

РАБОЧИЕ МАТЕРИАЛЫ № 2 • 2008

Нина Пусенкова, Анна Бессонова

Блеск и нищета российской нефтепереработки

МОСКОВСКИЙ ЦЕНТР КАРНЕГИ
CARNEGIE ENDOWMENT

FOR INTERNATIONAL PEACE



Серия «Рабочие материалы» основана в 1999 г.

Полная или частичная перепечатка данной публикации возможна только с письменного согласия Московского Центра Карнеги. При цитировании ссылка на издание обязательна.

Московский Центр Карнеги

Россия, 125009 Москва, Тверская ул., 16/2.

Тел.: (495) 935-8904.

Факс: (495) 935-8906.

Эл. почта: info@carnegie.ru.

Интернет: <http://www.carnegie.ru>.

Электронные версии всех публикаций Московского Центра Карнеги:

<http://www.carnegie.ru/ru/pubs>

Всемирный фонд дикой природы (WWF) — одна из крупнейших независимых международных природоохранных организаций, объединяющая около 5 млн постоянных сторонников и работающая более чем в 100 странах. Миссия WWF — остановить деградацию естественной среды планеты для достижения гармонии человека и природы.

Московский Центр Карнеги — независимая исследовательская организация, занимающаяся политической и социально-экономической проблематикой. Семинары и публикации Центра стимулируют интеллектуальное сотрудничество среди тех, кто изучает общественно-политические процессы и принимает политические решения.

Статьи и доклады, издаваемые Московским Центром Карнеги в серии «Рабочие материалы», обеспечивают читательской аудитории оперативный доступ к наиболее актуальным исследованиям по вопросам внешней и внутренней политики в России и Евразии. В серии публикуются либо промежуточные итоги работы, либо материалы, заслуживающие немедленного внимания читателей. Ваши отклики и комментарии просим направлять авторам работ по вышеуказанному адресу.

В издании отражены личные взгляды авторов, которые не должны рассматриваться как точка зрения Фонда Карнеги за Международный Мир или Московского Центра Карнеги.

Редактор А. И. Иоффе

В издании анализируются проблемы и перспективы развития нефтеперерабатывающей промышленности России. Рассмотрены слабые стороны отрасли, унаследованные с советских времен и усугубленные перипетиями переходного периода, такие как устаревание и низкий технологический уровень НПЗ, нехватка мощностей по вторичной переработке, нерациональное размещение предприятий по территории страны, плохое качество нефтепродуктов, невыгодная для России структура экспорта и пр. Авторы дают сравнительный анализ стратегического подхода к развитию нефтепереработки российских вертикально-интегрированных компаний, международных нефтяных компаний и национальных нефтяных компаний из нефтедобывающих стран. Особое внимание уделено тенденциям государственной политики России в отношении нефтеперерабатывающей отрасли за последние 15 лет. Подробно рассмотрены меры российского правительства по стимулированию дальнейшего развития нефтеперерабатывающей промышленности, модернизации НПЗ, улучшению качества продукции и переходу от экспорта сырья к экспорту продуктов с высокой добавленной стоимостью. Приводится кейс стадии по политике в области нефтепереработки и нефтехимии, проводимой национальными нефтяными компаниями Бразилии, Малайзии, Саудовской Аравии и Кувейта, опыт которых представляет особый интерес для российской нефтеперерабатывающей промышленности.

ОБ АВТОРАХ

Пусенкова Нина Николаевна — кандидат экономических наук, старший научный сотрудник Института мировой экономики и международных отношений РАН, член научного совета Московского Центра Карнеги, руководитель программы «Экономическая и энергетическая политика».

Бессонова Анна Андреевна — координатор программы «Экономическая и энергетическая политика».

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
Три источника и три составных части... Структура российской нефтеперерабатывающей промышленности.....	5
Крупные НПЗ.....	6
ГПЗ «Газпрома».....	8
Мини-НПЗ.....	8
Хождения НПЗ по мукам... Динамика развития нефтеперерабатывающей промышленности России.....	10
А также в области мазута мы впереди планеты всей... Проблемы нефтеперерабатывающей промышленности России.....	11
Я не буду больше сырьевым... Стратегия российских нефтяных компаний	15
Золушка российской «нефтянки»	15
Современная политика российских ВИНК в области нефтепереработки	18
Строительство новых НПЗ.....	18
Зарубежная экспансия	18
Модернизация НПЗ	19
Больше бензинов дешевых и разных... Государственная политика	22
И если б водку гнать не из опилок... Внутренний спрос	25
Углубляй, а то проиграешь... Задачи развития нефтеперерабатывающей промышленности.....	27
Заключение	28
Приложения.....	29
1. Кто на свете всех мудрее, всех прозрачней и честнее... Рейтинг экологической открытости российских нефтяных компаний.....	29
2. Нефтехимия: краткая история болезни.....	30
3. Кейс стади. Добыл, переработал, сбыл: опыт НК	32
О Фонде Карнеги	41

ВВЕДЕНИЕ

Высокие мировые цены на нефть и связанные с ними огромные доходы, обрушившиеся на Россию, подняли целый ряд актуальных вопросов.

По какому пути пойдет страна — поставщика сырья и полуфабрикатов для развитого мира и Китая или современного высокотехнологичного производителя готовой продукции? Как правильно распорядиться нефтяными деньгами, чтобы повысить уровень жизни и качество окружающей среды в России? Сможем ли мы увеличить наши доходы от экспорта, вывозя не сырье, а продукцию с более высокой добавленной стоимостью? Как гарантировать энергетическую безопасность: внешнюю, для чего нужно диверсифицировать рынки сбыта наших углеводородов и продукции их переработки, и внутреннюю, для чего нужно обеспечить население и предприятия стабильными поставками топлива должного качества и по приемлемым ценам? Сможем ли мы снабжать мировой рынок готовой продукцией, пользующейся спросом благодаря своему качеству и цене? Какую корпоративную стратегию проводят наши нефтяные компании — поможет ли она им стать конкурентоспособными на мировых рынках? Что они могут позаимствовать из опыта глобальных мейджоров и национальных нефтяных компаний? С какими препятствиями могут столкнуться наши корпорации, активно стремящиеся выйти на мировой рынок?

Все эти вопросы прямо или косвенно затрагивают российскую нефтепереработку, долго бывшую золушкой российской «нефтянки». В ней, как в зеркале, отразились многие проблемы экономического развития нашей страны, перекосы российской экономической и промышленной политики, специфика корпоративной стратегии. Эти проблемы являются наследием социалистического прошлого и во многом усугублены перипетиями переходного периода. Исследование процессов, которые сейчас происходят в нефтепереработке, и анализ того, как она выглядит в сравнении с этим сектором в развитых нефтепотребляющих и развивающихся нефтедобывающих странах, крайне актуально, поскольку долгое время внимание аналитиков было сосредоточено главным образом на нефтедобыче.

Такое изучение имеет не только чисто академический интерес. Всемирный фонд дикой природы (WWF) и WWF России, в сотрудничестве с которым готовились эти материалы, считают, что нефтеперерабатывающая промышленность — серьезный загрязнитель природной среды, и повышение природоохранной сознательности нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) сыграет огромную роль в улучшении экологической обстановки в стране. Поскольку одна из центральных задач WWF России — вовлечение конечных потребителей в процесс охраны природы, именно нефтепереработка может стать той сферой, где покупатели имеют возможность «голосовать» за более экологически чистую продукцию, приобретая нефтепродукты тех компаний, которые на деле доказали свою экологическую сознательность.

Соответственно, чтобы оценить экологическую ответственность и открытость российских НПЗ, эксперты WWF России составили анкету, в которую были включены экологические, производственно-экономические и управленческие вопросы. Материал этот уникален, поскольку такие исследования именно сегмента нефтепереработки в стране прежде не проводились. В издании использовалась предоставленная нефтяными компаниями информация.

Май 2008 г.

ТРИ ИСТОЧНИКА И ТРИ СОСТАВНЫХ ЧАСТИ... СТРУКТУРА РОССИЙСКОЙ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Общий объем мощностей первичной переработки нефти в России — примерно 275 млн т в год. Сейчас российские НПЗ выпускают более 500 наименований продукции¹.

По объему нефтеперерабатывающих мощностей Россия занимает третье место в мире после США и Китая (табл. 1). Но в таких странах, как Бразилия, Иран, Саудовская Аравия, Китай и Индия, эти мощности расширяются гораздо быстрее, чем в России, которая в 2006 г. так и не вышла на уровень 1996 г. За последние 15 лет выбывали сильно устаревшие и изношенные производственные мощности, что с экономической точки зрения было бы неплохо, если бы им на смену приходили современные предприятия. Но обновления активов в этот период практически не происходило.

Таблица 1

Нефтеперерабатывающие мощности по основным странам, 1996, 2000 и 2006 гг., тыс. т в год

Страна	1996	2000	2006	Доля мировых мощностей в 2006 г., %
<i>Всего в мире</i>	<i>3 836 044,2</i>	<i>4 096 797,0</i>	<i>4 344 452,4</i>	<i>100,0</i>
В том числе:				
США	769 509,6	826 431,0	869 259,0	20,0
Китай	210 454,8	269 268,6	350 044,2	8,1
Россия	303 680,4	268 671,0	273 451,8	6,3
Япония	249 298,8	249 498,0	226 191,6	5,2
Индия	60 258,0	110 506,2	149 001,6	3,4
Южная Корея	95 466,6	129 380,4	131 123,4	3,0
Германия	104 480,4	113 643,6	119 022,0	2,7
Италия	112 398,6	114 241,2	117 478,2	2,7
Саудовская Аравия	84 610,2	89 938,8	104 580,0	2,4
Канада	89 988,6	92 677,8	98 006,4	2,3
Франция	87 100,2	98 803,2	97 558,2	2,2
Бразилия	73 753,8	92 777,4	96 661,8	2,2
Великобритания	93 275,4	88 544,4	90 586,2	2,1
Иран	63 345,6	78 385,2	84 859,2	2,0
Прочие страны	1 438 423,2	1 474 030,2	1 536 628,8	35,4

Источник: BP Statistical Rev. of World Energy. — 2007. — June. — P. 18.

Сегодня объемы производства нефтепродуктов превышают потребности нашего внутреннего рынка. Нефтепереработка в России в основном работает на экспорт², и на ее развитие сильно влияет конъюнктура мирового рынка нефти и нефтепродуктов.

Нефтеперерабатывающая отрасль России состоит из трех сегментов:

1. **Крупные НПЗ** — 27 нефтеперерабатывающих заводов проектной мощностью более 1 млн т в год. Их суммарная мощность первичной переработки нефти составляет около 262 млн т в год.

2. **Предприятия «Газпрома»** суммарной мощностью примерно 8,2 млн т в год. Заводы по переработке газа и газового конденсата (ГПЗ) «Газпрома» обычно выделяются в самостоятельную группу, поскольку они помимо нефти перерабатывают газовый конденсат — сырье более высокого качества.

