, газ, нефтепереработка и нефтехимия Каспия-99» в докладе «План развития газовой промышленности А.» представитель ГНКАР сообщил, что в 2000г. планируется создание газового консорциума во главе с ГНКАР и при участии ведущих нефтяных и газовых компаний мира. В сфере деятельности консорциума будут входить: добыча и экспорт собственного газа, транзит по территории А. и Грузии туркменского газа в Турцию, обслуживание и эксплуатация экспортных газопроводов.

«Мастер газ планом» предусмотрено два варианта уровня добычи газа: низший – 15 млрд. куб.м./год и высший – 30 млрд.куб.м./год. При любом из вариантов газ будет направлен в первую очередь на удовлетворение внутренних потребностей страны. Существенная часть добытого газа будет использоваться в качестве топлива для выработки и дальнейшего экспорта электроэнергии.

Электростанции страны потребляют 1 млрд. куб.м. газа и 2,8 млн.т. мазута. Замена мазута в будущем на газ принесет прибыль А. в 200 млн.долл.

План предусматривает также строительство газоперерабатывающего завода, газопроводов, соединяющих его с газохранилищами, ГРЭС «Северная», Сумгаитом, что потребует порядка 190 млн.долл.

В марте 1999г. завершена разработка ТЭО реконструкции Гарадагского и Галмазского газохранилищ, их объем должен достигнуть 7,5 млрд. куб. м., что обеспечит потребности республики в зимний период. На эти работы необходимо также око-

ло 190 млн.долл. В целом предполагаемые инвестиции в газовую программу АР составят от 500 до 700 млн.долл.

Для экспорта азербайджанского газа указанным планом были обозначены два рынка: турецкий и западный (через регион Черного моря). А. имеет перспективы в транзите туркменского, казахстанского и, может быть, узбекского газа посредством транскаспийских газопроводов, строительство которых намечено в 2001-2003гг. В этом случае предполагалось, что А. будут предоставлены льготные тарифы для экспорта своего газа. Имелось в виду также, что для доставки газа на мировые рынки будут необходимы ремонт существующих газовых магистралей на территории А. и Грузии и строительство нового газопровода, соединяющего газопроводы А., Грузии и Турции.

Открытие крупного газового месторождения на Каспии «Шахдениз» (предполагаемые запасы – 700 млрд. куб. м газа) сделало Газовую Программу АР вполне привлекательной для иноинвесторов, но с другой стороны поставило перед А. задачу формирования новой стратегии взаимоотношений (прежде всего в финансовой области) с иностранными партнерами и экспорта собственного газа на запад. Стоит вопрос о пересмотре соглашения (типа PSA) на разработку структуры «Шахдениз», которое не предусматривает механизма возмещения затрат на создание газовой инфраструктуры.

Требуется определить и дальнейшие отношения с Туркменистаном и США в вопросах экспорта азербайджанского газа в Турцию, поскольку другого крупного потребителя «голубого топлива» в регионе нет. Согласится ли А. подключиться к транскаспийскому газопроводу и если да, то на каких условиях – пока не ясно. Но понятно, что без участия АР этот проект невозможен и намерения Баку самостоятельно экспортировать газ будут означать фактический отказ от транскаспийского маршрута. Хотя, учитывая заинтересованность в нем США, такое развитие событий маловероятно.

В любом случае, А. в ближайшие годы может стать не только крупным нефтяным, но и газовым «игроком» в регионе. Одно только месторождение «Шахдениз» позволит полностью обеспечить внутренние потребности в газе, а также значительный экспорт его прежде всего на рынок Турции, где он может составить конкуренцию России и Туркменистану.

В А. добывается 5 млрд.куб.м. природного газа в год. Однако потребности республики вдвое больше – 12-15 млрд.куб.м. Обеспечивающее газом народное хозяйство страны АО «Азеригаз» получает ежегодно 5 млрд.куб.м., а часть газа забирает на свои нужды Госнефтекомпания ТНКАР. До 65% газа подается в Баку и окрестности, остальное – в 17 районов республики. 50% потребителей составляет население, 15% – промышленность. Газ не поступает в 33 района страны.

Длина магистральных газопроводов республики составляет 4 тыс.км., диаметр 1200 мм., рабочее давление 55 бар. Их пропускная способность – 25,5 млрд.куб.м. в год. Протяженность газопроводов низкого и среднего давления превышает 36 тыс.км.

Перед Баку стоит проблема найти недостающие миллиарды кубометров непосредственно на нужды тепло- и энергоснабжения. Она особенно

заметна в зимние месяцы. Поэтому соглашение на поставку 4,2 млрд.куб.м. газа в 2000-01гг. рос. и межд. компаниями («Транснафта» и «Итера»/«Debis») крайне важно для экономики А.

Чтобы в течение ближайших двух-трех лет найти дополнительные источники поступления газа в страну, руководство республики начало переговоры с Ираном о поставках оттуда 2-3 млрд.куб.м. в год. Последний намерен для этих целей увеличить импорт газа из Туркмении с 8 млрд.куб.м. год до 13 млрд.

Немалое количество газа в АР по-прежнему сжигается в факелах на нефтепромыслах. На крупнейшем офшорном нефтяном месторождении «Азери-Чираг-Гюнешли», где добывается 1 млрд.куб.м. попутного газа, бесполезно сгорает 40% указанного объема. Налицо — нежелание межд. нефтяных корпораций расходовать силы и средства на более эффективное использование добываемых углеводородов.

Основная надежда на каспийское месторождение «Шахдениз», где по предварительным данным обнаружено значит. количество газа (700 млрд.куб.м.) и конденсата (300 млн.т.). АР в 2000г. прилагала усилия с целью ускорить разработку месторождения, а полученный газ начать экспортировать на внешние рынки.

Один из рассматривавшихся проектов доставки, который бы мог потенциально решить экспортную проблему, — транспортировка газа с «Шахдениза» с помощью Транскаспийского газопровода. Но высокая стоимость трубопровода (3 млрд.долл.), конфликтность интересов Ашхабада и Баку по поводу возможной доли каждой из сторон в объемах на прокачку газа, ряд других обстоятельств — все это отодвинуло проект ТКГ до лучших времен.

В этом были заинтересованы и сами азербайджанцы, которые почти год вели переговоры с Анкарой о подписании с ними соглашения на поставку «раннего» газа с этого каспийского месторождения в Турцию, настаивая на том, чтобы последняя согласилась на покупку более крупных объемов топлива с этих площадей. Только в первый год — 2 млрд.куб.м., затем выйти на ежегодные поставки 5 млрд.куб.м., а затем и до 16 млрд.куб.м. газа в год.

По расчетам руководства ГНКАР, добычу газа на месторождении можно было бы начать уже зимой 2003г. Поэтому акционеры проекта (оператор англо-американская компания Би-Пи) рассчитывали иметь соответствующее соглашение еще в конце 2000г. Однако Турция предложила более медленные темпы освоения (примерно вдвое меньшие объемы закупок) и не согласилась на предложенные ей цены. Возникли определенные проблемы и по самому проекту транспортировки «раннего» газа.

Первоначально предполагалось, что для доставки газа будет использована существующая сеть газопроводов на территории А. В частности — две нитки (диаметром 1200 и 1000мм.) по маршруту Кази Магомед-Газах, протяженностью 490 км. Недостающие участки будущего газопровода Баку-Тбилиси-Эрзерум планируется построить на территории Грузии (280 км.) и самой Турции (тоже 280 км.). Это обойдется в 400-500 млн.долл.

Однако этот относительно дешевый проект продвигается слабо. Выяснилось, что 30-35% уже

существующих участков трубопровода нуждается в модернизации. Ветка газопровода Кази Магомед-Газах обеспечит пропуск 4 млрд.куб.м. газа в год, тогда как А. намеревается зафиксировать в соглашении и поставлять в первые годы 5 млрд.куб.м. каспийского газа ежегодно.

Анкара заинтересованна в получении азербайджанского газа совместно с туркменским. Неблагоприятным фактором является отсутствие емкого рынка потребления (электростанций и других крупных газопотребляющих предприятий) в зап. районах Турции, куда должен поступать азербайджанский газ. Немаловажен и тот факт, что в подобном проекте часть газопровода, проходящую по территории Турции, последней предстоит построить за счет собственных средств. Наконец, в случае диверсифицированных источников поставок газа (со стороны АР и Туркменистана), это еще и возможность сбить цены за счет конкуренции.

В фев. 2001г. делегация ГНКАР провела раунд переговоров с Тегераном относительно перспектив экспорта газа с месторождения «Шахдениз». Эксперты компании оценивают иранское направление как «крайне интересное». Подобные заявления делают и представители Тегерана. Известно, что еще в 2000г. Иран выражал готовность закупать до 5 млрд.куб.м. природного газа из А. ежегодно. Однако для осуществления этого проекта придется прокладывать новый газопровод, поскольку существующий (Кази Магомед-Астара-Бинд Бианд, диаметр 1200 мм., общая протяженность — 1475 км., на территории АР — 297 км., предельная мощность — 10 млрд. куб.м. газа в год), построенный для поставок газа из Ирана еще в 70-х, уже недостаточно надежен.

Эксперты считают, что консультации с Ираном имеют целью оказать давление на переговорный процесс с Турцией. Одновременно, руководство ГНКАР утверждает, что газовые ресурсы страны позволяют ей параллельно обсуждать сразу несколько потенциальных экспортных направлений.

Самой ГНКАР в консорциуме «Шахдениз» принадлежит только 10% акций; даже когда экспорт с месторождения достигнет 10 млрд.куб.м. газа в год, на долю А. будет приходиться лишь 60 млн.долл. ежегодных поступлений. Каспийская же структура «Апшерон», где ожидаются еще большие запасы газа, имеет весьма отдаленные перспективы экспортных поступлений, поскольку там только начинаются разведочные работы.

Экспорт газа в Турцию. В связи с подписанием А. 12 марта 2001г. межправсоглашения о поставках в Турцию в 2004-18гг. 80 млрд. куб.м. газа с каспийского морского месторождения «Шахдениз» в деловых кругах страны отмечают, что для экспорта газа потребуются строительство новой морской добывающей платформы и нового экспортного газопровода по территории А. и Грузии. Это строительство должен взять на себя консорциум компаний «Шахдениз», в который входят англо-американская «Бритиш-Петролеум» — 25,5% акций, норвежская «Статойл» — 25,5%, французская «Тоталь-Фина-Эльф» — 10%, азербайджанская Госнефтекомпания — 10%, рос.-итальянская ЛУК-«Аджип» — 10%, иранская ОИЕК — 10%, турецкая ТПАО — 9%.

Консорциуму предстоит построить 60-км. подводного газопровода от месторождения до побережья, затем уложить 420 км. труб по территории А.

и 250 км. — по территории Грузии. Остаток газопровода от грузинской границы до турецкого г. Эрзурум длиной в 250 км. должна построить турецкая компания «Боташ».

Строительство совершенно новой ветки газопровода по территории А. и Грузии диктуется тем, что двухниточный «советский» трубопровод диаметром 1200 и 1000 мм. Баку-Кази Магомед-Газах-грузинская граница за 10 последних лет простаивания пришел в практическую негодность на половине 420-км. маршрута. На грузинской территории тоже имеется старый газопровод длиной 130 км., который можно было бы использовать в системе трубопровода Баку-Тбилиси-Эрзурум. Однако, тех. инспекция этих газопроводов, осуществленная силами зап. специалистов, показала, что их восстановление может обойтись консорциуму дороже, чем строительство нового экспортного газопровода с пропускной способностью не менее 5 млрд. куб. газа в год (2 ветки имеющегося газопровода даже после их модернизации будут способны прокачать не более 4 млрд. куб. газа в год).

По причине отсутствия средств для начала строительных работ консорциум пребывает в состоянии растерянности. Руководство англо-американской ВР, осуществляющей функции оператора этого проекта, под разными предлогами уходит как от предоставления азербайджанской стороне полного отчета о результатах исследовательских работ на указанном газопроводе, так и назначения точного срока передачи этого документа, хотя ранее планировалось, что он будет представлен к визиту президента А. Г. Алиева в Турцию 12-16 марта 2001г.

В ГНКАР эту ситуацию объясняют тем, что азербайджанская сторона и ВР пока не могут прийти к единому мнению о параметрах новой ветки газопровода и размерах предстоящих на его строительство расходов (консорциум полагает, что затраты составят 500-600 млн.долл., а расчеты Баку показывают, что строительство обойдется в 400 млн.долл.). Здесь считают, что, если ВР не внесет ясность в эти вопросы, то подготовительные работы по строительству газопровода начнутся с заметным отставанием и сроки его ввода в строй к 2004г. будут сорваны.

В серьезную проблему может превратиться и вопрос о транзитных тарифах за газ. А. и Грузия должны возобновить переговоры по условиям транзита через территорию последней в Турцию «раннего» газа с «Шахдениза». Эти переговоры затронут проработку деталей 4 межправсоглашений по транзиту азербайджанского газа и его поставкам — собственно соглашение между правительствами А. и Грузии, соглашение со страной-обладательницей транзитной территории, т.е. Грузией, контракт на поставку «раннего» газа и контракт на поставки «основного» газа. При этом первые два документа будут базироваться на положениях уже существующих соглашений по проекту ОЭТ Баку-Джейхан. В этой связи в ГНКАР опасаются, что при решении вопроса о размере транзитного тарифа, который Грузия будет получать за прокачку азербайджанского газа, Тбилиси может попытаться повторить опыт выколачивания с А. дополнительных тарифов, как и в случае с ОЭТ, когда Баку пришлось «подарить» Грузии свою долю тарифов с тем, чтобы Тбилиси согласился подписать пакет межправсоглашений с А.

Проблемы на переговорах могут возникнуть и в связи с тем, что в азербайджано-турецком соглашении о поставках газа отсутствует фиксированная цена за 1000 куб.м. газа — эта цифра держится сторонами в секрете. А. и Турция после долгих и трудных переговоров и при сдаче позиций Алиевым вывели компромиссную формулу расчета закупочной цены, в которой присутствуют такие переменные, как среднемировая стоимость природного газа, темпы инфляции в Турции и А. Предполагается, что стороны будут определять стоимость каждые 1000 куб.м. газа на конкретную дату поставки. СМИ объясняют скрытность сторон в вопросе о цене газа тем, что А. согласился поставлять газ по самой низкой на сегодня мировой цене — 32 долл. за 1000 куб.м. Такая стоимость газа сможет лишь погасить себестоимость добычи и транспортировки предусмотренных 15-летним контрактом 80 млрд. куб.м. газа с «Шахдениза», а также вызвать в стране взрыв недовольства в общественно-полит. и деловых кругах в связи с отсутствием немедленной эконом. выгоды от проекта.

Пытаясь оправдать очередное принуждение Анкарой А. к кабальному соглашению со своим «старшим братом» Турцией, СМИ указывают на то, что контрактный объем по соглашению не учитывает остальные (теоретические) 920 млрд. куб.м. газа, которые предполагается добыть с «Шахдениза» (если там действительно имеются запасы газа в 1 трлн. куб.м., как об этом было заявлено в 2000г. руководством «Бритиш-Петролеум» еще до получения результатов бурения третьей скважины, давшей только фонтан пресной воды). Отмечают, что после того, как А. поставит Турции первые 80 млрд. куб.м. газа за 15 лет по цене 32 долл., остальные 920 млрд.куб.м. будут продаваться по цене не ниже 70 долл. за 1000 куб. м. газа. Признают, что это ниже цены за рос. газ, поступающий в Турцию транзитом из Болгарии (100-104 долл. за 1000 куб.м.), и цены за рос. же газ, который Анкара будет получать через «Голубой поток» (80 долл. за 1000 куб.м.).

Заявляют о мифическом первенстве А. в вопросе поставок газа в Турцию по сравнению с проектами «Голубого потока» и Транскаспийского газопровода в то время, как первый будет введен в строй уже 2001г., ТКГ вообще нет уверенности в способности А. добиться не то, что окончания строительства своего газопровода в Турцию до 2004 г., но и начала его реализации. ГНКАР утверждают, что основная задача заключенного 12 марта 2001г. соглашения на поставку в Турцию 80 млрд. куб.м. «раннего» газа состоит только в том, чтобы окупить затраты на добычу и транспортировку этого объема и создать таким образом условия для обеспечения поставок «основных» объемов газа «Шахдениза», начиная где-то с 2012 г., когда А. займет возможность получать ежегодно до 370 млн.долл. прибыли с продажи своей 10% доли в объемах газа, которые консорциум предполагает добывать к тому времени.

Шельф

В позиции А. по статусу Каспийского моря за последнее время не произошло принципиальных изменений. Вместе с тем в ней появились отдельные подвижки, связанные как с расширением участия иностр. компаний в разработке морских

месторождений на Каспии, так и ужесточением позиций Туркменистана и Ирана.

Иноинвесторы, опасаясь за судьбу своих многомиллионных вложений в морские месторождения в условиях, когда юр. статус Каспия не определен, настаивают на получении от правительства А. 100% гарантий безопасности.

Между тем обстановка вокруг каспийских месторождений (причем не только спорных) в 2000г. заметно осложнилась. Подписанный еще в сент. 1994г. между А. и рядом нефтяных компаний первый и наиболее крупный нефтяной контракт по месторождениям «Азери», «Чираг» и «Гюнешли», названный «контрактом века», вызвал протест со стороны Туркменистана, так как два месторождения – «Азери» (туркменское название – «Хазар») и «Чираг» («Осман») в Ашхабаде считают своими. Не осуществилась сделка между рос. компаниями «Лукойл» и «Роснефть» и АР по месторождению «Кяпаз» («Сердар»), на которое туркменская сторона также заявила свои права.

Спор из-за указанных месторождений разгорелся с новой силой осенью 2000г. Так, 2 окт. спецпредставитель президента Туркменистана по вопросам Каспия Б.Шихмурадov заявил о несогласии Ашхабада и Тегерана, потребовав от А. «отказаться от самозахвата месторождений, которые в условиях секторального раздела Каспийского моря находятся в зоне туркменской юрисдикции». 12 окт. МИД Туркменистана направил иностр. посла, аккредитованном в Ашхабаде, памятную записку о «неправомерности деятельности ряда нефтяных компаний на Каспии», имея в виду разработку в «азербайджанском секторе».

Обострились отношения и с Ираном, с которым также связаны взаимные претензии на «спорные» месторождения. В сент. 2000г. иранские суда впервые предприняли попытки снять пограничные буи на море по линии **Астара (А.) – Гасан-Кули** (Туркменистан), считавшейся общепризнанной советско-иранской границей. Тегеран официально заявил о «незаконности» разработки мин. ресурсов на Каспии до определения его нового правового статуса. После возвращения азербайджанцами буев на прежнее место иранцы выступили с предупреждением о повторении своих действий. Подобная ревизия сложившейся де-факто морской границы вызвала в Баку обеспокоенность.

В условиях обострившихся разногласий с соседями А. вынужден принимать меры по защите своих морских границ. Летом 2000г. азербайджанцы провели в Каспийское море «учебно-тренировочное» судно типа патрульный катер, подаренное им Турцией. Ожидается получение в дар от США еще трех быстроходных катеров береговой охраны.

Напряженность в отношениях с Туркменистаном и Ираном потребовала от Баку активизации переговорного процесса.

С лета 2000г. азербайджанская сторона стала проявлять несвойственный ей ранее интерес к переговорам с Россией по вопросам статуса Каспия. После нескольких встреч, которые провел в Баку спецпредставитель президента РФ по вопросам урегулирования статуса Каспийского моря В.И.Калюжный (каждый раз его принимал лично президент Г.Алиев), наметилось продвижение к компромиссному решению.

Подписание между Россией и Казахстаном Декларации о сотрудничестве на Каспийском мо-

ре (окт. 2000 г.) придало новый импульс рос.-азербайджанским переговорам по Каспию. Президент А. заявил о том, что он готов подписать аналогичное соглашение с Россией в ходе офиц. визита В.В.Путина в Баку.

Работа над этим соглашением вступила в активную фазу в конце 2000г. Рос. и азерб. эксперты неоднократно встречались в Москве и Баку для согласования проекта Совместного заявления о принципах сотрудничества на Каспийском море, который, по заявлениям азерб. стороны, должен был стать одним из главных документов, планируемых к подписанию.

В результате напряженных переговоров по тексту Заявления, А. отошел от своей первоначальной позиции, согласившись на секторальное деление только дна «на секторы/зоны на основе метода срединной линии, проводимой с учетом равноудаленности точек и модифицированной по договоренности сторон, а также с учетом общепризнанных принципов межд. права и сложившейся практики на Каспии». Существенным достижением рос. дипломатии стало невнесение в текст документа проталкиваемого азербайджанцами пункта о демилитаризации Каспия.

Важным положением Совместного заявления является тезис о расширении взаимовыгодного сотрудничества между прикаспийскими государствами и поддержке развития межд. сотрудничества по освоению минеральных ресурсов Каспия на основе взаимного уважения и с учетом суверенных прав прибрежных государств, а также формула о праве каждого из прибрежных государств «осуществлять правомерную хозяйственно-эконом. деятельность на дне моря», что подразумевает возможность прокладки по нему нефте- и газопроводов.

Также как и в рос.-казахстанской Декларации, в Совместном заявлении особо отмечена необходимость придания регулярного характера деятельности специальной группы на уровне замминистров иностр. дел прикаспийских государств и образования пятистороннего Каспийского центра, который занимался бы мониторингом состояния природной среды водоема.

Данный вопрос приобретает особую актуальность в связи с тем, что в последние годы в прибрежных районах и на акватории Каспийского моря сложилась критическая экологическая ситуация. Угроза исходит от негативных последствий резких подъемов уровня Каспийского моря и от активизации нефтегазодобывающей деятельности, что приводит к стремит. истощению природных ресурсов и деградации природной среды в регионе. Под воздействием техногенных и природных факторов на фоне непринятия адекватных мер в регионе могут произойти значит. негативные соц.-эконом. изменения, велика угроза региональной экологической катастрофы.

Сложная ситуация складывается с каспийскими осетровыми. Из-за массового браконьерства и одностороннего превышения общих допустимых уловов их запасы катастрофически сокращаются и уже через 5 лет могут полностью иссякнуть. Предпринимаемые усилия пока не дают желаемых результатов. Так, объявленный в 1999г. азербайджанцами тендер на строительство осетрового рыбозаводного завода на р.Кура для выращивания 15 млн. мальков до сих пор не реализован.

После подписания Совместного заявления В.В.Путин и Г.А.Алиев единодушно высказались за интенсификацию дальнейшего переговорного процесса.

Трубопроводы

Оформлении транспортных потоков по доставке энергоресурсов Каспия через территорию А. Тема транспортировки энергетических ресурсов каспийского региона на мировые рынки является для А. центральной. А. не без оснований намерен играть ключевую роль в создаваемом с помощью своих стратегических партнеров регионе (США, Турция, Грузия) энергетического коридора Восток-Запад.

Хотя, как подчеркивают американцы, этот коридор не является единственным возможным путем выхода энергоресурсов Каспия, именно он получает сегодня практическое развитие. Тому способствуют и политика США в отношении Ирана, препятствующая прокладке любых трубопроводов через его территорию, а также А. и Турции, рассматривающих южное направление как наиболее конкурентоспособное для своих маршрутов.

Создание коридора Восток-Запад преследует цель избежать в максимальной степени прохождения нефтепроводов через Россию, не допустив тем самым усиления ее влияния в каспийском регионе.

Еще в окт. 1995г. руководящий комитет консорциума иностр. нефтяных компаний, начавших в соответствии с «контрактом века» разработку самых крупных азербайджанских морских месторождений «Азери», «Чираг» и «Гюнешли» (запасы около 600 млн.т.), утвердил для проекта так называемой «ранней нефти» концепцию двух трубопроводов. Один из них — «северный» Баку-Новороссийск, второй — «западный» Баку-грузинский порт Супса. Далее транспортировка нефти танкерами, в т.ч. и через Босфор. Очевидно, что выбор рос. маршрута был продиктован исключительно прагматическими соображениями. Требовались минимальные затраты (50 млн.долл.) на реконструкцию и самые короткие сроки (начало 1997г.) для ее осуществления. Западный же (грузинский) вариант по первоначальным расчетам стоил в пять раз дороже (250 млн.долл.), а ввод его в эксплуатацию предусматривался на конец 1998г. Мощности как того, так и другого трубопроводов должны были составить по 5 млн.т. в год.

Однако главный вопрос, который предстояло решить, заключался в определении маршрута основного экспортного трубопровода (ОЭТ) для доставки т.н. «большой» (или основной) азербайджанской нефти на мировые рынки. Данная проблема, начиная с момента подписания в сент. 1994г. «контракта века», оказалась втянутой в орбиту большой геополитики.

Формально решение о выборе маршрута ОЭТ должна принять Азерб. межд. операционная компания (АМОК), занимающаяся реализацией «контракта века». Официальная позиция АМОК предусматривает, что при решении данного вопроса первостепенную роль для заинтересованных компаний будет играть не полит. подоплека проблемы, а эконом. целесообразность инвестирования средств в строительство трубопровода в том или ином направлении. Из офиц. документов АМОК также следует, что выбор маршрута будет сделан, исходя из результатов проработки ТЭО по

трем альтернативным направлениям: Баку-Супса, Баку-Джейхан и Баку-Новороссийск. Рассматривались и другие многочисленные предложения.

Однако США, Турция и А. совместными усилиями продвигают проект, которому они давно отдали предпочтение, а именно маршрут Баку-Джейхан, с возможным вовлечением в перекачку по нему казахстанской и туркменской нефти, в т.ч. с использованием подводных трубопроводов через Каспийское море в Баку.

В практическом плане прорабатывается только этот проект. Перед основными идеологами ОЭТ Баку-Джейхан стоит задача формирования консолидированных объемов нефти (вместе с Казахстаном и Туркменистаном), которые позволили бы сделать его рентабельным. В этой связи активизировались действия американцев по созданию транскаспийских трубопроводов из Казахстана и Туркменистана в Баку.

Определенную заинтересованность в них проявляет и Казахстан, вместе с компанией «Шеврон» разрабатывающий месторождение «Тенгиз» (СП «ТенгизШевройл», нефть которого транспортируется в Дюбендинский нефтеналивной терминал, а далее по железной дороге через А. до порта Батуми. Транспортировка осуществляется по двум направлениям: 1) цистернами по железной дороге до Батуми; 2) перекачивается по 300 мм. нефтепроводу Дюбенди-Дашгиль-Али Байрамлы с последующей транспортировкой по железной дороге до Батуми. Компания «Шеврон» в 1997г. осуществила транспортировку 700 тыс.т. казахстанской нефти через А., в 1998г. транспортировано 2,5 млн.т., в 1999г. — 5 млн.т. С целью увеличения объемов транспортировки нефти компания «Шеврон» ведет работы по реконструкции трубопровода Хашури-Батуми, к которому в будущем планируется подсоединить новый нефтепровод Баку-Хашури. Реализация этого проекта позволит ежегодно транспортировать через территории А. и Грузии дополнительно около 10 млн.т. нефти.

В результате переговоров казахстанской стороны с правительством А. и руководством АМОК достигнута договоренность о перекачке с 1999г. по Западному или по Северному трубопроводу около 2,5 млн.т. казахстанской нефти в год.

В ходе переговоров с руководством АМОК и ГНКАР казахстанская делегация рассмотрела возможности транспортировки нефти через Сангачальский терминал. Казахстанские компании, совместно с «Шевроном», готовы построить новый разгрузочный причал на этом терминале, который мог бы обслуживать танкеры с «тенгизской» нефтью. Ожидается, что между госнефтекомпанией Казахстана «Казахойл» и АМОК будет подписан контракт, предусматривающий транспортировку определенных объемов нефти по трубопроводу Баку-Супса.

Рассматривается проект подводного трубопровода Актау-Баку. Его эксплуатация станет коммерчески эффективной при транспортировке более 25 млн.т. нефти в год. Стоимость нефтепровода оценивается в 1 млрд.долл.

Неотъемлемой частью энергетического коридора Восток-Запад для транспортировки нефти и газа каспийского региона через А. в Турцию и далее на Запад, помимо нефтепровода Баку-Джейхан, должен стать и транскаспийский газопровод из Туркменистана через Баку в Турцию.

29 окт. 1998г. в Анкаре Туркменистан и Турция подписали Соглашение по осуществлению проекта строительства транскаспийского газопровода Туркменистан-Турция-Европа и ежегодных поставках Турции 16 млрд. куб.м. природного газа. В перспективе объем поставок газа увеличится до 30 млрд. кубометров в год. Соглашение рассчитано на 30 лет. От Туркменбаши газопровод пройдет по дну Каспийского моря до Баку и далее – через территорию А. и Грузии до турецкого г. Эрзерум, где соединится с имеющейся сетью газопроводов Турции. Протяженность газопровода составит 2,4 тыс. км., объем инвестиций – 2,8 млрд.долл., срок реализации – 3г. Победителем тендера на разработку ТЭО этого проекта стала ам. компания «Энрон». Тендер проводился при поддержке США, выделивших на эти цели 750 тыс.долл. В дек. 1998г. в Ашхабаде подписано Соглашение между Туркменистаном и США о выделении Туркменистану для разработки ТЭО этого проекта доп. гранта в 595 тыс.долл.

О проектах транспортировки нефти по территории Грузии. Продолжается обсуждение проектов транспортировки нефти через территорию Грузии.

6 сент. 1999г. в Тбилиси было подписано соглашение между грузинской компанией «Геоинжиниринг» и ам. нефтяной корпорацией «Шеврон» о подготовке ТЭО проекта реконструкции нефтепровода Хашури-Батуми, находящегося в настоящее время на балансе гос. концерна «Грузнефтепродукты». По словам президента Гос. нефтяной компании Грузии Г. Чантурия, введение в эксплуатацию трубопровода Хашури-Батуми позволит транспортировать каспийскую нефть, добываемую на казахстанском месторождении «Тенгиз». Согласно предварит. оценкам, стоимость проекта оценивается в 70 млн.долл. В случае, если будет принято решение о проведении реконструкции Батумского НПЗ, его стоимость возрастет до 100 млн.долл. В конце сент. было начато гидростатическое тестирование нефтепровода, целью которого является определение рабочего давления, мощности и объема необходимых для восстановления нефтепровода работ.

«В частности, в настоящее время идет интенсивная работа над претворением в жизнь проекта нефтепровода Баку-Джейхан. США максимально приветствуют сотрудничество всех сторон в реализации данного проекта, чрезвычайно важного для региона». В заявлении министра энергетики США говорится, что США поддерживают этот проект, считают его коммерчески выгодным и готовы для этого предоставить содействие по линии Экспортно-импортного банка, корпорации США по страхованию частных инвестиций за рубежом, а также Агентства США по торговле и развитию.

По экологическим причинам Босфорский пролив не является долгосрочным решением для проблемы транспортировки каспийской нефти, и маршрут Баку-Джейхан является «наилучшей альтернативой» – с точки зрения США.

Что касается Грузии, то ее устраивает любое развитие ситуации, поскольку как проект транзита Баку-Джейхан, так и проект расширения уже существующего трубопровода Баку-Супса создают основу для расширения соответствующей инфраструктуры в прибрежной полосе Грузии. Президент Грузии Э. Шеварднадзе уже подписал указ

о строительстве Супсинского морского порта, рассчитанного, в основном, на транспортировку нефтепродуктов. Предусмотрено также строительство пром. зоны. В нее войдут НПЗ, сортировочная ж/д станция, объекты энергетического и инженерного обеспечения, ж/д узел, обслуживающий ж/д паром.

АРГЕНТИНА

Нефтегазпром-2000

Добыча нефти. Определялась общемировыми законами, тенденциями и прежде всего резким ростом цен на данный вид топлива (от 10 долл. за бар. в начале 1999г. до 32 долл. за бар. в начале 2000г., с пиком в 37 долл.).

Отмечается снижение объемов добычи (на 4,3%, по сравнению с 1999г. и на 9,5%, по сравнению с рекордным 1998г.). Объемы добычи сырой нефти в А., в тыс.куб.м.: 1970г. – 22802; 1980г. – 28566; 1990г. – 28004; 1992г. – 32246; 1994г. – 38754; 1996г. – 45570; 1998г. – 49148; 1999г. – 46507; 2000г. – 44500.

Рост цен на сырую нефть естественно повлек за собой отпускные цены на топливо, что вызвало недовольство и протесты у транспортников, а также в агропроме. Правительство предприняло усилия по установлению гос. контроля (регулирования) за тарифами на энергоносители (предполагалось увеличить импорт нефти и производных). По мнению экспертов, указанные действия не имели успеха и не оказали сколь-нибудь заметного влияния на развитие ситуации.

Неблагоприятная для А. динамика мировых цен на нефть и нефтепродукты в 1998 и 1999гг. продолжает оказывать влияние на основополагающие показатели отрасли. Четвертый год подряд отмечается снижение основополагающего соотношения «запасы/добыча». Вместе с тем, отмечается достаточно заметный (5%) рост разведанных запасов сырой нефти (по результатам исследований 1999г.).

К началу 2001г. в А. насчитывалось 16585 пром. нефтяных скважин (в 1999г. – 16583, в 1998г. – 16764) в рабочем состоянии. Эффективно функционировали 13872 скважины.

Экспорт сырой нефти

	тыс. куб. м.	млн. долл.
1990г.....	1036	123,6
1991г.....	1438	168,7
1992г.....	3066	340,3
1993г.....	5033	523,5
1994г.....	11715	1148,1
1995г.....	14010	1591,9
1996г.....	18860	2314,3
1997г.....	18400	2080,5
1998г.....	19185	1391,2
1999г.....	14143	1465,6
2000г.....	18280	3200,0

На экспорт сырой нефти продолжали оказывать значит. влияние тенденции колебаний цен на мировом рынке, а также изменение экспортных квот в рамках различных межд. (региональных) организаций, объединений и договоров. В 2000г. продолжала складываться благоприятная для А. конъюнктура (прежде всего региональная), что позволило стране значительно увеличить объемы экспортных поставок, а в стоимостном выражении удвоить экспорт.

На экспорт идет 35% добываемой нефти. Основными потребителями продолжают оставаться Бразилия и Чили, на долю которых приходится до 70% экспортных поставок арг. нефти.

Среди реализованных в 2000г. и планируемых к осуществлению в ближайшей перспективе крупных инвест. проектов:

– переход под управление Бразильской компании Petrobras 800 автозаправочных станций, от Repsol-YPF позволяющих «Петробрас» контролировать 10% арг. рынка;

– «Репсоль-ИПФ» объявила об инвест. программе для А. в 4,4 млрд.долл. до 2002г., из которых 40% предназначаются для разведки и разработки месторождений, 24% пойдут на развитие переработки и маркетинг, 25% – в газовый сектор, 11% – в хим. сектор и другие проекты;

– Peres Compani намерена инвестировать в 2001г. 450 млн.долл. в энергетический сектор, 50% из них – на разведку и разработку месторождений углеводородов и модернизацию НПЗ в Сан-Лоренсе. Кроме того, компания предлагает в течение 5 лет инвестировать 3,1 млрд.долл. в развитие нефтедобычи в А., Венесуэле и Перу;

– компания Pan American Energy инвестирует 185 млн.долл. в бурение и обустройство 100 новых скважин на месторождении Гольфо де Сан-Хорхе;

– ам. корпорация Pioneer заявила о намерении инвестировать 1,2 млрд.долл. в нефтедобычу в пров. Неукен;

– корпорация «Репсоль-ИПФ» успешно завершила переговоры с правительством пров. Неукен, о продлении на 10 лет срока концессии на разработку месторождения Loma de la Lata-Sierra. Корпорация обязалась вложить в проект 4,5 млрд.долл. Правительство провинции продлило концессию корпорации также и другую концессию на разработку и добычу нефти до 2017г., при этом «Репсоль-ИПФ» инвестирует 8 млрд.долл., 44% из которых в ближайшие 5 лет.

Природный газ. А. занимает 2 место среди стран Лат. Америки по потреблению газа на душу населения (после Венесуэлы): в 2000г. 730 куб. м. в год. Среди всех видов топлива, используемых в энергетике страны, природный газ занимает 1 место.

Структура энергопотребления по видам ресурсов, в млн.т. условного топлива в год: природный газ – 23461; нефть и нефтепродукты – 21320; гидроэлектроэнергия – 10164; ядерная энергия – 2004; лес – 1888; уголь – 1056; всего – 59893.

По мере постоянного увеличения объемов добычи нефти и газа, в А. сокращалась добыча угля, с 727 млн.т. в 1979г. до 170 млн.т. в 2000г.

Подтвержденные запасы прир. газа по основным месторождениям

	1994г.	1996г.	1998г.	1999г.
Неукен	294,7	338,3	357,2	377,1
Гольфа Сан-Хорхе	10,9	17,3	17,2	33,3
Аустраль	115,8	155,5	158	171,4
Норозесте	113,2	173,9	153,4	165,4
Куйана	0,9	0,7	0,8	0,9
Всего	535,5	685,6	686,6	748,1

В 1991-93гг. была начата приватизация нефтегазпрома: природного газа гос. компаний Gas del Estado – транспортировка и распределение, YPF – добыча и обработка. После проведения реформы сектор добычи был разгосударственен и демонополизирован, что привлекло значит. количество нац. и межд. компаний. Газораспределительная система была поделена (при сохранении жесткого

регулирующего) на 2 магистрально-транспортные компании и 8 дистрибуторных. Добычей и первичной переработкой природного газа занимается около 30 компаний.

Крупнейшие газодобывающие компании, работающие в А. по объему ежемесячной добычи (усредненно, в млн.т.: «Репсоль-ИПФ» – 1505628; «Тоталь-Аустраль» – 760756; «Плюспетроль» – 447893; «Текпетроль» – 364269; «Пан Американ Энерджи» – 334625; «Перес Компанк» – 257291; «Петролера Санта-Фе» – 109997.

Объемы добычи природного газа, в млн.куб. м.: 1990г. – 23018; 1992г. – 25043; 1994г. – 27702; 1996г. – 34650; 1998г. – 38630; 1999г. – 42425; 2000г. – 45840.

Значительно растет потребление сжиженного газа в стране. В 2000г. был достигнут уровень 900 тыс.т./г., с суммарным объемом продаж 1 млрд.долл. На долю четырех крупнейших компаний Argon, YPF Gas, Algas и Autogas приходится 70% рынка сжиженного газа А. На долю 7 крупнейших компаний приходится 85,5% общего объема добычи природного газа («Репсоль-ИПФ» – 33,7%, «Тоталь-Аустраль» – 16,1%).

4 из 5 граничащих с А. государств не располагают резервами природного газа (либо они очень ограничены). Бразилия, Чили, Парагвай и Уругвай являются очень перспективным рынком с динамично растущей потребностью в природном газе. На экспорт идет 1% от общего объема добычи, что приносит более 550 млн.долл. в год. Дальнейший рост экспорта сдерживается недостаточной пропускной способностью магистральных газопроводов.

Реализованные в 2000г. проекты, а также ближайшие и среднесрочные перспективы развития газодобычи: введен в эксплуатацию газопровод в 306 км. из А. в Боливию и Бразилию. В консорциуме участвуют «ИПФ» и «Петробрас». Стоимость работ – 3 млрд.долл.; введен в строй газопровод из арг. провинций Сальта и Жужуй в Чили (уже действуют два газопровода в эту страну). Инвестиции составили 865 млн.долл., пропускная способность – 8,5 млн.куб. м. в день; компания «Тоталь-Аустраль» предполагает начать работы по освоению газовых месторождений на шельфе у Огненной Земли, что потребует 1 млрд.долл. в течение ближайших лет; корпорация «ИПФ» объявила о намерении с 2001г. инвестировать в геологическую разведку газовых месторождений в Боливии 1,5 млрд.долл.; консорциум с «Плюспетроль» выиграл торги на эксплуатацию крупного газового месторождения Camisea в Перу. Объем вложений консорциума составит 1,6 млрд.долл. в течение 5 лет.

Регулирование капиталовложений в объекты нефтегазодобычи. Взаимоотношения инвесторов с государством при реализации указанных проектов осуществляется на базе Фед. закона А. №17319 от 30 июня 1967г. «Закон об углеводородных ресурсах».

К указанному закону в начале 90гг. было принято два подзаконных нормативных акта.

Парламент А. продолжал в 2000-2001г. обсуждение новой редакции «Закона об углеводородных ресурсах» – 8 вариантов закона. При этом принципиальные положения действующего законодательства должны остаться без изменений.

Иноинвесторы, так же, как и арг. предприниматели, обладают абсолютно одинаковыми права-

ми и обязанностями как в производственной и эконом. областях, так и в юр. и налоговой сферах, что стало возможным в связи с принятием Закона №21382 от 2.09.1993г. «Об иноинвестициях».

В области добычи и переработки нефтяных и газовых ресурсов в соответствии с действующим законодательством (Закон №17319, декреты №№2178/91 и 1271/92) реализация инвест. проектов, включая разведку месторождений, осуществляется путем проведения межд. торгов (конкурсов), которые организует минэкономики.

Торги проводятся на основании соответствующих декретов президента А. или резолюций минэкономики (в зависимости от степени важности объектов). В качестве примера: декрет президента А. №1026/95 от 7 июля 1995 г., регламентирующий проведение торгов по освоению участка «Хенераль Деламadrid»; декрет №1027/95 от 7 июля 1995г. по участку «Лас-Флорес»; декрет №1028/95 от 7 июля 1995г. по участку «Ривадео»; декрет №1029/95 от 7 июля 1995г. по участку «Коронель-доррего»; Декрет №1039/95 от 7 июля 1995г., по участку «Торнквист».

Свои предложения по участию в торгах фирмы готовят в письменной форме в соответствии с требованиями приложения №2 к декрету №2178/91.

В последние годы межд. торги проводятся только в связи с разведкой месторождений и опытной добычей сырья: каждые 2 мес. объявляется более 100 подобных торгов. Что касается пром. эксплуатации месторождений, то иностр. или арг. компании, желающие принять в этом участие, проводят прямые переговоры с фирмами-инвесторами, которые занимаются пром. добычей сырья на указанных месторождениях.

После выигрыша торгов на проведение разведки месторождений и опытную добычу сырья фирма получает соответствующий участок в концессию у государства. При этом государство продолжает оставаться единоличным собственником переданных в концессию территорий.

За пользование указанными участками земли или шельфа фирма-инвестор ежегодно оплачивает налог государству (канон) в соответствии со ст.57 закона №17319. Действующая ставка составляет 10,5 долл. за 1 кв. км. территории участка, при этом максим. размеры участков по закону не должны превышать 10 тыс. кв. км. и, таким образом, максим. сумма указанного ежегодного налога может составлять 100 тыс. долл.

В случае, если фирма-инвестор в ходе работ по разведке месторождений углеводородного сырья на соответствующем участке находит указанные месторождения, то добываемое сырье с месторождений поступает в ее собственность, при этом фирма начинает пром. эксплуатацию месторождений и, соответственно, производство, переработку и реализацию продукции осуществляет по своему усмотрению.

С момента определения размеров территории, на которой непосредственно находятся месторождения углеводородного сырья, фирма-инвестор начинает выплачивать государству ежегодный налог (канон) в соответствии со ст.58 Закона №17319. Ставка составляет 439,5 долл. за 1 кв. км. территории месторождений.

В соответствии со ст.59 и 62 Закона №17319, с момента начала пром. эксплуатации месторождений фирма-инвестор осуществляет ежемесячную

выплату государству «роялти» 5-12% от стоимости добытого углеводородного сырья, в 12%, в зависимости от местоположения и продуктивности месторождений. Ранее роялти поступали в фед. бюджет; последние годы получателями роялти являются бюджеты провинций А., на территориях которых расположены месторождения нефти и газа.

Нефтегазпром-99

Добыча нефти. Ситуация в области добычи сырой нефти в А. в 1999г. определялась, в основном, общемировыми эконом. тенденциями, а также значит. повышением цен на нефть на мировом рынке.

Впервые за 10 лет в 1999г. общий объем добычи оказался ниже соответствующего показателя предшествующего года, положив тем самым конец процессу непрерывного увеличения объемов добычи в стране, начавшемуся в 1989г. после приватизации отрасли и снятия ограничений на экспорт нефти и нефтепродуктов.

Чрезвычайно низкий уровень мировых цен на нефть и нефтепродукты, сложившийся в 1998г. и начале 1999г., сказался не только на снижении уровня добычи, но и на таком важном для отрасли показателе, как разведка и освоение новых запасов. Третий год подряд отмечается снижение основополагающего для оценки перспектив развития отрасли отношения «запасы/добыча». Продолжалось уменьшение активности геологоразведочных работ. В 1999г. пробурено 910 разведочных скважин (в 1997г. было 1100 скважин, в 1998г. — 1000).

Разведанные запасы сырой нефти, в млн.куб.м.

Месторождения	1994г.	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.
Неукен.....	146	160,3	178	175,7	190,8
Залив Сан-Хорхе.....	137,4	146,7	153,3	159,7	149,9
Аустраль.....	21,7	21,9	28,1	25,5	30,8
Норозсте.....	17,8	14,8	20,2	19,8	32,3
Куйана.....	34,5	35,7	33,8	36	34
Всего.....	358,1	379,4	413,4	416,7	437,8

Нефтяные и газовые скважины добывающих компаний Аргентины

ИПФ (УРФ)	Работающие скважины		В стадии изучения
	нефтескважины	газоскважины	
ИПФ (УРФ).....	6662	171	817
«Перес Компанк» (Perez Companc).....	1268	150	393
«Капса/Капекс» (Capsa/Capex).....	0	54	14
«Астра» (ASTRA).....	658	7	227
«Тоталь Аустраль» (Total Austral).....	512	17	160
«Текпетроль» (Tecpetrol).....	484	44	64
«Винтадж Ойл» (Vintage Oil).....	707	14	1114
«Плуспетроль» (Pluspetrol).....	205	32	93

Благодаря достаточно удачно складывавшейся конъюнктуре (прежде всего региональной), А. в 1999г. удалось, оставаясь по объемам экспортной отгрузки практически на уровне 3 предшествующих лет, в стоимостном выражении добиться значит. роста.

За рубеж отправляется 36% добываемой в стране нефти. Основными потребителями продолжают оставаться Бразилия и Чили, на долю которых приходится 75% экспортных поставок.

Среди наиболее значимых событий корпоративной жизни в 1999г. в данном секторе особое место занимает продажа крупнейшей арг. нефтегазовой компании ИПФ (УРФ) испанской «Репсоль» (Repsol). Продажа была осуществлена в два этапа. В ходе первого «Репсоль» через открытый инвест. конкурс приобрела 15% гос.пакета акций

ИПФ по цене, зафиксированной минэкономикой, что принесло бюджету страны 2 млрд. долл. Через некоторое время последовало неожиданное предложение на консолидированную покупку оставшихся 85% акций с 25% бонусной надбавкой. В результате операции «Репсоль» владеет 98,2% акций ИПФ, за которые совокупно было заплачено **15,16 млрд. долл.** (пров. Санта-Крус, Мендоса и Чубут получили 1 млрд. долл. за принадлежавший им пакет акций). Данное приобретение выдвинуло испанскую компанию в число мировых лидеров отрасли. На латиноам. рынке отныне оперирует компания с наименованием «Репсоль-ИПФ» (Repsol-YPF).

Экспорт нефти

	в тыс. куб. м.	в млн. долл.
1990г.	1036	123,6
1991г.	1438	168,6
1992г.	3066	340,3
1993г.	5033	523,4
1994г.	11715	1148
1995г.	14010	1591
1996г.	18860	2314,2
1997г.	18400	2080
1998г.	19195	1391,2
1999г.	18850	1540

Среди первоочередных мероприятий, запланированных новой компанией и связанных с реструктуризацией и оптимизацией своих отделений и подразделений, работающих на территории А., отмечают: объединить под единым управлением структуры ИПФ, «Астра» и «Еж3» (Eg3), что, естественно, приведет к резкому сокращению управленческого аппарата и соответствующих расходов, выполнить конкурсные обязательства по продаже части (скорее всего, это коснется «Еж3») бензозаправочных станций (чтобы избежать антимонопольного преследования), а также смещение некоторых акцентов в геологоразведке (как материковой, так и шельфовой) в зону юж. провинций страны.

ESSO заявила о намерении в течение ближайших 4 лет инвестировать 200 млн. долл. на введение в строй 20 новых и реконструкцию 22 действующих бензозаправочных станций в год; Chevron (США) приобрела активы компании «Петре тера Сан-Хорхе» за 1 млрд. долл. и изучает возможность покупки 100% планирующихся к продаже сервисных и бензозаправочных станций «Еж3»; «Плюспетроль» объявила о намерении в 2000г. инвестировать 100 млн. долл. в геологоразведку и освоение нефтяных месторождений в Боливии; «Тоталь» уступила 70% принадлежащих ему акций нефтяного месторождения Huemul-Koluel Kaike компании «Винтадж Ойл» за 95 млн. долл.

Добыча природного газа. В 1993-99гг. производство природного газа росло в среднем на 8,4% в год. По стат. данным за 1999г., потребление сжиженного газа в А. составляет 900 тыс. т./год и оборот в данном секторе составляет 1 млрд. долл. Крупнейшими национальными компаниями, занимающимися производством и продажей сжиженного газа, являются Argon, YPF Gas, Algas и Autogas. На долю указанных компаний приходится 70% общего потребления.

Разведанные запасы природного газа в А. определяются и классифицируются в соответствии с нормой Резолюции Секретариата по энергетике №482/98, которая делит их на подтвержденные и

неподтвержденные, причем последние, в свою очередь, подразделяются на вероятные и возможные. Кроме того, статистикой учитываются так называемые доп. резервы уже работающих месторождений, наличие или изменение размеров которых выявляется в ходе работ.

Структура энергопотребления в Аргентине

в млн. т. условного топлива в год

Природный газ	22,164
Нефть и нефтепродукты	20,631
Гидроэлектроэнергия	8,229
Лес	2,148
Уголь	1,136
Ядерная энергия	2,320
Всего	56,629

На территории А. насчитывается 5 разрабатываемых газоносных бассейнов осадочного происхождения: Noroeste, Guyana-Neuquina, Golfo San Jorge и Austral.

В соответствии с офиц. статданными и оценками Секретариата по энергетике на 1999г., А. располагала 1,347 трлн. куб. м. суммарных разведанных запасов природного газа (учитываются 100% подтвержденных разведанных запасов, 50% неподтвержденных – вероятных и 100% доп. резервов).

В 1980-96гг. ежегодный прирост разведанных запасов составлял 25 млрд. куб. м. в год, в то время как на 1998-2010гг. аналогичный показатель прогнозируется на уровне 50 млрд. куб. м. в год.

Экспорт природного газа является значимым фактором, оказывающим влияние на состояние и перспективы развития отрасли. Экспорт полностью ориентирован на страны-члены Меркосур, при этом крупнейшими импортерами являются Бразилия и Чили. В соответствии с существующими расчетами Секретариата по энергетике, в 1998-2010гг. прогнозируется достичь уровня экспортных поставок 38-45 млрд. куб. м., что составит 21-30% от планируемого общего объема производства природного газа в А. в 2010г.

Прогнозируемые объемы экспортных поставок арг. природного газа к 2010г. (в млрд. куб. м.): Бразилия – 15,6-18,75; Чили – 13,1-16,5; Уругвай – 5,6-5,8; Парагвай – 3,73-3,95.

БРАЗИЛИЯ

Нефтегазпром

Итоги 2000г. По состоянию на конец 2000г. Бразилия располагала 32 нефтегазовыми бассейнами (64 млн. кв. м. – сухопутные и 1,5 млн. кв. м. – прибрежные). Браз. запасы нефти оцениваются в 14,4 млрд. бар, а газа – 468,4 млрд. куб. м. Среднесуточная добыча нефти составляла на середину 2000г. 1,28 млн. бар., а газа – 35,3 млн. куб. м. В качестве цели на 2001г. поставлена задача довести среднесуточную добычу нефти до 1,3 млн. бар, а газа – 50 млн. куб. м. Для достижения указанных показателей в нефтяном секторе необходимы 14 млрд. долл.

Количество эксплуатируемых скважин составляет 8580 шт., в т.ч. 946 офшорных. «Петробраз» имеет 99 морских буровых платформы – 75 стационарных и 24 дрейфующих. Компания владеет 13 НПЗ, мощность которых составляет 1,95 млн. б/д, а фактически перерабатывается 1,6 млн. б/д. Довести, как планировалось к 2000г., уровень переработки до 2 млн. б/д «Петробразу» не удалось.

Имеются 2 завода по производства удобрений мощностью 1,9 тыс.т. аммония и 2,2 тыс.т. мочевины в день.

Танкерный флот «Петробраз» насчитывает 112 судов общим тоннажем 7,1 млн.т. Объем перевозок нефти и нефтепродуктов — 500 млн.т. в год. Нац. танкерный флот в 1997г. получил межд. сертификаты безопасности и соответствия. Функционируют 44 нефтяных терминала, емкость которых — 66,7 млн.бар.: 31 береговых, 10 морских, 3 речных, что позволяет иметь 15-дневный запас сырья.

В Бразилии действуют нефте- и газопроводы общей протяженностью 16478 км., из них 7718 км. — газопроводы.

В 2000г. «Петробраз» начал добывать нефть с глубины 1883 м. на месторождении Ронкадор. К концу года уже был пройден рубеж 1900–2000 м. За последующее пятилетие «Петробраз» намерен пройти отметку 3000 м. Для достижения этой цели необходимо изыскать финансирование в 128 млн.долл. С учетом того, что из офшорных площадей 56% приходится на глубоководные (до 1 тыс.м.), а 44% сверхглубоководные участки (до 3 тыс.м.), одной из стратегических задач «Петробраз» является освоение глубоководных технологий добычи сырья.

Основным нефтяным бассейном Бразилии остается Кампус, в котором расположены месторождения Марлим, Марлим Сул, Барракуда, Ронкадор, Албакора, Эшкпадарте, Марлим Леште, район 366. Развитию этого бассейна «Петробраз» придает первостепенное значение.

Производя 1,28 млн.б/д нефти, страна потребляет 1,7 млн.бар. Нефтепродуктов было ввезено в 2000г. на 6 млрд.долл. из Аргентины, Венесуэлы, Нигерии, Саудовской Аравии, Колумбии, Ирака, Алжира, США, Канады, Кувейта.

Браз. экспорт нефтепродуктов незначит. и составляет 10 тыс. б/д бензина, 20 тыс. б/д мазута и 45 тыс.б/д других нефтепродуктов на 500 млн.долл.

В 2000г. дочерняя структура «Петробраз» — «Бразпетро», которой в 2002г. исполнится 30 лет, проводила большую работу в области экспорта услуг по разведке и добыче нефти, бурению скважин на суше и на море, обучению и подготовке иностр. специалистов, тех. кооперации, проведению лабораторных работ. Она работает в 28 странах, в т.ч. наиболее активно в США, Колумбии, Эквадоре, Боливии, Великобритании, Анголе, Аргентине, Перу, Ливии.

Принятие в 1997г. закона 9748/97, отменившего гос. монополию на нефть и газ, обозначило новый этап гос. политики в отношении указанной отрасли: все большее участие в инвест. проектах должен принимать нац. и иностр. частный капитал. После издания данного закона «Петробраз» подал заявку в министерство шахт и энергетики на предоставление концессий на продолжение эксплуатации месторождений в 399 районах, в т.ч. недавно открытых — Албакора Леште, Марим Леште, Ронкадор, Барракуда, районы 366 и 511. Таким образом, ключевые позиции в нефтегазовой отрасли «Петробраз» намерен удерживать еще достаточно долго. Однако при этом в ряде случаев он намерен расширить сотрудничество с частными инвесторами.

Эксперты считают, что «Петробразу» удалось удержать наиболее высокопродуктивные участки.

В этой связи большинство потенциальных инвесторов (а интерес к аукционам проявили более 70 иностр. компаний) намерено в той или иной форме сохранять с «Петробразом» партнерские отношения. Однако все зарубежные компании внимательно наблюдают: удастся ли «Петробразу» выполнить инвест. обязательства по всем оставленным ему участкам: в случае серьезного срыва плана инвестиций Нац. нефтяное агентство (ANP) имеет право забрать эти участки и выставить их на свободные торги.

В июне 1999г. ANP был проведен аукцион по продаже 27 нефтяных участков. На нем было реализовано 12 участков стоимостью 180 млн.долл. В среднем цена на лоты была выше на 10912%. Участки на аукционе кроме «Петробраз» получили Agip Oil Do Brazil, YPF, Texaco Do Brazil, Esso Brasileira de Petroleo, Unocal Latin American Venture, Amerada Hess, Kerr McGee Do Brazil.

Второй аукцион (23 участка) состоялся в июне 2000г. На нем распродан 21 участок на 255 млн.долл. Без предложения остались сухопутный и морской участки. Всего зарегистрировалось 44 компании, участвовало 27, выиграло 17. 14 разыгранных участков получили (единолично или в союзе с иностранцами) нац. компании. По сравнению с 1999г. в условиях аукциона был установлен более высокий процент оборудования и услуг нац. компаний, необходимый для разведки нефти — с 27 до 41%. На этапе разработки месторождений процент был повышен с 28 до 47%. ANP получило в 2000г. от аукциона 468,26 млн.реалов — на 45,6% больше чем в 1999г. Большинство блоков (12) оспаривались более чем одной компанией и в среднем цена на лоты была выше на 8236%. Необходимо отметить, что стартовая цена аукциона (т.н. *preço de assinatura*) — достаточно символична по сравнению с огромными требующимися инвестициями. Наибольшая премия (38,65%) была уплачена за участок в бассейне Сантос, который выиграла «Петробраз» в союзе с British Gas и YPF.

«Петробраз» (самостоятельно или в партнерстве) выиграл 8 из 9 оспаривавшихся участков. Его стратегия заключалась в сосредоточении усилий в бассейне Сантос, где, по мнению «Петробраз», еще возможны большие открытия запасов.

В июне 2001г. ANP готовился провести распродажу 53 участков (10 континентальных, 43 морских, в т.ч. 31 глубоководных). Их указанного количества морских участков 16 находятся в бассейне Santos, и по 9 в Campos в Espirito Santo.

В июне 2000г. «Петробраз» подписал два контракта по привлечению финансирования для добычи нефти и газа в бассейне Campos на 2,5 млрд.долл. США для участков Барракуда и Карратита и на 1,091 млрд.долл. для участков Эспадарте, Воадор, и Маримба. Финансирование предоставят Нац. банк соц. и эконом. развития (BNDES), Банк финансирования межд. сотрудничества Японии и японские торг. корпорации Nochu, Marubeni, Mitsubishi, Mitsui. По первому из указанных контрактов ожидается добыча 247 млн.б/д и газа — 3,4 млн. куб.м./день. По второму контракту, соответственно 117 млн.б/д и 2,5 млн. куб.м./день.

Механизм аукционов разработан таким образом, что потенциальным инвесторам выгодно сотрудничать с «Петробразом». Так, заявки тех участников, которые намерены сотрудничать с «Петробразом» и инвестировать собственные средства

в совместные проекты, регистрируются автоматически, вне всяких конкурсов. Контракты тех, кто не захочет вкладывать деньги напрямую и решит стать совладельцем акций «Петробраз», подлежат обязательному утверждению ANP. Но и они получают преимущества перед независимыми претендентами, участвующими в тендерах на эксплуатацию свободных месторождений. Налоги на эти предприятия могут составить до 50% от суммарной стоимости добытой и проданной ими нефти. Партнеры же «Петробраз» от этих налогов освобождены.

Другой мерой, поощряющей партнерство с «Петробразом», является решение BNDES выделить 1 млрд. долл. для кредитования заинтересованных частных компаний, в т.ч. и зарубежных, сотрудничающих с «Петробразом».

Браз. газораспределительные компании, действующие в штатах, через которые проходит газопровод, планируют увеличить до 2004г. протяженность своих локальных сетей на 1900 км. Намеченный объем инвестиций на эти цели — 240 млн.долл.

Одним из первых поставщиков боливийского газа стала компания «Комгаз», Сан-Пауло. Ее контрольный пакет (56%) принадлежит иноинвесторам — «Бритиш газ» и «Шелл». «Комгаз» расширила снабженческую сеть на 360 км. и с 2001г. продает в сутки 5,2 млн.куб.м. Из этого объема 90% потребляет пром. сектор, в т.ч. ТЭС «Пиратининга».

«Комгаз», Парана, планирует продавать 500 тыс.куб.м./сутки. Наиболее крупным потребителем в штате является керамический комбинат «Кампо Ларго» — 60 тыс.куб.м./сутки.

ССГАЗ, Санта Катарина, расширила бытовую сеть на 250 км. и в начале 2001г. распределяла около 900 тыс.куб.м./сутки. основные потребители — предприятия керамической промышленности — 50%, текстильной — 30%, пищевой — 15%, а также строящаяся ТЭС «Катариньенсе Норте».

«Сулгаз», Порто Алегре, строит дополнительно 450 км. распределительных газопроводов и в 2001г. намерена распределять по 1,2 млн.куб.м./сутки.

Всего южные районы страны, через которые проходит газопровод будут, по имеющимся расчетам, потреблять к 2004г. 7 млн.куб.м./сутки, а в 2010г. — 9,7 млн.куб.м./сутки. Крупнейшие потребители газа — ТЭС в г.г.Аракауара, Баркри, Педейнейрас и Вальпараисо рассчитывают потреблять в 2004г. 6 млн.куб.м./сутки, а в 2010г. — 8,2 млн.куб.м./сутки.

В мае 2000г. между Бразилией и Боливией было подписано новое соглашение о строительстве бразильцами газопровода с боливийской территории (месторождение Сан Альберто) до пересечения с функционирующим газопроводом Боливия-Бразилия. Длина ветки составит 411 км., стоимость проекта — 268 млн.долл., пропускная способность — 22 млн.куб.м./сутки.

В июне 2000г. в Бразилию начал поступать газ из Аргентины (Paso de los Libres) в объеме 2,8 млн.куб.м./сутки. Он предназначен главным образом для ТЭС «Уругвайана», которая в конце 2000г. начала производить мощность 600 мвт. В дальнейшем ветку из Аргентины предполагается дотянуть до Порто Алегре — еще на 615 км. Стоимость проекта — 265 млн.долл. Для строительства создан консорциум в составе браз. компаний и

иностран. — «Репсол» (Аргентина), «Теогаз» (Италия), «Трансканада» (Канада).

В рамках другого проект поставок газа из Аргентины начаты работы по строительству газопровода «Крус дель Сур»-Буэнос-Айрес-Монтевидео-Порто Алегре. Его пропускная способность — 20 млн.куб.м./сутки, в т.ч. 5 — Уругваю, 15 — Бразилии. На последнем этапе планируется соединить этот газопровод с веткой Боливия-Бразилия. Необходимые инвестиции для осуществления строительства — 400 млн.долл. Окончание строительства намечено на текущий год.

Для снабжения сев. штатов правительство рассматривает использовать месторождения в Амазонии. В бассейне р.Урку имеется большое месторождение с запасами 100 млрд.куб. м. Пока в этом бассейне добывается 700 млн.куб.м./сутки. Для распределения новых объемов газа будут построены две ветки газопровода — 500 и 230 км.

В конце 1999г. было открыто новое месторождение природного газа в 200 км. от г.Манаусе. Его запасы оценивают в 6 млрд.куб. м. , а потенциал добычи — 700 млн.куб.м./сутки.

Развитие газодобычи в сев. районах будет проходить при активном участии иностран. капитала. Уже сейчас об интересе к разрабатываемым проектам заявили «Эрон», «Эксон», «Бритиш Петролеум», «Шелл», «Мобил».

Несмотря на активное развитие добычи и транспортировки газа, в среднесрочной перспективе едва ли можно прогнозировать полное удовлетворение спроса. В этой связи рассматривается возможность импорта сжиженного газа (GNL). В качестве его возможных поставщиков рассматриваются Нигерия, Тринидад и Тобаго, Венесуэла, Алжир, Австралия и Россия.

Нефтьдобыча в 1999г. В нефтяном бассейне Кампус и Сантос сосредоточено 80% добычи нефти и газа. В 1999г. «Петробраз» продолжил добычу нефти с глубины 1853м. и планирует к концу 2000г. пройти рубеж 2000м.

Общие запасы нефти и газа (подтвержденные и прогнозные) оцениваются в 17,3 млрд.бар., в т.ч. 14,4 млрд.бар. нефти и 409,8 млрд.куб.м. газа.

Среднесуточная добыча нефти в 1999г. составила 1,2 млн.бар., а газа 35 млн.куб.м. На ближайшую перспективу «Петробраз» планирует довести среднесуточную добычу нефти в 2000г. до 1,3 млн.бар., а газа до 50 млн.куб.м.

Количество действующих эксплуатационных скважин составляет 7294, в т.ч. 723 офшорных. «Петробраз» располагает 98 морскими буровыми платформами: 75 фиксированные и 23 плавающие.

В 1999г. в бассейне Сантос в нефтяном месторождении Ронкадор установлена крупнейшая в мире платформа Р-36 для добычи нефти и газа с глубины 1400 м. Производительность платформы: 180 тыс.б/д и 7,2 млн.куб.м. газа.

«Петробраз» располагает 11 НПЗ с суммарной номинальной мощностью 1,8 млн.б/д, со среднесуточным производством 1,6 млн.бар. К концу 2000г. планировалось ввести в строй еще 3 завода и довести мощность до 2 млн.б/д.

Бразилия располагает обширной сетью нефте- и газопроводов. Параллельно со строительством второй очереди газопровода Боливия-Бразилия (Сан-Пауло—Порту Алегри) предусматривается развитие нефте- и газопроводов на юге и северо-востоке страны.

В распоряжении компании «Петробраз» находится современный танкерный флот, который насчитывает 94 судна общим тоннажем 5,7 млн.т. Также имеется 53 терминала общей емкостью 64,2 млн.бар., в т.ч. 3 речных, 10 морских, 29 береговых, что позволяет иметь 15-дневный запас.

Бразилия вынуждена импортировать нефть и нефтепродукты. В 1999г. импортировано нефти на 2,6 млрд.долл. и в 2000г. планируется достичь 3 млрд.долл.

Основными поставщиками нефти и нефтепродуктов на браз. рынок являются Нигерия, Аргентина, Саудовская Аравия, Венесуэла, Иран, Ангола, Австралия, США.

В 1999г. дочерняя фирма компании «Петробраз» — «Бразпетро» продолжала работать на внешнем рынке с 11 странами по добыче и производству нефти и газа: Аргентина, Боливия, Колумбия, Перу, Эквадор, Тринидад и Тобаго, США, Англия, Ангола, Ливия, Нигерия. В планах «Бразпетро» намечается сотрудничество с Кубой, Индонезией, **Азербайджаном, Казахстаном.**

В 1999г. запасы нефти и газа «Бразпетро» составили 312 млн.бар. (на 24% больше чем в 1998г.). Среднесуточная добыча нефти составила 73,4 тыс.бар.

Принятый в 1997г. правительством Бразилии закон 9478/97, смягчивший гос. монополию в области нефтепрома, позволил Нац. агентству по нефти привлекать в нефтегазовый сектор частный капитал, как иностранный, так и нац. и провести **в июне 1999г. первый аукцион** по продаже 27 нефтегазолегающих районов для их разработки и добычи нефти. В аукционе приняли участие «Петробраз», Agir, UPE, Техасо, British-Borneo, Esso, Hess, Shell и др. Сумма запродаж составила 180 млн.долл., хотя было приобретено только 12 районов. Одна только итал. компания Agip приобрела 4 участка на 96 млн.долл.

В I пол. 2000г. Нац. агентству по нефти планирует провести второй аукцион по продаже 23 нефтегазолегающих районов (13 в море и 10 на материке), расположенных в 8 нефтегазовых бассейнах. 4 района в бассейне Кампус, 5 в бассейне Сантос, где «Петробраз» открыл новое крупное месторождение нефти и газа с запасом 700 млн.бар., 5 в Сержипе Алейоае, 3 — в Реконкаво, 2 — в Петигуар, по 1 — в Паране, Камаму-Алмадо, Амазонии и Парамаранбао.

Комплекс мер, принятый в последнее время правительством, подтвердил намерения продолжить адаптацию нефтяной отрасли страны, находящейся под контролем государства, к условиям рыночной экономики. В настоящее время Нац. агентством по нефти (ANP) проводится подготовка второго раунда торгов по передаче в концессию нефтеносных участков для проведения на них разведки, бурения и добычи нефти. Его реализация была намечена на III кв. 2000г. На торги выставлены 23 участка, в т.ч. 13 на морском шельфе и 10 на суше.

В 1999г. правительством была принята стратегическая программа развития гос. нефтяной компании «Петробраз» на 5 лет. Компания должна выйти на уровень добычи нефти в 2 млн.б/д и повысить объемы переработки нефти до 1,8 млн.б/д. Намечено также понизить себестоимость добычи нефти с 5,1 до 2,8 долл. за бар., а себестоимость ее переработки — с 1,8 до 0,8 долл. за бар. Для дости-

жения намеченных целей планируется инвестировать за 5 лет 32,9 млрд.долл. Ожидается, что все это позволит компании к 2005г. достичь уровня прибыли в 35 млрд.долл. Дальнейшее поступательное развитие компании увязывается ее руководством с расширением сотрудничества с ведущими западными нефтяными компаниями. В 1999г. после корректировки внутреннего законодательства страны, регламентирующего добычу и реализацию нефти на внутр. рынке, «Петробразом» было подписано 15 договоров о сотрудничестве в области разведки и одно соглашение о совместной добыче нефти с 18 зап., в основном ам., компаниями, которые предусматривают инвестиции в 2,2 млрд. долл.

Принятое в конце фев. 2000г. распоряжение правительства об установлении нового порядка расчета цен на природный газ завершило процесс подготовки к переходу к системе свободных цен на производимые внутри страны нефть, газ и их производные. Была введена параметрическая формула, по которой цены на газ пересчитываются ежемесячно с учетом цен на этот продукт на основных мировых биржах, а также колебаний курса реала к доллару. Дополнительно была исключена существовавшая ранее жесткая привязка цены газа к дизельному топливу и отделена стоимость газа как товара от стоимости его доставки.

Правительству за относительно короткое время удалось приступить к привлечению передовых зап. технологий и иноинвестиций в нефтепром. Благодаря этому были созданы благоприятные предпосылки для привлечения ведущих зап. ТНК, располагающих новейшими технологиями по разведке нефти и повышению отдачи от скважин и значительными финансовыми средствами, к сотрудничеству с гос. компанией «Петробраз», обладающей уникальными технологиями бурения скважин на больших глубинах на морском шельфе.

Нефтехим. комплекс «Копесул». Расположенный вблизи Порто Алегре (шт. Рио-Гранде-ду-Сул), юж. нефтехим. комплекс «Копесул» введен в строй в нояб. 1982г. Вместе с комплексом в г.Кубатан (шт.Сан-Пауло) и «Камасари» (шт.Баия) стал основой браз. нефтехимпрома — крупнейший в Лат. Америке как по объему производимой продукции, так и по уровню тех. оснащенности.

«Копесул» характеризуется сложной структурой выпускаемой продукции включая комплекс производства от крекинга нефти (нефти-сырца) до нефтехимии. Собственно хим. производство представлено преимущественно химией органического синтеза. Производится углеводородное сырье: этилен — 685 тыс.т. в год, пропилен — 236 тыс.т., бензол — 231 тыс.т., ксилол — 61 тыс.т., толуол — 24 тыс.т. Выпускаются органические полуфабрикаты — ацетон, этиловый спирт, винилхлорид, а также отдельные субпродукты, применяемые для производства пластмасс, резины, синтетических смол, адгезивов, растворителей, взрывчатых веществ, различных видов топливных присадок, лаков и красок. В принадлежащей браз. ФПГ «Одебрехт Кимика» (100% акционер) «ОПП Петрохимика» из исходного пропилена полимеризуется полипропилен (550 тыс.т.) для производства синтетических волокон, упаковочных материалов, бытовых товаров. Полипропилен применяется также для производства термопластичных пластмасс (50 тыс.т.), используемых в автомо-

бильной, мебельной, электронной отраслях. «ОПП Полиэтиленос» (контрольный пакет акций у «ОПП Петрохимика») из винилацетата и этилена синтезирует этилен-пропиленовый сополимер и поливинилацетат (10 тыс.т.) — полимерные продукты для получения клеевых составов, диспергирующих средств, пластиковой мебели, киноплёнки, продукции обувпрома. Из этилена производится линейный (70 тыс.т.) и разветвленный (460 тыс.т.) полиэтилен. С продукцией «Копесул» тесно связано функционирование более 500 размещенных только в шт. Рио-Гранде-ду-Сул нефтехим. предприятий третьего поколения, выпускающих 250 тыс.т. синтетических смол в год на 900 млн.долл.

Рост спроса в Бразилии и странах Юж. Конуса на гермопластичные пластмассы потребовал увеличения объема производства нефтехима. В его расширение было инвестировано 680 млн.долл. 29 июня 1999г. в строй введена вторая очередь «Копесул», позволившая поднять установленную мощность линий по выпуску этилена с 700 тыс.т. до 1,1 млн.т. в год. Одновременно в производимой номенклатуре появились 2 новых углеводородных продукта — бутулен и пропан, применяемые для синтеза бутилкаучука и полимеризации полиэтилена низкого давления (линейного). С пуском второй очереди потребление нефти-сырца возросло с 2,2 млн.т. до 3,5 млн.т. в год. По объему производства комплекс «Копесул» вошел в число 10 крупнейших нефтехим. производств мира. 35% его продукции предназначается для юж. районов страны, свыше 40% — для Сан-Пауло. В 2000г. экспортный потенциал увеличен до 40%.

Основные акционеры «Копесул» — браз. фин.-пром. группы «Ипиранга Петрохимика» (со штаб-квартирой в Порто-Алегре) и находящаяся в Сан-Пауло «Одебрехт Кимика», каждая из которых владеет по 27,6% акций. Активы на дек. 1997г. — 808,5 млн.долл.

Пред. адм. совета «Копесул» — Эдуарде Виейра; зампред — Алваро да Кунья Фильо. Адрес: Copesul — Cia Petroquimica do Sul, Rodovia Tabai — Canoas — BR 386 — km 419, lote 23, Polo Petroquimico, CEP 95853-00 — Triimfo — Rio Grande do Sul, Brasil. т. (051) 457-11-00; ф. 457-14-11; E-mail: planejamento@opesul.com.br.

Газ

Доля природного газа в энергетическом балансе Бразилии невелика и составляет 3%. Его потребление и распределяется: в промышленности — 90%, в коммунальном секторе — 5%, в производстве электроэнергии — 5%.

В связи с повышением спроса на электроэнергию в Южных и Северо-вост. районах страны возрос спрос и на природный газ. Уже к концу 2000г. потребление природного газа в качестве источника энергии составит 43% и его доля в энергобалансе страны увеличится к 2010г. в 5 раз (до 12%).

Спрос на природный газ значительно опережает его предложение, что определяет необходимость его импорта. Строительство газопровода Боливия-Бразилия позволит изменить энергетическую структуру в стране путем поставок боливийского природного газа в индустриально развитые районы.

Протяженность газопровода составляет 3150 км. Общая стоимость проекта — 2 млрд. долл. В фев.

1999г. открыта первая очередь газопровода от Санта-Круз-де-ла-Сьерра (Боливия) до Сан-Пауло (Бразилия), по которой начал поступать газ в объеме 2,2 млн.куб.м. в сутки. В апр. 2000г. введена в строй вторая очередь газопровода от Сан-Пауло до Порту-Алегре. До 2005г. поставки газа должны достигнуть 30 млн.куб.м. в сутки. Транспортировку газа по территории Бразилии осуществляет компания «Транспортадора ду Газодуту Боливия Бразил», ТВГ. Газопровод проходит по территории 5 штатов: Мату-Гроссу-ду-Сул, Сан-Пауло, Парана, Санта-Катарина, Рио-Гранде-ду-Сул и охватывает 122 муниципалитета. Он увеличит возможности в обеспечении газом штаты Рио-де-Жанейро и Минас-Жерайс.

Крупнейшие браз. компании по распределению газа расположены в штатах, через которые проходит газопровод, планируют увеличить протяженность своих сетей до 2004г. на 1900 км., что составит общую протяженность 4100 км. Инвестиции компаний «Комгаз», «Комгаз», «Сулгаз», «Газ бразилиано» «ССГаз» для осуществления своих проектов до 2004г. составят 240 млн. долл.