3. **Мини-НПЗ** — около 50 малых установок суммарной мощностью первичной переработки 5 млн т в год.

В нефтеперерабатывающем секторе России практически нет иностранных игроков, что резко отличается от практики как развитых, так и развивающихся нефтедобывающих стран, где в нефтепереработке присутствуют западные компании, привносящие в этот сектор современные технологии, стандарты качества и управленческий опыт, а также облегчающие доступ к ключевым рынкам сбыта.

¹ Нефтеперерабатывающая промышленность России — Итоги 2003 года: Обзор. — СПб.: INFOLine, 2004. — С. 3.

² В 2006 г. в стране было произведено 166 777 тыс. т основных нефтепродуктов, вывезено за рубеж 103 495 тыс. т, т. е. 62%.

Крупные НПЗ

Таблица 2
Группировка крупных НПЗ по производственной мощности

Более 10 млн т в год	5–10 млн т в год	1–5 млн т в год
«Башнефтехимзаводы» «Куйбышевнефтеоргсинтез» «Омскнефтеоргсинтез» Ангарская нефтехимическая компания «Нижегороднефтеоргсинтез» «Киришинефтеоргсинтез» «Ярославнефтеоргсинтез» Рязанский НПЗ «Пермнефтеоргсинтез» Московский НПЗ	«Салаватнефтеоргсинтез» Саратовский НПЗ «Волгограднефтепереработка» Ачинский НПЗ «Орскнефтеоргсинтез» Комсомольский НПЗ	«Краснодарнефтеоргсинтез» Ухтинский НПЗ Хабаровский НПЗ Туапсинский НПЗ

Вертикально интегрированные нефтяные компании (ВИНК), в состав которых входят крупные НПЗ, дают львиную долю российской переработки нефти — 160 млн т первичной нефтепереработки в 2007 г. (72% всей нефтепереработки России). За ними идут независимые переработчики — 50,7 млн т, или 23% первичной нефтепереработки страны (см. приложение 1, табл. П1).

При социализме российская нефтяная промышленность была технологически единым комплексом, подчиненным различным министерствам, отвечающим за геологоразведочные работы, нефтедобычу, переработку и сбыт. А современная структура ВИНК сложилась в ходе приватизации 1990-х годов и дальнейшего перераспределения нефтяных активов.

При приватизации в России были образованы вертикально интегрированные нефтяные компании, контролирующие всю производственную цепочку от скважины до бензоколонки. В 1992 г. около 300 предприятий из разных сегментов нефтянки были преобразованы в акционерные общества и приватизированы. Согласно президентскому указу № 1403 от 17 ноября 1992 г. были созданы четыре компании, контрольный пакет акций которых сначала принадлежал государству. Три из них (ЛУКОЙЛ, «Сургутнефтегаз» и ЮКОС) должны были стать вертикально интегрированными компаниями, а четвертая, «Роснефть», — государственным холдингом для остальных предприятий нефтяной промышленности, занимающихся добычей, переработкой и распределением нефтепродуктов.

Однако эта структура отрасли оказалась временным явлением из-за кризиса неплатежей 1993–1994 гг. Предприятия, занимавшиеся разведкой и добычей нефти, и предприятия, специализировавшиеся на переработке и сбыте, попали в совершенно разное финансовое положение. Нефтедобывающие компании гораздо сильнее пострадали от кризиса неплатежей, а компаниям нефтепродуктообеспечения, находившимся ближе к конечному потребителю, повезло намного больше.

Чтобы укрепить позиции нефтедобывающих компаний, правительство решило объединить все сегменты нефтяной промышленности под эгидой дополнительных ВИНК и стало выводить из структуры «Роснефти» соответствующие предприятия, передавая их создаваемым холдингам. В середине 1990-х годов были образованы такие вертикально интегрированные компании, как СИДАНКО, Тюменская нефтяная компания, «Сибнефть» и т. п.³

Классические российские ВИНК включают геологоразведочные предприятия, нефтедобывающие компании, НПЗ и предприятия нефтепродуктообеспечения, обычно обслуживающие конкретный географический регион. Так, нефтяная компания «Сургутнефтегаз» состоит из нефтедобывающей компании «Сургутнефтегаз», базирующейся в Сургуте (Ханты-Мансийский АО), НПЗ «Киришинефтеоргсинтез», находящегося в городе Кириши (Ленинградская область), и предприятий нефтепродуктообеспечения — «Псковнефтепродукта», «Калининграднефтепродукта», «Тверьнефтепродукта» и «Новгороднефтепродукта», расположенных на северо-западе России⁴.

В последние годы в российской «нефтянке» интенсивно шли консолидация отрасли и перераспределение активов, в результате чего многие НПЗ сменили хозяев (табл. 3).

³ Подробно см.: *Hudson J., Poussenkova N. Oil Industry of Russia: Current Status and Prospects for Progress.* — London: Salomon Brothers, 1996.

⁴ <http://www.surgutneftgas.ru>.

Таблица 3

Основные игроки российской нефтеперерабатывающей промышленности в 1996, 2002 и 2007 гг.

1996	2002	2007
<i>Вертикально интегрированные компании</i>		
ЛУКОЙЛ «Пермнефтеоргсинтез» «Волгограднефтепереработка»	ЛУКОЙЛ «Пермнефтеоргсинтез» «Волгограднефтепереработка» «Ухтанефтепереработка» «Битраннефтепереработка» «Нижегороднефтеоргсинтез»	ЛУКОЙЛ «Пермнефтеоргсинтез» «Волгограднефтепереработка» «Ухтанефтепереработка» «Нижегороднефтеоргсинтез»
ЮКОС «Куйбышевнефтеоргсинтез» Новокуйбышевский НПЗ	ЮКОС «Куйбышевнефтеоргсинтез» Новокуйбышевский НПЗ Сызранский НПЗ Ачинский НПЗ Ангарская нефтехимическая компания	
«Сургутнефтегаз» «Киришинефтеоргсинтез»	«Сургутнефтегаз» «Киришинефтеоргсинтез»	«Сургутнефтегаз» «Киришинефтеоргсинтез»
СИДАНКО Ангарская нефтехимическая компания Хабаровский НПЗ Саратовский НПЗ	СИДАНКО Саратовский НПЗ («Крекинг»)	
ТНК Рязанский НПЗ	ТНК Рязанский НПЗ	ТНК Рязанский НПЗ Саратовский НПЗ («Крекинг»)
«Сибнефть» «Омскнефтеоргсинтез»	«Сибнефть» «Омскнефтеоргсинтез»	«Газпром нефть» «Омскнефтеоргсинтез»
«Славнефть» Мозырский НПЗ * «Ярославнефтеоргсинтез» Ярославский НПЗ	«Славнефть» Мозырский НПЗ «Ярославнефтеоргсинтез» Ярославский НПЗ	«Славнефть» Мозырский НПЗ «Ярославнефтеоргсинтез» Ярославский НПЗ
Восточная нефтяная компания Ачинский НПЗ Томский нефтехимический комбинат		
ОНАКО «Орскнефтеоргсинтез»	ОНАКО «Орскнефтеоргсинтез»	
«КомиТЭК» Ухтинский НПЗ		
«Роснефть» Комсомольский НПЗ «Краснодарнефтеоргсинтез» Туапсинский НПЗ	«Роснефть» Комсомольский НПЗ Туапсинский НПЗ	«Роснефть» Комсомольский НПЗ Туапсинский НПЗ «Куйбышевнефтеоргсинтез»** Новокуйбышевский НПЗ Сызранский НПЗ Ачинский НПЗ Ангарская нефтехимическая компания
	<i>Независимые предприятия</i>	
«Нижегороднефтеоргсинтез» Московский НПЗ «Салаватнефтеоргсинтез» «Башнефтехимзаводы» «Нижекамскнефтехим»	Московский НПЗ «Салаватнефтеоргсинтез» «Башнефтехимзаводы» «Нижекамскнефтехим» «КраснодарЭкоНефть» Группа «Альянс — Хабаровский НПЗ» Афицкий НПЗ	Московский НПЗ «Салаватнефтеоргсинтез» «Башнефтехимзаводы» «Нижекамскнефтехим» «КраснодарЭкоНефть» Группа «Альянс — Хабаровский НПЗ» Афицкий НПЗ

* В состав «Славнефти» входит 42,6% Мозырского НПЗ (Белоруссия).

** «Роснефть» приобрела НПЗ ЮКОСа весной 2007 г.

Сейчас ведущими игроками среди ВИНК на российском рынке нефтепереработки стали «Роснефть» с объемом первичной переработки 48 млн т в год в 2007 г.⁵, ЛУКОЙЛ (42 млн т), ТНК-ВР (20 млн т), «Сургутнефтегаз» (19 млн т) и «Газпром нефть» (16 млн т).

В результате последнего перераспределения нефтяных активов усилилось огосударствление российской нефтепереработки. «Газпром» приобрел «Сибнефть», в состав которой входит самый современный НПЗ России — «Омскнефтеоргсинтез», и через свою новую дочернюю компанию, «Газпром нефть», стал владеть половиной «Славнефти», которая включает также технически передовой НПЗ «Ярославнефтеоргсинтез» и Ярославский завод им. Менделеева. В 2007 г. «Роснефть» скупил все нефтеперерабатывающие активы ЮКОСа. В результате государственные компании теперь обеспечивают 71,3 млн т⁶, или 32% нефтепереработки страны.

Пока сложно оценить, какие долгосрочные последствия огосударствление сектора будет иметь для нефтяной промышленности и для всей экономики России в целом. Но первые изменения уже налицо: ухудшилась информационная открытость, как показывает опрос НПЗ, проводившийся WWF России (см. приложение 1).

ГПЗ «Газпрома»

В перерабатывающий сегмент «Газпрома» входят ГПЗ, предприятия «СИБУР Холдинга» и НПЗ «Газпром нефти».

В «Газпроме» функционируют шесть ГПЗ из состава газодобывающих «дочек» концерна («Астраханьгазпром», «Оренбурггазпром», «Севергазпром», «Уренгойгазпром», «Сургутгазпром», «Ямбурггаздобыча») суммарной мощностью 52,5 млрд куб. м природного газа и 8,6 млн т нестабильного газового конденсата и нефти в год (по состоянию на 2006 г.). Они очищают природный газ и газовый конденсат от примесей, проводят глубокую осушку газа и подготовку его к транспортировке, стабилизацию и переработку газового конденсата и нефти, выпускают широкий ассортимент продуктов переработки (табл. 4). Заводы непосредственно связаны со своими газоконденсатными месторождениями и представляют собой технологически единые комплексы.

Таблица 4

Объемы переработки углеводородного сырья на ГПЗ «Газпрома» (без учета давальческого сырья, не включены показатели «СИБУР Холдинга» и «Газпром нефти»)

Сырье, продукция	2004	2005	2006
<i>Сырье</i>			
Природный газ, млрд куб. м	32,4	33,9	33,5
Нестабильный газовый конденсат и нефть, тыс. т	11 297,1	12 025,6	12 007,3
Продукты первичной переработки нефти, тыс. т	6 017,3	5 989,3	5 052,0
<i>Продукция переработки</i>			
Бензин автомобильный, тыс. т	2 005,1	2 242,7	2 158,8
Дизельное топливо, тыс. т	1 732,1	1 640,8	1 442,9
Мазут топочный, тыс. т	392,8	380,8	380,5
Топливо марки ТС-1, тыс. т	15,0	50,9	150,2
Газы углеводородные сжиженные, тыс. т	1 854,0	1 881,9	1 837,7
Сера, тыс. т	5 184,0	5 361,8	5 296,3
Стабильный конденсат и нефть валовые, тыс. т	8 254,1	8 851,2	8 844,8
Отбензиненный сухой газ, млрд куб. м	25,0	26,5	26,0

Источник: <http://www.gazprom.ru/articles/article20019.shtml>; <http://www.gazpromquestions.ru/index.php?id=33>.

Мини-НПЗ

Мини-НПЗ (см. приложение 3, табл. П2) обычно перерабатывают нефть по упрощенной технологии, разделяя ее на три фракции — мазут, дизельное топливо и бензин. Практика показывает, что успешно работают только «малыши» с объемом переработки более 500 тыс. т в год.

До недавних пор мини-НПЗ в основном строили ВИНК, обычно для обеспечения своих нефтяных городов топливом, на мелких либо удаленных месторождениях, откуда нет смысла

⁵ С учетом приобретенных активов ЮКОСа.

⁶ С учетом ГПЗ «Газпрома».

транспортировать сырую нефть. Иногда малые нефтедобывающие компании открывали собственные мини-НПЗ, затраты на возведение которых относительно невелики ⁷, чтобы обойти монополию крупных ВИНК, не принимающих на переработку их сырье. Простейшие мини-НПЗ также активно использовали представители теневой экономики.

В последнее время с ростом мировых цен на нефть интерес к мини-НПЗ стали проявлять и компании других отраслей ⁸. Проекты строительства мини-НПЗ прорабатывают не только традиционные нефтяные регионы, но и территории, по которым проходят нефтепроводы. По прогнозу исследовательской группы «Петромаркет» к 2010 г. в России может быть построено еще пять-семь мини-НПЗ общей мощностью 2–3 млн т в год.

Уязвимое место мини-НПЗ — неглубокая переработка нефти. Выпускаемые ими солярка и мазут еще соответствуют ГОСТу, а бензин нуждается в дальнейшей переработке. Очевидно, «малыши» станут в основном ориентироваться на выпуск топлива стандарта Евро-2, которое будет производиться еще довольно долго. Несколько сложнее у мини-НПЗ обстоят дела со сбытом темных нефтепродуктов (мазута, гудрона), пользующихся сезонным спросом ⁹. Другая проблема — обеспечение мини-заводов стабильными поставками сырья. Основные источники нефти для них — малые и средние нефтедобывающие компании, которым трудно получить экспортные квоты.

С другой стороны, развитие мини-НПЗ позволяет преодолеть проблемы, связанные со спецификой ресурсной базы России, где имеется и тяжелая сернистая, и легкая малосернистая нефть. При транспортировке сырья по трубопроводам «Транснефти» различные сорта смешиваются, и обычно на крупные НПЗ идет тяжелая усредненная нефть с большим содержанием серы — для ее перегонки необходим водород. При этом в некоторых регионах имеются месторождения легкой нефти с низким содержанием серы, и имеет смысл поставлять это сырье на малые специализированные заводы. Так, мини-завод «Петросах» на Сахалине спроектирован под переработку сахалинской нефти с содержанием серы до 0,3% ¹⁰. Из такой малосернистой нефти можно производить дизельную фракцию после простой возгонки нефти, а бензин получается при использовании технологии цеоформинга ¹¹. Подобные установки требуют значительно меньших капитальных вложений и имеют меньший срок окупаемости ¹².

⁷ Мини-НПЗ с мощностью переработки 200 тыс. т в год стоит около 40 млн долл.

⁸ Так, агропромышленный холдинг «Юг Руси» собирается строить мини-НПЗ в Ростовской области, машиностроительный завод «Трансмаш» — в Новосибирске, алкогольная группа «Исток» — в Краснодарском крае. В Самарской области московская группа «Гранд» построила Клявлинский мини-НПЗ с проектной мощностью 1,5 млн т в год.

⁹ Подробно см.: SmartMoney. — 2007. — 11 июня.

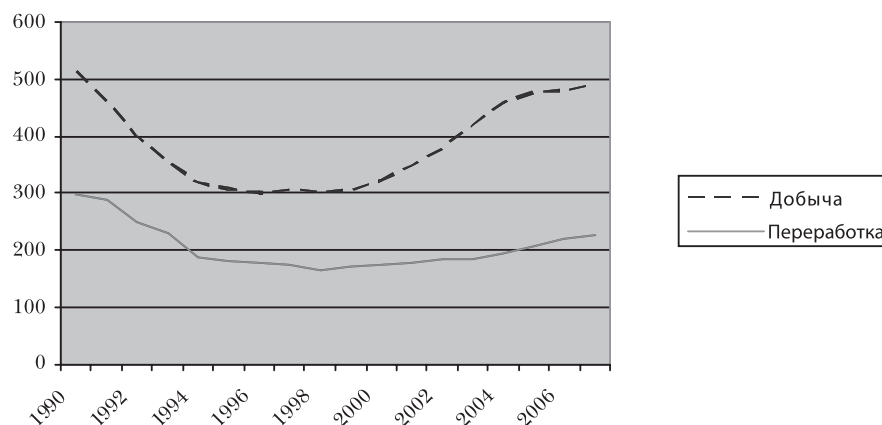
¹⁰ Для сравнения: «Ярославнефтеоргсинтез» и «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» спроектированы под переработку западносибирской нефти с содержанием серы 1,8%, «Киришинефтеоргсинтез» — 1,23—1,45% (если не указано иное, данные взяты из ответов компаний на вопросы анкеты WWF).

¹¹ Производство высокооктановых неэтилированных бензинов от Аи-80 до Аи-95 каталитической переработкой на цеолитных катализаторах.

¹² <http://www.expert-sibir.ru/journal/read/3348>.

ХОЖДЕНИЯ НПЗ ПО МУКАМ... ДИНАМИКА РАЗВИТИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИИ

За 1990-е годы российская нефтепереработка сильно сдала свои позиции. Достигнув исторического максимума в 325,3 млн т в 1980 г., объемы нефтепереработки стали снижаться с начала прошлого десятилетия (см. рисунок), хотя и не так резко, как объемы нефтедобычи. На фоне экономического спада, переживавшегося страной, падение происходило в основном из-за сокращения почти вдвое внутреннего спроса на нефтепродукты.



Динамика добычи и переработки нефти в России в 1990–2007 гг., млн т

В 1995–1997 гг. темпы снижения немного замедлились частично из-за стабилизации внутреннего потребления нефтепродуктов, а частично благодаря государственной политике поощрения экспорта нефтепродуктов. В 1998 г. в результате экономического кризиса объем переработки снова резко упал до исторического минимума в 164 млн т.

В 1999 г. правительство ввело правила, по которым нефтедобывающим компаниям предоставлялся доступ к экспортным трубопроводам «Транснефти» только после выполнения введенных для них квот по поставке нефти на отечественные НПЗ. В результате объемы переработки снова стали расти¹. Параллельно начала увеличиваться и загрузка НПЗ — с 63% в 1999 г. до 78% в 2005 г.²

В 2006–2007 гг. не только возросли объемы производства — повысилась и глубина переработки нефти на большинстве крупнейших российских НПЗ (с 69,6% в 2002 г. в среднем по стране до 71,9% в 2006 г.)³. Дело в том, что нефтепереработка стала более выгодна для нефтяных компаний, чем экспорт сырой нефти. Так, аналитики отмечают, что нефтепродукты и раньше приносили ЛУКОЙЛу больше доходов, чем сырая нефть: в 2005 г. нефтяная выручка достигала 30% в общих оборотах ЛУКОЙЛа (остальное — нефтепродукты и нефтехимия), в 2006 г. ее доля снизилась до 26%, а к октябрю 2007 г. — до 24,8% общих продаж. В физическом выражении продажа нефти компанией даже уменьшилась на 1,3%, а поставки нефтепродуктов, особенно на экспорт, заметно возросли (оптовые поставки увеличились на 11,5%, а розничные — на 8,2%)⁴.

Как подчеркивают эксперты аудиторско-консультационной компании «БДО Юникон», повышение фискальной нагрузки и увеличение экспортных пошлин на нефть снизили рентабельность нефтедобывающих компаний. А рост цен на нефтепродукты внутри страны и за рубежом при умеренных налогах на нефтепереработку повысил инвестиционную привлекательность нефтеперерабатывающего бизнеса. Компании стали более активно вкладываться в downstream⁵.

В результате российский топливно-энергетический комплекс медленно, но верно стал усиливать акцент на нефтепереработку внутри страны и экспорт нефтепродуктов за рубеж⁶. Приоритеты «нефтянки» меняются и под влиянием обостряющегося внимания государства к проблемам нефтепереработки (см. ниже).

¹ Подробно см.: Энергетическая политика России: Обзор 2002 г. / МЭА. — Париж, 2002. — С. 123–127.

² <http://www.expoz.ru/articles/gaz/read.php?ID=1622>.

³ Нефтепереработка в России: состояние и перспективы развития / «БДО Юникон». — [Б. м.], июнь 2007. — С. 8.

⁴ Ведомости. — 2007. — 13 дек.

⁵ Downstream — переработка и сбыт; upstream (см. ниже) — геологоразведка и добыча.

⁶ Нефтепереработка в России: состояние и перспективы развития / «БДО Юникон». — [Б. м.], июнь 2007. — С. 4, 10.

А ТАКЖЕ В ОБЛАСТИ МАЗУТА МЫ ВПЕРЕДИ ПЛАНЕТЫ ВСЕЙ... ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИИ

Российской нефтепереработке пока далеко до мирового технологического уровня. Отставание связано с наследием социализма, когда отрасль развивалась с учетом потребностей плановой экономики. Ситуация усугубилась в переходный период из-за специфической стратегии наших нефтяных компаний, государственной политики и особенностей внутреннего спроса.

В Советском Союзе основными нефтепродуктами были мазут и дизельное топливо, поскольку доля легкового автотранспорта — главного потребителя высокооктановых бензинов — была крайне мала. Когда в СССР строились НПЗ, автомобили были роскошью, а не средством передвижения, и бензин высокого качества не требовался. Только к концу 1970-х годов стали возводить нефтеперерабатывающие заводы, ориентированные на выпуск автобензина. К тому же при социализме нефть была не только сырьем для производства нефтепродуктов и нефтехимической продукции, но и топливом для энергетики: мазут шел на генерирование тепла и электроэнергии.