«Газ бразилиано», контролируемая итал. компанией ЕНИ, которая обслуживает северо-зап. районы штата Сан-Пауло, планирует построить 420 км. газопроводов, что потребует вложений в 67 млн.долл. Данный район площадью 141,9 тыс.кв.км. с населением 7,3 млн.чел. имеет возможность к 2004г. потреблять в сутки 7 млн.куб.м. газа, а к 2010г. — 9,7 млн.куб.м. Наибольшими потребителями природного газа будут 4 строящиеся ТЭС в г.г. Аракауара, Барири, Педейнейрас и Вальпараисо, которые к 2004г. будут использовать 6 млн.куб.м. газа в сутки и к 2010г. — 8,2 млн.куб.м.

Одной из первых компаний, которой началась поставка боливийского газа, стала «Комгаз», Сан-Пауло. Данная компания в 1999г. была продана за 988 млн.долл. компаниям «Бритиш Газ» и «Шелл», которые являются владельцами 96% акций.

С увеличением своей распределяющей сети на 360 км. уже в конце 2000г. компания будет продавать в сутки 5,2 млн.куб.м. газа (90% в пром. сектор), в т.ч. 700 тыс.куб.м. в сутки для ТЭС «Пиратининта».

Компания «Комгаз» (шт. Парана) планирует увеличить протяженность своей сети на 350 км. с инвестированием 40 млн.долл., что позволит ей к концу 2000г. продавать газ в объеме 500 тыс. куб.м. в сутки. Наибольшим потребителем газа в штате является керамический комбинат «Кампо-Ларго» — 60 тыс.куб.м. в сутки.

Компания «ССГаз» (шт. Санта-Катарина) увеличивает свою сеть на 250 км и планирует к концу года распределять 900 тыс.куб.м. газа в сутки. Основными потребителями будут предприятия: керамической промышленности — 50%, текстильной — 30%, пищевой — 15%, а также строящаяся ТЭС «Катариненсе Норте».

С приходом природного газа в г. Порту-Алегре компания «Сулгаз» строит дополнительно 450 км. газопроводов и с конца 2000г. распределяет 1,2 млн.куб.м. газа в сутки.

В мае 2000г. между Бразилией и Боливией подписано соглашение, согласно которому Бразилия будет строить свой газопровод от боливийского месторождения природного газа Сан-Алберто и Сан-Антонио до действующего газопровода Боливия-Бразилия. Длина газопровода составит 411

км., стоимость проекта — 268 млн.долл., общая мощность 22 млн.куб.м. в сутки.

В июне 2000г. начал поступать природный газ из Аргентины (Пасо де Лос Либрес) в Бразилию (муниципалитет Уругваиана шт.Рио Гранде ду Сул) в 2,8 млн.куб.м. в сутки. В основном природный газ предназначен для ТЭС «Уругваяна», которая к концу года будет иметь мощность 600 мвт. Планируется до 2002г. соединить данный газопровод с Порту-Алегре. Стоимость проекта — 265 млн.долл., протяженность газопровода — 615 км. Строительство будут осуществлять как браз. компании TSB, «Газпетро», так и «Репсол» Аргентина; «Теогас» Италия; «Транканада», Канада. Общая мощность газопровода составит 15 млн.куб.м. газа в сутки. Аргентинский природный газ будет использоваться для трех строящихся ТЭС: «Термосул» — 700 мвт., «Гауша» — 480 мвт. и «Рефап» — 250 мвт.

Другим проектом поставки аргентинского газа является начавшееся строительство газопровода «Круз дель Сур», который пройдет по территориям трех стран — Аргентина, Уругвай, Бразилия (до Порту-Алегре). Строительство газопровода общей мощностью 20 млн.куб.м. газа в сутки планируется закончить в 2001г. В проекте участвуют компании «Бритиш Газ», «Пан Америкен», «Анкап». Инвестиции составят 400 млн.долл.

В апр. 2000г. испанская группа «Газ Натурал» приватизировала за 298,4 млн.долл. распределяющую компанию «Газ Сул», которая обслуживает юг штата Сан-Паулу. В течение 5-10 лет «Газ Натурал» инвестирует 250 млн.долл. на строительство газопровода длиной 300 км. в этом районе штата площадью 53 тыс.кв.м. с населением 2,5 млн.чел.

Природный газ будет использоваться как в промышленности, так и для производства электроэнергии (планируется строительство ТЭС на 1000 мвт.).

Для развития сев. региона страны **планируется использование природного газа Амазонии**. В бассейне р.Уруку разведано месторождение газа с запасом 100 млрд.куб.м. Проект предусматривает строительство газопроводов, которые будут обеспечивать газом строящиеся ТЭС. Один газопровод длиной 500 км. пойдет до Порту-Велью, столицы шт.Рондония, другой протяженностью 280 км. — до Уруку-Гоари.

Подтвержденные и прогнозные запасы природного газа Бразилии составляют 435,5 млрд.куб.м. Его добыча сосредоточена в шт.Рио-де-Жанейро, Баия, Сан-Паулу, Рио Гранде ду Норте и Алагоас. Среднесуточное производство газа составляет 31 млн.куб.м.

В течение 10 лет необходимо довести производство природного газа до 72 млн.куб.м. в сутки, из которых 43% должны будут использоваться для производства электроэнергии, 3% — в коммунальном секторе, 2% — на транспорте, 12% — в неэнергетическом секторе. В этой связи возникает необходимость импорта природного газа.

Транспортировку газа по территории Бразилии осуществляет компания «Транспортадора Бразилейра ду Газодуту Боливия-Бразил» (TBG). Несмотря на то, что Бразилия добывает газа в три раза больше, чем Боливия, **болливийский газ значительно лучше по качеству**, содержит меньше серы. В связи с этим газ из Боливии будет использоваться в различных отраслях и секторах экономики

Бразилии — таких, как автомобильная, стекольная, производство керамики, лако-красочная, химпром, коммунальный сектор.

Основной задачей болливийского проекта является обеспечение топливом ТЭС. До 2003г. должны войти в строй 44 ТЭС на газе, суммарной мощностью 15 гвт. и будут потреблять 63 млн.куб.м. газа в сутки.

Контракт, подписанный «Комгаз» с «Петробразом», предполагает поставку компании болливийского газа в 4 млн.куб.м. в сутки в первый год эксплуатации с дальнейшим увеличением до 8 млн.куб.м. в сутки на восьмой год эксплуатации. Спрос остальных распределяющих компаний, расположенных по трассе газопровода до г.Порту-Алегре, составляет 14,2 млн.куб.м. газа в сутки.

Принимая во внимание темпы пром. роста регионов Юга и Юго-Востока, превышение спроса над предложением на природный газ, «Петробраз» совместно с распределяющими газовыми компаниями штатов этих регионов ведут переговоры с аргентинскими компаниями по вопросу импорта природного газа из Аргентины. Одним из проектов по поставке газа из Аргентины является начавшееся строительство газопровода «Круз дел Сур», который пройдет по территориям трех стран — Аргентина, Уругвай, Бразилия.

В марте 1999г. консорциум, в который вошли компании «Бритиш Газ» — 40%, «Пан Америкен» — 40% и «Анкап» — 20%, начал строительство первой очереди газопровода от Буэнос-Айреса до Монтевидео, в июле 1999г. началось строительство второй очереди до Порту-Алегре. Строительство газопровода общей мощностью 20 млн.куб.м. в сутки планируется закончить в 2001г. Консорциум для осуществления данного проекта инвестирует 400 млн.долл. Квоты распределения аргентинского газа: Уругвай — 5 млн.куб.м. в сутки, Бразилия — 15 млн.куб.м. В дальнейшем планируется соединить этот газопровод с газопроводом Боливия-Бразилия.

В стадии изучения находится проект строительства газопровода, по которому пройдет природный газ из Аргентины в юго-зап. районы Бразилии. Протяженность газопровода названного «Транситуасу» 3 тыс.км., установленная мощность — 36 млн.куб.м. в сутки. В разработке проекта принимают участие компании «Пан Америкен Энержи», «Шелл», «Мобил», «Текпетрол».

Между компаниями «Петробраз», «Элетробраз» и министерством шахт и энергетики подписано соглашение об использовании природного газа Амазонии для развития северного региона страны. В бассейне р.Уруку имеется месторождение газа с запасом 100 млрд.куб.м. Там добывается 720 тыс.куб.м. в сутки. Новый проект предусматривает строительство ряда газопроводов, которые обеспечат газом строящиеся ТЭС. Один газопровод протяженностью 500 км. пойдет до Порту-Велью, столицы штата Рондония, другой газопровод Уруку-Гоари протяженностью 280 км. В Гоари газ будет сжигаться и далее по реке доставляться до Манауса. Стоимость проекта — 420 млн.долл. Объем поставки газа — 6 млн.куб.м. в сутки.

В 1999г. открыто новое месторождение природного газа в 200 км. от пром. центра Манаус. Новые запасы составляют 6 млрд.куб.м. потенциал будущего производства оценивается в 700 тыс.куб.м. в сутки.

Составляя всего 3% от нац. запасов газа, это месторождение отличается своим выгодным географическим расположением. До этого самое близкое к Манаусу месторождение газа (Уруку) находилось на расстоянии 600 км.

Для быстрой разработки нового месторождения будут привлечены иностр. компании, участвующие в проекте «Боливия-Бразилия». Основными претендентами на развитие инфраструктуры нового месторождения и строительство ТЭС являются крупные ам. и западноевропейские компании, такие как «Энрон», «Экон», «Шелл», «Мобил», «Бритиш Петролеум» и др.

Нефтехимия

В 1999г. в нефтехимпроме Бразилии не удалось перебороть негативные тенденции 1998г., что сказалось на всех показателях деятельности. Так, чистая прибыль, по которой отрасль ранее находилась на **7 месте в мире**, уступая США, Японии, Германии, Франции, Великобритании и Италии, составила 35,1 млрд.долл., что на 17,6% меньше по сравнению с предшествующим годом.

Нефтехимпром Бразилии в 1999г., в млрд.долл.

	97г.	98г.	99г.
Крупнотоннажная н/х.....	21,5.....	18,5.....	16,2
Фармацевтика.....	8,2.....	8,2.....	6,1
Косметика.....	4,2.....	4,1.....	3,1
Удобрения.....	3.....	2,9.....	2,3
Моющие средства.....	2,4.....	2,2.....	2
ХСЗР.....	2,2.....	2,6.....	2,2
Краски, эмали, лаки.....	2,1.....	2.....	1,5
Синтет. волокна.....	1,4.....	1,5.....	1,2
Прочие.....	0,6.....	0,6.....	0,5
Всего.....	45,6.....	42,56.....	35,1

В соответствии с исследованиями ассоциации нефтехимпрома Бразилии (Abiquim), разница между общей и чистой прибылью которая в 1999г. составила 8,8 млрд.долл., расходовалась предприятиями: 39,1% — налоги и сборы, 28,9% — обслуживание кредитов и арендные платежи, 23,9% — премии персоналу, 8,1% — инвестиции в производство. Среди налогов и сборов расходы распределялись: НДС — 40%, налог на пром. продукцию — 22%, налог на прибыль — 10%, соц. страхование рабочей силы — 7%, остальные налоги — 21%.

Несмотря на снижение рентабельности предприятий с 2,22% в 1998г. до -0,36% в 1999г., этот сектор экономики продолжает расширяться. Так, за последние два года объем инвестиций в нефтехимпроме составил 2,4 млрд.долл. В ближайшие 5 лет браз. нефтехим. компании планируют увеличить инвестиции в развитие производства, доведя их уровень до 1,4 млрд.долл. в год.

Инвестиции в нефтехимпром на 2000-05гг., в млрд.долл.

Крупнотоннажная н/х.....	4,4
Средства личной гигиены и косметика.....	1,8
Удобрения.....	0,6
Хим. средства защиты растений.....	0,8
Краски, лаки, эмали.....	0,5
Синтетические и акриловые волокна.....	0,5
Итого.....	8,6

Существенную роль в формировании современного нефтехимпрома страны сыграл процесс быстрого и решительного открытия экономики Бразилии, начатый в 1990г., и последовавшая за ним приватизация предприятий сектора. Это вынудило нефтехим. компании быстро адаптироваться к новым условиям открытого рынка — сни-

жать операционные расходы и принимать меры к повышению эффективности производства, что в ряде случаев привело к их дисбалансу. Как следствие этого, сальдо внешторг. баланса нефтехимпрома стало отрицат. Эту ситуацию, несмотря на попытки, принимаемые правительством страны, пока перебороть не удается.

Импорт/экспорт нефтехимпрома Бразилии в млрд.долл.

	97г.	98г.	99г.
Импорт.....	9,864.....	10,059.....	9,612
Экспорт.....	3,830.....	3,625.....	3,362
В/т баланс.....	-6,034.....	-6,434.....	-6,250

По оценке Abiquim, нефтехимпром Бразилии характеризуется рядом черт, отличающих ее от аналогичных секторов ведущих стран и сдерживающих ее развитие. Во-первых, нефтехим. предприятия сконцентрированы в трех районах: на юго-востоке ось Сан-Пауло — Рио-де-Жанейро, на юге шт. Рио-Гранде де Сул, на севере ось шт. Байя — шт. Пернамбуку. Во-вторых, нефтехимпром состоит из небольших предприятий с численностью персонала до 30 чел. (68 % от общего числа фирм), однако их вклад в общую прибыль составляет всего 5,2%. В-третьих, этот сектор экономики отличается очень низким уровнем инвестиций в сферу научных исследований и развития производства — менее 0,6% от общей прибыли, тогда как в развитых странах этот показатель составляет 5-6%.

На фоне происходящих в передовых странах запада слияний и объединений нефтехим. компаний, производящих базовые нефтехим. продукты, увеличивающие их совокупные производственные мощности и эконом. потенциал, наращивание объемов производства браз. предприятиями остается достаточно скромным. Развитие местных фирм, как правило, происходит за счет собственных средств и кредитов BNDES, доля инвестиций частного банковского капитала и прямых инвестиций акционерного капитала пока остается незначительной из-за их низкой рентабельности.

Основными факторами, наносящими серьезный ущерб конкурентоспособности нефтехимпрома, по оценке Abiquim, являются: высокая стоимость основных средств производства, тяжелое налоговое бремя и высокие цены на исходное сырье.

Увеличение объемов иноинвестиций в нефтехимпром страны в существенной степени сдерживается высокой стоимостью основных средств производства, отсутствием компенсации НДС и налога на пром. продукты, уплачиваемых за основные средства производства, высокой стоимостью работ по монтажу новых предприятий, высокими налогами на импорт технологий и контрактование иностр. технологических услуг, высокой учетной ставкой долгосрочного кредита. В 1997-99гг. на приобретение нового оборудования (без учета налогов и стоимости кредита) браз. компании в среднем расходовали в 1,2 раза больше средств, чем аналогичные компании в США, а с учетом налогов этот коэффициент увеличивался до 1,5. В этой связи в целях повышения конкурентоспособности нац. нефтехимпрома в целом Abiquim предлагает: провести снижение налогов на средства производства; отменить налог на импорт на основные средства производства, не выпускаемые в Бразилии; освободить от уплаты налога часть прибыли, расходуемую на приобретение иностр. технологий и тех. услуг; снизить размер

учетной ставки на долгосрочные кредиты для развития предприятий нефтехимпрома до уровня применяемого промышленно-развитыми странами запада.

Основным сырьем, используемым в нефтехимпроме являются нефть. Все производство этилена базируется на ее переработке, и ее потребление находится на уровне 10 млн.т. в год, что в стоимостном выражении составляет 2 млрд.долл. На нефтехим. комплексах по производству этилена расходы на закупку нефти составляют 85% переменных издержек производства. Цены на нефть, которая поставляется нефтехимпрому через гос. компанию Petrobras, определяются правительством. В соответствии с недавним правит. распоряжением, до авг. 2000г. цена будет определяться параметрической формулой, которая на практике увеличивает цену нефти по сравнению с ценой spot в Европе на 10%. Abiқііm предлагает: скорректировать ценовую политику в отношении нефти, взяв за образец цены, применяемые в странах Сев. Европы; создать стимулы использования легкой нефти с тем, чтобы увеличить производство нефти в стране, отменить импортные тарифы на ввоз нефти.

В целях стимулирования использования природного газа в нефтехимии (пока широко используется только для производства электроэнергии) Abiқііm предлагает: создать возможности прямого доступа к производителям и импортерам природного газа для крупных потребителей (по местным законам, поставки газа осуществляются через посреднические компании); ввести пониженные цены на газ, используемый в качестве сырья в производственном процессе; регламентировать цены на транспортировку газа, чтобы для конечного потребителя цены на него оставались на уровне межд. стандартов.

ВЕЛИКОБРИТАНИЯ

Нефтегазпром

Развитый нефтегазовый комплекс был создан благодаря стремит. освоению крупных месторождений нефти и газа на брит. части шельфа Сев. моря.

В 1998г. на брит. шельфе разрабатывалось 200 офшорных месторождений, в т.ч. 105 — нефтяных, 95 — газовых и газоконденсатных. Месторождение «Браун» вступило в эксплуатацию 21 дек. 1998г. в рекордно короткие сроки (два месяца с момента открытия).

Крупнейшими среди газовых месторождений являются «Леман», «Индефтиджабл» и «Хьюитт», на долю которых приходится 40% всей газовой добычи на брит. шельфе. Наиболее крупными нефтяными месторождениями остаются «Фортиз», «Брент», «Нинэйн» и «Пайпер».

Великобритания располагает подтвержденными запасами нефти в 1,39 млрд.т. Запасы разведанных брит. газовых месторождений оцениваются в 0,7-1,4 трлн.куб.м. **Великобритания входит в первую десятку крупнейших нефте- и газодобывающих стран.**

Частные компании, ведущие нефте- и газодобычу, осуществляют платежи в виде налога на прибыль и роялти, которые в 1998г. принесли в брит. казну 3,5 млрд.ф.ст. Предполагается пере-

смотреть размер ставки роялти за право разработки нефтяных месторождений, вступивших в эксплуатацию до 1982г., большинство из которых близки к истощению. Действующая ставка роялти (12,5%) была одобрена в сент. 1997г., когда цена на нефть равнялась 21 долл. за бар.

	Добыча нефти (млн.т)	Добыча газа (млрд.куб.м)
1994г.	126	750
1995г.	130	822
1996г.	130	978
1997г.	128	998
1998г.	132	1052

Источник: «Мансли дайджест оф Статистикс», март 1999г.

На североморском шельфе Великобритании располагает разветвленной сетью транспортных нефте- и газопроводов протяженностью 8,7 тыс.км., которые связывают разрабатываемые месторождения с береговыми терминалами. Доставка газа потребителям на территории Великобритании осуществляется через нац. и региональные сети, длина которых составляет 267 тыс.км.

Три четверти добываемой брит. нефти перерабатываются на 14 НПЗ внутри страны, а остальное количество направляется на переработку в страны ЕС (ФРГ, Голландию и Францию). С целью использования оптимальных смесей перерабатываемых марок нефти на собственных производствах, Великобритания продолжает закупки нефти в Норвегии и странах Бл. Востока.

Будучи одним из крупнейших экспортеров Европы, Великобритания в 1998г. на основании имеющихся двусторонних соглашений импортировала газ из норвежских месторождений Северного моря, находящихся в районе разграничительной линии брит. и норвежского секторов. Поступающий газ используется для накопления резервно-стратегических запасов страны.

Внутренний спрос на нефть и газ в ближайшие 7-9 лет будет гарантировано покрываться за счет собственной добычи. В последующие годы прогнозируется некоторое снижение добычи энергоносителей, что приведет к необходимости увеличения закупок нефти и газа по импорту. Брит. власти намерены использовать «Интерконнектор», эксплуатация которого началась в окт. 1998г. Пропускная способность нового газопровода, соединившего г.г. Бактон (Великобритания) и Зеебрюггю (Бельгия) составляет 20 млрд.куб.м. в год. Себестоимость газопровода — 450 млн.ф.ст. Участниками проекта являются: «Бритиш Газ» (35% акций), «Газпром», «Бритиш Петролеум», «Коноко» и «Эльф» (по 10% акций), «Рургаз», «Эмерала Хесс», «Дистригаз», «Нэшнл Пауэр» и «Снэм» (по 5% акций).

Стимулом для развития брит. газового рынка послужило принятие в 1995г. закона (Gas Act) о либерализации газопоставок. Бывший нац. поставщик компания «Бритиш Газ» в 1997г. была разделена на две самостоят. фирмы: «Би Джи», осуществляющую разведку, добычу и хранение газа, а также эксплуатацию действующих трубопроводов, и «Сентрику», специализирующуюся на поставке газа потребителям. В мае 1998г. была завершена либерализация брит. газового рынка, проведенная в шесть этапов, что позволило потребителям на конъюнктурной основе выбирать конкретного поставщика этого вида топлива. Уже к июлю 1998г. 13% потребителей пользовались услугами 20 независимых компаний-поставщиков. На бли-

жайшие год-два доля «Сентрики» в поставках газа на рынок снизится до 50%.

В авг. 1998г. «Би Пи» приняло решение о приобретении за 50 млрд.долл. ам. компании «Амоко» и создании нефтяной группы «Би Пи-Амоко», общее число сотрудников – 100 тыс.чел. Контролируемые группой разведанные резервы нефти превышают 14,8 млрд. барр. Так, доля «Би Пи-Амоко» в разведанных запасах нефти в брит. секторе Сев. моря превышает 16%. 70% активов группы придается на Сев. Америку и Европу.

Ведущие брит. компании принимают участие в работе ряда межд. консорциумов (на основе двусторонних соглашений о разделе продукции) по освоению крупнейших в мире месторождений нефти и газа: в **Казахстане** – «Казахстан Каспий Шельф» («Бритиш Газ», «Бритиш Петролеум» и «Шелл»), в **Азербайджане** – «Азери Интернэшнл Оперейтинг» («Бритиш Петролеум Рэмко Энэрджи»), в шельфовой зоне Фолклендских о-вов («Бритиш газ», «Шелл», «Лезмо» и «Эмерада Хесс»).

Рос.-брит. сотрудничество в нефтегазовом секторе развивается в рамках совместного Меморандума о сотрудничестве между минтопэнерго РФ и минэнергетики Великобритании, который был подписан в марте 1992г. За этот период были созданы три рос.-брит. нефтедобывающих СП («КомиАртикОйл», «Рос. топливная компания» и «Битран»), объемы нефтедобычи которых постепенно возрастают, что косвенно свидетельствует о благоприятных условиях их деятельности. В апр. 1997г. «Бритиш Газ» совместно с представителями «КомитЭК», «Роснефти», «Зарубежнефти», «Тоталь», «Эльф», «Несте», «Коноко», ЕБРР, «Альфа-Банка» и администрацией Ненецкого авт. округа подписали соглашение о сотрудничестве в области строительства нефтепровода Харьяга-Уса. Углублению рос.-брит. сотрудничества в ТЭК способствуют также заключенное в конце 1997г. соглашение о партнерстве между «Шелл» и «Газпромом» и приобретение «Бритиш Петролеум» 10% акций рос. компании «Сиданко».

ВЕНЕСУЭЛА

Нефть

С момента открытия в 1917г. в р-не оз. Маракайбо месторождений нефти добыча, продажа и переработка этого ископаемого быстро завоевала ведущие позиции, превратившись к концу столетия в основную отрасль экономики, обеспечивающую более 70% бюджетных поступлений.

Потенциал производственных мощностей венесуэльской гос. нефтекомпания ПДВСА составляет 3416 млн.б/д. Штат этой компании насчитывает 48 тыс. рабочих и служащих. Ее мощности включают 22 НПЗ, в т.ч. 6 – на территории В., 16 – в США, Лат. Америке и в Зап. Европе. По контрактам с ПДВСА ряд мелких, средних и довольно крупных венесуэльских компаний заняты предоставлением услуг, отдельными видами переработки и коммерциализации нефтепродуктов на внутреннем рынке.

Первым шагом правительства для влияния на ценообразование явилось принятое в окт. 1945г. решение об отказе от предоставления частному сектору концессий на нефтедобычу. За ним последо-

вало учреждение в 1960г. по инициативе В. организации стран-экспортеров нефти-ОПЕК и создание в том же году Венесуэльской нефтекорпорации. В 1976г. была введена монополия на нефтепереработку и сбыт нефтепродуктов через созданную гос. компанию ПДВСА (PDVSA – Petroleos de Venezuela).

Отказ В. от предоставления новых концессий иностр. компаниям вызвал перемещение их капиталовложений на Бл. Восток, а также ускоренное выкачивание нефти из эксплуатируемых ими скважин. Только по этой причине В. по добыче этих углеводородов в кратчайшие сроки переместилась с 1 на 5 место.

Участие В. в ОПЕК, по мнению многих, обусловило гораздо больший размер упущенных выгод в результате введенных в 1982г. этой организацией квот на объемы добычи и продажи, чем реальные доходы от согласованных цен, которые в 90 гг. все больше формировались под влиянием политики государства, не входящих в ОПЕК. При образовании ОПЕК В. была в ее рамках самым крупным производителем нефти, в 1970г. ее доля сводилась к 14%, а сейчас она с трудом достигает 11%.

Гос. монополия на добычу, переработку и коммерциализацию нефти и нефтепродуктов ни у кого в В. не вызывает неприятия. Однако многие сходятся во мнении о том, что роль государства в этой сфере должна сводиться к выработке нефтяной политики и определению (в рамках этой политики) основных, стратегических направлений деятельности и контрольных цифр для ПДВСА; не должно допускаться смешивание сметы и хоз. деятельности этой компании с гос. бюджетом и его исполнением.

Несмотря на регулярно публикуемые в СМИ критические выступления, проводимая В. нефтяная политика продолжает давать положительные результаты. Принятый в начале 90 гг. курс на привлечение иностр. капиталовложений в нефтяную отрасль проводится по трем направлениям: создание стратегических ассоциаций по освоению новых месторождений в бассейне р.Ориноко; «рисковые» ассоциации по разведке новых месторождений и неисследованных участков эксплуатируемых бассейнов; «операционные» соглашения на разработку маргинальных нефтеместорождений.

Результатом работы по диверсификации экспорта нефтепродуктов является поставка с начала 90 гг. на рынки Японии, Китая, Дании, Литвы, Тайваня и Индии для использования на ТЭС производимого в В. на базе битумов **нового продукта – оримульсиона**. С конца 1996г. прорабатывается проект создания СП по производству оримульсиона с участием компаний Bitog (В.), Statoil (Норвегия) и Сопосо (США).

Принимаются меры по укреплению принадлежащих ПДВСА за границей (в США – 60%, в Лат. Америке, Центр. Америке и Карибском бассейне – 30% и в Европе – 7%) НПЗ (принадлежащих СП CITGO, VEVA, AB Nynas Petroleum и Ruhr Oel), нефтепроводов (Explorer, Colonial и Eagle) и сетей сбыта нефтепродуктов в США. В авг. 1999г. В. принято решение о распространении договора Сан-Хосе на поставки нефтепродуктов на Кубу. Известен как Pacto de San Jose. Подписан в 1980г. между В. и Мексикой о совместных поставках нефти и нефтепродуктов в ряд стран Центр. Америки и островных государств Карибского бассейна на льготных

условиях, предусматривающих оплату 80% поставляемой продукции по ценам мирового рынка в принятые для коммерческих сделок сроки и предоставление 20% ее стоимости в распоряжение государств-потребителей в порядке кредитов на развитие инфраструктуры и соц. нужды; неременным требованием при этом является то, что государства-потребители должны использовать не менее 50% этих кредитов на оплату товаров и услуг подрядчиков из этих стран-поставщиков.

Во II пол. 90 г., как ушедшим правительством Р. Кальдеры, так и новым правительством У.Чавеса прилагаются настойчивые усилия по укреплению сотрудничества между венесуэльской гос. компанией ПДВСА и бразильской «Петробраз» путем создания, в конечном итоге, СП. Кроме того, правительством У.Чавеса предпринимаются шаги к организации совместно с Бразилией добычи и переработки природного газа, прорабатывается возможность заключения с соседними государствами (в частности, с Колумбией и Панамой) соглашений, подобных договору Сан-Хосе.

77% всего венесуэльского экспорта приходится на нефть. С приходом к власти правительства У.Чавеса такая зависимость страны от энергетической составляющей еще более усилилась. Начало деятельности нового венесуэльского руководства совпало с периодом макс. дестабилизации межд. нефтяного рынка. Вследствие избыточного предложения сырья и недостаточной координации действий основных производителей нефти цены на нее упали (на начало 1999г.) до отметки чуть более 8 долл./бар. Такая ситуация грозила правительству У.Чавеса полным крахом, в плане реализации намеченных им глубоких реформ в эконом. сфере. Правительству Р.Кальдеры еще в 1998г. удалось согласовать в рамках ОПЕК сокращение добычи государствами-членами этой группировки (в частности, В. — на 525 тыс. б/д). Однако, эта политика, по причине несоблюдения установленных квот и остаточных явлений азиатского фин. кризиса, длительное время не давала желаемых для Каракаса результатов.

В этой ситуации правительство У.Чавеса, вопреки призывам ряда полит. сил страны выйти из ОПЕК и действовать самостоятельно, взяло курс на консолидацию этой организации. Это нашло проявление в борьбе за укрепление режима квотирования добычи, ужесточение контроля за ней, повышение согласованности усилий ОПЕК-овских государств и координацию их политики с т.н. независимыми производителями. Уже в янв. 1999г. министр топлива и энергетики В. А.Родригес провел ряд встреч с представителями этих государств, в ходе которых предложил поддержать стратегию по преодолению разбалансированности мирового рынка энергоносителей. На гаагской встрече (март 1999г.) государств-членов Организации и нескольких независимых производителей (Россия, Норвегия, Мексика, Оман) венесуэльцы активно поддержали дальнейшее развитие политики сокращения нефтедобычи. Сама В. пошла на уменьшение своей квоты еще на 125 тыс.б/д (т.е. суммарное сокращение составило 650 тыс.б/д). Несколькими днями позже, в Вене, на встрече профильных министров ОПЕК эти обязательства были подтверждены.

В дальнейшем, в условиях стабилизации мирового рынка нефти и стремительного роста цен на

нее, Каракас продолжал курс на сохранение ограничит. политики, поддерживал постоянную координацию и обмен мнениями по этой проблематике с партнерами по ОПЕК, а также Мексикой. Видя устойчивость динамики повышения цен, венесуэльцы своевременно выдвинули идею о необходимости в этих, принципиально новых условиях, перехода к поиску баланса интересов производителей и потребителей. Уже к сент. 1999г. в Каракасе отдавали себе отчет в том, что запредельная стоимость нефти может нанести удар по самим нефтепроизводящим странам. На сент. сессии ОПЕК (Вена) правительство У.Чавеса предложило ввести «коридор колебания цен», который мог бы регулироваться за счет снижения или повышения уровней добычи нефти. Не желая раскалывать единство Организации, Каракас не настаивал на принятии своей идеи, одновременно продолжая поддерживать политику ограничения нефтедобычи. Подобная линия проводилась и в начале 2000г. — на янв. встрече в Вене министры топлива и энергетики В., Ирана, Кувейта высказались за сохранение квот на добычу по крайней мере до марта 2000г.

Повышение стоимости нефти до отметки 30 долл./бар. вызвало в Каракасе серьезную озабоченность. К ней добавилось и давление со стороны США, активно лоббирующих идею отказа от квот и, как следствие, снижение цен. В этих условиях венесуэльцы внесли коррективы в свою позицию. В ходе встречи «нефтяных» министров В. и США (29 фев. 2000г., Лондон) Каракас в подписанной сторонами Совместной декларации признал ущербность нынешней ситуации на нефтерынке и высказался за разумность ценовой политики. Прошедшая в дальнейшем там же встреча представителей В., Саудовской Аравии и Мексики подтвердила намерение этих стран поставить вопрос в Вене на сессии ОПЕК (март 2000г.) о повышении уровня квот на добычу.

В янв. 1999г. правительством У.Чавеса была также выдвинута идея проведения в Каракасе саммита ОПЕК (планировался на март 2000г., вследствие стихийного бедствия в В. передвинут на лето). С июля того же года венесуэльская дипломатия начала работу с партнерами по Организации на предмет поддержки идеи проведения этого форума. ОПЕК-овские государства посетила делегация во главе с замминистром В. Х.Валеро, а затем (в нояб. 1999г.) министр топлива и энергетики А.Родригес совершил турне по этим же странам. В ходе вояжа он передал лидерам государств личное приглашение У.Чавеса для участия в саммите.

Несмотря на то, что в 1999г. правительство У.Чавеса стремилось к диверсификации своей нефтяной политики и выходу на новые рынки (азиатский, Меркосур), ам. направление оставалось явно доминирующим. 55% венесуэльского экспорта приходится на США; из этого объема 87% — нефть и нефтепродукты. ПДВСА имеет в США, 18 тыс. бензозаправок. Эти мощности позволили венесуэльцам в 1999г. увеличить свою долю в продаваемом в США бензине до 14,4%. Нефтепром В., в свою очередь, сохранял высокую зависимость от США в плане технологий и оборудования, подготовки специалистов, а также обеспечения РНБ на территории этой страны (лицензии на продажу тех или иных нефтепродуктов, разрешение на строительство в США завода по производству оримульсиона и т.д.). Одновременно Ва-

шингтон, несмотря на неоднократные полит. трения между сторонами, продолжал рассматривать Каракас как надежного и устойчивого партнера в плане поставки энергоресурсов. Ему отводилась и роль союзника США внутри ОПЕК. Далеко не случайно, что по мере приближения стоимости нефти к явно не устраивающей Вашингтон отметке (к сент. 1999г.) американцы стали весьма плотно работать с Каракасом. Цель – побудить В., наряду с Мексикой и Саудовской Аравией, стать инициаторами сначала смягчения политики квотирования нефтедобычи, а затем и отказа от нее. В определенной степени им это удалось, что показали соответствующие лондонские встречи конца фев.-начала марта 2000г.

Большее чем ранее значение Каракас придавал латиноам. направлению своей нефтяной политики. Расширение своего влияния на этом рынке В. рассматривала в контексте идей президента У.Чавеса по интегрированию ЛА. В этой схеме венесуэльцы, помимо роли одного из лидеров полит. объединения региона, явно претендуют и на то, чтобы стать одним из ключевых поставщиков энергоресурсов для латиноам. стран. В качестве важной составляющей региональной нефтяной политики Каракас рассматривает идею создания ТНК «Петроамерика» с участием В., Бразилии, Мексики и Колумбии (активно она обсуждалась в ходе саммита Группы Рио в Мексике, май 1999г.). При этом, как здесь рассчитывают, этот нефтегигант мог бы контролировать не только региональный рынок энергоносителей, но и существенно влиять на ситуацию в мире в целом, а также содействовать экспансии венесуэльской нефти на других континентах. Однако, несмотря на наличие широкомасштабных планов, реальное присутствие нефтепродуктов В. на рынках ЛА существенно не возросло. По мощностям переработки сырья, находящимся в ЛА, ЦА и КБ она также осталась на уровне 30%. Из реальных достижений следует выделить увеличение доли поставок нефти в Бразилию (В. вышла на 3 позицию среди поставщиков «черного золота» туда) и шаги по интегрированию ПДВСА и «Петробраз», а также гарантии, данные В. (в ходе мартовского 2000г. визита У.Чавеса в Уругвай) в отношении продвижения ее нефтепродуктов на рынок Меркосур.

Несколько особняком в региональной нефтяной политике венесуэльцев стояли государства ЦА и КБ. Активна нефтяная политика Каракаса в субрегионе. Венесуэльцы утвердили на 2000г. график поставок нефти на льготных условиях по Соглашению Сан-Хосе (к нему подключены Белиз, Барбадос, Коста-Рика, Сальвадор, Гватемала, Гаити, Гондурас, Ямайка, Никарагуа, Панама, Доминиканская Республика), вели дело к подключению к нему Кубы. В течение 1999г. шла активная работа по развитию венесуэльско-кубинского сотрудничества в нефтяной сфере (том числе в ходе визита в Каракас мининдел Кубы П.Роке, июль 1999г.). Результатом стало подписание в фев. 2000г. двустороннего Меморандума о взаимопонимании, предусматривающего поставки нефти на о-в, участие Каракаса в реконструкции НПЗ в Сьенфуго-се и развитии мощностей по сбыту нефтепродуктов.

По настоящему прорывным в 1999г. стало азиатское направление. В ходе поездки президента У.Чавеса по ряду государств региона (окт. 1999г.)

удалось договориться о продаже оримульсиона в Китай (5 млн. тонн), Японию, а затем, возможно, в Ю.Корею, Тайвань и Филиппины. Токио также проявил интерес к инвестициям в реконструкцию НПЗ в Пуэрто-ла-Крус (500 млн.долл.). В течение года наивысшей активностью отличались контакты с Китаем – в фев. 2000г. стороны вышли на подписание соглашения о финансировании Пекинском строительством новых модулей по производству оримульсиона (с тем, чтобы увеличить таковое с 5 до 7 млн.т./г.).

Европейское направление в нефтяной политике Каракаса в целом сохранило свое значение. В. стабильно использовала имеющиеся там мощности ПДВСА по производству нефтепродуктов (компаний VEBA, AB Nynas Petroleum, Ruhr Oel). Наряду с поставками тяжелой нефти для производства асфальта, Каракас в 1999г. продавал в Европу и легкую нефть (MESA-30, эквивалент Brent). Продолжались поставки оримульсиона Дании и Литве.

Энергетическая политика Каракаса. В конце марта 2000г. в ходе 109 сессии ОПЕК на венесуэльского министра энергетики А.Родригеса по ротации сроком на 1 год были возложены функции президента министерской конференции ОПЕК. Для В., как страны-инициатора создания картеля, получение такого поста в год 40-летия образования ОПЕК стало весьма значит. событием. Не дожидаясь принятия решения сессии, венесуэльское руководство выступило с предложением провести в Каракасе, в ознаменование 40 годовщины организации, II саммит ОПЕК.

Начало председательства В. в ОПЕК совпало с резким обострением противоречий на мировом рынке нефти, выразившимся в открытой борьбе за цены на жидкое топливо. В противостоянии производителей и потребителей на первый план вышла проблема распределения прибылей, получаемых в процессе добычи, переработки и продажи нефти и нефтепродуктов.

Венесуэльское руководство, основываясь на анализах, проведенных нац. экспертами-нефтехимиками и экономистами все более настойчиво обвинеет развитые страны-члены ОЭСР в получении сверхприбылей от переработки и продажи нефти и нефтепродуктов. Приводятся данные, что **за каждый баррель добытой и проданной нефти развивающиеся страны-производители получают в среднем 20 долл.**, в то время как **прибыль развитых стран-потребителей составляет 75 долл. за бар.** При этом на второй план отходит вопрос о влиянии спроса, сезонности и стратегических запасов на формирование мировой цены нефти.

В этой связи представляет интерес краткий анализ состояния и перспектив рынка жидких углеводородов, подготовленный венесуэльскими специалистами и предложения по корректировке энергетической внешней политики страны, вытекающие из результатов этого анализа.

1. Динамика спроса мирового рынка нефти. В краткосрочной перспективе продолжающийся эконом. рост США, Индии, Китая и других стран – крупнейших потребителей жидкого топлива дает основание предполагать существенное увеличение спроса. Венесуэльцы исходят из того, что в 2000г. потребности только стран-неттоимпортеров нефти возрастут более чем на 550 тыс.б/д, т.е. 40% от общего роста спроса на нефть. Европей-

ские экономики и Япония потребуют дополнительно 400 тыс.б/д, а Китай – не менее 200 тыс.б/д. Рост спроса в США оценивается в 110 тыс.б/д, несмотря на некоторое снижение внутр. спроса на нефтепродукты (бензин) в связи с резким скачком цен. В тоже время в США и в других развитых странах принимаются серьезные меры для снижения влияния нефти на экономику страны, поиску и внедрению альтернативных источников энергии.

Долгосрочные прогнозы экспертов ОПЕК, подготовленные при тесном взаимодействии с венесуэльскими коллегами, показывают необходимость ежегодного увеличения добычи нефти на 1 млн.б/д на протяжении предстоящих 20 лет.

В соответствии с этим в рамках ОПЕК планируется увеличить добычу нефти с 30 млн.б/д до 51 млн. в 2020г. Мировой спрос в 2020г. оценивается в 99 млн.б/д, из которых 51,7% должны покрываться картелем (в 2000г. – 39,1%).

2. Добыча нефти в странах-членах ОПЕК. Согласно в 2000г. поэтапное увеличение добычи нефти ОПЕК уже составило 2,4 млн. б/д. В итоге общие объемы добычи в ОПЕК с 1 июля 2000г. достигли 28,4 млн.б/д с учетом Ирака, который под воздействием санкций ООН добывает по оценочным данным ежедневно 3 млн.бар.

Венесуэльцы не скрывают, что в действительности все страны ОПЕК превышают согласованные квоты на 15-20%.

Квоты добычи стран ОПЕК с июля 2000г. в млн. б/д

Алжир.....	0,811	Нигерия.....	2,091
Индонезия.....	1,317	Катар.....	0,658
Иран.....	3,727	Саудовская Аравия.....	8,253
Кувейт.....	2,307	ОАЭ.....	2,219
Ливия.....	1,361	В.....	2,926

Дальнейшее увеличение добычи нефти для В. и некоторых других членов ОПЕК будет весьма проблематичным из-за тяжелого эконом. положения и отсутствия необходимого потенциала. Правительство У.Чавеса с момента своего прихода к власти сменило парадигму нефтяной политики, **встав на путь сокращения добычи и экспорта** для повышения цен и увеличения рентабельности отрасли. Такая же линия успешно проводилась Каракасом в ОПЕК. Действительно, за последние два года цены на мировом рынке нефти значительно выросли и одной из причин роста цен явилось сокращение объемов добычи не только странами ОПЕК, но и рядом стран-независимых экспортеров. «Обратной стороной медали» в В. стало резкое сокращение бюджетного финансирования ПДВСА. Бюджетные ассигнования, которые ранее предназначались для развития нефтедобывающих мощностей, были переадресованы на выполнение ряда популистских соц. программ. В результате сегодня В. может добывать не более 3,5 млн. б/д. Такое положение дел в условиях реализации тенденции на увеличение добычи жидкого топлива и готовности Саудовской Аравии, ОАЭ, Кувейта, Ирака и Алжира наращивать производство, серьезно грозит В. потерей рынков сбыта нефти. Примером этому уже служит перемещение Каракаса с 1 на 4 место среди поставщиков нефти на рынок США.

3. Добыча нефти в странах, не входящих в ОПЕК. По венесуэльским оценкам общий объем добычи нефти в странах-не членах ОПЕК составит к концу 2000г. 49 млн.б/д. При этом практически все внимание Каракаса обращено на США, Вели-

кобританию, Канаду, Мексику, Норвегию и группу стран, входивших ранее в СССР. По мнению экспертов в 2000г. увеличат добычу: Норвегия – на 300 тыс.б/д, страны бывшего СССР – на 500 тыс.б/д, Мексика и Канада – на 200 тыс.б/д. Ожидается сокращение добычи в США – на 100 тыс.б/д и ведется полемика относительно способности Великобритании поднять уровень производства нефти на 100 тыс.б/д.

В. уже на протяжении многих лет последовательно выступает за развитие диалога и координацию действий основных мировых экспортеров нефти в целях удержания стабильности мирового рынка жидких углеводородов. От Каракаса исходят предложения по созданию неформального альянса стран-членов ОПЕК и независимых экспортеров нефти, а также мировой энергетической организации, объединяющей страны-производители и потребители энергоресурсов.

4. Цены мирового рынка. В конце марта 2000г. на 109 министерской сессии ОПЕК, была достигнута договоренность о пробном введении тактики коридора цен в рамках 28-22 долл. за бар. В случае выхода цены за эти рамки и сохранения ее вне установленных пределов, ОПЕК автоматически увеличивает или снижает объемы добычи на 500 тыс.б/д. В I кв. 2000г. мировая цена на нефть достигла своего макс. значения с 1985г., после чего, в апр.-мае наблюдалось некоторое снижение цен, имеющее, с точки зрения венесуэльских специалистов, сезонный характер и связанное, как с увеличением добычи нефти, так и с проводимыми обычно в это время ремонтно-восстановит. работами на НПЗ. Начиная с июня был отмечен новый рост цен в связи с ростом спроса, также сезонного, на бензин и уменьшением стратегических резервов нефти в странах-потребителях. Определенную роль в этом процессе сыграли также спекулятивные операции на мировом рынке нефти.

По мнению Каракаса и большинства других членов ОПЕК, взлет цен на «черное золото» произошел не из-за недостаточного предложения со стороны производителей. Основной причиной стало существенное сокращение мировых мощностей по переработке нефти. В 1999г. такое сокращение в наибольшей степени отмечалось в США, что привело к уменьшению запасов продуктов нефтепереработки и резкому росту цен на бензин. Создавшаяся ситуация явилась конъюнктурным фактором, повлиявшим на цену сырья. Другим фактором стала цена, оплачиваемая конечным покупателем нефтепродукта и включающая в себя чрезмерно высокие налоги, установленные в странах-потребителях. Министр энергетики В. А.Родригес в своих выступлениях говорит о том, что **доля налогов в цене конечного продукта нефтепереработки в развитых странах Европы составляет 70%**, а в США – до 34%. Серьезные нарекания высказываются им также в адрес компаний, занимающихся прямыми спекуляциями на рынке нефти, т.е. скупающими и продающими «несуществующие баррели» топлива с целью снижения цен.

Для В. вопрос цены мирового нефтяного рынка имеет ключевое значение. При подготовке бюджета страны на 2000г. в качестве расчетной базы принималась цена 15 долл. за бар. В соответствии с последними прогнозами среднегодовая цена нефти достигнет 25 долл., что дает В. рекордное поступление нефтедолларов – до 25 млрд., из которых

казна планирует собрать 10 млрд. в качестве налогов и 4-6 млрд. направить в Инвест. фонд макроэконом. стабилизации.

Поездки президента У.Чавеса по странам-членам ОПЕК. 06.08-15.08 2000г. президент В. Уго Чавес Фриас совершил рабочую поездку по странам-членам ОПЕК: Саудовская Аравия, Кувейт, Катар, ОАЭ, Иран, Ирак, Индонезия, Ливия, Нигерия, Алжир. Его сопровождали министры энергетики (он же президент ОПЕК) и планирования, заммининдел, другие высокопоставленные лица. Турне венесуэльца стало завершающим этапом подготовки II саммита ОПЕК, намеченного на 27-28 сент. 2000г. в Каракасе.

Венесуэльский руководитель во всех своих встречах настойчиво проводил мысль о том, что нынешний уровень цен является «справедливым и сбалансированным». По его мнению, члены ОПЕК должны единым фронтом противостоять давлению индустриально развитых стран и сосредоточиться на выработке единой ценовой политики, которая отражала бы реальную конъюнктуру мировых рынков и способствовала бы стабилизации цен в пределах согласованного «коридора» и с учетом «интересов как производителей, так и потребителей». В Каракасе полагают, что подобный подход нашел практически единодушное понимание и одобрение со стороны ОПЕКовских стран. В ходе переговоров У.Чавес выступил с инициативой расширения состава ОПЕК за счет приема в него в краткосрочной перспективе России, Мексики, Норвегии и Омана. По словам венесуэльца, этот вопрос будет присутствовать в повестке дня саммита. Также была рассмотрена целесообразность создания спец. фонда ОПЕК и ун-та ОПЕК.

Помимо нефтяной проблематики обсуждалось нынешнее состояние и перспективы двустороннего сотрудничества В. со странами ОПЕК в других областях. За 40 лет существования картеля Каракас подписал лишь 6 соглашений с партнерами по организации, что, по мнению заммининдел Х.Валеро, «свидетельствует о недооценке этих стран с венесуэльской стороны». В этой связи президент Чавес в ходе переговоров постоянно призывал партнеров углублять и диверсифицировать двусторонние торг.-эконом. связи. По его мнению, назрела необходимость дополнить нефтяную составляющую нац. экономик развитием других отраслей. Венесуэлец познакомил коллег и представителей деловых кругов стран ОПЕК с ходом эконом. реформ и модернизации правовой базы предпринимательской и инвест. деятельности в В. Он обратил особое внимание на то, что его правительство будет придерживаться принципа открытости экономики. Чавес рассказал о возможностях, имеющихся в В. для иноинвестирования в такие отрасли, как туризм, нефтепереработка и газпром, разработка месторождений угля, черных, цветных и драг. металлов, авиаперевозки, фармпром. В ходе президентского турне были подписаны или готовы к подписанию на саммите 30 двусторонних соглашений о сотрудничестве в политич., торг.-эконом. и культурной областях. Президент Чавес также получил приглашение посетить Саудовскую Аравию с офиц. визитом в I пол. 2001г.

Несмотря на официально заявленную эконом. направленность поездки, она не могла не перейти в полит. плоскость. Посещение У.Чавесом Ирака (кстати, анонсированное задолго до начала визи-

та) вызвало резко негативную реакцию США. Госдепартамент расценил этот шаг как нарушение режима санкций в отношении Багдада и в весьма резкой форме призвал Каракас подчиниться соответствующим резолюциям СБ ООН. Венесуэльский мининдел незамедлительно и категорично отверг обвинения американцев, заявив, что «президент Чавес волен посещать любую страну, тем более партнера по межд. организации». К тому же Каракас настаивает на том, что посещение Ирака организовано таким образом (Чавес пересек иракскую границу в обоих направлениях на автомобиле), что не нарушает положений резолюций №№670 и 661 СБ ООН. У.Чавес в свойственной ему манере не удержался от использования «антиимпериалистической» и антиам. риторики. При посещении Ирака и Ливии, он открыто высказывался в пользу немедленной отмены эмбарго, обещал содействие при обсуждении этого вопроса в ООН, фактически поддержал целую серию антиам. высказываний.

Венесуэльско-ам. сотрудничество в нефтяной области. В. стоит на 3 месте среди торг. партнеров США в Лат. Америке. На мировом уровне она занимает в торговле с ними 18 место по объему экспорта и 22 по импорту. В 1997г. объем товарооборота составил 18 млрд.долл., в 1998г. — 15,8 млрд.долл., в 1999г. — 17,2 млрд.долл. В 1999г. доля США в венесуэльском экспорте достигла 55%, из которых 87% составили сырая нефть и нефтепродукты.

Отличительной особенностью экспорта В. в США за последние годы является рост ее нефтяной составляющей и сокращение номенклатуры других товаров. Если в 1986г. статья нефтяного экспорта составила 11 млрд.долл., то в 1999 уже 14 млрд. В наст.вр. в США поставляется 60% всего добываемого в стране объема нефти. В абсолютных цифрах этот экспорт составляет 1,5 млн.б/д (из них 1,2 млн. — сырая нефть).

Анализ этих данных отчетливо показывает, что В., как ни одна из стран латиноам. региона, имеет сильную зависимость от рынка США. В то время как большинство стран АС за последние годы снизили такую зависимость, В. напротив увеличила ее с 45% в 1986г. (общая доля внешторг. операций) до нынешнего уровня в 55%.

С другой стороны сами США испытывают все большую зависимость от венесуэльской нефти и нефтепродуктов. С 1995г. В. занимала 1 место в поставках США этого стратегического сырья оставив позади Саудовскую Аравию, Канаду и Мексику. Практически все крупнейшие ам. нефтяные гиганты участвуют в добыче и переработке венесуэльской нефти, среди них, BP Amoco, Chevron, Conoco, Exxonmobil, Pennzoil, Phillips, Shell, Texaco. Они же являются крупнейшими инвесторами в нефтяной сектор экономики В.

Руководство страны понимает и признает негативные стороны сильной зависимости страны от одного рынка и фактически одного вида продукции. Практика торг. взаимоотношений с США показала, что колебание мировых цен на нефть и потенциальная опасность введения ам. администрацией антидемпинговых мер способны нанести ощутимый удар по всей нац. экономике. В этой связи с целью ослабить негативное влияние конъюнктуры мирового рынка нефти крупнейшая гос. компания «Петролеум де В.» (PDVSA) за послед-

ние годы осуществила крупные инвестиции в ам. нефтепереработку. В итоге ей принадлежат все нефтеперегонные предприятия компании Citgo, UNO-VEN и половина акций трех крупнейших находящихся в совместном использовании фирм Mobil, Philips и Amerada Hess. В итоге PDVSA стала продавать 14,4% бензина в США, заняв по этому показателю 1 место на ам. рынке, оставив позади таких гигантов как Mobil, Shell и Exxon. Ей принадлежит 15079 бензозаправочных компаний Citgo и 3 тыс. UNO-VEN. Новое правительство В. объявило о переориентации экспорта сырой нефти на развитие производства и увеличение продаж продуктов ее перегонки.

Прогноз внутр. потребления нефтепродуктов в США показывает, что существует устойчивая тенденция роста импортной составляющей, которая может увеличиться с нынешнего уровня в 56% до 72% к 2020г. с одновременным ростом и ее абсолютных показателей. В этой связи следует ожидать, что США будут предпринимать попытки формирования для себя надежных и устойчивых источников энергоресурсов. В этом плане В. представляется наиболее предпочтительным вариантом. На ее территории находятся крупнейшие подтвержденные запасы нефти в Зап. полушарии в 72,6 млрд.бар. Еще 1,2 трлн.бар. составляют запасы тяжелой нефти. Громадные резервы нефти, благоприятные условия ее разработки и доставки в США, относительно стабильная полит. обстановка в стране и регионе делают В. более предпочтительным партнером по сравнению со странами Персидского залива. Ее полная зависимость от нефтяных доходов, слабое развитие других отраслей производства и сельского хозяйства, сильнейшая финансовая, научная и тех. зависимость от США делают ее также наиболее сговорчивым эконом. партнером. Намерения PDVSA увеличить в будущем объем добычи нефти в 2 раза (до 5млн.б/д) и существование потенциальных возможностей для этого совпадает с темпами роста ам. потребления.

Газификация

В рамках реализации мероприятий по эконом. развитию В., намеченных президентом У. Чавесом, Минэнерго страны и Гос. нефтяная компания ПДВСА с начала 2000г. приступили к выполнению нац. программы газификации республики, рассчитанной на 10 лет.

Основными задачами данной программы являются: расширение добычи природного газа, решение вопросов его транспортировки к нац. потребителям и на экспорт, создание сети сервисного обслуживания газового оборудования и внедрение новых технологий переработки природного газа на хим. предприятиях В. Предполагается, что к 2009г. энергосектор страны претерпит коренные изменения, в результате которых составляющая газовой отрасли в производстве электроэнергии возрастает до 63%, по 16% будет приходиться на нефтяную отрасль и гидроэлектростанции, а 5% составят другие источники энергии.

С этой целью правительство Республики В. планирует вдвое увеличить добычу природного газа, довести ее объемы с 6 до 13 млрд. куб. м. в день и расширить нац. сеть газопроводов с 5500 км. до 6200 км. Для строительства газопроводов на участках Анако-Сан Томе, Валенсия-Тинакильо и Бар-

бакоа-о-Маргарита уже в I пол. 2000г. предполагается привлечение иноинвестиций в 1 млрд. долл. Увеличение объемов экспорта природного газа планируется достигнуть за счет доп. продаж в Колумбию, Бразилию, островные государства Карибского бассейна, а также США и Испанию.

Реализация данной программы позволит значительно поднять экономику В., создать более 100 тыс. новых рабочих мест.

В. становится одним из крупнейших производителей газа на ам. континенте. **Доказанные запасы природного газа страны составляют 15 млрд.бар.** в нефтяном эквиваленте. С учетом попутного газа этот объем достигает 40 млрд.бар. По данным ПДВСА, **нынешнее производство газа — 6 млн.куб.футов** в день. После повышения мировых и внутр. цен на нефть наблюдается увеличение добычи и потребления природного газа.

Бизнес-планом венесуэльской нефтяной монополии ПДВСА на 2000-09гг. предусматриваются инвестиции в нефтегазовый сектор страны порядка 60 млрд.долл., из которых 10% должно быть направлено в проекты по разведке и добыче природного газа при активном участии частного капитала, а также на интегральное развитие всего газпрома, включая переработку, транспортировку и коммерциализацию продукции.

По наиболее оптимистичным оценкам местной ассоциации газоперерабатывающих предприятий (AVPG), наличие полит. решения правительства У.Чавеса на ускоренное развитие газовой промышленности позволит к 2015г. увеличить объем добычи газа в 3 раза и довести его до 170 млн.куб.м. в день, причем 18% от этого количества будет экспортироваться.

До сих пор развитие местного газпрома сдерживалось отсутствием необходимых стимулов в трех основных областях: юр., налоговой и ценовой. Для исправления ситуации руководство страны в основном закончило разработку комплексного закона и соответствующих нормативных актов, регулирующих деятельность субъектов данного сектора экономики (в т.ч., механизм участия в нем частного капитала) и одобрило реформирование налогового законодательства с целью **распространения режима акционерных компаний на все стадии добычи и использования газа**, что, в частности, означает **снижение подоходного налога с 67 до 34%** (кроме того, вводится 10%-скидка на новые инвестиции). Что касается ценовой политики, то в вышеупомянутом комплексном законе право минэнерго устанавливать цену на газ для конечного потребителя ограничивается учетом себестоимости производства, тарифов на транспортировку и распределение продукта. Нерешенными проблемами в этой сфере все еще остаются традиционные разногласия между ПДВСА и минэнерго, а также подготовка необходимого количества специалистов-газовиков, для чего только в конце 1999г. начата разработка программы создания соответствующих кафедр в нац. университетах. Неурегулированным является и вопрос муниципальных налогов.

Из 14 трлн.куб.м. подтвержденных запасов газа 90% ассоциировано с нефтяными месторождениями, причем большей частью добываемый газ используется компанией ПДВСА для своих нужд (закачка под давлением в скважины для повышения нефтеотдачи и, в меньшей степени, для генерации электроэнергии). Первые торги на выдачу лицен-

зии на добычу газа и его использование для производства электроэнергии планируется провести по наиболее изученной зоне Yucal Placer, где уже подтвержденные резервы газа достигли 60 млрд. куб.м.

Практически одновременно начнется ускоренное развитие основной газоносной области В. в шт.Анако (с текущих 8 млн.куб.м. в день до 24,3 млн. к началу 2004г.), разработка газовых месторождений на морском шельфе и строительство двух установок по сжижению газа для его последующего экспорта в страны Карибского бассейна и США.

Всего в ближайшие годы планируется провести торги на выдачу лицензий на разработку 10 блоков, перспективных для добычи газа, главным образом в предгорьях Анд, где глубина залежей, как ожидается, не превысит 3600 м. Особое внимание будет уделяться комплексным предложениям, в первую очередь включающим в себя использование добываемого газа для производства электроэнергии, **дефицит** которой в В. оценивается в 3000 мвт. установленной мощности.

Основной же объем инвестиций в ближайшее время планируется направить на развитие системы компрессорных установок. Так, на I пол. 2000г. намечено было проведение торгов на 16 установок в рамках проекта Sercogas (интегральная система компрессии газа) в 5 млрд.долл.

Подобные радикальные меры дают основания экспертам говорить о 4, т.н. газовом раунде открытия нац. нефтегазового сектора для частного капитала (на первых трех торгах проводились исключительно по нефтяным участкам). В начале 2000г. ПДВСА подписала протокол о намерениях с браз. компанией Oderbrecht, который подразумевает получение от Бразилии по линии ее Банка эконом. и соц. развития (BNDES) **кредитной линии в 1,5 млрд.долл. под 5,5%** на оплату услуг и оборудования от Oderbrecht в случае практически гарантированного получения ею контракта на участие в проекте Sercogas.

Нефтехимия

С 1960г. произошло торможение и падение мощностей нефтехимии из-за отказа от использования новейших технологий и весьма ограниченной новации. При этом недостаточно рассматривать, например, декларированное президентом развитие газпрома как стимуляцию нефтехимии. Закон о развитии нефтехим. отрасли, принятый 11 сент. 1998г., не учитывает все ее потребности, а лишь учреждает фундаментальное инвестирование отрасли со стороны частного сектора.

Венесуэльское правительство рассматривает нефтехимию как одну из производительных структур, которая сможет противостоять продолжающемуся кризису и занять лидирующую роль в нац. пром. секторе. При этом в качестве сырья уже учитывается не только нефть, но и природный газ, запасы которого в В. значительны. В качестве образца на перспективу В. взяты: Саудовская Аравия и Кувейт, чья нефтехимия ориентирована на массовое производство этилена и пропилена, как исходных продуктов для выработки полиэтилена.

Накоплен опыт в производстве и реализации продукции (17 СП). В качестве примера можно привести начатую в 1998г. совместную деятельность венесуэльской компании «Пекивен» и фир-

мы «Мобил» по реализации проекта, **стоимостью 2,33 млрд.долл.** Цель проекта — наладить в В. на базе нефтехим. «Комплекса Хосе» в шт.Ансоатеги, ежегодный выпуск 940 т. этилена, 550 т. полиэтилена и 430 т. гликолей.

В первую очередь должны быть изысканы и направлены в отрасль крупные инвестиции для обновления технологических процессов, модернизации производства и увеличения его мощностей. Параллельно будут решаться проблемы структурного характера, а именно создание собственного сектора на латиноам. рынке пластиков, контролируемом сегодня фирмами США, Мексики, Колумбии, Бразилии и Аргентины, и вывод на этот рынок таких продуктов, как полиэтилен, полипропилен, полистирол и ПВХ, достаточно конкурентоспособных по своим качествам и цене. Одновременно будут делаться попытки организовать производство новейших продуктов нефтехимии, спрос на которые останется достаточно высоким в течение ближайших 10-15 лет. Очевидно, изменятся формы управления отраслью и участия государства, что выразится, главным образом, в отказе от применения в нефтехимии стратегических, оперативных и технологических шаблонов, отработанных и используемых в нефтедобыче. Японцы заявили о своем интересе инвестировать развитие нефтехимии в В., также ожидается формализация участия южнокорейских компаний в крупном совместном нефтехим. проекте.

ГЕРМАНИЯ

Нефтегазпром

Потребности Германии в энергоносителях в 1999г. на 73,4% удовлетворялись за счет импорта.

Важнейшим поставщиком энергоресурсов на германский рынок выступала Россия, которой удалось не только сохранить, но и закрепить свои позиции. **В 1999г. поставки рос. товаров топливно-энергетической группы в ФРГ составили 80 млн.т., а по стоимости — 10,9 млрд.марок.** Отношение импорта первичных энергоресурсов из России к их добыче и производству в самой Германии превысило 62% (в 1998г. — 52,3%). За счет рос. поставок покрывается около 18% всех потребностей Германии в первичных энергоносителях. По нефти и природному газу доля рос. поставок во всем импорте Германии в 1999г. достигла 26,5% и 44,3%.

Внутренняя добыча и производство топливно-энергетических ресурсов в ФРГ в 1999г. составили 129,2 млн.т. в пересчете на условное топливо по сравнению с 130, 3 млн.т. в 1998г. При этом на долю каменного и бурого угля пришлось почти 70% собственного производства первичных энергоресурсов в стране (соответственно 31,3% и 38,3%). Заметное место в ТЭК ФРГ занимает природный газ (17,8%). Все другие местные энергоресурсы играют лишь второстепенную роль в покрытии энергетических потребностей страны. Растет производство электроэнергии на ветровых электростанциях, однако ее доля в энергобалансе страны остается менее 1%.

Общее потребление первичных энергоносителей в Германии в 1999г. составило 484,5 млн.т. По сравнению с 1998г. оно снизилось на 8,7 млн.т. или на 1,8%.

В 1999г. в стране **вступили в силу еще более жесткие требования по теплоизоляции новых зданий** и сооружений и экономичности систем их отопления. Интенсивно внедряемые для отопления помещений **тепловые насосы с электроприводом** обеспечивают снижение удельного расхода энергоресурсов на 35–40% по сравнению с отопительными системами на газе и жидком топливе. Из фед. бюджета выделяются значительные средства на повышение тех. возможностей реализации программы более эффективного использования энергоресурсов в стране. По расчетам германских экономистов, это обеспечит снижение потребностей в топливе и энергии в среднем на 30%.

Правительству Шрёдера-Фишера удалось разработать свою энергетическую концепцию: 1) постепенный отход от эксплуатации АЭС; 2) снижение использования местных энергоносителей – каменного и бурого угля; 3) последовательная либерализация рынков природного газа и электроэнергии; 4) стремление к энергоснабжению с минимальными затратами; 5) предпочтение решениям, отвечающим задаче защиты окружающей среды.

Нефть продолжает занимать ключевое место в топливно-энергетическом балансе Германии. **В 1999г. потребление нефти в стране** составило 134 млн.т. по сравнению с 130,6 млн.т. в 1998г., т.е. **снизилось на 3,3%**. Ее доля в общих потребностях страны в энергоресурсах сократилась незначительно – с 40% в 1998г. до 39,4% в 1999г.

Снижение потребностей в жидком топливе объясняется теплыми погодными условиями по сравнению с предыдущим годом (потребности в отопительном газойле упали на 14%), а также повышением эффективности ее использования и заменой другими энергоносителями, в частности, природным газом в условиях резкого повышения мировой цены на нефть.

Импорт нефти в Германию в 1999г. составил 103,9 млн.т. по сравнению с 109,1 млн.т. в 1998г., то есть снизился на 4,8%. При этом поставки из России возросли с 26,8 до 27,5 млн.т. соответственно или на 2,5%. **Обращает внимание резкий рост импорта нефти из Казахстана:** с менее чем 100 тыс.т. в 1996г. до 1,3 млн.т. в 1998г. и 2,8 млн.т. в 1999г. Казахстан вошел в десятку крупнейших поставщиков нефти на германский рынок.

Германский импорт нефти из большинства других стран-основных экспортеров этого товара в 1999г. существенно снизился: из Великобритании – на 29,4% (13,9 млн.т.), стран-членов ОПЕК – на 9,4% (28,6 млн.т.), Норвегии – на 5,2% (20,7 млн.т.).

Мощности по переработке нефти в Германии на конец 1999г. составляли 111,3 млн.т. в год, что на 3,2 млн.т. больше, чем годом раньше. Их загрузка в том году снизилась до 95% по сравнению с 98% в 1998г. Производство автобензина составило 26,8 млн.т. (+2,3% к 1998г.), дизельного топлива – 24,7 млн.т. (+4,4%), отопительного газойля – 19,9 млн.т. (-13,8%), мазута и др. тяжелых фракций – 101,1 млн.т. (-13,8%), авиагорючего -4,2 млн.т. (+15,4%). В целом было получено 107,8 млн.т. нефтепродуктов, на 2% меньше, чем в 1998г.

Сбыт автобензина на внутреннем рынке в 1999г. остался на уровне предыдущего года, диз. топлива – вырос на 5%, авиагорючего – на 6%. Снижение продаж отмечалось, помимо отопи-

тельного газойля, также по мазуту (на 11,5%), жидкому газу (на 8,8%) и нефти (на 2,9%).

Импорт нефтепродуктов в 1999г. снизился на 10,5%, а экспорт, напротив, существенно увеличился (на 10%). В результате отрицат. сальдо внешней торговли нефтепродуктами снизилось до 6 млн.т. или на 21%.

Несмотря на сравнительно высокий уровень цен, прогнозируется рост потребления и, по всей вероятности, импорта нефти. Основное количество рос. нефти поступает в восточные земли по трубопроводу «Дружба» на НПЗ в Шведте и Лейне мощностью по переработке 10 млн.т. нефти в год каждый. Увеличиваются поставки мортранспортом на базе спотовых сделок. Эта нефть поступает на предприятия, расположенные в западных районах Германии. В последующие несколько лет рос. экспорт нефти в Германию, по всей вероятности, сохранится на высоком уровне в 27–28 млн.т. в год.

Темпы роста спроса на природный газ в 1999г. оказались скромнее, чем ожидалось, тем более, что цена на это топливо до осени оставалась на очень низком уровне. На динамике спроса отрицательно сказалась теплая погода. Потребление природного газа в стране в 1999г. составило 103,3 млн.т. у.т., что лишь на 0,5% больше, чем в 1998г. Его доля на рынке первичных энергоносителей продолжала возрастать и достигла в прошлом году 21,3% по сравнению с 20,8% в 1998г. и 15,5% в 1990г.

Основным потребителем природного газа оставался коммунально-бытовой сектор. В силу погодных факторов спрос на газ в этом секторе в 1998–99гг. сократился. Вместе с тем процесс перехода в этом секторе на газовое топливо продолжался. В конце 1999г. около 15,9 млн. квартир или 43% жилого фонда Германии было оснащено газовым отоплением. В сооружавшихся в 1999г. жилых домах и квартирах доля газового отопления достигла 75% (1998г. – 73%).

В промышленности и особенно в электроэнергетике в 1999г. отмечался рост спроса на природный газ – на 2% и 5% соответственно. Доля природного газа в общем производстве электроэнергии в стране в 1999г. достигла 9,7 против 9,2% в 1998г. и 6,7% в 1990г.

Общее поступление природного газа в 1999г. увеличилось на 5%. Потребности страны в газе были покрыты на 21% за счет собственной добычи и на 79% за счет импорта. **Важнейшим поставщиком продолжала оставаться Россия (38% от всего количества импортированного газа)**, далее следуют Норвегия (20%), Нидерланды (19%). Заметно возросли поставки из Великобритании и Дании. Однако доля этих стран на германском рынке продолжала оставаться незначительной (5%).

В рамках нового крупного совместного рос.-германского газового проекта «Ямал-Европа» в окт. 1999г. завершено сооружение газопровода «Ямал» протяженностью 336 км и пропускной способностью 28 млрд.куб.м газа в год.

Крупнейшим импортером рос. природного газа является фирма «Рургаз АГ», с которой было подписано в общей сложности 5 долгосрочных контрактов (1970г., 1972г., 1974г., 1985г. и май 1998г.). До мая 1998г. предусматривались поставки 20,8 млрд.куб.м. газа в год, а общая стоимость поставок оценивалась в 60 млрд.марок. В мае 1998г. было подписано соглашение о поставках «Рургазу» для

германского рынка по 13 млрд.куб.м. газа ежегодно в 2008-20гг. или в целом 160 млрд.куб.м. газа на 25 млрд.марок в ценах на дату подписания контракта. Рос. сторона взяла на себя обязательство в ближайшие 20 лет покрывать не менее 1/3 перспективных потребностей «Рургаз АГ» в природном газе.

В соответствии с условиями либерализации западноевропейского газового рынка «Газпром» получает доступ к газотранспортным сетям «Рургаза» на территории Германии и за ее пределами (10,6 тыс.км., включая газопроводы в Нидерландах, странах ЦВЕ и прибалтийских государствах). Доступ к сетям «Рургаза» повышает надежность и гибкость поставок рос. газа и тем самым эконом. эффективность газовых сделок в целом.

В 1999г. «Рургаз» довел свои портфельные инвестиции в «Газпроме» до 1,6 млрд.марок (4% всего портфеля акций).

31 марта 1999г. между «Газпромом» и БАСФ АГ подписано соглашение о совместной разведке, освоении и эксплуатации газовых (и нефтяных) месторождений региона Тиман-Печора и в Вост. Сибири, а также о совместной транспортировке и маркетинге добытого в этих регионах газа. Потенциальные совместные инвестиции оцениваются в 4,5 млрд.марок.

ДАНИЯ

Нефтегазпром

Общие разведанные запасы природного газа в Д. оцениваются в 157 млрд. куб.м., а **годовая добыча составляет 6,6 млрд. куб.м.** Это означает, что его хватит на 24г. эксплуатации. Газ добывается в принадлежащей Д. офшорной зоне Сев. моря компанией Marsk Olie og Gas, которая работает от имени партнеров, компаний «Шелл» и «Тексако», входящих в консорциум ДАК – Датский консорциум подземных работ (Danish Undegraund Consortium, DUC). ДАК продает весь газ гос. компании Dargas, которая обладает монополией на транспортировку, хранение и продажу природного газа в Д.

«Дангаз» продает газ 5 рег. распределит. компаниям, принадлежащим муниципалитетам в соответствующих регионах. «Дангаз» также продает газ крупным электростанциям и экспортирует его в Швецию и Германию. В конце 1999г.-начале 2000г. между государством и двумя распределит. компаниями было заключено соглашение о реструктуризации газовой отрасли. Это соглашение касается будущей структуры отрасли и предусматривает, помимо прочего, что на «Дангаз» будет также возложена ответственность за доставку газа конечным потребителям, что станет одной из мер по открытию рынка природного газа.

Из общего объема газа, произведенного в 2000г., 45% было экспортировано в Германию и Швецию, 21% был использован для производства тепла и электроэнергии, 16% было продано промышленности и сфере услуг и 10% было использовано для обогрева жилых домов. Оставшиеся 8% было отправлено на хранение.

Структура цен на природный газ в Д. определяется типом конечного потребителя, поскольку цены на газ устанавливаются с учетом цены конкурирующих нефтепродуктов, включая возможные

энергетические налоги. Цены для конечных потребителей для различных сегментов рынка устанавливаются в спец. соглашениях между «Дангаз» (поставщиком) и распределительными компаниями, чтобы обеспечить единообразный порядок ценообразования по всей стране. Цены на газ должны быть одобрены Комиссией по ценам на тепло и газ и не могут превышать как затраты на поставку газа, включая разумную норму прибыли, так и потребит. цену попутного нефтяного газа, включая налоги.

Общие разведанные запасы нефти в Д. 1999г. оценивались в 200 млн.т., т.е. при современном уровне добычи их должно было хватить на 17 лет эксплуатации. Лицензии на поиск и добычу выдаются частным компаниям, но единственным производителем остается ДАК. В 2000г.. производство нефти в Д. на 25% превысило потребление нефтепродуктов.

В Д. существует два НПЗ: один снабжается нефтью из нефтепровода с датских нефтепромыслов, другой – морскими танкерами.

Нефтеперегонка и торговля нефтью осуществляются на конкурентной основе, и в этих секторах регулирование цен не применяется. Цены обычно близки к котировкам цен на нефтепродукты Роттердамской биржи.

Более 50% потребления нефтепродуктов в Д. приходится на транспортный сектор, нефтехимия и энергостанции потребляют 19%, промышленность и сфера услуг – 18% и на отопление жилого сектора идет 12%.

Нефтегазовая отрасль в 2000г. Объем добытой нефти увеличился на 22%, по сравнению с 1999г., и составил рекордную величину в 27,11 млн. куб.м., что соответствует ежедневной добыче в 364000 бар. Такой рост нефтедобычи объясняется прежде всего расширением работ на новых месторождениях «Хальфдан», «Сири» и «Сюд Арне», а также на старом – «Д. Всего же нефть в Д. добывается на 16 месторождениях в датском секторе Сев. моря, которые включают в себя 42 платформы и 281 скважину.

Значит. повышение нефтедобычи, высокие цены на мировых рынках энергоносителей и рост курса доллара привели к тому, что в стоимостном выражении объем добытой нефти увеличился на 96%, достигнув 32,9 млрд.дат.крон. Доходы государства от этой отрасли, полученные в форме налогов и сборов, составили 8,3 млрд.дат.крон, что вдвое больше показателя 1999г.

С 1997г. Д. в состоянии самостоятельно обеспечивать себя энергоресурсами. В 2000г. добыча нефти превысила ее внутр. потребление на 45%, и лишь после 2005г. потребление нефти может превысить ее добываемые объемы.

В 2000г. произвели самую крупную за все время переоценку разведанных запасов нефти, увеличив их на 62 млн.куб.м., до рекордной отметки в 299 млн.куб.м. Это означает, что при сохранении нынешних размеров нефтедобычи запасов хватит на 14 лет.

Согласно долгосрочному 20-летнему прогнозу в течение ближайших 10 лет в датском секторе Сев. моря будет добыто от 100 до 150 млн.куб.м. нефти. При этом к 2005г. будет выработано до 50% разведанных запасов, а к 2010 – до 75%. Ожидалось, что в 2001г. объем нефтедобычи не превысит 21 млн.куб.м., после чего начнется ее постепенное

снижение и к 2010г. этот показатель составит от 8 до 14 млн.куб.м.

Индия

Нефтегазпром

С учетом нестабильной ситуации в ближневосточном регионе, откуда осуществляются основные поставки углеводородного сырья в И., руководство страны уделяет повышенное внимание вопросам обеспечения энергетической безопасности. Одним из путей решения этой задачи Нью-Дели считает диверсификацию источников поступления нефти и газа. В этой связи индийские гос. компании нефтегазового сектора экономики ориентированы на новые рынки энергоресурсов путем участия в совместных проектах по их разведке и добыче за рубежом.

Так, руководство крупнейшей индийской гос. компании ОНГК (Oil and Natural Gas Corporation) утвердило 5-летний план инвест. деятельности за рубежом (2002-07гг.), выделив на эти цели 2,85 млрд. долл.

Наиболее крупные средства корпорация намерена вложить в проект «Сахалин-1» (1,456 млрд.долл.), в котором ее интересы представляет дочерняя компания ОВЛ (ONGC Videsh), специализирующаяся на участии в разведке и добыче углеводородного сырья за рубежом. Индийская сторона рассчитывает получить нефть с этого месторождения в 2005г., а газ — в 2008г.

Помимо России, ОВЛ планирует инвестировать 250 млн.долл. в совместное с алжирской компанией «Санатрах» предприятие; 191,7 млн. долл. — в разработку иракского блока № 8 — 63 млн. и месторождения ТУБА; соответственно 210 млн. и 62,1 млн.долл. — в проекты с участием иностр. капитала в Венесуэле и Иране.

Специалисты ОВЛ обнаружили крупное месторождение природного газа в шельфовой зоне Вьетнама (его запасы оцениваются в 58 млрд. куб. м.), которое они намерены разрабатывать совместно с «Бритиш Петролеум», «Статойл» и «Петровьетнам». Инвестиции индийской стороны в проект составят 74,1 млн.долл.

Подписан меморандум с индонезийской компанией «Пертамина», и в настоящее время эксперты ОВЛ изучают вопросы, связанные с созданием СП.

Руководство ОНГК выражает заинтересованность в сотрудничестве с рос. компаниями как в проектах на территории других стран, так и в работах по разведке и добыче нефти и газа с использованием глубоководных платформ у побережья И. Для этих целей корпорация создала резервный фонд (на 2002-07гг.) в 640 млн.долл., из которых 500 млн. предназначены для создания СП за рубежом, остальные — в И.

2-4 дек. 2001г. в Дели в качестве офиц. гостя на проходившей под эгидой Всемирного эконом. форума 17 ежегодной сессии Индийского эконом. саммита находился заммининдел ИРИ, пред. Иранского эконом. совета М.Х.Адели. С индийской стороны на них присутствовала первый заммининдел Ч.Айер.

В качестве наиболее приоритетного и перспективного направления сотрудничества в эконом. области стороны рассматривают совместный про-

ект прокладки в И. магистрального газопровода от месторождения Асалоюе в Иране (7% разведанных мировых запасов природного газа). По словам иранского дипломата, в последнее время индийская сторона неоднократно заявляла на офиц. уровне о своей принципиальной заинтересованности в реализации данного проекта, необходимости которого, по обоюдному признанию Дели и Тегерана, назрела уже давно и обусловлена стремительно растущей потребностью внутр. рынка И. в этом энергоносителе (в 2000г. — 100 куб.м. ежедневно, к 2002г. — 150 млн. куб.м. к 2012г. — 300 млн. куб.м.). Пропускная способность вышеуказанного трубопровода составит 66 млн. куб.м. газа в сутки, 30% которых будут предназначаться для пакистанских, а остальные 70 — для индийских погребей гелей. Ориентировочная стоимость его прокладки — 6 млрд. долл. в наземном варианте и 10-12 млрд. долл. — в подводном. 48% стоимости сооружения наземного варианта этой ветки общей протяженностью в 2700 км. придется на ее иранский участок (1 100 км.). 32% — на пакистанский (750 км.) и 20% — на индийский (850 км.). Сопоставимым в процентном выражении, по утверждению иранца, будет распределение стоимостных пропорций и в случае прокладки газовой магистрали вдоль береговой линии по дну Аравийского моря.

В целях реализации данного проекта будет сформирован межд. трубопроводный консорциум, участие в котором наряду с нац. нефтегазовыми компаниями Ирана, И. и Пакистана примут также и ведущие транснац. корпорации. По словам М.Х.Адели, интерес к проекту со стороны ТНК настолько высок, что за последние месяцы они в буквальном смысле «взяли Тегеран в кольцо осады» в плане подачи заявок на включение в состав будущего консорциума. Официальная презентация ТЭО обоих вариантов трубопровода, работу над подготовкой которых в настоящий момент завершают австралийская компания «Би Эйч Пи» (наземный маршрут) и итальянские «Снампрогетти» и «Сайпем» (подводный маршрут), пройдет в иранской столице в рамках запланированной на I кв. 2002г. межд. конференции по сотрудничеству в области добычи и транспортировки энергоносителей.

М.Х.Адели также отметил, что Тегеран и Дели вплотную подошли к согласованию наиболее оптимальной и приемлемой для И. формулы гарантий бесперебойных поставок газа с учетом ее озабоченностей на счет пакистанского участия в проекте. Основное бремя полит. и фин. ответственности за доставку энергоносителей индийским потребителям будут нести участвующие в трубопроводном консорциуме ТНК: газ будет приобретаться ими в месте добычи, условия транзита будут регулироваться двусторонними соглашениями между ТНК и уполномоченными организациями стран, по территории которых пройдет газопровод (в случае наземного маршрута), а продаваться он будет непосредственно на индийской границе. Другим весомым гарантом безостановочной эксплуатации газовой магистрали, по словам иранца, могли бы стать соответствующие межправсоглашения между Тегераном и Исламабадом, Тегераном и Дели.

В Тегеране, по утверждению заммининдел ИРИ, отдают безусловное предпочтение назем-

ном) варианту газопровода, который будет «и дешевле, и быстрее в строительстве. и безопаснее, проще в обслуживании и эксплуатации. нежели подводный». Наметившаяся стабилизация военно-полит. обстановки, связанная с падением режима талибов, является «доп. гирькой на благоприятствующей успеху проекта чаше весов, которая все явственнее перевешивает чашу сомнений и опасений», — подчеркнул иранец. М.Х.Адели выразил надежду, что данный стратегически значимый проект, преследуя чисто хоз.-эконом. цели, будет способствовать и формированию более стабильного предсказуемого полит. климата, а также обеспечению позитивных макроэконом. сдвигов во всем южноазиатском регионе.

Отвечая на вопрос о возможном снижении эконом. привлекательности, а впоследствии — и фактической рентабельности ирано-пакистано-индийского трубопровода в связи с конкурентными планами концерна «Юникал» по прокладке газовой ветки из Туркменистана через афганскую территорию в Пакистан и далее в И., М.Х.Адели дал однозначный ответ, что в Тегеране не рассматривают Ашхабад в качестве серьезного конкурента на региональном, и особенно индийском рынке энергоносителей: **запасы туркменского газа значительно меньше иранских**, трубопровод из Туркменистана будет накладнее в эксплуатации вследствие большей протяженности (на 1 тыс. км. длиннее иранского) и прохождения по географически сложной гористой местности, а газ дороже, в т.ч. из-за высоких страховых рисков, связанных с его транспортировкой через ИГА — страну, которая еще долгие годы будет оставаться достаточно нестабильной. В то же время М.Х.Адели признал, что туркменский газ может составить конкуренцию иранскому на пакистанском рынке.

Делясь общей стратегией руководства ИРИ по развитию инфраструктуры транспортировки энергоносителей на Евразийском континенте, иранец отметил, что уже функционируют трубопроводы, по которым иранский газ поставляется в Турцию и Армению, ведутся переговоры по строительству новых магистральных газопроводных веток в Оман, ОАЭ, Кувейт, а также Грузию с перспективой продления последней до побережья Черного моря.

Комментируя сказанное иранским коллегой, Ч.Айер подтвердила настрой И. на активное участие в реализации трубопроводного проекта, подчеркнув, что решение об окончательном выборе маршрута прокладки будет приниматься в Дели после детального изучения представленных ТЭО.

Другим важным направлением индийско-иранского сотрудничества в нефтегазовой сфере является проект морских поставок иранского сжиженного газа в И., который, по утверждению сторон, уже находится в «самой продвинутой стадии»; сформирован межд. консорциум (с участием «Бритиш Петролеум» и нац. нефтегазовых компаний двух стран), готовится документация по условиям объявления тендера на строительство в Иране заводов по сжижению газа, а в И. — терминалов его хранения и предприятий реконверсии.

Выступая на семинаре по новым маршрутам межд. транзита товаров. М.Х.Адели подробно изложил планы Ирана по развитию транспортного коридора «Север-Юг», а также центральноазиатского транспортного коридора.

Особый интерес среди местных и зарубежных деловых кругов вызвал доклад иранца по зарождающейся транскаспийской транспортной артерии — коридору «Север-Юг». Индийских бизнесменов интересовало, как скоро они смогут переориентировать каналы поставок своей продукции в страны ЕС и СНГ и встречного импорта оттуда товаров в И. на этот новый, более короткий и дешевый маршрут. Ген. менеджер «Нестле И. Лтд.» даже заявил о готовности постепенно отказаться от работы со своим нынешним транспортным агентом, ежегодно перевозящим до 5 тыс. контейнеров с сырьем для изготовления кондитерских изделий на дочерних предприятиях компании «Нестле» в России, если ему будет оперативно рекомендована надежная экспедиторская фирма, осуществляющая грузоперевозки по коридору «Север-Юг».

Касааясь предполагаемых сроков ввода в полномасштабную эксплуатацию коридора «Север-Юг», М.Х.Адели подчеркнул, что в этом отношении многое будет зависеть в первую очередь от России. По его словам, наименее отработанным и самым слабым звеном в зарождающейся цепи нового транспортного маршрута является его рос. участок, где до сих пор не имеется соответствующей межд. стандартам инфраструктуры оперативного обслуживания и экспедиции массовых, непрерывных грузопотоков в режиме тамож. транзита. Остается в подвешенном состоянии и вопрос о начале финансирования правительством России развития порта на каспийском побережье, призванного стать основной перевалочной базой транзитных товаров. Подтвердив приверженность Тегерана дальнейшему наращиванию взаимодействия с Москвой и Дели в направлении практической реализации этого перспективного многостороннего инфраструктурного проекта, иранский дипломат вместе с тем дал понять, что в случае существенного затягивания рос. стороной программы модернизации своих транспортных узлов на севере Каспия, остальные участники многостороннего соглашения по коридору «Север-Юг» могут рассмотреть вопрос о выборе альтернативных или параллельных маршрутов его прохождения, включая добавление к нему еще одного звена в лице Баку. Наряду с Оманом и Казахстаном о своей готовности присоединиться к нему недавно объявила и Болгария. Интерес к сотрудничеству в рамках данного проекта также начинают проявлять Азербайджан, Грузия и Украина.

В Тегеране, указал М.Х.Адели, крайне заинтересованы в успешном осуществлении и другого приоритетного проекта подобного рода — развития центральноазиатского транзитного маршрута, призванного слить воедино транспортные системы государств Центр., Юж. Азии и Бл. Востока, а также, в перспективе Урала, Зап. и Вост. Сибири. В основе этих планов лежат соответствующий протокол 1995г. и соглашение 1997г. между Ираном, Индией и Туркменистаном, решение о присоединении к которым недавно приняли Узбекистан и Кыргызстан.

ИРАН

Британская компания РУ выделила кредит в 100 млн.долл. на строительство в Иране фабрик по производству продтоваров, из них 5 производств будут размещены в юж. провинциях. Британская

«Шелл» заявила о готовности участвовать в добыче газа на шельфе Персидского залива, а также провести по территории Ирана в Пакистан трубопровод в 1600 км. Сумма объявленных инвестиций брит. частных компаний в развитие ТЭК Ирана составляет 8 млрд.долл.

В нояб. 1998 г. подписан контракт между правительством ИРИ и консорциумом в составе франц. «Эльф-Акитен» и итал. «Эни» о модернизации нефтеместорождения «Доруд» на шельфе Персидского залива. Контракт предусматривает увеличение объема добычи нефти на месторождении с нынешних 600 млн.барр. в год до 1,5 млрд.барр. Стоимость работ по месторождению «Доруд» оценивается в 500 млн.долл., 55% из которых инвестирует «Эльф-Акитен», а 45% – «Эни».

Франц. корпорация «Тоталь», являющаяся вместе с рос. «Газпромом» и малайзийским «Петронасом» генподрядчиком по развитию нефтегазового месторождения «Южный Парс», выбрала южнокорейскую компанию «Хендэ» в качестве субподрядной организации по строительству береговой инфраструктуры, в частности, установок по первичной обработке добытого газа. Субподрядные работы оцениваются в 1 млрд.долл.

Нефть. Доходы от экспорта нефти и нефтепродуктов являются главным источником эконом. роста, валютных поступлений и формирования доходной части госбюджета. Мощности по добыче нефти в 1998 г. практически не изменились и находились на уровне 4,2 млн.барр. в день, из которых 500 тыс.б/д. приходилось на месторождения континентального шельфа, а 3,7 млн. б/д. – на материковые.

Новая квота Ирана в ОПЕК с 1 июля 1998 г. составляла 3318 тыс.б/д. Среднесуточная добыча нефти в 1998 г. превышала новую квоту ОПЕК почти на 300 тыс.б/д. и составляла 3616 тыс.б/д. Среднесуточный экспорт нефти снизился более чем на 5% по сравнению с 1997г. и составил 2250 тыс.б/д. Причинами такого положения явились, как рост внутреннего потребления нефти, так и неблагоприятная конъюнктура на мировом рынке нефти. Географическая направленность поставок иранской нефти в 1998 г. не претерпела изменений. **Основными покупателями ее были нефтекомпании Японии, Ю. Кореи, Италии, Германии, Индии.**

В отличие от нефти, **добываемый прир. газ идет на внутреннее потребление.** Доказанные запасы газа ИРИ оцениваются в 21 трлн.куб.м. По запасам газа Иран занимает второе место в мире после РФ. Однако разработка месторождений и добыча ведутся невысокими темпами (при запасах газа в 15% от мировых добыча составляет менее 1% мировой).

Годовой уровень добычи газа составляет 75 млрд.куб.м. (без учета сжигаемого в факелах и используемого на собственные нужды газовой отрасли), из которых 45 млрд.куб.м. идет на потребление, 1,5 млрд.куб.м. используется для получения сжиженного газа, а остальное количество закачивается в нефтяные пласты для поддержания пластового давления. Планируется значит. рост (на 15-20% ежегодно) как добычи, так и потребления природного газа.

Производство сырой нефти в Иране в 1998 г. велось в обстановке, когда после решения, принятого в Индонезии (г.Джакарта) в нояб. 1997 г. о по-

вышении потолка добычи сырой нефти странами ОПЕК до 27,5 млн.б/д. (квота ИРИ была увеличена с 3,6 до 3,9 млн.б/д.), на мировом рынке возникла устойчивая тенденция падения цен на сырую нефть. Пытаясь остановить это падение цен, ОПЕК в марте 1998 г. принял решение о сокращении общей квоты своего производства на 1,5 млн.б/д. Иран обязался сократить объем своего производства сырой нефти на 140 тыс.б/д. В июне 1998 г. в Австрии (г. Вена) ОПЕК было принято решение о доп. сокращении производства нефти странами этой организации еще на 1355 тыс.б/д. Иран согласился сократить свою долю еще на 165 тыс.б/д. Его новая квота в ОПЕК с 1 июля 1998 г. составила 3318 тыс.б/д. Иран экспортирует 70% производимой им нефти. 9 НПЗ расположены в г.г. Абадан (450 тыс.б/д.), Исфаган (265), Бандар Аббас (260), Тегеран (225), Арак (150), Табриз (115), Шираз (40), Керманшах (30) и на о. Лаван (20 тыс.бар. сутки). Общая мощность их составляет 1555 тыс.б/д. (246,8 тыс.т. в сутки).

Политика иранского руководства в отношении развития нефтяного сектора носит двойственный характер. С одной стороны, руководство страны заявляет о том, что к нефти следует относиться как к нац. достоянию, а не к источнику доходов, поэтому необходимо сужать рамки товарного значения сырой нефти, расширять ее переработку внутри страны на НПЗ и предприятиях нефтехимии и развивать экспорт продуктов переработки нефти. Признается также необходимость замены использования нефтепродуктов внутри страны на газ.

С другой стороны, Иран не хочет сдавать свои позиции на мировом нефтяном рынке и желает сохранить свои 14% участия в общей квоте ОПЕК, требуя при этом сохранения за ним прежней квоты в ОПЕК в объеме 3,6 млн.б/д. Это как раз соответствует существующим ныне в стране мощностям производства сырой нефти.

Существующих производственных мощностей в перспективе будет уже недостаточно. 43 нефтегазовых проекта предполагающие участие иноинвесторов, были представлены вниманию межд. нефтегазовых компаний на конференции в Лондоне в начале июля 1998 г. Замминистра нефти М.Хусейни заявил, что Иран планирует к 2020 г. довести объем производства сырой нефти до 7 млн.б/д.

Приоритетными являются проекты по разработке совместных нефте- и газовых месторождений (Ирано-Оманское нефтяное месторождение «Хангам-Баха» в р-не Ормузского пролива, нефтяное месторождение Форузан, которое ИРИ делит в Персидском заливе с КСА, и совместное с Катаром газовое месторождение «Южный Парс»), а также по разработке иранских газовых месторождений с целью обеспечения внутреннего рынка потребления газа.

Решением межжлиса от 20.01.99 г. правительству разрешается использовать в 1378 (1999/2000) г. на проекты по разработке нефтяных месторождений в стране на условиях «бай-бэк» 5,4 млрд.долл. Непосредственно Иранской нац. нефтекомпания (ИННК) разрешается в 1378 г. использовать через ЦБ 600 млн.долл. на инвестиции в производство сырой нефти путем заключения коммерческих долгосрочных контрактов и среднесрочных контрактов на условиях «файнанс».

В 1998 г. был также объявлен тендер на строительство нефтепровода «Нека-Тегеран», в кото-

ром вместе с рядом межд. и иранских компаний принимало участие и рос. ЗАО «Стройтрансгаз». ИННК в лице своей дочерней компании «Кепко», занимающейся вопросами разведки и добычи нефти в р-не Каспия, предложила трем компаниям «Ю.К.Ласмо», «Бритиш Петролеум» и «Роял Датч Шелл» в рамках межд. консорциума провести широкомасштабные развед. работы в иранском секторе Каспийского моря. В том же р-не ищет нефть и норвежская компания «Сага Петролеум».

Участие зарубежных компаний в представленных нефтегазовых проектах предлагается иранской стороной на условиях «бай-бэк», которые иранцы считают льготными. Эти условия не противоречат принципам нац. суверенитета и смыслу конституции, но с другой стороны сдерживают энтузиазм инокомпаний, которые предпочитают участвовать в собственности на добываемые нефть и газ. Тем не менее значительно количество предложений зарубежных нефтегазовых компаний по их участию в представленных проектах. И хотя контракты на условиях «бай-бэк» в связи с ограничением деятельности инокомпаний в инфраструктурных операциях на месторождениях не являются идеальными, формула контрактов составлена таким образом, что инонефтекомпания при опасностях падения цен на нефть будут подвергаться наименьшему риску. Кроме того, у зап. компаний остается надежда, что с течением времени они, возможно даже при содействии иранской стороны, смогут внести поправки в формулу «бай-бэк» и составить ее таким образом, чтобы фактор риска при проведении разведработ, а также момент долгосрочного участия в нефтяной отрасли Ирана менялись для них в благоприятную сторону.

Иран испытывает сильную необходимость в иностр. фин. и техпомощи, чтобы провести кардинальную реконструкцию нефтяной отрасли, овладеть передовыми зарубежными технологиями, в т.ч. методами горизонтального бурения, трехмерной и даже четырехмерной сейсморазведки и т.п., и осуществить новый качественный скачок в развитии этой отрасли. Крупнейшее газовое месторождение страны «Южный Парс» является совместным с Катаром, и сосед Ирана уже активно эксплуатирует это месторождение, тогда как иранская сторона его еще не разработала. К перечисленным задачам следует добавить наличие программ стимуляции нефтяных слоев с закачкой в них газа из близлежащих газовых месторождений, а также разведки сев. р-нов Ирана (блоки «Муган 1 и 2», «Даште Горган», «Хорасан» и шельф иранского сектора Каспия).

Зарубежные нефтегазовые компании пока относятся с долей осторожности к участию в иранских проектах, тем более что еще существует угроза санкций США. Но все же целый ряд инокомпаний уже проявил интерес к этим проектам и направил в ИННК свои предложения для участия в тендерах.

Перечень нефтегазовых проектов (блоков) на лондонской конференции 1998 г.

1. «Доште Горган» в р-не Каспийского побережья, 1700 кв.км. Проведение развед. работ с 2 и 3-мерной сейсморазведкой и бурением 3 скважин.

2. «Муган-1» в погранзоне с Азербайджаном, в Прикаспии, 1000 кв.км. Проведение развед. работ с 3-мерной сейсморазведкой и бурением 3 скважин.

3. «Муган-2» южнее блока «Муган-1», 1500 кв.км. Возможно месторождение нефти. Проведение развед. работ с 2-мерной сейсморазведкой и бурением 2 скважин.

4. «Мехр» на юго-западе страны, 2400 кв.км. Возможно месторождение нефти. Проведение развед. работ с 2 и 3-мерной сейсморазведкой и бурением 2 скважин.

5. «Мунир» на юго-западе страны, 3175 кв.км. Возможны месторождения нефти и газа. Проведение развед. работ с 2 и 3-мерной сейсморазведкой и бурением 2 скважин.

6. «Семиром» на юго-западе страны, 1200 кв.км. Проведение развед. работ с 2-мерной сейсморазведкой и бурением 1 скважины.

7. «Анаран» на западе страны, 3500 кв.км. Возможно месторождение нефти. Проведение развед. работ с 2 и 3-мерной сейсморазведкой и бурением 4 скважин.

8. «Ормуз» в Ормузском проливе, 6290 кв.км. Возможны месторождения нефти и газа. Проведение развед. работ с 2 и 3-мерной сейсморазведкой и бурением 2 скважин.

9. «Вост. Киш» на шельфе Персидского залива, 6290 кв.км. Возможны месторождения нефти и газа. Проведение развед. работ с 2 и 3-мерной сейсморазведкой и бурением 2 скважин.

10. «Зап. Киш» на шельфе Персидского залива, 9600 кв.км. Проведение развед. работ с 2 и 3-мерной сейсморазведкой и бурением 2 скважин.

11. «Бандар Аббас» на юго-востоке страны, 3600 кв.км. Проведение развед. работ с 2 и 3-мерной сейсморазведкой и бурением 3 скважин.

12. «Дара» в сев. части побережья Персидского залива, 12400 кв.км. Проведение развед. работ.

13. «Фарси» на шельфе Персидского залива, 3500 кв.км. Возможны месторождения нефти и газа. Проведение развед. работ с 3-мерной сейсморазведкой и бурением 3 скважин.

14. «Кешм» на шельфе вблизи Ормузского пролива, 3180 кв.км. Проведение развед. работ с 2 и 3-мерной сейсморазведкой и бурением 2 скважин.

15. «Табас» в вост. части страны, 3830 кв.км. Проведение развед. работ с 2-мерной сейсморазведкой и бурением 2 скважин.

16. «Заваре-Кашан» в центр. р-не страны, 4080 кв.км. Проведение развед. работ с 2 и 3-мерной разведкой и бурением 2 скважин.

17. «Макран» на юго-востоке страны, 8 тыс.кв.км. Признаки наличия запасов газа. Проведение развед. работ с 2 и 3-мерной сейсморазведкой и бурением 2 скважин

Проекты на суше (стоимость 5 млрд.долл.).

1. Нефтяное месторождение (НМ) «Ага Джари». Стимуляция путем закачки газа с месторождений Сев. и Южный Парс.

2. НМ «Дарховин». Разработка месторождения.

3. НМ «Бангестан» в Ахвазском регионе. Стимуляция путем закачки газа с месторождения «Кабир-Кух».

4. НМ «Чешмехот». Стимуляция путем закачки газа.

5. НМ «Масджеде Солейман». Стимуляция путем закачки воды и применения соответствующих технологий.

6. НМ Центр. Загроса. Сооружение нефтяного центра, производственных мощностей и нефтепровода на Исфганский НПЗ.

7. НМ «Саадатабад». Стимуляция путем закачки воды.

8. НМ «Пэйдар». Стимуляция путем закачки воды.

9. НМ «Зап. Пэйдар». Разработка пограничного с Ираком месторождения.

10. НМ «Джуфейр». Регенерация месторождения.

11. НМ «Дехлоран». Дальнейшая разработка месторождения.

12. НМ «Сариестан». Дальнейшая разработка месторождения.

13. Газовое месторождение «Зап. Асальвие». Сейсмические и прочие исследования с последующей разработкой месторождения и строительством перерабатывающего завода.

14. Газ. мест. «Сев. Парс». Оценка и разработка месторождения для поставки газа с целью закачки его в нефтяные пласты «Ага Джери» и других нефтяных месторождений.

15. Газ. мест. «Танге Биджар». Разработка месторождения и создание возможности для транспортировки газа по газопроводу на внутренний рынок.

16. Абаданский НПЗ, включает 4 проекта: модернизация производства и повышение производительности цеха FCCU с 40 тыс. до 60 тыс. б/д., строительство цехов вакуумной перегонки и по удалению вязких фракций (vis-breaker), строительство 4 опреснительных установок.

Нефтеместорождения на шельфе Персидского залива (стоимость 3 млрд. долл.).

1. «Соруш». Рост добычи с 60 тыс. до 150 тыс. б./д.

2. «Ноуруз». Реконструкция старых и разработка новых полей, рост добычи до 90 тыс. б/д.

3. «Сирри С и Д». Рост добычи с 28 тыс. до 50 тыс. б/д.

4. «Форузан». Расширение разработки совместного с КСА месторождения.

5. «Салман». Расширение разработки совместного с ОАЭ месторождения.

6. «Эсфандияр». Разработка I и II очередей месторождения.

7. «Хенджан». Развед. работы в сев. части месторождения с последующей его разработкой.

Нефтегазпром

Этот сектор играет ведущую роль в экономике страны. Доходы от экспорта нефти и нефтепродуктов являются главным источником эконом. роста, валютных поступлений и формирования доходной части госбюджета. 85% валютных поступлений и 75% риаловых доходов в ИРИ прямо или косвенно связано с производством нефти.

По разведанным запасам нефти Иран занимает четвертое место в мире. Суммарные запасы, по офиц. оценке, составляют 370 млрд. бар. (50 млрд. т.). Подтвержденные извлекаемые запасы по разным данным колеблются от 96 до 99 млрд. бар. (13-13,4 млрд. т.). Однако в 2000г. из источников в министерстве нефти Ирана появилось сообщение о том, что общие запасы нефти в стране оцениваются в 520 млрд. бар., из которых 130 млрд. бар. являются извлекаемыми. При этом в случае увеличения инвестиций в нефтяную отрасль и использования новых технологий извлекаемость нефти можно довести до 180 млрд. бар. и выше.

Из официально подтвержденных запасов нефти более 80% залегают на месторождениях в провинции Хузестан и на шельфовых месторождениях Персидского залива.

Добыча нефти в Иране в 2000г. находилась в пределах от 3440 до 3900 тыс. б/д. Всего за год было добыто 183 млн. т. нефти, из которых 113 млн. т. было поставлено на экспорт. В связи с высоким уровнем мировых цен на нефть, валютные поступления в страну от экспорта нефти почти в два раза превысили зафиксированную в гос. бюджете сумму и составили 22 млрд. долл.

Иран является членом Организации стран-экспортеров нефти (ОПЕК) и по объему производства сырой нефти в рамках этой организации занимает второе место после Саудовской Аравии, имея квоту в 14,6% в общем объеме производства ОПЕК. Доля Ирана в мировом производстве сырой нефти составляет 5,7%. Среди мировых производителей он занимает четвертое место после Саудовской Аравии, США и России. 87% нефти добывается на материковых месторождениях, главнейшим из которых являются Гячсаран, Биби

Хакиме, Ахвасское месторождение, Масджеде Солейман, Хафтгель, Нафте Сефид, Ага-Джари (состоит из месторождений Карандж и Марун) и Парси. На шельфовых месторождениях ИРИ добывается 0,6 млн. б/д. Затраты на разработку и производство сырой нефти составляют в среднем по стране 3-4 долл. за бар. Однако на некоторых материковых месторождениях эти затраты значительно ниже.

В связи с решениями ОПЕК, принимавшимися в марте, июне, сент. и окт. 2000г. по повышению объемов производства нефти участниками Организации, Иран, не всегда или не полностью соглашавшийся с этими решениями, тем не менее, стремясь сохранять свою квоту, следовал принятым решениям и соответственно увеличивал уровень добычи нефти. Согласно решениям ОПЕК, квота Ирана в производстве нефти стран-членов этой Организации, составлявшая до апр. 2000г. 3,359 млн. б/д, с 1 апр. составила 3,623 млн. бар., с 1 июля — 3,727 млн. бар., с 1 окт. — 3,844 млн. бар., а с 31 окт. 2000г. квота Ирана выросла до 3,916 млн. б/д.

Производственные возможности нефтепрома Ирана составляют 4 млн. б/д.

Основными покупателями иранской нефти, как и ранее, оставались нефтяные компании Японии, Ю.Кореи, Китая, Италии, Германии, Индии.

Иранское правительство уделяет большое внимание дальнейшему развитию своей нефтяной отрасли. Активно ведутся геологоразведочные работы в разных р-нах, особенно на юге и юго-западе страны. С 1999г. Иран активно ведет разведку нефти и газа на севере страны и, в частности, на шельфе юж. сектора Каспийского моря.

В 1999г. в р-не г.Ахваз в пров.Хузестан, было открыто новое крупнейшее за последние 30 лет месторождение нефти «Азадеган» с оценочными запасами 26 млрд. бар. В авг. 2000г. появились сообщения об открытии еще одного нового нефтяного месторождения «Чангуле» в зап. иранской провинции Илам с оценочными запасами нефти 1,07 млрд. бар.

Месяц	Квота	Добыча	Экспорт
январь	3359	3440	2040
февраль	3359	3540	2140
март	3359	3860	2460
апрель	3623	3640	2240
май	3623	3700	2300
июнь	3623	3690	2290
июль	3727	3720	2320
август	3727	3540	2140
сентябрь	3727	3900	2500
октябрь	3844	3810	2410
ноябрь	3916	3800	2400
декабрь	3916	3870	2470
В среднем за 2000г.		3709	2309
В среднем за 1999г.		3541	2124

Источник: Middle East Economic Survey.

Производство нефтепродуктов в Иране осуществляется на 9 НПЗ, расположенных в городах Абадан, Исфаган, Бандар-Аббас, Арак, Тегеран, Тавриз, Шираз, Керманшах и на о.Лаван. Суммарная производств. мощность иранских НПЗ составляет 1,4 млн. б/д.

Производительность НПЗ Ирана, в тыс. б/д: Абаданский — 350; НПЗ в Бандар Аббасе — 232; Тегеранский — 220; Исфаганский — 200; Аракский

– 150; Тавризский – 110; Ширазский – 40; Керманшахский – 25; Лаванский – 20; итого – 1347. В связи с реконструкцией мощность Абаданского НПЗ временно снижена.

Продуктами переработки сырой нефти, поступающей на иранские НПЗ, являются: бензин, керосин, дизтопливо, мазут, моторные масла, битум. На Исфаганском НПЗ вскоре будет пущен в эксплуатацию цех по производству пяти видов спец. пластификаторов, которые будут применяться в лакокрасочной промышленности, в производстве резины, гуталина и т.п.

В среднем на иранских НПЗ производится 39 млн. л. бензина в день, что не позволяет в полном объеме удовлетворять постоянно растущий спрос на это топливо. В связи с этим Иран вынужден импортировать значит. количества бензина. Импорт бензина в 2000г. составлял 6 млн.л./д.

Часть своих нефтепродуктов (керосин, дизтопливо, мазут, битум) Иран поставляет на экспорт. В 1999/2000 иранском году объем экспорта дизтоплива и керосина из Ирана в стоимостном выражении составил 4 млрд.долл.

Средний рост потребления нефтепродуктов в стране составляет 6% в год. В связи с этим иранское руководство предпринимает меры, направленные на реализацию программы расширения производства нефтепродуктов на существующих мощностях и строительства новых НПЗ с привлечением частного сектора.

Ведется модернизация крупнейшего в стране Абаданского НПЗ с номинальной производительностью 400 тыс. б/д. После строительства доп. цехов производств. мощности этого НПЗ увеличатся до 500 тыс. бар. в сутки.

В 2000г. в свободной торг.-пром. зоне на о. Кешм началось строительство нового НПЗ мощностью 165 тыс. б/д. Финансирование проекта стоимостью 1,8 млрд. долл. на 70% обеспечивается иностр., в т.ч. канадскими, и 30% иранскими инвесторами из негос. сектора. Оборудование для этого предприятия будет закупаться в Германии и Норвегии. В нояб. 2000г. руководство министерства нефти объявило о намерении построить силами частного сектора трех НПЗ в сев. провинциях страны Мазандеране и Голестане для переработки нефти прикаспийских государств.

Производство нефтепродуктов, потребляемых, в основном, на автотранспорте (бензин и дизтопливо), будет возрастать в связи с ростом объема автоперевозок. Производство керосина, потребляемого в бытовом секторе, и мазута, потребляемого на ряде энергетических объектов, будет сокращаться или сохраняться примерно на одном уровне в связи с планами расширения газификации страны.

План развития производства нефтепродуктов, в млн. л/д

	2000/01г.	2001/02г.	2002/03г.	2003/04г.	2004/05г.
Бензин.....	40,7	43	45,5	48,4	51,4
Керосин.....	26,6	26,3	25,7	25,1	24,8
Дизтопливо.....	61,6	62,8	64,4	66,1	68
Мазут.....	27,6	26,7	26,2	26,3	26,9

Потребление нефтепродуктов внутри страны носит расточительный характер. Основной причиной высокого уровня потребления являются крупные субсидии государства на использование нефтепродуктов и электроэнергии (10 млрд.долл. в год). Однако правительство, попавшее в колею проводимой им соц. политики, не решается про-

изводить резкое снижение объема дотаций в этой сфере, предпочитая проводить постепенное и достаточно умеренное повышение цен на нефтепродукты и электроэнергию.

Быстрый рост потребления нефтепродуктов внутри страны и стремление Ирана сохранить свою долю в общем производстве нефти в рамках ОПЕК, которая в физ. объеме будет постоянно расти (по прогнозам ряда экспертов, спрос на сырую нефть на мировых рынках будет расти ежегодно в пределах 1,5 млн. б/д), требует проведения срочных мероприятий, направленных на повышение уровня производства сырой нефти в Иране.

По заявлениям руководителей нефтегазовой отрасли Ирана, увеличение производства нефти в стране является нац. необходимостью. В этой связи основными задачами в формировании политики, направленной на развитие нефтегазовой отрасли являются: первоочередная разработка совместных с другими странами нефтяных и газовых месторождений и сохранение квоты Ирана в ОПЕК; привлечение необходимых инвестиций для разработки нефтяных и газовых месторождений; привлечение передовых технологий для разработки нефтяных и газовых месторождений; сохранение суверенитета иранских нефтяных и газовых месторождений; привлечение транзита прикаспийских углеводородов на мировые рынки через территорию Ирана; расширение производства прир. газа; расширение использования газа в качестве топлива и вместо других нефтепродуктов.

Иранское руководство проводит также мероприятия по структурному реформированию нефтяной отрасли страны. Эти мероприятия включают: децентрализацию управления отраслью; реформу системы управления и повышение эффективности работы подразделений; приватизацию ряда структур и компаний, входящих в систему миннефти.

В целях совершенствования управления производств. предприятиями созданы региональные нефтяные и газовые компании, на НПЗ введен статус компаний под управлением совета директоров. По словам министра нефти Б. Зангане, создание пяти региональных компаний будет способствовать увеличению объемов добычи нефти и газа, а также росту выручки от продажи этого углеводородного сырья.

В конце 1999г. впервые за послереволюционный период правительство и парламент Ирана приняли решение о ликвидации монополии государства в нефтепроме страны. Утвержденная парламентом ст.34 законопроекта о третьем пятилетнем плане предусматривает участие частных компаний и капитала в переработке, распределении нефти и нефтепродуктов, а также в обеспечении нефтегазового сектора пром. оборудованием.

Миннефти планирует к концу пятилетки (2005г.) передать в частный и негос. сектор 23 своих структурных подразделения и компании, в первую очередь центры по распределению сжиженного газа, структуры, занимающиеся переработкой, распределением и транспортировкой нефтепродуктов, включая даже такие крупные компании, как Нац. иранская буровая компания (NIDC), Нац. иранская танкерная компания (NITC) и др. Приватизация NIDC из-за противодействия ряда депутатов меджлиса, работников самой компании и общественности пров.Хузестан, на территории

которого компания выполняет основной объем работ, пока приостановлена. Частный сектор привлекается также к строительству НПЗ на о. Кешм и в перспективе в пров. Мазандеран и Голестан.

Руководство министерства нефти рассчитывает, что с приватизацией ряда своих структур и компаний значительно повысится эффективность работы и доходность этих подразделений, усилится интерес иноинвесторов к сотрудничеству с частным сектором, что, в свою очередь, окажет благоприятное влияние на реализацию программы развития нефтегазовой отрасли, заложенной в третьем пятилетнем плане.

В миннефти разрабатываются проекты по наращиванию производств. мощностей отрасли на длит. перспективу, поскольку для удержания Ираном своих позиций в группе ведущих нефтедобывающих стран необходимо в течение ближайших двух десятилетий довести добычу нефти до 8 млн. б/д, т.е. практически увеличить ее добычу в 2 раза. Реализация такой программы потребует доп. инвестиций в эту отрасль, по крайней мере в 21 млрд.долл. Причем на нынешнем этапе Ирану уже срочно необходимы 3 млрд.долл. на расширение существующих производств. мощностей и 2,5 млрд.долл. на компенсацию падения добычи нефти из действующих скважин. За последние 5 лет Иран подписал с иностр. компаниями 12 крупных соглашений по развитию своего нефтегазового сектора на 15 млрд.долл. Проекты будут осуществляться с привлечением отечественных и иностр. источников финансирования, а также иностр. технологий. После выполнения этих контрактов в стране будет производиться дополнительно 340 тыс. б/д сырой нефти и 214 млн. куб. м. газа в день.

Однако участие иностр. компаний в иранских нефтегазовых проектах в значит. мере сдерживается в связи с санкциями США против Ирана и Ливии по закону Д'Амато. Тем не менее целый ряд крупных компаний, в т.ч. такие, как франко-бельгийская «Тотальфина-Эльф», англо-голландская «Роял Датч Шелл», итал. ЭНИ и ее дочерняя «Аджип», малазийская «Петронас», а также несколько рос. компаний во главе с «Газпромом» уже участвуют в реализации некоторых иранских нефтегазовых проектов и конкурируют в объявляемых Ираном межд. тендерах. С другой стороны, несколько крупных ам. компаний, таких, как АРКО, «Эксон-Мобиль», «Коноко» и «Шеврон», весьма заинтересованы в улучшении ирано-ам. отношений и активно лоббируют отмену санкций США против Ирана, справедливо полагая, что запрет США на участие в иранских нефтегазовых проектах на руку только конкурентам ам. компаний. Представители ам. компаний принимают участие в различных межд. конференциях и семинарах, посвященных проблемам нефтегазового сектора Ирана и региона. Есть информация о заявках этих компаний на участие в тендерах по некоторым проектам пока в качестве наблюдателей с целью получения информации. Иранцы, в свою очередь, тоже ожидают отмены санкций США и неоднократно заявляли на различных уровнях о том, что никаких препятствий для деятельности ам. нефтегазовых компаний в Иране не существует.

Эксперты считают, что для поступательного развития нефтяной и газовой промышленности в Иране, ему необходимы ежегодные инвестиции в не менее чем в 10 млрд.долл.

Иран является вторым после России обладателем крупнейших запасов природного газа, объем которых оценивается в 24 трлн. куб. м., что составляет 16% от общемировых запасов природного газа. Примерно половина запасов иранского газа находится на материковых и почти столько же — на шельфовых (в Персидском заливе) месторождениях. Газовые месторождения Ирана очень богаты газовым конденсатом. Кроме того, в иранском природном газе отмечается высокое содержание этана, который легко преобразуется в этилен, являющийся одним из основных продуктов для нефтехимпрома.

В 2000г. объем добычи газа в Иране, включая попутный газ и газ, закачиваемый в нефтяные пласты месторождений, составлял 300 млн. куб.м. в день (110 млрд. куб.м. за год). В отличие от нефти, практически весь добываемый природный газ в Иране идет на внутр. потребление — выработку электроэнергии, тепла и бытовые нужды, для заправки в нефтяные пласты.

С конца 1997г. после ввода в эксплуатацию газопровода Карпаче (Туркмения) — Кордкуй (Иран) протяженностью 200 км. (140 км. в Туркменистане и 60 км. в Иране) начались поставки в Иран туркменского газа на коммерческих условиях в объеме от 4 до 5 млрд. куб. м. в год. Туркменский газ поступает в газораспределительную сеть приграничных сев.-вост. иранских провинций Голестан и Хорасан для пром. и бытового потребления. Недавно Иран и Туркмения договорились о дальнейшем увеличении объема поставок туркменского газа в 2001г. до 7-8 млрд. куб. м.

Общий объем потребления газа в Иране в 2000г. составлял в среднем 220 млн. куб. м. в сутки.

Крупнейшим месторождением природного газа в Иране является «Юж. Парс». Запасы газа на этом месторождении составляют 12,2 трлн. куб. м. Это 50% от общенац. запасов страны. Объем запасов газового конденсата оценивается в 9 млрд. бар. Это месторождение представляет собой продолжение открытого в 70гг. Катарского месторождения газа. Оно расположено на шельфе в центр. части Персидского залива в 100 км. от иранского побережья и занимает площадь в 3700 кв. км.

Значит. месторождениями являются: «Ага Джари», «Ахваз», «Марун», «Масджеде Сулейман» в Хузистане с общим объемом запасов газа 5,9 трлн. куб. м; «Нар», «Монд», «Намак Канган», «Зире», «Асалуе», «Агар», «Далан», «Гардан» в провинциях Бушехр и Фарс с общим объемом запасов газа 4,3 трлн. куб. м; «Сев. Парс» на шельфе Персидского залива в провинции Бушехр с оценочными запасами газа в 1,6 трлн. куб. м. (подтверждены 1,3 трлн. куб. м.); «Хангиран» в пров. Хорасан с запасами газа 0,5 трлн. куб. м; «Салах», «Гаварзин», «Хулур» на о.Кешм в Персидском заливе с запасами газа 0,23 трлн. куб. м; «Сору», «Сархун», «В.Намак», «С.Гашу» в р-не порта Бандар-Аббас с запасами газа 0,28 трлн. куб. м.

Есть и другие малоисследованные месторождения, которые находятся в провинциях Илам, Керманшах, Фарс, а также в р-не г. Кашан. Значит. запасы газа содержатся на нефтяных месторождениях «Салман» (185 млрд. куб.м, совместное Иран — Абу-Даби), «Сири» и некоторых других.

В 2000г. появились сообщения об открытии новых газовых месторождений в Иране. Сообщалось об открытии крупного газового месторождения

«Табнак» в пров. Фарс с оцениваемыми запасами газа 445 млрд. куб. м. и 240 млн. бар. газоконденсата. Появлялась информация об открытии в той же провинции Фарс месторождения «Хома» с запасами природного газа 180 млрд. куб. м. и 82 млн. бар. газоконденсата.

Хотя запасов газа в Иране достаточно как для внутр. потребления, так и для осуществления широкомасштабного экспорта, темпы разработки месторождений пока не соответствуют объему запасов этого сырья. По объему добычи газа в процентном отношении к его подтвержденным запасам на месторождениях Иран имеет показатель 0,2%, тогда как в Сев. Америке этот показатель составляет 10,5%, в Зап. Европе — 3,9%, в бывшем СССР — 1,2%. Развивающиеся нефтехимпром и электроэнергетика Ирана и планы крупномасштабных поставок газа на экспорт требуют все более интенсивного развития газовой отрасли.

В среднем рост потребления газа в стране составляет 10% в год. Основными крупными потребителями природного газа являются электростанции. 40% энергообъектов страны работают на природном газе. Для обеспечения газом этих объектов построено 12 тыс. км. газопроводов высокого давления. В бытовом потреблении централизованно поставляемого газа участвуют 6 млн. городских семей, 375 городов страны газифицировано и обеспечено разветвленными газораспределительными сетями. Общая длина газопроводов в газораспределительной сети Ирана на начало 2000г. составила 42 тыс. км.

Примерно на 8% в год растет потребление сжиженного газа в баллонах.

Внутренняя газопроводная сеть постоянно расширяется и считается более развитой, чем в других странах Персидского залива. Она включает в себя как магистральные газопроводы, так и газопроводы, предназначенные для бытового и пром. потребления.

К началу 2000г. в Иране работали 5 газоочистительных заводов.

В последние 2г. в стране введены в эксплуатацию два новых завода по производству сжиженного газа. В провинции Илам намечается строительство нового завода по производству сжиженного газа с мощностью переработки 9,8 млн. куб. м. газа и 4 тыс. бар. газоконденсата в сутки. В июле 2000г. президент ИРИ С.М. Хатами заложил первый камень в строительство предприятия по производству сжиженного газа в провинции Кохкилуе-Буирахмад с проектной мощностью 132 тыс. б/д. Планируется строительство газоперерабатывающего завода «Парсиан» в р-не газовых месторождений «Шануль», «Варави», «Табнак» (провинция Фарс). На этом заводе помимо очистки газа будут производиться и другие продукты переработки газа и применены новые технологии.

В среднем, на газоперерабатывающих заводах страны производится 4,4 тыс.т. сжиженного газа и еще 1,7 тыс.т. — на нефтехим. комплексах в порту Имам и на о-ве Харк. Это количество полностью обеспечивает потребителей. При этом, однако, мощности по производству сжиженного газа будут увеличиваться, поскольку планируется широкое его использование при переводе автотранспорта с бензина на газ.

Производственные мощности газоочистительных заводов Ирана: Вали Дер-Фаджр (г. Канган) —

95 млн. куб. м. в сутки (в сент. 2000г. мощность предприятия достигла 110 млн. куб. м. в сутки); Бидболанд — 46,6; Шахид Хашеминежад (г. Хангиран, пров. Хорасан) — 34,4 (ведется реконструкция завода по увеличению мощности на 15 млн. куб. м. в сутки); Сархун (г. Бандар Аббас, пров. Ормузган) — 8,9; Далан (пров. Бушехр) — 4; итого — 188,9 млн. куб. м./сутки.

В связи с начавшейся реализацией проекта по разработке газового месторождения «Юж. Парс» в местечке Асалуе, расположенном на иранском побережье Персидского залива в 100 км. от названного месторождения, начались работы по созданию спец. эконом. энергетической зоны (СЭЭЗ) «Асалуе» (иногда именуется также «Парс»). Это место на берегу Персидского залива было выбрано в качестве р-на строительства газоперерабатывающих заводов для первых 10 очередей проекта. В этой зоне по контракту с южнокорейской компанией «Хюндаи» начато строительство газоочистительного комплекса, который будет принимать газ, поступающий по запроектированным трубопроводам с «Юж. Парса». На комплексе будут производиться операции по сепарации поступающего сырья на газ и конденсат, опреснение газа и другие тех. операции с целью подготовки природного газа для поставки его отечественным потребителям и на экспорт. Начались работы по прокладке газопровода (72 км.) для соединения «Юж. Парса» с сооружаемым третьим трансиранским газопроводом (ТИМГ-3). В рамках проекта СЭЭЗ в Асалуе будут построены резервуарный парк, хранилища газоконденсата, морской терминал для экспорта конденсата и причал для вывоза серы, соответствующая инфраструктура, а также 4 крупных нефтехим. объекта, которые также будут потреблять газ «Юж. Парса». По прогнозам иранских экспертов, СЭЭЗ в Асалуе должна стать в ближайшей перспективе центром газовой промышленности Ирана. Ожидается, что в этой СЭЭЗ будет действовать благоприятный для иноинвесторов таможенно-тарифный и налоговый режим, что должно повысить инвест. привлекательность проекта «Юж. Парс».

Планируемые темпы роста внутр. потребления и планы по экспорту газа требуют форсирования разработки разведанных месторождений и, в первую очередь, месторождения «Юж. Парс». Миннефти подготовило программу реализации проектов по разработке газовых месторождений с привлечением иностр. капитала на условиях «байбэк». Первым значит. шагом в рамках этой программы явилось заключение контракта с межд. консорциумом в составе франц. компании «Тоталь», малазийской «Петронас» и рос. ОАО «Газпром» на разработку 2 и 3 очередей месторождения «Юж. Парс». Ожидалось, что первый газ начнет поступать в сент. 2001г.

Приоритетной задачей развития газовой отрасли страны является дальнейшая разработка газового месторождения «Юж. Парс». Первая очередь этого месторождения разрабатывается иранскими силами в лице иранской нефтегазовой компании «Петропарс». Газ, который будет производиться на 1 очереди, планируется использовать для закачки в пласты нефтяных месторождений на юге Ирана, часть его будет подаваться в трансиранский магистральный газопровод (ТИМГ-3). Большая часть газа, добываемая на 2 и 3 очередях, будет

ориентирована на внутр. рынок и частично на экспорт в Турцию. А газ, который будет добываться на последующих очередях, предусматривается для экспортных поставок на мировые газовые рынки и закачки в нефтяные пласты для их стимуляции. В целом с этого месторождения планируется получить 35 млн. куб.м. газа в сутки для внутр. потребителей и до 50 тыс. бар. газового конденсата в сутки – на экспорт.

В июле 2000г. иранская компания «Петропарс», являющаяся основным оператором проекта «Юж. Парс», подписала с итал. компанией «ЭНИ-Аджи» контракт о совместном освоении 4 и 5 очередей «Юж. Парса». Общий объем инвестиций по этому контракту, заключенному на условиях «бай-бэк», оценивается в 3,8 млрд.долл., из которых 60% приходится на итал. компанию и 40% на «Петропарс». Срок реализации проекта 7 лет с последующим продлением до 12 лет. Проектом предусматривается производство на 4 и 5 очередях 50 млн. куб.м. очищенного газа в сутки, 80 тыс. бар. газового конденсата, 400 т. серы, 1,05 млн.т. сжиженного нефтяного газа в год и 1 млн.т. этана для обеспечения сырьем предприятий нефтехимпрома страны. Произведенный по этому проекту газ будет поставляться на внутр. нужды страны с целью замены потребления нефтепродуктов и для увеличения объемов экспортных поставок газа.

Разработка 6, 7 и 8 очередей проекта «Юж. Парс» решением правительства Ирана передана иранской фирме «Петропарс», с которой подписан соответствующий контракт. Объем инвестиций по этому контракту составляет 5 млрд.долл. Компании «Петропарс» предоставлено право привлекать к реализации проекта иностр. компании в качестве консультантов, а также для выполнения подрядных работ. Проектом предусматривается производство неопресненного природного газа на 6, 7 и 8 очередях «Юж. Парса» в объеме 107 млн. куб.м. в день. Газ будет закачиваться в нефтяные слои месторождения «Ага-Джари» для стимуляции слоев и повышения дебита нефтяных скважин. На этих очередях будет производиться 1,2 млн.т. в год сжиженного нефтяного газа и 120 тыс. б/д газоконденсата.

В конце сент. 2000г. иранцы объявили два межд. тендера на разработку 9, 10, 11, 12 очередей проекта «Юж. Парс». Общий объем производства на всех четырех очередях предусматривается в пределах 105 млн. куб. м. природного газа и 160 тыс. б/д сырой нефти. Заявки на приобретение тендерной документации подали 23 иностр. и 5 иранских компаний. Ожидается объявление результатов тендера.

В планах иранского руководства стоит также разработка недавно открытого газового месторождения «Табнак» с тем, чтобы к добыче газа на этом месторождении можно было приступить уже в 2002-03гг. Поскольку «Табнак» располагается не на шельфе, а на материке, что значительно упрощает и удешевляет его разработку, а газ на этом месторождении является пресным по содержанию, и доп. оборудования, газоочистительного завода и расходов на опреснение газа не требуется, разработка этого месторождения является для страны даже более приоритетной, чем разработка совместных месторождений. Газ месторождения «Табнак» и соседних с ним месторождений «Шануль» и «Варави» будет поступать в планирующий-

ся к строительству магистральный газопровод ТИМГ-4.

Миннефти Ирана приняло программу по сокращению потребления нефтепродуктов за счет максим. замены их природным газом.

Программа миннефти, направленная на развитие газовой отрасли, включает положения: разведка и разработка газовых месторождений, в первую очередь тех, которые являются совместными с соседними странами; использование природного газа вместо нефтепродуктов; недопущение сжигания попутного газа, но закачка его в нефтяные пласты; выход на газовые рынки, в первую очередь в соседних странах: таких, как Турция, Пакистан, Индия, а после насыщения этих рынков – продажа газа в страны Дальнего Востока и Европы; создание хорошего инвест. климата и правовой базы для привлечения иноинвестиций.

Меджлис Ирана в качестве инструмента для выполнения программы развития газовой отрасли разрешил миннефти заключать с иностр. компаниями контракты на разработку газовых месторождений на материке и на шельфе.

По ряду проектов на разработку газовых месторождений были объявлены тендеры. Важнейшим из этих проектов является разработка газовых месторождений в Юж. Парсе и целого ряда материковых месторождений.

Завершается разработка материковых газовых месторождений «Нар» и «Канган» в провинции Бушехр с производств. мощностью 36 млрд. куб. м. в год, «Агар» и «Далан» в пров. Фарс с общей производств. мощностью 14,5 млрд. куб. м. в год. Ведется разработка других газовых месторождений этих соседних провинций, в т.ч. «Гардан», «Асалу» и др.

Программа развития газпрома страны ориентирует отрасль на достижение таких задач, как: дальнейшая газификация страны, включая потребности промышленности, транспорта и бытовые нужды; закачка газа в нефтяные слои с целью их стимуляции; увеличение поставок газа для нужд нефтехимпрома с целью производства валютноёмких экспортных товаров; поставки природного газа на экспорт.

В последние годы иранское правительство много внимания уделяет вопросам газификации страны и переводу пром. предприятий и транспортных средств с потребления нефтепродуктов на использование газового топлива.

40% потребностей Ирана в топливе обеспечивается за счет природного газа. Третий пятилетний план соц.-эконом. и культурного развития страны (2000/01-04/2005гг.) ставит задачей обеспечить газом до 85% населения. Предусматривается дальнейший рост потребления газа пром. предприятиями и электростанциями.

В стране продолжает осуществляться программа перевода на газ транспортных средств. На газовое топливо переводятся легковые и грузовые автомобили, городские автобусы и такси. Иранский парламент выступил за ускорение реализации этой программы, утвердив спец. статью в бюджете на 2001/02 иранский год.

Другой важнейшей задачей Ирана является налаживание масштабных поставок природного газа на экспорт. Экспортные поставки производятся в очень незначит. количествах в сжиженном виде в страны Персидского залива. В этой связи важное

значение для Ирана в его программах по экспорту газа представляет Турция. Во-первых, Турция сама является емким рынком для газа, а, во-вторых, она интересуется Ираном и как путь для транзита иранского газа в Европу. Кроме Турции иранский газ может найти потребителей в Греции, балканских странах и даже достичь Европейской газовой сети.

Иран имеет три подписанных соглашения на экспортные поставки своего природного газа в соседние страны. Одно из них, соглашение с Турцией, предусматривает начало поставок газа в 2001 г. Другие два Иран подписал с Арменией и Азербайджаном. Оба соглашения предусматривают начало поставок иранского газа с 2000 г.: в Армению в объеме 1 млрд. куб. м. в год по проектируемому газопроводу Тавриз-Дузель длиной 100 км., и в Нахичеванскую обл. Азербайджана в объеме 400 млн. куб. м. в год по строящемуся газопроводу Хой (иранский Азербайджан) – Джульфа протяженностью 77 км. Однако в связи с отсутствием фин. обеспечения проекта газопровода Тавриз-Дузель, строительство его не ведется. Согласно имеющейся информации, Армения ищет инвесторов для реализации этого проекта. Относительно газопровода в Нахичевань, также конкретной информации в последнее время не поступало.

Хорошим рынком для природного газа из Ирана могут стать Пакистан, Индия и страны ЮВА. Тем более что в перспективе, через 25 лет, потребности этого региона в природном газе могут вырасти в 5–6 раз и увеличиться с нынешних 170 млрд. до 880 млрд. куб. м. в год. Однако здесь вновь может возникнуть препятствие в лице США, если в отношении между Ираном и этой страной не произойдет сближения.

Тем не менее ведутся активные переговоры между Ираном и Индией по проектах прокладки газопровода из Ирана в Индию. Обсуждаются 2 проекта: 1) строительство сухопутного газопровода, который будет проходить через территорию Пакистана, и 2) прокладка «прямого» газопровода по морскому дну в обход Пакистана. Индия, в связи с существующей напряженностью в индо-пакистанских отношениях, более склоняется к морскому варианту проекта. Однако Пакистан в последнее время стал проявлять высокую активность, пытаясь убедить стороны в безопасности прокладки газопровода через его территорию, рассчитывая на свои прибыли от этого проекта.

Иранская сторона, тоже склоняясь к сухопутному варианту проекта, предложила в качестве гарантий поставок газа в Индию создать авторитетный межд. консорциум, который будет покупать у Ирана газ и продавать его Индии. Этот консорциум будет обеспечивать необходимые гарантии для поставок иранского газа в Индию. В то же время Пакистан заявляет о своих гарантиях по беспрепятственному прохождению газа через его территорию и заявляет о своей готовности подписать трехстороннее соглашение с Тегераном и Дели по выполнению проекта газопровода Иран-Пакистан-Индия. Пакистан даже обратился к Ирану с предложением о закупках иранской сырой нефти. Переговоры продолжаются. Интерес к выполнению этого проекта проявляют франко-бельгийская компания «Тотальфина-Эльф», малазийская «Петронас» и рос. ОАО «Газпром».

Подписаны меморандумы о взаимопонимании, предусматривающие возможности поставок

иранского газа в Пакистан (со строительством газопровода), в Китай и Индию (в сжиженном виде).

Иран формирует политику на привлечение в перспективе транзитных потоков газа через свою территорию как по трубопроводам (из Туркменистана в Турцию или Пакистан), так и на условиях замещения (потребление туркменского и азербайджанского газа в сев. провинциях Ирана с компенсационными поставками этих количеств с юж. иранских газовых месторождений).

Проявляет интерес к Ирану, как к экспортеру газа и к транзитному коридору для поставок в Европу газа из р-нов Средней Азии и Персидского залива и Европейская комиссия, работающая в рамках ЕС. Руководитель Департамента по межд. связям Еврокомиссии Ф. Бенсара, находившийся с визитом в Тегеране в дек. 2000 г., заявил, что поскольку у России, обеспечивающей большую часть поставок газа в Европу, нет необходимых капиталовложений в дальнейшее развитие газовой отрасли, в связи с чем в перспективе производство газа в этой стране не будет отвечать растущим потребностям европейского рынка, то Европа для обеспечения своих потребностей поддерживает проект осуществления поставок иранского газа на этот материк и превращение Ирана в коридор для поставок газа из р-нов Средней Азии и Персидского залива. С сооружением газопровода Иран-Европа, по словам Ф. Бенсара, будут созданы благоприятные условия для поставок в Европу газа из Туркменистана и Азербайджана в Прикаспии и из Катара – юж. соседа Ирана. Ф. Бенсара сообщил, что Еврокомиссия рассматривает два проекта по транспортировке газа из Ирана в Европу: один маршрут – через Армению, Грузию к Черному морю и на Украину, другой маршрут – через Турцию и Грецию в Европу. По словам Бенсара, в ближайшие 10 лет Украина и Турция будут иметь самый большой рост потребления газа и могут представлять из себя хороший рынок для иранского газа.

Англо-голландская компания «Шелл» занимается разработкой ТЭО по проекту газопровода Туркменистан-Европа через Иран. По мнению компании, этот проект с эком. и тех. точки зрения является целесообразным и более экономичным, чем проект по дну Каспийского моря.

В нынешней эком. ситуации Иран не располагает возможностями обеспечить выполнение задач своих перспективных планов развития нефтегазовой отрасли за счет внутр. резервов. Страна остро нуждается в иноинвестициях и технологиях. Поэтому руководство Ирана все более активно открывает свой нефтегазовый сектор перед иноинвесторами и стремится привлечь их к совместному участию и инвестициям в этой сфере экономики.

Однако зарубежные компании в своем интересе к иранскому нефтегазовому рынку пока еще сдерживаются санкциями США по закону Д'Амато (особенно это относится к ам. и тем компаниям, которые ведут свои фин. дела через ам. банки). Закон не разрешает ам. и межд. компаниям инвестировать в иранский нефтегазовый сектор более 20 млн. долл. Кроме того, ряд компаний проявляет осторожность к этому рынку в связи с тем, что иранцы предлагают им участвовать в своих проектах на условиях «бай-бэк», формула которых содержит определенную долю риска.

Тем не менее такие компании, как франц. «Тотальфина-Эльф», «Газ-де-Франс», итал. «ЭНИ-

Аджип», малазийская «Петронас», ряд рос. компании («Газпром», «Зарубежнефть», «Стройтрансгаз», «Славнефть» и др.) участвуют в некоторых иранских проектах по объявляемым Ираном межд. тендерам.

Нефтехимпром

В последние несколько лет высокими темпами развивался нефтехимпром Ирана. Если в 1989г. объем производства нефтехим. продукции составлял 800 тыс.т., то в 1999г. производство достигло 13,5 млн.т., а в 2000г. производство этой продукции оценивается в 15 млн.т.

Страна удовлетворяет свои потребности в нефтехим. продукции на 90%. Спрос на эту продукцию на внутр. рынке находится на высоком уровне. Иран стремится достичь самообеспечения в этой области. Однако пока страна все еще нуждается в импорте некоторых видов нефтехим. продукции. Тем не менее отдельные виды продукции поставляются на экспорт. При этом, 70% экспортной продукции идет в страны Азии.

С 1997г. в Иране начала осуществляться долгосрочная программа развития нефтехим. отрасли на срок до 2013г. Программу намечено выполнять в 5 этапов, включающих 30 проектов организации новых производств. К 2005г. намечено реализовать 10 крупных проектов, что позволит увеличить стоимость условно-чистой продукции, создаваемой в отрасли с нынешних 1,5 млрд. долл. до 6 млрд. долл. в год. С выполнением этой программы к 2013г. предполагается довести общий объем производства до 25-30 млн.т. в год (по некоторым оценкам — до 40 млн.т. в год).

Общий объем инвестиций в долгосрочную программу оценивается в 20,6 млрд.долл. Предполагается, что как минимум 50% этой суммы будет привлечено из-за рубежа.

Очень важным для отрасли является проект спец. нефтехим. зоны в Асалуе, которому, в целом, требуется 10 млрд.долл. иноинвестиций. Асалуе находится на иранском побережье Персидского залива, поблизости от газового месторождения «Юж. Парс», газ которого будет являться сырьем для нефтехим. предприятий в этой спец. зоне.

Планируется, что в Асалуе будет построено 4 крупных нефтехим. объекта. На трех объектах в результате переработки этана, полученного из природного газа и конденсата, будет производиться 2 млн.т. пластмасс, 1,5 млн.т. хим. ароматических веществ и более 1 млн.т. конечной хим. продукции. На четвертом объекте в результате переработки 2,5 млн. куб.м. природного газа будет производиться 1 млн.т. метанола. Этот метанол будет поставляться на экспорт. Ввод предприятий в эксплуатацию предполагается уже в течение ближайших 5 лет. Планируется, что стоимость продукции, производимой на этих предприятиях, будет достигать 3 млрд.долл.

Планами развития нефтехимии в Иране предусмотрена переориентация на использование в качестве сырья, главным образом, природного газа. Если раньше нефтехим. предприятия Ирана использовали для производства продукты переработки нефти и строились вблизи НПЗ, то в последнее время, по мере разработки крупных месторождений природного газа, ситуация меняется. 90% объектов нефтехимии, запланированных к

постройке и уже строящихся, рассчитаны на использование в качестве сырья природного газа.

Иранская нац. нефтехим. компания осуществляет реализацию 16 крупных проектов с общим объемом инвестиций 6 млрд.долл. и 12 трлн. риалов. По мере вступления в строй новых предприятий, производство нефтехим. продукции будет возрастать высокими темпами. При этом намечено значительно увеличить и экспорт нефтехим. товаров, спрос на которые во всем мире постоянно держится на высоком уровне.

Таким образом, иранское правительство, стремясь к дальнейшему форсированному развитию нефтехим. отрасли, пытается реализовать одну из главнейших задач своей программы эконом. перестройки: перевод страны от моноориентированной на производство нефти экономики к диверсификации производства и экспорта продукции, произведенной из углеводородного сырья — основного природного достояния Ирана. Реализовав эту программу, Иран не только уменьшит свою зависимость от «капризов» мирового рынка сырой нефти, но и получит возможность самостоятельно перерабатывать свое углеводородное сырье, насыщая максимально свой внутр. рынок и получая более валютоемкую продукцию для экспорта. За счет увеличения экспорта такой продукции у Ирана появится возможность снизить долю сырой нефти в своих экспортных поставках и увеличить объем ненефтяного экспорта. Кроме того, строительство новых крупных предприятий нефтехим. отрасли приведет к созданию новых рабочих мест, что при существующем уровне безработицы (12%) будет иметь большое соц. значение.

ИСПАНИЯ

Нефтегазпром

И. относится к числу стран, которые имеют достаточно высокий уровень энергообеспечения при отсутствии собств. запасов нефти и газа. Добыча нефти не превышает 0,3% от общего объема потребления, прир. газа — 0,9%.

Более половины энергетических потребностей И. обеспечивается за счет нефти. Собственная добыча нефти в 2000г. составила 226 тыс.т. и имеет тенденцию к снижению (в 1999г. — 300 тыс.т., в 1998г. — 531 тыс.т.). Основные нефтяные месторождения находятся на средиземноморском шельфе. Это «Лора», «Унификасьон Касабланка-Монтанас», «Унификасьон Ангула-Касабланка», «Родабальо» и «Бокерон». Разработкой месторождений занимаются исп. компании «Репсол» и «Сепса», являющиеся монополистами в обл. нефтепереработки.

Энергобаланс страны на начало 2001г., в %

	Доля участия		Уровень	
	в энергобалансе	2000г.	самообеспечения	2000г.
Уголь.....	17,3	17,2	38,6	41,9
Нефть.....	51,7	52,8	0,3	0,5
прир. газ.....	2,2	11,3	0,9	0,9
Атомная энергия.....	12,9	12,8	100	100
Гидроэнергия.....	2	1,9	100	100
Др. источники.....	3,5	3,5	100	100

В 2000г. И. импортировала 57,5 млн.т. нефти (в 1999г. — 59,5 млн.т.) из 20 стран мира. Основные из них — Нигерия (15,9% от общего объема им-

порта), Мексика (13,3%), Ливия (12%), Саудовская Аравия (11,5%), Ирак (10,5%), Россия (9%), Иран (6,8%), Великобритания (3,5%), Венесуэла (2,7%).

Средняя цена бар. нефти типа Brent, импортируемой на условиях FOB, составила 28,4 долл. (в 1999г. – 17,9 долл.).

С целью стабильного обеспечения нефтересурсами И. осуществляет значит. инвестиции в обл. нефтедобычи за рубежом. Ведущей в этом плане является компания «Репсол», имеющая концессии на эксплуатацию нефтяных месторождений в Алжире, Дубае, Египте, Габоне, Индонезии, Ливии, Великобритании, Аргентине, Боливии, Колумбии, Эквадоре и Венесуэле, а также на разработку нефтяных месторождений, в странах лат. Америки и Бл. Востока. С 1999г. принимает участие в разработке нефтяного месторождения в Казахстане (месторождение Байганинск) совместно с фирмой «Энтерпрайз» и в Азербайджане (Курдаши) совместно с фирмами «Аджип», «Мицуи», «Трао» и «Сокар». В Казахстане доля участия 60%, в Азербайджане – 5%.

Поскольку основная часть нефти в И. доставляется морским транспортом, она располагает довольно большим танкерным флотом, состоящим из 42 судов общим дедвейтом 1187 тыс.т. В стадии строительства находятся еще 2 танкера с дедвейтом 158 тыс.т. каждый. Имеются суда для перевозки бутана, асфальта и нефтехим. продуктов.

Основные порты, принимающие нефтетанкеры – Алхесирас, Барселона, Бильбао, Картахена, Кастельон, Сеута, Корунья, Хихон, Уэльва, Пальма-де-Майорка, Санта Крус-де-Тенерифе.

Для подачи нефти на НПЗ используются нефтепроводы общей протяженностью 3420 км. и диаметром 12-10-8 дюймов.

И. имеет 10 НПЗ, расположенных в р-не морских портов, с мощностью переработки от 4 до 11 млн.т. нефти в г. каждый. Наиболее крупные НПЗ находятся в Бильбао, Таррагоне, Корунье, Картахене. Уровень использования нефтеперерабатывающих мощностей превышает 90% (в 2000г. – 93,8%).

Основные продукты переработки нефти – дизтопливо, мазут, бензин, керосин авиационный, бутан и пропан.

Общее потребление нефтепродуктов в И. в 2000г. составило 66 млн.т. (на 450 тыс.т. больше по сравнению с 1999г.), в т.ч. дизтоплива – 26 млн.т., мазута – 11,9 млн.т., бензина – 8,5 млн.т., керосина – 4,4 млн.т., нефтяного сжиженного газа – 2,5 млн.т.

В 2000г. И. импортировала 19,7 млн.т. нефтепродуктов (на 12,5% больше, чем в 1999г.).

Импорт нефтепродуктов, в тыс.т.

	2000г.	1999г.	2000/1999г. в %
Жидкий нефтяной газ (бутан, пропан)	1224	1257	-2,6
Бензин	938	889	5,5
Керосин	550	424	29,7
Дизтопливо	7244	6735	7,6
Мазут	2756	2207	24,9
Др. продукты	6969	5977	16,6
Всего:	19681	17489	12,5

Из Алжира импортируется бутан и пропан, Италия является основным поставщиком дизтоплива, а США – нефтяного кокса. Дизтопливо и мазут И. в значит. количествах закупает в России.

Импортируя нефтепродукты, И. одновременно осуществляет их экспорт. В 2000г. он составил 7,4 млн.т., что на 6,5% больше, чем в 1999г. Отмечается рост экспорта бензина и дизтоплива. Основными странами – потребителями исп. нефтепродуктов являются США (бензин), Португалия (мазут) и Франция (дизтопливо).

Экспорт нефтепродуктов, в тыс.т.

	2000г.	1999г.	2000/1999г. в %
Бензин	2374	1611	47,4
Дизтопливо	848	729	16,3
Мазут	1054	1400	-24,7
Др. продукты	3090	3179	-0,5
Всего	7366	6919	6,5

И. является нетто-экспортером бензина (1,4 млн.т.), а по другим нефтепродуктам – нетто-импортером, особенно по дизтопливу (6,4 млн.т.).

И. среди стран ЕС является страной, поддерживающей наиболее низкие цены на нефтепродукты. В 2000г. стоимость 1 л. бензина марки 95 на АЗС составила 136,3 песеты (0,75 долл.), а в целом по ЕС – 168,3 песеты (0,93 долл.). В списке стран ЕС только Греция опережает по этому показателю И.

Бензин марки 95 в ценах ЕС, в песетах

	Розничная цена	НДС	Спецналог	Чистая цена (доналог.)
И.	136,3	18,8	61,8	55,7
Германия	169,4	23,4	93,6	52,5
Австрия	156,5	26,1	68,9	61,5
Бельгия	173,6	30,1	84,4	59,1
Дания	182,7	36,6	86,4	59,8
Финляндия	188,0	33,9	93,1	61
Франция	181,7	30,1	97,1	54,5
Греция	129,9	19,8	49,3	60,7
Голландия	192,7	28,7	99,2	64,7
Ирландия	147,8	25,6	62,9	59,2
Италия	179,8	30	86,8	63
Люксембург	137,5	14,7	61,9	60,8
Португалия	144,1	20,9	50,5	72,7
Англия	219,7	32,7	132,5	54,1
Швеция	185,6	37,1	88,1	60,4
Средняя по ЕС	168,3	27,2	81,1	60

Усредненный курс долл. к песете в 2000г. – 180,6 песет/долл.

Стоимость 1 л. дизтоплива марки А на АЗС И. в среднем в 2000г. составила 116,7 песет. Более дешевое дизтопливо – только в Португалии (100,6 песет), Греции (112,5) и Люксембурге (114,5).

Компоненты розничной цены дизтоплива в И. в %: чистая (доналог.) цена – 47,7; НДС – 13,8; спецналог – 38,5.

Снижение темпов роста исп. экономики, насыщение автом. рынка и планируемый перевод работающих на мазуте ТЭС в режим т.н. комбинированного цикла (мазут-газ) не позволяют ожидать в И. заметного увеличения объема потребления нефтепродуктов и импорта нефти.

И., в отличие от Германии, намерена продолжить использование также всех имеющихся атомных электростанций и не исключает возможность строительства новых АЭС.

Более проблематичным выглядит рынок прир. газа в И., потребность в котором непрерывно возрастает. Потребление прир. газа в И. в 2000г. составило 19 млрд.куб.м., увеличившись на 12,8% по сравнению с 1999г.

Добыча собственного прир. газа в 2000г. составила 185 млн.куб.м. (0,9% от общего объема по-

требляемого газа). Основное месторождение находится в р-не Гибралтара (Кадис), которое постепенно истощается. Основные потребности в прир. газе удовлетворяются за счет импорта.

Потребление прир. газа в И., в млрд.куб.м.

	2000г.	1999г.	2000/1999 в %
В промышленности	14,7	13	13,7
В торг.-бытовой сфере	3,3	3,1	5,9
На ТЭС.....	0,94	0,74	26,7
Всего	18,94	16,84	12,8

Гл. поставщики прир. газа в И. являются Алжир (62% от общего объема импорта), Норвегия (14,3%), Ливия (6%), Катар (5,2%) и Тринидад-и-Тобаго (4,7%).

Почти весь алжирский газ экспортируется в И. по газопроводу «Магреб-Европа». С 1999г. начались поставки из Тринидада-и-Тобаго и Нигерии. исп. компания «Энагаз» заключила контракт в Тринидаде-и-Тобаго на поставку из этой страны ежегодно 1,57 млрд.куб.м. в течение 20 лет. Из Тринидада-и-Тобаго газ, принадлежащий И., поставляется ам. компании «Атлантик ЛНГ», а эта компания закупает газ в Алжире и поставляет его в И. Эта схема обеспечивает экономию за счет снижения трансп. расходов.

Импорт газа из Нигерии осуществляется в соответствии с контрактом, предусматривающим ежегодную поставку газа в И. в объеме 1,8 млрд.куб.м Исп. фирма «Газ Натураль» подписала в 1999г. контракт с нигерийской компанией «Нигериан ЛНГ» на увеличение ежегодных поставок, начиная с 2002г., до 3 млрд.куб.м газа, что может переместить Нигерию на второе по важности место в группе стран-поставщиков прир. газа в И.

И. значительно увеличила импорт прир. газа в сжиженном виде. Его доля в общем объеме импорта составляет 46%, что значительно выше, чем в др. европейских странах. Для приема танкеров-газовозов в И. построены 3 терминала (в Барселоне, Картахене и Уэльве). В стадии строительства находятся еще 3 терминала (Ферроль, Бильбао и Пальма-де-Майорка). Терминал в Уэльве используется для подачи нигерийского сжиженного газа в Португалию после его регазификации с последующей транспортировкой по испанским газопроводам до исп. — португальской границы.

Владельцем сети газопроводов в И. является компания «Энагаз». Испанские газопроводы соединены с европейскими газопроводами и с алжирским месторождением газа.

На территории И. функционируют 4 магистральных газопровода. Вост. ось: Барселона-Валенсия-Аликанте, Мурсия-Картахена. Зап. ось: Альмендралехо-Касерес-Саламанка-Самора-Леон-Овьедо. Испано-португальская ось: Кордоба-Бадахос-Португалия. Северная ось (по берегу р. Эбро): Тивисса-Сарагоса-Калаорра-Бургос-Сантандер-Овьедо.

Диаметры этих газопроводов: от 24 до 30 дюймов.

Для хранения резервов прир. газа в И. используются геолог. разрезы в местах истощенных газовых месторождений. Общая их полезная емкость — 1 млрд.куб.м. Проводятся геолог. работы с целью увеличения природных газовых хранилищ общей емкостью 5 млрд.куб.м. Ввод в строй этих новых хранилищ планируется осуществить к 2005г.

Формирование цены на прир. газ, используемый в пром. целях, зависит от объемов его потреб-

ления и степени использования производств. мощностей. Для предприятий, потребляющих 1,1 млн.куб.м.г. и имеющих загрузку мощностей 50%, стоимость 1 куб.м. составляла в конце 2000г. 25,5 песет/куб.м. (без налогов). Для предприятий, потребляющих свыше 11 млн.куб.м. и имеющих загрузку мощностей 90% 1 куб.м. прир. газа стоил 23,4 песет/куб.м.

Стоимость газа, потребляемого населением, составляет 0,55-0,6 евро/куб.м.