В советские годы основным приоритетом было наращивание добычи нефти. А нефтепереработка была на положении падчерицы — на НПЗ сооружались установки первичной перегонки с дополнением в виде установок каталитического риформинга бензина и неглубокой гидроочистки дизельного топлива. Вторичным, углубляющим процессам уделялось значительно меньше внимания и средств.

В результате российская нефтепереработка приобрела ряд специфических черт.

Устаревание НПЗ, которые в основном вводились в эксплуатацию в период с конца 1940-х до середины 1960-х годов. После 1966 г. построили семь новых НПЗ, из них шесть на территории республик бывшего СССР: в Лисичанске (Украина), Мозыре (Белоруссия), Мажейкяе (Литва), Чарджоу (Туркмения), Чимкенте и Павлодаре (Казахстан). В то время было необходимо приблизить нефтепереработку к регионам, испытывающим дефицит нефтепродуктов¹. В РСФСР за этот период был открыт только Ачинский НПЗ в 1981 г. Кроме того, в 1979 г. организовали переработку нефти на «Нижекамскнефтехиме», чтобы обеспечить потребности нефтехимии в сырье. Так что после распада СССР Россия унаследовала самые старые НПЗ с очень высоким моральным и физическим износом основных фондов (около 80% против 60–70% в остальных сегментах российского топливно-энергетического комплекса).

Низкая глубина переработки нефти — около 71% против 85–95% на НПЗ развитых стран² (см. приложение 3, табл. ПЗ) и малый выход светлых углеводородов. Предприятия «Газпрома» демонстрируют высокие показатели глубины нефтепереработки (89,1% в 2006 г.), но это объясняется исходным хорошим качеством сырья. В среднем по России выход автомобильных бензинов не превышает 16% (против 44% в США), а выход мазута, напротив, в среднем по стране составляет 32% (против 5% в США). Из российских НПЗ самая низкая доля мазута в общем выпуске продукции у «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтеза» — 13,1%, а рекордсмен по мазуту — Афицкий НПЗ (у него она составляет 47%).

Низкая загрузка производственных мощностей — около 79% (при суммарной мощности российских НПЗ 275 млн т в год в 2007 г. было переработано 227 млн т). Только у НПЗ ЛУКОЙЛ загрузка мощностей приблизилась к 95%, а принадлежащий «Сургутнефтегазу» «Киришинефтеоргсинтез» работает почти с полной загрузкой.

Дефицит мощностей по вторичной переработке нефти³, что резко отличается от общемировых тенденций. В США мощности вторичной переработки нефти достигают около 140% мощностей первичной переработки, а в среднем по миру — 91% первичных мощностей нефтепереработки. В России, по оценке группы «Ренессанс-Капитал», мощности вторичной переработки составляют менее 70% мощностей первичной переработки нефти. Более того, Международное энергетическое агентство оценивает вторичные мощности всего в 46%. Структура мощностей российских НПЗ не похожа на положение в развитых странах. Например, мощности каталитического крекинга в США составляют 35% объема переработки нефти, а в России — 6,6%, мощности

¹ Нефтепереработка в России: состояние и перспективы развития / «БДО Юникон». — [Б. м.], июнь 2007. — С. 3.

² Глубина переработки нефти, т. е. доля нефтепродуктов за исключением мазута и сжиженных нефтяных газов, получаемых из нефти, — один из основных показателей качества нефтепереработки.

³ Первичная нефтепереработка (атмосферная возгонка нефти) является первым этапом нефтепереработки, при которой происходит разделение нефти на различные фракции. Для глубины переработки нефти и ассортимента выпускаемой продукции определяющими являются процессы вторичной переработки нефти. Мощности вторичной переработки применяются для облагораживания (гидроочистка под низким давлением, риформинг, газофракционирование, изомеризация) и для деструктивных процессов (гидрокрекинг, каталитический крекинг, коксование, висбрекинг и т. д.). В целом мощности по первичной и вторичной переработке нефти должны находиться в паритете, что обеспечивает практически полную переработку нефти в высококачественные продукты.

гидрокрекинга в США — 9% объема переработки нефти, в России — 0,4% и т. д. Для России основным процессом вторичной переработки нефти помимо гидроочистки является риформинг⁴, тогда как во всем мире предпочтение отдается крекингу⁵.

Слабое использование современных технологических процессов. В России недостаточно представлены такие прогрессивные процессы вторичной переработки нефти, как гидрокрекинг, изомеризация и алкилирование⁶. Российские заводы имеют коэффициент Нельсона (он характеризует сложность нефтепереработки, наличие вторичных процессов и, соответственно, способность завода выпускать высококачественные нефтепродукты) в диапазоне от 7,3 до 1,0 со средним показателем 4,3 (табл. 5), тогда как среднемировой уровень составляет 7,1, в США — 10,8, в Западной Европе — 7,4, в республиках бывшего СССР (кроме России) — 4,8⁷. Для сравнения: новый индийский экспортно-ориентированный НПЗ стоимостью 9 млрд долл. и проектной мощностью 27 млн т в год, строительство которого планируется в Джамнагаре, будет шестым в мире по проектной мощности, а по коэффициенту Нельсона (14,5) одним из самых сложных на планете⁸. А НПЗ «Wilmington», принадлежащий компании «Shell» и расположенный близ Лос-Анджелеса, который перерабатывает тяжелую сернистую нефть в экологически чистые нефтепродукты, соответствующие жестким стандартам штата Калифорния, имеет коэффициент Нельсона 16,4⁹.

Таблица 5

Коэффициент Нельсона крупнейших российских НПЗ на 1 июня 2007 г.

НПЗ	Коэффициент Нельсона
«Омскнефтеоргсинтез»	7,3
«Уфанефтехим»	7,1
«Пермнефтеоргсинтез»	6,7
«Куйбышевнефтеоргсинтез»	6,5
«Ярославнефтеоргсинтез»	6,1
Уфимский НПЗ	5,6
Новокуйбышевский НПЗ	5,5
Рязанский НПЗ	5,5
«Нижекамскнефтехим»	5,1
Сызранский НПЗ	5,0
Московский НПЗ	5,0
«Волгограднефтепереработка»	4,9
Ново-Уфимский НПЗ	4,6
Саратовский НПЗ	4,4
«Салаватнефтеоргсинтез»	4,3
«Киришинефтеоргсинтез»	3,9
«Орскнефтеоргсинтез»	3,9
«Нижегороднефтеоргсинтез»	3,8
Ангарская нефтехимическая компания	3,6
«Ухтанефтепереработка»	3,5
Ачинский НПЗ	3,4
Комсомольский НПЗ	2,7
Хабаровский НПЗ	2,3
НПЗ им. Менделеева	2,0
Туапсинский НПЗ	1,8
Краснодарский НПЗ	1,7
Афипский НПЗ	1,0
<i>Средний по России</i>	<i>4,34</i>
<i>Средний по Западной Европе</i>	<i>7,4</i>
<i>Средний по США</i>	<i>10,8</i>
<i>Средний по миру</i>	<i>7,1</i>

Источники: Rosneft: On the Move. Renaissance Capital 11th Annual Investor Conference, Moscow, June 18, 2007. — Р. 17; Нефтегаз. вертикаль: переработка, химия, маркетинг. — 2008. — Март. — С. 7.

⁴Переработка бензиновых фракций нефти для получения моторного топлива.

⁵Процесс деструкции тяжелых углеводородных фракций нефти для получения более легких углеводородов.

⁶Подробнее см.: Россия в энергетической сфере: Отчет / Инновационное бюро «Эксперт» // <http://www.inno-expert.ru/consulting/energy>.

⁷Нефтегаз. вертикаль: переработка, химия, маркетинг. — 2008. — Март. — С. 7.

⁸Business Line. — 2006. — Feb. 16.

⁹Business Wire. — 2007. — Jan. 29.

Нерациональное размещение предприятий отрасли по регионам России и чрезмерная удаленность заводов от рынков сбыта нефтепродуктов и от морских портов, где нефтепродукты отгружают на экспорт. Большинство НПЗ России (кроме «Киришинефтеоргсинтеза» и Туапсинского НПЗ) расположены в глубине ее территории. Россия — практически единственная страна в мире, которая добывает нефть внутри континента, и на экспорт ее приходится перекачивать на 2500–3000 км. У всех остальных основных нефтедобывающих стран транспортное плечо по суше не превышает 200–300 км. В результате дополнительные затраты по экспорту нефтепродуктов с заводов европейской части России составляют 20–30 долл. с тонны, а с заводов в Омске, Ачинске и Ангарске — до 80 долл.¹⁰

Несбалансированность спроса и предложения по федеральным округам. Поскольку решения о размещении НПЗ принимались в зависимости от спроса в регионе, существовавшего, когда строился завод (т. е. 40–50 лет назад), сейчас в одних местах наблюдается избыток производственных мощностей, а в других — дефицит. В результате различается степень загрузки заводов. 45% мощностей нефтепереработки России приходятся на Приволжский федеральный округ, а в Уральском округе крупных НПЗ нет вообще. Если в Южном, Центральном, Приволжском и Сибирском федеральных округах мощности НПЗ загружены на 78–92%, то Северо-Западный и Дальневосточный округа испытывают дефицит перерабатывающих мощностей, которые, соответственно, загружены практически полностью¹¹.

Низкая доля нефтяного сырья, используемого для получения продуктов нефтехимии (менее 3% против 6–7,5% в развитых странах и Китае) (см. приложение 2).

Высокая энергоемкость отрасли. Удельный расход энергоресурсов на действующих российских заводах в два-три раза превышает зарубежные аналоги¹².

Неразвитая система нефтепродуктопроводов. На востоке страны нефтепродуктопроводов нет вообще — там нефтепродукты от НПЗ вывозятся по железной дороге и автотранспортом. В результате перегруженность нефтепродуктопроводов и железных дорог, а также нехватка цистерн для нефтепродуктов мешают нормальному развитию сектора и стабильному снабжению потребителей нефтепродуктами.

Существенное превышение объема экспорта нефти над экспортом нефтепродуктов. В 2006 г., например, было экспортировано 180 млн т нефти и 103 млн т нефтепродуктов, т. е. экспорт нефти превышал экспорт нефтепродуктов в 1,7 раза. Такое соотношение нерационально с экономической и коммерческой точек зрения, и многие нефтедобывающие страны отходят от подобной практики. Так, бразильская «Petrobras» старается делать акцент на экспорте нефтепродуктов, объем которого приближается к размерам экспорта нефти. В 2006 г. компания экспортировала 16,6 млн т нефти и 12,2 млн т нефтепродуктов, т. е. превышение составило всего 1,3 раза¹³.