В течение 2000г. цены на прир. газ выросли на 36%. По сравнению с др. европейскими странами, И. по уровню цен на прир. газ находится в числе лидирующих.

По степени использования прир. газа И. значительно отстает от др. развитых стран Европы, и поэтому во всех ее энергетических программах предусматривается значит. рост объемов потребления этого энергоносителя. К 2003г. И. планирует увеличить объемы потребления газа до 23,5 млрд.куб.м., а к 2005г. — до 25 млрд.куб.м. Это увеличение определяется необходимостью расширения поставок газа населению и переориентировкой энергетики с мазута на газ. По подсчетам ведущей исп. компании «Энагаз» потребности в природном газе к 2005г. будут составлять 30-32 млрд.куб.м., а к 2010г. — 43 млрд. куб.м.

Учитывая недостаточную пропускную способность газопроводов, идущих на территорию И. из Европы и Африки, испанские газовые компании прорабатывают вариант строительства нового средиземноморского газопровода (из Египта на юго-востоке побережье И.). Основное увеличение импорта И. планирует осуществить за счет роста поставок сжиженного газа.

В начале 2001г. правительство И. предложило правительству Норвегии построить на исп. судовых верфях 4-5 танкеров-газовозов, которые будут необходимы Норвегии в связи с планируемым увеличением поставок ее сжиженного газа в И. И. предполагает также осуществить инвестиции в строительство заводов по сжижению газа в Тринидаде-и-Тобаго, Алжире, Ливии и Абу-Даби, расширяя возможности импорта прир. газа из этих стран.

Несмотря на неоднократные попытки развить тему возможного рос.-исп. сотрудничества в обл. поставок рос. прир. газа в И., она не получала поддержки ни со стороны «Газпрома» (мотив: высокая транспортная составляющая в стоимости), ни со стороны испанцев (расширение газопровода на франц.-исп. границе требует участия Франции, к которому она не проявляет интереса). Тем не менее по мнению исп. руководителей газовых компаний, поставки газа из России возможны в сжиженном виде из черноморских портов.

Газ

Правовое регулирование рынка прир. газа. В 80 г. газ составлял только 2% от всех видов энергоносителей, потреблявшихся в И., а в 2000г. достиг 12,2%. И. ежегодно потребляет 18 млрд. куб.м. прир. газа.

В последние г. в стране был принят целый ряд законодат. актов, которые коренным образом изменили правовой режим регулирования газового сектора.

Основным актом, устанавливающим права и обязательства сторон, которые участвуют в про-

цессах переработки, транспортировки и распространения прир. газа, является Закон «Об углеводородах» №34 от 7 окт. 1998г. Цель Закона «определение правового режима деятельности, относящейся к жидким и газообразным углеводородам»(ст.1). Некоторые положения, регулирующие порядок функционирования рынка прир. газа, содержатся в КД «О срочных мерах по либерализации и повышению уровня конкуренции» №6 от 16 апр. 1999г. и КД «О срочных мерах по усилению конкуренции на отд. рынках товаров и услуг» №6 от 23 июня 2000г.

Одной из главных отличительных черт Закона «Об углеводородах» является упразднение функции гос. обслуживания газового сектора. Система установленных в принятом акте мер и механизмов не требует уже прямого участия и ответственности государства за развитие отрасли. Закон 34/1998 содержит достаточное количество положений, фиксирующих участие гос. органов в работе отрасли, и их ответственность. Поставки углеводородов имеют стратегическое значение для эконом. развития страны, поэтому государство должно сохранять контроль за непрерывностью и безопасностью осуществления упомянутых поставок. Вопрос состоит в том, каковы должны быть сферы и рамки подобного контроля. Закон предусматривает сохранение функции гос. обслуживания только в обл. тех. управления системой в целях обеспечения непрерывности, качества и безопасности поставок прир. газа.

Новое правовое регулирование газового рынка отменяет концессионный режим, установленный в Законе от 15 июня 1987г., а также вносит существенные изменения в статус гос. предприятия «Энагаз», созданного на основе положений Декрета № 623 от 23 марта 1972г. Закон «Об углеводородах» закрепляет за соответствующими гос. органами выполнение функций, обеспечивающих достижение поставленных в ходе проводимой реформы отрасли целей. В качестве исполнителя всех намеченных преобразований избран рынок и действующие на нем субъекты.

На операторов, осуществляющих преобразование сжиженного газа в первоначальное состояние (регазификация), транспортировку и хранение прир. газа, законодательством возлагаются обязательства: оказывать услуги на постоянной основе и при строгом соблюдении тех. требований, устанавливаемых компетентной администрацией; осуществлять закупки газа, необходимого для удовлетворения потребностей др. перевозчиков или дистрибьюторов, связанных с соответствующей сетью; предоставлять компоненты своей инфраструктуры другим операторам для осуществления деятельности, предусмотренной существующим законодательством, на условиях, исключающих какую-либо дискриминацию; пройти регистрацию в Адм. регистре оборудования, предназначенного для транспортировки газа; заключать контракты на переработку, транспортировку и хранение газа с соответствующими субъектами; предоставлять др. предприятиям, осуществляющим транспортировку, хранение или распространение газа, необходимые данные, которые бы обеспечили безопасное и эффективное функционирование всей сети в целом; предоставлять необходимую информацию в компетентную администрацию.

Отдельные обязательства дистрибьюторов, осуществляющих поставки газа потребителям в режиме тарифной оплаты, и коммерсантов, поставляющих газ т.н. квалифицированным потребителям (т.е. предприятиям и организациям, имеющим повышенный уровень потребления газа), совпадают с обязательствами вышеуказанных операторов, однако имеют и свою специфику. Дистрибьюторы обязаны применять в отношении потребителей соответствующий тариф за оказываемые услуги, информировать потребителей о возможности использования оптимальных для них тарифов, осуществлять инспекционные осмотры установок, используемых потребителями, и т.п. Законодатель, создавая диверсифицированную систему обязательств для отд. категорий субъектов рынка, стремится обеспечить исполнение «гарантии поставок газа всем заинтересованным потребителям», (ст. 57 Закона «Об углеводородах»).

В качестве основных инструментов проводимой либерализации газовой отрасли Закон 34/1998 признает осуществление четкого разделения между правом собственности на элементы транспортной инфраструктуры и услугами, которые могут быть оказаны с помощью данной инфраструктуры, а также последовательное и неуклонное развитие этого процесса разделения. Аналогичные принципы были положены в основу коренной реформы др. отрасли экономики И.— электроэнергетической. Речь идет о Законе «Об электроэнергетическом секторе» №54 от 27 нояб. 1997г.

При введении либерализации газовой отрасли особое внимание законодатель уделяет вопросам ценообразования. На первых этапах государство в той или иной степени контролирует процессы ценообразования на рынке прир. газа. Необходимость гос. контроля обосновывается в Законе «Об углеводородах» необходимостью защитить интересы потребителей и поставщиков от любых колебаний ситуации на рынке.

Ст. 54 Закона 34/1998 провозглашает принцип свободы деятельности в газовом секторе, включая производство, переработку, хранение, транспортировку, распространение и продажу прир. газа. Упомянутая деятельность должна осуществляться в соответствии с положениями раздела IV («Порядок реализации поставок газового топлива по газопроводам») Закона «Об углеводородах», а также с соблюдением норм и требований, содержащихся в действующем законодательстве, в т.ч. налоговом, земельном, об охране окружающей среды, о защите прав потребителей. В ч. II ст. 54 содержится указание что экспортно-импортные операции и осуществляемый в рамках ЕС товарообмен прир. газом, будут регулироваться законодательством ЕС.

Для отд. видов деятельности предусматривается необходимость получения предварит. адм. разрешения (эксплуатация установок и оборудования по переработке, транспортировке, хранению, распределению газа), для др. — лишь подтверждения соответствия установленным нормам по технике безопасности и охране окружающей среды. Только владельцам соответствующих установок и оборудования придется позаботиться о получении необходимых предварит. разрешений, имеющих неопределенный срок действия.

По общему правилу предпринимат. деятельность в газовом секторе должна развиваться на ос-

нове принципов и норм свободной конкуренции. Для отд. видов деятельности сделаны исключения. В соответствии со ст. 60 Закона 34/1998 переработка, стратегическое хранение, транспортировка и распределение газа отнесены к категории регулируемой деятельности, режим которой определяется положениями закона.

Важными элементами организации подвергаемого либерализации рынка являются прозрачность его управления и четкое разделение функций, действующих на данном рынке операторов. По ст. 63 Закона «Об углеводородах» предприятия, осуществляющие 1 или несколько видов регулируемой деятельности, не вправе заключать и исполнять коммерческие сделки на продажу газа. Предприятия, которые занимаются продажей прир. газа, т.е. деятельностью, не подпадающей под разряд регулируемой, должны ограничиваться проведением только указанных операций и не могут осуществлять переработку, хранение, транспортировку или распределение газа.

Учитывая сложившиеся в газовом секторе реалии, относящиеся к производств. и коммерческой деятельности, законодатель все-таки смягчил приведенную общую норму о разграничении отд. видов деятельности. предприятиям, входящим в единую производств. или коммерческую группу, разрешено осуществлять несовместимые по общему правилу виды деятельности при условии исполнения 2 требований: соответствующие операции должны совершаться разными предприятиями в рамках группы; по каждому виду деятельности в газовом секторе надлежит вести отд. бух. учет.

Предприятия, деятельность которых относится к регулируемой, имеют возможность приобретать доли участия в компаниях, осуществляющих операции в иных секторах экономики, при условии получения предварит. адм. разрешения и соблюдении требования о ведении отдельного бух. учета для соответствующего вида деятельности.

Виды деятельности на рынке прир. газа определяются отношением и степенью доступа к сети. Единая газовая сеть состоит из трех основных элементов: базовая сеть (система газопроводов, предназначенных для транспортировки прир. газа под высоким давлением — 60 и более бар); вторичная сеть транспортировки (система газопроводов, предназначенных для транспортировки газа под давлением в пределах более 16 и менее 60 бар); распределительная сеть (система газопроводов, предназначенных для транспортировки газа под давлением 16 и менее бар).

Для каждого элемента единой газовой сети Закон «Об углеводородах» определяет порядок и условия предоставления права доступа. В ст. 60.4 гарантируется право доступа третьих лиц к базовой сети, а также сетям транспортировки и распределения на основе тех. и эконом. условий, устанавливаемых Законом 34/1998. По ст. 61.2 субъекты, имеющие разрешение на приобретение прир. газа, получают право доступа к установкам и оборудованию по переработке, хранению, транспортировке и распределению газа, ст. 70 определяет условия предоставления права доступа к транспортным сетям, а ст. 76 — к распределительным сетям. Правительство И. определяет размеры пошлин, которые взимаются с действующих на рынке операторов за право пользования указанными установками и оборудованием.

Ст. 58 Закона «Об углеводородах» определяет круг субъектов, действующих на рынке прир. газа. К ним относятся перевозчики, дистрибьюторы и коммерсанты.

Термин «перевозчики» включает в себя не только юр. лиц, которые владеют установками и оборудованием, предназначенными для транспортировки прир. газа, но и тех операторов, которые занимаются переработкой и хранением газа. Все указанные операции принадлежат к разряду регулируемых, к к ним применяется упоминавшийся выше принцип разделения видов деятельности. Правовой статус перевозчиков определяется их отношением к базовой и транспортной сетям: эти операторы отвечают за развитие и расширение транспортной сети. Главная функция перевозчиков состоит в предоставлении своих услуг заинтересованным коммерсантам, квалифицированным потребителям, др. перевозчикам. Они обязаны предоставлять возможность использования третьими лицами принадлежащих им установок и оборудования для регазификации, хранения и транспортировки газа, не допуская при этом какой-либо дискриминации в отношении отд. операторов, а также соблюдая принципы открытости и объективности. Пошлины определяют стоимость услуг перевозчиков.

Процесс распределения газа также относится к разряду регулируемой деятельности, для ведения которой требуется получить предварит. адм. разрешение. Дистрибьюторами считаются юр. лица, владеющие установками и оборудованием, которые предназначены для распределения газа в сети. На них также возлагается обязательство по строительству, обслуживанию и работе на установках, предназначенных для распределения прир. газа в пунктах потребления.

Правовой статус дистрибьютора, его права и обязательства находятся в тесной взаимосвязи с правами и обязательствами др. субъектов хоз. деятельности на газовом рынке. Дистрибьютор обязан обеспечить поставку прир. газа по действующему тарифу по запросу любого клиента; он должен приобретать необходимое количество газа, которое позволит удовлетворить потребности покупателей; на нем лежит обязательство по расширению и совершенствованию производств. инфраструктуры для выполнения заказов новых клиентов. Владельцы соответствующих установок и оборудования должны предоставить возможность доступа к распределительной сети квалифицированным потребителям и коммерсантам. Стоимость услуг, оказываемых дистрибьюторами, соответствует величине пошлин. По ст. 75 Закона 34/1998 основным правом дистрибьютора является право приобретать прир. газ у перевозчика, к сети которого имеется доступ.

Если дистрибьюторы осуществляют поставки газа потребителям, которые производят расчеты за оказание услуги согласно действующим тарифам, то коммерсанты поставляют прир. газ квалифицированным потребителям. Под термином «коммерсанты» в Законе «Об углеводородах» понимаются торг. общества, приобретающие у субъектов газового рынка прир. газ для его продажи потребителям или др. коммерсантам.

Еще одним субъектом правоотношений, возникающих на рынке прир. газа, являются квалифицированные потребители. Ст. 60 и 5 переход-

ное распоряжение Закона 34/1998 определяют квалифицированного потребителя: субъект, имеющий расположенные в одном месте предприятия, уровень потребления газа которыми составляет: 20 млн. куб.м. и более — на момент вступления в силу Закона 34/1998; 15 млн. куб.м. и более — на 1 янв. 2000г.; 5 млн. куб.м. и более — на 1 янв. 2003г.; 3 млн. куб.м. и более — на 1 янв. 2008г.

С 1 янв. 2013г. все потребители газа (независимо от объемов факт. потребления) будут считаться квалифицированными потребителями.

В отличие от обычных потребителей, которым прир. газ поставляется дистрибьюторами по действующим тарифам, квалифицированные потребители имеют возможность приобретать газ у коммерсантов на условиях обоюдной договоренности. Параллельное существование двух правовых режимов продажи газа — по тарифам и по соглашению сторон — вызвано необходимостью защитить интересы потребителей и осуществлять на первых этапах реформы координацию деятельности отд. субъектов рынка.

Закон «Об углеводородах» (ст. 91) предусматривает след. формы оплаты за услуги, предоставляемые в связи с поставками прир. газа: тарифы, пошлины, платежи (устанавливаются правительством) и цены, подлежащие согласованию сторонами и последующей оплате квалифицированными потребителями.

Принцип свободной продажи газа: ст. 60.2 — «продажа осуществляется свободно на условиях, предусмотренных Законом, и эконом. режим такой продажи определяется участвующими в сделке сторонами»; ст. 82 — «Коммерсанты обладают правами продавать прир. газ квалифицированным потребителям и др. уполномоченным коммерсантам на условиях обоюдной договоренности».

Ст. 97.2 Закона «Об углеводородах» позволяет правительству в исключит. случаях вмешаться в процесс свободного согласования цен между субъектами газового рынка. Законодательство предусматривает необходимые условия для подобного вмешательства — недостаточный уровень развития рынка или занятия одним из субъектов доминирующего положения в секторе и формы вмешательства — установление уровня макс. цен.

Тарифы, по которым производится продажа газа конечным потребителям, устанавливаются в приказе министерством промышленности и энергетики. Утверждаемые тарифы носят характер макс. показателей и действуют на всей нац. территории. Министерство промышленности и энергетики устанавливает также размеры пошлин и платежей, взимаемых за допуск третьих лиц к сетям.

Сбор указанных пошлин, платежей и тарифов осуществляется предприятиями, оказывающими услуги по транспортировке и распределению прир. газа.

Закон 34/1998 при наличии благоприятной ситуации на рынке допускает возможность проведения правительством полной или частичной либерализации действующих тарифов, пошлин и платежей.

Принятие КД «О срочных мерах по усилению конкуренции на отд. рынках товаров и услуг» № 6 от 23 июня 2000г. способствовало расширению числа действующих на рынке коммерсантов, совершенствованию системы тех. управления дея-

тельностью газового сектора, а также ускорению темпов его либерализации.

КД изложил в новой редакции понятие «тех. управляющий системой». Закон «Об углеводородах» указанное понятие исключил из законодательства, оставив при этом ряд функций тех. управляющего у министерства промышленности и энергетики. Декрет 6/2000 дополнил Закон 34/1998 ст. 64 «Тех. управляющий системой», определив в качестве такового компанию «Энагаз». Управляющий отвечает за тех. руководство работой базовой и вторичной транспортной сетей, обеспечивает непрерывность и безопасность поставок прир. газа, координирует операции, проводимые в пунктах приема и хранения, а также на магистралях транспортировки и распределения газа.

Система газопроводов в И. принадлежит АО «Энагаз». Всеми 100% акций общества владеет группа «Газ Натураль», контролируемая компанией «Репсоль» (45%) и банковским объединением «Ла Кайша» (35%). Не допускается объединение акций «Энагаз» у одного физ. или юр. лица в размере, который превышает 35% уставного капитала АО. Вследствие этого в 2001г. 65% капитала «Энагаз» должно быть продано на бирже. Доля группы «Газ Натураль» не будет превышать 20%, компании «Репсоль» — 10%, банковского объединения «Ла Кайша» — 5%.

Ст. 15 КД 6/2000 определяет режим реализации прир. газа, поступающего по газопроводу «Эль Магриб» из Алжира. Продажи газа осуществляются тех. управляющим системой (обществом «Энагаз»): 75% поступающего газа поставляется дистрибьюторам, которые продают газ потребителям по действующим тарифам; 25% поступающего газа поставляется коммерсантам, которые продают газ квалифицированным потребителям.

КД содержит также еще целый ряд положений, направленных на дальнейшую либерализацию газового сектора страны. С 1 янв. 2003г. операторы; действующие на рынке прир. газа и принадлежащие согласно ст. 42 Торг. кодекса к 1 группе компаний, не вправе будут аккумулировать на своих производствах мощностях более 70% потребляемого в И. газа. Правительству предоставляются полномочия на издание нормативных актов, которые в случае необходимости корректировали бы приведенный показатель. Внесены существенные изменения в график формирования всеобщего рынка квалифицированных потребителей. Если Закон «Об углеводородах» предусматривал, что лишь с 1 янв. 2013г. все потребители будут отнесены к категории квалифицированных, то, согласно КД, данный момент должен наступить с 1 янв. 2003г. Уровень потребления прир. газа квалифицированными потребителями также был снижен. В нынешней редакции законодательство относит к квалифицированным потребителям предприятия, потребляющие: 3 млн. куб.м. и более — на момент вступления в силу др.-закона; 1 млн. куб.м. и более — на 1 янв. 2002г.

На 8% были снижены размеры пошлин и платежей, которые взимаются с третьих лиц за право доступа к установкам и оборудованию для приема, переработки, хранения и транспортировки прир. газа.

КАЗАХСТАН

Нефть

Добыча сырой нефти, газового конденсата и природного газа. Благоприятная ценовая конъюнктура на нефть создала условия для ускоренного развития отрасли и в 2000г., достигнут самый высокий уровень производства за все годы ее существования. Добыча сырой нефти в физ. исчислении выросла на 15% и достигла 30,6 млн.т. Добыча газоконденсата выросла на 38% и достигла 4,7 млн.т. Рост объемов добычи был обеспечен предприятиями Кызылординской (136%), Актюбинской (117%), Мангистауской (113%) и Атырауской (109%) обл. Добыча природного газа увеличилась на 16% и достигла 11,5 млрд. куб.м.

В 2000г. закончилось бурение разведочной скважины на месторождении Вост. Кашаган (шельф Каспийского моря), которое подтвердило наличие существенных признаков больших запасов нефти (по предварит. оценке специалистов РК – 7 млрд.т.). Ожидается, что, после уточнения запасов углеводородного сырья и проведения подготовит. работ, это месторождение, возможно, будет введено в эксплуатацию не позднее 2005г.

По-прежнему серьезными проблемами нефтегазовой отрасли являются отставание по разведке и подготовке новых месторождений и вводу новых скважин, быстрое старение оборудования на большинстве старых промыслов, а также отсутствие надежных коридоров ее транспортировки.

Переработка нефти. Одна из основных отраслей экономики РК. Переживает тяжелейший кризис. Тем не менее, в 2000г. в отрасли намечился рост производства, который по сравнению с 1999г. составил 18,4%. Рост производства в отрасли был обеспечен в основном за счет увеличения объемов выпуска газойла (дизтоплива). В тоже время произошло сокращение производства таких важных продуктов, как моторное топливо и керосин (включая авиационный).

Увеличение производства было отмечено на Павлодарском и Атырауском НПЗ, в то время как на Чимкентском НПЗ, на долю которого приходится свыше 50% выпуска нефтепродуктов, в 2000г. объем производства упал почти на 10%.

Серьезной проблемой для нефтеперерабатывающих предприятий республики остается обеспечение их сырьем. Иностр. ТНК, которые являются основными владельцами добываемой нефти, вследствие высоких цен на это сырье на мировых рынках, не заинтересованы в ее поставках на местные НПЗ, а у РК нет достаточных рычагов на изменение ситуации в свою пользу.

Трубопровод Актау-Баку-Джейхан. 13.12.2000г. в Алма-Ате президент РК Н.А.Назарбаев принял спец. советника президента и госсекретаря США по энергетическим вопросам Каспийского региона Э.Джонс. Состоялись встречи американского спецсоветника с премьер-министром РК К.К.Токаевым, с руководителем нац. нефтяной компании «Казахойл» Н.У.Балгимбаевым, министром энергетики, индустрии и торговли В.С. Школьником и его заместителем Н.Д.Каппаровым.

Главной темой переговоров с казахстанской стороной стал вопрос о транспортировке нефти, в частности, перспективы участия РК в трубопроводном проекте «Баку-Джейхан».

Соглашение об образовании спонсорской группы проекта «Баку-Джейхан» было подписано в Баку 18 окт. 2000г. В состав группы, которая займется базовым и детальным ТЭО проекта, вошли восемь компаний – ГНКАР (50% участия), BP (25,41%), Unocal (7,48%), Statoil (6,37%), ТРАО (5,02%), Itochu (2,92%), Ramco (1,55%) и Delta Hess (1,25%).

На встрече с журналистами в Алма-Ате Э.Джонс заявила, что в конце 1999г. РК подписал Стамбульскую декларацию в поддержку данного проекта. В ходе нынешней встречи, по ее словам, Н.А.Назарбаев подтвердил позицию Астаны.

По сообщению Э.Джонс, во время встречи с премьер-министром РК К.К.Токаевым она информировала, что в фев. 2001г. планируется межправит. встреча государств (Азербайджана, Грузии, Турции), заинтересованных в проекте Баку-Джейхан, в которой Вашингтон ожидает участия РК и присоединения его к соответствующему соглашению по практической реализации данного проекта.

Ею было также отмечено, что пока не определены конкретное участие РК в проекте «Баку-Джейхан» и объем нефти, который РК мог бы прокачивать по будущему трубопроводу (возможно, он составит 200 тыс.б/д).

Согласно информации Э.Джонс, проектная мощность трубопровода составит 1 млн. баррелей в сутки, т.е. предполагаемая квота казахстанской нефти будет равна 20% от общей пропускной способности. При этом, спецсоветник Белого дома сообщила, что проект «Баку-Джейхан» может быть осуществлен и без участия РК, однако, «лучше бы заполнить трубопровод полностью».

Начавшийся в I пол. дек. 2001г. инжиниринг проекта займет 18 мес. и обойдется для участвующих в нем компаний в общей сложности в 136 млн.долл., при этом в течение первых шести месяцев затраты планируются в 26 млн.долл., в последующие 12 мес. – 110 млн.долл. Общая стоимость реализации проекта «Баку-Джейхан» составит 2,4 млрд.долл. Однако, исходя из опыта КТК, первоначальная сумма может значительно возрасти.

Американский спецсоветник коснулась также вопросов иных трубопроводных маршрутов. Она признала, что самым важным для РК является, безусловно, северный маршрут, т.е. КТК, хотя не менее важно иметь несколько вариантов транспортировки казахстанского углеводородного сырья на мировые рынки. Иранский маршрут, по ее мнению, «незначит. дешевле проекта «Баку-Джейхан», который для американцев представляется гораздо более приемлемым.

Для США проект «Баку-Джейхан» обуславливается также достаточно, по мнению Э.Джонс, стабильной ситуацией на Кавказе. Трубопровод «Баку-Джейхан» планируется, как сообщалось ранее, ввести в эксплуатацию в 2004г.

Среди деловых кругов высказываются сомнения в эконом. целесообразности проекта. Слишком велики объективные риски; начиная от полит. нестабильности в Вост. Турции, Грузии и Азербайджане и заканчивая неблагоприятной сейсмологической обстановкой в регионе. Не до конца есть уверенность и в заполнении трубопровода. Одной азербайджанской нефти будет, вероятно, недостаточно для достижения его эконом. рентабельности. Нельзя сбрасывать со счетов активиза-

цию Ирана и возможное смягчение США режима санкций против этой страны, что, безусловно, поднимет популярность «южного маршрута» от Каспия к нефтетерминалам Персидского залива.

Добыча угля и лигнита. В 2000г. продолжали развиваться негативные процессы в угольной промышленности республики. В результате недостаточного инвестирования отрасли не происходит обновления оборудования, не внедряются новые технологии, практически остановлена работа по ее реструктуризации. Большинство шахт и разрезов работают не на полную мощность и с убытками. Тем не менее, в связи с оживлением экономики России, увеличился спрос на казахстанский энергетический уголь, что позволило довести валовое производство угля и лигнита до 72,3 млн.т., что на 28% выше уровня 1999г.

Добыча металлических руд в 2000г. по сравнению с 1999г. увеличилась на 33,5%, и общий объем ее достиг 55124 млн. тенге. Основной прирост добычи металлических руд был обеспечен за счет увеличения добычи железной руды на 83,9%; добыча составила 16,1 млн.т.

В значит. мере рост добычи железной руды был обеспечен за счет увеличения спроса на продукцию АО «Соколовско-сарбайское горно-обогадительное производственное объединение» и АО «Лисаковский горно-обогадительный комбинат» со стороны Магнитогорского меткомбината.

Рост добычи руд цветных металлов составил 16,3%. При этом производство медной руды увеличилось на 13,7%, бокситов – на 3,4%, свинцово-цинковой руды – на 16,1%, цинкового концентрата – на 12,6%, марганцевой руды – на 20,8% и хромитовой руды – на 8,4%.

Отрасль находится в тяжелом эконом. положении. Идут быстрое старение оборудования и разрушение инфраструктуры. Не вводятся в строй новые рудники, отстают вскрышные работы на крупных карьерах. Из-за свертывания геологоразведочных работ в последние годы не обнаружено ни одного нового перспективного месторождения и не проводятся работы по подготовке открытых месторождений к эксплуатации. Наблюдается отток квалифицированных кадров из отрасли.

КАНАДА

Нефтегазпром

За 50 лет нефтегазпром превратился в самую доходную отрасль экономики страны. **Канада является 3 производителем природного газа (8% от мирового объема) и 11 – нефти (4% от мировой добычи).** Страна занимает лидирующее положение в экспорте передовых технологий и оборудования, транспорта и переработки нефти и газа.

Спрос стимулирует увеличение добычи природных углеводородов. Ежегодный прирост их добычи составляет 1-1,5%. Добыча нефти увеличилась с 98 млн.т. в 1990 до 107 млн.т. в 1998 г. Удельный вес нефти в общем объеме используемых энергоресурсов снижается. Основные запасы нефти (81%) находятся в пров. Альберта и 13% в Саскачеване. Остальная часть нефти добывается в прибрежных нефтеносных песках и шельфах.

Добычей нефти занимаются 500 компаний, 5 из которых («Амоко-Канада-Петролеум», «Синкрид-Канада-Петролеум», «Пан-Канадиан-Петроле-

ум», «Мобил-Ойл-Канада» и «Империал Ойл») добывают 40% нефти. Все филиалы инофирм зарегистрированы как канадские предприятия.

Ежедневно в вост. пров. (Ньюфаундленд, Новая Шотландия, Остров Принца Эдварда и Квебек) импортируется суммарно 80 тыс. куб. м. легкой нефти. Примерно такое же количество тяжелой нефти экспортируется в США.

Импортная нефть доставляется танкерами на НПЗ в вост. провинциях страны, а также в порт Портленд (США), откуда она по трубопроводу перегоняется в Монреаль. **Различные отрезки трубопроводов являются собственностью частных компаний.** Проложены они по земле, взятой в аренду у фермеров, нац. ж/д компании и у провинциальных правительств. **Тарифы за транспортировку по трубопроводам устанавливает и контролирует фед. правительство.** Установленные невысокие тарифы на транспортировку нефти не могут быть сразу повышены, так как заводы, расположенные, как правило, в портах, могут сразу же переключиться на закупку импортной нефти.

Гос. регулирование цен на нефть и газ отменено в 1985 г. **Регулирование собственности на землю, ее использование, налогообложение недвижимости находится в ведении провинциальных правительств.** Более 80% нефтяных скважин расположено на провинциальных землях, остальная часть – на территории фед. парков, на владениях фермеров и нац. ж/д. За право вести разведку и добычу нефти владельцы земель взимают роялти с нефтегазовых компаний.

Правительства провинций осуществляют гибкую политику в этой сфере и стимулируют развитие нефтегазпрома. На период разведки и освоения арендная плата составляет символическую величину. После налаживания добычи роялти взимается в 14-22% от средней цены нефти на мировом рынке, с вычетом транспортных расходов (ежегодные поступления в фед. бюджет в форме роялти составляют 4-5 млрд. кан. долл.).

Дешевая танкерная доставка и высокое качество импортной нефти оказывают сильное влияние на цену канадской тяжелой нефти. Независимо от уровня мировых цен на легкую нефть, внутр. канадские цены на среднетяжелую нефть (24,8° API, с содержанием серы 2,46%) ниже на 34-40%.

По данным Канадского агентства по мониторингу нефтепрома, **доходность добычи нефти, природного сжиженного газа** очень низка. За 5-летний период (1988-92 гг.) средняя окупаемость инвестиций в этой сфере составила 1,9%. (Для сравнения: окупаемость инвестиций в других отраслях промышленности за 1988-92 гг. составила 6,5%.) При уровне мировых цен 125-130 долл. США за куб.м. средней нефти нефтяные компании имеют рентабельность в пределах 3-4%, которая достаточна, чтобы стимулировать инвестиции в производство нефти.

Установленные запасы природного газа составляют 1,9 тыс. куб. км. (на 1996 г.). Предполагаемый потенциал неразведанных месторождений в зап. областях страны оценивается в 7,7 тыс. куб. км. Обнаруженные запасы сырой нефти составляют 8,7 млрд. барр., причем максимальные предположения о залежах лишь в пров. Альберта достигают 30 млрд. барр.

Производство нефтепродуктов. До 1993 г. действовало 25 НПЗ. С целью снижения себестоимо-

сти производства нефтепродуктов частные компании пошли на сокращение числа заводов и повышение загрузки оставшихся 20 заводов. Ежедневно на нефтепродукты перерабатывается 284 тыс. куб. м. нефти.

Большая часть НПЗ принадлежит «Империал-Ойл», «Петро-Канада» (в которой доля фед. правительства 15%), «Шелл», «Ультрамар-Канада», «Хаски-Ойл» и «Паркленд-Индастриз». Другая часть принадлежит частным провинциальным компаниям, в том числе потребкооперативам (2 завода). Производят: бензин с октановыми числами 87, 91 и 95, дизтопливо, моторные масла, смазки, битумные смолы и парафин.

С 1990 г. **запрещено применение свинца для повышения октанового числа бензина, с 1995 г. введен запрет на использование ММТ (марганец-метилтолинол) для тех же целей.** Разрешено применять различные окислители (метилловый, этиловый спирты, метил-тарtrat-бутиловый эфир), а также ароматические вещества (бензол, толуол, ксилол). **Смесь бензина (90%) и этилового спирта (10%), называемая «газохол»,** считается более приемлемой с экологической точки зрения. В пров. Онтарио с 1999 г. строится завод по переработке 2 млн. т. кукурузы на тех. этиловый спирт и комбикорма. Спирт будет использоваться как составная часть «газохола» и для разбавления дизтоплива.

Конкуренция между НПЗ за привлечение 17 млн. потребителей ГСМ ведется посредством предложения им продукции лучшего качества и гибкой ценовой политики.

16 тыс. заправочных станций принадлежит 35 крупным интегральным компаниям и сотням мелких независимых владельцев. Интегральные компании, как правило, являются дочерними предприятиями нефтедобычи и НПЗ.

Структура стоимости бензина. Основными составляющими стоимости бензина являются: стоимость нефти – 30,7%, фед. и провинциальный налоги – соответственно 24,8 и 26,7, затраты на производство и доходы НПЗ – 12,7, расходы заправочных станций и их доходы – 5,1%.

Доля нефти в стоимости бензина по провинциям изменяется мало, а в абсолютных величинах колеблется от 16 до 17,1 кан. цента на литр бензина. Для северных районов доля фед. налога меньше, чем для других провинций.

Конкуренция НПЗ и заправочных станций за их место на едином бензиновом рынке свела их долю в цене бензина до минимума. Обилие бензина на внутр. рынке заставляет заправочные станции применять различные способы привлечения клиентов: продажа в кредит, оказание премиальных услуг, вплоть до продажи бензина в зимнее время по цене ниже реальной стоимости. Временный убыток компаний возмещается за счет продажи больших объемов бензина в летнее время. Покупатель ГСМ очень чувствителен к изменению цены даже на полцента и потому легко перемещается к заправочным станциям с меньшей ценой. **Чистый доход заправочных станций от продажи каждого литра бензина составляет 0,6-0,9 кан. цента.**

Увеличение стоимости бензина с 1986 по 1995 г. почти в 2 раза произошло только вследствие повышения фед. и провинциального налогов. В 1985 г. эти налоги составляли соответственно 5,4 и 7,7 кан. цента на литр бензина, а в 1995 г. – 13,6 и 13,1

цента. В 1980-98 гг. стоимость бензина снизилась, а доля госналогов в цене увеличилась с 26 до 53,5%. Основной доход от добычи, переработки нефти и производства ГСМ достается государству.

Аналогичная ситуация наблюдается и в других странах. Если в Канаде и США стоимость бензина, включающая все расходы и доходы по всей цепи от добычи нефти до продажи бензина потребителям, соответственно составляла в 1995 г. 26 и 27 кан. центов, то в странах-импортерах нефти стоимость бензина до налогов была в пределах 29-38 кан. центов (Испания – 38, Англия – 32, Италия – 35, Германия – 32, Франция – 29 центов за литр бензина). После добавления всех налогов цена бензина составляла (центов за литр): в Канаде – 54 (+ 107%), США – 41 (+52%), Испании – 124 (+ 226%), Англии – 134 (+318%), Италии – 151 (+ 331%), Германии – 152 (+ 375%), Франции – 168 (+ 479%).

Мониторинг и регулирование рынка нефтепродуктов. Ни наличие большого числа конкурентов на рынке нефти (и еще большего их числа на рынке ГСМ), ни устоявшиеся традиции и нормы конкурентной борьбы на них не дали повода фед. и провинциальным властям для самоустранения от регулирования рыночных взаимоотношений нефтекомпаний, НПЗ и заправок установило рамки и правила игры на рынке нефтепродуктов, создало механизмы регулирования деятельности всех структур в этой сфере.

О том, насколько важны для государства производство и рынок нефтепродуктов, говорит факт вовлечения в мониторинг и регулирование рынка нефти и ГСМ 7 министерств и госкорпорации Canada Energy Board. Таковыми министерствами являются: минприродных ресурсов (задачи: забота о полном удовлетворении потребности страны в нефти и ГСМ, стимулирование добычи нефти, регулирование экспорта, импорта и межпровинциальной торговли нефтью и нефтепродуктами); минохраны природы (соблюдение законодательства по добыче, транспорту, переработке и торговле нефтепродуктами); минпром (определение ценовой политики, защита и баланс интересов розничной сети и потребителей ГСМ); минтранспорта (соблюдение законодательства по транспорту нефти, регулирование тарифов и квот на перекачку нефти, правила перевозок ГСМ); минфин (уровни тарифов, пошлин, роялти, налогов, оппонирование позиции минпрома); минстат (сбор и анализ статинформации по всем секторам производства и рынка нефтепродуктов); минсельхоз (мониторинг цен на ГСМ в сфере с/х производства, субсидирование этих потребностей фермерам, рыбакам; **индейским общинам налоговый департамент возвращает 15% стоимости ГСМ** по их декларациям, но не более 600 кан.долл. на индивидуальное хозяйство работающего члена общины. Расчет ведется с учетом средних цен на ГСМ в районе).

Каждый участник мониторинга предоставляет свою информацию и выводы в минфин и Управление по энергии. Анализ общей ситуации в сфере производства и рынка нефтепродуктов, острых проблем в этих сферах поручается признанным экспертам и Канадскому ин-ту нефтепродуктов. Доклады экспертов и ин-та доступны общественности через специализированные издания и через Интернет.

На основе согласованной и проанализированной информации Управление по энергии, минфин и правительство принимают административные решения, а парламент страны корректирует законодательство.

Государство приватизировало госпредприятия, уступив место индивидуальным и акционерным частным предпринимателям. Имеется только одна интегральная нефтеперерабатывающая и торгующая нефтепродуктами компания, в которой 15% акций принадлежит государству.

При минпроме создано Бюро по политике конкуренции (Bureau of Competition Policy), которое рассматривает жалобы по недозволенным приемам конкуренции, качеству продукции, ценовой дискриминации, необоснованному повышению цен, качеству обслуживания. Обоснованные претензии конкурентов друг к другу или претензии потребителей рассматриваются в муниципальных комитетах по конкуренции в торговле и ценовой политике. Результатом рассмотрений жалоб является отзыв лицензий на право деятельности на территории муниципалитета и/или приговор суда о наложении штрафов в пользу пострадавшего конкурента, покупателя или в пользу муниципалитета.

Провинциальные правительства имеют широкие полномочия на своих территориях по лицензированию производства и продажи ГСМ, определению правил торговли, природоохранным требованиям, налоговой политике. До 1991 г. в провинциях имелись специальные комитеты по регулированию рынка ГСМ, включая и установление цен. В настоящее время такой комитет сохранил только в пров. О-в принца Эдварда. Этот комитет проводит открытые слушания по вопросам рынка нефтепродуктов, устанавливает потолок оптовых и розничных цен. В других провинциях комитеты преобразованы в наблюдательные советы, отслеживающие ситуацию на рынках, а решения для корректировки ситуации принимаются фед. бюро по политике конкуренции и проблемам рынков.

Муниципальные и районные власти не имеют полномочий по регулированию уровня цен, но могут влиять на снабжение территории нефтепродуктами. Для этого они используют свое право определять место расположения заправок станций, порядок их работы, устанавливают требования по безопасности, спецификации оборудования, а также уровень местных налогов.

Госуправлением по стандартам установлены стандарты качества ГСМ, но в стране нет закона, предписывающего обязательное их соблюдение. Предполагается добровольное их признание и соблюдение. Однако в 5 пров. (Альберта, Онтарио, Квебек, О-в принца Эдварда, Новая Шотландия) законодат. собрания приняли законы, обязывающие компании производить и продавать продукцию соответствующего качества.

КИРГИЗИЯ

Наличие нефти и газа. Народное хозяйство Киргизии испытывает острую нехватку газонефтепродуктов. На территории страны природный газ и нефтепродукты извлекаются в ограниченном количестве. Объектом промысла «Кыргызнефть» являются мезокайнозойские отложения киргизской части Ферганской впадины. Основным гео-

логическим объектом, подлежащим прогнозированию на пром. газонефтяные месторождения, являются палеозойские отложения межгорных впадин Сев. (Чуйская, Иссык-Кульская, Таласская), Среднего (Нарынская, Атбашинская, Чаткальская) и Юж. (Аксайская, Нанайская, Ферганская, Алайская впадины) Тянь-Шаня.

Недавно канадская геологоразведочная фирма «Кадима петролиум» обнаружила нефть в Чон-Алайской долине Ошской обл. и пробурила три скважины на нефть в окрестностях г. Майли-Суу Джалал-Абадской обл. Одна из этих скважин может полностью покрыть потребности республики в нефти на 20 лет. Для разработки этого месторождения планируется привлечь инвесторов из Израиля. Наличие чон-алайской нефти также подтверждено практически в трех скважинах. 10 млн.т. нефти имеется в палеозойских отложениях в Ат-Башинском р-не Нарынской обл., под надвигами Памирской дуги остались мезозойские морские нефтеносные отложения, из которых нефть на западе качают таджики, а на востоке — китайцы.

Степень разведанности ресурсов на нефть и газ в КР крайне низкая (территории межгорных впадин практически не разведаны). Состояние изученности палеозойских отложений нефти и газа таково: буровыми скважинами их газонефтеносность не проверена, геологами-нефтяниками и геологами-литологами не проведены научно-исследовательские работы по газонефтепрогнозной оценке палеозойских толщ. Месторождения являются полным аналогом крупных газонефтеносных месторождений Татарстана (Ромашинское) и Башкортостана (Арлакское и Туймазинское), а по внешнему морфогенетическому строению Ферганская долина идентична впадинам Кувейтского залива (узбекские геологи обнаружили нефть в Ферганской долине на глубине 4500 м.).

Киргизские специалисты считают, что анализ фактического геологического материала, собранного за последние 25-30 лет, дает возможность заявить о наличии нефти и газа в Киргизии. По их оценкам, в недрах страны находится 800-850 млн.т. нефти и 9,5 млрд. куб. м. газа, обнаружено 9 перспективных впадин месторождений нефти и газа. Ориентировочная стоимостная оценка запасов только по нефти составляет 16 млрд.долл. Предполагается ежегодно добывать от 7 до 10 млн.т. нефти и 0,55 млрд.куб.м. газа. В этом случае прогнозируемый общий доход составил бы 196 млн.долл. в год. Общие затраты на геолого-поисковые работы составят 0,5 млрд.долл. Объем инвестиций начального этапа оценивается в 500 млн.долл., в т.ч. первый необходимый транш на поиск нефти и газа — 200 млн.долл. Предполагается возможность получения от правительства права концессии на территории и выплаты полагающихся тарифов по концессии после получения положительных результатов по поиску нефти и газа. На освоение месторождений нефти правительство КР выделило 1 млн.долл. Заинтересованность в совместном участии в поиске и разработке нефтяных и газовых месторождений проявили компании из Германии, Турции, Италии, Израиля.

Страны Зап. Европы проявляют интерес к Таримскому месторождению (КНР) с подтвержденными огромными запасами нефти и газа. В связи с этим в Киргизии вынашивается идея реализации

крупного проекта по поиску и освоению месторождений нефти и газа, включая строительство газо-нефтепровода от киргизско-китайской границы до Оренбургской обл., для последующей транспортировки в европейские страны.

Ассоциация нефтегазопромышленников Кыргызстана предлагает создать рос.-киргизское СП для поиска нефти и газа в Киргизии с привлечением иноинвестиций, провести наземные геолого-поисковые работы на нефть и газ в соответствии со значимостью впадин с использованием методов геофиз. исследования, аэрофотосъемки, поисково-разведочные работы, оценку перспектив газонефтеносных скважин и конкретных площадей на нефть. Стратегической целью проекта является развитие трубопроводного транспорта в Киргизии для выхода местной нефти и местного газа на межд. рынок, а также транспортировки китайской нефти в Европу.

КИТАЙ

Аннотированный перевод статьи «Нефтяная промышленность. Планы на 10 пятилетку» (газета «Чжунго шию» от 06 июля 2001г.). Нефть. Добыча нефти в К. выросла со 121 тыс.т. в 1949г. до 160 млн.т. в 2000г., (5 место в мире); добыча природного газа в 2000г. составила 27,7 млрд. куб.м. (15 место в мире). На конец 1999г. протяженность построенных нефтепроводов составила 11300 км., газопроводов 11800 км. В целом сформирована сеть нефтепроводов на Сев.-востоке, Севере и Востоке страны, и сеть газопроводов на Севере К. и в р-не Чуаньюй (пров.Сычуань).

Потребление нефти выросло с 3,8% в 1949г. до 19,8% в 1998г.; природного газа — с 0,02% в 1953г. до 2,1% в 1998г. Для пром. и бытовых нужд г.г.Пекин, Тяньцзин, Чунцин, Чэнду в качестве экологически чистого горючего материала используют природный газ. Начато использование автомобилей с двигателями на природном газе, что в известной степени улучшило состояние атмосферы. В связи с непрерывным ускорением преобразований в структуре промышленности и повышением гос. требований по охране окружающей среды, добыча угля в К. в 1999г. сократилась по сравнению с 1998г. на 16,4%, и увеличилась доля нефти и газа в энергетическом балансе страны. Предполагается, что в 2000г. потребление нефти и природного газа составит 25% и 3% соответственно.

По последним китайским оценкам общие геологические запасы нефти в К. составляют 94 млрд.т., из них извлекаемых — 14 млрд.т. На конец 1999г. было разведано и подтверждено 20,56 млрд.т. геологических запасов нефти, из них извлекаемых — 5,93 млрд.т., остаточные извлекаемые запасы составили 8,07 млрд.т. В целом, К. начал входить в этап стабильного прироста запасов нефти: в течение 7 и 8 пятилеток ежегодный прирост составил 0,5 млрд.т.

В течение последних 5 лет, начиная с прорывного 1996г., когда ежегодная добыча сырой нефти превысила 150 млн.т., объем добычи непрерывно поддерживался на уровне свыше 160 млн.т. ежегодно.

Природный газ. Общие геологические запасы природного газа в К. оцениваются в 38 трлн. куб.м.. По предварит. расчетам 10,5 трлн. куб.м. относятся к извлекаемым. Совокупные разведан-

ные геологические запасы природного газа составляют 2,3 трлн. куб.м., разведанные извлекаемые — 1,48 трлн. куб.м.. Доля разведанных извлекаемых запасов составляет лишь 14% (от 10,5 трлн. куб.м.). Таким образом, работы по разведке природного газа в К. по-прежнему находятся на начальном этапе.

В К. сравнительно богатые запасы метана. На глубине до 2000 м. они составляют 30-35 трлн. куб.м. Однако в масштабах страны разведка метана также находится на начальном этапе.

В период 8 пятилетки разведанные запасы природного газа увеличились на 700,5 млрд. куб.м., в годы 9 пятилетки — на 1 трлн. куб.м.. В начале нынешнего столетия будут поддерживаться высокие темпы обнаружения новых запасов.

В 1982-2000гг. «Китайская шельфовая нефтяная компания» заключила с 70 компаниями из 18 стран мира 140 контрактов на разведку и разработку нефтяных залежей континентального шельфа с привлечением прямых капвложений в 6,45 млрд.долл. В результате совместных буровых разведочных работ было обнаружено 19 нефтегазовых месторождений и 62 нефтегазоносных структуры, разведано 870 млн.т. геологических запасов нефти и 130,2 млрд. куб.м. природного газа.

На конец 1999г. К. открыл для иноинвесторов 167 нефтеносных участков на суше, подписал 52 контракта, привлек инокапиталы на 1,1 млрд.долл. Открытие инокапиталу нефтеносных участков на материковой части страны способствовало эффективной разработке сложных пластов на нефтяных месторождениях Дацина, Шэнли, Ляохэ, Чжуньюаня.

В ходе 9 пятилетки было подписано 7 договоров о разделе продукции при освоении месторождений метана, что привлекло в К. порядка 100 млн. долл. иностр. капвложений и способствовало повышению уровня технологий оценки запасов метана.

Несмотря на постоянное расширение разведочных работ, в целом по стране наблюдается тенденция к уменьшению потенциала обнаруженных нефтяных месторождений, росту числа месторождений с низкой фильтрацией и густой нефтью. В К. имеется 2,38 млрд.т. остаточных извлекаемых запасов нефти, причем соотношение между разведанными и извлекаемыми запасами составляет 1,48; это же соотношение в разрабатываемых запасах новых нефтеносных р-нов составляет лишь 1,09. Не произошло кардинального улучшения ситуации по сравнению с 8 пятилеткой. В этой связи стабильная добыча приближается к своей критической черте, прирост крайне затруднен.

Уровень добычи нефти и содержание в ней воды на старых месторождениях приблизились к максимуму, растут издержки и себестоимость. Резервы повышения и стабилизации добычи отсутствуют.

По потреблению энергоресурсов К. занимает второе место в мире. В структуре потребления энергоресурсов в 1998г. сырая нефть занимала 19,8%. На протяжении последних 10 лет эконом. рост в К. составил в среднем 9,7% ежегодно, при этом рост потребления сырой нефти держался на уровне 5,77%, а рост внутр. поставок за этот же период составил лишь 1,67%. Все это привело к тому, что с 1993г. К. стал нетто-импортером нефти. Импорт нефти ежегодно возрастал — особенно в годы

9 пятилетки, когда чистый импорт нефти возрос с 13,485 млн.т. в 1996г. до 28,58 млн.т. в 1999г. и 60 млн.т. в 2000г.

В ближайшие 15 лет в К. запланирован эконом. рост порядка 7% в год, а рост спроса на сырую нефть приблизительно 4% в год. В тот же период рост добычи сырой нефти внутри страны составит приблизительно 2%. Предполагается, что в 2005г. потребности в сырой нефти составят 245 млн.т.

Доля природного газа в структуре потребления энергоресурсов в К. гораздо ниже общемирового (24%) и азиатского показателей (8,8%). Внутр. рынок природного газа имеет довольно большой потенциал развития – быстро растут потребности в природном газе в сфере производства электроэнергии, в промышленности, а также для бытовых нужд. Потребности в природном газе в 2000г. составили 26 млрд. куб.м., в 2005г. эта цифра может подняться до 60-70 млрд. куб.м. Доля природного газа в структуре энергопотребления постепенно увеличится до 5%.

Ресурсная база природного газа в К. состоит из шести основных газовых пластов (Сычуань, Ордос, Тарим, Цайдам, Ин-Цюн, Дунхай) и трех крупных месторождений газового конденсата (Бохайский залив, Сунляо, Чжунгарская впадина).

Граничащие с К. Россия, Узбекистан, Туркменистан, Казахстан обладают богатыми запасами природного газа – 32,7% от общемировых, а остаточные извлекаемые запасы там составляют 5451 трлн. куб.м.. Этим странам необходимы новые рынки. К. уже много лет ведет с вышеуказанными странами ТЭО проектов импорта природного газа.

Расширение рынка природного газа в К. затруднено из-за неспособности большинства потребителей платить за него высокую цену, которая складывается в основном из стоимости добычи и стоимости транспортировки (главную роль играет географический фактор). Природный газ преимущественно (на 87%) используется в химпроме, освоении нефтяных и газовых месторождений и для выработки электроэнергии, в т.ч. 38,3% приходится на производство хим. удобрений. Цена газа для производства хим. удобрений оказывается выше цены газа, используемого в качестве топлива в промышленности. Наиболее высока цена газа, который используется в бытовых нуждах (11% в структуре потребления газа). Сейчас в К. очень мало городов, использующих газораспределит. сети. Строительство таких сетей требует крупных капиталовложений, что также отражается на цене газа и влияет на расширение его рынка.

Все большая глобализация экономики и крупномасштабные реорганизации нефтепрома являются серьезным вызовом для китайских нефтяных компаний. С 90гг. латиноам., восточноевропейские, азиатско-тихоокеанские страны и республики б.СССР осуществили реформы по приватизации нефтепрома, издали ряд новых нефтяных законов, начали политику по активному привлечению инокапитала и созданию СП, осуществлению разведки и разработки нефтегазовых ресурсов. Это дало ключ к получению К. доступа на межд. рынок нефтегазовых ресурсов. Вступление в ВТО и глобализация экономики благоприятно влияют на развитие нефтепрома К. Одновременно растет внутр. и внешняя конкуренция.

Серьезной проблемой для К. являются резкие колебания цен на нефть на мировом рынке. В

предстоящие 15 лет соотношение спроса и предложения на мировом рынке нефти будет выгодным для К. с точки зрения освоения последним этого рынка. В последние несколько лет темпы добычи нефти в мире были на уровне приблизительно 1,4%. В 1998г. количество добытой сырой нефти составило 3,52 млрд.т. Темпы возрастания потребления нефти составили приблизительно 1,2% (в 1998г. – 3,4 млрд.т.). Предложение несколько превышало спрос. Предполагается, что в ближайшие несколько лет или в течение более продолжит. отрезка времени темпы роста потребления нефти в мире составят 1,8% ежегодно при темпах увеличения добычи – 1 7%. Приблизительно к 2015г. ежегодная добыча нефти достигнет 4,5 млрд.т.

Цели развития на 10 пятилетку.

1. Разведка нефтегазовых запасов. Подтвердить геологические запасы нефти в 3,8 млрд.т., в т.ч. извлекаемых – 850 млн.т.; подтвердить геологические запасы природного газа в 1,2-1,4 трлн. куб.м., извлекаемых – 700-800 млрд. куб.м.; разведать 100 млрд. куб.м. геологических запасов метана, пригодных для разработки.

2. Добыча нефти и газа. Довести к 2005г. добычу сырой нефти до 170 и более млн.т., природного газа (включая метан) – более 50 млрд. куб.м., импортировать до 15-25 млн.т. нефти.

3. Строительство ключевых объектов. Построить газо- и нефтепроводы общей протяженностью 14,5 тыс. км. гос. хранилища сырой нефти объемом 8 млн. куб.м., подземные хранилища газа объемом 1,14 млрд. куб.м..

4. В течение 5 лет увеличить долю нефти и газа в энергетическом балансе на 3%.

5. Увеличить на 2% эффективность нефтегазовых разведочных скважин. Увеличить эффективность добычи сырой нефти на 1%. Сократить на треть период бурения скважин. Снизить себестоимость сырой нефти и природного газа на 15-20%.

Разведка и разработка нефтегазовых месторождений за рубежом должна основываться на принципах «снижения и распределения рисков, обеспечения безопасности инвестиций и получения максим. отдачи». Необходимо определить способы разведки и разработки, а также расширить намеченные стратегические регионы. В 10 пятилетке берутся за основу следующие три крупных стратегических региона: Ср. Азия-Россия, Бл. Восток - Сев. Африка и Лат. Америка. Основное внимание будет уделяться дальнейшему расширению разведки и освоения месторождений нефти и газа в России, Казахстане, Туркменистане, Иране, Ираке, Судане, Венесуэле и Индонезии, увеличению доли К. в добыче и запасах; созданию нескольких стабильных производств. баз; строительству трансграничного нефтепровода Иркутск-Маньчжоули-Дацин. Также необходимо осуществлять диверсификацию импорта сырой нефти.

Газ

О газовом проекте на юге КНР. 19 марта 2001г. были подведены итоги проведенного Пекином тендера с целью выбора стратегического иностр. партнера для реализации в пров. Гуандун первого китайского проекта по строительству терминала сжиженного природного газа (СПГ). Участие в этом проекте рассматривается как важнейшее условие успешного проникновения на открывающийся китайский газовый рынок. В этой связи

между иностр. (включая гонконгские) компаниями была развернута жесткая конкурентная борьба за право приобретения 30% пакета акций (на 200 млн. долл.) данного проекта, выделенных для стратегического зарубежного инвестора.

Победу в тендере, в котором принимали участие 40 крупных корпораций (Exxon Mobil, Shell, Total, Gas de France, Itochu, Hong Kong Electric Holdings, China Light and Power и др.), одержала группа BP Amoco. По мнению гонконгских экспертов, итоги тендера свидетельствуют о том, что BP Amoco, которая уже владеет 20% обращающихся на мировых фондовых рынках акций (на общую сумму 1 млрд. долл.) основных китайских энергетических предприятий – «Китайской нефтегазовой корпорации» и «Синопека», путем участия в южнокитайском проекте СПГ становится долгосрочным стратегическим партнером третьей крупнейшей энергетической компании КНР – China National Offshore Oil Corporation (CNOOC), являющейся лидером создаваемого консорциума, и таким образом еще более консолидирует свои позиции в качестве основного зарубежного партнера Пекина в нефтегазовой области.

В сформированном консорциуме китайской стороне принадлежит 64% акций (33% – CNOOC, 31% – распределен между гос. энергетическими компаниями провин. Гуандун), 30% – BP Amoco, 6% – гонконгским инвесторам (Hong Kong Electric и Hong Kong and China Gas). ТЭО проекта планируется завершить к середине 2002г. После его одобрения Госсоветом КНР будет создано СП с тем, чтобы в конце 2002г. приступить к строительству терминала СПГ в Шэньчжэне. Пропускная способность терминала после окончания его строительства в 2005г. и ввода в эксплуатацию газопровода протяженностью около 500 км. составит на первом этапе осуществления проекта 3 млн.т. СПГ в год, которые будут поставляться как из-за рубежа, так и с газовых месторождений на шельфе Южно-Китайского моря. В рамках программы предполагается также строительство двух работающих на газе электростанций мощностью 4 мвт. (в г.г.Шэньчжэне и Хуэйчжоу), перевод на газовое топливо 4 угольных ТЭС (в г.г.Шэньчжэне и Фошане), создание сопутствующей инфраструктуры газопотребления (включая автозаправки) и подключение к системе подачи газа в Гонконг.

В ходе подготовки ТЭО проекта, в частности, планируется тщательно изучить вопрос необходимости доп. (с учетом имеющихся у BP Amoco и CNOOC возможностей по добыче природного газа в Австралии, Индонезии, Малайзии и на шельфе ЮКМ) источников гарантированных поставок СПГ на терминал в Шэньчжэне и провести соответствующий тендер среди иностр. энергетических корпораций. В этой связи местные эксперты обращают внимание на возможность организации поставок СПГ на юг КНР с ряда перспективных зарубежных газовых месторождений, включая рос. в р-не о-ва Сахалин.

Ресурсная база. Геологические ресурсы газа в КНР подразделяются на месторождения газовых пластов (303 единицы) и месторождения попутного газа (335 единиц). Разведанные запасы первого вида углеводородного сырья составляют 1,5 трл. куб.м., в т.ч. извлекаемые запасы – 910 млрд., остаточные извлекаемые запасы – 680 млрд. Разведанные запасы попутного газа равны 727,3

млрд.куб.м., из них извлекаемые – 261,2 млрд., остаточные извлекаемые – 106,7 млрд. **Совокупные разведанные запасы природного газа в КНР оцениваются в 2,2 трлн.куб.м.**, извлекаемые – 1,17 трл., остаточные извлекаемые – 794,4 млрд. куб.м.

68% всех разведанных в КНР запасов природного газа сосредоточено в Зап. К. (более 1,5 трл.куб.м.). Наиболее крупные месторождения расположены в р-не Тарима (СУАР), Ордосского плато (пров. Шэньси, Ганьсу, Нинся и АРВМ), пров. Сычуань и в Цайдаме (пров.Цинхай). Общие подтвержденные и прогнозируемые запасы газа в р-не Тарима оцениваются в 567,9 млрд.куб.м., в пров. Сычуань совокупный запас составляет 537,8 млрд.кубов, в Ордосском бассейне – 323,5 млрд.кубов, в Цайдаме – 130 млрд.кубов.

Перспективы дальнейшей разведки зап. региона – **очень хорошие**. В ближайшие 10 лет здесь могут быть обнаружены запасы газа объемом 3,45 трл.куб.м.

Большими ресурсами углеводородного сырья обладают **континентальные шельфы К.** Потенциальные запасы газа там оцениваются в 14 трлн. куб.м.

Разведка и добыча. При относительно больших ресурсах природного газа, К. существенно отстает по разведке и добыче. Разведано всего 6,9% всех потенциальных запасов, а **соотношение разведанных запасов и уровня добычи газа составляет 51:1 (в России –20:1).**

В 1999г. добыто 22,2 млрд.куб.м. газа, 50% этого количества дали четыре зап. месторождения (принадлежат КННК). Всего этой корпорацией добыто 16,2 млрд.куб.м. природного газа. Еще 4,39 млрд.куб.м. газа добыто Китайской шельфовой нефтяной компанией. Нефтехим. корпорация «Синопек» в 1999г. на принадлежащих ей нефтяных месторождениях Чжуньюань и Шэнли добыла 2 млрд. кубов попутного газа.

Перспектива роста газодобычи: в 2001г. страна выйдет на 30 млрд.куб.м., в 2010г. – 60 млрд., а в 2020г. – 100 млрд. Потребность КНР к 2020г. составит 158 млрд. Расчетный дефицит газа через 20 лет достигнет 58 млрд.куб.м.

Доля газа в энергобалансе страны крайне низка (2,2%). С точки зрения потребления, 43,5% всего добываемого в стране газа используется в нефтехимии и производстве удобрений, 25,9% расходуется в процессе газодобычи, 12,7% идет на производство электроэнергии, и лишь 10,9% – на бытовые нужды. В пересчете на душу населения потребление газа в К. составляет всего 16,2 куб.м. в год.

Однако уже в 2010г. прир. газ в структуре первичных энергоресурсов должен занять от 6% до 8%, а к 2020г. – 20%.

Среди основных проблем, затрудняющих развитие газовой отрасли, местные специалисты в первую очередь выделяют географическую разбросанность сырьевых ресурсов и преобладание мелких по масштабу месторождений (79% всех разведанных газовых пластов имеют мощность ниже 5 млрд. куб.м.). Большинство месторождений находятся на большом удалении от потенциальных рынков сбыта, обладают сложными условиями добычи. Как следствие, **себестоимость добычи газа в КНР существенно выше, чем в России или США** (по китайским данным, она колеблется от 7 до 14 центов за кубометр). При существующей

низкой покупательной способности рынка такие цены существенно сдерживают газопотребление. Например, в зап. регионах КНР за последние десятилетия было построено свыше 30 крупных промобъектов, работающих на прир. газе, переведены на использование сжиженного газа многие волости и районные центры. Тем не менее, **сегодня предложение газа здесь значительно превышает спрос**, в результате чего огромные количества сырья сжигаются впустую.

Для дальнейшего стимулирования добычи и использования газа центр. правительство выдвинуло курс на параллельный подъем нефтяной и газовой отраслей и усиленное развитие рынков газопотребления. Проекты по освоению и реконструкции газовых месторождений включены в список ключевых объектов будущей пятилетки. Разрабатываются меры по эконом. стимулированию газовой отрасли. **НДС на газ установлен в 13%**, что на 4 процентных пункта ниже уровня НДС на нефть. Внутри страны продолжается либерализация цен на газ, с тем чтобы подтолкнуть формирование потребрынка. Разрешено назначать более высокие цены на газ, который доставляется по вновь построенным газопроводам в экономически развитые регионы страны.

Ускоренными темпами ведется пропаганда доказавшего свою эффективность оборудования, работающего на газе, в т.ч. газовых электроэнергетических установок, автомобилей на сжиженном газе и т.п. К 2020г. парк автомобилей на сжиженном газе достигнет 1 млн.ед.

Газотранспортная инфраструктура. Протяженность газопроводов выросла с 6739 км в 1990г. до 9381 км в 1998г. (темпы роста 4% годовых). Все они, за исключением одного, построенного Китайской шельфовой нефтяной компанией, сооружены и управляются КННК.

Успешно завершено строительство газопровода из пров. Шэньси в Пекин с первоначальной пропускной способностью 1,32 млрд.куб.м. в год. Благодаря пуску в прошлом году газокompрессорной станции, поставки газа по газопроводу увеличились до 2 млрд.куб.м. А для обеспечения доп. поставок газа в пиковый отопительный сезон китайцы ударными темпами ведут строительство нового газопровода Тяньцзинь-Пекин. Он будет связан на строящееся под Тяньцзинем **первое в КНР подземное газохранилище**, подключаемое к давно уже освоенному Даганскому газовому месторождению.

В пров. Сычуань завершено сооружение газопроводного кольца, проходящего через адм. центр этой пров. г. Чунцин и связавшего между собой ряд р-нов Сычуани с узлами соседних пров. Юньнань и Гуйчжоу.

Вступил в стадию разработки ТЭО проект строительства магистрального газопровода из вост. части пров. Сычуань через Чунцин и далее в Ухань. Его общая протяженность составит 703 км, а пропускная способность — 2 млрд.куб.м. газа в год. Впервые участие в инвестировании строительства континентального газопровода в К. примет ам. компания, вкладывающая 45% общего объема капвложений. Расчетная себестоимость 1 км этого газопровода составляет 4,6 млн.юаней (570 тыс.долл.).

Начато сооружение **крупнейшего в К. магистрального газопровода «Запад-Восток»** из Синьцзя-

на (Тарим) в Шанхай. Его протяженность составит 4212 км, расчетные капвложения — 55,5 млрд.юаней (**6,6 млрд.долл.**). Трубопровод будет состоять из двух параллельных труб диаметром 1420 мм, расчетная пропускная способность каждой трубы — 12 млрд.кубов газа в год. Окончание строительства намечено на 2007г. По плану КННК, строительство будет вестись поэтапно с ежегодным наращиванием пропускной способности. К 2005г. совокупный объем пропускаемого газа составит 8 млрд.куб.м., к 2010г. — 25 млрд.куб.м., с гарантированным сроком поставок 30 лет. Для обеспечения необходимой ресурсной базы КННК практически завершила сооружение внутренней газораспределительной сети, связавшей месторождения Тарима, Цайдама, Ордосского бассейна и Сычуани. Она представляет собой 8 дальних газопроводов общей протяженностью 3200 км и пропускной способностью 5 млрд.куб.м.

О межд. кооперации и сотрудничестве. Китайские промышленники приступили к активной кооперации с зап. нефтегазовыми корпорациями, привлекая их к совместной разработке и эксплуатации континентальных и шельфовых газовых месторождений. Так, в сент. 1999г. КННК подписала контракт с китайским филиалом компании «Шелл» на разработку сев. участка Чанцинского месторождения (Ордоский нефтяной бассейн) площадью свыше 1580 кв. км. Объем разведанных запасов газа здесь составляет 85,5 млрд.куб.м.

Это первый в К. крупномасштабный проект совместной разработки месторождения, в котором иностранная получила права не только на разведку и добычу газа, но и на его реализацию. В недрах КННК ведется подготовка к подписанию еще одного подобного контракта с другой ам. компанией на совместную разработку газа на новом участке того же месторождения. Предложения по доразведке и освоению некоторых газовых месторождений сделаны китайцами и **российскому «Газпрому»**.

Перспективными проектами рос.-китайского сотрудничества являются **планы прокладки газопровода и поставки природного газа из Вост. Сибири** в Сев.-Вост. К. (Вост. проект) и **из Зап. Сибири** в Зап. К. (Зап. проект). Судя по имеющейся информации, в последнее время в Госплане КНР усилились настроения в пользу поддержки Зап. проекта, исходя из расчетов подключения рос. газовых источников к планируемому газопроводу «Запад-Восток».

Существенный толчок развитию рос.-китайского сотрудничества в топливно-энергетической сфере могло бы дать участие РАО «Газпром» в проектировании и сооружении в КНР подземных газохранилищ, заинтересованность в котором высказала недавно китайская сторона. Проявляют здесь интерес и к рос. оборудованию для автоматической сварки газопроводов.

На стадии подготовки к тендерным торгам находится проект по поставкам сжиженного природного газа (СПГ) в пров. Гуандун. Ответственная за реализацию этой программы Китайская шельфовая нефтекомпания начала поиск потенциальных поставщиков за рубежом, имея в виду макс. диверсификацию сырьевых источников. В числе претендентов — 10 крупных мировых производителей СПГ из Австралии, Малайзии и стран Бл. Востока. Есть шансы и у компании «Сахалин Энерджи»,

планирующей сооружение завода по сжижению прир. газа на юге о-ва. По своей эконом. составляющей, определяемой низкой расчетной себестоимостью производства и транспортировки, сахалинский СПГ обладает высокой конкурентоспособностью.

Нефтегазпром

Итоги 2000г. По своим эконом. показателям нефтегазовая отрасль заняла лидирующее положение в хоз. комплексе К. Реальная прибыль в отрасли составила 89,4 млрд. юаней. Общее производство нефти в стране составило 163 млн.т., что на 1,95% больше, чем в 1999г., производство газа — 27,7 млрд.куб.м. при росте 9,4% по сравнению с 1999г. Объемы переработки сырой нефти возросли до 210 млн.т. (увеличение по сравнению с 1999г. на 15,2%).

Основными компаниями, действующими на внутрикитайском нефтегазовом рынке, продолжали оставаться Китайская нац. нефтегазовая корпорация (КННК), Китайская нац. нефтехим. корпорация «Синопек» и Китайская корпорация по добыче нефти и газа на море (ККДНГМ).

КННК в 2000г. добыла 106 млн.т. нефти и 18,3 млрд.куб.м. природного газа, произвела 118 млн.т. бензина (больше показателей 1999г. на 270 тыс.т.). Корпорация «Синопек» добыла за 2000г. 37,2 млн.т. нефти (увеличение по сравнению с 1999г. на 7,4%) и 3,9 млрд.куб.м. газа (увеличение на 76,3%). На долю ККДНГМ в 2000г. пришлось 20 млн.т. нефти.

В области геолого-разведочных работ КННК за 2000г. добилась приращения разведанных нефтяных запасов на 430 млн.т. и газовых — на 410,9 млрд.куб.м. (соответствующее увеличение по сравнению с 1999г. на 7,5% и 347%). 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. Такие успехи газовиков КННК связаны с активными разведочными работами, проводившимися в рамках прорабатываемого проекта строительства первой протяженной транскитайской магистрали СУАР-Шанхай, а также в Цайдамском, Сычуаньском и Ордосском бассейнах.

Корпорация «Синопек» в 2000г. увеличила свои подтвержденные нефтяные запасы на 53,6 млн.т. и газовые — на 73 млрд.куб.м.

При добыче нефти в 2000г. в 163 млн.т. спрос на эту продукцию был в объеме 230 млн.т. Разрыв между спросом и предложением на нефть на внутреннем рынке был компенсирован за счет **увеличения импорта сырой нефти, объем ввоза которой за 2000г. составил 70,27 млн.т.** на 14,9 млрд.долл.; рост обоих показателей соответственно составил 91,9% и 220%. При этом импорт горюче-смазочных материалов в 2000г. составил 14 млн.т. и сократился по сравнению с 1999г. на 3,7 млн.т.

В целях обеспечения сбалансированности производства и продаж на внутреннем рынке, в К. предложена практика гос. закупок и складирования (гос. стратегических резервов). Гос. закупки и складирование будут осуществляться при снижении мировых цен на нефть, с закрытием при этом скважин с высокой себестоимостью производства

внутри страны. Это позволит обеспечить эффективную сохранность не воспроизводимых нефтяных ресурсов внутри страны, так как при подобном подходе разработки скважин будут возобновляться только при высоком уровне мировых цен на нефть. Компенсационные выплаты работникам, не занятым в период закрытия скважин, будут осуществляться за счет выручки от разницы в ценах.

Однако процесс формирования системы гос. резервов потребует значительного времени и средств. Имеющаяся у крупнейших китайских нефтяных компаний система хранилищ обеспечивает резервы для бесперебойного снабжения только на 20 суток. Система же создания гос. резервов должна быть рассчитана на 60 суток. Тем самым при создании подобной системы потребуется построить новую сеть нефтехранилищ. Так, резервуаров средней емкости стоимостью 250 тыс.долл. каждый потребуется построить почти 1500. Из расчета спроса нефти к 2010г. в объеме 300 млн.т. потребуется построить также 10 крупных резервуаров емкостью по 5 млн.т. каждый, стоимость каждого такого резервуара оценивается в 1 млн.долл. Тем самым **для формирования системы гос. стратегических резервов нефти К. потребуется не менее 10 лет.**

В 2000г. в КНР 11 раз осуществлялось упорядочение внутренних цен на нефтепродукты. Так, цена на бензин номер 90 с 2937 юаней (или 355 долл.) за т. в фев. увеличилась до 4160 юаней (или 503 долл.) в окт. и снижена до 3730 юаней (или 451 долл.) в дек. 2000г.; цена на диз. топливо с 2529 юаней (или 305 долл.) за т. в фев. была повышена до 3934 юаней (или 475 долл.) в окт. и снижена до 3504 юаней (или 423 долл.) в дек. 2000г.

Планируется реализовать ряд мер по **повышению доли потребления природного газа в структуре энергоснабжения с 2% до 5%**. При прогнозных запасах природного газа на территории страны в объеме 3,8 трлн.куб.м., из которых 1 трлн.куб.м. возможно вовлечь в разработки, на начало 2001г. разведаны и подтверждены запасы в 155 млрд.куб.м. В конце 2000г. КННК объявила об открытии во Внутр. Монголии крупнейшего месторождения газа в К. «Сулигэ» с запасом газа в 500 млрд.куб.м. С учетом залегания, месторождение позволяет ежедневно добывать 1,2 млрд.куб.м. газа. Специалисты считают, что общие запасы газа по месторождению могут составить 700 млрд.куб.м.

В длит. перспективе импорт нефти будет сохраняться, и уже в 2001г. вновь превысит уровень 2000г. Импорт нефтепродукции составит 15 млн.т. (или 7 млн.т., с учетом экспорта из К.).

Последствия вступления КНР в ВТО. Соглашение между Пекином и Вашингтоном по вопросу об условиях присоединения КНР к ВТО, предусматривает поэтапное снижение К. импортных тарифов на нефть, нефтепродукты и удобрения, ликвидацию нетарифных ограничений и открытие для инокомпаний рынков оптовой и розничной торговли.

Снижение импортных тарифов должно коснуться 2/3 всей номенклатуры полуфабрикатов и готовой продукции нефти и нефтехимии (новый тариф для полуфабрикатов составит 5,5%, для части готовой продукции — 6,5%). При этом на некоторые ключевые виды готовой продукции тарифы

будут сохранены в нынешнем виде вплоть до 2008г. Импортный тариф на сырье к 2005г. должен быть снижен до 2%.

С точки зрения сроков ликвидации квотирования, на готовую нефтепродукцию, включая автотопливо, квоты будут отменены в 2004г., мочевины — в 2000г., полиэстерин — в 2001г., полиакрилонитрил и терилен — в 2000 и 2001г., натур. каучук — в 2004г., цианистый натрий — в 2002г., целлюлозу (диацетонкислую) — в 2001г.

Открытие для инбизнеса внутреннего рынка с предоставлением зарубежным компаниям права заниматься оптовой и розничной торговлей должно состояться в следующие сроки: **оптовая торговля сырой нефтью будет разрешена к 2005г.; розничная торговля нефтепродуктами — к 2003г., а оптовая — к 2005г.**; оптовая и розничная торговля удобрениями — к 2005 г; оптовая и розничная торговля ядохимикатами и пленками для парников — к 2003г.

Наиболее принципиальным достижением китайцев в переговорах с американцами стало закрепление в соглашении пункта о сохранении госмонополии (в виде режима специпортеров) на ввоз в страну сырой нефти, нефтепродуктов и удобрений. Объявлено, что эксклюзивным правом на закупки нефти и нефтепродуктов за рубежом будут обладать, как и сейчас, три ведущие отраслевые корпорации — КННК, «Синопек» и Китайская нефтяная шельфовая компания. Удобрения будут закупаться через «Синохим».

Благодаря сохранению госмонополии на импорт, считают в Пекине, К. сможет удерживать цены на внутреннем рынке на приемлемом уровне и не допустить их резкого «обвала» (**сегодня китайские цены на 6 основных видов нефтепродуктов и большинство видов удобрений выше мировых**). Контроль над ценами позволит государству поддерживать на плаву предприятия нефтедобычи и нефтехимии, которые сегодня еще не готовы к серьезной конкуренции с ведущими мировыми производителями.

Однако большинство экспертов, анализируя возможные последствия уступок американцам в нефтяной и нефтехим. отрасли, сходятся в том, что плюсы и минусы курса на вхождение в мировой рынок для К. далеко не уравновешены. Так, к плюсам обычно относят более широкое, чем сегодня, открытие для КНР мирового рынка сырья, капиталов и современного оборудования нефтедобычи и переработки, стимулирующее воздействие мировой конкуренции на техперевооружение промышленности и модернизацию управления, и т.п. Реальную отдачу от этого К. почувствует нескоро. Что же касается негативных последствий, то они могут наступить в ближайшее время.

Снижение импортных тарифов, и особенно ликвидация нетарифных барьеров, окажет всестороннее негативное влияние на нефтяную отрасль. Несколько меньше пострадают такие сферы, как нефтеразведка и техподдержка разработки месторождений, поскольку у КННК, «Синопека» и особенно Китайской шельфовой нефтяной компании накоплен богатый опыт кооперации по этим направлениям с инопартнерами.

Гораздо серьезнее будут последствия отказа от гос. регулирования добычи и распределения нефти. Это приведет к массовому импорту более дешевого и качественного сырья из-за рубежа и частич-

ному вытеснению нефти, добываемой в самом К. Особенно реальна такая угроза для КННК, которая сегодня, в условиях отсутствия в КНР свободного рынка, без особого труда реализует внутри страны свыше 20% излишков добываемой сырой нефти (объем добычи КННК в 1999г. составил 106,7 млн.т.). Второй по величине потребитель нефти в стране — корпорация «Синопек» — планирует закупить в 2000г. 68 млн.т., в т.ч. 55 млн.т. за рубежом. Более дешевая импортная нефть, закупаемая в таких объемах (1/3 нац. добычи), будет самым серьезным образом конкурировать с излишками нефти, добываемой КННК, что рано или поздно приведет к пересмотру внутренних цен на нее.

Самый тяжелый удар будет нанесен нефтеперерабатывающей отрасли с ее высокой себестоимостью и бедным ассортиментом готовой продукции. Так, переработка 1 бар. сырой нефти на предприятиях «Синопека» в 1999г. обходилась в 17,5 долл. Не лучше обстоят дела на НПЗ в структуре КННК, большинство которых плохо приспособлены к конкуренции с инопроизводителями. **После вступления в ВТО убыточность НПЗ и сбытовых компаний КННК резко возрастет**, что грозит банкротством 40-50% всех предприятий.

Под лицом серьезного вызова стоят руководители нефтехима. Они опасаются, что в результате открытия рынка пострадает производство синтетических смол, не обладающее технологиями создания новых конкурентоспособных видов продукции. Острейший кризис перепроизводства ожидает предприятия, производящие синтетические волокна и сырье. Китайская продукция из синтетического каучука с ее однообразной товарной структурой также будет активно вытесняться с внутр. рынка.

В системе КННК, например, через собственную розничную сеть реализуется всего 20% готовой продукции. Открытие китайцами рынка оптовой и розничной торговли приведет к резкому увеличению на нем числа иностр. компаний, обладающих большим опытом и возможностями по организации современной сети распределения готовой продукции нефтепереработки и нефтехимии.

Вступление в ВТО существенно подорвет нац. производство удобрений. Зарубежные конкуренты имеют преимущества в сырье, оборудовании, технологиях и объемах производства, и, следовательно, производят более дешевую и качественную продукцию. Например, **мочевина китайского производства** обходится сегодня покупателям в 156,6 долл. за т., а импортная, даже после оплаты доставки, импортного тарифа, упаковки и внутренней транспортировки, — всего в 120 долл.

Кроме того, присоединение к ВТО откроет доступ на китайский рынок для более дешевой с/х продукции ам. и западноевропейского производства, и, как следствие, к снижению потребления удобрений.

Многие иностр. нефте- и нефтехимкомпании, не дожидаясь офиц. вступления К. в ВТО и начала выполнения им своих обещаний, уже приступили к созданию заделов для дальнейшего проникновения на китайский рынок. Особую активность проявляют Ю. Корея, Малайзия, Сингапур и др. Таиланд уже объявил о проработке планов поставок готовых нефтепродуктов в приграничную китай-

скую пров. Юньнань, имея в виду постепенное расширение экспорта на остальные 6 пров. Юж. К.

КОЛУМБИЯ

Нефтегазпром

По данным компании Petroconsultans, К. входит в десятку стран, в которых за последние 10 лет были обнаружены наиболее крупные залежи углеводородов. Потенциальные запасы углеводородов составляют 37 млрд. бар. (70% – жидкие углеводороды, 30% – газ). При проведении разведочных работ на морском шельфе эта цифра может увеличиться в 2-3 раза.

С геологической точки зрения К. весьма схожа с Венесуэлой, граница с которой составляет 3 тыс.км. По предварит. оценкам запасы углеводородов на приграничных территориях составляют 3,5 млрд.бар. нефти и $6,9 \times 10^{12}$ куб. футов природного газа.

Известны 18 месторождений с общей территорией, превышающей 1 млн. кв. км. 19% указанной площади приходится на разведанные участки морского шельфа Карибского моря. За вековую историю колумбийской нефтегазодобычи пробурено 1200 скважин и получено 200 тыс. км. сейсмических профилей.

Основной экспортный товар К. – нефть. Основной потенциал колумбийской промышленности составляют нефтегазовый комплекс. В 2000г. в нефтяном секторе страны, в связи с ростом цен на сырую нефть, обстановка складывалась весьма благоприятно. Хотя физ. объемы производства нефти снизились на 16,5% и составили 39,6 млн. т., в стоимостном выражении производство увеличилось на 8,2%. Несколько возросли физ. и стоимостные объемы производства бензина и тех. масел. На потребляемые нефтепродукты приходится 40% топливно-энергетического баланса страны.

Падение физ. объемов производства нефти объясняется общей политикой стран-экспортеров нефти по регулированию добычи, а также истощением действующих скважин. Правительством принимаются меры по разведке новых месторождений нефти, привлечению в отрасль современных технологий. Наиболее крупными запасами обладают месторождения Чичупа, Ла-Гуахира, Каньо-Лимон, Кусиана, Купиагуа и Пьедемонте, причем последние 3 являются наиболее крупными открытиями в зап. полушарии за последние 20 лет.

Колумбийская нефть является высококачественной (API = 40-29, содержание серы 0,15-0,5%). Средняя стоимость 1 бар. – 6,17 долл. с учетом транспортировки, стоимость full cycle cost of oil – 3,2-4,2 долл./бар.

С 1970г. в К. ведется активная разработка и добыча газа, как гос. компанией (Ecogaz), так и частными фирмами в ассоциации с ней. Запасы газа составляют 6747 GPC. 68% всей добычи дают месторождения Гуахира (Атлантическое побережье) и Кузиака-Купьячуа (внутр. район). Газ потребляется в следующих секторах: выработка электроэнергии (43%), транспорт (1%), нужды госпредприятия «Экопетроль» (21%), промышленность (20%), нефтехимия (2%), бытовые цели (13%).

Особенностью нефтегазодобывающего и нефтехим. рынка К. является возможность работы в них гос. и частных компаний, в т.ч. иностр. 90%

нефти и 100% природного газа добывается в рамках 131 контрактов, заключенных фирмами с гос. нефтяной компанией Ecopetrol (в 2000г. подписано 24 контракта). На колумбийском рынке представлена 81 компания, специализирующаяся на разведке и добыче углеводородов, в т.ч. такие мировые лидеры, как Amoco Petroleum, BP Exploration, Chevron Petroleum, Shell, Esso, Mobil, Marken, Hocol, Lasmo Oil, Occidental, Trinty Gaz.

Правительством предпринимаются шаги по оживлению нефте- и газодобычи. Предполагается, что в 1999-2003гг. на эти цели будет выделено 12,7 млрд. долл.

Существующие месторождения нефти и газа позволят поддерживать добычу на современном уровне (825 тыс. б/д) лишь до 2000г. включительно, после чего ожидается снижение этого показателя до уровня 200 тыс. б/д уже в 2010г. В случае развития указанного сценария это приведет к неспособности страны обеспечивать себя необходимыми нефте- и газопродуктами уже в 2007г.

С целью сохранения объемов нефте- и газодобычи на нынешнем уровне, большую часть инвестиций предполагается направить на активизацию геологоразведочных работ, чтобы обеспечить ежегодный ввод в эксплуатацию не менее 50 новых скважин. При участии гос. компании Ecopetrol обнаружено около 30 новых месторождений с общим объемом запасов углеводородов 3500 млн. бар. Наиболее важным из них являются: Tocoragua (100-400 млн. бар.), Candelo (150-470), Guacharaco (100-240), La Cira (45-160) Unicornio (210-490), Medina Oriental (160-450), Retorno (70-300 млн. бар.).

С целью привлечения зарубежных компаний в освоение месторождений в 2000г. предусмотрено предоставление им льготных условий, увеличивающих их долю прибыли в пределах 35-70% в зависимости от рентабельности конкретного месторождения (ранее эта доля составляла 25-50%). По оценке экспертов Ecopetrol, эта мера обеспечит сохранение позиций К. как экспортера нефти минимум до 2007г. и обеспечит привлечение иноинвестиций в 2001-06гг. в 620 млн. долл. Планируется довести к 2010г. ежедневный уровень добычи до 1 млн. бар.

Ecopetrol будет продолжать реализацию рекомендованной правительством страны политики по созданию благоприятного режима для деятельности нац. и иностр. компаний. При этом колумбийской стороной подчеркивается заинтересованность в расширении числа представленных на территории страны инофирм, в т.ч. за счет рос. компаний. Колумбийцы высказывают заинтересованность в развитии делового сотрудничества с фирмами России в области: технологии разведки месторождений с использованием дистанционных сенсоров, гравиметрии и магнитометрии; получения и обработки сейсмоданных; методологии разведки на базе геохим. данных; разведки ловушек для углеводородов; технологии разработки морских месторождений; добычи, обработки и транспортировки тяжелой нефти-сырца (< 16 API); термической обработки тяжелой нефти-сырца; технологии горизонтального бурения; геостатического масштабного моделирования; специализированных процессов интерпретации сейсмоданных для оценки нефтефиз. свойств месторождений нефти и газа; физ. оценки разломных месторождений нефти; вероятных технологий составления

прогнозных оценок производства углеводородов; технологии гидрообработки бензина, дизельного топлива, а также тяжелых фракций каталитического процесса; схему перегонки тяжелой нефти; накопленного опыта в области модернизации и/или оптимизации НПЗ; работы заводов по производству смазочных масел из обычного сырья и с высоким содержанием парафинов; технологии каталитического процесса для остаточных веществ и тяжелых фракций; газификации тяжелых фракций для продажи, также как и для промежуточных продуктов перегонки.

Гос. компания «Экопетроль», уполномоченная официально представлять интересы К. в области разведки, добычи и переработки углеводородов, обнародовала результаты проведения I этапа тендера «Ронда-2000» на проведение разведки нефтегазовых резервов страны и повышение отдачи уже действующих месторождений. Подписаны этой Компанией от лица государства 13 из заявленных на тендер 27 ассоциативных контрактов с 11 нац. и зарубежными компаниями, специализирующимися в этой сфере деятельности и ставшими победителями по результатам торгов

Одним из результатов тендера «Ронда-2000» стало появление на колумбийском рынке новых компаний, в частности Talisman и Alberta Energy (Канада), Cepsa (Испания) и др. Особенностью борьбы за заявленные на тендер контракты стало объединение ряда компаний в консорциумы, обусловившее поражение таких корпораций, как British Petroleum и Total.

По оценкам специалистов «Экопетроля», столь активная борьба компаний в ходе тендера, несмотря на свойственный К. высокий «фактор риска» (ведение боевых действий в районах добычи углеводородов), определялась сложившейся ценовой ситуацией на мировом рынке нефти. Победителями стали компании, предложения которых характеризовались наибольшим уровнем рентабельности, и готовые пойти на максим. риск.

Произошло следующее распределение проектов. В области разведки углеводородов: VSM1 и VSM2 – фактор риска соответственно 13 и 9%, компании Hocol, VSM3 (12%), Talisman, VSM и Catatumbo (3 и 5%). В области повышения нефтеотдачи месторождений: Sur Oriente и Nor Orinente (48 и 40%), Colombia Energy и Petrotesting H, Orito (21%), Alberta Energy, Palagua (34%), Ismocol и Ioshi Perko Pertcar, Rio Zolia (8%), Cepsa и Texas Start, Neiva (31%), Alberta Energy, Ortega (31%), Hocol, Cicuco (5%).

В то же время одно из подразделений НК «Роснефть» – «Краснодарнефтегаз-бурение» (КНБ) заключило соглашение с колумбийской фирмой EICO, согласно которому последняя будет вести для рос. партнера маркетинговое исследование нефтяного рынка стран Лат. Америки, проводить работу по поиску заказчиков, содействовать в осуществлении коммерческих и некоммерческих операций при строительстве скважин и оказывать правовую, фин. и производственную помощь в реализации совместной деятельности.

С учетом того, что фирма EICO входит в консорциум Colombia Energy, который выиграл в «Ронда-2000» два контракта, имеются основания ожидать привлечения «КНБ» в качестве субподрядчика к реализации этих соглашений. Проект контракта между «EICO» и «КНБ» на участие рос.

организации в освоении доставшихся консорциуму двух месторождений находится на рассмотрении россиян. Один из участков предусматривает строительство нефтепровода (4,5 км, 6 дюймов диаметром) до магистрали и добычу нефти на базе имеющихся скважин. Второй – увеличение добычи нефти сверх уже достигнутого уровня эксплуатации. Общий объем вложений в оба проекта – 7 млн. долл.

Правительством одобрена программа оптимизации нефтеперерабатывающей отрасли, предусматривающая увеличение на 15% производственных мощностей двух НПЗ в окрестностях г.г. Картахена и Барранкабермеха.

Общий объем перерабатываемой на НПЗ сырой нефти к 2003г. достигнет 355 тыс. б/д. Ожидаемая прибыль, начиная с 2004г. составит 120 млн. долл. в год, а стоимость 1 бар. переработанной нефти не будет превышать 1,2 долл.

К программе подключены «Экопетроль» совместно с англо-голландской Shell Global Solution (SGS), входящей в группу Royal Dutch/Shell. Объем инвестиций колумбийской стороны при уже подсчитанной оценочной стоимости в 650 млн.долл. только одного картахенского проекта не должен превышать 22 млн. долл.

Нефть

Из 12,7 млрд.долл., предполагаемых к выделению в ближайшие 4г. для выведения страны из «газонефтяного кризиса», 8,4 млрд.долл., как ожидается, будет предоставлено частным секторам. Летом 1999г. руководством гос. нефтяной компании Escopetrol принято решение о предоставлении доп. льготных условий частным зарубежным корпорациям на эксплуатацию нефтяных и газовых месторождений взамен на неучастие колумбийской стороны в начальной, наиболее подверженной инвест. рискам, стадии разработки. Эффективность проведения разведывательных буровых работ в К. не превышает 20%.

Советом директоров Escopetrol принято решение **отказаться от финансирования проектов разработки полезных ископаемых**, остановившись лишь на предоставлении потенциальным инвесторам и разработчикам всех необходимых геодезических, сейсмических, геологических и др. сведений, необходимых для успешного ведения поисковых работ.

На рассмотрение зарубежных инвесторов уже представлены 10 новых областей, схожих по своей геологической структуре с уже разведанными месторождениями Cusiana и Curiagua, и вероятность обнаружения углеводородов в бассейнах которых потенциальна высока. Суммарный потенциал указанных областей составляет 5 млрд.бар. углеводородного сырья.

Другим аспектом новой нефтяной политики К. является вовлечение зарубежных компаний в процесс завершения уже известных месторождений полезных ископаемых, разработка которых не может быть продолжена по причине недостаточного технологического совершенства используемого оборудования и материалов. При этом колумбийская сторона, так же как и в первом случае, выражает готовность пойти на серьезные уступки при перераспределении прибыли.

В 1999г. ряд крупных зарубежных компаний Texas, Chevron, Triton и др. разорвал 11 контрактов

с правительством, возвратив государству 1,3 млн.га земли, переданной им для проведения геологоразведки и добычи нефти, что составляет 8% земель, предоставленных иностр. корпорациям для эксплуатации полезных ископаемых. 13 новых контрактов, заявленных к подписанию в 1999г. с относительно малоизвестными зарубежными фирмами, пока заморожены, но даже в случае их вступления в силу они не смогут компенсировать наблюдаемое снижение добычи нефти.

Предполагаемые к подписанию контракты гос. нефтяной компании Esopetrol с зарубежными корпорациями на проведение разведки и эксплуатации месторождений углеводородов

Зарубежная компания	Бассейн	Пл., тыс.га	
Salinas	Meramill	Guajira	131
Buganviles	Hollywell.....	V.S. del Magdalena	60
Altamizal.....	Sipetrol.....	V.S. del Magdalena	56
Canalete	San Jorge	V.I. del Magdalena	116
Pijao	Aipc-Independence.....	V.S. del Magdalena	40
Maya	Sheridan	Llanos	150
Iraca	Quadra	Cesar	103
Colon	Can West	V.M. del Magdalena	33
Rio Jananbu	City Colombia	Putumayo	170
Pena Alta.....	San Jorge	V.I. del Magdalena	143
Pacayaco	City Colombia	Putumayo	164
Guadalupe	Total.....	V.S. del Magdalena	143
El Golfo	Etrocol-CanWest.....	V.S. del Magdalena	15

Практически полное отсутствие введения в эксплуатацию новых скважин в 1999г. уже отразилось на общей картине нефтедобычи в стране. В нояб.-дек. ежедневная добыча нефти сократилась с 850 до 790 тыс.б/д и продолжала снижаться.

В К. используется всего 8-9 скважин, половина из которых близка к истощению и рентабельность эксплуатации которых ежемесячно снижается. Эффективное завершение эксплуатации указанных месторождений путем привлечения крупных иностр. корпораций с высокотехнологичным оборудованием для закачивания в нефтесодержащие пласты газа или воды, с целью повышения «выхода» углеводорода, рассматривается в качестве одного из альтернативных, хотя и дорогостоящих, вариантов решения задачи увеличения нефтедобычи.

Другим важным аспектом решения «топливной» проблемы, которая в ближайшие несколько лет может негативным образом отразиться на состоянии экономики, по мнению руководства Esopetrol, должно стать введение в строй новых мощностей по переработке нефти.

25-30% разносортного бензина и дизельного топлива для внутр. потребления привозится из-за рубежа, что в 1999г. обошлось стране в 151 млн.долл. Ведение в пром. эксплуатацию в 2002г. новых мощностей наиболее крупных НПЗ страны в Баранкабермехе и Картахене должно привести к увеличению выпуска ими различных производных нефти с 205 до 255 и с 75 до 100 тыс.б/д соответственно. Переработке на этих НПЗ будет подвергаться сравнительно дешевая и содержащая большое количество тяжелых фракций нефть, экспортируемая из Венесуэлы, что позволит в большей степени использовать «легкое» наиболее качественное и дорогостоящее нац. углеводородное сырье для продажи за рубеж. Имеющихся в стране собственных мощностей не хватает для переработки добываемой нефти. Суммарные нефтедобывающие мощности (18,4 млн.т. в год) обеспечивают потребности в продуктах нефтепереработки в среднем на 82%.

Активная работа с привлечением ведущих мировых компаний позволила открыть месторождения с общим потенциалом в 7,2 млрд.бар. нефти и 12×10^{12} куб.футов природного газа, что эквивалентно 9 млрд.бар. жидких углеводородов. Основная часть разведочных работ, равно как и нефтедобычи, ведется на 7 из известных месторождений, запасы которых составляют 37% от потенциальных. На каждую 1000 кв.км. в К. приходится лишь 2 нефтегазовые скважины, в то время как в США и Канаде эта цифра соответственно составляет 83 и 11.

Владея существенными запасами природного газа, К. потенциально могла бы обеспечивать этим сырьем страны Андского содружества, аналогично тому, как это делает Боливия в отношении государств Меркосур. В рамках четырех ассоциативных контрактов ведется активная работа по разведке газовых месторождений на морском шельфе с охватом территории в 10 млн.га. При этом привлекается опыт зарубежных газодобывающих компаний. Одновременно изучается возможность строительства подводного газопровода на 370 миль и диаметром 20 дюймов с целью соединения газовых сетей К. и Панамы.

Несмотря на открытие в июне 2000г. одного из крупнейших в К. месторождений нефти (Guando), насчитывающего, по предварит. оценкам Canadian Petroleum, более 200 млн.бар., а также вопреки введению колумбийской стороной в начале 2000г. направленных на привлечение иностр. корпораций новых контрактных условий Ronda-2000, ситуация в нефтедобыче продолжает ухудшаться. Данное обстоятельство, наряду с обострением внутр. вооруженного конфликта, во многом определено также несовершенством нормативно-правовой базы разработки месторождений.

Столкнувшись с многочисленными изменениями регламента Ronda-2000, крупные зарубежные фирмы Hocol, Andarko, Argosy, первоначально заявившие о своей готовности участвовать в разведке и освоении новых месторождений нефти в стране, заявили о намерении отказаться от сотрудничества из-за отсутствия четких правил, определяющих как сроки различных этапов контракта, так и окончательные доли прибыли, получаемые сторонами. При этом наибольшую обеспокоенность зарубежных партнеров вызвала постоянно меняющаяся формула расчета *regalias*, оказывающая значительное влияние на окончательный итог сделки.

Газ

К. добывает природный газ пока исключительно для внутр. пользования и имеет намерения увеличить его производство. При этом запасы месторождения Кусиана рассматриваются на будущее как гарантия внутр. потребления и возможное снабжение им соседних стран по Атлантическому побережью (с дек. 1999г. на рассмотрении в правительстве страны находится проект по организации экспорта газа в страны Центр. Америки через Панаму). Кроме того, планируется создать газопровод с Венесуэлой в целях импорта из этой страны газа. Объемы ежедневной добычи газа на территории К. составляют 800 млн.куб. футов.

Текущее состояние месторождений. Имеются следующие районы месторождений природного газа: Гуахира, Нижняя, Средняя и Верхняя долины р.Магдалена, Путумайо, Вост. долины между Кордильерами и Сьерой Макарена.

Район Гуахира. Северный район страны, пл. 31 тыс. кв. км, толщина пласта 30 тыс. футов. Разработки начаты в 1973г. Texas Petroleum с мест Чучупа, Балена и Риоача. В 1999г. производительность района составила 1986 GPC (109 куб. футов), в основном за счет месторождений Риоача и Ойон.

Район Нижней долины р. Магдалена. Сев. район страны на атлантическом побережье, пл. 60 тыс. кв. км. Активная разработка началась в 1907г. бурением в месторождении Кармен-1, затем множеством других скважин небольшой глубины, ресурсы которых относительно быстро истощились. В последующем открыты месторождения Дифисиль, Сикуко, Чину, Хобо-Таблон и совсем недавно Гепаче. Производительность района в 1999г. составила 672 GPC.

Район Средней долины р. Магдалена. Достигает 28 тыс. кв. км. Первый газодобывающий район страны. Первая шахта Инфантас-1 пробурена в 1916г., затем последовали месторождения Сира, Колорадо, Галан, Сан-Сильвестре, Лисама и Лянитито. Среди последних выделяются Тесоро, Перолес и Гала. В 1999г. добыто 2435 GPC.

Район верхней долины реки Магдалена, пл. 12 тыс. кв. км. Освоение начато в 1920г., первые коммерческие добычи начались в 1951г. в месторождении Ортега-Тетуан. В 60-70 гг. открыты Дина, Каняда, Тельо, Брисас. Среди последних Ато Нуэво и Сан-Франциско. В 1999г. добыто 114 GPC.

Вост. месторождения. Занимают 223 тыс. кв. км. Первая скважина, Сан-Мартин-1, пробурена в 1944г. Всего насчитывается 27 месторождений и 150 скважин. В 1999г. добыто 1078 GPC. Особенностью месторождений Кусиана и Купьягуа является 70% содержание газа в нефти. Поэтому считается, что данные месторождения для коммерческой разработки газа станут пригодными лишь к 2005г.

Район Путумайо. Южный район страны, пл. 48 тыс. кв. км. Первое месторождение, Ориито, открыто в 1963г. Всего 20 месторождений. В 1999г. добыто 356 GPC.

В целом, запасы природного газа в К. на 31 дек. 1998 составили 6747 GPC (без учета показателей месторождения Ориито, газ которого содержит большое количество углеводородного газа). Увеличение добычи газа ожидают от недавно открытых месторождений Кусиана-Купьягуа и Волканера-Флоренья, а также от дальнейшей разработки месторождений Гуахира и Касанаре, которые могут дать прирост от 1500 до 2200 GPC. 88% всей добычи дают Гуахира (атлантическое побережье) и Кусиана-Купьягуа (внутр. район).

Процесс ценообразования на добываемый газ в последний раз подвергался изменениям в 1995г. При этом была установлена свобода на цены для ассоциированных предприятий, подписавших контракты на добычу после сент. 1995г. Для госкомпаний свободное ценообразование должно вступить в силу после авг. 2005г.

Строительство магистральных газопроводов отдано частному сектору, с условием выполнения требования по транспортировке необходимого количества природного газа до основных потребителей.

Создаваемая транспортная система позволит соединить основные газодобывающие районы страны с наиболее важными потребителями этого энергоносителя и объединила подсистемы Сантандер, Антиокия, Центр, Запад, Север Уила-То-

лима и Юг Уила. Наиболее протяженный существующий газопровод — Балена-Барранка (579 км). Диаметр газопроводов составляет от 8-10 до 20-22 дюймов. Оборудование для газоперекачивающих станций и трубы закупаются в США, Японии и Аргентине.

Природный газ потребляется следующими секторами: нагрев воды в домах для проживания (10% потребления), коммерческое использование, промышленность (18%), нефтепереработка (2%), госкомпания Экопетроль (19%), транспорт, выработка электроэнергии (50%). Ожидается, что потребление природного газа электроэнергетикой может возрасти до 2010г. на 4%. За указанный период спрос на природный газ для жилых домов может возрасти на 10%, в промышленности на 20%, на транспорте на 16-19%.

О введении в К. разрешения на экспорт газа за рубеж. В нояб. 1999г. колумбийской Comision de Regulacion de Energia y Gas, CREG (Комиссия по контролю за деятельностью энергетического и газового секторов) была снят запрет на экспорт газа за рубеж.

Экспорта газа разрешается лишь в случае наличия в стране разведанных месторождений, запасов которых должно хватить для насыщения внутр. рынка не менее чем на 6 лет, при сохранении объемов потребления на нынешнем уровне; реализация углеводородного сырья за рубеж должна осуществляться по ценам не ниже внутр. экспорт газа возможен лишь при условии полного обеспечения внутр. рынка указанным углеводородным сырьем.

Одновременно фирмам-экспортерам вменяется в обязанность заблаговременно информировать CREG о предполагаемых ежегодных объемах продаж, сроках действия контрактов, географических пунктах, через которые будет осуществляться экспорт.

О своем желании принять участие в экспорте колумбийского газа, согласно приведенной схеме, уже сообщили корпорации Enron и Texas. На 2000г. корпорацией Enron запланировано начало строительства 592-км. газопровода Картахена-Панамы, который должен будет обеспечить сравнительно недорогим колумбийским газом месторождения Guajira (разрабатывается корпорацией Texas) центральноам. регион.

По оценке специалистов CREG, при условии удачной реализации проекта, уже в 2001г. объемы поставок колумбийского газа в Центр. Америку могут составить 75 млрд. куб. футов в день, а к 2006г. возрастут до 140 млрд. куб. футов газа в день. **Разведанных запасов колумбийского газа должно хватить не менее, чем на 20 лет,** при сохранении объемов потребления на нынешнем уровне.

РЕСПУБЛИКА Корея

Нефть

Корея открыла во Вьетнаме крупное месторождение нефти. В июле 2001г. РК открыла во Вьетнаме гигантское месторождение нефти.

Месторождение расположено в прибрежной зоне Вьетнама в разведываемом блоке 15-1 в 144 км. к востоку от гавани Vungtau. Кореяская нац. нефтяная корпорация (Korea National Oil Corp. — KNOC) получила права на проведение изыскательских работ в блоке 15-1 в сент. 1998г.

Месторождение оценивается в 570 млн.бар., из которых можно будет откачать 420 млн.бар. Отмечается, что шансы открытия таких крупных месторождений нефти составляют 0,05%.

Проект изыскательских работ инвестировался четырьмя компаниями – Корейской нац. нефтяной корпорацией (14,25%), корейской SK Corp. (9%), ам. Conoco. (23,23%) и Вьетнамской нац. нефтяной корпорацией (50%).

В рамках проекта предполагается начать пром. добычу нефти из месторождения в 2003г. Корея в рамках проекта рассчитывает на получение чистой прибыли в 800 млн.долл. Корейские компании-инвесторы KNOС и SK будут иметь приоритетное право на импорт нефти.

Представитель корпорации KNOС заявил, что если две корейские компании будут совместно импортировать 200000 бар. нефти в день, что составляет 10% внутр. потребностей страны, то это позволит РК значительно уменьшить свою зависимость от поставки нефти с Бл. Востока, которые сейчас составляют 77% всего импорта нефти в страну.

Министерство промышленности, энергетики и природных ресурсов РК заявило, что оно намерено обратиться к вьетнамской стороне с предложением, чтобы необходимое для нефтедобычи оборудование для данного месторождения было поставлено южнокорейскими фирмами-изготовителями.

История нефтедобывающей отрасли РК началась в середине 70гг., когда в стране была проведена разведка нефти в семи потенциальных р-нах. Однако все попытки найти сколько-нибудь значит. месторождение нефти в РК оканчивались неудачно. После этого в 1981г. южнокорейские нефтяные компании начали изыскательские работы за рубежом, инвестировав в них 3,27 млрд.долл., которые принесли пока обратные поступления в 2,59 млрд.долл. (78,2% от вложенных средств).

Наибольших успехов южнокорейцы добились во Вьетнаме, где 8 компаний открыли на разведываемом поле 11-2 запасы газа в 150 млн.бар. и сейчас ведут переговоры с вьетнамской стороной об условиях продажи в РК.

Корпорация KNOС полагает, что в разведываемом месторождении 16-2 может находиться до 340 млн. бар. нефти и она намерена начать там изыскательские работы совместно с ам.компанией Conoco. Доля корпорации KNOС в этом проекте составляет 30%.

Для обеспечения интересов своих нефтяных компаний президент РК в авг. 2001г. подписал с президентом Вьетнама Пакт об эконо. сотрудничестве Кореи и Вьетнама, предусматривающий, в частности, расширение сотрудничества между двумя странами в области развития ресурсов и увеличения добычи нефти во Вьетнаме к 2010г. на 10%.

КУБА

Нефть

По оценкам кубинских специалистов, проектная площадь для поисков нефти на Кубе составляет 120 тыс.кв.км., включая сушу и море и разделена на 45 участков. Всего на острове работают 270 скважин, 4 НПЗ, 17 нефтехранилищ (в

г.г.Пинар-дель-Рио, Колон, Санта-Клара, Сьегоде-Авила, Камагуэй, Лас-Тунас, Ольгин, Баямо, Гуантанамо, Баракоа, Сантьяго-де-Куба); 11 морских терминалов для разгрузки танкеров (в г.г.Гавана, Матансас, Пуэрто-Падре, Сантьяго-де-Куба, Тринидад, Сьенфуэгос); 1 предприятие по производству ГСМ. Действует нефтепровод (180 км.), соединяющий НПЗ в Сьенфуэгосе с базой супертанкеров в Матансасе.

85% всей добычи составляет тяжелая вязкая нефть с высоким содержанием серы, которая идет на производство 45% электроэнергии и асфальта. Легкая кубинская нефть используется для производства ГСМ, бензина и дизельного горючего.

В 1999г. добыча сырой нефти (2 млн.т.) покрыла 28% всех потребностей страны. В ближайшие годы, по прогнозам кубинских экспертов, она способна покрыть до 50%. Из 18 скважин, введенных в строй в 1999г., 8 были пробурены на собственные средства с применением горизонтального бурения. Основные залежи нефти на острове расположены в р-нах Бока-де-Хурагуа (в I кв. 1999г. добыто 44 тыс.нефти), Пуэрто Эскондидо (230 тыс.т.), Пинья (40 тыс.т.) В пров.Матансас и Гавана действуют 200 скважин, на которых добывается тяжелая нефть, используемая на термоэлектростанциях, на заводах по производству никеля, цемента, бумаги и некоторых видов ГСМ.

Кубинские специалисты считают, что для бесперебойного функционирования кубинской экономике необходимы 10 млн.т. нефти в год. Куба, при добыче 2 млн.т. собственной нефти, импортирует не более 5 млн.т. нефтепродуктов, в т.ч. керосин, дизтопливо, ГСМ (в 1999г. общее потребление нефти составило 7 млн. т).

Большое значение в отрасли имеет участие инокапитала, на долю которого приходится 30% всей добычи нефти в стране (в последние 7 лет иноинвестиции в отрасль составили 650 млн.долл.). В нефтепроме Кубы существуют две формы привлечения инокапитала: или изыскательские работы на условиях риска и проекты по увеличению объемов добычи действующих скважин. Изыскательские работы на условиях риска включают соглашения о разведке на нефтеносных территориях. Иностр. предприятие, привлекаемое к геологическим разведкам, должно пробурить скважины или провести работы на заранее отведенной территории. Зарубежного исполнителя любого вида работ стоимостью более 250 тыс.долл. кубинская сторона выбирает на тендерной основе. Контракты с инофирмами заключаются максимум на 20 лет, из них 4г. отводятся на изыскательские работы. Инофирмам предоставлено право иметь счета в любой валюте в иностр. и кубинских банках, без ограничений переводить прибыль за границу. Цены на сырую нефть и природный газ устанавливаются в соответствии с существующими ценами на мировом рынке. В случае возникновения спорных ситуаций, стороны обращаются к посредничеству Межд. торговой палаты.

70% всей добываемой на Кубе нефти приходится на нац. компанию «Купет», созданную в 1991г. для проведения целенаправленных операций с зарубежными партнерами. В ее задачи входит разведка и добыча нефти, очистка нефти и производство ГСМ, транспортировка и хранение, реализация нефтепродуктов внутри страны, тех. услуги при добыче нефти. Кроме того, она осуществляет

деловые операции по заключению контрактов на разведку на условиях риска, участвует в создании СП, в реализации кооперированного производства, совместной эксплуатации незанятых мощностей на НПЗ и морских терминалах. На фирме работают 20 тыс.чел., из них 2,5 тыс. имеют высшее образование. «Купет» имеет право на основании дочерних компаний и филиалов. Она является единственным кубинским объединением, которое может участвовать в создании СП с инокапиталом в нефтяной отрасли. «Купет» имеет контракты с 20 иносфирмами — канадскими, франц., англ., шведскими, бразильскими и испанскими.

На Кубе добывается также попутный газ (в 1999г. добыча составила 500 млн.куб.м. В этой отрасли задействована кубино-канадская фирма «Энергас», которая занимается производством электроэнергии на Кубе с использованием попутного газа. Эта фирма имеет два предприятия в Варадеро и Бока-де-Хурагуа, мощность которых составляет 140 мвт. каждое. «Энергас» в результате очистки газа производит серу, используемую в никелевой и фарм. отраслях и для производства удобрений.

Согласно плану эконом. развития на 2000г., кубинское правительство предполагало увеличить добычу сырой нефти до 3 млн.т.

ЛИТВА

Трубопроводы

Поставки и транзит нефти и нефтепродуктов. В структуре транзитных перевозок Литвы основная доля приходится на прокачку по трубопроводам нефти, нефтепродуктов и газа. За последние пять лет на этот вид транспортных услуг приходилось 47-52% всех транзитных перевозок по территории страны.

По территории Литовской Республики проходят два участка (общей протяженностью 85 км.) нефтепродуктопровода «Илуксте-Вентспилс» единой системы магистральных нефтепродуктопроводов «Самара-Вентспилс», проходящей также по территории России (1321 км.), Белоруссии (492,5 км.) и Латвии (329,7 км.). Указанная система осуществляет экспорт нефтепродуктов российских НПЗ. Эксплуатацией системы занимается ОАО «АК «Транснефтепродукт» на всем ее протяжении за исключением литовской территории.

От главной трассы нефтепродуктопровода от Биржая сделано ответвление до Мажейкяя — 220 км. (пропускная способность — до 16 млн. т. в год), по которому идет снабжение нефтью Мажейкяйского НПЗ. В 2001г. на завод поставлено 6,8 млн. т. российской нефти. Владельцем литовского участка нефтепродуктопровода является компания АО «Мажейкю нафта».

В 1998г. сдан в эксплуатацию участок нефтепровода Мажейкяя-Бутинге протяженностью 90 км, пропускная способность — 8 млн. т. в год. Прорабатываются идеи сооружения продуктопроводов от Мажейкяя до Вентспилса мощностью 3,6 млн. т. в год, а также Мажейкяя-Клайпеда.

Имеется основание говорить о том, что после появления альтернативного пути транзита нефти (создание Балтийской трубопроводной системы) ее экспорт через Литву в перспективе может сокращаться. Однако по причине того, что часто бы-

вающие в Приморске сильные морозы и сравнительно небольшая глубина у причалов будут затруднять работу порта и терминала и швартоваться танкерам с большой грузоподъемностью, это может позволить сохранить экспортные пути этого углеводородного продукта через территорию Литвы.

Транзитные возможности литовских нефтепроводов и продуктопроводов на многих участках ограничены. Так, на участке Новополоцк-Биржай мощности трубы задействованы практически полностью. Ненамного лучше ситуация с веткой от Биржай до Вентспилса, где резерв пропускной способности нефтепровода составляет 1-2 млн. т. в год. Участок нефтепровода Мажейкяя-Бутинге был загружен в 2001г. только на 64%. Через бутингский терминал было экспортировано 5,1 млн. т. нефти. Часть оставшейся мощности хотел бы использовать Казахстан, готовый подключиться к транзиту через терминал своей нефти (до 1 млн. т. в год).

В 2001г. через территорию Литвы транзитом в Вентспилс было прокачено 15 млн. т. нефти и 4 млн. т. дизельного топлива.

В настоящее время терминал порта Клайпеда переваливает только нефтепродукты, а вся нефть идет через порт Бутинге. В 2001г. через порт Клайпеда было экспортировано 5,2 млн.т. нефтепродуктов, часть из которых (1300 тыс.т. — российские).

С началом экспорта через порт Клайпеда бензина (наряду с мазутом и дизельным топливом) в порту стала ощущаться нехватка накопительных резервуаров. В 2001г. продолжалась реконструкция нефтеналивного терминала, начатая в 1995г., что позволит увеличить транзитные возможности Клайпедского порта по перевалке нефтепродуктов.

Поставки и транзит газа. Газовая отрасль Литвы представляет собой сеть магистральных (1700 км.) и распределительных (4200 км.) газопроводов, одну компрессорную реверсивную станцию, один узел учета на границе с Калининградской областью.

Пропускная способность магистральных газопроводов составляет 10 млрд. куб. м. в год при объеме потребления газа в Литве менее 3 млрд. куб. м. в год. Таким образом, мощность основных газопроводов системы передачи природного газа является достаточной для удовлетворения как существующих, так и возможных в перспективе потребностей в газе.

Всей сетью магистральных газопроводов и большей частью распределительных газопроводов владеет АО «Летувос дуес», в котором 92% акций принадлежит государству. (В настоящее время происходит процедура приватизации этого газового предприятия).

Природный газ поставляется в Литву и транзитом в Калининградскую область из одного источника — из российских промыслов через Республику Беларусь. Поставщиками газа являются российское АО «Газпром» и российско-американское предприятие «Итера», которые определяют ежегодные квоты для зарегистрированных в Литве предприятий. В 2001г. в Литву было поставлено 2,76 млрд. куб. м. природного газа и транзитом в Калининградскую область было прокачено 0,516 млрд. куб. м.

Газовые сети Литвы соединены с газовыми сетями Белоруссии, Латвии и Калининградской области РФ. Соединение с Латвией в настоящее время не используется, т.к. пока еще не оборудован узел учета газа на литовско-латвийской границе. Весь транзит газа через Литву состоит из его поставок из России в Калининградскую обл.

В указанный российский регион природный газ поступает по магистральному газопроводу, проходящему через Каунас. Мощность газопровода — всего 0,6 млрд. куб. м. в год, что не соответствует растущим потребностям области. В ближайшие годы потребность Калининградской обл. в природном газе возрастет до 2,5 млрд. куб. м. в год, в то время как Литва за счет модернизации существующего газопровода сможет обеспечить транзит природного газа в этот регион к 2005г. в объеме только 0,86 млрд. куб. м. в год. При этом литовская сторона сможет возместить свои затраты на усовершенствование старого газопровода в Калининградскую обл. в течение 7 лет за счет дополнительных сборов за транзит природного газа в этом направлении.

Литва пытается убедить российскую сторону в целесообразности строительства магистрального газопровода по транспортировке по ее территории природного газа из России в Зап. Европу, а также надеется на строительство нового газопровода в Калининградскую область.

Газ

В этом секторе в 2001г. действовало пять предприятий, имевших квоты на приобретение природного газа, одно из которых — АО «Летувос дуес» — владеет и эксплуатирует сеть по передаче и распределению природного газа.

В Литве имеется 1700 км. магистральных газопроводов, 4200 км. распределительных газопроводов, одна компрессорная станция, один узел учета на границе с Калининградской обл. РФ, а также 57 распределительных станций. В 2001г. природный газ потребляли 1900 предприятий страны, а также свыше 500 тыс. квартир (40% от общего числа жителей).

В 2001г. Литва потребила 2,76 млрд. куб. м. природного газа, что составляет 22% от общего количества энергетических ресурсов, потребленных в стране. Весь объем природного газа был импортирован из России. Страна не обладает своими месторождениями природного газа.

Природный газ поставляется в Литву из одного источника — из российских промыслов через Белоруссию. Основным поставщиком газа является российское АО «Газпром». С 1999г. поставлять природный газ в Литву начала и российско-американская компания «Итера», для чего в качестве покупателей были учреждены два дочерних предприятия: ЗАО «Итералит» и ЗАО «Итера Летува». Ежегодные квоты для этих предприятий определяет «Итера» по согласованию с «Газпромом» как с единоличным владельцем газопровода.

Других источников газа в ближайшее время не предвидится.

Однако некоторые варианты поставок в Литву природного газа могут появиться в будущем. Периодически проводятся переговоры между Польшей и Норвегией о строительстве польского участка газопровода для прокачки норвежского газа. Если проект будет реализован, газ компании «Ста-

тойл» будет подаваться в Польшу, а позднее он мог бы поступать и в Литву.

«Статойл» запросил Польшу о гарантии приобретения 5 млрд. куб. м. газа в год, в то время как Польша считает такие обязательства весьма обременительными для нее. Если все же проект будет осуществлен, Литва хотела бы присоединиться к польской газораспределительной системе и иметь доступ к норвежскому природному газу. Однако реализация этого проекта может стоить до 50 млн. долл. для Литвы и в 10 раз больше для Польши, что является весьма обременительным для обеих стран и поэтому маловероятным по крайней мере до 2010г.

Имеется еще одна проблема: норвежский газ в полтора раза дороже российского. Расходы на его транспортировку сделают цену еще более высокой.

Обсуждался вариант с использованием датского газа. Но это возможно только теоретически, поскольку запасы природного газа в Дании невелики.

В то же время Литва не испытывает сложностей с поставками российского газа. Единственной технической проблемой является периодическое падение давления поставляемого природного газа при сильных морозах в России. Однако эта проблема частично решается за счет станции по стабилизации давления газа, построенной недавно на границе с Белоруссией.

Газовые сети Литвы соединены с газовыми сетями Белоруссии, Латвии и Калининградской обл. РФ. Соединение с Латвией в настоящее время не используется, так как пока еще не оборудован узел учета газа на государственной границе.

Через территорию Литвы природный газ поставляется транзитом в Калининградскую обл.; в 2001г. было прокачено 0,516 млрд. куб. м. газа. Никаких юридических ограничений для транзита нет.

В 2001г. продолжались «работы, в которых принимали участие зарубежные фирмы, по возможному оборудованию в стране подземных хранилищ для природного газа. Подготовительные мероприятия могут быть завершены в 2002г. Оборудование хранилищ оценивается в сумму около 160 млн. долл.

Кроме того, на рынке Литвы в 2001г. было реализовано 221,2 тыс. т. газового конденсата, из которых 65,5 тыс. т. (на сумму 11,4 млн. долл.) импортировано из России.

В течение 2001г. продолжалась работа Фонда госимущества Литвы по подготовке приватизации компании «Летувос дуес». Предполагается 34% акций продать стратегическому инвестору с Запада и передать ему право управления.

Российский концерн «Газпром» не имеет права участвовать в приватизации АО «Летувос дуес» в качестве стратегического инвестора, поскольку, по действующему в Литве законодательству, им может быть компания из стран ЕС, НАТО, ОЭСР. «Газпрому» предполагается предложить 34% акций АО «Летувос дуес» как монополю поставщику природного газа для этой компании.

Нефть

Нефтяная отрасль Литвы представлена системой нефтепродуктопроводов, нефтедобычей, переработкой нефти, реализацией нефтепродуктов в стране и за рубежом.

По территории Литвы проходят два участка (общей протяженностью 85 км.) нефтепродуктопровода «Илуксте-Вентспилс». От главной трассы нефтепродуктопровода в г. Биржай сделано ответвление до г. Мажейкяй (220 км.), по которому идет снабжение нефтью Мажейкяйского НПЗ. Владелец литовского участка нефтепродуктопровода является компания АО «Мажейкю нафта». Кроме того, в 1998г. сдан в эксплуатацию участок нефтепровода Мажейкяй-Бутинге протяженностью 90 км.

В стране ведется добыча нефти (на суше) в сравнительно небольших количествах. Возможность добычи нефти на балтийском шельфе находится в стадии обсуждения, поскольку до сих пор не решен вопрос разграничения шельфа между Литвой и Латвией.

В 2001г. в стране было добыто 464 тыс. т. нефти по сравнению с 316,5 тыс. т. в предыдущем году. Предполагается, что в ближайшие 2-3г. добыча нефти в Литве сохранится на уровне 2001г.

Четыре нефтяные компании эксплуатируют в Литве 33 скважины. Все компании входят в группу предприятий «Геонафта». В прошедшем году 81% акций «Геонафты» приобрел консорциум «Нафтос гавиба», учредивший совместное предприятие, в которое вошли польские компании «Петробалтик» и «Энергопол Ойл», промышленно – финансовая корпорация Западной Литвы и литовское предприятие «Вивум».

В Литве имеется единственный в странах Балтии НПЗ «Мажейкю нафта», проектная мощность которого – 15 млн. т. нефтепродуктов в год. При полной загрузке и бесперебойной работе завод произвел бы 10% ВВП страны.

В 2001г. компания «Мажейкю нафта» переработала 6,8 млн. т. нефти по сравнению с 4,2 млн. т. в пред.г. Основными поставщиками нефти были:

«Лукойл» (43% всех поставок нефти на завод), «ЮКОС» (37%), ТНК (10%), другие (10%). Все поставщики – российские.

На литовский рынок поставлено с завода 1,84 млн. т. нефтепродуктов (88% от общего количества потребленных в стране нефтепродуктов), экспортировано – 4,53 млн. т. нефтепродуктов. Большая часть продукции поставлялась в страны Западной Европы (свыше 3 млн. т.), а также в Польшу, Латвию, Эстонию.

«Лукойл», являясь в 2001г. крупнейшим поставщиком нефти на «Мажейкю нафта», одновременно оказался и крупнейшим покупателем ее продукции для своих бензоколонок. Одновременно, по данным «Лукойла», этот концерн в 2001г. экспортировал в Литву до 30 тыс. т. нефтепродуктов. Общие поставки нефтепродуктов в Литву российскими компаниями составили в отчетном году 91,5 тыс. т. на 21,5 млн. долл.

В 2001г. «Лукойл» утвердил проект строительства в Литве завода по производству дизельного топлива, получаемого из местного рапса. Предприятие, и хранилище для этого «зеленого топлива» планируется сдать под ключ к концу 2002г. Проектная мощность завода составит 10 тыс. т. дизельного топлива в год. Общая стоимость первой очереди строительства оценивается в 4 млн. долл.

Основной проблемой нефтеперерабатывающего сектора экономики Литвы в 2001г. оставалась неудовлетворительная работа компании «Мажейкю нафта». Эта компания была приватизирована в

1999г. 33 процента акций и право управления сроком на 15 лет перешли к американской компании «Вильяме Интернешнл». С самого начала эта компания стала работать с убытками, которые росли из года в год. Так, если в 2000г. убытки «Мажейкю нафта» составили 45 млн. долл., то в 2001г. – уже 69,5 млн. долл. Так и не началась обещанная модернизация предприятия, ради чего и подписывался договор с «Вильяме Интернешнл».

В начале 2001г. в условиях продолжающегося ухудшения в литовской нефтяной отрасли правительство заявило, что оно не возражало бы, если российский поставщик нефти владел бы одной третью акций «Мажейкю нафты». Сложившейся ситуацией воспользовалась российская компания «ЮКОС». В течение 2001г. продолжались переговоры компании «ЮКОС» с «Вильяме Интернешнл» о покупке россиянами части акций литовского предприятия, предоставлении кредитов и гарантированных бесперебойных поставках нефти на завод.

В апреле 2002г. эти компании подписали договор о долгосрочном сотрудничестве. Этот документ предусматривает, что «ЮКОС» становится владельцем 26,85% акций «Мажейкю нафта» за 75 млн. долл., а также предоставляет кредит «Мажейкю нафта» на такую же сумму. «Вильямсу Интернешнл» и «ЮКОСу» будет принадлежать одинаковое количество акций – по 26,85%, государству – 40,66%. Компания «ЮКОС», согласно договору, обязуется поставлять на «Мажейкю нафта» по 4,8 млн. т. нефти в год в течение 10 лет.

Договор представлен на утверждение в правительство Литвы.

В случае положительного завершения процедуры внедрения «ЮКОСа» в нефтяной комплекс Литвы у «Мажейкю нафты» появится реальная возможность модернизировать свое производство, улучшить качество продукции для того, чтобы она соответствовала нормам ЕС (в частности, по содержанию серы в дизельном топливе и мазуте), работать бесперебойно и создать стратегические государственные запасы нефтепродуктов.

МЕКСИКА

Нефтегазпром-2000

Мексика занимает 6 место в мире по запасам нефти, по объему ее добычи – четвертое. Запасы сырой нефти в Мексике оцениваются в 41495 млн.бар.

Запасы	Запасы нефти в млн.бар.			
	1997	1998	1999	2000
Сырая нефть.....	42072	41392	46718	41495

В соответствии с 27 статьей Конституции страны, исключительное право на разведку и добычу нефти и газа, а также на первичную переработку сырья принадлежит государству. Активно проходившие в стране в последние годы приватизационные процессы лишь незначительно затронули нефтяную и газовую отрасль. Государство полностью сохраняет контроль над такими этапами технологического процесса, как разведка месторождений, бурение скважин, первичная переработка, производство первичных продуктов нефтехимии. Единственной отраслью, куда был допущен частный сектор, стала вторичная нефтехимия, а также сфера услуг по транспортировке и хранению сырья.

Объективная необходимость более динамичного развития нефтегазовой отрасли все чаще заставляет правительство Мексики идти на уступки частному капиталу. Об этом свидетельствует очевидное стремление нового президента страны В.Фокса привлечь частные инвестиции в развитие нефтяной отрасли. Учитывая ориентацию потенциальных частных нац. инвесторов на экономику США, приток вложений в отрасль можно ожидать только от иностр. частных компаний. Свидетельством этому служат последние соглашения министерства энергетики Мексики с «Газ де Франс», «Энрон», «Весткоаст Энерджи» и др. крупнейшими корпорациями на строительство хранилищ и трубопроводов углеводородов, об использовании их технологий в переработке данного вида сырья. В ближайшие годы можно с уверенностью прогнозировать активизацию устремлений иностр. и, в первую очередь, американских компаний к проникновению в одну из наиболее привлекательных отраслей промышленности Мексики.

В 2000г. добыча сырой нефти увеличилась по сравнению с 1999г. и составила 3,002 тыс.бар./д. В 2001г. добыча сохранится примерно на том же уровне и, если увеличится, то крайне незначит.

Динамика добычи нефти в Мексике в тыс.б/д

1995г.	1996г.	1997г.	1998г.	1999г.	2000г.
2617	2858	3022	1998	2906	3002

Экспортные поставки увеличились на 100 тыс. и составили 1,647 млн.б/д. Благодаря продолжавшемуся росту мировых цен на нефть ее продажи на экспорт за год возросли на 67% по сравнению с 1999г. и достигли 14,880 млрд.долл.

Динамика экспорта нефти из Мексики

	Продажи	Средн. цена	Объем экспорта
	в млрд. долл.	в долл./бар.	в тыс.б/д
1995г.	7,480	15,70	1305
1996г.	10,704	18,94	1544
1997г.	10,340	16,46	1721
1998г.	6,464	10,17	1741
1999г.	8,859	15,62	1553
2000г.	14,880	24,77	1647

По сравнению с 1999г. в 2000г. цена на нефть увеличилась более, чем на 9 долл. Также она превысила заложенную в бюджет на 2000г. величину, которая определялась на уровне 16 долл./бар.

Итоги деятельности нефтяной промышленности в 2000г.

	Производство	Экспорт	Цена
	в тыс.б/д	в тыс.б/д	в долл. за бар.
Январь	3032	1517	22,98
Февраль	2897	1531	25,65
Март	2998	1534	24,46
Апрель	3041	1680	21,78
Май	3040	1684	25,05
Июнь	3056	1685	26,50
Июль	2876	1723	24,17
Август	3162	1756	27,14
Сентябрь	3173	1720	27,60
Октябрь	2861	1549	26,67
Ноябрь	2965	1697	25,17
Декабрь	2920	1690	20,08

Основными направлениями мексиканского экспорта оставались США (85%), европейские страны (11%) и АТР (3,6%). В 2000г. Мексика продолжала являться одним из крупнейших поставщиков нефти в США, занимая 4 место в мире по объемам поставок в эту страну после Сауд. Аравии, Канады и Венесуэлы. За 11 мес. 2000г. в США из Мексики было экспортировано 431 млн.бар.

нефти на 10,99 млрд.долл. Увеличение поступлений от продажи нефти в США по сравнению с аналогичным периодом 1999г. составило 85%.

Мексика в 2000г. являлась крупнейшим экспортером таких видов нефти, как «Истмо» (среднегод. цена на которую составила 27,59 долл./бар.), «Ольмека» (28,94 долл./бар.) и «Майя» (22,80 долл./бар.) В 2000г. было экспортировано в различные страны 115 тыс.бар., 404 тыс.бар. и 1,13 млн.бар. соответственно.

В 2000г. Мексика старалась активно поддерживать все ограничительные меры по добыче и экспорту нефти, согласованные в рамках ОПЕК. Ситуация, сложившаяся на межд. нефтяном рынке, а главное, скачок цен на нефть до уровня 35 долл./бар. привели к тому, что страны ОПЕК были вынуждены четырежды в течение года увеличивать объемы экспорта нефти. Несмотря на то, что Мексика не является членом данной организации, она добровольно приняла участие в 2 увеличениях экспортных поставок. В марте 2000г. Мексика подняла объемы экспорта нефти на 150 тыс.б/д, а затем в июле еще на 75 тыс. Таким образом, объем экспорта нефти Мексикой на мировой рынок имел уровень 1750 тыс.б/д. В двух других увеличениях Мексика участия не принимала, ссылаясь на отсутствие достаточных производственных мощностей. Более того, в связи с проблемами климатического характера Мексика была вынуждена дважды (в окт. и нояб.) сократить объемы экспортируемой нефти до 1549 тыс. и 1697 тыс.б/д соответственно. Но, начиная с февр. 2001г., объемы экспорта вновь были увеличены до прежнего уровня – 1750 тыс.бар.

В стране эксплуатируются более 5000 нефтяных и газовых скважин. С каждым годом возрастают темпы бурения: 233 новых скважин в 1998г., 234 – в 1999г. и 242 – в 2000г. Вместе с тем за 2000г. число введенных в эксплуатацию новых скважин полностью сравнялось с числом выработанных и закрытых. Наблюдалась тенденция снижения процента отдачи скважин, который в 1998г. составлял 98%, 1999г. – 91% и 2000г. – 87%. Данная ситуация обусловлена тем, что используемые в отрасли оборудование и технологии устарели как физически, так и морально. Новый президент страны В. Фокс в качестве одной из первоочередных задач наметил реорганизацию всей нефтегазовой отрасли в целом и ПЕМЕКСа, в частности. Посетив в окт. ПЕМЕКС, В.Фокс объявил, что намеревается в ближайшие 6 лет превратить компанию в предприятие с макс. уровнем производительности, оснащенную по последним мировым стандартам. Компанию ожидают кадровые и структурные изменения, разрабатываются около 10 стратегических проектов в области разработки месторождений, добычи и переработки нефти и газа.

Развитию газовой отрасли в Мексике в последние годы также уделяется все большее значение. Мексика занимает 4 место в Америке и 14 в мире по резервам натурального газа, составляющим 2217 млрд.куб.м. В 2000г. добыча натурального газа в стране достигла 136 млн.куб.м. в день. Ежегодно в стране отмечается рост потребления натурального газа. Если в 1999г. оно составило 112918 млн.куб.м., в 2000г. – 135205, то к 2008г. оно достигнет 269240 млн.куб.м. в день. Существующий дефицит на этот энергоноситель сохранится и в дальнейшем, поскольку даже при самых благо-

приятных условиях производства возможности отрасли не превысят 238258 млн. куб. м.

Крупнейшим потребителем газа является нефтехим. отрасль, затем следуют промышленность, электроэнергетика, жил.-коммунальный сектор и транспорт.

Потребности в натуральном газе по секторам в млн. BTU

Сектор	1999	2000	2001	2002	2003
Нефтяной.....	45,942	55,702	69,060	74,554	74,970
Промыш.....	41,435	43,430	46,236	54,937	58,217
Энергет.....	23,401	32,966	40,166	54,545	62,751
Жилищ.....	2,110	3,015	3,773	4,870	6,112
Транспорт.....	30	92	156	247	378
Всего.....	112,918	135,205	159,391	189,153	202,428

Источник: El Economista, 15.01.01

Скачок цен на натуральный газ более чем на 231% в 2000г. вызвал спад производства на 20% пром. предприятий, использующих его в качестве исходного сырья и энергоресурса, и спровоцировал потерю более 250 тыс. рабочих мест. За последние 6 лет цены на него в стране выросли на 859%. Если в 1995г. цена составляла 10,914 песо за млн. BTU, то в конце 2000г. она достигла 93,840 песо за млн. BTU.

Очевидна необходимость привлечения в развитие отрасли доп. инвестиций, которые в 2001г. должны составлять не менее 5,5 млрд. долл., из которых 3,7 млрд. необходимы для обеспечения разработки газовых месторождений компанией «ПЕМЕКС – добыча и производство», а 1,4 млрд. долл. – для реконструкции старых и создания новых производственных мощностей подразделением «ПЕМЕКС – газ и базовая нефтехимия».

Нефть

Нефтепром Мексики является одной из наиболее важных отраслей нац. экономики. Страна, не являясь членом ОПЕК, уверенно сохраняет за собой звание нефтяной державы, играя заметную роль на межд. рынке энергоносителей.

По состоянию на 1 янв. 1999г. общие запасы нефти в Мексике оценивались в 47 млрд. барр. Резервы, квалифицируемые как имеющие высокую вероятность разработки, составили 38 млрд. барр. Разведанные запасы оцениваются в 28 млрд. барр. В стране эксплуатируется 4522 нефтяные скважины, насчитывается 156 морских платформ. В 1998г. добыча нефти-сырца в стране составила 3070 тыс. б/д, прогноз на 1999г. – 2900 б/д. При нынешних темпах добычи нефти, ее запасов должно хватить до 2050г. Более 50% добываемой в стране нефти составляют тяжелые сорта, 30% – легкие и 20% – сверхлегкие.

В соответствии с конституцией страны (соответствующий декрет о национализации нефтепрома был подписан 61 год назад президентом Л. Карденасом), исключительное право на разведку и разработку нефтяных месторождений, а также на переработку сырья принадлежит государству.

Основу нефтяного сектора страны составляет гос. компания «Петролеос мекиканос». «Пемекс» является децентрализованной структурой и состоит из 4 компаний: «Пемекс-добыча и производство», «Пемекс-переработка», «Пемекс-газ и базовая нефтехимия». «Пемекс-нефтехимия». Активно проходившие в стране в последние годы приватизационные процессы лишь незначительно затронули нефтяную отрасль. Государство полностью сохранило контроль над такими этапами как раз-

ведка месторождений, бурение скважин, первичная переработка, производство первичных продуктов нефтехимии. Единственной областью, куда был допущен частный сектор, стала вторичная нефтехимия.

«Пемекс» сегодня является самой большой компанией Мексики, входит в десятку крупнейших компаний мира (как по активам, так и по поступлениям). По имеющимся резервам и потенциальным возможностям добычи и переработки. «Пемекс» находится в числе первых пяти нефтекомпаний мира.

Сегодняшнее положение нефтепрома Мексики во многом обусловлено тем значением, которое имеет отрасль в вопросе наполнения гос. бюджета. В последние годы доля нефтяной составляющей в доходной части бюджета колебалась в пределах 31-38% (в 1998г. – 31,8%). Доля нефти в экспорте Мексики составляет только 6%.

Более 90% поступлений предприятия направляются в виде налогов в бюджет. Именно этот факт большинство аналитиков расценивает как основную проблему нефтяной отрасли в целом. Все чаще звучит критика в адрес правительства за то, что отношение к использованию невосполнимых нац. ресурсов становится все более и более потребительским. Изъятие государством из отрасли огромных средств с целью «латания» бюджета не дает ей возможности развиваться в соответствии с требованиями времени, совершенствовать инфраструктуру, реализовывать комплексные проекты, ориентированные на повышение производительности, внедрять передовые технологии, рационально осваивать крупнейшие нефтяные месторождения. Правительство упрекают за экстенсивный подход к использованию нац. богатства, который уже и обозримом будущем может привести к серьезному кризису. Неоднозначно оценивается и эффективность гос. управления компанией, а фактически – всего нефтепрома страны.

Глубокие структурные проблемы отрасли особенно обострились в период падения мировых цен на нефть (1998г.) и трудно предсказать, чем закончатся бы поиски путей восстановления «нефтяных» поступлений в бюджет, если бы в 1999г. не произошел резкий рост мировых цен на углеводородное сырье. Благодаря изменившейся ситуации на мировом рынке энергоносителей несколько снизился накал дискуссии в стране в отношении перспектив нац. нефтепрома. Не в последнюю очередь доп. поступления от высоких цен на нефть позволили правительству с большей уверенностью говорить о том, что в стране впервые созданы условия для бескризисной передачи президентской власти. Специалистами высказываются мнения о возможности создания резервного стабилизационного фонда, образующегося за счет превышения реальных цен на нефть над заложенными в бюджет показателями.

Благоприятная конъюнктура мирового рынка лишь на время приглушила остроту проблем, имеющих в нефтепроме Мексики. В качестве одной из таких «пороховых бочек», помимо явно несбалансированного налогового бремени, независимые эксперты называют **высокий внутренний долг компании «Пемекс»**, который, по оценкам, к концу 1999г. составил почти 200 млрд. песо (20 млрд. долл.). Размер этого долга и отсутствие реальных перспектив его погашения позволяют экс-

пертам проводить аналогии между «Пемексом» и широко известным в стране Фондом защиты банковских сбережений (ФОБАПРОА), который принял под свое управление кризисные банки, переложив их фин. обязательства перед вкладчиками на государство.

Поиск путей повышения эффективности нефтяной отрасли в основном сосредоточен вокруг проблемы дальнейшей приватизации ее составных частей. На фоне традиционных высказываний левой оппозиции, что передача в частные руки крупнейшей компании, имеющей нац. значение, приведет к потере суверенитета, правительство Э. Седильо предпринимало попытки формирования обществ. мнения для подготовки более широкого участия частного. и в т.ч. иностр., капитала в реформировании отрасли. В качестве аргумента, как и в случае с электроэнергетическим комплексом, используется тезис, что гос. финансы не в состоянии обеспечить структурное преобразование нефтепрома. Есть все основания полагать, что первые шаги в направлении дальнейшей приватизации могут быть предприняты в отношении отложенных проектов нефтедобычи, а также предприятий нефтеочистки. Не вызывает сомнений, что участие частного капитала будет увеличиваться также во вторичной нефтехимии. С учетом того, что попытки правительства реализовать т.н. схему «полуприватизации» (51% гос. капитала и 49% частного) не увенчались успехом, многие эксперты прогнозируют, что во вторичной нефтехимии доля участия частного капитала может быть увеличена до 100%. Вместе с тем высказываются оценки, что правительство, заинтересованное как в сохранении подконтрольного ему источника поступлений в бюджет, так и имиджа Мексики как страны без резких колебаний гос. курса, по крайней мере до 2001г. не будет предпринимать активных усилий по изменению конституции страны для допуска частного капитала в основные структурные звенья нефтяной отрасли.

Мексика стремится играть активную роль в вопросах регулирования цен мирового рынка энергоносителей. Основной характерной чертой ее позиции в отношении путей поддержания высоких цен на нефть является ее приверженность принципу формирования цен на основе регулирования спроса и предложения. Этим объясняется то, что страной были поддержаны и выполняются все ограничит. меры, согласованные между нефтедобывающими странами членами и не членами ОПЕК.

Шельф. Мексика и США подписали 9 июня 2000г. в Вашингтоне договор о разграничении части континентального шельфа в Мексиканском заливе. Речь идет о зап. котловине «Ойо де дона», находящейся за пределами 200-мильной зоны. Значение этого соглашения состоит в том, что **впервые в межд. практике два государства договорились о разделе трансграничных ресурсов морского дна.** Согласно конвенции ООН по морскому праву 1982г., подводная территория, расположенная за пределами 200-мильной эконом. зоны, квалифицируется как «межд. зона» или может быть признана естественным продолжением континентального шельфа прибрежного государства, чем и воспользовались США и Мексика.

В 1978г. был заключен договор о демаркации морских границ между двумя странами, который

включал и Мексиканский залив. Однако в связи с предположением, что в его центр. части находятся месторождения углеводородов, сенат США отложил ратификацию данного соглашения. Согласно исследованиям, проведенным в 1981г. Геологической службой США, в упомянутой зоне содержится от 2,24 до 21,99 млрд.барр. нефти и от 5,48 до 44,4 трл.куб. футов прир. газа, т.е. треть потенциальных запасов углеводородов Мексики. По расчетам экспертов, «**Ойо де дона**» с прилегающими районами является **пятым по величине потенциальных ресурсов месторождением нефти в мире.**

В 1997г. ам. компания «Шелл ойл» намеревалась провести пробное бурение в данном районе на глубине 2300 м. Оценочная стоимость одной скважины составляла 600 млн.долл., а ее эксплуатации — 1 млрд.долл. Это побудило Мексику возобновить переговоры о разграничении континентального шельфа в Мексиканском заливе, которые проходили с марта 1998 по апр. 2000г. и завершились подписанием указанного договора.

Правительство Мексики рассматривает достигнутые договоренности как важный успех, поскольку в соответствии с ними во владение мекс. стороны отходят 61,78% (10620 кв.км.) «Ойо де дона». Согласно договору, создается зона протяженностью 2,6 км. по обе стороны от демаркационной линии, в которой сроком на 10 лет объявляется мораторий на эксплуатацию нефтегазовых месторождений. Как предполагается, там находится 99% залежей углеводородов. Кроме того, США и Мексика договорились об обмене информацией о наличии и распределении энергоресурсов в данном районе в результате проведения геологических и геофиз. исследований.

Мексика вновь подтвердила готовность провести трехсторонние переговоры с США и Кубой по поводу восточной котловины Мексиканского залива, Вашингтон по-прежнему отказывается обсуждать данную проблему с Гаваной.

С подписанием упомянутого соглашения был решен по сути последний неурегулированный вопрос между Мехико и Вашингтоном о демаркации морских границ, что позволило мексиканцам увеличить свои потенциальные запасы нефти и газа. По оценкам руководителей минэнергетики Мексики, поскольку речь идет о месторождениях, залегающих на глубине около 3000 м., их эксплуатация в настоящий момент была бы нерентабельной. В то же время мексиканцы не исключают возможность приобретения в перспективе на мировом рынке гос. компанией «Пемекс» новейших технологий (в частности, у ам. компаний «Шелл», «Амока», «Шеврон» и др., а также норвежского концерна «Стэйтойл»), позволяющих разработку газонефтяных ресурсов в Мексиканском заливе.

Мекс. МИД опубликовал в начале 1999г. доклад «Морская граница между Мексикой и США», посвященный главным образом проблеме разграничения двух потенциально богатых нефтью участков континентального шельфа в Мексиканском заливе. Между Мехико и Вашингтоном действовало подписанное в 1978г. Соглашение о делимитации морской границы в пределах их 200-мильных эконом. зон. В докладе речь идет о двух участках шельфа, находящихся за пределами этих зон в межд. водах, — «западной котловине» (ближе к берегам Мексики) и «восточной котловине» (ближе к берегам Кубы).

Переговоры по этой проблеме были инициированы в 1997г. американцами, заинтересованными в создании правовых условий для скорейшего начала разведывательного бурения. Мекс. сторона согласилась обсуждать вопросы, касающиеся только «западной котловины». В отношении «восточной котловины» в качестве обязат. условия Мехико выдвигает требование об участии в переговорах Кубы, на что Вашингтон по понятным причинам пока пойти не готов.

Как указывается в докладе, в соответствии с Конвенцией по морскому праву 1982г. возможны два варианта: разграничение и, по сути, раздел данного участка шельфа на основе принципа равноудаленности от берегов обеих стран или же совместная разработка его ресурсов без формального раздела. Хотя мексиканцы и утверждают, что обладают необходимой технологией для добычи нефти на шельфе, технологическая готовность мекс. стороны существенно ниже, чем у американцев. Тем более, что речь идет о бурении на больших глубинах. В этой связи, как показали состоявшиеся в марте и сент. 1998г. двусторонние переговоры по поводу «западной котловины», мексиканцы пока не соглашаются ни на один из вышеуказанных вариантов, хотя в принципе их не отвергают.

Опираясь на закрепленные в межд. праве нормы относительно решения спорных вопросов на основе соглашения (здесь ссылаются на заключение Межд. Суда, поскольку в Конвенции по морскому праву 1982г., как отмечается, речь идет о необходимости достижения соглашения непосредственно о разделе участков шельфа), мекс. сторона предложила нестандартное решение – рассматривать «западную котловину» как не подлежащее разделу единое целое и создать механизм охраны прав и ресурсов каждой стороны, предусматривающий взаимную компенсацию. Такая позиция обосновывается тем, что при разделе нефтяные пласты могут оказаться трансграничными, и их разработка будет наносить ущерб той или другой стороне.

Мексиканская делегация подчеркнула, что за стол переговоров она вернется только после того, как проведет углубленное исследование геологических характеристик данного участка шельфа (такая позиция подтверждается и в упомянутом докладе МИД Мексики). Американцы были вынуждены на это согласиться. Вашингтон приостановил действие решений о проведении конкурса на выдачу лицензий на бурение в «западной котловине».

Нефтехимия

О исследованиях мекс. ученых в области биотехнологических способов переработки нефти. Специалистами Мексиканского ин-та нефти (МИН) проводятся исследования в области биокатализа, который в ближайшем будущем окажет серьезное влияние на нефтепереработку. Такой вывод сделан на основании удачно проведенных экспериментов по переработке и очистке базовых нефтепродуктов. По словам Э.Барсана, координатора проекта, точкой отсчета в попытках объединения двух различных областей науки (биотехнологии и нефтехимии) является строительство фирмой «Бритиш Петролеум» завода по выработке одноклеточных протеинов для переработки нефтепродуктов. Однако тогда этот проект успеха не

имел из-за токсичности конечного продукта переработки. По соображениям экологической безопасности все исследования были спешно прекращены. Однако первый неудачный опыт дал и положит. результаты, одним из которых стала разработка системы по преобразованию пропилена в оксид пропилена с использованием бактерий.

Вновь о возможности использования биотех. разработок в нефтехимии мекс. ученые заговорили после открытия микроорганизма группы *robofocus*, который способен избирательно исключать серу, содержащуюся в гетероциклических молекулах. Данный метод и был положен в дальнейшем в основу разрабатываемых пром. процессов. Он основывается на двухфазном смешивании с биомассой нефти, содержащей вторичный серный продукт, и на дальнейшем помещении клеток, предназначенных для десульфуризации, в водную среду. По окончании инкубационного периода, в течение которого поддерживается как можно более высокая плотность вещества с целью достижения наиболее тесного контакта между бактериями и органической составляющей, простым центрифугированием производится отделение уже обессеренного масла от водного раствора, содержащего серу в виде сульфата.

Указанный метод внес радикальные изменения в концепцию применения биокатализа в нефтехимии, вследствие чего появился даже новый термин «био-десульфуризация». Весь процесс при этом условно можно разделить на четыре части: вводная, органическая, твердая и газообразная, подразаумевающая необходимость поддержания чрезвычайно высокой плотности в физико-хим. смеси. Его существенным недостатком является размер частицы, т.е. та площадь поверхности, на которой осуществляется контакт нефтемасленной смеси с водой. Это послужило причиной начала нового цикла исследований с целью выработки технологии, которая бы позволила минимизировать поверхность частиц с одновременным сохранением полезных свойств эмульсии, а также изучение зависимости реакции от хим. состава используемой в процессе воды.

Применение достигнутых результатов, по мнению мекс. ученых, возможно также и в других нефтехим. процессах: термическая дезинтеграция, снижение вязкости, каталитический крекинг и т.д. Обязательным условием их осуществления является соблюдение жестких требований, предъявляемых к каталитическим реагентам. Во-первых, последние должны содержаться в достаточно больших количествах. Во-вторых, необходима их адаптация к условиям, в которых осуществляется процесс нефтепереработки (высокие температуры, давление, присутствие сольвентов и пр.). И, наконец, третьим ограничителем является высокая себестоимость используемых катализаторов, которые, как правило, содержат благородные металлы.

Специалисты МИН считают, что альтернативным вариантом, заменяющим дорогостоящие компоненты, как раз и являются микроорганизмы, которые способны претерпевать комплексные биохим. трансформации. Положительным является тот факт, что в случае отсутствия в природе какого-либо фермента, необходимого для конкретного хим. процесса, имеются механизмы замены его искусственно синтезированным. Таким образом, изменение генетической структуры микроор-

ганизмов может сделать реальным их использование в процессе осаждения вредных примесей и разрушения комплексных молекул полициклических с целью получения более чистой нефти-сырца, что значительно облегчит и удешевит ее дальнейшую переработку.

Уже сегодня некоторые нефтекомпании рассматривают биотехнологические процессы как реальную альтернативу традиционным методам нефтепереработки. Можно предположить, что в ближайшем будущем **биокаатализ** найдет применение не только в сфере нефтехимпереработки, но также в таких областях, как агрохимия и фармацевтика.

Об утилизации тяжелых нефтяных остатков в Мексике. Основное количество таких остатков образуется после широко применяемых вторичных процессов глубокой переработки нефти, включая вакуумную дистилляцию, каткрекинг, пиролиз, гидроочистку и др. Отходы этих технологий — мазуты и битумы с высоким содержанием серы и тяжелых металлов — до настоящего времени частично перерабатывались методами коксования или термокрекинга и висбрекинга с получением топочных мазутов для ТЭЦ и морских судов. Однако дальнейшее увеличение содержания серы в тяжелых остатках, обусловленное снижением качества нефти-сырца и увеличением глубины очистки, поставило многие из этих процессов на грань эконом. рентабельности.

По заказу «Пемекса» ам. специалисты подготовили тех.-эконом. обзор по данной тематике. В нем, в частности, отмечается, что развитие современной нефтепереработки определяется двумя важнейшими факторами — постоянным снижением качества нефти-сырца (для условий Мексики это нефть сорта «Майя») и ужесточением нормативных требований к экологическим параметрам продукции и технологическим процессам отрасли. За последнее десятилетие среднее содержание серы в нефти, перерабатываемой в стране, выросло с 0,84 до 1,16 весовых процента (прирост — 2,6% в год). Плотность и вязкость нефти за этот же период увеличились на 10%. Тенденция к снижению качества поступающей в переработку нефти является весьма устойчивой, проявляется уже в течение многих лет.

С другой стороны, вступившие в силу новые нормативные акты, которые жестко регламентируют экологические параметры важнейшего вида продукции нефтепереработки — моторных топлив — также оказывают влияние на изменения технологических процессов НПЗ. В соответствии со стандартами содержание серы в продаваемых в стране топливах не должно превышать: для дизельных топлив — 0,05 весовых процента, для бензинов — 300 ppm (ppm per million). Концентрацию канцерогенно опасного бензола в моторных бензинах следует снизить до 1 объемного процента, других ароматических углеводородов — до 25 объемных процентов (для дизельных топлив — 10–20%), соединений свинца — до 0,026 гр. на литр.

Введенные нормативы обязывают «Пемекс» заняться масштабным репрофилированием отрасли и модернизацией многих НПЗ, что требует значит. капиталовложений в 30–40 млрд. долл. Основная часть этих средств должна быть вложена в совершенствование технологических процессов, повышающих качество средних дистиллятов — исходного продукта для производства моторных топлив,

включая десульфирование, изомеризацию парафинов и олефинов, алкилирование, а также получение высокооктановых добавок на основе МТБЭ и ТАМЭ.