Неэффективная структура экспорта нефтепродуктов. Россия по заниженным ценам экспортирует относительно дешевые нефтепродукты, прошедшие только первичную переработку¹⁴, и страны-импортеры используют их как сырье для дальнейшей глубокой переработки. Так, около половины российского экспорта нефтепродуктов приходится на долю мазута (табл. 6)¹⁵. А значит, экспорт нефтепродуктов из России, как и экспорт нефти, по сути представляет собой сырьевой экспорт. В результате доходы России от экспорта нефтепродуктов устойчиво оказываются намного ниже, чем поступления от экспорта нефти (табл. 7).

Таблица 6

Экспорт нефтепродуктов из России в 2006 г.

Характеристика	Нефтепродукты всего			Автобензин		
	Значение, тыс. т	Прирост по сравнению с 2005 г.		Значение, тыс. т	Прирост по сравнению с 2005 г.	
		тыс. т	%		тыс. т	%
Экспорт всего	103 495	6 116	6,3	6 302	374	6,3
Дальнее зарубежье	97 659	4 203	4,5	5 066	212	4,4
Ближнее зарубежье	5 836	1 914	48,8	1 237	162	15,1

¹⁰ <http://www.raexpert.ru/editions/epr1/topic>.

¹¹ Нефтепереработка в России... — С. 7–8.

¹² http://www.oilcapital.ru/technologies/2006/10/061059_98699.shtml.

¹³ Annual Report 2006 / Petrobras. — P. 7.

¹⁴ Главным образом прямогонный бензин, вакуумный газойль и дизельное топливо низкого по европейским требованиям качества в плане содержания серы, а также топочный мазут и базовые масла.

¹⁵ Эксперт. — 2003. — 29 сент.

Продолжение табл. 6

Характеристика	Дизельное топливо			Мазут		
	Значение, тыс. т	Прирост по сравнению с 2005 г.		Значение, тыс. т	Прирост по сравнению с 2005 г.	
		тыс. т	%		тыс. т	%
Экспорт всего	36 801	2 532	7,4	47 814	1 632	3,5
Дальнее зарубежье	34 637	1 405	4,2	46 852	1 347	3,0
Ближнее зарубежье	2 164	1 126	8,6	962	285	42,2

Источник: Приложение «Нефтеперерабатывающая промышленность» к журналу «МИНТОП» за апрель 2007 г.

Таблица 7

Экспорт из России в стоимостном выражении, 1996—2007, млн долл.

Характеристика	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Всего	89,685	86,895	74,444	75,551	105,033	101,884	107,301	135,929	183,207	243,798	303,926	355,465
Сырая нефть	15,906	14,808	10,255	14,158	25,272	24,990	29,113	39,679	59,045	83,438	102,283	121,503
Нефтепродукты	7,506	7,252	4,252	5,448	10,919	9,374	11,253	14,060	19,269	33,807	44,672	52,228
Природный газ	14,683	16,414	13,432	11,352	16,644	17,770	15,897	19,981	21,853	31,671	43,806	44,837
Прочее	51,590	48,421	46,506	44,593	52,198	49,750	51,037	62,209	83,040	94,883	113,165	136,897

Источник: http://www.cbr.ru/statistics/credit_statistics/print.asp?file=bal_of_paym_an_07.htm.

Высокая нагрузка на окружающую среду. Нефтепереработка традиционно относится к «грязным» отраслям промышленности, а в России она «грязна» особенно — на четвертом месте по объемам загрязнения водных объектов после целлюлозно-бумажной промышленности, химии и металлургии¹⁶. Кроме того, некачественные нефтепродукты, потребляемые в России, ухудшают экологическую ситуацию, особенно в крупных городах, и удорожают эксплуатацию автотранспорта. Поскольку при производстве автомобильных бензинов используются процессы риформинга, в нефтепродуктах высоко содержание ароматических углеводородов. Доля серы в российском дизельном топливе (0,2%) более чем на порядок превосходит европейские нормы¹⁷.

¹⁶ Государственный доклад «О состоянии окружающей среды в Российской Федерации в 2006 году» / М-во природ. ресурсов Рос. Федерации // <http://www.mnr.gov.ru/part/?pid=960>.

¹⁷ Так, в 2005 г. Европейское сообщество перешло на выпуск дизельного топлива по стандартам Евро-4, где содержание серы составляет 50 ppm (0,005%), а стандарт Евро-5 подразумевает содержание серы 10 ppm (0,001%).

Я НЕ БУДУ БОЛЬШЕ СЫРЬЕВЫМ... СТРАТЕГИЯ РОССИЙСКИХ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ

Золушка российской «нефтянки»

Стратегия российских ВИНК в целом отличается от стратегии международных нефтяных компаний, которые делают ставку на глубокую переработку нефти и основные доходы получают именно от продажи нефтепродуктов. Хотя структура отечественных нефтяных холдингов предполагает наличие вертикальной интеграции, до последнего времени нефтепереработка находилась у них на положении падчерицы.

Россия в сфере переработки нефти пошла отличным от всего мира путем: главным для нее был не внутренний рынок, а экспорт, и усилия, которые прилагали нефтяные компании для модернизации НПЗ, были больше ориентированы на увеличение экспортных возможностей¹, а не на удовлетворение нужд внутреннего рынка².

Соответственно и соотношение объемов добычи и переработки в ведущих российских ВИНК сильно отличается от показателей международных мейджоров (табл. 8). Особо несбалансированно выглядела «Роснефть» до приобретения нефтеперерабатывающих активов ЮКОСа (соотношение добычи и переработки составляло 8,5 раза), а в среднем по компаниям такое соотношение находилось в диапазоне от 2,0 до 3,4, тогда как у международных мейджоров оно колеблется около единицы.

Таблица 8

Соотношение объемов нефтедобычи и нефтепереработки в ведущих российских ВИНК и национальных нефтяных компаниях в 2006 г.

Компания	Объем добычи, млн т	Объем переработки, млн т	Отношение объемов добычи к переработке
<i>Российские ВИНК</i>			
ЛУКОЙЛ	91,1	39,2	2,3
ЮКОС	21,5	33,9	0,6
«Газпром нефть»	32,5	16,2	2,0
ТНК-ВР	68,4	20,4	3,4
«Сургутнефтегаз»	65,5	20,1	3,3
«Роснефть»*	85,6	10,7	8,5
«Славнефть»**	23,3	12,8	1,9
«Русснефть»	14,7	4,7	2,8
<i>Национальные нефтяные компании</i>			
«Aramco»	514,0	104,0	5,0
PDVSA	139,4	51,0	2,3
NIOC	200,0	69,7	2,8
«Pemex»	179,3	74,7	2,4
«Petrobras»	94,6	89,6	1,0
«Petronas»	37,2	12,7	2,9
«Kuwait Petroleum Co»	134,4	44,3	3,0
ADNOC	134,4	24,9	5,4

* Без учета нефтеперерабатывающих активов ЮКОСа.

** Без учета показателей Мозырского НПЗ.

Соотношение объемов добычи и переработки у российских ВИНК ближе к показателю национальных нефтяных компаний (ННК) из нефтедобывающих развивающихся стран, но и у тех в ряде случаев оно смещено в сторону переработки (см. табл. 8).

Президент Института энергетической стратегии Владимир Милов отмечает, что поскольку долгое время внутренний спрос на нефть и нефтепродукты практически не рос, вся стратегия российских ВИНК в 1995–2003 гг. сводилась к наращиванию объемов экспорта сырой нефти,

¹ Показательно, что при ответе на вопросы анкеты ряд НПЗ привел следующие данные по экспорту своей продукции: у Рязанского НПЗ 56,3% нефтепродуктов идет на экспорт, у Саратовского — 61%, у заводов ЛУКОЙЛа: «Волгограднефтепереработка» — 60%, «Нижегороднефтеоргсинтез» — 67%, «Пермнефтеоргсинтез» — 50%; у «Киришинефтеоргсинтеза» — 53%, т. е. у них доля экспорта нефтепродуктов по сравнению с поставками на внутренний рынок весьма высока.

² Нефтеперерабатывающая промышленность: Отраслевой обзор / ЗАО «РосБизнесКонсалтинг». 2003. — Янв. — С. 21.

при этом темпами, превышающими динамику производственных показателей сектора в целом. Если уровень инвестиций в нефтедобычу был стабильно высок и рос (за исключением кризисного 1998 г.), то динамика инвестиций в нефтепереработку была крайне неустойчива и получила дополнительный негативный импульс в кризисный период 1998–1999 гг., хотя мировой спрос на нефтепродукты в 1997–2000 гг. не снижался.

Кроме того, с самого начала деятельности российских ВИНК отношение объема ежегодных инвестиций в основной капитал в нефтедобывающем сегменте к инвестициям в основной капитал в нефтепереработке практически никогда не было ниже 6, а иногда превышало 10. Показателем пример «Роснефти»: ее капитальные затраты на разведку и добычу в I квартале 2007 г. составили 916 млн долл. (в I квартале 2006 г. — 466 млн долл.), а в нефтепереработку и сбыт (до поглощения нефтеперерабатывающих активов ЮКОСа) — соответственно 108 и 32 млн долл.³ (т. е. в 2007 г. наблюдался разрыв в инвестициях в 8,4 раза в пользу нефтедобычи).

Фактически, подчеркивает В. Милов, российские ВИНК долгое время представляли собой upstream-компании, рассматривавшие нефтепереработку и внутренний рынок нефтепродуктов как своего рода побочный бизнес и практически не развивавшие другие сегменты интегрированной цепочки бизнеса за исключением производств первого передела⁴. Они считали, что выгоднее экспортировать сырую нефть, чем поставлять нефтепродукты на внутренний рынок и на экспорт, что было справедливо, учитывая низкое качество и, соответственно, относительную дешевизну на мировом рынке российских нефтепродуктов. Но если бы показатели глубины переработки и выхода светлых нефтепродуктов на НПЗ России соответствовали мировым стандартам, то и продавать их было бы выгоднее, чем сырую нефть.

Такое невнимание к нефтепереработке долгое время вызывалось тем, что у российских ВИНК объективно не было стимулов расширять производство качественных нефтепродуктов. С одной стороны, спрос на них внутри страны сдерживается отсталостью автомобильного парка (см. ниже), с другой — государственная политика не создавала нужных движущих мотивов для развития нефтеперерабатывающего сегмента (см. ниже).

Интересно, что у мировых мейджоров соотношение расходов на upstream и downstream тоже сильно (хотя и не в той мере, как у российских ВИНК) смещено в пользу upstream⁵. Так, капитальные затраты и расходы на поглощения ВР в 2006 г. составили: 13,118 млн долл. на разведку и добычу и 3,144 млн долл. на переработку и сбыт (т. е. соотношение равнялось 4,2), у «ConocoPhillips» капитальные затраты и инвестиции в 2006 г. составили 9,513 млн долл. в разведку и добычу, 3,016 млн долл. — в переработку и сбыт (соотношение 3,1); у «Royal Dutch/Shell» капиталовложения в разведку и добычу составили 17,944 млн долл., в нефтепродукты — 3,457 млн долл. (5,2); у «Total» в 2006 г. было инвестировано 9,0 млрд евро в upstream и 1,78 млрд евро в downstream (5,0)⁶.

Понятно, что производственные мощности европейских и американских НПЗ гораздо меньше устарели физически и морально, чем российские, и не требуют таких колоссальных инвестиций в поддержание их в рабочем состоянии и модернизацию. Тем не менее многие эксперты разделяют мнение, что недостаточные в прошлые годы инвестиции развитых стран в нефтепереработку послужили одним из факторов роста цен на нефть. К тому же сейчас более жесткое экологическое законодательство заставляет компании использовать дорогие технологии при производстве нефтепродуктов, что удорожает строительство новых НПЗ и усложняет получение необходимых разрешений⁷.

Практически все глобальные мейджоры стали полностью вертикально-интегрированными компаниями, развивая не только нефтепереработку и сбыт продукции, но и нефтехимию, что позволяет им извлекать выгоду из продажи продукции с высокой добавленной стоимостью⁸.

³ Rosneft: On the Move. Renaissance Capital 11th Annual Investor Conference, Moscow, June 18, 2007. — P. 28.

⁴ Нефтегаз. вертикаль. — 2004. — № 15.

⁵ В ряде случаев сравнение затрудняется из-за того, что некоторые компании относят разные сферы деятельности к этим двум сегментам. Так, у «Total» в сегмент upstream входят разведка и добыча, а также газ и электроэнергия, а в downstream — переработка, сбыт, торговля и судоходство. ВР отдельно выделяет по бизнес-сегментам разведку и добычу; переработку и сбыт; газ, электроэнергию и возобновляемые источники энергии. Но, несмотря на такие расхождения в классификации, разница в расходах на разведку и добычу и переработку и сбыт все же четко прослеживается.

⁶ См. годовые отчеты компаний.

⁷ Экономическое обозрение / Ин-т энергетики и финансов. — 2007. — Дек. — С. 30.

⁸ Так, у «Royal Dutch/Shell» в 2007 г. доходы от разведки и добычи составили 14,6 млрд долл. при инвестициях 15,9 млрд долл., от производства нефтепродуктов — 10,4 млрд при инвестициях в 3,8 млрд, от химической продукции — 2,0 млрд при инвестициях в 1,4 млрд долл. Компания развивает нефтехимическое производство на новых важных для нее рынках, а именно в Китае — в 2006 г. был запущен нефтехимический комплекс Нанхай на юге КНР, став самой крупной инвестицией «Shell» в нефтехимический бизнес. Комплекс стоимостью 4,3 млрд долл. является совместным предприятием между «Shell» (50%) и CNOOC (50%).

Российское правительство также заявляет о необходимости развивать нефтехимическое производство, которое позволило бы максимизировать ценность огромных углеводородных ресурсов страны, и приняло стратегию развития химической и нефтехимической промышленности до 2015 г.

Однако сегодня нефтехимия в стране развита слабо, имеется в перечне функций далеко не всех нефтяных компаний и пока не является приоритетом для наших ВИНК. Из всех российских нефтяных компаний ЛУКОЙЛ, очевидно, ближе всех к профилю международных мейджоров, и не только потому, что 25% его активов находятся за рубежом и он ведет работы в Европе, Африке, на Ближнем Востоке, в Северной и Южной Америке. Его организационная структура также ближе к структуре западных компаний, поскольку он реально представляет собой полностью интегрированную организацию.

Каков подход ЛУКОЙЛа к развитию его нефтехимического сегмента? Компания производит на предприятиях России, Украины и Болгарии продукцию пиролиза, органического синтеза, топливные фракции и полимерные материалы. В нефтехимический сегмент ЛУКОЙЛа входят «Саратоворгсинтез» (производство продукции органического синтеза), «Ставролен» (производство полиэтилена), «Карпатнефтехим» (производство полиэтилена, винилхлорида), НПЗ с нефтехимическими производствами — «Нефтохим Бургас» (производство полимеров и продукции органического синтеза). С 2002 по 2006 гг. ЛУКОЙЛ увеличил на 11% производство продукции с высокой добавленной стоимостью (полимеров, мономеров и продукции органического синтеза) и снизил на 11% производство продукции с низкой добавленной стоимостью (продукции пиролиза, топливных фракций)⁹. В 2006 г. на нефтехимических предприятиях группы ЛУКОЙЛ было произведено 2038 тыс. т продукции. Чистая прибыль нефтехимического сектора составила 96 млн долл. при капитальных расходах в 172 млн долл.

Нефтехимическое производство появилось и у «Роснефти» за счет ее приобретения нефтеперерабатывающих активов ЮКОСа, а именно Ангарской нефтехимической компании, основанной в 1955 г., — самого крупного нефтехимического предприятия бывшего СССР, включающего в себя НПЗ, химический завод и товарно-сырьевое производство. Сейчас она выпускает более 200 видов продукции, в том числе бутиловые спирты, серную кислоту, метанол, амины, нафтил¹⁰.

Нефтехимия развита и в «Сургутнефтегазе»: «Киришинефтеоргсинтез», введенный в эксплуатацию в 1961 г. как завод исключительно топливного профиля, уже с 1974 г. начал осваивать нефтехимию, и сегодня уже более трети номенклатуры основной продукции предприятия составляют продукты нефтехимии. На заводе используется гибкая схема переработки нефти и промежуточных продуктов, что позволяет быстро реагировать на изменения качества сырья и реагентов и эффективно использовать нефтяное сырье¹¹. В 1996 г. «Киришинефтеоргсинтез» ввел в эксплуатацию комплекс по производству линейного алкилбензола (ЛАБ-ЛАБС) — основы для синтетических моющих средств с биоразлагаемостью 95%. Этот продукт поставляется практически всем российским производителям синтетических моющих средств¹².

Кроме того, если брать другие предприятия российского топливно-энергетического комплекса, то нефтехимические производства развиты на «Салаватнефтеоргсинтезе» (в составе которого имеется химический завод, НПЗ, завод «Мономер» и газохимический завод)¹³, «Башнефтехимзаводах», «Нижнекамскнефтехиме» и СИБУРе.

При этом нефтехимические производства отсутствуют у «Газпром нефти», ТНК-ВР, «Славнефти», т. е. у значительной доли наших ВИНК. «Русснефть» планирует в перспективе развивать нефтехимию, что, по мнению ее руководства, повысит эффективность переработки

У «ExxonMobil», занимающего первое место в мире по доле рынка параксилена, бутиловых полимеров, синтетических веществ, полимеров-адгезивов, нефтехимическое производство в 2006 г. принесло доходы в 4,3 млрд долл. (по сравнению с 830 млн в 2002 г.), капитальные затраты в 2006 г. составили 756 млн долл. Компания планирует расширить присутствие в нефтехимической промышленности ведущих нефтедобывающих стран. Она объявила о строительстве крупного нефтехимического комплекса в Катаре в сотрудничестве с «Qatar Petroleum», начата работа над технико-экономическим обоснованием проекта с «Saudi Basic Industries Corporation», направленного на расширение нефтехимических совместных предприятий в Ямбу и Джубайле.

⁹ ЛУКОЙЛ: Отчет о деятельности. — [S. I.], 2006. — С. 44.

¹⁰ <http://com.sibpress.ru/26/02/2006/companies/74493>.

¹¹ Например, подразделение «Киришинефтеоргсинтеза» завод «Изофлекс» является первым в России и крупнейшим на территории СНГ предприятием по выпуску битумно-полимерных наплаваемых материалов для кровельных и гидроизоляционных работ.

¹² <http://www.surgutneftegas.ru>.

¹³ Подробно см.: <http://www.snos.ru>.

нефти и стабильность бизнеса компании¹⁴. Такие планы есть и у других компаний, но все же Россия сильно отстает от всего мира в этой области, причем не только от развитых стран, где глобальные мейджоры уже давно имеют нефтехимические мощности, но и от многих собратьев из числа нефтедобывающих стран, которые в последние десятилетия активно их создают и добились в этом больших успехов.

Обычно эксперты, анализируя ситуацию в российской нефтепереработке, сравнивают стратегии российских ВИНК и международных мейджоров. На самом деле корректнее было бы проводить сравнение с национальными нефтяными компаниями из развивающихся стран. Российские компании ближе к ним по объемам запасов нефти, экспортной ориентации, месту на мировом нефтяном рынке и некоторым аспектам корпоративной стратегии (см. приложение 3).

Современная политика российских ВИНК в области нефтепереработки

В последнее время ситуация в российской нефтепереработке стала меняться, и интерес ВИНК к этой сфере возрос. Так, ЛУКОЙЛ в 2008–2017 гг. планирует направить 25 млрд долл. на модернизацию нефтеперерабатывающих заводов и сбытовой сети. Крупные российские нефтяные компании начали принимать меры, чтобы отойти от роли поставщиков полуфабрикатов для иностранных НПЗ, поскольку основную прибыль в нефтепереработке приносит именно вторичная переработка. Ее доля в формировании прибыли, по оценке вице-президента ЛУКОЙЛа Вагита Шарифова, составляет 77–94% в зависимости от загрузки мощностей НПЗ¹⁵.

Строительство новых НПЗ

«Татнефть» возводит в Нижнекамске комплекс нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов общей стоимостью 6,3 млрд долл. Первую группу представляет новый НПЗ, рассчитанный на переработку 7 млн т в год нефти с содержанием сернистых соединений более 3%, вторую — завод глубокой переработки нефти мощностью 3,5 млн т в год, третью — нефтехимический завод мощностью 900 тыс. т в год. В результате глубина переработки в Нижнекамске достигнет 99%, намечается выпуск бензина стандартов Евро-4 и Евро-5. Работы планируется завершить в 2008–2010 гг.¹⁶

Правда, в связи с этими планами строительства нового НПЗ в Татарстане возникает вопрос — целесообразно ли возводить еще одно такое предприятие в Приволжском федеральном округе, который и так уже перенасыщен нефтеперерабатывающими мощностями.

«Роснефть» планирует построить НПЗ в конечной точке нефтепровода «Восточная Сибирь — Тихий океан» с проектной мощностью 20 млн т в год. Ожидается, что глубина нефтепереработки там составит 93%, и завод будет выпускать бензин и дизельное топливо, соответствующее стандартам Евро-4 и Евро-5. По планам 95% производимых нефтепродуктов будет экспортироваться, а 5% пойдет на удовлетворение потребностей Приморского края. Пуск НПЗ в эксплуатацию намечается к 2012 г.; по оценкам, строительство обойдется в 5,8–6,0 млрд долл.¹⁷

Зарубежная экспансия

Российские ВИНК не только расширяют нефтеперерабатывающие мощности в стране, но и инвестируют средства в зарубежные заводы.