Снижение качества исходной нефти и повышение уровня очистки ведут к быстрому росту тяжелых нефтяных остатков, которые трудно поддаются переработке с использованием применяемых в Мексике технологий. Все большее количество отходов направляется на захоронение, что ведет к доп. расходам и загрязнению окружающей среды. В этой ситуации одним из наиболее перспективных подходов к решению возникшей проблемы является окислительная газификация тяжелых нефтяных остатков с получением синтез-газа (смесь водорода с монооксидом углерода). Этот продукт может быть использован в качестве топлива для газовых турбин генераторов электроэнергии или источника водорода для нужд НПЗ. Низкая себестоимость синтез-газа, производимого на установках газификации тяжелых остатков, позволяет использовать его в качестве сырья для получения ряда ценных продуктов нефтехимии.

Важной особенностью новой технологии (носит фирменное название LP МЕОН) является то, что впервые в пром. практике процесс получения метанола протекает в жидкой фазе в среде катализатора, диспергированного в инертном масле. Такая схема обеспечивает качественный контроль за температурой реакции и позволяет использовать синтез-газ с относительно низким содержанием водорода ($H_2CO = 1:1$). По эконом. показателям процесс LP МЕОН на 15% превосходит традиционные газофазные технологии, для которых необходим более дорогой синтез-газ, обогащенный водородом ($H_2CO = 2:1$). Кроме того, необходимый уровень рентабельности процесса LP МЕОН достигается на установках малой мощности (в 10–20 раз меньшей, чем для газофазной схемы), что позволяет компактно размещать их в местах потребления конечного метанола. По прогнозам экспертов, значит. число установок LP МЕОН будет построено в ближайшие 5–10 лет на НПЗ, которые специализируются на производстве высокооктановых добавок на основе МТБЭ и ТАМЭ. В их получении метанол используется в качестве сырья. Другими продуктами, получаемыми из синтез-газа, могут быть диметиловый эфир, уксусная кислота, окси-спирты.

Газификация тяжелых нефтяных остатков позволяет эффективно решить проблему их утилизации, обеспечить НПЗ дешевой электроэнергией и наладить выпуск ряда продуктов нефтехимии с высокой добавочной стоимостью, используемых в производстве экологически чистых моторных топлив.

Несмотря на то, что ам. технология LP МЕОН имеет достаточно высокие показатели производительности и эффективности, она не является уникальной. Если заинтересованные рос. организации смогут предложить «Пемексу» альтернативные пути переработки тяжелых нефтяных остатков, это может явиться реальным вариантом выхода на мекс. рынок наукоемких технологий.

Газпром

В последние годы в Мексике разработан и активно реализуется комплекс мер по дальнейшему развитию нац. газового сектора с участием иноинвесторов. Увеличение добычи и расширение сети

транспортировки и распределения прир. газа правительство считает одним из основных приоритетов развития нац. энергетики.

Проведенный местными специалистами анализ показал, что в стране имеются реальные условия, позволяющие рассматривать капвложения в газовую энергетику как перспективные и оправданные как в кратко-, так и долгосрочной перспективе.

1. Мексика обладает значит. резервами прир. газа: согласно офиц. данным, разведанные запасы составляют 67,7 трлн.куб.футов, а потенциальные – 180 трлн. По оценкам, этих запасов при существующих в стране темпах потребления должно хватить, как минимум, на 50 лет. **Мексика занимает 8 место в мире по добыче этого топлива (более 4 млрд.куб.футов в день).**

2. Географическое положение Мексики позволяет осуществлять транспортировку через ее территорию газа как из собственных месторождений, так и из других центр. и южноам. стран в США.

3. Страна располагает развитой сетью газопроводов (21,8 тыс.км., из них 10,2 тыс.км. – магистральные и 11,6 тыс.км. – распределительная сеть). На развитие инфраструктуры отрасли местными и иноинвесторами будет направлено 2 млрд.долл.

4. Экологичность и относительная дешевизна мекс. природного газа считается важным основанием для увеличения его использования в качестве перспективного вида топлива в условиях ужесточения межд. норм защиты окружающей среды и роста объемов потребления энергоносителей промышленностью.

5. В последние годы в Мексике наблюдается устойчивый рост внутреннего спроса на природный газ (в 1991г. – 2,5%, в 1998 – 4%); по оценкам, спрос до 2007г. будет ежегодно увеличиваться на 7,5-8,9%.

6. Наличие в Мексике необходимой юр. базы, позволяющей нац. и иноинвесторам участвовать в реализации проектов в рамках международно-принятых норм. Законодательство соответствует мировой практике и не создает каких-либо барьеров для привлечения в отрасль частного капитала.

В соответствии со стратегической линией правительства, в стране активно ведется перевод пром. и бытовых объектов на использование натурального газа. Программой развития элетроэнергетики на 1995-2004гг. предусматривается, в частности, строительство новых электростанций с комбинированным циклом, реконструкция действующих станций и перевод их на использование в качестве базового компонента прир. газа, адаптация существующих пром. объектов к новым экологическим нормам (приняты в 1998г.) за счет увеличения газовой составляющей в потребляемом топливе.

Важное значение с точки зрения привлекательности газоэнергетического сектора Мексики для иноинвесторов представляет тесное торг.-эконом. сотрудничество страны с США. Реализуются планы развития мекс. инфраструктуры транспортировки газа с целью их интеграции в систему газопроводов на территории США. Это позволяет с высокой степенью вероятности прогнозировать увеличение веса Мексики в энергообеспечении такого емкого рынка, как североам.

Активный интерес к здешнему газпрому проявляют деловые круги не только партнеров Мексики

по САЗСТ, но и Франции и Бельгии. Gaz de France в янв. 2000г. выиграла тендеры на строительство и обслуживание распределит. сетей в 51 муниципалитете шт.Пуэбла и Тласкала. Фирма Tractebel стала новым оператором распределит. системы в сев. районах шт.Веракрус. Минэнерго на регулярной основе объявляет тендеры для местных и иностр. компаний, предоставляя участникам всю необходимую информацию в отношении конкретных проектов развития газового сектора.

В числе крупных проектов, реализация которых ожидается в ближайшие годы, находится **проект строительства панам. газопровода**, значение которого некоторые местные экономисты сопоставляют со значением Панамского канала. Планируется, что газопровод будет проложен из Венесуэлы через 8 стран Юж., Центр. и Сев. Америки (Колумбия, Панама, Коста-Рика, Никарагуа, Гондурас, Сальвадор, Гватемала и Мексика) до г.Браунсвилль (США, шт.Техас). По подсчетам, его длина составит 4800 км., пропускная способность – 5 млрд.куб.футов в день, будут использованы 56-дюймовые трубы. Замысел, имеющий 27-летнюю давность, вновь ставится на повестку дня и начинается его проработка на уровне ряда правительств, крупных банковских структур, частных газовых компаний (в основном североам.). Проект направлен также на рассмотрение в МАБР, ВБ, ОАГ.

Монголия

Нефть. На 95% Монголия покрывает свои потребности в нефтепродуктах поставками из России.

Ведутся активные работы по разведке и добыче нефти в Вост. р-нах страны. Разрабатываются планы строительства НПЗ на 1 млн.т. нефти в год. Его продукция будет достаточно дорогой, так как для рентабельной работы такого уровня завода необходимо перерабатывать до 5 млн.т. в год. На Дзун-Баянском месторождении за 10 лет эксплуатации было добыто около 500 тыс.т. нефти.

Возможная конкуренция со стороны Китая хотя и существует, но не составляет реальной угрозы из-за более высоких цен и низкого качества поставляемой ими продукции. В 1998 г. в КНР было закуплено только 2,2 тыс.т. автобензина и 1,5 тыс.т. дизельного топлива для обеспечения юж. р-нов страны.

Монголия будет вынуждена закупать нефтепродукты в России, постепенно повышая объемы закупок по мере улучшения положения в экономике страны: 1999 г. – 405 тыс.т., 2000 г. – 415 тыс.т. При условии начала организации собственного производства объемы закупок постепенно будут снижаться.

Поставки нефтепродуктов из РФ (тыс.т.):

	1995 г.	1996 г.	1997 г.	1998 г.
Автобензин	189	187	184	211
Диз. топливо	113	120	128	132
Реактивн. топливо	20	27	24	20
Мазут	33	33	34	31
Всего:	355	369	371	395

НПЗ в Дзун-Баяне предполагалось завершить в сент. 1999 г. Он будет работать на китайском давальческом сырье: завозят нефть, перерабатывают, половину оставляют монголам, а остальное вывозят в Китай.

НИКАРАГУА

Нефть

Нефтепродукты играют решающую роль в энергетическом балансе Никарагуа. В последние годы их доля в общем объеме потребляемых страной энергоносителей составляет свыше 90%, при этом отмечается неуклонное увеличение их потребления и в стоимостном, и в натуральном выражении. Цены на эти товары продолжают постоянно расти, что негативно сказывается на развитии многих отраслей экономики и соц. сферы. В то же время **собственная добыча нефти в Никарагуа отсутствует** и она вынуждена ежегодно увеличивать закупки за рубежом нефтепродуктов.

В этой связи в стране с 30 гг. неоднократно велись поиски месторождений нефти. Наиболее интенсивно этот процесс шел в 60-70 гг., а в дальнейшем возобновился в 90 годы. Основной объем работ в этом направлении был проделан в 1998-99гг. Они были организованы Никарагуанским ин-том энергии (НИЭ), который привлек для этой цели норвежскую фирму «Фугро Геотеам» и использовал средства, полученные от Норвегии в виде помощи. Всего в поисковые работы было инвестировано 5 млн. долл.

Норвежская фирма, опираясь на результаты исследований, ранее проделанных другими зарубежными компаниями, в т.ч. «Эксон», «Шеврон», «Шелл», «Унион Мобил», «Вестерн Карибиен Петролеум» и др., провела бурение на нефть в акватории Карибского моря и Тихого океана и **обнаружила ряд месторождений нефти, пригодных для пром. разработки**. Наиболее крупные месторождения обнаружены в Карибском море напротив Кайо Мескитос и в сев. части Лагуна де Перла между 13 и 15° с.ш. и 82 и 83° з.д. Согласно оценкам экспертов, для Никарагуа это наиболее удобный в плане организации добычи нефти со дна моря район. В тихоокеанском секторе нефтяные месторождения проходят в нескольких километрах от побережья по линии Коринто, и Масачапа, и Сан-Хуан-дель-Сур. Это подводное месторождение нефти достаточно удобно в плане бурения и установки платформ, оно находится в непосредственной близости от крупных хоз. центров страны, особенно порта Коринто, однако данный район менее благоприятен в сейсмическом плане, в сравнении с Карибской зоной.

Получив информацию о месторождениях нефти, руководство страны приняло решение организовать пром. бурение в Карибской зоне. Правительство А.Алемана с самого начала попыталось установить достаточно жесткий контроль над иностр. компаниями, привлекаемыми к разведке и добыче нефти, действуя в соответствии с принятым в 1998г. «Законом об углеводородном топливе». В качестве гос. структуры, организующей конкурс на выдачу разрешений на бурение иностр. компаниям, был определен НИЭ. Проведение работ по контролю над состоянием природной среды в акваториях, где будет идти бурение, и ее защите было возложено на министерство природной среды и природных ресурсов. По линии этого министерства удалось организовать исследования, профинансированные по линии МАБР на 500 тыс.долл. Был составлен перечень ограничений для компаний, которые будут осуществлять разведку и добычу нефти.

Основная их цель — обеспечить защиту природных комплексов Карибского побережья, а также по возможности уменьшить ущерб, который добыча нефти неизбежно нанесет морской фауне в зонах нефтяных месторождений. По оценкам экспертов между природоохранными организациями, упомянутые выше ограничения носят достаточно жесткий характер, и их выполнение в принципе гарантировало бы должную защиту окружающей среды.

Условия получения разрешений на разведку и добычу нефти оказались таковы, что иностр. фирма, проявившая заинтересованность в этом виде деятельности попадет в зависимость от решений никарагуанских госструктур, принимаемых на нескольких уровнях, от органов местной администрации до главы государства. Это, исходя из существующих в стране норм и традиций, открывает никарагуанским чиновникам широкие возможности для различных злоупотреблений в отношении конкурсантов несмотря на такие условия конкурса, в предварит. порядке о готовности участвовать в нем заявило свыше 20 компаний из США, Великобритании, Бразилии, Японии, Канады.

Никарагуанцы предполагали провести первый его тур в середине 2000г., предложив инофирмам участки в Карибской акватории. Местные эксперты полагали, что в случае удачного проведения конкурса через 2-3г. можно было бы рассчитывать на начало пром. добычи нефти.

Ситуация изменилась после начала никарагуано-гондурасского территориального спора, возникшего в связи с ратификацией Гондурасом в нояб. 1999г. договора «Рамирес-Лопес» с Колумбией, предусматривающего такую делимитацию морских границ между двумя странами в Карибском море, которая фактически лишает Никарагуа большей части нефтяных месторождений континентальной платформы в пользу Гондураса.

Незадолго до ратификации указанного договора в гондурасском секторе Карибского моря также нашли месторождения нефти, пригодные для пром. разработки. Они являются продолжением никарагуанского месторождения, находящегося напротив автономной территории Сев. Атлантика. Поскольку Никарагуа и Гондурас договорились решать спор о делимитации границ в Карибской акватории через Межд. суд ООН в Гааге, никарагуанцам пришлось отказаться от проведения конкурса среди инофирм на дальнейшее осуществление работ по разведке и добыче нефти в наиболее перспективной зоне вплоть до вынесения окончательного решения этой судебной инстанцией. Большая часть открытых месторождений оказалась в спорной акватории.

Вместе с тем, анализируя ситуацию вокруг пограничного спора, особенно время ратификации Гондурасом упомянутого выше договора с Колумбией (с момента его подписания прошло 13 лет), ряд экспертов небезосновательно полагает, что «за кулисами» конфликта просматриваются и вполне конкретные интересы между нефтяными компаниями. Не исключается, что неудовлетворенные механизмом проведения конкурса и другими условиями работы, предложенными никарагуанской стороной, они предпочли иметь дело с Гондурасом. В этом случае вступление в силу договора «Рамирес-Лопес» позволяло бы расширить зо-

ну деятельности в гондурасском морском секторе. Однако энергичный протест со стороны никарагуанцев и как следствие подача ими иска против Гондураса в МС ООН, по всей видимости, на несколько лет «вывели из оборота» перспективный нефтеносный участок.

Хотя остальные никарагуанские зоны в Карибском море и на Тихом океане, где была обнаружена нефть, пока не оспариваются соседями, руководство Никарагуа не выставляет входящие в них участки на конкурс. Вместе с тем, не исключено, что Никарагуа объявит о подобном конкурсе. Его победителями могут оказаться ам. и другие западные фирмы, традиционно работающие в Карибском море и располагающие соответствующим оборудованием, снаряжением и технологиями.

Конкурс (торги) предложений по разведке и пром. добыче нефти в никарагуанских морских акваториях. В соответствии с нормами, разработанными НИЭ, период подачи предложений на конкурс (торги) заинтересованными компаниями составляет 6 мес. с момента офиц. объявления о дате их приема (обычно в латиноам. странах в подобных случаях период подачи составляет от 8 мес. до 1г.).

НИЭ в течение 60 дней рассматривает предложения и дает по ним заключения. Прошедшие конкурсный отбор предложения направляются в т.н. «Правление по вопросам добычи нефти», состоящее из представителей руководства госучреждений, связанных по роду деятельности с использованием нефтепродуктов. Эта инстанция в течение 30 дней также должна сделать свое заключение.

Далее представители НИЭ и «Правления» совместно определяют, в какой форме фирмы, представившие лучшие предложения, будут работать на выделенных им участках: получив их в концессию или создав СП. На следующем этапе НИЭ делает представление в правительство с обоснованием целесообразности заключения того или иного вида контракта с победившими конкурсантами. Окончательное решение на составление проекта-контракта принимается на уровне главы государства, и, в случае его согласия, НИЭ может выработать с фирмами-победителями конкурса соответствующий проект документа (следует отметить, что правительство обязало НИЭ по ходу этапов конкурса информировать президента страны о их результатах).

Далее проекты контрактов должны согласовываться с региональными советами территорий Сев. и Юж. Атлантики, пользующимися в Никарагуа определенной автономией. После согласования с местной администрацией всех спорных вопросов глава государства, лично или, передав полномочия одному из членов руководства страны, может подписать контракт с выигравшей конкурс (торги) компанией.

Если конкурсант не укладывается в установленные сроки с представлением проекта или проиграл конкурс, ему разрешено участие в следующих турах с начальной стадии.

В ряде случаев регламент предусматривает при получении разрешения главы государства и согласия местных властей с условиями проекта-контракта прямые переговоры заинтересованных иностр. фирм с НИЭ, минуя конкурс.

НОРВЕГИЯ

Нефтегазпром-2000

Нефтегазодобыча. Доля этой отрасли в ВВП Н. составила в 2000г. 22,7%. Для сравнения – доля всех остальных отраслей промышленности – 9,2%.

Н. располагает разведанными запасами нефти, превышающими 1,2-1,3 млрд.т., газа – 2,1-2,2 млрд.т. нефтяного эквивалента. До настоящего времени, как указывает министерство нефти и энергетики Н., на норв. шельфе добыто только около 20% известных запасов нефти и газа. Добыча газа, запасы которого доказаны, может осуществляться в течение почти 100 лет, а нефти – 20-25 лет, если исходить из сегодняшних объемов производства.

Совокупное производство углеводородов на норв. континентальном шельфе в 2000г. составило 243,2 млн. стандартных куб. м. нефтяного эквивалента (+7,1% по сравнению с пред. г.), в т.ч. нефти – 180,9 млн. скм (+6,8%), газа – 49,9 млн. скм (+5%), конденсата – 12,3 млн. скм (+19,5%).

Экспорт газа составил в 2000г. 48,8 млн. скм н.э. на 32,3 млрд. крон, в самой Н. газ пока не потребляется, т.е. весь добытый газ был экспортирован (за исключением незначит. количеств, закачиваемых обратно в скважины с целью повышения нефтеотдачи пластов).

В 2000г. покупателями норвежского газа являлись Франция (35,7% объема экспорта), Германия (35,6%), Бельгия (10,7%), Нидерланды (8%), Испания (6%), Чехия (2,5%) и Великобритания (1,5%). С 2001г. начались поставки газа в Италию (6 млрд.куб.м. ежегодно в течение 25 лет) и в Польшу (0,5 млрд.куб.м. ежегодно в течение 5 лет). Ведутся переговоры о поставках норвежского газа в Данию, Словакию, Венгрию; потенциальными покупателями являются Финляндия и Швеция.

Планируется, что к 2004г. добыча газа в Н. достигнет 80 млрд. куб.м.; данный объем газа определяется уже подписанными соглашениями на его экспорт (включая опционы). Н. к 2010г. будет в состоянии экспортировать 100 млрд. куб.м., однако для этих доп. 20 млрд. куб.м. необходимо найти новые рынки сбыта, активным поиском которых занимаются в настоящее время норв. компании. Местные эксперты предсказывают в этом плане резкое ужесточение конкурентной борьбы с рос. «Газпромом».

Крупнейшими нефтяными месторождениями Н. являются Экофиск, Тролль, Осеберг, Гульфакс, Драуген и Статфьорд. Среднесуточная добыча нефти на норв. континентальном шельфе составляла в 2000г. 3,1 млн. бар. (в 1999г. 2,9 млн. бар.).

Экспорт Н. нефти составил в 1999г. 139,9 млн.т. (259,8 млрд. крон) или около 90% ее добычи. По объемам экспорта нефти Н. находилась на третьем месте в мире, уступив только Саудовской Аравии и России, а по объемам добычи – на седьмом.

Основными импортерами норв. нефти в 2000г. являлись Великобритания (31,9% объема экспорта), Нидерланды (16,3%), Канада (10,7%), Франция (10,7%), США (8,7%), Швеция (6,6%), Германия (4,2%), Бельгия (2,6%).

Добыча нефти на Норв. континентальном шельфе в Сев. море началась на месторождении Ekofisk

в 1971г. Спустя 30 лет по экспорту сырой нефти (3,1 млн. б/д) Н. вышла на третье место в мире. Н. имеет значит. ресурсы нефти и природного газа в Северном, Норв. и Баренцевом морях, является одним из основных экспортеров энергоресурсов в Зап. Европе, обеспечивая 14% суммарного потребления газа и 20% поставок сырой нефти в страны ЕС.

Нефть и газ играют определяющую роль в экономике Н. В 2000г. их доля в норв. экспорте составила 40% в денежном выражении, что обеспечило 19% поступлений в госбюджет, которые идут по двум каналам.

Первый – это налоги и выплаты от компаний, ведущих добычу нефти и газа на шельфе. Налоги и выплаты производятся только с прибыли компаний. Для офшорной деятельности, кроме обычного налога на прибыль (28%), введен спец. налог на добычу нефти и газа в 50% от полученных доходов. Кроме того, компании выплачивают налог на продукцию (роялти), территориальный налог и с 1991г. налог на выбросы двуокиси углерода.

Второй канал поступления средств в бюджет – дивиденды от «прямого эконо. участия государства» в освоении месторождений и добычи нефти и газа на НКШ. Доля «прямого эконо. участия государства» в офшорной деятельности колеблется в зависимости от характеристик месторождения и составляет 30-73%.

Доходы от экспорта углеводородного сырья составляют основную часть от суммарных доходов норвежского государства. С учетом конечности запасов углеводородов, в целях заботы о следующих поколениях был создан Нефтяной фонд, в котором аккумулируется значит. процент доходов государства от продажи нефти и природного газа на мировом рынке.

Данные министерства нефти и энергетики показывают, что общая добыча энергоресурсов на шельфе в 2000г. составила 250 млн. скм н.э.

В 1999-2000гг. было открыто 7 новых месторождений. Это дало ресурсный прирост в 45-70 млн. скм нефти, включая сырой газ и конденсат, и 55-75 млрд. скм газа (75 млн. скм н.э.). Одновременно были скорректированы ресурсы на действующих месторождениях на 18 млн. скм нефти, включая сырой газ и конденсат, и 80 млрд. скм газа. Общие разработанные нефтяные ресурсы составили 13,7 млрд. скм н.э.

Добыча нефти достигла 170 млн. станд. куб. м. (скм) в 2000г. против 168,8 млн. скм в 1999г. Это означает, что добыча нефти в баррелях в 2000г. превысила величины в 1,08 млрд., что соответствовало добыче в 3,14 млн. б/д.

Добыча нефти в 1999г.

Месторождение	млн. куб. м.	млн. барр.
Oseberg.....	19,4	122,2
Gullfaks.....	17,1	107,8
Район Ekofisk.....	15,7	98,5
Statfjord.....	12,5	78,7
Heidrun.....	12,4	78,3
Troll II.....	12,4	78,3
Draugen.....	12,1	76,4
Snorre.....	9,4	59,1
Nome.....	8,3	52,2
Valhall.....	5,3	33,4
Итого.....	168,6	1.060,5

Примечание: 1 станд. куб. м. нефти = 6,29 барр.; 1 станд.куб.м. газа = 1 станд.куб.м. н.э.

В 2000г. добыча газа продолжала резко расти. Его извлекаемость выросла с 47,6 млрд. скм до 50,4 млрд. скм, включая конденсат и сырой газ (NGL-Natural gas liquids). Экспортные поставки газа с НКШ выросли на 6,3% и достигли 45,8 млрд. скм.

Добыча газа в 1999г.: Troll – 25,5 млрд.куб.м. газа; Sleipner – 10,3; Район Ekofisk – 3,4; Statfjord – 2,1; Valhall – 1; Итого – 47,4 млрд.куб.м. газа.

Причиной увеличения в 2000г. добычи природного газа послужило возрастание потребления энергоносителя в Зап. Европе, являющейся основным рынком для норвежского газа на 4,7% по сравнению с 1999г. Это вызвано увеличением спроса на газ для производства электроэнергии на ТЭС.

Наряду с амбициозными планами расширить добычу и экспорт природного газа к 2005г. до 70 млрд.куб.м. в год правительство предпринимает меры по расширению его потребления на своей территории, преследуя при этом две цели: снизить зависимость производства природного газа на НКШ от конъюнктуры европейского газового рынка, на котором Н. не чувствует себя достаточно уверенно (несмотря на успешную экспансию последних лет – в Австрию, Германию, Италию, Чехию) в преддверии поступления на этот рынок газа с Ямала; заменить часть экспорта дешевого природного газа на экспорт более ценных в стоимостном выражении продуктов его глубокой переработки.

В 2000г. в нефтегазовом секторе страны было занято 90 тыс.чел. (из них 20 тыс.чел. непосредственно на нефтегазодобывающих платформах в Сев. и Норв. морях).

Крупнейшие нефтегазовые компании:

1. Гос. компания «Статойл» и частно-гос. концерн «Ношк Гидро», которые совместно со стortingом (парламент) и правительством определяют политику страны в энергетической области. Den Norske Statsoljeselskap (Statoil) является крупнейшей нефтегазовой компанией в стране. По своей производственной и фин. структуре относится к типу интегрированных компаний и осуществляет крупные программы по разведке нефтегазовых месторождений как в пределах норв. территориальных вод, так и за пределами нац. границ. Деятельность компании включает также производство и продажу сырой нефти, природного газа и продуктов глубокой переработки углеводородного сырья. Штаб-квартира «Статойл» расположена в г.Ставангер (Зап. Н.).

Через «Статойл» осуществляется реализация гос. эконо. интересов в сфере разведки, производства и транспортировки углеводородов. Такая схема отношений между компанией и государством позволяет «Статойл» занимать одно из лидирующих мест среди мировых производителей нефти и газа.

В концерне Norsk Hydro доля государства составляет 44%. Главным направлением деятельности концерна является добыча углеводородов на норв. континентальном шельфе и за рубежом. Специализация «Ношк Гидро»: нефтепереработка, нефтехимия, производство, производство биополимеров, обеспечение электроэнергетических проектов, производство легких металлов (алюминия, магния). Концерн «Ношк Гидро» является вторым по величине и значению производителем нефти и газа в Н. после «Статойл».

Н. вступает в так называемый «газовый век». Спрос на природный газ растет. Экспорт природного газа на европейский рынок, где основными конкурентами Н. являются Россия и Алжир, к 2005г. должен возрасти почти в три раза. Запасов Н. хватит, чтобы обеспечивать поставки в Европу 90 лет.

Нефтяные запасы составляют 1% от суммарных мировых запасов. В то же время необходимо учитывать, что Н. экспортирует на мировой рынок 90% производимой нефти. Н. контролирует 3% мировых запасов природного газа и предполагает к 2005г. войти в число пяти крупнейших мировых экспортеров.

Основным нефтегазоносным районом является участок в Сев. море, где расположены крупнейшие месторождения Ekofisk, Frigg, Statfjord, Gullfaks, Troll, Oseberg и Snorre, которые по тех. сложности и вложенным инвестициям являются крупнейшими пром. проектами в данной области. В их финансировании принимали участие крупнейшие мировые нефтегазовые компании. В 1971-96гг. в работы по разведке, обустройству и эксплуатации месторождений инвестировано 1500 млрд. крон (172,4 млрд.долл.). До 2025г. в развитие добычи углеводородов ожидается такое же количество инвестиций в случае стабильных цен на нефть на «примемлемом» для Н. уровне в 18-19 долл. за бар.

Третьим по значимости нефтегазоносным районом Н. (после Сев. и Норв. морей) является участок в арктической части Баренцева моря, где норвежскими и зарубежными нефтегазовыми компаниями в непосредственной близости от **спорного участка рос.-норв. границы** ведутся работы по разведочному бурению и приблизительной оценке суммарных запасов углеводородного сырья в данном районе. По оценкам норв. экспертов, планы по обустройству первого месторождения (Sn0hvit) на норв. участке шельфа Баренцева моря могут быть реализованы в течение следующих нескольких лет. Сотрудничество в разработке нефтегазовых месторождений в данном районе Баренцева моря является одной из основных тем, которые обсуждаются между Россией и Н. в связи с проблемой делимитации спорного участка границы. Н. ведет разведку запасов углеводородов в арктической зоне с 1980г. **Норв. участок шельфа Баренцева моря по площади соизмерим с территорией ам. штата Техас.** По оценкам Норв. нефтяного директората, ресурсы углеводородного сырья в Баренцевом море могут составить до 27% от разведанных суммарных запасов страны.

Уже извлечено около 1/3 запасов нефти и 10% природного газа. В Сев. и Норв. морях продолжают эксплуатироваться 56 месторождений нефти и природного газа. На очереди стоят 136 новых средних и малых месторождений, часть из которых сейчас находятся в стадии строительства и подготовки к производству. С учетом планов Нефтяного директората 30 из них должны вступить в эксплуатацию уже в ближайшие 10 лет. Использование еще 50 планируется начать до 2020г.

В рамках Европы норв. позиции на рынке нефти и природного газа достаточно сильны. Здесь Н. контролирует около половины всех имеющихся нефтяных запасов и одну треть всего европейского континентального шельфа.

Экспорт природного газа и создание единого скандинавского энергетического рынка являются

приоритетными задачами в энергетической политике Н. Большинство газопроводов расположены в Сев. море, среди которых — газопроводы в Великобританию, Германию и Бельгию. Имеются также газопроводы на материковой части Дании, которые продолжены до Мальме и Гетеборга в Швеции. Часть газопроводов связана с поставками газа для пром. целей, т.е. для предприятий орг. синтеза.

Единый рынок природного газа наиболее выгоден для Н. В этой связи Н. предпринимает энергичные шаги по его созданию, так как у нее нет других альтернатив по природному газу кроме его интенсивного экспорта. Транспорт и химпром (синтез аммиака, метилового спирта, новых видов моторных топлив, пластических масс, ароматических соединений и т.п.) не в состоянии утилизировать более 10-15% прироста добычи газа, прогнозируемого до 2010г.

Нерешенной пока проблемой является резкое увеличение выбросов в атмосферу основного загрязнителя, вызывающего «парниковый» эффект и глобальные необратимые изменения климата, — двуокиси углерода от крупных газотурбинных электростанций. В этой связи Н. начинает искать «лазейки», в т.ч. за счет перераспределения нац. квот. В янв. 2000г. правительство объявило о вступлении Н. в создаваемый Всемирным банком Prototype Carbon Fund (PCF), целью которого является поддержка в развивающихся странах и странах с переходной экономикой проектов сокращения эмиссии «тепличных» газов в атмосферу. Высвобождающиеся в результате реализации данных проектов квоты на выброс двуокиси углерода будут перераспределены между странами-участниками упомянутого фонда.

Норв. НИИ разработаны собственные технологии и оборудование для ведения разведочных работ, обустройства и эксплуатации шельфовых месторождений. Центр. место в данном процессе по праву занимают нефтегазодобывающие платформы из стали и бетона Condeerene. Данные норв. изобретения (в частности, бетонные технологии) были широко использованы при строительстве первого в мире морского арктического месторождения Hibernia неподалеку от Нью-Фаундленда. **Норв. море является лабораторией новейших технологий добычи нефти и природного газа на шельфе,** которые совершили гигантский скачок и продолжают развиваться еще более быстрыми темпами. Применяются такие новейшие технологии, как сейсмическое картографирование морского дна, дистанционное управление буровыми операциями, сепарация нефти, природного газа и воды непосредственно на морском дне.

Сейсмическое картографирование является разновидностью использования рентгеновских лучей, которые проникают вглубь морского дна на несколько тысяч метров и выявляют залежи углеводородов, возраст которых превышает сотни миллионов лет. Огромное значение имеют также технологии повышения извлекаемости углеводородов. В 1971г. на НКШ началась эксплуатация первого месторождения Ekofisk, и эксперты полагали, что технологически возможно извлечь лишь 17% имеющихся там запасов. Однако, для норвежцев данный вариант показался неприемлемым, и они приступили к разработке спец. технологий, которые способствовали бы повышению отдачи

нефтяных пластов. Путем закачки в скважины воды, природного газа, хим. реагентов, а также применения технологии т.н. горизонтального бурения уровень извлекаемости нефти вырос до 44%. До 2010г. планируется достичь отметки в 50%. Н. получила сверхприбыли в несколько сотен миллиардов крон, а разработанные норвежскими учеными технологии повышения внутрипластового давления могут с успехом применяться в других районах мира, прежде всего, в США и Канаде.

Следующим этапом оптимизации процесса нефтегазодобычи является разработка новых, более простых технологий для бурения скважин, сейсмического картографирования, обустройства глубоководных месторождений, а также дистанционного управления процессом добычи непосредственно на морском дне или в скважине.

Добыча нефти в Н. началась на шельфе Сев. моря на глубине 70-100м. Норв. нефтегазодобывающие компании обладают необходимым опытом и технологиями бурения скважин на глубине до 1300м. в Норв. море. Максимальная глубина **скважины** от морского дна сейчас составляет 5900м., а ее **расположение от платформы достигает 9 км.** Управление и контроль процесса бурения и добычи осуществляются со стационарных или т.н. «плавающих» производственных платформ на морской поверхности. Идет подготовка к строительству крупного месторождения природного газа в Норв. море — Ormen Lange на глубине 1100 м. Добыча углеводородов способствует также развитию новых технологий в изучении морских ресурсов, охране окружающей среды и т.п.

Нефтегазпром-1999

Эксплуатация газовых месторождений, запасы которых доказаны, может осуществляться 85 лет, если исходить из сегодняшних объемов добычи газа. Экспорт газа составил в 1998г. 42,7 млрд.куб.м. В самой Н. газ пока не потребляется, т.е. весь добытый газ был экспортирован (за исключением незначит. количеств, закачиваемых обратно в скважины с целью повышения нефтеотдачи пластов). Наиболее значит. запасы газа сконцентрированы на месторождениях Экофиск, Слейпнер-Ост, Статфьорд и Фригг. Учитывая имеющиеся сегодня договоренности с импортерами норвежского газа, его добыча к 2005г. превысит 60 млрд.куб.м. **Доля Н. в поставках газа в Европу к 2000г. может составить 15%**, причем его поставки основному потребителю — ФРГ — в 1998г. увеличились и к 2005г. будут находиться на уровне 28 млрд.куб.м. в год. Исходя из долгосрочных контрактов, доля норв. фирм на рынке Германии может возрасти к 2005г. с сегодняшних 14% до **30%**. Одним из основных конкурентных преимуществ Н. в этой области является создание мощной инфраструктуры, обеспечивающей поставки прир. газа в Европу. По состоянию на начало 1999г. ей принадлежали такие мощные газотранспортные системы, как «Нурпайп», «Фригг», Статпайп», «Зеепайп-1» и «Европайп-1 и 2», пропускная способность которых составляет 68 млрд.куб.м. в год.

Крупнейшими нефтяными месторождениями Н. являются Статфьорд, Гульфакс, Осеберг и Экофиск. Среднесуточная добыча нефти на норв. континентальном шельфе составляла в 1998г. 3 млн.барр. **Разведанных запасов нефти хватит на 20 лет добычи.** Экспорт Н. нефти составил в 1998г.

131,3 млн.т. или 92% ее добычи. **По объемам экспорта нефти Н. находилась на втором месте в мире**, уступив только Саудовской Аравии, а по объемам добычи — на седьмом. По офиц. итоговым данным совокупное производство углеводородов на норв. континентальном шельфе в 1998г. составило 222,5 млн. стандартных куб.м. нефтяного эквивалента, в т.ч. нефти — 168,9 млн.ст. куб.м. (141,9 млн.т.), газа — 43,6 млн.ст.куб.м., конденсата — 9,9 млн.ст.куб.м. Норв. нефть («брент бленд») поставляется, в основном, в страны Европы, а также в США.

Судя по докладам, представленным в стортинг министерством нефти и энергетики Н. (St meld nr 46 (1998) и St meld nr 37 (1999)), максимум суммарной добычи нефти, газоконденсата и газа предполагается на 2000-05 гг. — 200 млн.т. нефтяного эквивалента. К этому периоду основные нефтяные р-ны (такие, как Статфьорд, Осеберг, Экофиск, Гульфакс) в 1,5-2 раза снизят свою производительность, и основную часть добычи нефти на шельфе планируется получить с новых месторождений, которые находятся в стадии детальной разведки и обустройства. Из них крупных разведано только два: Тролль (фаза II) и Слейпнер, суммарная добыча нефти из которых в период 2001-03 гг. составит 40 млн.т. в год. Основной прирост добычи нефти на норв. континентальном шельфе (НКШ) предстоит получить с малых и средних месторождений (60 млн.т. в 2000г. и 80 млн.т. в 2005г.). Причем эти месторождения находятся в менее выгодном положении, чем эксплуатируемые в настоящее время, а именно: разрозненно, на глубоководных участках (глубина моря 300 и более метров), нефтяные пласты имеют сложное геологическое строение и залегают на больших глубинах, а, значит, требуют новых технологий для освоения. Стационарная платформа Тролль является последней платформой такого типа, и в дальнейшем предпочтение будет отдаваться мобильным плавучим платформам с «тросовым» креплением к донным фундаментам и добычным судам. На НИОКР в этой области нефтяные фирмы и государство тратят 2 млрд.норв.крон в год (300 млн.долл.), что признается недостаточным.

Общие ресурсы нефти и газа на НКШ велики (12,8 млрд.т. нефтяного эквивалента, в т.ч. 9,3 млрд.т. извлекаемых запасов), а добыто на НКШ за годы эксплуатации 2,4 млрд.т. нефти и газа (19%). В Северном море извлекаемые запасы составляют 3 млрд.т. (47% нефти и 53% газа), в то время как в добытом углеводородном сырье доля нефти составляла в среднем 65%. В Норв. море извлекаемые запасы составляют 340 млн.т., в т.ч. нефти — 55%.

Увеличение доли газа в структуре добываемого углеводородного сырья **побуждает Н. искать для него рынки** в Скандинавии и в Европе, включая Швецию, Финляндию, Чехию, Польшу, страны Балтии и даже Украину. Так, по прогнозным оценкам минпромышленности и энергетики, ожидается рост экспорта норвежского природного газа с 20-21 млрд.куб.м. в 1993-94 гг. до 55-75 млрд.куб.м в 2005-10 гг., в т.ч. по уже заключенным на сегодня контрактам 25 млрд.куб. м., с дальнейшим постепенным спадом до 40-42 млрд.куб.м. к 2020г., при этом 20-25 млрд.куб.м. планируется добывать и экспортировать из месторождения Тролль (фаза I) в Северном море.

Зависимость экономики Н. от нефтегазового сектора очень высока. Так, понижение мировых цен на сырую нефть (а именно в таком виде Н. экспортирует 90% добываемой ею нефти) на 60% в 1998г. привело к снижению гос. доходов вдвое (с 86,8 млрд. норв. крон в 1997 до 45 млрд. крон в 1998г.). Это сопровождалось уменьшением инвестиций в нефтегазовую отрасль на 40%, затронув такие крупные норв. компании как «Акер», «Квернер», «АББ» и др.

Прогрессирующее снижение инвестиций в НКШ вынуждает эти компании с 1998г. переключаться на другие части межд. рынка. Об этом свидетельствует высокая активность норв. компаний в 1999г. в ЮВА, Китае, Анголе, Ливии, в Азербайджане и других республиках бывшего СССР. Идет интенсивная проработка механизма господдержки вхождения норв. офшорных компаний в Иран.

Несмотря на то, что доходы государства от нефтегазовой деятельности прогнозируются достаточно высокими и стабильными еще в течение 10-15 лет, обязательства правительства в соц. секторе (пенсии, пособия по безработице, другие виды соц. поддержки населения) будут резко возрастать и уже через 5-10 лет их невозможно будет покрыть за счет нефтяных доходов соответствующего периода, если не создать запас прочности уже сейчас. Основная проблема состоит в том, как использовать средства нефтяного фонда, пока нефтяные доходы все еще высоки. Норв. банк, например, предостерегает тех в правительстве, кто предлагает часть средств нефтяного фонда направлять на инвест. поддержку норв. предприятий, так как тем самым поддержка неприбыльных предприятий внутри страны может усилить инфляционный прессинг на норв. экономику. С другой стороны, есть большой риск подорвать такими инвестициями прибыльность предприятий, которые конкурентноспособны на межд. рынке. Поэтому настоятельные рекомендации Норв. банка состоят в том, чтобы направлять средства нефтяного Фонда за границу, преимущественно в межд. фондовый рынок, что и было реализовано в 1997-99 гг.

Валютные резервы, размещенные в Нефтяном фонде, достигли к концу 1999г. 203 млрд. крон. Министерство нефти и энергетики приступило в 1999г. к формированию новой нефтяной политики. В полном объеме она опубликована в «Белой книге-2000». Основные принципы формирования долгосрочной стратегии в этой отрасли сводятся к следующему:

1. Нефтегазовая политика должна обеспечить: рост благосостояния нации; охрану окружающей среды; долгосрочное устойчивое функционирование нефтегазовой отрасли.

2. Правительство берет на себя ответственность за создание благоприятных рамочных условий для поступательного развития нефтегазовой активности на НКШ, включая: доп. госфинансирование научных проектов, направленных на создание новых высокоэффективных технологий; совершенствование налогового механизма (так правительство планирует отменить «роялти» с ряда месторождений, сложных для освоения); разработка новых правил прямого гос. фин. участия в производственных лицензиях; разработка новой политики «интернационализации» НКШ че-

рез господдержку программ Intsok и Petrad с тем, чтобы наилучшим образом привлечь на НКШ межд. технологический опыт.

3. Правительство за счет формирования новых концессионных правил и процедур планирует повысить предсказуемость результатов деятельности инокомпаний на шельфе и тем самым вновь сделать НКШ привлекательным для межд. инвестиций, с учетом того, что 72% нефтегазовых резервов на НКШ требуют для своего развития инвестиций в объеме до 50 млрд. крон в год, сложившаяся структура инвестирования в освоение НКШ требует привлечения не менее 60% этого объема из зарубежных источников.

Нефть и газ играют определяющую роль в экономике Н. В 1999 году их доля в норв. экспорте составила 40% в денежном выражении, что обеспечило 19% поступлений в гос. бюджет, которые идут по двум каналам.

Первый – это налоги и выплаты от компаний, ведущих добычу нефти и газа на НКШ. Налоги и выплаты производятся только с прибыли компании. Для офшорной деятельности, кроме обычного налога на прибыль (28%), введен спец. налог на добычу нефти и газа, составляющий 50% от полученной прибыли. Кроме того, компании выплачивают налог на продукцию (роялти), территориальный налог и с 1991г. налог на выброс двуокиси 7 углерода.

Второй канал поступления средств в бюджет – доходы от «прямого фин. участия государства» в освоении месторождений и добычи нефти и газа на НКШ. Доля государства в офшорной деятельности колеблется в зависимости от характеристик месторождения и составляет от 30 до 73%.

Швеция и Финляндия входят в сферу долгосрочных норв. интересов на энергетическом рынке. **Россия** же рассматривается скорее как конкурент. Норвежцы всячески уклоняются от взаимодействия с нами на европейском рынке нефти и газа. В период до 2010г. вряд ли следует ожидать «прорывов» в норв. участии в освоении газовых месторождений рос. арктического шельфа (Штокмановское, Русановское и др.), т.к. **поставки рос. газа в Финляндию и Швецию составят жесткую конкуренцию природному газу из Н.**

Наряду с амбициозными планами расширить добычу и экспорт природного газа на НКШ к 2005г. до 70 млрд. куб. м. в год норв. правительство предпринимает меры по расширению его потребления на своей территории, преследуя при этом две цели: снизить зависимость производства природного газа на НКШ от конъюнктуры европейского газового рынка; заменить часть экспорта дешевого природного газа на экспорт более ценных в стоимостном выражении продуктов его глубокой переработки.

Нефтефонд

Гос. нефтяной фонд создан и функционирует в соответствии с одноименным законом от 22 июня 1990г. Данный правовой акт регулирует вопросы размещения/ аккумуляции средств в фонде, а также порядок управления этими средствами.

В законе особо подчеркнуто, что средства Фонда представляют собой фин. основу для достижения долгосрочных целей государства, с привлечением для этого доходов от эксплуатации норв. нефтегазовых месторождений.

Фонд формируется за счет денежных средств от добычи нефти и газа, поступающих в него через госбюджет, и дополняется прибылью от аккумулярованных накоплений.

Капитал Фонда складывается из следующих денежных поступлений: совокупные доходы от налогообложения нефтегазодобычи, взимаемые в соответствии с законами «О налогообложении деятельности при эксплуатации месторождений углеводородного сырья на норв. континентальном шельфе» и «Об осуществлении нефтегазодобывающей деятельности»; доходы от сборов за выбросы в атмосферу CO₂ при осуществлении нефтегазодобычи на континентальном шельфе; доходы в виде «прямого эконо. участия государства в нефтегазодобыче на норв. континентальном шельфе» (далее – ПЭУГ), которые определяются как сумма доходов от эксплуатации месторождений и других доходов от этого вида деятельности за вычетом издержек производства и иных прямых расходов при осуществлении нефтегазодобычи; гос. доходы по соглашениям об отчислениях чистой прибыли в рамках отдельных лицензий на добычу углеводородного сырья; дивиденды АО «Норв. гос. нефтяная компания» (более известна как «Статойл»); перечисления из Гос. фонда страхования нефтегазодобычи; доходы государства от возможных продаж своих долей участия в ПЭУГ.

За вычетом: прямых инвестиций государства в нефтегазодобычу; отчислений государства в Гос. фонд страхования нефтегазодобычи; расходов на возможное приобретение долей участия для ПЭУГ.

В законе подчеркнуто, что средства фонда могут использоваться лишь для перевода определенных сумм в гос. бюджет по решению стортинга и не должны расходоваться иным образом, в т.ч. на предоставление средств Фонда в виде кредитов государству или частным физ. и юр. лицам

Капитал Фонда размещается как и прочие фин. активы государства. Фонд не может брать кредиты, приобретать права или брать на себя обязательства, т.е. вступать в гражданско-правовые отношения с частнопредпринимательскими структурами или органами гос. власти, а также выступать в качестве истца или ответчика.

Средствами Фонда от имени государства управляет минфин. Королю Н. (здесь следует понимать правительство) предоставлено право издавать предписания о дополнениях к закону и его практической реализации, в т.ч. по вопросам создания Фонда, управления его средствами.

Сущность Фонда может быть сформулирована.

1. Нефтяной фонд представляет собой резервные накопления страны. Способы его формирования в чем-то сопоставимы с формированием доход. части госбюджета за счет налогов и сборов.

2. В дополнение к этому в Фонд поступают отчисления от прибыли и «закачки» в него средств через механизм ПЭУГ. Сумма поступлений в него на предстоящий год и ближайшую перспективу тщательно прогнозируется соответствующими структурами (в соответствии с прогнозом министерства нефти и энергетики сумма накоплений в Нефтяном фонде должна составить к концу 2003г. 630-650 млрд. крон).

3. Отношение к накоплениям Фонда характеризуется отложенным на длительную перспекти-

ву распределением и использованием его средств, т.е. он может быть назван «неприкосновенным фин. запасом» государства. Предпринимавшиеся попытки склонить власти к вложению хотя бы небольшой части накопленных средств в решение, в общем-то, неотложных задач (например, ликвидация тех. отставания ряда отраслей Н. от среднего по ОЭСР уровня, реорганизация системы высшего образования и подъем фундаментальных наук, совершенствование системы здравоохранения и расширение предоставляемых в этой области услуг и т.п.) успехом не увенчались. Неприкосновенность фонда мотивируется тем, что его средства могут быть востребованы только тогда, когда доходы государства, в т.ч. от нефтегазодобычи, станут меньше, чем расходы. При этом рост гос. расходов, в т.ч. из-за старения населения, в перспективе очевиден, как очевидно и постепенное истощение запасов углеводородов на норв. шельфе, являющихся одним из основных источников пополнения доходной части бюджета.

Он выступает в качестве заказчика по отношению к «Норгес Банку» (ЦЭБ Н.), на который возложены функции оперативного управления средствами Фонда. В соглашении с минфином определено наполнение портфеля Фонда конкретными акциями и облигациями тех стран, в которые разрешено инвестировать его средства. Поэтому данный портфель называется «рекомендательным». По сути, он отражает инвест. стратегию заказчика в отношении средств Фонда. Минфином установлены также предельно допустимые отклонения, которые в реальности могут возникать между прибылью от фактического размещения средств и прибылью «рекомендательного портфеля» ценных бумаг.

75% портфеля акций Фонда управляется в соответствии со стратегией индексации. Управление портфелем акций на основе индексов осуществляется внешними управляющими. В т.ч. Barclays Global Investors, Deutsche Asset Management, Gartmore Investment Management.

Цель управления с использованием индексов заключается в получении отдачи от капвложений на том уровне, который был бы максимально приближен к объемам прибыли, если за основу брать требования «рекомендательного портфеля». На практике это означает, что управляющие покупают либо все акции, входящие в «рекомендательный портфель», либо делают это выборочно, исходя из ожидаемой прибыли на уровне его требований.

Важным показателем определения эффективности управления средствами Фонда является допустимый предел «ожидаемой относительной неустойчивости». На 2001г. он установлен минфином в 1,5%. Данное ограничение означает, что разница между фактической прибылью и прибылью «рекомендательного портфеля» в течение 2 лет из трехлетнего периода не должна превышать в среднем 1,5%

В окт. 1997г. Минфином были утверждены предписания по управлению Нефтяным фондом. В них предусматривалось, что от 30% до 50% средств Фонда будут инвестироваться в акции компаний, а остальная часть – в иностр. гос. облигации (по итогам 1999г. 42,1% и 57,9% соответственно). При вложении средств Фонда в акции должно соблюдаться следующее правило: доля

фонда в акционерном капитале иностр. компании не должна превышать 1%.

Средства Фонда размещаются на зарубежных рынках ценных бумаг в пропорциях: 60% — в облигации иностр. государств и 40% — в акции. Средства, помещаемые в акции, распределяются в соответствии с предписанием минфина по географическому признаку. 50% средств, используемых в качестве вложений во все виды ценных бумаг (т.е. в акции и облигации), расходуется в Европе, 30% — в США и Канаде, остающиеся 20% — в Азии, Австралии и Океании.

В предписании минфина приводится также перечень стран, в компании которых могут вкладываться средства. Основной принцип, положенный в основу составления данного весьма консервативного перечня, заключается в том, что в него включаются страны, в которых действуют высоко развитые и надежные фондовые рынки в условиях стабильного и благоприятного законодательства, регулирующего операции с ценными бумагами. В Европе это страны ЕС, а также Швейцария, в Америке — США и Канада, в Азии — Япония, Гонконг, Сингапур, а также Австралия и Новая Зеландия. С 1 янв. 2000г. по предложению правительства этот перечень был расширен и в него включены 7 новых стран: Бразилия, Греция, Мексика, Тайвань, Таиланд, Турция и Ю. Корея.

75% средств Фонда, вложенных в акции, должны быть рассредоточены по иностр. компаниям. Пакет акций, приобретаемый Фондом в той или иной компании, должен быть пропорционален доле, занимаемой акциями этой компании на фондовом рынке соответствующей страны. Поэтому данная форма управления капиталом Фонда получила название «индексной». Цель очевидна, за счет дисперсии рисков и управления ими обеспечить сохранность вложений Фонда в иностр. ценные бумаги. Остаток, т.е. около 25% предназначенных для этого средств, размещается в более свободном режиме, исходя из соображений получения максимальной прибыли на вложенный капитал

Хотя закон о Нефтяном фонде вступил в силу с 1 янв. 1991г., первые перечисления в Фонд были произведены только в мае 1996г., поскольку в 1991-95гг. бюджет сводился с дефицитом. Таким образом, важным условием перечислений средств в Фонд является профицит госбюджета.

Рыночная стоимость Фонда составляла на начало 2000г. 28,6 млрд.долл. (222,3 млрд.крон), против 22,8 млрд.долл. (172 млрд. крон) на начало 1999г. (стоимость в нац. валюте указывается, поскольку темпы прироста Фонда в кронах превосходят аналогичный показатель при пересчете в доллары в связи с беспрецедентно высоким курсом последнего относительно нац. валюты: в кронах — +29,2%, в долларах — +25,4%).

По итогам I кв. 2000г. его стоимость увеличилась до 31,8 млрд. долл. (264,1 млрд. крон), а на 1.07.2000г. достигла 35,8 млрд. долл. (304,6 млрд. крон). К середине 2000г. на каждого жителя Н. приходилось 8 тыс. долл. средств Фонда.

По прогнозам министерства нефти и энергетики к концу 2003г. общая сумма средств в распоряжении Фонда должна составить 620 млрд. крон (70 млрд. долл.).

По итогам I кв. 2000г. в Фонд на спец. счет в норв. кронах было зачислено 30 млрд. крон, по

итомам II — 40 млрд. крон. При этом рыночная стоимость Фонда на 1 июля 2000г. составила 304,6 млрд. крон (121,8 млрд. крон — в акциях, 182,8 млрд. крон — в облигациях и иных ценных бумагах).

Рыночная стоимость портфелей ценных бумаг Нефтяного фонда, по-квартальные итоги, в млрд. крон

Портфель	31.12.98	31.03.99	30.06.99	30.09.99	31.12.99	31.03.00
Акции	69,5	68,7	73,5	80,2	93,6	105,6
Облигации	102,2	103,4	109,2	119,2	128,7	158,5
Итого:	171,8	172,1	182,7	199,5	222,3	264,1

Крупнейшие вложения Нефтяного фонда в акции иностр. компаний

Компания	Страна	Рыночная стоимость		Доля в акцион. капитале, %
		(млн. долл./ млн. крон)	капитале, %	
Nokia	Финляндия	185,7/1445,1	0,086	
BP Amoco	Великобритания	166,4/1294,7	0,083	
Microsoft	США	163,8/1274,4	0,026	
General Electric	США	137,9/1073,2	0,026	
Mannesmann	ФРГ	137,9/1072,6	0,109	
British Telecom	Великобритания	133,8/1040,7	0,082	
Vodafone Airtouch PLC	Великобритания	128,9/1002,6	0,081	
NTT Mobile Communication Network	Япония	112,7/876,7	0,030	
Ericsson	Швеция	106,0/824,4	0,082	
Cisco Systems	США	100,7/783,6	0,027	
Royal Dutch Petroleum	Нидерланды	96,7/752,4	0,072	
Total Fina	Франция	90,6/705,2	0,092	
Wal-Mart Stores	США	85,3/663,7	0,027	
Glaxo Wellcome	Великобритания	84,4/656,4	0,080	
Siemens	ФРГ	80,5/626	0,103	
HSBC Holdings	Великобритания	79,8/620,5	0,066	
Novartis	Швейцария	77,3/601,5	0,075	
Telefonica de Espana	Испания	76,6/595,7	0,091	
Exxon	США	75,6/588,4	0,026	
Intel	США	74,7/581	0,026	

Рыночная стоимость акций, принадлежавших Фонду, составляла на начало 2000г. 2195,3 млн. долл., а лидерство этом списке перешло к финской компании «Нокиа», занимавшей в нем на 1.01.1999г. 9 место. На 20 компаний приходилось всего 2,34% капитала, вложенного Фондом в акции, что является показателем «распыленности» вложений с целью минимизации рисков. Об отраслевых приоритетах при размещении средств Фонда: телекоммуникации и ИТ, включая производителей оборудования для них, а также добыча углеводородного сырья и нефтехимия.

В 1999г. на долю нефти и газа в совокупных доходах государства пришлось порядка 10%, или в стоимостном выражении 5,8 млрд. долларов (45 млрд. крон). Большая часть поступлений от производства и экспорта углеводородов была направлена в Фонд. Его рыночная стоимость была доведена до 28,6 млрд. долл. не только за счет перечислений средств от продажи нефти и газа. Весомую роль для нац. накоплений сыграли такие факторы, как курс акций и облигаций, в которые были инвестированы средства фонда, а также курсы валют.

По прогнозам минфина, которые составлялись, исходя из средней цены на нефть в 2000г. в 115 крон за баррель, в том году в Фонд должно было быть переведено 60 млрд. крон. Поскольку цена на нефть в янв.-авг. 2000г. значительно превосходила заложенную в прогноз, сопровождаемая беспрецедентно высоким курсом доллара относительно норв. кроны, объем реально перечисленных средств был намного выше.

Вместе с тем, во II кв. 2000г. прибыль Фонда на вложения в иностр. ценные бумаги и капитал была равна нулю. Причиной такого результата стал курс акций, в которые вложены средства Фонда. Его падение, составившее 1,7%, было компенсировано прибылью в 1,2% на облигации. Работа на фондовых рынках является рискованным предприятием. Ситуация на основных фондовых рынках характеризовалась их периодической дестабилизацией, о чем свидетельствовали колебания курсов акций, в т.ч. ведущих ТНК, динамику движения которых можно сравнить с «качелями».

Правительство в проекте госбюджета на 2001г. констатировало, что прибыль на вложенные в ценные бумаги средства Фонда составила в I пол. 2000г. 2,4%. Данный показатель рассчитан в инвалюте, соответствующей корзине валют стран, названных в «рекомендательном портфеле» Фонда. Этот способ определения уровня прибыли является своего рода показателем развития его покупательной способности на межд. рынках. Если определять прибыль Фонда в норв. кронах, то этот показатель будет значительно выше — 5,5% (разница обусловлена снижением курса норв. кроны относительно корзины валют стран, включенных в «рекомендательный портфель»).

В проекте бюджета специально приводятся уточнения, сделанные минфином в отношении «рекомендательного портфеля», определяющего принципы управления средствами Фонда. Данный портфель является базовым для управления ЦЭБ Н. средствами Фонда и рисками. Путем сопоставления реальной прибыли с прибылью «рекомендательного портфеля» в течение определенного периода времени делается вывод об эффективности управления средствами Фонда.

Управление средствами Фонда осуществляется как внешними управляющими, так и собственными силами ЦЭБ Н. В конце I пол. 2000г. 40% средств Фонда находилось во внешнем управлении, которое осуществлялось 14 специализированными компаниями. При этом одновременно отмечалось расширение использования такой формы, как активное управление акциями. Так, на долю внутреннего активного управления (т.е., силами самого ЦЭБ) приходилось всего 6% совокупного портфеля акций. В последнее время ЦЭБ использует и такую форму, как направление на временной основе средств на так называемые фьючерсные покупки акции. Эта операция позволяет, по мнению «Норгес Банка», избежать зависимости от колебаний курса акций на соответствующем рынке.

В бюджетном послании отмечалось, что ЦЭБ Н. выдано в целом 10 внешних доверенностей на активное управление акциями. Восемь из них — при обсуждении корректировки бюджета на 2000г. (ежегодная и обязательная процедура в Н.) и две — компании Scudder Kemper Investmens по Японии и компании AVN Amro Asset Management по европейскому рынку.

Управление основной массой гос. ценных бумаг осуществляется внутри самого ЦЭБ Н. В конце первой половины 2000г. на внешнее управление приходилось лишь 10% этих ценных бумаг.

В марте 1999г. «Норгес Банк» открыл процедуру подачи заявок на получение доверенностей на управление ценными бумагами в рамках так называемого «тактического распределения активов».

Эта форма активного управления предполагает переток средств, предназначенных для инвестирования, между различными рынками, валютами и типами ценных бумаг. По сути, это механизм поиска альтернатив «рекомендательному портфелю» для более эффективного размещения активов с целью максимизации прибыли на вложенный капитал, исходя из корзины ценных бумаг на соответствующем рынке.

Важный вопрос, который приходится решать «Норгес Банку», состоит в нахождении баланса между внешним и внутренним управлением средствами Фонда. Его величина и рост объективно предполагают расширение активного управления за счет привлечения большего количества внешних управляющих. Вместе с тем, возможности надлежащего контроля над их деятельностью ограничены. Нельзя не принимать во внимание и риски, исходя из которых необходимо устанавливать границы в отношении того, каковым должен быть максимальный объем портфеля, передаваемого внешнему управляющему.

Базовые принципы управления Фондом содержат в себе положения о том, что его средства должны инвестироваться, «распыляясь» по различным странам и типам ценных бумаг. В результате дисперсии капложений можно добиться уменьшения рисков в целом, без снижения объемов прибыли, получив так называемую «диверсифицированную прибыль». Средства Фонда помещены, как уже указывалось, в различные типы ценных бумаг в 21 стране, а вложения в акции «распылены» по более чем 2000 компаниям.

«Статойл»

Гос. нефтекомпания Den Norske Statsoljeselskap AS (Statoil), учреждена решением парламента в 1972г. и является крупнейшей нефтегазовой компанией в стране (Statoil, 4035 Stavanger, Norway, т. (47) 5180-8080, ф. 5180-7042).

Осуществляет крупные программы по разведке нефтегазовых месторождений как в пределах норв. территориальных вод, так и за границей. Деятельность компании включает также производство и продажу сырой нефти, прир. газа и продуктов глубокой переработки углеводородного сырья. Штаб-квартира «Статойл» расположена в г. Ставангер (Зап. Н.).

Через компанию «Статойл» осуществляется реализация гос. эконом. интересов в сфере разведки, производства и транспортировки углеводородов на НКШ. Штат служащих — 14 тыс. чел. Рыночная стоимость компании — 80 млрд. норв. крон (порядка 10 млрд. долл.). Запасы собственной ресурсной базы «Статойл», а также запасы месторождений, разрабатываемых компанией в интересах государства, оценивались (на 1994г.) в 6,7 млрд. барр. нефти и 1,5 млрд. куб. м. газа. Оборот компании в 1998г. достиг 14 млрд. долл. За 1998г. чистая прибыль составила 40 млн. долл.

Принадлежащие «Статойл» два НПЗ, один из которых входит в число наиболее современных предприятий в Европе, позволяют компании играть все более возрастающую роль на рынке производителей бензина в Скандинавии.

Единственным держателем акций «Статойл» является министерство нефти и энергетики. Однако в 1984г. стортинг принял резолюцию, согласно которой были обособлены интересы государства и

самой компании на большинстве месторождений, лицензией на разработку которых обладала «Статойл» или имела определенную долю. Выделенные в отдельную категорию гос. интересы стали обозначаться термином «прямое фин. участие государства».

Существующее прямое фин. участие государства обуславливает: автоматическую передачу в пользу государства части валовой прибыли компании, полученной ею за счёт производственной деятельности на различных месторождениях; возмещение государством соответствующей части расходов компании (инвестиции, эксплуатационные расходы и т.д.).

Вовлеченность государства в деятельность нефтепрома Н. осуществляется полностью через компанию «Статойл». Несмотря на то, что компания принадлежит государству, её деятельность регулируется теми же законами (в т.ч. в налоговой сфере), которые применяются к 30 другим частным норв. и иностр. компаниям, действующим в ТЭК Н. Политика государства в отношении «Статойл» по-прежнему направлена на сохранение компанией статуса «политически независимой».

Структурно компания состоит из Совета директоров, Правления, производственных и вспомогательных подразделений, ориентированных на разведку, освоение, добычу, транспортировку, хранение, переработку и сбыт углеводородов, продуктов их переработки, а также органов корпоративного управления.

Президентом концерна с весны 1999г. является Улав Фьелль (Olav Fjell). Члены Правления осуществляют руководство и контроль над функциональными департаментами и четырьмя основными направлениями деятельности компании в сфере разведки и добычи нефти, прир. газа, переработки и маркетинга, торговли нефтью и танкерных перевозок.

Департамент разведки и добычи. Деятельностью компании в сфере разведки и добычи руководит президент. Структурно данная деятельность подразделяется на 4 основные направления, во главе каждого из которых стоит старший вице-президент. На последних возложена ответственность за деятельность компании в рамках следующих отделов: отдел разведки и освоения месторождений на шельфе Северного моря, отдел добычи, отдел межд. проектов, технологический отдел.

Департамент переработки и маркетинга (Refining & Marketing) координирует деятельность 2 НПЗ и 3 маркетинговых компаний. В состав компании Statoil Mongstad входит НПЗ недалеко от г. Берген. НПЗ мощностью 200 тыс.б/д построен в глубоководном фьорде в непосредственной близости от нефтяного терминала и крупной подземной нефтебазы. Другой принадлежащий «Статойл» НПЗ расположен в Дании и имеет мощность 90 тыс. б/д.

«Статойл» имеет маркетинговые компании в Швеции, Дании и Ирландии, а также планирует создать подобные структуры в Польше, Чехии, Словакии, Германии и странах Балтии.

Департамент нефти и морперевозок. Компания «Статойл» является одним из крупных мировых перевозчиков нефти и нефтепродуктов. Компания осуществляет танкерные перевозки, транспортировку газа, перевалку нефти в море, добычу нефти и ее хранение на добывающих судах. Компания

располагает 33 суднами общим дедвейтом 2,8 млн.т.

Департамент осуществляет общее руководство трейдерской дочерней компанией Statoil North America (штаб-квартира в г. Стемфорд, штат Коннектикут, США), специализирующейся на сбыте нефти в Сев. Америке, Н., Великобритании и Сингапуре. Несмотря на то, что компания Statoil Far East (Сингапур) относится к данному департаменту, она не занимается продажей нефти. На неё возложены задачи по оценке состояния и перспектив развития энергетического рынка стран АТР.

Департамент корпоративного управления (Corporate staff functions). Ориентирован на организацию взаимодействия между производственными структурами и согласование окончательных решений по конкретным проектам. Управление занимается исследованиями проблем, ориентированных на снижение затрат (убытков) в деятельности компании. Проводимые НИОКР охватывают следующие сферы: глубоководное бурение; повышение продуктивности горизонтальных скважин; плавучие и подводные системы добычи; морская перевалка нефти (с шельфа); многофазовые трубопроводные системы; укладка и обслуживание трубопроводов на больших глубинах. Данное управление курирует деятельность НИИ «Статойл» в г. Тронхейм.

С 1999г. руководством «Статойл» совместно с парламентом и министерством нефти и энергетической прорабатывается вопрос о возможной частичной приватизации компании и передаче в её собственность отдельных участков на НКШ, принадлежащих государству через «прямое фин. участие государства».

Деятельность «Статойл» в России. В Москве в 1990г. было открыто представительство «Статойл». Совместно с рядом других скандинавских фирм «Статойл» принимает участие в работе над созданием в Москве и С.-Петербурге специализированных центров по обучению менеджменту.

«Статойл» совместно с «Бритиш Петролеум» и рос. компанией «Пурнефтегаз» работала над проектом повышения нефтеотдачи пластов на Тарасовском месторождении в Зап. Сибири. Проект был приостановлен вследствие того, что «Пурнефтегаз» не получила экспортной лицензии.

По проектам повышения нефтеотдачи пластов «Статойл» сотрудничает в течение ряда лет с различными рос. организациями, в частности, с компанией «Фактор». Разработанную совместно технологию предусматривается использовать на месторождениях в Краснодарском крае.

«Статойл» имеет тесные контакты с Мурманской организацией «Арктик-морнефтегазразведка» и проявляет заинтересованность в совместной деятельности по поиску и разработке месторождений нефти и газа на шельфе Баренцева моря.

В Мурманске «Статойл» в сент. 1993г. создала СП «Статойл Нефто», 79% акций которого принадлежит «Статойл» и 21% – рос. гос. организации «Мурманскнефтепродукт». Первая АЗС в Мурманске была открыта также в сент. 1993г., вторая – в 1999г.

«Статойл» рассматривает возможность участия совместно с «Газпромом» в освоении Приразломного нефтяного месторождения на шельфе Печорского моря. Приразломное месторождение в

авг. 1997г. попало в утверждённый список объектов для разработки на условиях раздела продукции.

В сент. 1997г. «Статойл» и РАО «Газпром» подписали соглашение о сотрудничестве по разведке шельфовой части Медынского нефтяного месторождения. Ранее между компаниями было подписано соглашение о сотрудничестве по разведке шельфовой части Варандейского месторождения. Соглашение предусматривает, что «Статойл» будет покрывать 25% расходов по разведке месторождения, а также совместное изучение вариантов его обустройства. Совместное разведочное бурение на обоих месторождениях показало наличие углеводородов.

В мае 1998г. во время офиц. визита в Россию короля Н. Харальда V было подписано соглашение между компанией «Статойл», концерном «Квэрнер» и северодвинской верфью «Звездочка» о выполнении в России работ по строительству стальных конструкций с поставкой на месторождения на норв. шельфе.

«Статойл» сотрудничает с рос. компанией «Лукойл», поскольку они являются партнёрами в межд. консорциуме по освоению азербайджанских месторождений Азери, Шираг и Гюнешли в Каспийском море. Доля «Статойла» в консорциуме — 8,5%, «Бритиш Петролеум» — 17,1%, «Амоко» — 17%, «Лукойл» — 10%, азербайджанская «сокар» — 10%. Затраты на обустройство трех месторождений оцениваются в 50 млрд. крон.

ПЕРУ

Нефтегазпром

Согласно данным минэнергетики и горнодобывающей промышленности добыча сырой нефти составила в 2000г. 5,77 млн.т. (1999г. — 6,19 млн.т.), т.е. уменьшилась на 6,7%. Ежесуточная потребность страны в нефтепродуктах составляет 24 тыс.т.

Разведанные запасы нефти не увеличились по сравнению с 1999г. и составили 57 млн.т.

В 2000г. было пробурено только 7 разведочных скважин из 29 скважин намечаемых к бурению. На снижение объемов разведочного бурения повлияли недостаточный объем выполненных сейсморазведочных работ, неблагоприятные погодные условия, высокая стоимость бурения, наличие налога (ИХВ). Так, компания пробурила две разведочные скважины на шельфе на севере Перу. Общие затраты на их бурение составили 52 млн.долл., из которых 9 млн.долл. — налоги.

Добыча сырой нефти в 1998-2000гг.

Компания	1998г.	1999г.	2000г.	2000/99, %
Occidental	2797,27	2377	-	-
Pluspetrol	1617,5	1569,3	3608,35	-7,08
Petrotech	914,5	820,98	774,92	-5,6
Perez Companc	775,01	750,5	708,4	-5,6
Sapet	259,82	264,46	237,22	-10,3
Mercantill	57,4	49,85	41,7	-16,3
GMP	44,95	46,41	52,44	12,9
Unipetro	21,34	20,98	19,58	-6,7
Rio Bravo	28,17	29,26	32,27	10,3
Petrolera Monterrico	41,64	43,94	43,57	-0,8
MARLE	26,63	27,22	29,4	8,0
Aguyatia	124,21	193,25	226,08	17,0
Bceero	6708,43	6193,85	5773,82	-6,78

С 08.05.2000г. компания Occidental передала все свои права компании Pluspetrol.

В 2000г. Перу экспортировала в соседние страны сырую нефть и нефтепродукты на 383,3 млн.долл. (в 1999г. — 251,3 млн.долл.), в т.ч.: тяжелую нефть на 149,2 млн.долл., мазут — на 144 млн.долл., бензин — на 34,8 млн.долл., керосин — на 16,8 млн.долл., дизельное топливо — на 11 млн.долл. и др. нефтепродукты на 27,5 млн.долл. Перу импортировала в 2000г. в основном из Эквадора, Венесуэлы и Колумбии нефть и нефтепродукты на 1083,6 млн.долл., в т.ч.: легкую нефть для производства бензина на 640 млн.долл., дизельное топливо — на 331 млн.долл., пропан — на 32,5 млн.долл., бутан — на 21 млн.долл. и др. нефтепродукты на 59,1 млн.долл. Торговый дефицит составил 700,3 млн.долл.

Добыча природного газа в 2000г. составила 6,8 млн.куб. м. (в 1999г. — 8,3 млн.куб. м.). Разведанные запасы природного газа не увеличились и на конец 2000г. составили $4984 \cdot 10^{12}$ куб. м.

Природный газ используется для бытового потребления, распространяется в баллонах; газораспределительных сетей нет, отсутствует программа газификации страны.

Во II пол. 2000г. состоялись торги на разработку газоконденсатного месторождения Camisea, которые были присуждены межд. консорциуму в составе: Pluspetrol — 36% акций (Аргентина), Huntoil — 36% акций (США), SK de Corea — 18% акций (Ю. Корея), Hidrocarburos Andinos — 10% акций (США-Аргентина). Тех. оборудование будет поставлять компания Huntoil, а три других партнера будут обеспечивать финансирование проекта.

Контракт на сдачу в концессию (добыча газа) месторождения подписан с гос. компанией PeruPetro 09.12.2000г., концессия на добычу газа предоставлена на 44г., включая 4г., необходимые для проведения подготовит. работ.

Также во II пол. 2000г. были проведены торги на сдачу в концессию транспортировку и распределение газа. В состав межд. консорциума, которому были присуждены торги, входят: Techint — 30% акций (Аргентина), Sonatrach — 10% акций (Алжир), Grana y Montero — 12% акций (Перу).

Кроме того, 48% акций приходится на долю газодобывающего консорциума, в т.ч.: Pluspetrol — 19,2%, SK de Corea — 9,6%, Huntoil — 12%, Hidrocarburos Andinos — 7,2%. Контракт с гос. компанией PeruPetro подписан 28.11.2000г.

Транспортировка и распределение газа предоставлены в концессию на 33г., включая три года, требуемые для сооружения необходимой инфраструктуры, причем консорциум имеет право на строительство собственных тепловых электростанций, работающих на газе.

Газопровод Камисея-Ауякучо-Ика-Лима намечено построить за 36 мес., строительство планируется начать в янв. 2002г. Разрабатывается обязательный проект по охране окружающей среды в районе строительства газопровода. Планируемые инвестиции составят 1,45 млрд.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 Talara (север страны) перерабатывает 37,3% сырой нефти, принадлежит гос. компании Petro Peru. Приватизация отложена на 2002г. 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 гос. компании Petro Peru, а завод Piscalpa – компании Maple Gas. Приватизация первых трех отложена на 2002г.

На предприятиях ежедневно перерабатывалось 26,5 тыс.т. сырой нефти, из которой 45% импортировалось. Производственные мощности использовались на 80,2% (1999г. – 82,2%).

Потребление нефтепродуктов, в тыс.т.

Наименование	1999г.	2000г.	2000/99, %
Газ жидкий	739,8	756,3	2,2
Бензин (84,90,95,97)	1609,3	1476	-8,3
Дизтопливо А1	465,5	432,4	-7,1
Керосин	773,2	798,3	3,2
Дизтопливо А2	3284,4	3190,4	-2,9
Мазут	1538,9	1564,3	1,6
Другие виды	314,7	351	11,8
Всего:	8726	8568,7	-1,8

В 2000г. было произведено газа жидкого – 395,9 тыс.т., бензина всех марок – 1453,2 тыс.т., дизельного топлива (А-1) – 460,2 тыс.т., керосина – 823,5 тыс.т., дизельного топлива (А-2) – 1929,4 тыс.т., мазута – 2983,2 тыс.т., других нефтепродуктов – 801,6 тыс.т.

Нефтегазпром в 1999г. Согласно данным Министерства энергетики и горнодобычи, добыча сырой нефти составила 6,19 млн.т. (1998г. – 6,71 млн.т.), то есть уменьшилась на 7,7%. Ежедневная потребность страны в нефтепродуктах составляет 23,2 тыс.т.

Разведанные запасы нефти увеличились на 10% и составили порядка 57 млн.т.

Добыча сырой нефти в 1998-99гг. (тыс.т.)

Наименование компании	1998г.	1999г.	1999/98, %
Occidental	2797	2377	-15,02
Pluspetrol	1617	1569	-3
Petrotech	914	820	-10,2
Perez Companc	775	750	-3,16
Sapet	259	264	+1,78
Mercantill	57	49	-13,15
GMP	44	46	+3,25
Unipetro	21	20	-1,17
Rio Bravo	28	29	+3,87
Petrolera Monterrico	41	43	+5,52
Marle	26	27	+2,22
Aguaytia	124	193	+55,58
Всего	6708	6193	-7,67

Источник: Министерство энергетики и горнодобычи, март 2000г.

В 1999г. Перу экспортировала в соседние страны тяжелую сырую нефть, бензин, мазут, др. нефтепродукты на 246,9 млн.долл., а импортировала легкую сырую нефть для производства бензина, дизтопливо, битум, масла, бензин и др. нефтепродукты на 628,6 млн.долл. в основном из Колумбии, Эквадора, Венесуэлы.

Производство природного газа в 1999г. достигло 8,3 млн.куб.м. (1998г. – 7,96 млн.куб.м.). Основные газодобывающие компании – Aguaytia, Petrotech.

Разведанные запасы природного газа на конец 1999г. составили 4984000 млрд.куб.м. По сравнению с 1998 годом прирост составил 26%.

Межд. торги на разработку крупнейшего в Лат. Америке газоконденсатного месторождения Camisea откладывались несколько раз и были перенесены на I пол. 2000г. Согласно планам правительства проект должен начать функционировать в 2003г. Месторождение предполагается сдать в концессию (добыча газа) на 40 лет. Транспортировка газа и его распределение будут сданы отдельно в концессию на 33 года, включая 3 года, требуемые для сооружения необходимой инфраструктуры, причем эти компании будут иметь право на строительство собственных тепловых электростанций, работающих на газе. «Шелл-Мобил» вложил в разведку месторождения Camisea 420 млн.долл., однако от участия в его разработке отказались из-за разногласий с правительством.

Капвложения в отрасль в 1999г. составили 103 млн.долл. Практически все компании резко сократили объемы разведочного бурения, а «Шелл» полностью приостановила разведочные работы на нефть. В дек. 1999г. был создан консорциум из трех канадских фирм, которые приступили к разработке ТЭО строительства нефтепровода, который соединит Перу и Эквадор.

Нефтепереработка представлена шестью предприятиями. Завод La Ramilla (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 Talara (север страны) перерабатывает 37,3% сырой нефти, принадлежит гос. компании Petro Peru. Приватизация отложена на второе полугодие 2000г.

На долю остальных 4 предприятий приходится 14,7% объемов переработки сырой нефти. Заводы El Milagro, Iquitos, Conchan – принадлежат гос. компании Petro Peru, а завод Piscalpa – компании Maple Gas. Приватизация первых трех отложена на II пол. 2000г.

На предприятиях ежедневно перерабатывается 26,68 тыс.т. сырой нефти, из которой 45% импортируется. Производственные мощности использовались на 83,3 % (1998г. – 88,8%).

Розничные цены на бензин выросли на 56%.

Потребление нефтепродуктов в 1998-1999гг.(тыс.т.)

	1998г.	1999г.	1999/98, %
Газ жидкий	618	739	19,6
Бензин (84,90,95,97)	1591	1609	1,1
Дизтопливо А1	517	465	-10
Керосин	781	773	-1,1
Дизтопливо А2	3206	3284	2,4
Мазут	1576	1538	-2,4
Другие виды	187	314	67,9
Всего:	8480	8726	2,9

Источник: Министерство энергетики и горнодобычи, март 2000г.

Законодательство в нефтедобыче. Добыча нефти и газа в Перу развита весьма слабо. В стране добывается 6 млн.т. нефти в год, причем объемы добычи за последние 10 лет постоянно снижались на 1-1,5% в год. С 1984г., когда было открыто крупное месторождение природного газа «Камисея», в Перу не найдено значит. месторождений углеводородов, пригодных для коммерческой эксплуатации.

Все это приводит к постепенному сокращению объемов ведения геологоразведочных работ и бурения поисковых скважин. Так, в 2000г. инвестиции в данный сектор составили 170 млн.долл. Ожидалось, что в 2001г. этот показатель не превысит прошлогоднего уровня.

Законодательство Перу в области добычи нефти и газа базируется на «Основном законе об углеводородах» №26221 от 20 авг. 1993г. Все углеводороды, содержащиеся в месторождениях на территории Перу, являются собственностью государства. Создана и функционирует гос. компания «ПеруПетро» (в форме АО). Государство предоставляет компании «ПеруПетро» право собственности на извлекаемые углеводороды и право заключать с третьими лицами (в т.ч. с иностр. компаниями) контракты на разведку и разработку нефтегазовых месторождений, и таким образом, переуступать свое право собственности на извлекаемые углеводороды.

Законодательством Перу предусматриваются 2 формы заключаемых контрактов:

1. Лицензионный контракт – предоставляет право на эксплуатацию или геологоразведку и последующую разработку разведанных нефтегазовых месторождений. При этом держатель контракта выплачивает государству денежные суммы – «роялти», которые устанавливаются отдельно для каждого контракта в зависимости от объемов добываемых углеводородов и мировых цен на них. Держатель лицензионного контракта имеет право свободно распоряжаться всеми добытыми углеводородами, в т.ч. экспортировать их.

Минимальный размер роялти определяется в зависимости от так называемого «фактора R», представляющего собой отношение аккумулированных доходов к аккумулированным расходам (куда входят, в т.ч., инвестиции в геологоразведку и освоение месторождения).

При значениях R до 1 минимальный процент роялти составляет 15% от стоимости добытых углеводородов, при R=1-1,5 – 20%, при R=1,5-2 – 25%, при R более 2 – 35%. Окончательный размер роялти определяется отдельно для каждого конкретного случая.

Роялти рассчитываются и выплачиваются 2 раза в месяц. При исчислении налогов выплаты по роялти засчитываются компании-держателю контракта как производственные расходы. Государство имеет право без согласия держателя контракта задерживать и реализовывать добытые им углеводороды для покрытия выплат роялти, по которым держатель контракта имеет задолженность.

2. Сервисный контракт – заключается с компанией, которая оказывает госкомпании «ПеруПетро» определенные услуги, обычно по геологоразведке участка или по добыче (повышению объемов добычи) углеводородов. При этом держатель контракта обязуется доставить всю добытую продукцию в определенное место, а государство оплачивает его работу в денежной форме, в зависимости от объемов добытой нефти, при этом размер оплаты составляет от 66 до 83% от стоимости добытых углеводородов.

В основном заключаются лицензионные контракты – из 36 действующих контрактов только 5 являются сервисными.

Как лицензионный, так и сервисный контракты должны реализовываться в определенной зоне

территории Перу, называемой лотом. В контракте оговаривается минимальный объем работ и минимальный уровень инвестиций, которые держатель контракта обязан осуществить в установленный срок. При этом владелец контракта должен предоставить гарантию перуанского банка на сумму минимального объема инвестиций, указанные средства переходят в собственность государства в случае невыполнения инвестором своих обязательств.

Обычно заключаемые контракты предусматривают 2 фазы выполняемых работ: этап геологоразведки, максимальный срок для которой установлен до 7 лет, и этап добычи углеводородов, максимальный срок которого установлен от 25 до 30 лет для нефти и от 35 до 40 лет для природного газа, с возможностью продления на срок до 10 лет в зависимости от конкретных условий.

Контракты между иностр. компаниями и «ПеруПетро» заключаются в результате проведения прямых переговоров или путем организации межд. тендеров на получение лицензии для геологоразведки и последующей разработки конкретных лотов, при этом победителем тендера является компания, предложившая государству наибольший размер роялти.

Для заключения контракта иноинвестор должен создать и зарегистрировать в Перу компанию в соответствии с местным законодательством, управляемую перуанцем.

В отношении держателей контрактов применяется общий режим налогообложения, действующий в Перу, выплачиваются следующие типы налогов:

1. Прямые налоги. Включают в себя: налог на прибыль, ставка которого составляет 30%, в случае реинвестирования снижается до 25%; чрезвычайный налог на активы-нетто – 0,2% от стоимости активов, при этом данный налог является своего рода «дополнением» к налогу на прибыль и применяется в случае, если у компании отсутствуют прибыли; налог на ремиссию (отправку) роялти и процентов по кредитам за рубеж, составляет 1%.

2. Непрямые налоги включают в себя: общий налог на продажи (аналогичен НДС), составляет 18% и подразумевает продажу товаров, использование услуг, контракты на строительство, импорт товаров; тамож. сборы, составляют 12 или 20% от цены – СИФ импортируемого товара; отчисления в соц. фонды – исчисляются на основе зарплаты работников и составляют 9-20%.

Одновременно держателям контрактов предоставляется ряд налоговых льгот: возможность импорта определенного тех. оборудования, необходимого для разведки и разработки месторождений, без уплаты общего налога на продажи; возможность временного ввоза (на срок 3г. с возможностью продления до 5 лет) необходимого оборудования без уплаты тамож. сборов и общего налога на продажи; возможность экспорта добытых углеводородов без уплаты общего налога на продажи.

С целью привлечения иноинвестиций в экономику Перу, в т.ч. в нефтегазодобычу, для них установлен ряд льгот: инвестиции в инфраструктуру, которые одобрены местными властями, вычитаются из общей прибыли; для иностр. и перуанских инвесторов гарантируется равенство прав; свободное распределение прибыли, дивидендов и фин.

ресурсов, свободная покупка — продажа инвалюты; государство может гарантировать посредством заключения спец. контракта стабильность существующих норм и законов (в т.ч. ставок налогообложения) на весь срок, на который рассчитана программа инвестиций; перевод денежных средств за рубеж после уплаты налогов не требует предварительного разрешения и осуществляется по наиболее выгодному обменному курсу.

Несмотря на существующие льготы, в последние годы в Перу наблюдается явная тенденция сокращения добычи нефти и объемов геологоразведочных работ, а также уменьшение числа контрактов.

По мнению ведущих перуанских экспертов в данной области, с целью повышения привлекательности нефтегазового сектора Перу для иностранных инвестиций необходимо принять ряд поправок к «Основному закону об углеводородах», которые должны заключаться в следующем: освобождение от уплаты общего налога на продажи при проведении геологоразведочных работ; отход от существующей ныне практики жесткого ограничения минимального размера роялти, устанавливая этот показатель для каждого конкретного случая в зависимости от типа добываемой нефти, условий месторождения и т.п.; отказ от требования предоставлять банковскую гарантию на сумму минимальных инвестиций и выработка других механизмов для контроля выполнения инвестором своих обязательств.

Необходимость срочного введения указанных норм осознается как руководством компании «ПеруПетро», так и правительством страны. Однако, в связи с предстоявшей в июле 2001г. смены президента, правительства и состава конгресса Перу, принятие новых законов в нефтедобывающей отрасли можно ожидать только со II пол. 2001г.

Газ

В середине фев. 2000г. транснац. консорциум, объединяющий компании Pluspetrol (Аргентина), Hunt Oil (США) и SK Corporation (Ю.Корея), выиграл тендер на освоение и эксплуатацию газового месторождения «Камисеа», запасы которого оцениваются в 12 млрд.куб.м. газа и 90 млн.т. газового конденсата. По условиям контракта ТНК получил концессию на 40 лет, обязавшись к 2003г. вывести месторождение на пром. мощность и создать инфраструктуру необходимую для очистки и отгрузки топлива. Ожидается, что на этом этапе капвложения превысят 400 млн.долл., а их общий объем достигнет 1,6 млрд. долл. Кроме того, с учетом предложенной консорциумом 37% ставки концессионных платежей (обязат. отчисления государству доли выручки) поступления в госбюджет за весь период концессии составят 3 млрд. долл.

В стране фактически отсутствует внутр. рынок сбыта газа. Потребности в нем весьма ограничены и покрываются за счет имеющихся объемов добычи. Перевод промышленности на газовое топливо потребует значит. времени и немалых фин. затрат. Не случайно, одна из причин постоянных отсрочек тендера — в отказе потребителей увеличить закупки сырья. Соответствующие форвардные контракты все же удалось заключить.

В связи с открытием недавно нового газового месторождения в Боливии налаживание поставок

газа «Камисеи» в Бразилию представляется проблематичным по крайней мере в ближайшие 10-15 лет. Альтернативных бразильскому зарубежным рынкам сбыта топлива у Перу пока нет.

В преддверии президентских выборов А.Фухимори нужен был прорыв с «Камисеей». Предложенные им объемы добычи на порядок меньше тех, которые в свое время готов был обеспечить концерн «Шелл-Мобил». Успех проекта во многом будет зависеть от реализации его второй части, предусматривающей создание инфраструктуры транспортировки и сбыта газа. Сроки проведения соответствующих торгов неоднократно откладывались. Вместе с тем, позитивным представляется уже сам факт начала реализации широкомасштабного проекта, к которому долгое время не решались приступить (месторождение было открыто еще в 80 гг.).

Концерн «Газпром» через дочернюю компанию «Итера» закупил необходимую документацию, а представители «Пурнефтегазгеологии» в целях ознакомления с проектом выезжали на место. Особо благоприятные возможности имеются для подключения наших объединений к строительству здесь газовых ТЭС, что рассматривается перуанским руководством в качестве одного из приоритетных направлений использования газа «Камисеи» (изучается даже вопрос о введении пятилетнего моратория на строительство ГРЭС).

Реализация проекта Camisea. Перуанское газоконденсатное месторождение Camisea является крупнейшим в Лат. Америке. Разведанные запасы на конец 2000г. составили 15 трлн.куб. футов (300 млрд. куб. м.) природного газа и 600 млн. бар. газового конденсата.

Разведка газа в данном регионе (Ucayali Basin, департамент Куско) была начата в 1981г. межд. концерном Shell в соответствии с контрактом, подписанным с перуанским правительством. К 1987г. в амазонских джунглях, в 500 км. к востоку от столицы Перу г.Лима на площади в 2 млн. га иностр. компанией были обнаружены два независимых друг от друга газоносных бассейна в районах San Martin и Cashiriari, образовавших месторождение под названием Camisea, лот 88. В 1998г., продолжая изыскательские работы в районе селения Pavoreni, в непосредственной близости от Camisea, консорциум Shell совместно с ам. компанией Mobil открыл новое крупное нефтегазовое месторождение, которое по оценкам специалистов повысило более чем на 30% резервы газа в данном регионе.

Проводя в том же 1998г. интенсивные переговоры по вопросу о продлении контракта на разработку газового месторождения с гос. компанией PeruPetro, выступающей от лица перуанского правительства, и осознавая важность проекта Camisea для развития нац. экономики, руководство концерна Shell-Mobil попыталось добиться для себя льготных, но невыгодных для Перу условий (прав на установку цен на природный газ, поставляемый конечным потребителям в г.Лима, прав на определение экспортной политики и пр.).

Пойдя в ходе переговоров на ряд уступок, правительство Перу, в конечном итоге, отказалось выполнить требования потенциальных инвесторов, что послужило причиной их офиц. отказа от дальнейшей разработки газового месторождения. Данное решение консорциума Shell-Mobil нанес-

ло определенный ущерб межд. престижу Перу, как государству с привлекательным инвест. климатом, и отодвинуло сроки возможного начала использования энергетических ресурсов месторождения на 2г.

Правительство Перу в кратчайшие сроки организовало и провело новые межд. торги на разработку месторождения Camisea, разбив, при этом, проект на 2 блока (этапа): разработка газового месторождения; транспортировка и доставка газа потребителю (в центр. часть тихоокеанского побережья Перу – Косту, а также в Лиму и Кальяо).

Вышеуказанные торги, организация которых была поручена комитету по реализации проекта Camisea – CECAM (Comite Especial del Proyecto Camisea), состоялись в 2000г. Их выиграли 2 межд. консорциума, предложивших наибольший процент отчислений от прибыли (37,24%) в пользу государства.

По I блоку проекта: Plus Petrol (Аргентина) – 36% акций, Hunt Oil (США) – 36% акций, SK (Корея) – 18% акций, Hidrocarburos Andinos (Аргентина) – 10% акций.

По II блоку проекта: Techint (Аргентина) – 30% акций, Grana y Montero (Перу) – 12% акций, Sonatrach (Алжир) – 10% акций, PlusPetrol Аргентина) – 19,2% акций, Hunt Oil (США) – 12% акций, SK (Корея) – 9,6% акций, Hidrocarburos Andinos (Аргентина) – 7,2% акций.

Соответствующие контракты по передаче лицензии на разработку и эксплуатацию газоконденсатного месторождения Camisea первому из вышеуказанных консорциумов (сроком на 44г., включая 4г. подготовительных работ), и по передаче в концессию организацию транспортировки и распределения газа конечному потребителю второму из вышеуказанных консорциумов (сроком на 33г., включая 3г., требуемых для создания необходимой инфраструктуры), были подписаны с «PeruPetro» 9 дек. 2000г.

Согласно разработанной CECAM программе реализации проекта Camisea, коммерческую добычу газа и газового конденсата планируется начать в 2004г. При этом будет пробурено 8 скважин: 6 – непосредственно для добычи газа и 2 – для его закачки (инъекции). Общая расчетная производительность скважин оценивается в 9 млн. м. 3 в день.

Природный газ Camisea из бассейнов San Martin и Cashinari будет поступать на газоперерабатывающий завод в Las Malvinas, откуда, после очищения от воды и жидких углеводородов, по двум трубопроводам, предназначенным для транспортировки непосредственно газа и, отдельно, газоконденсата, направится соответственно, на потребит. рынок (в район. центр. Косты, Лимы и Кальяо), а также на завод Ramra de Clarita для его дальнейшей переработки (в т.ч. сжижению), организации хранения (в танкерах), и доставки (в цистернах) потребителю. Ориентировочная протяженность трубопровода Camisea-Ayacucho-lea-Lima составит 680 км. Диаметр трубы 24-28 дюймов (60-70 см.). Давление газа внутри трубопровода – 100-150 бар. Пропускная способность – 450 млн. куб. футов (9 млн. куб. м.) в день. Ориентировочная протяженность трубопровода для транспортировки жидких углеводородов Camisea-Ramra de Clarita составит 540 км. Диаметр трубы – 8-10 дюймов (20-25 см.). Давление – 150-200 бар. Пропускная

способность – 35 тыс. б/д. Трубопроводы пройдут как по горной местности (наивысшая точка – 4500 м. над уровнем моря), так и по амазонским джунглям. Начало строительства намечено на янв. 2002г. Осуществляются предварит. обязат. работы и исследования по оценке возможного ущерба экологии при реализации проекта Camisea и принимаются меры по охране окружающей среды в районе строительства газопроводов.

По I этапу проекта (разработка месторождения) запланированные инвестиции составляют 408 млн. долл. По II этапу (транспортировка и распределение) – 720,3 млн. долл.

Данные средства, выделенные межд. консорциумами – победителями торгов по проекту Camisea, предназначаются для решения следующих задач: бурение скважин; строительство газоперерабатывающих станций; строительство газонасосных, компрессионных и реинжекторных установок; строительство трубопроводов; строительство фракционных установок на побережье; строительство газохранилищ на побережье; геофиз. исследования.

Значит. объем работ берут на себя победившие в торгах иностр. компании, которые, в то же время, привлекают для участия в реализации проекта фирмы других стран. В частности, большую заинтересованность в решении задачи по сжижению газа проявил межд. консорциум TotalFina-Elf, а по прокладке трубопроводов – колумбийская компания Promigas.

Проект Camisea подразумевает под собой не только реализацию фундаментальных проблем добычи газа, его транспортировки и доставки потребителю в чистом виде, но и большой комплекс задач по созданию соответствующей инфраструктуры с привязкой к рынку газа в Перу. Одной из возможных форм продвижения рос. технологий на перуанский рынок, может быть сотрудничество в области строительства термоэлектростанций на природном газе, газоперекачивающих станций, минизаводов по сжижению газа, систем транспортировки и доставке газа (в т.ч. газоконденсата), заводов по изготовлению газового оборудования для автомобилей, танкеров, цистерн и других хранилищ газа и газоконденсата. Актуальным для Перу остается строительство новых газоперерабатывающих заводов, а также заводов по выпуску удобрений и хим. средств борьбы с вредителями в сельском хозяйстве, заводов по изготовлению пластмасс, смол, шин, вспенивающих растворов.

ПОЛЬША

Нефть

Поставки нефти. Ее доля в энергобалансе Польши составляет 17,3%. Собственные запасы нефти в Польше незначительны. Ежегодная добыча составляет 0,3-0,4 млн.т. Основные запасы сосредоточены на шельфе Балтийского моря, где добычей нефти с 1992г. занимается АО «Петробалтик». За это время добыто 0,7 млн.т. нефти.

Внутренние потребности в нефти Польша удовлетворяет за счет импорта: Россия – 83,4%, Великобритания и Норвегия – 13,4%, Алжир – 3,2%.

Поставки рос. нефти на польские НПЗ (тыс.т.): 1996г. – 9800, 1997г. – 11400, 1998г. – 12207, 1999г.

— 14380 в т.ч.: Плоцк — 10662, Гданьск — 2830, Юж. заводы — 888 (в т.ч.: Чеховице — 591, Тшебиня — 176,7, Глимар — 59,8, Ясло — 44,9, Едличе — 15,9 тыс.т.). Увеличение поставок нефти за последние 4г. составило 4,5 млн.т., т.е. рост 46%.

За 6 мес. 2000г. поставки рос. нефти на польские НПЗ составили 7,5 млн.т., т.е. рост на 20%. **Экспортные поставки нефти на польские НПЗ составляют 12% от всего экспорта России**, а по территории Польши транспортируется 32% всех рос. экспортных поставок нефти. В ближайшие годы потребности в рос. нефти польских НПЗ увеличатся до 21 млн.т. в год.

В то же время в Польше постоянно обсуждается вопрос диверсификации источников получения нефти, сокращения доли рос. поставок. В контексте предстоящего вступления Польши в ЕС следует учитывать, что в ЕС были приняты решения, усиливающие адм. контроль за созданием необходимых запасов нефти, совершенствованием правил учета импорта нефти и совершенствованием механизма взаимных консультаций по уровню цен на ввозимые в ЕС нефть и нефтепродукты (решение Совета ЕС №2964 от 20.12.1996г. и №280 от 22.04.1999г.). Не исключена вероятность негласной договоренности с ЕС об ограничении поставок из рос. источника до 75% от потребности в нефти.

На сегодня возможность диверсификации поставок нефти в Польшу одна — более полное использование мощностей Гданьского терминала (его пропускная способность в реверсном режиме — 20 млн.т. нефти в год). В перспективе имеется еще одна возможность — создание нефтепровода Одесса-Броды-Гданьск (с подключением к нефтепроводу «Дружба» на территории Польши в районе либо Плоцка, либо Адамова Застава) для транспортировки каспийской нефти. Однако в обоих случаях нефть будет дороже рос. из-за транспортной составляющей, а существенные фин. издержки по нефтепроводу Одесса-Гданьск ставят под сомнение сам этот проект.

Нефтепереработка. В Польше действует 7 НПЗ, годовые перерабатывающие возможности которых в конце 1999г. составили **17,43 млн.т.** нефти.

Основные данные о производстве польских НПЗ в 1999г.

НПЗ	Переработка нефти, тыс.т		Динамика, %		Производство, тыс.т		Динамика, %	
	бензин	диз.топ.	бензин	диз.топ.	Всего	бензин	диз.топ.	
ПНК (Плоцк)	12001	106	2989	3287	6277	103,5		
Гданьск	3288	93	943	1054	1997	91,5		
Чеховице	627	123	48	194	242	143,9		
Тшебиня	372	96	45	361	407	148,5		
Глимар	135	122	123	510	634	87,2		
Едличе	132	93	26	270	297	90,4		
Ясло	99	91	70	301	371	149,6		
Всего	16656	104	4248	5980	10228	102,4		

Крупнейшие НПЗ — Польский нефтяной концерн «Орлен» и Гданьский НПЗ.

С 1 июля 1999г. начал функционировать созданный в результате объединения «Петрохимии Плоцк» (завод начал свою деятельность в 1960г.) и НПЗ концерн «Орлен» (ПНК). В его распоряжении находится 1953 заправок станций. Доля концерна в переработке сырой нефти составляет 75%, а во внутреннем производстве жидких топлив — 66%.

В польских кругах продолжается полемика по поводу создания такого гиганта. Часть специалистов считает, что функционирование концерна

приведет к монополизации рынка топлива в Польше, будет ограничивать свободную конкуренцию. Другие же не видят в этом плане нарушений норм свободной конкуренции, т.к. доля концерна в рознице (35%) далека от монополизации рынка.

Переработка рос. нефти на заводе составила млн.т.: 1996г. — 8,189; 1997г. — 8,944; 1998г. — 9,126; 1999г. — 10,662. Увеличение переработки рос. нефти за последние 4г. составило 2,473 млн.т., т.е. рост 30%. За 6 мес. 2000г. **переработка рос. нефти на заводе составила 5,557 млн.т.**, т.е. рост по сравнению с прошлым годом 10%.

За последние годы на заводе было инвестировано 2 млрд.долл. в строительство комплекса гидрокрекинга, запуск которого состоялся в 1999г. В 2000г. шла технологическая доработка. Полный ввод этого комплекса позволит концерну полностью перейти на переработку рос. нефти поставляемой по нефтепроводу «Дружба». За последние годы ПНК резко уменьшает потребности легкой нефти из других регионов получаемой через нефтепорт г.Гданьска: 1998г. — 2900 тыс.т.; 1999г. — 1700 тыс.т.; 2000г. — 1250 тыс.т. Прогноз ПНК на потребности в рос. нефти: 2000г. — 13 млн.т.; 2001г. — 14 млн.т. После 2001г. — 16-17,8 млн.т., по некоторым публикациям до 18,8 млн.т. В концерне работает 10 тыс.чел., планируется сокращение — до 8,7 тыс.чел.

Гданьский НПЗ, введенный в действие в 1976г., первоначально был рассчитан на переработку нефти, поступающей в Польшу морским путем. Для этих целей был построен и впоследствии модернизирован нефтяной пирс в Северном порту Гданьска. Позднее, для создания возможностей для переработки рос. нефти, ГНПЗ был соединен трубопроводом с Плоцком.

Переработка рос. нефти на ГНПЗ составила млн.т.: 1996г. — 1,710; 1997г. — 2,175; 1998г. — 2,951; 1999г. — 2,830. Увеличение переработки рос. нефти за последние 4г. составило 1,120 млн.т., т.е. рост 65%. За 6 мес. 2000г. переработка рос. нефти на заводе составила 1,973 млн.т., т.е. рост по сравнению с прошлым годом составил 66%.

С вводом в эксплуатацию комплекса гидрокрекинга с 2000г. ГНПЗ полностью перешел на переработку рос. нефти, поставляемой нефтепроводом «Дружба». Планируемые потребности в рос. нефти для ГНПЗ: 2000г. — 4,5 млн.т.; 2001г. — 4,6 млн.т. После приватизации и последующей модернизации потребности в рос. нефти возрастут до 6 млн.т. На заводе работает 1600 чел., и будет сокращение до 900 чел.

ГНПЗ принадлежало на конец 1999г. 265 АЗС (предусмотрено увеличение до 500) и 17 предприятий оптовой торговли топливом. Кроме того, ГНПЗ имеет доли в ряде фирм отрасли.

Основная информация о деятельности ГНПЗ

	1996г.	1997г.	1998г.	1999г.
Доходы от продажи (тыс.зл)	3160937	3701797	3722822	4938535
Прибыль брутто (тыс.зл)	71728	121868	240447	145958
Подходный налог (тыс.зл)	20208	21887	56723	39774
Прибыль нетто (тыс.зл)	46023	83857	161444	114714
Средний курс доллара (зл)	2,8769	3,5180	3,5040	4,1483
Переработка нефти (т.)	2948827	2766900	3500098	3287991
Закупка компонентов топлива (т.)	457321	685979	314894	564689
Продажа нефтепродуктов (т.)	3174830	3309062	3587350	3646906

Реализация и потребление нефтепродуктов. Польский рынок не обеспечен нефтепродуктами, которые производятся на польских НПЗ. Внут-

ренное производство покрывает потребности польских потребителей на 85%. Такое соотношение сохраняется уже более 10 лет. Импорт дизтоплива составляет 7,6%, бензина — 25% от потребляемого количества.

Потребление топлива в Польше в 1999г.

	Объем, тыс.т.	Доля,%	Динамика,%
Бензин, в т.ч.	5526	100	101,2
- импорт	1385	25	98,1
Дизельное топливо, в т.ч.:	5896	100	104,4
- импорт	451	7,6	166,4
Всего, в т.ч.:	11422	100	102,8
- импорт	1836	16,1	109,1
Таможенные импортные пошлины на топливо (%)			
	1998г.	1999г.	2000г.
Бензин	15	11	4
Дизельное топливо.....	10	5	3

Значит, рост импорта дизельного топлива произошёл в связи с более значит. снижением ставок тамож. пошлин.

Импорт топлива лицензируется, а после получения лицензии необходимо получение еще разрешения на ввоз. Лицензии имеют 122 субъекта.

Торговля топливом на внутреннем рынке также лицензируется. Лицензии на оптовую торговлю топливом имеют 1100 субъектов. В основном это НПЗ, оптовые торговцы, владельцы АЗС, фирмы, покупающие топливо для своих потребностей. Оптовая торговля топливом монополизирована ПНК «Орлен», доля которого на этом рынке оценивается в 70%. Доля ГНПЗ — 20%. Конкуренция со стороны импорта не является еще существенной в связи с адм. барьерами (лицензии и разрешения) и пока действующими тамож. пошлинами.

Розничной торговлей топливом в Польше занимаются 6491 АЗС (по состоянию на 31.12.99г.). После динамичного роста их количества наступило замедление этой тенденции (рост на 2,6% в 1999г.). Владельцы АЗС стремятся модернизировать АЗС до класса «А» (с предложением более широкой гаммы услуг).

Рынок розничной торговли топливом в отличие от нефтепереработки и оптовой торговли топливом, монополизированных ПНК «Орден», характеризуется ограниченной конкуренцией — здесь преобладают небольшие частные владельцы — 56%. На все НПЗ приходится примерно треть АЗС (ПНК — 1953 АЗС, ГНПЗ — 265 АЗС). 10 зап. концернов владеют в совокупности 600 АЗС, в т.ч. British Petroleum — 115, Statoil — 105, Shell — 86, Preem — 78, Aral — 75, Jet — 38. В то же время значительная раздробленность т.н. независимых операторов обеспечивает доминирующую позицию тому же ПНК «Орлен».

Транспортировка и складирование. Логистические услуги в нефтяном секторе предоставляют.

— ООО «Дирекция эксплуатации цистерн» (ООО «ДЭЦ»), зависимое от «Нафты Польской». ООО «ДЭЦ» специализируется на ж/д перевозках жидких продуктов, в основном топлива. Располагает 11,5 тыс. цистерн общим объемом 640 тыс.т. Общий тоннаж перевозимых в течение года грузов составляет 14 млн.т.

— АО «Предприятие эксплуатации нефтяных трубопроводов» PERN, занимающееся транспортировкой нефти и нефтепродуктов.

— Нефтебазы, владельцем которых является «Нафта Польска». Нефтебазы располагают 22 складскими терминалами и морским терминалом

в порту Гдыня-Дембогуже, их мощности позволяют складировать 1,5 млн.куб.м. нефтепродуктов.

— Порты и морские терминалы.

Система трубопроводов. Магистраль трубопроводов АО ПЭРН «Дружба», это стратегическая в Европе транспортировка нефти с востока на запад и север, а также с севера на запад. Предприятие АО ПЭРН «Дружба» было образовано в 1959г. и эксплуатирует 660-км. польский отрезок нефтяной магистрали «Дружба».

Краткие тех. характеристики нефтепроводов.

1. Нефтепровод «Поморский» (Плоцк-Гданьск), длина — 234 км., диаметр — 820 мм. Пропускная способность — 30 млн.т./год, в направлении Гданьск-Плоцк, Плоцк-Гданьск — 20 млн.т./год, Плоцк-Шведт — 28 млн.т./год.

2. Нефтепровод «Дружба» (Адамова Застава-Плоцк), длина — 240 км., диаметр — 820 и 630 мм. Пропускная способность 42 млн.т./год.

3. Нефтепровод «Дружба» Плоцк-Шведт, длина — 186 км., диаметр — 820 и 630 мм. Пропускная способность — 28 млн.т./год.

АО ПЭРН «Дружба» располагает 63 наземными цилиндрическими резервуарами, которые могут вместить 2,5 млн.куб.м. нефти. Нефть складировается в трех базах: ST-1 «Адамова» — 500 тыс.куб.м., «Плебанка» — 1100 тыс.куб.м., «Манипуляционная» в Гданьске — 900 тыс.куб.м. Емкость резервуаров — 12-50 тыс.куб.м.

За последние годы АО ПЭРН «Дружба» резко увеличивает свои пропускные мощности восточного участка нефтепровода Адамова Застава-Плоцк. Пропускные способности этого участка составляли в 1999г. 42 млн.т./год, до конца 2000г. планировалось увеличить до 45 млн.т./год, а в 2005г. до 52 млн.т./год.

Гданьский нефтепорт. Нефтяной терминал находится на Балтийском море в Северном порту г.Гданьска. Мощности терминала позволяют производить как погрузку танкеров, так и разгрузку 34 млн.т. сырой нефти в год. В порту могут обслуживаться танкера грузоподъемностью до 150 тыс.т. Производительность загрузки танкера нефти доходит до 10 тыс.т./час. В 1999г. среднее время, потраченное на загрузку танкера 100 тыс.т., составляло 19 часов. В 2000г. порту введена в эксплуатацию установка по утилизации паров углеводородов, что позволит проводить работы в порту круглый год. Мощности Северного порта используются на 15%.

С 1998г. начались транзитные поставки рос. нефти на Гданьский терминал (1998г. — 2,577 млн.т., 1999г. — 2,795 млн.т.). За 6 мес. 2000г. транзит рос. нефти через нефтепорт г.Гданьска составил 1664 млн.т., что меньше по сравнению с прошлым годом на 40%.

В качестве офиц. координаторов поставок рос. нефти на НПЗ Польши и ее транзита через нефтепорт Гданьск минтопэнерго России определены нефтегазодобывающие компании ОАО «Сиданко» и ОАО «Газпром» (ЗАО «Транс Нафта»). В развитие этого было заключено Генеральное соглашение о сотрудничестве в области поставок нефти транзитом через порт Гданьск между ПЭРН, ОАО «Сиданко» и ЗАО «Транс Нафта».

Приватизация нефтепрома. 14 мая 1998г. правительство приняло программу реструктуризации нефтяного сектора. Была определена окончат. модель сектора — два конкурирующие, равноправ-

ные частные предприятия со стратегическими инвесторами. Одно из них должно быть связано с плоцким НПЗ (Petrochemia Plock), а второе – с ГНПЗ (Rafineria Gdanska). Для юж. НПЗ заводов, занимающихся главным образом производством дизтоплива, должны были быть разработаны индивидуальные приватизационные планы.

Программа приватизации была подготовлена министерством гос. казны при помощи консорциума Dresdner Kleinwort Benson/Business Management & Finance – консультанта министерства и холдинга Nafta Polska. Надзор за ее выполнением будет осуществлять холдинг Nafta Polska, группирующий ныне, кроме CPN, Плоцкого и Гданьского комбинатов также небольшие НПЗ на юге Польши.

С 1 июля 1999г. начал функционировать созданный в результате объединения «Петрохимии Плоцк» и ЦПН Польский нефтяной концерн «Орлен» (ПНК). Продолжение приватизации ПНК будет осуществляться посредством реализации на Варшавской бирже ценных бумаг с лета 2000г. знач. части акций из гос. пакета, принадлежащего холдингу «Нафта Польша». В результате ПНК должен стать действительно частной фирмой со следующей акционерной структурой: мелкие институциональные инвесторы – 39%; государство – 10%; «Нафта Польша» – 24%; физ. лица – 27%. В польской прессе появлялась информация о заинтересованности акциями этого концерна со стороны «Лукойла».

ГНПЗ должен быть продан стратегическому инвестору, однако приватизация откладывается с года на год. Акционерная структура ГНПЗ выглядит следующим образом: работники ГНПЗ – 15%; государство – 10%; «Нафта Польша» – 75%.

Руководство ГНПЗ ведет переговоры с пятью иноинвесторами: один из Скандинавии и по два из США и с Бл. Востока. Заявку подал также Гданьский консорциум, состоящий из 17 польских фирм. Правительство и Управление по защите конкуренции и потребителей выступают за проведение приватизации ГНПЗ без участия структур ПНК «Орлен» и «Нафты Польской» с тем, чтобы создать на базе ГНПЗ серьезного конкурента для ПНК «Орлен».

Стратегическим инвестором двух южных НПЗ (Едличе и Тшебиня) уже стал ПНК «Орлен». На этих предприятиях уже реализуются реструктуризационные программы.

До приватизации остальных НПЗ (Глимар, Ясло, Чеховице) не дошло в связи с отсутствием интереса инвесторов. Летом 2000г. ожидалась продажа значит. части долей «Нафты Польской» в ООО «Дирекция эксплуатации цистерн (ООО «ДЭЦ»). Заявки подали 7 фирм.

ПОРТУГАЛИЯ

Долгосрочной программой развития предусматривается довести производство электроэнергии в стране к 2005г. до 42,8 гвт.ч. и поднять долю экологически чистых электростанций, работающих на природном газе, до 26,5%. В целях создания надежной и современной системы обеспечения страны природным газом с начала 90-х гг. в Португалии (в кооперации с Испанией) осуществляется программа строительства магистральных и региональных газопроводов. В 1994-97 гг. гос. компанией «Трансгаз» введено в строй 500 км. га-

зопроводов, что позволило соединить португальскую сеть с испанской и гарантировать поставки сырья из Алжира. Ведется строительство региональных сетей в центр. районе и крупного газохранилища около г. Лейрия (совместно с испанской кампанией «Энагаз»). Эти работы предусматривается завершить в 2001г.

До 80% потребляемого Португалией газа поступает из Алжира (по магистральному средиземноморскому газопроводу и через газовый терминал испанского порта Уэльва), что делает португальскую энергетику заложницей внутривнутр. процессов в Магрибе. Не устраивает португальцев и то, что Испания полностью контролирует их импорт газа. Лиссабон намерен диверсифицировать закупки газа за счет Нигерии, Норвегии и построить собственный морской терминал по приему жидкого газа в г. Сетубал. В перспективе португальцы планируют отработать такую схему снабжения страны газом, при которой на долю стран Северной Африки приходилось бы не более 30% потребления, а закупки на европейском рынке – до 40%, а оставшиеся 20% покрывались бы за счет импорта из Нигерии и Лат. Америки. В Лиссабоне не исключают, что после завершения строительства магистральных газопроводов между Германией, Францией и Испанией появится возможность для закупки Португалией **рос. газа**.

Энергетический рынок Португалии остается достаточно закрытым и практически полностью контролируется тремя крупными компаниями – ЕДП (производство и распределение электроэнергии), «Газ де Португал» (импорт природного газа, контроль магистральных газопроводов), «Петрогал» (добыча и переработка углеводородного сырья, розничная продажа топлива, в т.ч. и газа). Единственным сегментом энергетического рынка страны, открытым для конкуренции, является розничная продажа топлива, где наряду с «Петрогалом» действуют мелкие нац. компании, а также крупные межд. концерны – БП, «Ажип», «Шелл», «Эльф», «Сепса», «Репсол», «Эссо». Доля «Петрогал» на рынке составляет более 50% (1570 заправок станций). Гос. компания полностью контролирует производство всех видов топлива и масел на двух НПЗ (Синеш и Матозиньюш).

Мощности НПЗ в Синеше и Матозиньюше позволяют перерабатывать 320 тыс.барр. нефти в день и обеспечивают до 80% потребностей страны в бензине, дизтопливе, керосине, авиационном топливе и тех. маслах. Основными поставщиками нефти на португальский рынок остаются Ангола, Нигерия, Венесуэла и страны Персидского залива. Португалия активно участвует в ооновской программе «нефть в обмен на продовольствие» для Ирака.

«Петрогал» действует в Анголе, где контролирует компании «Сонагалп» (добыча нефти, розничная продажа топлива), «Агран» (производство полимерного сырья) и НПЗ Луанды. Португальцы стремятся укрепить свое положение в нефтедобывающем секторе ангольской экономики и активно участвуют (на правах младшего партнера крупных ам. и европейских концернов) в геологоразведочных работах на ангольском шельфе. В 1997г. «Петрогал» получил 9% концессии на разработку нефтяных месторождений на глубоководном блоке 14 (основной оператор – «Эльф»), в 1999г. 10% кон-

цессии на блоке 15. Регулярные поставки ангольской нефти, в т.ч. и в счет погашения задолженности бывшей колонии перед метрополией, способны на 90% гарантировать потребности Португалии в этом виде сырья. Однако на деле ангольская нефть составляет не более 30% от португальского нефтяного импорта, что объясняется прекращением с мая 1998г. поставок ангольской нефти в погашение португальских коммерческих кредитов и задержками в освоении ангольских месторождений. С 1996г. прорабатывается проект соглашения о сотрудничестве между «Петрогал» и ангольской компанией «Сонангол», предусматривающего участие ангольцев в акционерном капитале португальской компании.

Основными проблемами португальской нефтяной отрасли являются: устаревшие технологии переработки и необходимость значительных (до 1 млрд.долл.) капиталовложений в обновление производства, которое до 2003г. должно быть полностью переориентировано на производство неэтилированного бензина с низким содержанием серы и соответствовать нормам ЕС, принятым в 1998г.; несовершенство существующей акционерной структуры компании «Петрогал», при которой государство, владеющее 45% акций, вынуждено нести основную долю фин. ответственности и расходов. 35% акций компании принадлежат крупным нац. частным ФПГ, объединенным в холдинг «Петроконтрол», который способен блокировать инициативы правительства.

Планы португальского правительства и руководства компании по привлечению иностр. стратегич. инвестора, которому государство было готово передать до 35% акций, провалились после того, как в 1998г. «Сауди Арамко» отклонила предложенные ей условия, сославшись на необоснованную переоценку компании и высокую стоимость выделенного ей 27,5- процентного пакета акций.

Это заставило португальское правительство разработать новую схему реструктуризации и приватизации всего энергетического сектора, которая предусматривает слияние компаний нефтяного и газового сектора и создание на их основе крупного холдинга «Петрогал-Газ де Португал». Государство намерено сохранить в новом холдинге только 15% участие и «золотую акцию» (обеспечивающую право вето при принятии стратегических решений). Приток новых капиталов будет обеспечен за счет продажи на инвест. конкурсе гос. пакета в компаниях «Петрогал» и «Газ де Португал». В качестве стратегических инвесторов, каждый из которых получит до 15% капитала нового холдинга, рассматриваются нац. компания ЕДП, франц. «Тоталь», испанские «Репсол» и «Энагаз». Нац. частный капитал будет иметь до 30% акций нового холдинга. Разрешен допуск частного капитала к управлению компаниями, обеспечивающими розничную продажу электроэнергии и газа потребителям. Продолжится агрессивное проникновение на энергетические рынки португалоязычных стран (Ангола – добыча и переработка нефти, Бразилия – участие в приватизации компании «Петробраз», Мозамбик – управление ГЭС Кабора-Басса).

Нац. статистика Португалии за 1998г. характеризует следующим образом энергетический баланс страны (в КТЭП – условных межд. топлив-

но-энергетических единицах, эквивалентных использованию тыс.т. нефти): импорт энергоресурсов – 22290; потребление – 20077; производство – 1834; экспорт – 4047.

Португалия ежегодно для энергообеспечения экономики импортирует 2-3 млн.т. угля, 8-10 млн.т. нефти и до 1 млрд.куб.м. природного газа.

Завершается строительство ТЭС в г.Тапада мощностью 990 мвт (пуск в эксплуатацию был запланирован в I кв. 2000г.). Это будет первая в Португалии ТЭС, работающая на природном газе (сжиженный газ из Алжира и Марокко поступает на терминал в порту Сетубал, и далее – на магистральный газопровод Сетубал-Брага-Порту). В будущем планируется строительство подводного газопровода, связывающего г.Танжер (Марокко) с г.Тарифа (Испания), откуда газ будет поступать в Португалию.

В правительстве решается вопрос о создании суперхолдинга, объединяющего компании «Петрогал» (нефтепереработка и сбыт нефтепродукции), «Газ-де-Португал» (строительство газопроводов и сбыт природного газа) и «Электросидаде-Португал» (производство и сбыт электроэнергии). На следующем этапе планируется перевод всех ТЭС на природный газ, месторождение которого было недавно открыто на территории Португалии.

РУМУНИЯ

На основании Соглашения от 25.10.1996г. и подписанного к нему протокола с румынской стороной, на территории Р. было начато строительство третьей нитки газопровода длиной 190 км., позволяющей увеличить поставки газа с 10 млрд. куб. м. до 19 млрд.

На строительство первого участка газопровода (всего их три) длиной 90 км. был предоставлен «Газпромом» товарный кредит. Из общей стоимости работ в 76 млн.долл. 65% оплачивается «Газпромом» и 35% «Трансгазом». Работы были начаты в дек. 1999г. и завершены в дек. 2000г. Ввод этого участка позволяет увеличить на 30% поставки газа в Турцию.

Компания «Газпром» продолжает переговоры с «Трансгазом» по финансированию наиболее сложного второго участка газопровода длиной 65 км., проходящего под руслом Дуная и канала Дунай-Черное море.

Рос. поставки газа, нефти и угля обеспечивают 100%, 85% и 60% потребности страны. Они создают костяк рос. поставок, остальные же 12% приходятся на металлопрокат (5%), хим. продукцию (2,5%) и другие товары.

Расширение мощностей транзитного газопровода, предусмотренное Межправит. соглашением от 25.10.1996г., ведется местными румынскими организациями за счет товарных кредитов, предоставляемых «Газпромом», но без его участия в строительстве.

СИРИЯ

Нефть-2000

Основной составляющей экспортных поступлений в бюджет страны оставалась нефть (67%). По статистическим данным Тамож. управления С.

в 2000г. на экспорт было поставлено сырой нефти на 3,2 млрд. долл., что превысило прошлогодний уровень на 1 млрд. долл. (за счет роста мировых цен на нефть).

В последние несколько лет наблюдается тенденция снижения производства нефти в С. Если в 1995г. ее среднегодовое производство составляло 650 тыс. б/д, то в 1999г. оно снизилось до уровня 535 тыс. б/д. По прогнозам экономистов в 2000г. среднегодовое производство нефти составит 512 тыс. б/д. В последующие годы планируется увеличить производство нефти в стране за счет применения современных технологий и расширения ряда месторождений. Наиболее важным проектом является увеличение производительности на месторождениях Сабан/Джарноф и Азрак/Малех на 30 тыс. б/д. Проект реализует египетская компания «Инжиниринг фор Петролиум энд Процесс Индастриз».

Однако, долгосрочные перспективы развития нефтяной отрасли в С. не выглядят обнадеживающими. Сирийские нефтяные месторождения, расщепленные по территории страны, в большинстве своем нуждаются в применении более современных и дорогостоящих методов извлечения нефти. Вместе с тем, жесткие контрактные условия, предоставляемые сирийским правительством иностр. компаниям, вынудили многих из них прекратить добычу нефти в стране. Лишь несколько иностр. компаний продолжают поиски новых месторождений на выделенных концессиях в соответствии с соглашениями о разделе продукции. Среди них такие компании, как венгерская МОЛ и хорватская «Ина Нафталин», которые не обладают достаточными тех. возможностями для эксплуатации сложных сирийских месторождений.

Оценивая современное состояние нефтяного комплекса С. в целом, зап. специалисты считают, что в ближайшие годы страна может превратиться в импортера нефти, если не будут вложены значит. фин. средства в модернизацию отрасли и поиск новых месторождений.

В 2000г. добыча природного газа в С. по сравнению с 1999г., увеличилась и составила 16 млн. куб.м. в день. К 2001г. планируется ее увеличение до 18 млн.куб.м. в день. Предпосылкой этому служит подписание крупного контракта (430 млн. долл.) на сбор и переработку попутного газа на нефтяных месторождениях Дейр-эз-Зора. Проект, который реализует консорциум «Коноко/Эльф Аквитейн» (США/Франция), включает сбор газа с 22 скважин, а также строительство сети газопроводов и газоперерабатывающего завода. Проектом предусмотрено производство 4,25 млн. куб.м. газа в день.

Широкие перспективы по увеличению добычи газа открываются в связи с обнаружением новых месторождений в центр. части страны (к северу от Пальмиры). Канадская компания «Титан Продактс» ведет переговоры с Сирийской нефтяной компанией (СНК) по вопросу предоставления инженерных услуг при разработке этих месторождений. Проект включает разработку месторождений Аль-Шариф, Аль-Расем, Аль-Аббас, Ком Абу Арабат, Замлях и Расиф. Срок реализации проекта составляет 3г. и по его завершении на месторождениях будет добываться до 6 млн. куб. м. газа в день.

Египетская компания «Инжиниринг фор Петролиум энд Процесс Индастриз» реализует проект

расширения нефтяных месторождений Сабан/Джарноф и Азрак/Малех на 30 тыс. б/д.

Компания «С. Шелл» обнаружила нефть на месторождении «Зенобия» на северо-востоке страны. Совместно с германской компанией «Веба Ойл энд Газ» она получила в концессию территорию площадью 4881 кв.км. Первые баррели нефти получены на скважинах «Юнее Саус-101» и «Азаман-101».

«С. Шелл» — одна из немногих иностр. нефтяных компаний, активно работающих на сирийском рынке, уже обнаружила несколько месторождений с общим объемом нефти 200 млн. бар. Однако с 1993г. не было сделано ни одного открытия коммерчески эффективных месторождений. Последние успешные изыскания внушают оптимизм в процесс увеличения добычи нефти в С. Компания «С. Шелл» намерена в ближайшие несколько месяцев начать пром. добычу нефти на указанных скважинах.

Канадская компания «Танганьика Ойл Кампани» подписала соглашение с сирийским правительством на разработку нефтяного месторождения Оуде на северо-востоке страны, принадлежащего Сирийской нефтяной компании (СНК). Добыча нефти на этом месторождении производилась СНК с конца 1970гг. Это первый случай, когда СНК сдает в концессию свои месторождения и, вероятно, в последующем будет еще несколько аналогичных сделок. По мнению зарубежных специалистов сирийское правительство пришло к выводу, что оно нуждается в иностр. капитале и современных технологиях для реализации потенциала старых месторождений.

Компания «Танганьика Ойл Кампани», являющаяся дочерним предприятием шведской «Ландин Ойл» получила эксклюзивные права на разработку этого месторождения, расположенного на границе с Турцией на территории в 403 кв.км. Выработка нефти на нем в последние годы постоянно сокращалась и в настоящее время составляет 2 тыс. б/д. Попутно добывается 27 млн. куб. футов газа в день. Месторождение состоит из 3 резервуаров с общим объемом нефти в 2 млрд. бар. и газа 700 млрд. куб. футов. Компания намерена инвестировать в этот проект 5 млн. долл. в первые два года. Она получила эксклюзивные права на разработку месторождения и раздел продукции, произведенной свыше 2 тыс. бар. нефти в день в течение 25 лет.

Две межд. компании, франц. «Тотэл/Фина Эльф» и англо-датская «Ройал Датч/Шелл» участвуют в тендере на расширение производства нефти на существующем месторождении «Суадия», расположенном на северо-востоке С. Оператором этого месторождения является СНК. На месторождении добывается 90 тыс. бар. в день тяжелой нефти. Задачей проекта является повышение производительности до 150 тыс. б/д и увеличение пропускной способности нефтепроводов, связывающих месторождение с магистральным нефтепроводом.

Французские компании приступили к ремонту нефтепровода Киркук-Баниас, по которому сырая нефть подается из Ирака в средиземноморский порт с целью дальнейшего экспорта за пределы С. Первоначально по нему будет транспортироваться до 300 тыс. бар. нефти. В дальнейшем планируется строительство нового нефтепровода с пропускной способностью до 1 млн. б/д.

Межд. компании приглашены для участия в тендере на разработку газовых месторождений, обнаруженных Сирийской нефтяной компанией (СНК) в районе Пальмиры. Проект включает разработку месторождений Аль-Шариф, Аль-Расем, Аль-Аббас, Кем Абу Арабат, Замлях и Рясиф. Срок реализации проекта составляет 3г. и по его завершении на месторождениях будет добываться до 6 млн. куб. м. газа в день. Свои предложения уже представили ам. компания «Коноко» и французская «Эльф Экитен». Компания «Ройял Датч/Шелл Групп» также планирует принять участие в тендере.

Компания «Квэрнер ЕНС», расположенная в Хьюстоне, получила контракт стоимостью в 160 млн. долл. по добыче попутного газа на месторождении «Дейр-эз-Зор». В объем работ входит строительство двух газоперерабатывающих заводов суммарной производительностью в 450 млн. куб. футов в день, шести компрессорных станций, системы сбора газа общей протяженностью 180 км. и газопровода, связывающего месторождение с магистральным трубопроводом, длиной 270 км. По этому газопроводу будет транспортироваться 150 млн. куб футов газа в день в пром. центры на западе страны и в г. Дамаск.

Нефть-1999

Нефтедобыча является ключевой отраслью. В 1998г. было добыто 28 млн.т. нефти (71,4% составляла легкая нефть). Доход от ее экспорта (19 млн.т.) составил 1,6 млрд.долл. В янв. 1998г. цена на сирийскую легкую нефть составила 15,11 долл. за бар., а в авг. она снизилась до 11,73 долл.

С. заключила в 1998г. соглашения с хорватской «ИНА Нафталин» и шведской компанией «Свенска Петролеум» на разработку новых месторождений в р-не Пальмиры и Дейр-эз-Зора на условиях СРП. Было внедрено горизонтальное и направленное бурение. Премьер-министр САР М. Зуаби принял в дек. 1998г. делегацию австрал. нефтеконцерна «БиЭйчБи».

Ряд иностр. нефтекомпаний, ранее ушедших с сирийского рынка («Аджив», «Арко» США, «Свенска Петролеум» и «Туллоу Ойл» Ирландия), вновь проявляют интерес к разработке нефтяных месторождений и ведут переговоры по этому вопросу с сирийским министерством. Это объясняется **новыми льготами для инокомпаний в соответствии с СРП**. Если раньше инокомпания могла получить только третью часть произведенной продукции, то теперь ее доля увеличена почти до половины.

Крупнейший производитель нефти в С. — СП «Аль-Фурат Петролеум» повторно проводил в 1998г. предквалификационный тендер на расширение нефтяных месторождений Сабан-Джарноф и Азрак-Малых на северо-востоке страны. Проектом предусмотрено: увеличение производства нефти с 30 тыс.б/д до 80 тыс.б/д на месторождении; строительство нового нефтепровода от Сабана до центр. сборно-распределительной станции Омар; увеличение пропускной способности системы транспортировки нефти с месторождения Джазиех до 36 тыс.б/д. Планируется модернизация месторождения Малех, а также расширение ёмкости водоприемных систем на этом месторождении. Семь межд. компаний прошли предквалификацию и приглашены к участию в тендере. К

ним относятся: «Костейн», «Петрофак Интернешнл», «Процесс Текнолоджи» (Англия), «Парсон» (США), «Хюндай» (Ю.Корея), «Инжиниринг фор Петролеум» (Египет), «Агро-Моненко» (Канада). Проведение тендера планировалось в 1999г.

Франц. «Эльф-Акитен» продолжает активно работать на сирийском нефтяном рынке. Ожидается подписание соглашения о разработке месторождения на северо-востоке страны и выполнении работ на шельфе Средиземного моря.

Англ. компания «Веир Групп», подписала контракт с Сирийской нефтекомпанией (СНК) на 2,2 млн.долл. на поставку 33 насосов для месторождения Аль-Хасаке.

В 1998г. НПЗ в г. Хомсе переработал 3 млн.т. легкой и 2,7 млн.т. тяжелой нефти и произвел 489 тыс.т. бензина высшего качества, 263 тыс.т. обычного бензина, 1,1 млн.т. керосина, 1,8 млн.т. мазута, 2,3 млн.т. дизтоплива и другие нефтепродукты.

НПЗ в г. Баниасе переработал 4,6 млн.т. легкой и 1,9 млн.т. тяжелой нефти. На заводе было произведено 1,4 млн.т. бензина, 62,8 тыс.т. керосина, более 2,6 млн.т. мазута и другие нефтепродукты.

САР самостоятельно обеспечивает свои потребности в нефтепродуктах. В 1998г. было экспортировано 47,9 тыс.т. авиатоплива, 3,6 тыс.т. флотского мазута и 57 тыс.т. флотского дизтоплива.

В 1998г. добыча природного газа в С. составила, как и в пред.г., 14 млн.куб.м./день. К 2000г. требуется увеличить добычу газа до 18 млн.куб.м./д. В течение года был объявлен ряд тендеров на поставку и монтаж оборудования для добычи и переработки попутного газа на нефтяных месторождениях в р-не Дейр-эз-Зора, на оказание консультационных услуг по проекту разработки газового месторождения в центр. части страны.

Компании «Эльф-Акитен» (Франция) и «Коноко» (США) проводят переговоры с миннефти и мин. ресурсов САР о сотрудничестве в разработке попутного газа на нефтяных месторождениях в р-не Дейр-Эз-Зора. Проект будет также включать газоперерабатывающий завод 3 млн.куб.м. газа в день. Стоимость проекта оценивается в 300 млн.долл.

СНК объявила тендер на оказание консультационных услуг по реализации нового проекта разработки газового месторождения на севере центр. части страны. Основной задачей консультанта является разработка системы сбора и транспортировки газа. В тендере принимают участие канадские компании «Титан Проджектс», «Макдональдс Инжиниринг», бельгийская «Трактебел», германская ПЛЕ, англ. «Процесс Текнолоджи» и «Пепелен».

Компания «Титан Проджектс» выполняла аналогичную работу по пальмирскому месторождению. Нидерландская компания «Старк Инженерс» подписала 4-летний контракт с компанией «Аль-Фурат Петролеум» по обслуживанию нефтяных и газовых установок на месторождении Дейр-эз-Зор.

В 1998г. СНК объявила тендер на строительство газопровода из Пальмиры в Алеппо длиной 240 км. и диаметром трубы 24 дюйма. Бид бонд — 750 тыс.долл. Стоимость проекта — 80 млн.долл. **В тендере участвуют 2 рос. компании:** ЗАО «Стройтрансгаз» и ВО «Тяжпромэкспорт» и еще 13 инокомпаний. В 1999г. СНК намеревалась объявить тендер

на строительство газопровода из Хомса в Баниас. Цель реализации указанных проектов — перевод пром. и энергообъектов с жидкого топлива на газ. В связи с тем, что правительство С. дало согласие на поставку газа в Ливан для снабжения им электростанций в Бейруте и Триполи, газопровод «Хомс-Баниас» будет продлен в сторону ливанской границы.

В 1998г. румынская компания «Индастриэлэкс-порт» завершила работы по расширению газоперерабатывающего завода в г. Джбейса на северо-востоке страны. Контракт в 48 млн.долл. был заключен в 1993г. и его целью было увеличение производства газа с 1,7 млн.куб.м. до 3,5 млн.куб.м. в день. Контракт включал работы по расширению газопровода, связывающего завод с пром. р-ном Хомса. Эта фирма выполняет также работы по строительству завода по заправке газовых баллонов в г. Алеппо.

СЛОВЕНИЯ

Поставки рос. природного газа. Начаты в 1978г. Тех. и юр. сдача природного газа покупателю производится на украинско-словацкой границе с дальнейшей транспортировкой через территорию Словакии и Австрии словенской стороной.

После распада Югославии в 1991г. межправсоглашением от 5 нояб. 1992г. предусмотрена ежегодная поставка газа в объеме до 830 млн.куб.м. в период с 1993 по 2010 год.

Однако в связи с поставками в Словению алжирского газа закупки рос. природного газа значительно уменьшены и составляют около 600 млн.куб.м. ежегодно. В 1999г. было поставлено 590 млн.куб.м. природного газа, в 2000г. — 595 млн. куб. м. Платежи за газ осуществляется своевременно в соответствии с условиями контракта.

На протяжении ряда лет рос. и словенская стороны успешно сотрудничали в области не только поставок газа, но и поставок для ОАО «Газпром» технологического оборудования связи.

В начале 1998г. от словенской стороны поступило предложение рассмотреть возможность поставок технологического оборудования для ОАО «Газпром» на льготных условиях по линии товарного кредита в объеме 50 млн. долл. под общепринятые гарантийные обязательства. Несколько позднее министр экономики Словении в своем письме на имя Председателя Правления ОАО «Газпром» Р.И. Вяхирева конкретизировал данное предложение, обусловив оплату технологического оборудования возможностью увеличения поставок природного газа на пятилетний период.

Начиная с 1995г. с правительством Республики Словения и рядом словенских фирм велись переговоры по возможному транзиту и строительству транзитного газопровода на территории Словении для поставок рос. газа в Италию.

США

Обзор рынка энергоносителей США. По состоянию на середину марта 2001г. складские запасы сырой нефти в США составили 285,3 млн. бар., что на 8% ниже, чем средний за 5 лет показатель и на 2% меньше объемов на конец соответствующего периода прошлого года. Добыча нефти внутри США сократилась до 14,8 млн. б/д, в то время как

импорт вырос до самого высокого за последние 20 лет уровня — 10,3 млн. б/д. На цены оказывали давление слухи о предстоящем снижении добычи в странах ОПЕК. Расчетная контрактная цена нефти в США увеличилась к середине марта на 0,98 центов за баррель и составила 24,89 долл.

Обеспокоенность состоянием дел на нац. рынке энергоносителей вынудила администрацию Буша прибегнуть к формированию спец. рабочей группы по проблемам энергетики во главе с вице-президентом Чейни. Группе предстоит выработать долгосрочную общенац. энергетическую политику.

По мнению министра энергетики США С. Эйбрахама, в течение предстоящих двух десятилетий США предстоит преодолеть серьезный энергетический кризис. В основе этого кризиса, по мнению С. Эйбрахама, лежат три фактора:

1. Потребность в энергоресурсах резко увеличилась, особенно на электроэнергию и природный газ.

2. Увеличение предложения сдерживается законодательными ограничениями, которые во многом отстают от темпов развития новых технологий, а также препятствуют увеличению притока инвестиций.

3. Инфраструктура, состоящая из генерирующих предприятий, линий электропередач, нефтеперерабатывающих заводов и нефтепроводов, устарела и не адекватна растущим потребностям.

Согласно расчетам минэнерго, в течение 20 лет потребление нефти в США увеличится на 33%, в то время как добыча нефти в самих США продолжает сокращаться. Объем добываемой в США нефти на 39% меньше уровня добычи в 1970г., что соответствует падению на 4 млн. б/д. Если энергетическая политика США не претерпит изменений, то добыча будет продолжать падать и к 2020г. снизится до 5,1 млн. б/д, в то время как 30 лет назад в день добывалось до 9,4 млн. бар.

Такие ножницы между спросом и нац. добычей все в большей мере делают США зависимыми от импорта сырой нефти. **США импортируют 54% перерабатываемой в стране нефти.** С учетом складывающейся на мировых рынках конъюнктуры эта доля может вырасти до 64%.

С 1980г. количество НПЗ сократилось в США почти вдвое. За последние 25 лет в США не было построено ни одного нового НПЗ. Кроме того, законодат. рамки ограничивают возможности действующих мощностей по расширению производства. Когда в 2000г. президент Клинтон выделил 30 млн. барр. нефти из стратегического резерва, то эту нефть США пришлось перерабатывать на за океанских мощностях.

В этой связи принятое 16 марта 2001г. решение стран ОПЕК сократить добычу нефти на 1 млн. б/д произвело еще большее давление на рынок нефти в США.

На рынке природного газа складывается похожая ситуация.

Согласно прогнозам минэнерго, спрос на газ в США будет расти опережающими темпами по сравнению со спросом на нефть. Потребление газа в США к 2020г. увеличится на 62%. 9 из 10 новых электростанций в США будут работать на природном газе. 40% от общих объемов запасов природного газа в США расположены на территориях, находящихся в фед. собственности, которые

закрыты для разработки или имеют жесткие экологические ограничения для газодобычи. В течение последних 3 лет в США не было открыто новых залежей природного газа. Все это также увеличивает импортную зависимость США в вопросах обеспечения газом.

Нефть

Отреблении нефти в США. Несмотря на рост цен на нефтепродукты на мировом рынке потребление нефти и объемы ее импорта в США продолжают расти в условиях продолжающегося экономического роста. **Летом 2000 г. США удовлетворяли свои потребности в нефти на 52% за счет импорта.** Это самый высокий показатель за всю историю страны. Начиная с 1985 г., добыча сырой нефти в США неуклонно снижается, а потребление растет, увеличивая тем самым импортную зависимость США.

Наиболее крупным потребителем нефти является сфера транспорта, на долю которой приходится 65% всей потребляемой в США нефти, главным образом в виде бензина. Объем потребления нефти этой сферой, начиная с 1988 г., растет ежегодно на 1,2%. В 1999 г. спрос на нефтепродукты в США превысил предложение, главным образом, в результате снижения добычи нефти странами ОПЕК и некоторыми другими странами-экспортерами нефти. Для удовлетворения спроса компании США прибегли к использованию складских запасов нефти, что дало толчок росту цен.

Страны ОПЕК сократили добычу более чем на 4 млн.б/д в 1999 г. Продолжала увеличиваться зависимость США от импорта нефти из стран Персидского залива, большая часть которой поступает в супертанкерах через порты Мексиканского залива.

Импорт США сырой нефти из стран Персидского залива в 1996 г. составлял в среднем 1,60 млн.б/д, в 1997 г. — 1,75 млн.б/д, в 1998 г. — 2,14 млн. б/д, а в 1999 г. — 2,42 млн.б/д.

На долю только Саудовской Аравии и Ирака приходится 25% американского импорта нефти. На долю Канады и Мексики приходится 30%. Наиболее крупными импортерами нефти в США в 1999 г. были компании «Эксон-Мобил», «Шеврон», «БП-Амоко».

Прогнозируется постепенное снижение цены в течение всего 2000 и 2001 г. до уровня между 22,50 и 22,25 долл. в IV кв. 2001 г.

Спрос на нефть в США увеличился на 560 тыс. б/д в 1999 г., или на 3% по сравнению с 1998 г. Согласно прогнозу минэнерго США в 2000 г. темпы роста потребления нефти несколько замедлятся. Потребление мазута сократится на 15% в 2000 г. В отношении 2001 г. прогноз предусматривает более быстрый рост потребления на уровне 415 тыс.б/д, или на 2,1%, в связи с постепенным снижением цен на сырую нефть и нефтепродукты.

Перспективы добычи нефти и газа на Аляске. Там находится 31% разведанных запасов нефти США, сосредоточено 23% ее производства по стране. В соответствии с конституцией шт. Аляска его сырьевые ресурсы «являются собственностью жителей» (ст.8, раздел 2, Общие положения). **Администрация штата рассматривает природные ресурсы в качестве основного источника развития экономики и решения соц. проблем жителей. На эти цели направляется 25% стоимости добываемой в шта-**

те нефти в виде перечислений за аренду земли, за право добычи, налогов с продаж и пр.

Добыча нефти осуществляется высокими темпами на побережье моря Бофорта. Здесь работают компании «Эксон», «Арко» и «Бритиш Петролеум» (БП). Специфическое положение нефтепрома штата состоит в том, что добыча нефти в этом регионе связана с высокими производственными расходами, обусловленными тяжелыми климатическими условиями, удаленностью мест добычи от мест переработки и потребителей, высокими транспортными расходами. Снижился экспорт добываемой нефти. БП объявила в 1999 г. о предстоящих сокращениях на 30% рабочих мест и свертывании своей активности.

Обнаружен ряд новых месторождений, расчетная производительность которых может сделать рентабельной промразработку. Планируется продолжить разведку новых месторождений. Наиболее перспективными считаются районы к северо-западу от нефтеносного района Прудой Бей, такие как Купарук и Алпин.

Власти Аляски сталкиваются с проблемой привлечения ам. и иноинвесторов в нефтяной сектор. Главным сдерживающим фактором выступает низкая оборачиваемость капложений из-за длительных сроков реализации даже очень выгодных проектов. Не проявляют интереса к разработке нефти на Аляске компании «Амоко» (прекратила операции в 70-е гг.), «Шелл» и «Тексако». Невысока активность компании «Мобил».

Месторождения газа на северном побережье Аляски считаются самыми крупными в США и насчитывают 3,5 трлн.куб.м. Пока местный газ находит использование как побочный продукт нефтедобычи. На некоторых месторождениях его закачивают в пласты для повышения производительности нефтяных скважин.

Проблема заключается в доставке газа к потребителю. Существующие способы предполагают переработку его в жидкую фракцию путем охлаждения до низких температур, что потребует строительства газопровода и танкеров для его перевозки. Другой способ перевода природного газа в жидкое состояние заключается в специальной хим. переработке, которая позволит получить природный газ в жидкой форме при комнатной температуре. В этом случае для транспортировки газа могут быть использованы существующие нефтепроводы, что существенно снизит расходы на транспортировку. Недостатком способа сжижения газа является длительный срок его реализации, что по сравнению с традиционным низкотемпературным способом сжижения может сыграть решающую роль в выборе окончательного варианта переработки газа.

Сейчас основные компании, оперирующие на Аляске, вкладывают крупные средства в разработку экономически обоснованного способа доставки газа на рынок. «Эксон» и «Бритиш петролеум» работают совместно (возможный способ сжижения газа держится в секрете).

Компания «Арко», располагающая правами на добычу газа больших объемов, чем эти компании, в сотрудничестве с «Марубени», «Юкон Пасифик», «Филипс Петролеум» и «Футхилс Пайп Лайнс», похоже, остановилась на технологии, основанной на низкотемпературном охлаждении. Разрабатывается проект строительства установок

для сжижения газа и прокладки газопровода до незамерзающего порта Валдез или до одного из портов в р-не залива Кука.

Проект консорциума компаний, возглавляемых «Арко», пользуется поддержкой губернатора штата Т.Ноулза. В интересах развития газовой промышленности в штате весной 1998 г. был принят ряд законодат. актов, дающих право администрации реструктурировать налоги на компании, занятые строительством газопровода. Предположительно реализация проекта начнется в 2007 г. Планируется осуществлять поставки газа главным образом в страны АТР.

«Оксидентл Петролеум компани» (ОПК). Является одной из ведущих нефтегазовых и нефтехимических компаний США с числом работников 14,2 тыс.чел. и объемом продаж 10,6 млрд.долл. (данные здесь и далее 1997 г.). Штаб-квартира компании расположена в г. Бейкерсфилд в Юж. Калифорнии.

Главным предприятием ОПК в области нефтедобычи является «Оксидентл Ойл энд Гэз корпорейшн» (ООГК), участвующая в проектах как на территории США, так и за ее пределами. Число работников ООГК составляет 4,5 тыс.чел., объем продаж 3,7 млрд.долл.

На территории США ООГК ведет разведку и производство нефти и газа в шт. Калифорния, Канзас, Оклахома, Луизиана, Миссисипи, Нью-Мексико, Техас, а также в Мексиканском заливе. Ежедневная добыча нефти составляет 57,2 тыс. б/д, газа — 601 млн.куб.футов.

За пределами США ООГК участвует в проектах в 31 стране, из которых в 10 (Колумбия, Эквадор, Перу, Венесуэла, Йемен, Катар, Оман, Конго, Пакистан, Нидерланды и **Россия**) ведет добычу нефти и газа, в остальных — геологоразведочные работы. Объем производства в межд. проектах составляет 280 тыс. б/д нефти и 716 млн.куб.футов газа в день. Запасы нефти на принадлежащих корпорации месторождениях составляют 897 млн.барр., газа — 2,5 трлн.куб.футов. Стратегической линией ООГК в области нефтедобычи является, помимо активной геологоразведки и расширения резервной базы с вводом в действие новых месторождений, использование передовых методов и технологий для увеличения производства на действующих стареющих месторождениях. По такой схеме она работает в Катаре, России и Венесуэле.

Филиалом ОПК, специализирующимся в области химпроизводства, является компания «Оксичем» со штаб-квартирой в г. Далласе, шт. Техас. Общий объем продаж «Оксичема» составляет 4,3 млрд.долл., число работающих на принадлежащих ей 43 предприятиях в США за рубежом — 7,5 тыс.чел. Компания производит 4 категории химпродукции — базовые химикаты, товары нефтехимии, полимеры и пластиковые материалы, феноловые резины и их компоненты. Она является крупнейшим в США производителем хлористо-щелочных химикатов, занимает 3 место в стране по производству поливинилхлоридных резин. Ей принадлежат ведущие позиции в мире по производству ряда химпродуктов, относящихся к области ее специализации. «Оксичем» имеет предприятия в Бельгии, Бразилии, Канаде, Чили, Сингапуре и Таиланде.

Подразделением ОПК, занимающимся транспортировкой и распределением природного газа,

является корпорация «Мидкон» с собственными специализированными филиалами, со штатом в 1,7 тыс.чел. и объемом продаж 2,6 млрд.долл. Корпорация продает и транспортирует 10% потребляемого в США природного газа.

«Мидкон Гэз Сервисез» предоставляет услуги по энергоснабжению и управлению энергоресурсами, включая продажу, транспортировку и хранение газа. Она имеет собственный газопровод в 3250 миль, хранилища на 102 млрд.куб.футов в шт. Иллинойс, Техас и Делавар.

«Мидкон Пауэр Сервисез» занимается сбытом электроэнергии по территории США. «Мидкон» принадлежит трубопроводная сеть в 13,2 тыс.миль, 9 подземных хранилищ еще в 4 штатах вместимостью 600 млрд. куб. футов газа.

Хотя ОПК имеет богатую историю сотрудничества с рос. партнерами, в особенности когда ее возглавлял А.Хаммер, она **участвует только в одном проекте на территории РФ.** В 1991 г. ОПК совместно с рос. компанией «Черногорнефть» создала СП **«Ванюганнефть»** по освоению месторождений «Ванюган» и «Айюган» в Зап. Сибири. **Это СП является самым крупным из всех действующих в России.** В 1997 г. она добыла около 2,7 млн.т. нефти, из которых экспортировала более 1 млн.т.

Энергоресурсы Каспийского региона. Одной из приоритетных составляющих политики США на постсоветском пространстве является **освоение нефтяных и газовых ресурсов Каспийского бассейна и их транспортировка на зап. рынки через Турцию.** Формирование этой политики определяется стратегическими целями, которые, как их декларируют США, заключаются в поддержке суверенитета и независимости новых независимых государств Каспийского региона, улучшении перспектив развития их экономики, повышении энергетической безопасности США, Турции и других развитых стран Запада путем обеспечения свободной транспортировки каспийских энергоносителей без помех со стороны Ирана или зависимости от какого-либо одного маршрута, расширении коммерческих возможностей для ам. компаний, обеспечении стимулов для урегулирования региональных конфликтов посредством восстановления эконом. связей между новыми каспийскими государствами, содействию обеспечению экологической безопасности пролива Босфор и ее защиты. Немаловажное соображение — превращение Турции в мост между странами Закавказья и Центр. Азии и Западом.

Исходя из сформулированных целей, реализация ам. политики направлена на создание в регионе Каспия сети трубопроводов, проложенных по маршрутам, альтернативным уже существующим, а также на поощрение участия ам. капитала в энергетических проектах региона. Координацию ам. усилий, учет различных коммерческих, тех., полит. факторов, влияющих на ее формирование, осуществляет созданная в 1994 г. правительством США специальная межведомственная рабочая группа. На дальнейшую полит. и эконом. поддержку этих усилий направлен и **Закон о стратегии Шелкового пути**, принятый в США в нояб. 1999 г. и нацеленный, в том числе, на наращивание содействия бывшим советским республикам Кавказа и Средней Азии.

В мае 1998 г. в Анкаре был создан Каспийский фин. центр с участием Агентства по торговле и

развитию США, Экспортно-импортного банка США и Корпорации по частным инвестициям (ОРИС). Этот центр является важным звеном для координации усилий 3 ам. ведомств и практической реализации политики в области энергоносителей. В июле того же года в администрации США создан пост советника президента и госсекретаря по вопросам дипломатии в области энергоносителей Каспийского региона. С июля 1999 г. этот пост занимает посол Дж. Волф.

В рамках проводимой политики и исходя из поставленных целей, США активно способствовали строительству трубопровода для перекачки «ранней» нефти из Азербайджана по территории Грузии (по маршруту Баку-Супса), альтернативного уже существующему северному маршруту по территории России. **Нефтепровод Баку-Супса был открыт в апр. 1999 г.**

США заявляют о своей поддержке проекта трубопровода Каспийского трубопроводного консорциума (КТК), который свяжет в 2001 г. нефтяные месторождения на северо-западе Казахстана с Новороссийским портом и будет обслуживать в основном потребности компании «Тенгиз-шевройл».

Однако главный приоритет для США – реализация проектов строительства нефтепровода Баку-Джейхан и транскаспийского газопровода.

Первым успехом для США стало подписание в окт. 1998 г. Анкарской декларации президентами Турции, Грузии, Азербайджана, Казахстана и Узбекистана, в которой говорится о поддержке маршрута Баку-Джейхан в качестве основного экспортного трубопровода (ОЭТ).

США с удовлетворением восприняли решение правительства Туркменистана в янв. 1999 г. выбрать в качестве головного подрядчика по сооружению транскаспийского газопровода ам. консорциум PSG, а также подписание этой компанией меморандума о партнерстве в сооружении этой линии с компанией «Ройал Датч Шелл».

Кульминацией многолетних усилий по продвижению вышеупомянутых проектов транспортировки каспийских энергоресурсов администрация США считает саммит ОБСЕ в Стамбуле в нояб. 1999 г., во время рамках которого состоялось подписание ряда важных документов. Среди них – межправсоглашение между Азербайджаном, Грузией и Турцией о сооружении нефтепровода Баку-Джейхан, Стамбульская декларация, подписанная этими же странами, а также Казахстаном и при свидетельстве США, о разработке нефтяных ресурсов Каспия и Центр. Азии и продвижении строительства ОЭТ Баку-Джейхан в сжатые сроки, а также межправит. Декларация о принципах сооружения транскаспийского трубопровода для перекачки газа в Турцию, подписанная Азербайджаном, Грузией, Турцией и Туркменистаном.