ЛУКОЙЛ наиболее активно из российских ВИНК приобретает зарубежные нефтеперерабатывающие активы. Сейчас у ЛУКОЙЛа семь НПЗ общей мощностью 58,5 млн т нефти в год, в том числе три зарубежных: Одесский (3,6 млн т в год), румынский «Petrotel» (2,4 млн т) и болгарский «Нефтохим Бургас» (10,7 млн т). В соответствии с долгосрочной стратегией развития ЛУКОЙЛ хотел бы увеличить объемы переработки нефти в Европе более чем на 10 млн т нефти в год¹⁸. Для этого компания ведет переговоры с «ConocoPhillips», своим стратегическим партнером, который имеет 20% в российской компании, о приобретении доли в его НПЗ или совместной его модернизации.

В 2006 г. на зарубежных НПЗ ЛУКОЙЛ переработал 11,08 млн т нефти и заметно улучшил показатели качества: глубина нефтепереработки в среднем по зарубежным заводам увеличилась до 80,4% с 77,5% в 2005 г. Доля высокооктановых бензинов в общем объеме выпуска бензинов выросла с 98,6% в 2005 г. до 100,0% в 2006 г. в связи с закрытием на реконструкцию

¹⁴ <http://www.russneft.ru/Refining>.

¹⁵ <http://www.raexpert.ru/editions/epr1/topic>.

¹⁶ Oil and Gas J. — 2007. — Global Refinery Update.

¹⁷ Ведомости. — 2006. — 15 сент.

¹⁸ Ведомости. — 2007. — 4 апр.

Одесского завода. Капитальные вложения компании в модернизацию зарубежных НПЗ составили в 2006 г. 163 млн долл.¹⁹

ТНК-ВР также проявляет международную активность в сфере нефтепереработки. В 2000 г. компания приобрела контрольный пакет Лисичанского НПЗ, самого современного и технически передового завода на Украине, первая очередь которого была сдана в эксплуатацию в 1976 г. В 2006 г. он переработал 5,3 млн т нефти и имел 57,5%-ный выход светлых нефтепродуктов²⁰.

«Роснефть», ставшая крупнейшей российской нефтяной компанией и планирующая сравняться с «ExxonMobil» и ВР, намеревается закрепиться в сегменте downstream зарубежных стран. Так, «Роснефть» и CNPC договорились совместно построить в Тяньцзине (одном из крупнейших портов материкового Китая) нефтеперерабатывающий завод мощностью 10 млн т в год²¹.

К тому же «Роснефть» надеется получить downstream-активы в Европе в обмен на upstream-активы в России. «Shell» предлагает передать «Роснефти» долю в немецком НПЗ «Migo»²² за право участвовать в разработке российских месторождений. «Migo» выгоден для «Роснефти» из-за удобного расположения: на него можно поставлять нефть как по трубопроводу из России, так и через Средиземное и Балтийское моря. Более того, на Западную Европу приходится 40,7% экспорта сырой нефти «Роснефти»²³.

Модернизация НПЗ

Российские нефтеперерабатывающие заводы в последние годы взялись за строительство новых комплексов глубокой переработки нефти. В 2000 г. по наличию вторичных процессов, необходимых для производства современного моторного топлива, российские НПЗ выглядели плачевно (табл. 9). В тот период безусловными лидерами по наличию современных технологических процессов были «Омскнефтеоргсинтез» и «Ярославнефтеоргсинтез», тогда как Туапсинский, Хабаровский или Комсомольский НПЗ безнадежно отставали.

Таблица 9

Наличие на российских НПЗ производственных процессов, необходимых для производства современного моторного топлива, 2000 г.

НПЗ	Каталитический крекинг	Риформинг	Гидрокрекинг	Алкилирование	Изомеризация	Получение оксигенатов	Каталитическое обогащение	Гидроочистка		
								средних дистиллятов	сырья крекинга	товарных продуктов
«Салаватнефтеоргсинтез»	+	+	-	-	-	+	-	-	+	+
Ново-Уфимский НПЗ	+	+	-	+	-	-	-	+	-	-
Уфимский НПЗ	+	+	-	-	-	-	+	+	+	-
«Уфанефтехим»	+	+	+	-	-	-	-	+	-	-
Московский НПЗ	+	+	-	-	-	+	-	+	+	-
Ухтинский НПЗ	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-
Краснодарский НПЗ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
«Пермнефтеоргсинтез»	+	+	-	+	-	-	-	+	-	-
Волгоградский НПЗ	-	+	-	-	-	-	+	+	-	-
«Нижегороднефтеоргсинтез»	-	+	-	-	-	-	-	+	-	+
«Орскнефтеоргсинтез»	-	+	-	-	-	-	-	+	-	-
Афипский РПЗ	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-
Комсомольский НПЗ	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-
Туапсинский НПЗ	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-
«Омскнефтеоргсинтез»	+	+	-	+	-	+	-	+	+	+
Ангарская НХК	+	+	-	+	-	-	-	+	-	+
Саратовский НПЗ	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-

¹⁹ http://www.lukoil.ru/static_6_5id_258_.html.

²⁰ <http://www.tnk-bp.ua>.

²¹ Прайм-ТАСС. — 2007. — 26 нояб.

²² «Migo», построенный в 1996 г., — крупнейший НПЗ в Германии и один из самых больших и современных в Европе. В 2006 г. на «Migo» было произведено 13,98 млн т нефтепродуктов. «Shell» принадлежит 32,25% акций предприятия, американской «Esso» — 25%, совместно британской ВР и венесуэльской PDVSA — 24%, «ConocoPhillips» — 18,75%.

²³ Ведомости. — 2007. — 13 сент.

Продолжение табл. 9

НПЗ	Катали- тический крекинг	Рифор- минг	Гидро- крекинг	Алки- лиро- вание	Изоме- ризация	Полу- чение оксигена- тов	Катали- ческое облагора- живание	Гидроочистка		
								сред- них дистил- лятов	сырья кре- кинга	товар- ных про- дуктов
Хабаровский НПЗ	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-
«Ярославнефте- оргсинтез»	+	+	-	+	+	+	-	+	-	+
«Киришинефте- оргсинтез»	-	+	-	-	+	-	-	+	-	=
Рязанский НПЗ	+	+	-	-	-	-	-	+	-	+
Ачинский НПЗ	-	+	-	-	-	-	-	+	-	-
Новокуйбышевский НПЗ	+	+	-	-	-	-	-	+	-	-
«Куйбышевнефте- оргсинтез»	+	+	-	+	-	-	-	+	-	-
Сызранский НПЗ	+	+	-	-	-	-	-	+	-	-

Примечание. «+» — наличие процесса, «-» — отсутствие процесса.

Источник: <http://www.ngv.ru/article.aspx?articleID=23243>.

Теперь положение постепенно меняется к лучшему. В 2004 г. был запущен комплекс гидрокрекинга вакуумного газойля на Пермском НПЗ ЛУКОЙЛа, на «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработке» появилась установка изомеризации. В 2005 г. были открыты комплексы глубокой переработки нефти на Ярославском НПЗ компании «Славнефть», комплекс гидроочистки вакуумного газойля и алкилирования на Рязанском НПЗ, принадлежащем ТНК-ВР. Комплекс каталитического крекинга был введен в эксплуатацию на Нижнекамском НПЗ. На заводе «Сургутнефтегаза» в Киришах идет строительство комплекса гидрокрекинга вакуумного газойля.

Отвечая на вопросы анкеты WWF, многие НПЗ указали на существенное повышение глубины нефтепереработки в результате модернизации (табл. 10).

Таблица 10

Глубина переработки на некоторых российских НПЗ до и после модернизации, %

Завод	До модернизации	После модернизации
«Ярославнефтеоргсинтез»	61–62	70
«Ухтанефтепереработка»	47	76
«Пермнефтеоргсинтез»	68	85
«Волгограднефтепереработка»	75	82
Саратовский НПЗ	59	71
Рязанский НПЗ	49	63

На реконструированных НПЗ стали получать нефтепродукты европейского качества. Например, на Рязанском НПЗ выпуск бензина стандарта Евро-3 теперь составляет 10,8% выпуска продукции, стандарта Евро-4 — 1,6%; «Киришинефтеоргсинтез» теперь производит бензин стандарта Евро-4, «Волгограднефтепереработка» — стандарта Евро-3, «Пермнефтеоргсинтез» — Евро-3, «Нижегороднефтеоргсинтез» — стандарта Евро-3 (34,1% продукции), «Ярославнефтеоргсинтез» — стандартов Евро-3 и Евро-4 (3,25% продукции).

Благодаря вводу новых комплексов глубокой переработки нефти объем производства бензина вырос более чем на 1,6 млн т в год, а дизельного топлива — на 2,5 млн т. При этом, хотя объемы нефтепереработки за пять лет увеличились на 19%, компаниям удалось за счет модернизации отрасли удержать рост выхода мазута на уровне 11%²⁴. Так, компания ТНК-ВР за счет модернизации своих НПЗ добилась того, что доля мазута в совокупном производстве нефтепродуктов сократилась с 34% в 2003 г. до 28% в 2006 г.²⁵

Судя по заявленным планам модернизации, инвестиционная политика большинства крупнейших НПЗ, нацеленных как на внешний, так и на внутренний рынок, предполагает прежде всего увеличение вторичных мощностей переработки нефти. При этом интенсивность обновления и структура вторичных мощностей на НПЗ будут ориентированы главным образом на внутренний спрос и в частности на скорость обновления автомобильного парка страны (см. ниже).

Очевидно, российские нефтяные компании продолжают более активно развивать свой нефтеперерабатывающий бизнес. Это будет происходить, во-первых, потому, что цены на нефтепро-

²⁴ Капустин В. Проблемы развития нефтепереработки в России // Нефть и капитал. — 2006. — 6 окт.

²⁵ ТНК-ВР сегодня. — [Б. м.], 2007. — С. 28 (<http://www.tnk-bp.ru/common/ru/press/publications/TNKBP-InformationSheet-Dec07-rus.pdf>).

дукты отличаются большей стабильностью, чем цены на сырую нефть. Во-вторых, в настоящее время растет платежеспособный внутренний спрос на нефтепродукты. Судя по всему, можно ожидать постепенного изменения товарного ассортимента при модернизации НПЗ. С одной стороны, предполагается сокращение объемов выпуска мазута и, соответственно, его экспорта, поскольку во всем мире медленно, но верно снижается спрос на него²⁶. С другой стороны, вероятно, увеличится производство дизельного топлива, пользующегося растущим спросом на мировом рынке, и улучшатся его стандарты качества.

²⁶ По данным ВР, мировое потребление мазута снизилось с 550 млн т в 1996 г. до 522 млн т в 2000 г. и до 491 млн т в 2006 г., а в ЕС-25 эти показатели составили соответственно 97, 85 и 84 млн т (BP Statistical Rev. of World Energy. — 2007. — June. — P. 14).

БОЛЬШЕ БЕНЗИНОВ ДЕШЕВЫХ И РАЗНЫХ... ГОСУДАРСТВЕННАЯ ПОЛИТИКА

Нефтепереработка долго была на вторых ролях не только у российских компаний, но и у правительства, которое больше внимания уделяло добыче и экспорту нефти. В России не существует закона, непосредственно регулирующего нефтеперерабатывающий сектор. Правда, отражая усиление внимания правительства к этому сегменту «нефтянки», стала разрабатываться государственная программа развития нефтепереработки.