Согласно достигнутым договоренностям, **начало строительства ОЭТ Баку-Джейхан намечено в III кв. 2001 г.**, а срок введения его в эксплуатацию запланирован в 2004 г. Нефтепровод будет, по планам американцев, обслуживать НПЗ в Средиземноморье и Зап. Европе. Одна из договоренностей, которые были закреплены в Стамбуле, – гарантии Турции, что стоимость строительства участка ОЭТ на ее территории не превысит проектной стоимости 1,4 млрд.долл. Достичь этого Турция постарается за счет того, что в качестве подрядчика будет

задействована нац. компания «Боташ». В дек. 2000 г. предполагается провести встречу возможных владельцев и спонсоров ОЭТ, а также представителей заинтересованных государств для определения объемов добычи нефти, согласования фин. вопросов и других тех. деталей транспортировки нефти.

Принципиальная проблема, от решения которой будет зависеть перспективы строительства нефтепровода, – твердые гарантии обеспечения необходимых для его рентабельности объемов нефти (**50 млн.т. в год**). **Сейчас реально есть половина этого количества.** Основные надежды американцы связывают с месторождением Вост. Кашаган в Казахстане, где проводится разведбурение. Тема поставок казахской нефти на Джейхан была одной из главных в ходе дек. 1999 г. визита в США президента Казахстана Н.Назарбаева.

Реализация проекта строительства транскаспийского газопровода представляется США простой задачей, что связано с готовностью Туркменистана поставлять газ на рынок. Пуск газопровода планируется осуществить уже до конца 2002 г. **Турция подтвердила готовность закупать не менее 16 млрд.куб.м. туркменского газа.** США удалось снять претензии Азербайджана на фиксированную часть мощности газопровода, если он начнет добывать газ на своей территории.

США декларируют **готовность к сотрудничеству с Россией в Каспийском регионе**, заявляют о поддержке маршрутов транспортировки нефти, проходящих через рос. территорию (Баку-Новороссийск и проект КТК). В то же время Вашингтон не скрывает прохладного отношения к рос.-турецкому **проекту транскаспийского газопровода «Голубой поток»** и намерен добиваться, чтобы конкурирующий с ним проект транскаспийского газопровода был реализован первым.

ТУРКМЕНИЯ

Нефтегазпром

Нефтегазовый комплекс в 2000г. В пром. производстве доля нефтегазовой отрасли превышает 60%. Углеводороды составляют 74% общего объема экспорта (в 2000г. доля газа превысила 96% объема рос. импорта из Т.). Согласно оценкам американской компании «Вестерн геофизикал», потенциальные запасы нефти здесь составляют 12 млрд.т., газа – 22,8 трлн. куб.м. Основываясь на уже разведанных запасах, независимые эксперты госконцерна «Туркменгаз» пришли к выводу о наличии в стране 13 трлн., а компании «Итера» – 4,5 трлн. куб. м. газа.

Однако наращивание объемов добычи углеводородного сырья целиком зависит от возможностей его экспорта. По офиц. данным, в 2000г. добыча газа достигла 47 млрд. куб. м, из которых поставки на внешние рынки составили 40 млрд. куб. м. (в т.ч. в страны СНГ – 30 млрд. куб.м.). В то же время в 1999 г., когда не осуществлялись поставки в Россию, а Украина по причине фин. трудностей отказалась от закупок большей части законтрактованного объема газа, его добыча равнялась 22,9 млрд. куб. м, а экспорт – лишь 8,5 млрд. куб. м. Туркменские эксперты считают, что после соответствующего ремонта северного магистрального газопровода по нему можно будет транспортиро-

вать в два раза больший объем газа (сейчас его пропускная способность не превышает 35 млрд. куб.м.).

В 2000г. Россия была основным импортером туркменского газа (26,1 млрд. куб.м.). Однако ввиду разногласий по цене (С.Ниязов настаивает на 40 долл. при соотношении оплаты в валюте и товарами 50 на 50, с чем не согласна рос. сторона) контракт на поставки газа в Россию в 2001г. не был заключен, в связи с чем Ашхабад с 1 янв. 2001г. приостановил подачу недопоставленных ей по контракту предыдущего года примерно 4 млрд. куб. м. газа. Одним из аргументов туркменского руководства стали достигнутые договоренности с Украиной, согласившейся покупать газ в 2001г. по 40 долл. за 1 тыс. куб. м. (в 2000г. Киев закупил 3,9 млрд. куб. м. по цене 38 долл. за 1 тыс. куб.м.).

Что касается экспорта газа в Иран по газопроводу Корпедже-Курткуи, он составил в 2000г. около 2 млрд. куб. м. при плане 4 млрд. куб. м. С Тегераном ведутся переговоры о расширении к 2002г. пропускной способности газопровода до 13 млрд. куб.м. в год. Эта тема в 2000г. была одной из главных в ходе нескольких раундов встреч представителей сторон, в т.ч. на высшем уровне в ходе саммита ОЭС в Тегеране. Однако согласия по цене на газ так и не было достигнуто. Ашхабад настаивал на сохранении 42 долл. за 1 тыс. куб. м. Тегеран же вначале предложил цену в 21 долл., затем согласился поднять ее до 28 долл. В результате отсутствия договоренности сторон по этому вопросу иранцы отложили запланированный на конец 2000г. визит в Т. президента М.Хатами. В начале янв. 2001г. туркмены объявили, что будут продавать газ Ирану по такой же цене в 40 долл., что и в Украину и в Россию. Однако иранские дипломаты сообщили, что это предложение Ашхабада еще не стало предметом двусторонних переговоров и никаких соглашений относительно новой цены Тегеран до сих пор не подписывал.

В 2000г. снизилась добыча нефти с 7,4 млн.т. до 7,1 млн.т. Тем самым определенный программой соц.-эконом. развития страны план добычи в объеме 10 млн.т. был сорван. Иностранские компании не смогли выйти на предполагавшийся объем производства нефти в 1 млн.т. За 10 мес. 2000г. ими за год было добыто 220 тыс.т. нефти.

В 2000г. правительством были одобрены три инвест. проекта по увеличению нефтедобычи (расширение капвложений в уже разрабатываемые месторождения и геологоразведку), которые будут осуществляться туркменскими госконцернами «Туркменнефть» и «Туркменгаз».

В сфере нефтепереработки в 2000г. была продолжена модернизация Туркменбашинского НПЗ. В ее рамках намечено увеличение объема ежегодной переработки нефти к 2010г. до 9 млн.т. в год, расширение производства высококачественной продукции. Однако, проект реконструкции ТНПЗ — это еще одно проявление гигантомании, поскольку предполагаемое вложение огромных средств (1,3 млрд.долл.) не соответствует ожидаемым результатам.

В фев. 2000г. на ТНПЗ в эксплуатацию была сдана установка каталитического риформинга с непрерывной регенерацией. Она построена с участием японских компаний «Ничимен» и «Чиода», а также строительного подрядчика — турецкой фирмы «Гамма». Ее мощность составляет 750

тыс.т. высококачественного бензина (АИ-95) в год. Последние предпусковые работы ведутся на установке миллисекундного каталитического крекинга, который строят Иранская нац. нефтяная компания и французская «Технип». В перспективе планируется соорудить систему гидроочистки, установки по выпуску тех. масел и полипропилена. Погашение затрат на реконструкцию предполагается осуществить за счет поставок произведенной на ТНПЗ продукции. Российские компании к реализации указанных выше проектов не привлекались.

В 2000г. было экспортировано 1,3 млн.т. мазута, 780 тыс.т. дизельного топлива и 100 тыс.т. авиакеросина. Общая сумма поступлений от экспорта нефтепродуктов за 2000г. составила 500 млн.долл.

В 2001г. Ашхабад намерен продолжить политику привлечения иностр. капитала в нефтегазовую отрасль страны. Туркменские СМИ и офиц. деятели приводят внушительный список иностр. компаний, участвующих в различных проектах развития энергетического сектора: «Эксон-Мобил» (США), «Монумент» и «Драгон ойл» (обе — ОАЭ), «Вестерн Атлас» (США), «Хашбертон» (США), «Петронас» (Малайзия), «Барен Резорсиз Петролеум» (Англия), «Падо Ойл энд Кемикал» (Австрия), англо-голландский концерн «Шелл» и другие. Однако реально в сфере нефтедобычи сейчас работают только первые три из указанных компаний, остальные либо ведут разведывательные работы на отдельных участках, либо оказывают Т. сервисные, консультационные и юр. услуги, либо бездействуют, как, например, «Шелл».

Приоритетным направлением развития сферы добычи нефти и газа руководство страны считает освоение углеводородных ресурсов Каспийского моря преимущественно за счет привлечения межд. нефтегазовых компаний. По оценкам местных и американских специалистов, запасы в «туркменской» части Каспия составляют 11 млрд.т. нефти и 5,5 трлн. куб. м. газа. В середине янв. 2001г. компания «Драгон ойл» приступила к бурению первой эксплуатационной скважины на морском месторождении в «туркменском секторе Каспийского моря». Буровые работы финансируются за счет кредита ЕБРР.

Туркмены заявляют, что по результатам нескольких раундов межд. тендеров, проведенных в Лондоне, Хьюстоне и Ашхабаде, более 40 компаний проявили интерес к разработке туркменских нефтегазовых ресурсов. Однако нет информации о том, что какие-либо из этих компаний ведут серьезные переговоры с туркменской стороной.

В нояб. 2000г. Wintershall, дочерняя нефтегазовая компания всемирно известного немецкого хим. концерна BASF, обратилась к туркменскому правительству с предложением выступить оператором разработки морского месторождения «Сердар» совместно с датской компанией Maersk Olie og Gas, а также одного из блоков, расположенных вблизи предполагаемой разграничительной линии «туркменского» и «иранского» участков моря. Не исключено, что данное обращение осуществлено с подачи самих туркмен, которые заинтересованы в том, чтобы закрепить разработку упомянутого месторождения, являющегося предметом спора между Ашхабадом и Баку, за таким гигантом как BASF и тем самым де-факто заявить свои права на него, как это сделал Азербайджан в отношении других

спорных месторождений — «Азери» и «Чираг». Ашхабад, обвиняя Баку в самовольном захвате этих двух месторождений, полагает для себя возможным проводить ту же политику в отношении «Сердара».

Очевидно, что намерение Wintershall разрабатывать «туркменский» нефтегазовый блок вблизи «иранского» участка Каспия вызовет резкие протесты Тегерана, который рассчитывает, что в соответствии с предлагаемым им равнодолевым делением моря эта часть «туркменского сектора» должна отойти ему. В 2000г. азербайджанцы пытались начать разведку на аналогичном участке «своего сектора», однако иранцы направили истребитель-бомбардировщик с приказом пилоту потопить разведывательное судно, если оно после предупредительного пикирования и холостого бомбометания не уйдет из этого района. Ашхабад, стремясь развернуть работы по разведке и добыче энергоресурсов в «туркменском секторе» в условиях неурегулированности статуса Каспийского моря, рискует спровоцировать обострение напряженности со своими соседями.

Еще одним направлением развития нефтегазового комплекса является глубокое бурение на суше — до 7 км. Здесь активное содействие оказывают немецкие компании. В 2000г. Т. приобрел мощную буровую установку фирмы «Бентек», с помощью которой будут вестись такого рода работы. Начнутся также поставки в Т. бурового оборудования фирмы «Маннесман».

По указанию С.Ниязова, в 2001г. должно быть добыто природного газа 70-75 млрд. куб. м, нефти — более 10 млн.т. В соответствии со «Стратегией соц.-эконом. преобразований на период до 2010 г.» планируется к 2005г. увеличить добычу газа до 85 млрд. куб. м. (экспорт — 70 млрд. куб. м.) и нефти — до 28 млн.т. (экспорт — 16 млн.т., переработка — 12 млн.т.), к 2010г. производство газа должно возрасти до 120 млрд. куб.м. (экспорт — 100 млрд. куб.м.), нефти — до 48 млн.т. (экспорт — 33 млн.т., переработка — 15 млн.т.).

Нефтегазовый сектор в 2001г. Программой по развитию нефтегазового комплекса и минеральных ресурсов Т. на 2001г. планировалось достичь следующих результатов.

Нефть. Добыча предусмотрена в объеме 11 млн.т. . Ее наращивание по сравнению с прошлым годом (добыто 7,1 млн.т.) планируется обеспечить за счет ввода в эксплуатацию 35 новых скважин, вывода из бездействия — 200, капремонта — 450, перевода на механизированные способы добычи 34 и ремонта 80 пескопроявляющих скважин. Освоение месторождения «Тагтабазар» на востоке страны должно дать дополнительно 294 тыс.т.

Основной прирост добычи (2,8 млн.т.) намечается получить за счет деятельности компаний «Монумент» (Англия) и «Драгон Ойл» (ОАЭ). Туркменские госконцерны дадут прибавку в объеме немногим более 1 млн.т.

Переработку нефти в объеме 5,4 млн.т. обеспечит Туркменбашинский НПЗ и 1 млн.т. — Сейдинский НТО. Будет произведено 1,6 млн.т. бензина всех марок, 1,8 млн.т. дизельного топлива (из них 1,2 млн.т. на экспорт), 1,5 млн.т. мазута (экспорт — 1,4 млн.т.) и 412 тыс.т. керосина, в т.ч. 268 тыс.т. авиационного.

Газ. Предполагается добыть 70,9 млрд. куб. м. Доп. объем по сравнению с 2000г. (добыто 47 млрд.

куб. м.) намечается получить за счет обустройства 4 новых месторождений (Бяшгызыл, Конегала, Гагаринское, Балкуи), бурения и пром. эксплуатации новых и капремонта старых скважин, ввода бездействующих скважин на месторождении Малай, строительства установки по подготовке газа на месторождении Довлетабад, сооружения магистральных газопроводов Юж. Камышлджа-Корпедже (35 км.) и Кеймир-САЦ III (30 км.), а также освоения новых месторождений на востоке страны.

Экспорт углеводородов. Намечается поставить на внешние рынки 1,6 млн.т. нефти (экспортировано 1,5 млн.т.) и 50 млрд. куб. м. газа (40 млрд. куб. м. в 2000г.).

Нефть небольшими партиями доставляется танкерами в Баку, Иран и Средиземное море. Что касается газа, то на 2001г. имелись соглашения с Украиной (30 млрд. куб.м.), «Итерой» (10 млрд. куб.м.) и Ираном (6 млрд. куб.м.). Около 5 млрд. куб. м. — компенсация недопоставленных объемов Украине и «Итере» в 2000г. Внутреннее потребление составляет обычно 10-12 млрд. куб. м, незаключенным остается объем в 9-11 млрд. куб. м. Программой не предусмотрены поставки 30-40 млрд.куб.м. газа в Россию в соответствии с достигнутой на высшем уровне предварит. договоренностью.

Выполнение плана по экспорту газа зависит от того, сможет ли Украина выдержать жесткий график недельной предоплаты. С.Ниязов в беседе с послом Украины В.Чупруном предупредил, что малейший срыв платежей повлечет за собой прекращение поставок. Кроме того, как заявило руководство «Итеры», в случае непогашения Киевом задолженности ей в 64 млн.долл. она может оказаться не в состоянии оплачивать транзит туркменского газа по территории Узбекистана, Казахстана и России, что сделает невозможным выполнение обязательств по его транспортировке в Украину.

Геологоразведочные работы. С целью пополнения разведанных запасов нефти и газа Программой предусмотрено бурение более 100 скважин совокупной глубиной 121 км., а также осуществление сейсмической и гравитационной разведки в объеме 4025 м. и 1000 кв.км. площади. За счет этих работ планируется обеспечить прирост разведанных запасов нефти в объеме 24,7 млн.т. , газового конденсата — 10,3 млн.т. , газа — 72 млрд. куб. м. Геологоразведкой на западе Т. будут охвачены перспективные территории Гунбатар — Экерем, Аджыяп, Гарабогаз, Небитлидже, Шатут, Герчек; в Центр. Т. — Кырklar, Битендаг; на востоке страны — Нурабат, Гуррукбил-Тек-Тек, Шатлык, Огузхан, Малай-Багаджа, Репетек-Келиф, Алтын Асыр, Яшылдепе. Общая площадь указанных территорий превышает 50 тыс. кв. км.

Половину прироста разведанных запасов (11,5 млн.т. нефти, 10 млн.т. конденсата и 30 млрд. куб. м. газа) должны обеспечить иностр. компании «Эксон-Мобил» и «Вестерн Геофизикал» (США), «Петронас» (Малайзия).

Капвложения и инвестиции. Всего по нефтегазному сектору предусмотрено освоение капвложений в 7,2 трлн. манат (1,38 млрд.долл.), в т.ч. за счет собственных средств — 6 трлн. манат (1,15 млрд.долл.) и 1,2 трлн. манат (230 млн.долл.) кредитных средств.

На поисково-разведывательные работы выделяется 1,4 трлн. манат (270 млн.долл.).

Позиция по статусу Каспия. Летом 2000г. С.Ниязов вновь кардинально изменил свою позицию по статусу Каспия. Это явилось очередным ходом в его сложной полит. игре, где ставка – вывод энергоресурсов на альтернативные странам СНГ, в первую очередь России, рынки твердой валюты.

Логика этой игры заключается в следующем. В фев. 2000г. после переговоров туркменбаши с спецпосланником президента США Дж. Вулфом стало очевидно, что американцы затягивают реализацию транскаспийского проекта. Они не намерены были выплатить Т. авансом 1 млрд.долл. в качестве «предварительного финансирования» проекта, на чем настаивал С.Ниязов. К тому же, они были склонны сделать Азербайджан не просто транзитной страной для транскаспийского газопровода, но полноправным участником проекта. Туркменский же президент не хотел поступаться частью будущих доходов от ТКГ в пользу Баку – извечного соперника по Каспийскому региону, незаконно, с точки зрения С.Ниязова, начавшего разработку «туркменских» месторождений «Азери» и «Чираг» и претендующего на месторождение «Сердар».

С одной стороны, Ашхабад в пику США, а также вследствие возникших серьезных фин. затруднений, пошел на возобновление прерванных почти на 3г. поставок газа в Россию, с другой – начал переговоры с иранцами об увеличении мощности газопровода Корпедже-Курткуи до 13 млрд. куб. м. к концу 2001г. В соответствии с соглашением 1995г. вывод его на проектную мощность в 8 млрд. куб. м. планировался только к 2006г. Данным проектом Ашхабад намеревался в кратчайший срок создать некую альтернативу транскаспию, если Вашингтон будет и дальше проявлять неуступчивость. Тем самым Т. уже в 2002г. смог бы начать получать доходы, компенсирующие потери от не реализованного американцами проекта ТКГ.

Однако иранцы условием досрочного расширения мощности газопровода Корпедже-Курткуи выдвинули снижение цены на газ с 42 до 21 долл. за 1000 куб.м., аргументируя это тем, что потребуются значит. доп. капвложения в проект и при старой цене он окажется для них экономически невыгодным.

В этих условиях С.Ниязов считал очень удобным момент, чтобы воспользоваться результатами консультаций в Баку спецпредставителя Президента России В.И.Калюжного по проблеме статуса Каспия. С одной стороны, крайне негативную реакцию туркменбаши вызвала занятая, якобы, Россией проазербайджанская линия по поводу спорных месторождений. С другой стороны, Тегеран воспринял рос.-казах.-азерб. подход к решению проблемы статуса как ущемляющий его интересы в бассейне Каспийского моря

В ходе июньской (2000г.) встречи с В.И.Калюжным туркменбаши отверг рос. предложения и демонстративно выступил в защиту «справедливых интересов Ирана», поддержав его требование о разделе моря на 5 равных частей. Одновременно он выступил с инициативой скорейшего созыва саммита прикаспийских государств, поскольку, как он заметил, продолжение переговоров на экспертном уровне не способно привести к положительному результату.

Однако развитие событий пошло не по туркменскому сценарию. Американцы, занятые президентской избирательной кампанией, не отреагировали на демонстративный демарш Ашхабада. Иранцы, согласившись поднять ценовые условия по закупкам газа до 28 долл., заявили, что это предел уступок в вопросе о проекте расширения мощности газопровода Корпедже-Курткуи. Неурегулированность расхождений по цене на газ поставила под вопрос приезд М.Хатами в Ашхабад, а следовательно и подписание декларации по Каспию. Результаты визита В.В.Путина в Баку рассеяли надежды туркмен на возможность корректировки рос. позиции в выгодном для них плане.

Хотя С.Ниязов настойчиво подчеркивает единство позиций Т. и Ирана по статусу Каспия, в подходах сторон существуют серьезные разногласия. Ашхабад делает акцент на поддержку идеи Тегерана о равнодолевом разделе моря, умалчивая о том, что основное предложение Ирана заключается в выделении каждому прибрежному государству в нац. юрисдикцию зоны определенной ширины при сохранении срединной части моря в общем пользовании. Требование же равно долевого раздела – это иранский запасной вариант на тот случай, если остальные государства договорятся разделить между собой бывшую «советскую часть» Каспийского моря, ограниченную линией Астара-Гасанкули.

Т. заинтересован в любом варианте полного раздела моря на сектора – по принципу срединной линии или равно долевого деления. Для С.Ниязова главное – стать полновластным хозяином в «туркменском секторе моря», чтобы иметь легальную правовую возможность привлекать к разработке его энергоресурсов иноинвестиции и нефтяные компании и прокладывать через море трубопроводы, в т.ч. и транскаспийский газопровод, а также осуществлять другую деятельность без необходимости согласовывать эти вопросы с другими прибрежными государствами, в первую очередь с Россией. Предлагаемый же иранцами вариант сохранения срединной части Каспия в общем пользовании не согласуется с подходом Ашхабада к эксплуатации ресурсов моря, закрывает потенциальную возможность реализации транскаспийского проекта, как и прокладку любых других трубопроводов через море. Поэтому С.Ниязов предпочитает не заострять внимания на этой части иранской позиции. К тому же, поддержка идеи равно долевого деления ни к чему туркменбаши не обязывает, т.к. очевидно, что остальные три государства с ней не согласятся. Демонстративно защищая «интересы Ирана», Т. зарабатывает у Тегерана полит. капитал, необходимый ему для того, чтобы иметь потенциальную возможность ориентировать экспортные нефтегазовые маршруты в южном направлении и расширять сотрудничество с Ираном, если новая вашингтонская администрация будет и дальше затягивать строительство ТКГ, а пауза в туркмено-американских отношениях приобретет перманентный характер.

Ашхабад расходится с Тегераном и по процедуре урегулирования проблемы правового режима Каспия. С.Ниязов считает, что принципиальное решение должны принять сами главы государств в ходе личной встречи, поскольку многолетний переговорный процесс на экспертном уровне не привел к положительным результатам. Иранцы же наста-

ивают на том, чтобы вопрос о новом статусе Каспия был согласован на заседании рабочей группы, которая подготовит основополагающий документ на этот счет. Саммиту они отводят чисто «декоративные» функции торжественного подписания главами государств этого документа после доработки незначит. его деталей, если таковая понадобится. Тегеран лишь в общем плане поддержал инициативу С.Ниязова о проведении саммита, но без указанной предварительной подготовки участия М.Хатами.

Иранцы опасаются, что Т. вслед за Казахстаном и Азербайджаном может, изменив в очередной раз свою точку зрения, присоединиться к идее раздела дна по модифицированной срединной линии. В этом случае будет де-факто осуществлен раздел бывшей «советской» части моря четырьмя государствами, а иранский участок окажется ограниченным линией Астара-Гасанкули, против которой Иран выступает с момента ее одностороннего установления Советским Союзом в 1934г.

Перспективы экспорта энергоресурсов. В 2000г. Т. добыл 47 млрд. куб. м. газа, что более чем вдвое превысило объем 1999г. Прирост добычи был обеспечен за счет возобновления поставок газа главным образом в Россию и небольшого объема — в Украину. Вместе с тем, решение вновь продавать газ России С.Ниязов принял в результате возникших серьезных трудностей с реализацией транскаспийского проекта, на который туркмены возлагали большие надежды, рассчитывая поставлять по нему 16 млрд. куб. м. газа в Турцию и в перспективе 14 млрд. куб. м. в Европу. С помощью ТКГ туркменское руководство стремилось ослабить зависимость от северного маршрута, но сложное фин. положение страны и неясные перспективы реализации транскаспийского проекта заставили его вернуться к газовому сотрудничеству с Москвой после почти трехлетнего перерыва. «Газпром» мог бы и дальше обходиться без туркменского газа, если бы у него не возник дефицит своего газа для выполнения контрактов по его поставкам в Европу.

Туркменбаши, используя затруднения рос. газового монополиста, поставил перед собой задачу навязать ему более высокую цену на газ. Если до марта 1997г. Россия закупала у Т. газ по 32 долл. за 1000 куб.м., то контракт на поставку 20 млрд. куб. м. в 2000г. был подписан уже на условиях 36 долл. при оплате 40% валютой и 60% — товарами.

Одновременно между сторонами начались предварительные переговоры о заключении соглашения на 30 лет по поставкам до 50 млрд. куб. м. газа в год. В ходе визита в Ашхабад в мае 2000г. президента России В.В.Путина была достигнута договоренность о наращивании объема поставок на 10 млрд. куб. м. ежегодно.

Вскоре С.Ниязов заявил, что намерен поставлять газ в Россию не на основе долгосрочного соглашения, а по контрактам на более короткие периоды в 2-3г. Тем самым он намеревался сохранить свободу маневра объемами газа на тот случай, если все же удастся в ближайшие годы построить ТКГ либо транскаспийский газопровод в Пакистан.

Летом 2000г. вице-премьер Украины Ю.Тимошенко, находясь с визитом в Ашхабаде согласилась с выдвинутыми туркменской стороной условиями — 42 долл. за 1000 куб.м. Вместе с тем, в конфиденциальном плане ей намекнули, что эта

формальная договоренность необходима Ашхабаду для того, чтобы иметь возможность с выгодных позиций вести переговоры с «Газпромом»; реальный же контракт с Киевом может быть позже заключен по более низкой цене.

Не исключено, что подобная полит. сделка возымела свое действие: туркменам удалось на переговорах с «Итерой» о закупках дополнительно 10 млрд. куб. м. в 2000г. поднять цену с 36 до 38 долл. В ходе визита в Ашхабад президента Украины Л.Кучмы в начале окт. 2000г. было подписано соглашение о поставках 5 млрд. куб. м. газа в 2000г. по такой же цене в 38 долл. при соотношении оплаты 40 на 60 и 30 млрд. куб. м. в 2001г. по цене уже 40 долл. в пропорции 50 на 50. Таким образом, туркменбаши удалось использовать топливные трудности Украины и большую ее задолженность за поставки прежних лет, чтобы поднять стоимость газа до 40 долл. Он заявил, что эта цена будет теперь единой для всех покупателей туркменского газа.

Положение с экспортом нефти еще более сложное. План нефтедобычи на 2000г. оказался проваленным. Вместо 10 млн.т. добыто только 7,1 млн.т., что на 0,3 млн.т. меньше, чем в 1999г. На экспорт поставлено 1,5 млн.т. Т. не удалось в широких масштабах привлечь к нефтедобыче иностр. компании и инвестиции. Предполагалось, что в 2000г. основной прирост в 2 млн.т. будет обеспечен работающими в стране такими компаниями, как «Монумент», «Драгон ойл», «Эксон/Мобил», «Петронас Чаригали» и «Бридакс». Однако они смогли реально добыть лишь 220 тыс.т. нефти, т.е. почти в 10 раз меньше ожидаемого (чтобы приуменьшить размеры провала, в самом конце года плановые наметки им были скорректированы на 1 млн.т. в сторону сокращения).

У Т. нет ни одного экспортного нефтепровода. Небольшие объемы нефти, которые Т. может направлять на внешний рынок с учетом собственных внутренних потребностей, не позволяют оправдать затраты на строительство такого нефтепровода. Хотя иранцы уже приступили по собственной инициативе к строительству нефтепровода Нека-Тегеран для транспортировки каспийской нефти на Тегеранский НПЗ, подписание соглашения с туркменами осложняется тем, что Ашхабад не в состоянии гарантировать ежегодную поставку 8 млн.т. нефти, при которых эксплуатация нефтепровода была бы рентабельной. В этом плане перспективным мог бы стать трубопровод Казахстан-Т.-Иран-Персидский залив, проект которого сейчас находится в начальной стадии рассмотрения. Однако казахи пока что не определились, какой вариант будет более выгодным для вывоза нефти с недавно разведанного месторождения «Кашаган»: данный проект, лоббируемый Ираном, или продвигаемый американцами проект Баку-Джейхан.

ТУРЦИЯ

Нефтепереработка

Переработку нефти в Турции осуществляют го-сзаводы в Батмане, Измире, Алиаге, Кырыккале, входящие в госкорпорацию «Тюпраш», а также завод «Аташ» в Мерсине с участием иностранного капитала. Суммарные мощности указанных НПЗ составляют 32,6 млн.т. в год. Из общего

объема имеющихся мощностей 27,6 млн.т. в год приходится на заводы корпорации «Тюпраш» и 5 млн.т. в год на частное предприятие «Аташ».

Спрос на сырую нефть в Турции для последующей переработки увеличится до 33 млн.т. в 2000 г., 39 млн.т. в 2003 г. и 43 млн.т. в 2006 г. В связи с этим уже в ближайшие годы необходимы дополнительные перерабатывающие мощности на 10-11 млн.т. в год.

Поставка нефти для турецких НПЗ. Запасы нефти в Турции (39,1 млн.т.) очень ограничены. Разведано 60 месторождений, из которых 57 находятся в Юго-Вост. Анатолии. Для удовлетворения потребностей турецких НПЗ **импортируется 90% нефти от требуемого количества.** Импорт осуществляется из КСА, Ирана, Ливии, Алжира, Сирии и Египта. До 1990 г. поставки нефти производились также из Ирака по нефтепроводу Ирак-Турция, по которому вновь с дек. 1996 г. начата поставка согласно резолюции ООН «Нефть на гум. товары».

Для увеличения импорта нефти (с 25 млн.т. в 1998 г. до 50 млн.т. в 2000 г.) турецкая сторона сторона питала надежды на сооружение через территорию Турции и Грузии нефтепровода «Баку-Джейхан» при наличии возможности увеличения до 60 млн.т. в год, и стоимостью от 2,5 до 4 млрд.долл. Строительство нефтепровода для транспортировки «большой» каспийской нефти на зап. рынки предлагалось осуществить межд. консорциумом «Амоко» в рамках концепции «Евразийского транспортного коридора», которую поддерживает администрация США.

Из общего объема переработанной нефти в 1997 г. (26,7 млн.т.) 23,2 млн.т. было переработано заводами корпорации «Тюпраш» (8,9 млн.т. в Измире, 9,9 — в Алиаге, 3 — в Кырыккале, 0,8 млн.т. — в Батмане), что составило 87% от общего объема переработки. Степень использования проектных мощностей НПЗ корпорации «Тюпраш» в 1997 г. составила 84,2%. Из переработанной в 1997 г. нефти произведено 21,6 млн.т. нефтепродуктов: 8,6 млн.т. НПЗ в Измире, 9,3 млн.т. — в Алиаге, 3,3 млн.т. — в Кырыккале, 0,8 млн.т. — в Батмане. На внутреннем рынке потребление нефтепродуктов в 1997 г. увеличилось на 2,1% по сравнению с 1996 г. (27,4 млн.т.) и достигло уровня в 28 млн.т.

Экспорт нефтепродуктов. В 1997 г. было экспортировано 172 тыс.т. нефти, 171 тыс.т. HVGО, 173 тыс.т. фьюэл-ойл, 6,1 тыс.т. нат. масел, 3 тыс.т. асфальта. Общий объем экспорта в 1997 г. составил 520 тыс.т. (66,7 млн.долл.). В дополнение к этому были осуществлены экспортные поставки нефтепродуктов в объеме 145 тыс.т. в Сев. Кипр.

Импорт нефтепродуктов. В течение 1997 г. импортировано 2 млн.т. ЛПГ, 1 тыс.т. солвента, 416 тыс.т. бензина, 750 тыс.т. дизтоплива, 364 тыс.т. низкосернистого базового фьюэл-ойл, 55 тыс.т. фьюэл-ойл, 6,1 тыс.т. HVGО. Общий объем импорта составил 3,8 млн.т. (760 млн.долл.), что на 12,6% в стоимостном и на 8% в физ. выражениях меньше уровня 1996 г.

Инвестиции. Продолжается инвестирование в нефтепереработку в соответствии с программой на 1989-2003 г., основными задачами которой являются: увеличение объема производства светлых нефтепродуктов; внедрение энергосберегающих технологий на существующих НПЗ; улучшение качества производимых нефтепродуктов в соответствии с стандартами ЕС и предотвращение за-

грязнения окружающей среды. Общий объем инвестиций согласно вышеуказанной программе составляет 2 млрд.долл., из которых 1 млрд.долл. инвестирован в развитие нефтепереработки, 0,7 млрд.долл. находятся в стадии использования и 0,3 млрд.долл. будут вложены в проекты в 1999-2003 гг.

Уже произведены работы по снижению содержания свинца с 0,84 г/л до 0,15 г/л в супербензине и до 0,4 г/л в обычном бензине. В 2003-05 гг. планируется производство бензина без содержания свинца. После завершения проектов десульфуризации дизтоплива на НПЗ максимальное содержание серы в топливе будет составлять 0,005%, что будет соответствовать стандартам ЕС в 2005 г. Содержание полиароматических веществ в дизельном топливе не будет превышать 6% от общего объема.

Объем бюджетных средств, вложенных в развитие производств гос. НПЗ, в 1997 г. составил 9378 млрд.лир. Доп. ресурсы в объеме 1107 млрд.лир были привлечены через межд. фин. структуры.

Перспективы двустороннего сотрудничества. Включение НПЗ в г.Алиаге, ранее построенного при содействии рос. организаций, как объекта возможного двустороннего сотрудничества в Межправит. программу от 15.12.97г., доказывает стремление сторон развивать деловые контакты с целью модернизации завода, реконструкции ряда производств, сооружения установок десульфуризации дизтоплива, изомеризации, реконструкции складов сырья и готовой продукции.

Стороны неоднократно подчеркивали важность сотрудничества в модернизации существующих и сооружении новых НПЗ в РФ. В рамках реализации региональных инвест. программ ведется проработка с турецкой стороной вопросов сотрудничества по модернизации и реконструкции Саратовского, Ангарского и Тюменского НПЗ на основе привлечения зап. кредитно-инвест. ресурсов.

На краткосрочной основе имеется возможность переработки в Турции нефти из России и третьих стран. Предпосылками такого рода сотрудничества являются наличие свободных, недогруженных мощностей турецких НПЗ (5,9 млн.т. в 1997 г.) и возможности реализации произведенных нефтепродуктов на турецком рынке.

УКРАИНА

Нефтегазпром

Перспективы добычи нефти и газа. В соответствии с проведенными в 1999г. исследованиями специалистов Нац. академии наук, Госкомитета по геологии и нац. акционерной компании «Нефтегаз У.», **разведанные запасы углеводородного сырья в стране составили 8481 млн.т. условного топлива.** Из этого объема на нефть и конденсат приходится 1706 млн.т. (20%), а газа — 6712 млрд.куб.м. (80%), причем в месторождениях, расположенных на суше, содержится 6886 млн.т. условного топлива (82%), а в морских акваториях — 1532 млн.т. (18%).

Добыча углеводородного сырья базируется на запасах 300 обнаруженных месторождений. Планируется увеличение добычи нефти с конденсатом до 4,9 млн.т. в 2000г. и 7,5 млн.т. в 2001г., а газа соответственно 27,3 и 35,3 млрд.куб.м. Это дает воз-

возможность У. обеспечивать себя собственными ресурсами нефти и конденсата на 12% и газа на 24%.

72% месторождений с разведанными запасами нефти относятся к очень мелким. В среднем на одно такое месторождение приходится всего 0,3 млн.т. нефти. Среди газовых месторождений очень мелких – 41% при средних запасах 0,4 млрд.куб.м. на месторождение. Большая часть разведанных запасов (82% нефти и 73% газа) уже вовлечены в разработку.

В основных нефтегазоносных регионах У. – Восточном и Западном – очень высока степень выработанности первоначальных запасов (по нефти – 65%, по газу – 60%). В связи с высокой выработанностью запасов, находящихся в эксплуатации, наблюдается постоянное уменьшение дебитов нефти и газа на новых месторождениях. Резервы предприятий по поддержанию достигнутых уровней добычи на сегодня практически исчерпаны. Большинство месторождений с легкодобываемыми запасами практически выработано, более 57% текущих разведанных запасов относятся к категории труднодобываемых, для разработки которых необходимо внедрение новых, весьма капиталоемких технологий.

В результате резкого сокращения ассигнований на геологоразведочные работы и роста стоимости работ, в 1990-97гг. быстрыми темпами уменьшались объемы глубокого поисково-разведочного бурения на нефть и газ. В 1997г. в целом они составили 82,7 тыс. м., что в 5,8 раза меньше, чем в 1990. В этих условиях объемы глубокого поисково-разведочного бурения, выполненные предприятиями Госкомгеологии, сократились в 18,1 раза, а выполненные нефтегазодобывающими предприятиями – в 2,1 раза. В 1998г. наблюдалась стабилизация объемов поискового разведочного бурения на уровне 88,8 тыс. м.

Резкое сокращение объемов бурения привело к столь же ощутимому уменьшению приростов запасов нефти и газа. В целом ежегодный прирост запасов углеводородов (нефти, газа и конденсата) уменьшился в 1993-98гг. в 7 раз (с 39,1 млн.т. у.т. до 5,65 млн.т. у.т.).

Уже четыре года подряд, впервые за всю историю местной нефтегазовой промышленности, прирост новых разведанных запасов углеводородов оказался меньше их добычи. Особенно тяжелое положение сложилось с нефтью. В 1993-98гг. извлечено 18,5 млн.т. нефти, а прирост запасов составил 9,4 млн.т. (51% от объема добычи). За тот же период из недр У. добыто на 41 млрд.куб.м. газа больше, чем разведано запасов.

Хотя бюджетное финансирование нефтегазодобывающих предприятий почти не ведется, они за счет собственных прибылей выполняют работу, значительно превышающую объем работ Госкомгеологии. Так, выполненные ими в 1998г. объемы работ в денежном выражении в 10 раз больше объемов полученного бюджетного финансирования. В 1994-98гг. предприятиями НАК «Нефтегаз У.» открыты пять новых месторождений: Марковское газовое в Луганской, Западно-Ольшанское нефтяное и Середняковское газовое в Полтавской, Рубановское газовое во Львовской обл. и Безымянное газовое на юго-западном шельфе Черного моря; в 1998г. – Любешевское и Южно-Богородчанское в Карпатском регионе, Южно-Казантипское на шельфе Азовского моря.

В 1996-98гг. был создан ряд СП с ам., канадскими, англ. партнерами: «Укркарпатоил» для разработки Битков-Бабчинского месторождения; «Бориславская нефтяная компания» для разработки Руденковского, Молчановского, Гнатовского и Новониколаевского месторождений; «Коломыска нефтегазовая компания «Дельта» для разработки Слобода-Рунгурского месторождения; «Каштан Петролеум» для разработки Леляковского месторождения.

Идет подготовка к созданию СП по разработке Долинского месторождения с компанией «Трай-дент Эксплорейшн» (Канада), Бугреватовского месторождения с компанией «Латерал Вектор Ресорсиз», Рудовско-Червонозаводского и группы месторождений-спутников с компанией «Бритиш Петролеум», с компанией «Моментум Энтерпрайз» (Канада) по внедрению технологий очистки скважин от парафина и асфальтенов на предприятии «Бориславнефтегаз». Общая сумма ПИИ в 1997г. составляла 5,8 млн.долл., а в 1998г. – 30 млн.долл.

В 1998г. СП и компании, не входящие в состав НАК «Нефтегаз У.», добыли нефти вместе с газовым конденсатом 150 тыс.т., а газа – 450 млн. куб. м. (соответственно на 42% меньше и на 29% больше по сравнению с 1997г.).

Загрузка НПЗ. Ежемесячная загрузка укр. НПЗ в янв.-марте 2000г. сократилась по сравнению со среднемесячной прошлогодней загрузкой в 2,5 раза. Рос. нефть в янв. в У. практически не импортировалась. В фев. поставки из России были, но по сравнению со среднемесячными показателями прошлого года снизились в 10 раз.

Поступило лишь 50 тыс.т. сырья от компаний «ЛУКойл» и «Славнефть»; еще 20 тыс.т. поступило от компании «Башнефть» на АО «Укртатнафта». В конце фев. пришли первые 15,7 тыс.т. из 40 тыс.т. нефти, закупленной «Группой Альянс» для АО «Херсоннефтепереработка».

Объемы поставок сырья из Казахстана увеличились в 2000г. на треть и занимают не менее 40% всего перерабатываемого в стране углеводородного сырья. Что касается отечественной нефти, в янв. укр. нефть поступала в прошлогодних объемах, но в фев.-марте ее поставки сократились почти вдвое, поэтому только Херсонский и Кременчугский НПЗ смогут помочь укр. аграриям обеспечить потребности страны в нефтепродуктах как для начавшейся посевной кампании, так и для уборки нового урожая. Недостающие нефтепродукты будут неукраинского происхождения, в частности из Азербайджана и Греции.

В соответствии с заключенным в янв. 2000г. контрактом, Азербайджан должен будет поставить 400 тыс.т. диз. топлива. Поставки топлива будут осуществляться с ориентировкой на мировые цены – по 130 долл. за т. При этом азербайджанская сторона предоставляет У. 30-дневную отсрочку по оплате за поставленное топливо и снижает тарифы по его перевозкам на ж/д транспорте с 4 до 1,5 долл. за т. Из Греции предполагалось получить 600 тыс.т. нефти и нефтепродуктов; из них в фев.-марте поступило 120 тыс.т. Стране в целом на проведение весенней посевной кампании и на перспективу до конца 2000г. необходимо было 1,2 млн.т. топлива.

Альтернативные источники нефтегазоснабжения. На первых этапах независимости У. в качест-

ве альтернативных источников снабжения нефтью и газом рассматривались государства Персидского залива, некоторые страны Сев. Африки и даже Нигерия. Однако из-за нереальности создания надежных импортных схем, а главное, из-за отсутствия возможности своевременно оплачивать получаемые энергоносители, эти варианты постепенно отпадали. В качестве наиболее реальных перспективных источников альтернативного России нефтегазоснабжения в Киеве рассматриваются государства СНГ, а именно — Азербайджан, Казахстан и Туркменистан.

Наибольшие надежды на данном этапе руководство У. возлагает на Азербайджан. Считается, что У. имеет достаточно хорошие шансы стать нефтяным коридором и одним из главных потребителей углеводородного сырья с азербайджанского шельфа Каспия. Стремление У. к сотрудничеству встречает полное понимание со стороны руководства Азербайджана, которое неоднократно подтверждало заинтересованность Баку в транспортировке азербайджанской нефти через территорию У.

Азербайджан немедленно откликнулся на просьбу У. о поставке до конца 1999г. 500 тыс.т. дизельного топлива в цистернах через **паромную переправу** Супса (Грузия)-Ильичевск (У.). У. обещала расплатиться за это топливо поставками муки и пшеницы нового урожая. В сент. 1999г. президенты обеих стран подтвердили позиции в отношении экспорта в У. нефти и создания **транспортного коридора** из Центр. Азии через Закавказье и У. в Европу. Несколькими днями спустя вопросы создания этого коридора в практическом плане обсуждались во время рабочего визита в Баку первого вице-преьера У. А.Кинаха. Во время его визита было решено создать двустороннюю экспертную группу для расчетов себестоимости будущих поставок нефти. По словам А.Кинаха, в 2000г. необходимо будет ввести в действие первую очередь Южненского нефтетерминала и нефтепровод «Одесса-Броды», что даст возможность транспортировать в У. 9 млн.т. сырой нефти в год. В 2001г., после окончания строительства транспортного коридора, поставки могут возрасти до 40 млн.т. Во время визита А.Кинаха была достигнута также договоренность о продлении контракта по поставкам дизельного топлива в У. и на 2000г.

На переговорах в Киеве в сент. 1999г. между Л.Кучмой и Н.Назарбаевым активно обсуждалась идея возобновления поставок казахской нефти в У. Казахстан может поставлять нефть в У. по Каспийскому морю и Кавказу в цистернах, но такой вариант обойдется дороже. Как заявил Н.Назарбаев, казахская сторона готова поставить в У. до 1,5 млн.т. сырой нефти, надо лишь договориться с Россией о квоте транзитных поставок по трубопроводам. На 2000г. Казахстан собирался добиться от России квоты в 10 млн.т.

Президент Л.Кучма отметил готовность У. купить у Казахстана 5 млрд. куб.м. газа. Однако здесь обе стороны испытывали неуверенность относительно действий России, поскольку «Газпром» может либо не согласиться на транзит казахского газа, либо потребовать от правительства России установления выгодного для рос. газовиков тарифа.

Казахстан испытывает недостаток в НПЗ, а в У. простаивает Лисичанский завод, способный перерабатывать 18 млн.т. сырой нефти, и Херсонский

НПЗ, потенциалом в 8 млн.т., перерабатывает только 1 млн.т. Казахстан выразил желание как участвовать в их приватизации, так и транспортировать растущие объемы нефтедобычи через У. в Европу.

Президент Казахстана также отметил возможность транспортировки нефти из Казахстана в Азербайджан через Каспийское море в грузинский порт Потти на Черном море, а оттуда — на У.

У. может принимать казахскую нефть с 2001г., когда Каспийский трубопроводный консорциум пустил в эксплуатацию 1500-км. нефтепровод из Зап. Казахстана к российскому терминалу в Новороссийск будут поступать большие объемы казахстанской нефти, и появится необходимость в загрузке украинских НПЗ.

Туркменский газ. История отношений У. с Туркменистаном в сфере поставок энергоносителей началась в 1993-94гг., когда фирма «Интергаз» закупила первые партии туркменского газа, пообещав покрыть его стоимость товарными поставками. Реструктурированная впоследствии задолженность до сих пор погашается из бюджета У., а сократившийся вдвое долг все еще составляет 352 млн.долл. Новая проблема возникла после того, как в апр. 1997г. указом Сапармурата Ниязова была приостановлена деятельность совместного АО «Туркменрогаз». Офиц. версия приостановки поставок туркменского газа — неплатежи У. За 1996г. и начало 1997г. она задолжала Туркменистану более 450 млн.долл.

После того, как У. продемонстрировала свою неспособность и нежелание платить, туркмены почти на 2 года отказались от дальнейшего сотрудничества.

В дек. 1998г. было заключено новое соглашение, по которому У. должна была получить 20 млрд. кубометров газа в 1999г. на условиях оплаты поставок товарами и услугами (60% всей суммы) и «живыми» деньгами (40% всей суммы в СКВ). Оно фактически прекратило действие уже в апр. 1999г., когда У. заявила о том, что не в состоянии оплачивать получаемый газ, который тем не менее продолжал поступать. Лишь в конце мая Туркменистан прекратил поставки. В сент. в Киеве возобновились переговоры между представителями МЭК «Итера» и НАК «Нефтегаз У.», на которых обсуждался вопрос о выплате долга за поставленный с янв. 1999г.

За первые мес. 1999г. в У. было поставлено 8,7 млрд. кубометров туркменского газа на 360 млн.долл., из которых по состоянию на начало авг. оплачено в валюте только 8,5 млн.долл. Поступило в Туркмению товаров на 11,5 млн.долл. и профинансировано строительство объектов на 11,2 млн.долл., что составило **10% от стоимости полученного газа.**

«Лисочанскнефтеоргсинтез». Накопление задолженности АО «Линос» по расчетам за сырье, услуги и займы началось с 1992г. По состоянию на середину 1999г., дебиторская задолженность «Линоса» составила 1,071 млн.грн., в то время как кредиторская — всего 28 млн.грн. Задолженность перед бюджетом и целевыми фондами составляет 254 млн.грн., перед коммерческими структурами — 580 млн.грн. Наиболее крупным единым кредитором «Линос» является WestDeutsche Landes-Bank, перед которым образовалась задолженность в 108 млн. евро (130 млн.долл.).

Первый кредит у WestDeutsche LandesBank предприятие взяло еще в 1992г. в 70 млн. экю под строительство комплекса по очистке полипропилена. В 1993г. объект был сдан в эксплуатацию, но себя не окупил. За 1993-94гг. было выплачено только 18,3 млн. экю. В марте 1996г. кредит был реструктуризирован до 2002г., но выплат по нему предприятие больше не совершало. В 1997г. Кабинет обязал «Линос» выплачивать по 2 долл. с каждой тонны переработанной тонны нефти, но ситуации это не исправило. В марте-апр. 1999г. минфин уже выплатил в счет долга перед WestDeutsche LandesBank 10,2 млн. евро.

Постановлением Кабинета министров от 22 окт. 1999г. определено, что до конца года минфин погасит просроченную задолженность «Линоса» дополнительно в размере 7,88 млн. евро.

У правительства У. особое отношение к «Линос». Предприятие получило отсрочку по задолженности перед бюджетом, решается вопрос о реструктуризации ее на 10 лет. Так что государство вряд ли рассчитывает в обозримом будущем вернуть свои долги. Другие кредиторы (коммерческие структуры) более настойчивы. В арбитражном суде уже 3 г. рассматривается иск о признании «Линос» банкротом, хотя к концу 1999г. руководство предприятия подписало соглашения с «Укрэксимнефтепродуктом», «Атек-95», ОАО «Облагро-снаб», концерном «Содружество», ТНК «Руно». Предприятие с иноинвестициями Logistic Service также согласовало график погашения долгов. Попытки рассчитаться с кредитами предпринимались «Линос» и ранее, но, как правило, рост новых долгов значительно превышал темпы погашения старых.

Договориться Линос не смог (или не захотел) с тремя кредиторами – ЗАО НПО «Агрокомплекс», объединением «Укрнефтепродукт» и фирмой «Магнов», поскольку со временем цифры долга станут ничтожно малы. Реальные деньги у предприятия отсутствуют из-за отсутствия сырья. Многие нефтетрейдеры поставками не занимаются даже по давальческим схемам, поскольку забрать потом нефтепродукты стало большой проблемой. За 1998г. на «Линос» переработано 1,7 млн.т. нефти (плановая мощность – 18 млн.т., за первую половину 1999г. – 460 тыс.т., притом что рентабельность работы предприятия обеспечивает переработка не менее 350 тыс.т. нефти в мес.

Проблему могла бы решить продажа «Линос» компаниям, контролирующим нефтяные потоки (прежде всего российским). Но долги предприятия уже превысили его стоимость. Тем не менее, в последнее время эта идея начала реализовываться в виде создания на базе «Линоса» межд. концерна совместно с предприятиями России и Казахстана.

Финляндия

В 2000г. общее количество сырой нефти и нефтепродуктов, импортированных в Ф., составило 13 млн.т.

Импорт дизтоплива и газойля по странам происхождения (1000т. и%)						
	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Россия	1061	1208	1178	1199	374	927
Норвегия	171	200	0	38	58	24
Дания	20	39	1	0	64	6,4
Швеция				60	482	222
Итого	1488	1659	1624	1848	978	1180

Импорт сырой нефти по странам происхождения (1000т.)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Россия	1424	1789	3447	4466	4941	4900
Норвегия	3277	2325	2610	3185	2765	2319
Великобритания	2585	3311	1196	754	716	921
Дания	652	1240	949	2317	2437	2354
Казахстан	78	597	1184	428	321	47
Прочие	109	49	90	277	-	-
Итого	8125	9430	9476	11427	11180	10586

Импорт мазута по странам происхождения (1000т.)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Россия	1044	1429	1179	385	0	236
Норвегия	-	112	9	30	272	89
Дания	150	93	134	182	0	63
Швеция	185	126	223	346	29	302
Казахстан	32	32	8	0	0	0
Прочие	104	31	5	8	2	0
Итого	1515	1823	1558	951	303	689

Крупнейшим поставщиком сырой нефти и нефтепродуктов в 2000г. продолжала оставаться Россия: 6 млн.т. сырой нефти и нефтепродуктов, включая бензин.

Единственной компанией, осуществляющей переработку сырой нефти, поступающей в Ф., является гос. концерн «Несте», имеющий два НПЗ в г. Наантали (сооружен в 1957г., мощность переработки – 2,5 млн. сырой нефти в год) и в г. Порвоо (сооружен в 1966г., первоначальная мощность переработки – 12,5 млн.т. сырой нефти в год, после реконструкции, проведенной в 1989г. мощность по первичной переработке сокращена до 8,5 млн.т.). Кроме установок первичной переработки нефти (атмосферно-вакуумная трубка), на заводах сооружены установки каталитического и термokatалитического крекинга, гидрокрекинга, риформинга, установки по производству битума. В число фирм, занимающихся реализацией нефтепродуктов на рынке Ф., входят АО «Тебойл» и «Суомен Петрооли» с участием рос. капитала.

Кроме поставок нефтепродуктов на внутр. рынок, Ф. осуществляет экспорт продуктов нефтепереработки в другие страны. **В 2000г. Ф. экспортировала 3558 тыс.т. нефтепродуктов**, в т.ч. 1576 тыс.т. бензина, 1848 тыс.т. дизтоплива и газойля, 328 тыс.т. реактивного топлива и 134 тыс.т. прочих нефтепродуктов.

Основные объемы нефтепродуктов – 3,4 млн.т. были экспортированы в европейские и прибалтийские страны, 0,25 млн.т. – в др. страны мира. Крупнейшими импортерами нефтепродуктов из Ф. в 2000г. являлись Швеция (721 тыс.т.) и США (300 тыс.т.).

Важным источником энергоснабжения Ф. является также прир. газ, потребности Ф. в котором удовлетворяются за счет его импорта.

Единственным экспортером прир. газа в Ф. является Россия, поставки из которой практически полностью покрывают потребности страны в данном виде природного топлива. С 1974г. по 2000г. включительно в Ф. было поставлено 55,3 млрд.куб.м. природного газа, в т.ч., **в 2000г. – 4,3 млрд.куб.м.** Потребление прир. газа в Ф. в 2000г. составило более 3,6 млн. ТНЭ.

В 2000г. доля прир. газа в общем потреблении первичных видов энергии Ф. составила 11%. Структура потребления прир. газа в стране значит. отличается от др. западноевропейских государств.

Основными потребителями газа в Ф. являются:

1. Крупные предприятия различных отраслей промышленности страны (45%), в т.ч.: леспрома – 30%; химпрома – 10%; др. отраслей промышленности – 5%;

2. Компании по производству тепла и электроэнергии (55%), в т.ч.: комбинированному производству тепловой и электроэнергии – 38%; производству электроэнергии – 7%; производству тепла для муниципального теплоснабжения – 5,1%; производству тепла и горячему водоснабжению тепличных хозяйств и др. потребителей – 5,5%.

В отличие от др. стран Зап. Европы, доля мелких потребителей прир. газа в общем объеме его потребления в Ф. составляет всего лишь 2%.

Поставки прир. газа на рынок Ф. с июля 1994г. осуществляет созданное концерном «Газпром» (Россия) и «Фортум» (Ф.) АО «Газум». 25% акций указанной компании принадлежит концерну «Газпром». Экспорт прир. газа из России в Ф. осуществляется в соответствии с долгосрочным контрактом, подписанным 12.03.94г. ВЭП «Газэкспорт», входящим в состав концерна «Газпром», и фирмой «Фортум». Контрактом, действие которого распространяется 1994-2014г., предусмотрено увеличение поставок рос. газа в Ф. до 7,7 млрд.куб.м в 2014г.

ЧЕХИЯ

Экономика Чешской Республики во многом зависит от ввозимого газа, причем роль природного газа в энергетическом балансе страны постоянно растет. На сегодня на долю газа приходится 20% общего энергетического потребления. Формирование стратегии энергетической политики сводится, как и прежде, к обеспечению безопасности поставок энергии.

В рамках альтернативного решения, обеспечивающего наличие двух или нескольких экспортеров природного газа, чешское руководство в 1997г. принимает решение по т.н. «норвежскому варианту». Распределив квоты ввозимого природного газа (25% – Северное море и 75% – Россия), правительство заявило, что с точки зрения различного рода обстоятельств (читай политических), причинных связей, эконом. условий и географического местоположения Чехии, это максимум которого можно было достигнуть.

Рассматривая газ в полит. и стратегическом форматах, следует заметить, что Чешская Республика, как и ранее ЧССР, на сегодня остается наиболее значимым транзитным узлом, обеспечивающим перекачку рос. газа в страны западной и юж. Европы. Проекты, связанные со строительством параллельного газопровода через Беларусь и Польшу, как считают в Чехии, в определенной мере ущемляют полит. и стратегические устремления Чехии и Словакии в Европе.

В качестве очередного пропагандистско-утешительного аргумента в пользу заведомо невыгодного с эконом. точки зрения решения по задействованию «северного» варианта, приводятся доводы, связанные с тех. проблемами. Речь идет об исключительных ситуациях, хотя подразумеваются не столько тех., сколь полит. аспекты проблемы.

Активно афишируется и новая система торговли газом. Если ранее к сделкам были допущены те, кто добыл газ, инвестировал строительство газо-

провода, доставил его к заказчику, то теперь, в рамках новых европейских директив, по мысли чешских экономистов необходимо строить новые взаимоотношения, рассматривая газ в качестве обычного товара. В этом же ракурсе рассматривается и возможность фин. объединения крупных газовых корпораций и фирм, где чешская сторона также хотела бы найти свое достойное место, особенно в коммерческом взаимодействии с Gaz de France.

Вместе с тем, расхождения во взглядах чешских экономистов на существование такой чешской структуры как Transgas, осуществляющей все операции с газом на внутреннем и внешнем рынках, вносят определенный диссонанс в стройный хор сторонников либерализации рынка. Суть разногласий сводится к необходимости раскола Transgas на множество мелких и независимых фирм, создании АО, с использованием возможностей проникновения на рынки производителя (для Чехии это не реально в силу отсутствия достаточных для этих целей фин. средств) или сохранения Transgas в качестве гос. предприятия. Противники последнего в основном ссылаются на возможную в этом случае потерю контактов с рынком, критики первых двух говорят об отсутствии необходимых условий и возможности неоправданного роста цен. В качестве альтернативы этим вариантам, в последнее время все чаще звучат голоса в поддержку так называемого капиталового объединения с соседними странами, что, в конечном итоге, может обернуться поглощением чешского Transgas инокомпаниями. Вместе с тем осторожный зондаж на Западе, проведенный чешской стороной, не выявил заинтересованности европейских фирм в участии в приватизации этого чешского сектора.

До конца 2000г. правительство предполагало разработать график приватизации таких энергетических предприятий как Transgas, STZ и еще 16 дистрибуторских компаний. При этом отмечается, что 33% их собственности может быть реализовано на иностр. рынках капитала. На региональных дистрибуторских рынках основное влияние, по мнению разработчиков, должно остаться за Transgas.

ШВЕЦИЯ

Доля потребления природного газа в общей структуре энергоносителей составляет около 2%. Для сравнения доля потребления газа во всех странах Сев. Европы составляет 11%, а в среднем по ЕС – 25%.

Ш. не располагает пром. запасами газа, и все его поставки осуществляются через Данию на юго-запад Ш. Действующий газопровод имеет протяженность 300 км. и проходит от Мальме до Гетеборга. Распределит. сеть существует только на юго-западе страны и имеет протяженность 3000 км., к ней в качестве потребителей подключено 40% пром. предприятий и 40% ТЭС. В целом по стране газ поставляется 55 тыс. конечным потребителям в 25 коммунах, где он составляет 15-25% от общего объема потребления энергоносителей. В связи с увеличением применения газа в промышленности, его потребность к 2010г. возрастет более чем в 5 раз. Она достигнет 4900 млн.куб.м. и сохранится примерно на том же уровне до 2020г.

Дания не сможет справиться с подобными объемами и Ш. придется закупать газ у других производителей. В этой связи необходимо построить доп. ветки газопровода, соединяющие Ш. с другими поставщиками. В качестве основных поставщиков называются Норвегия и Россия.

Важным является сообщение в марте 2001г. компании Sydkraft о том, что Baltic Gas Interconnector (BGI) — проект, которым предусматривается доп. поставка газа в Ш., сделал еще «один важный шаг по направлению к своей реализации». Участники проекта — Sydkraft, Energy E2, Norsk Hydro и VNB (Verbundnetz Gas), завершили предварительное, поддержанное ЕС изучение проекта о газопроводе, который соединит Данию и Ш. с Германией. Общий вывод — позитивный, и, по сообщению Sydkraft, работа будет передана ЕС и нац. органам власти. Цель — начать эксплуатацию газопровода в 2004-05гг.

Согласно Директиве ЕС, Ш. приняла спец. закон о природном газе, который вступил в силу 1 авг. 2000г. В соответствии с принятым законом, Ш. открыла свой рынок газа для всех потребителей, имеющих годовой расход газа не менее 25 млн.куб.м. Реформа затронет на данном этапе 3-4 шведских предприятия (47% всего рынка), которые могут свободно выбирать себе поставщиков природного газа. В 2003г. право свободного определения поставщика газа получают организации, потребляющие в год не менее 15 млн.куб.м. **С 1 янв. 2006г. шведский рынок природного газа будет полностью открыт** для свободной конкуренции.

ЮГОСЛАВИЯ

Входе офиц. визита в Россию в окт. 2000г. нового президента СРЮ В.Коштуницы, учитывая кризисную энергетическую ситуацию в Югославии, была достигнута договоренность об увеличении суммы гос. кредита еще на 30 млн.долл. для осуществления поставок в СРЮ в нояб.-дек. 2000г. рос. природного газа. Эта доп. часть кредита до конца 2000г. рос. стороной была реализована.

Чрезвычайно сложная ситуация сложилась с поставками в СРЮ рос. природного газа. Предусмотренные межправсоглашением от 7.02.1995г. ежегодные поставки газа в 3,6 млрд.куб.м. реально, на протяжении прошедших лет, выполнялись на 50%. Согласованные ежегодные объемы поставок газа югославская сторона оплачивала не полностью. Задолженность за поставки газа превысила 300 млн.долл. Тем не менее, поставки газа, особенно в зимний период, осуществлялись бесперебойно в количестве 5,5 млн.куб.м. в день. С 1 июня по 1 нояб., по причине невыполнения югославами своих обязательств по оплате поставок газа, рос. сторона была вынуждена приостановить его поставки в СРЮ. В 2000г. было поставлено 1 млрд.куб.м. рос. газа на 109 млн.долл. (включая 30 млн.долл. в счет госкредита). Оплачено встречными поставками югославских товаров и строительными услугами в России на 40 млн.долл.

С целью урегулирования накопившихся проблем, связанных с поставками газа в СРЮ, была создана совместная рос.-югославская рабочая группа, которая в нояб.-дек. 2000г. регулярно проводила рабочие встречи в Москве с целью изыскания взаимоприемлемого механизма оплаты газа, обеспечивающего бесперебойные его по-

ставки в Югославию. Достигнута договоренность о следующем механизме оплаты газа: 35% стоимости газа югославская сторона оплачивает твердой валютой с отсрочкой 30 дней, 65% — югославскими товарами и услугами с отсрочкой 60 дней (в случае невыполнения обязательств по поставкам товаров и услуг, югославская сторона обязана осуществить платежи в твердой валюте).

В конце 2000г., с приходом к власти дем. оппозиции, совместное рос.-югославское АО «Прогресс-Трејдинг» было отстранено от роли импортера газа в СРЮ, а также от поставки товаров и услуг в счет оплаты за газ. С 2001г. эти функции будет выполнять НИС (Нефтяная индустрия Сербии). Между ОАО «Газпром» и НИС достигнута договоренность о поставке в СРЮ в 2001г. 1,5 млрд.куб.м. рос. природного газа.

ЯПОНИЯ

Наибольший объем японских инвестиций в Россию с 1994г. приходится на совместные проекты в области энергетики и прежде всего на разведку и освоение нефтегазовых месторождений сахалинского шельфа. Японские компании участвуют в двух подобных проектах — «Сахалин-1» (освоение месторождений Чайво, Одопту и Аркутун-Даги на сев.-вост. шельфе Сахалина) и «Сахалин-2» (освоение Пильтун-Астохского и Лунского месторождений на вост. и сев.-вост. шельфе острова).

В 2000г. правительство Я. в исключительном порядке оказало поддержку лишь одному проекту с участием РАО «Газпром» (проект «Голубой поток»), выделив для СП с участием рос. концерна кредит на 330 млн.долл. под залог экспортной выручки «Газпрома» от поставок газа в Италию по существующему газопроводу.

Предоставление фин. гарантий правительства РФ остается неизменным требованием японского правительства для выделения под соответствующие проекты кредитов по линии правит. Банка межд. сотрудничества Я. и предоставления страховых гарантий министерства экономики, торговли и промышленности. В условиях отказа рос. стороны от прежней практики широкого предоставления подобных гарантий нынешняя позиция правительства Я. фактически является тормозом к развитию взаимовыгодного инвест. и кредитно-фин. сотрудничества.

После успешного начала проекта «Сахалин-2» (японские участники проекта — компании «Мицубиси» и «Мицубиси») в июле 1999г. в течение всего 2000г. осуществлялась добыча нефти. В соответствии с контрактами рос. нефть по-прежнему реализуется на рынках Ю.Кореи и Китая. Добыча свыше 1 млн.т сырья, с учетом высоких цен на мировом рынке нефти погашение японскими участниками проекта кредитов ВМС идет даже с небольшим опережением графика. Прибыльность операций с рос. нефтью привела к перераспределению долей участников в проекте «Сахалин-2»: после ухода из него американской компании «Маратон», часть вновь приобретенной доли англо-голландской «Ройял-Датч Шелл» купила японская компания «Мицубиси», увеличив свое участие в проекте с 12,5% до 20%. В 2000г. по проекту «Сахалин-2» продолжались дноуглубительные работы в порту Холмск, который рассматри-

вается участниками в качестве основной базы для круглогодичной отгрузки сахалинской нефти после завершения строительства нефтепровода.

В 2000г. созданная участниками проекта операционная компания «Сахалин энерджи» в 2000г. приступила к реализации программы разработки Лунского газового месторождения: выделены средства на бурение доп. 14 разведочных скважин на этом месторождении, проведен тендер и выделены средства на разработку ТЭО строительства завода по производству сжиженного природного газа в пос. Пригородное на юге Сахалина. Одним из участников подготовки ТЭО стал рос. институт ВНИПИГАЗ. Как ожидается, ТЭО будет завершено в 2001г. тем, чтобы в 2002г. приступить к строительству завода и сооружению газопровода с месторождения до пос. Пригородное.

В 2001г. значительно продвинулась и реализация проекта «Сахалин-1» (японский участник — АО «Содеко», ведущий акционер — правит. Нац. нефтяная корпорация — более 50% капитала): проведено разведочное бурение на блоке Чайво-б, выявившее значит. коммерчески извлекаемые запасы сырья. По результатам длительного периода изучения и разведки месторождений (проект с японским участием прорабатывается с 1972г.) было принято решение приступить к их коммерческой разработке с 2001г. К числу принципиальных моментов предложений участников проекта относится проект строительства нефтепровода не на юг о-ва Сахалин, как предполагалось ранее, а на запад через пролив Невельского до порта Де-Кастри в Хабаровском крае.

По расчетам японской и ам. стороны (оператор проекта «Сахалин-1» — американская корпорация «Эксон нефтегаз»), изменение трассы нефтепровода позволит сократить сроки реализации проекта и капитальные затраты на него, поскольку протяженность западного маршрута составляет 220 км., а южного — 750 км. При этом западный маршрут можно будет провести вдоль трассы уже существующего нефтепровода без значит. капиталовложений в подготовку землеотвода, а южный — может потребовать доп. расходов и затрат времени, связанных с преодолением сложного рельефа о-ва Сахалин. Соответствующее обоснование проекта японским и американским участниками внесено на рассмотрение Уполномоченного гос. органа по проекту и минэнерго России. Строительство нефтепровода большой мощности с о-ва Сахалин до порта Де-Кастри в Хабаровском крае, имеющего выход на БАМ и сообщение с крупнейшими на Дальнем Востоке Хабаровским и Комсомольским-на-Амуре НПЗ, способно оказать позитивное влияние на развитие экономики всего дальневост. региона.

В 2000г. продолжалась разработка ТЭО проекта строительства подводного газопровода с Сахалина в Я. по двум возможным маршрутам — вдоль японского побережья Японского моря до Ниигата и вдоль японского побережья Тихого океана до Сирако. Указанный проект, предложенный группой основных частных инвесторов «Содеко» — компаниями «Джапенс», «Итону» и «Марубэни» — в перспективе можно рассматривать как продолжение проекта «Сахалин-1», предполагающее создание принципиально новой инфраструктуры для экспорта рос. природного газа в Я. по газопроводу. В проработке ТЭО (40 млн.долл., срок

окончания — апр. 2002г.) помимо японских компаний участвует «Эксон нефтегаз». Ориентировочная стоимость самого проекта строительства газопровода, в зависимости от выбранного варианта, составит 3-5 млрд.долл..

Принципиальным вопросом данного проекта остается неопределенность внутреннего спроса в Я. на природный газ из России, связанная с тем, что отпусковые тарифы на природный газ в случае прокладки труб в море при ныне действующих в Я. нормативах безопасности и тех. стандартах, разработанных для наземных трубопроводов могут оказаться неконкурентоспособными при незначит. спросе на вновь поступающий энергоноситель. Очевидно, что без решения соответствующих вопросов согласования стандартов и нормативов внутри Я., а также разумного урегулирования вопросов компенсаций рыболовецким кооперативам за нарушение условий промысла в прибрежной зоне реализация газовой программы проекта «Сахалин-1» будет затруднительной.

Сохраняются перспективы подклубления консорциума японских компаний к реализации проекта разработки Ковыктинского газоконденсатного месторождения (Иркутская область) и строительства экспортного газопровода в КНР и Ю.Корею. Правительство Я. по линии Нац. нефтяной корпорации готово взять на себя расходы по составлению единого ТЭО данного проекта в соответствии с требованиями межд. стандартов и предусмотрело для этих целей ассигнования в 30-40 млн.долл.. Оставшиеся средства при необходимости готовы внести заинтересованные японские частные компании «Сумитомо», «Ниппон Стил» и «Индонезия Ойл». Заинтересованные участники проекта убеждены в конкурентоспособности ковыктинского газа в КНР и Ю. Корею. При этом японская сторона не исключает того, что по результатам ТЭО объемы реального платежеспособного спроса на природный газ в КНР окажутся существенно ниже объявленных китайской стороной и в случае не востребоваемости рос. газа Китаем «избыток» будет закупать Ю.Корея, перепродавая законтрактованный в ЮВА сжиженный газ японским компаниям по сниженным ценам. Как ожидается, общая стоимость данного проекта в зависимости от выбранного маршрута трубопровода может составить 9-13 млрд.долл.

Сотрудничество по нефтегазовым проектам на о-ве Сахалин. «Сахалин-1». Общие извлекаемые запасы: 325 млн.т. нефти, 425 млрд.куб.м. газа (месторождения Одопту, Чайво, Аркутун-Даги). Участники: «Содеко» — 30%, «Эксон» — 30%, «Роснефть» — 17%, «Сахалинморнефтегаз» — 23%. Инвестиции: с 1994 по 1 янв. 2000г. — 460 млн. долл.

Основные работы: бурение разведочных скважин, сейсморазведка, проектно-изыскательские работы, экологические и ледовые исследования, начало строительства жилого поселка и офиса, концептуальное проектирование платформ.

В программе работ в 2000г. планировалось до-разведочное бурение скважины на месторождении «Чайво», а также утверждение запасов.

Первая платформа проектируется производительностью в 200 тыс.б/д. Пром. добыча нефти намечена на 2005г. Максимальный уровень добычи в год: нефти — 24 млн.т., газа — 20 млрд.куб.м. Предполагается, что за период действия проекта Россия получит 53 млрд.долл.

«Сахалин-2». Общие извлекаемые запасы: 97,7 млн.т. нефти, 457,8 млрд.куб.м. газа (месторождения Лунское и Пильтун-Астохское). Участники: «Маратон» — 37,5%, «Мицуи» — 25%, «Шелл» — 25%, «Мицубиси» — 12,5%. Инвестиции: с 1996г. по 1 янв. 2000г. — 1,1 млрд. долл.

Основные работы: бурение разведочных скважин, сейсморазведка, начато строительство жилого поселка и офиса, проведены изыскания под трассы трубопроводов, в сент. 2000г. на шельфе Сахалина установлена первая добывающая нефтяная ледостойкая платформа «Моликпак», производительностью 90 тыс.б/д. В июле 1999г. начата пром. добыча нефти, первая партия которой отгружена потребителю в сент. 1999г. В 2000г. планировалось осуществить добычу 1,75 млн.т. нефти. После завершения строительства береговых сооружений и трубопровода (2003г.) добыча будет круглогодичной.

Макс. уровень добычи в год: нефти — 8 млн.т., газа — 16 млрд.куб.м. Доходы: Россия — 26 млрд. долл., иноинвесторы — 25 млрд. долл.

Вопросы реализации проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2». Соглашение о разделе продукции (СРП) по проекту «Сахалин-1» вступило в силу 10 июня 1996г., по проекту «Сахалин-2» — 15 июня 1996г.

В 2000г. был решен вопрос о проведении оценочного бурения на скважине «Чайво-6». Разрешение на проведение буровых работ было дано после утверждения Госкомэкологии 20.04.2000г. положит. заключения экспертной комиссии гос. экологической экспертизы.

По проекту «Сахалин-2» в 2000г. планировалось освоить 353 млн.долл. С начала 2000г. добыто 700 тыс.т. нефти и 85 млн.куб.м газа. Решен вопрос об установлении на рейде производственно-добывающего комплекса «Витязь» пункта для проведения тамож. и погран. контроля, связанного с экспортом нефти «Сахалин-2» — выпущено распоряжение правительства РФ от 21.09.2000г.

В авг. 2000г. произведено возмещение НДС по двум сахалинским проектам в суммах, подтвержденных МНС России с 17 фев. 1999г. (с даты вступления в силу фед. закона РФ от 10.02.99г.) по 1 янв. 2000г. Пока остается неурегулированной проблема возмещения НДС за весь период действия соглашений по этим проектам. По этому вопросу подготовлен и внесен на рассмотрение правительства РФ проект положения «О порядке возмещения НДС при реализации проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2».

Для решения вопросов нормативно-правового обеспечения реализации указанных сахалинских проектов проведены консультации с операторами проектов, по итогам которых будут подготовлены предложения по: повышению эконом. эффективности этих проектов соглашений о разделе продукции; порядку освобождения от уплаты тамож. платежей; составу и порядку возмещения затрат; порядку исчисления и уплаты НДС; бухучету.

Кроме названных выше проектов, но без участия японского капитала, начал реализовываться нефтегазовый проект «Сахалин-3» по разработке Киринского перспективного блока о-ва Сахалин.

Проект реализуется в соответствии с фед. законом от 1 мая 1999г. «Об участках недр, право пользования которыми может быть предоставлено на условиях раздела продукции (Киринский перспективный блок проекта «Сахалин-3»)».

Участниками проекта являются ам. компании «Эксон-Мобил» (33%) и «Тексако» (33%), а также рос. — «Роснефть» и «Роснефть-Сахалинморнефтегаз» с суммарной долей в 32%.

Суммарные извлекаемые запасы по Кириному блоку могут составить 436 млн.т. нефти и 720 млрд.куб.м. газа. Срок разработки — 25 лет. Доход государства оценивается в 17 млрд.долл.

В соответствии с фед. законом «Об участках недр, право пользования которыми может быть предоставлено на условиях раздела продукции» от 21 июля 1997г. ведется освоение нефтяных месторождений, расположенных в сев. части о.Сахалин, в т.ч. Астраханской морской структуры, Вост. Эхаби, Зап. Сабо, Катангли, Набил, Северного купола месторождения Одопту-море, Уйглекуты, Центр. Охи («Сахалин — 4,5,6»).

Освоение указанных месторождений возможно при участии инокапитала. Разведанный объем запасов месторождений оценивается в 23 млн.т. нефти и 80 млрд.куб.м. газа. Предполагаемый доход от реализации проектов освоения этих месторождений составит 2,5 млрд. долл. Отчисления государству должны составить 3 млрд. долл.

Ранее 6 из 8 месторождений разрабатывались, выработка составила 60%. Разработка указанных месторождения была прекращена из-за невозможности их освоения в общепринятых налоговых условиях, по качеству запасы нефти являются трудно извлекаемыми, в связи с чем месторождения были законсервированы.