«Энергетическая стратегия России на период до 2020 года», принятая в 2003 г., отмечала, что приоритетом станет повышение качества моторных топлив в соответствии с изменением транспортного парка при сохранении технологически оправданного использования мазута в виде резервного топлива на теплоэлектростанциях и безусловное удовлетворение нужд обитателей страны. Целевая задача отрасли также определялась как «обеспечение необходимым сырьем нефтехимической промышленности, стоимость продукции которой на порядок выше стоимости продукции собственно нефтепереработки»¹. Показательно, что, как и во многих других аспектах, прежняя энергетическая стратегия содержала только прогнозы, оказавшиеся далекими от реальности уже в 2005–2006 гг., не предлагая никаких экономических инструментов по их претворению в жизнь.

При этом в документе указывалось, что достижение намечаемых параметров развития нефтеперерабатывающей промышленности потребует соответствующего роста инвестиций, основными источниками которых будут собственные средства нефтяных компаний. Однако не предлагалось никаких мер стимулирования компаний, которые модернизировали свои НПЗ. А поддержка им необходима, учитывая специфический характер нефтеперерабатывающей промышленности.

Дело в том, что нефтепереработка отличается высокой капиталоемкостью и длительными сроками окупаемости инвестиций. По оценкам экспертов, реконструкционный цикл составляет 4–5 лет, срок окупаемости таких проектов – примерно 8–10 лет, таким образом, весь цикл проекта равняется 15 годам. При этом данные проекты весьма капиталоемки: как уже отмечалось, строительство современного завода обойдется «Татнефти» в 6,3 млрд долл., «Роснефти» – в 5,8–6,0 млрд. Среднему по России НПЗ с объемом переработки 8–10 млн т реконструкция производства для достижения соответствия продукции стандарту Евро-3 может обойтись в 200 млн долл., а стандарту Евро-4 – в 500 млн². По оценкам, инвестиции в нефтеперерабатывающую промышленность до 2020 г. должны составить от 23 до 34 млрд долл. в зависимости от варианта развития, а ежегодный объем инвестиций будет находиться в диапазоне от 1,1 до 2,2 млрд долл.³

Реконструкция нефтеперерабатывающих производств для перехода на стандарты Евро-3 и Евро-4 под силу только крупным нефтяным компаниям. Однако сложные отношения между государством и собственниками компаний создают для них значительные инвестиционные риски. Такая неопределенность затрудняет реализацию долгосрочных проектов, в том числе и реконструкцию НПЗ. Кроме того, налоговая политика в отношении нефтяной промышленности часто меняется, и пошлины на нефтепродукты отличаются большой непредсказуемостью.

Серьезный негативный стимул для инвестиций в модернизацию российских НПЗ – экспортные пошлины на нефтепродукты. Власти считали, что эта мера направлена на защиту внутреннего рынка нефтепродуктов: она должна была обеспечить его поставками топлива в нужных объемах за счет снижения рентабельности экспорта. Но сейчас внутренний рынок топлива стабилизировался, национальный автомобильный парк растет, и для ВИНК становится выгодно увеличивать производство топлива для российского рынка, т. е. эти пошлины утратили первоначальное значение.

Кроме того, экспортные пошлины снижают прибыльность экспорта именно качественных нефтепродуктов: минимальная экспортная пошлина установлена для мазута, а максимальная – для светлых нефтепродуктов. Так, в среднем за девять месяцев 2007 г. каждая тонна сырой нефти облагалась экспортной пошлиной в 189,2 долл., бензина – в 139,8 долл., мазута – в 75,3 долл.⁴

¹ <http://www.minprom.gov.ru/docs/strateg/1>.

² Россия в энергетической сфере: Отчет / Инновац. бюро «Эксперт» // <http://www.inno-expert.ru/consulting/energy>.

³ Круглый стол «Нефтепереработка в России: институциональные, регулирующие и законодательные основы привлечения инвестиций». — М., 10 окт. 2005.

⁴ Ведомости. — 2007. — 13 дек.

В результате наибольшую рентабельность (около 30%) имеют нефтеперерабатывающие заводы с простой перегонкой, выпускающие низкосортное топливо, а наименьшую (чуть более 10%) – предприятия со сложными техническими процессами, в том числе и нефтехимическими. Это не стимулирует производство качественных нефтепродуктов⁵.

Далее, в настоящее время система акцизов такова, что компаниям невыгодно наращивать производство высококачественного бензина, поскольку это приведет к более высокой налоговой нагрузке.

В 2006 г. Налоговый кодекс устанавливал две ставки акциза на автомобильный бензин: 2657 руб. за тонну бензина с октановым числом до 80 (марки 76 и 80) и 3629 руб. – свыше 80 (марки 92, 95, 98). Для дизельного топлива ставка была единой (1080 руб.). Поскольку подобная мера подрывала для компаний стимулы к развитию производства высококачественного топлива, в том же году правительство решило принять меры к введению расчета акциза на нефтепродукты в зависимости от их качества⁶.

В свете этого Минэкономразвития готовит проект поправок к Налоговому кодексу, которые дифференцируют топливные акцизы в зависимости от качества нефтепродуктов. К ставкам акциза будет применяться корректирующий коэффициент: чем выше качество топлива, тем ниже будет налог⁷, что должно побудить НПЗ быстрее перейти на выпуск более чистых нефтепродуктов. Правда, эксперты высказывают по поводу эффективности этой меры определенный скептицизм. Они отмечают, что система акцизов крайне несбалансированна, и вряд ли ситуацию улучшит предложение по снижению акцизов на экологически чистое топливо. Дело в том, что до 30% реализуемого моторного топлива вообще уходит из-под акциза, поскольку производится путем смешения компонентов уже вне стен НПЗ. Сегодня государство не способно контролировать даже текущую ситуацию, и что будет, если ввести дополнительную «экологическую» категорию?⁸

Другой недостаток нынешней государственной политики, оказывающей косвенное влияние на нефтепереработку, состоит в том, что правительство не принимает действенных мер для повышения качества национального автопарка и, значит, отсутствуют стимулы для расширения спроса на качественные нефтепродукты.

Но при всех слабостях правительственной политики есть и положительные результаты – экологичность российских нефтепродуктов постепенно повышается. Если долгое время препятствием к развитию и модернизации нефтепереработки в стране было отсутствие законодательной базы, ограничивающей выпуск топлива, не отвечающего теперешним и будущим экологическим требованиям, то теперь эта недоработка преодолевается. В феврале 2008 г. правительство утвердило технический регламент «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту», направленный на стимулирование более высокого качества выпускаемого топлива. В его рамках устанавливаются временные ограничения по производству нефтепродуктов. Автомобильные бензины и дизельное топливо будут производиться в следующих временных рамках:

- класс 2 – до 31 декабря 2008 г.;
- класс 3 – до 31 декабря 2009 г.;
- класс 4 – до 31 декабря 2012 г.

Судовое топливо по показателю «Массовая доля серы, не более» будет выпускаться:

- с показателем 3,5% – до 31 декабря 2010 г.;
- с показателем 2,0% – до 31 декабря 2012 г.;
- с показателем 1,5% – с 1 января 2013 г.⁹

Кроме того, еще до 1998 г. началось сокращение доли этилированного бензина на российском рынке. В кризисном году доля неэтилированного бензина в выпуске российских НПЗ превысила 80%, а уже в 2003 г. крупные НПЗ прекратили производство этилированного бензина.

⁵ Ведомости. — 2008. — 19 марта.

⁶ Ведомости. — 2007. — 30 авг.

⁷ Уровень качества топлива будет определяться исходя из его физико-химических характеристик — содержания серы, бензола, свинца, ароматических углеводородов, октанового числа и т. д. Все эти характеристики описаны в проекте закона «О требованиях к бензинам, дизельному топливу и отдельным горюче-смазочным материалам». Всего будет предусмотрено четыре класса бензина и дизельного топлива — от второго до пятого (к судовому, авиационному топливу и мазуту также установлены отдельные требования), которые примерно соответствуют европейским стандартам.

⁸ Нефтегаз. вертикаль: переработка, химия, маркетинг. — 2008. — Март — С. 6—7.

⁹ <http://www.government.ru/government/governmentactivity/rfgovernmentdecisions/archive/2008/03/03/5588496.htm>.

Это произошло во многом благодаря реализации мер федеральной целевой программы «Энергоэффективная экономика на 2002–2005 годы и на перспективу до 2010 года», которые предусматривали полное прекращение производства этилированного бензина на НПЗ с 1 января 2003 г. Кроме того, сыграло свою роль и принятие Государственной думой в конце 2002 г. закона «Об ограничении оборота этилированного бензина в Российской Федерации».

К тому же в последнее время руководство страны стало делать сильный акцент на переработке сырьевых ресурсов и развитии производств с высокой добавленной стоимостью. Так, на одной из состоявшихся в 2007 г. встреч представителей крупного бизнеса с президентом Владимиром Путиным подчеркивалось, что Россия должна предпринять усилия для перехода от простой эксплуатации природных ресурсов к их глубокой переработке. Участвовавший во встрече президент ЛУКОЙЛа Вагит Алекперов отметил, что считает задачей номер один для российских нефтяников перерабатывать всю добываемую нефть на заводах российских компаний как на территории России, так и за рубежом¹⁰.

Соответственно в последнее время государство стало уделять больше внимания решению проблем нефтепереработки и развитию транспортной инфраструктуры. Для этого было сделано следующее:

- установлены технические регламенты на топливо и автомобильные двигатели с целью снижения спроса на низкокачественное топливо и автомобили с низкоэкологичными двигателями;
- готовится дифференциация акцизов на топливо для стимулирования производства более экологичных бензинов и дизельного топлива;
- введены нулевые таможенные пошлины на оборудование для НПЗ, что позволит модернизировать отечественные заводы;
- установлен прозрачный механизм расчета экспортных таможенных пошлин на нефтепродукты;
- введена биржевая торговля различными видами энергоносителей, в том числе нефтепродуктами, на создаваемой общероссийской топливно-энергетической бирже¹¹;
- поддержано строительство НПЗ в Татарстане из средств Инвестиционного фонда¹²;
- активизируется строительство новых нефтепродуктопроводов¹³.

Комментируя результаты государственной политики, министр промышленности и энергетики Виктор Христенко отметил, что «сегодня, с использованием акцизов и таможенных пошлин, мы вышли на ситуацию, когда экспорт корзины нефтепродуктов выгоднее, чем сырой нефти»¹⁴.

¹⁰ Рос. газ. — 2007. — 9 февр.

¹¹ Министерства предложили размещать заказы на поставку нефти и нефтепродуктов с 1 августа 2007 г. на товарной бирже. Получателям бюджетных средств рекомендовано с 1 октября 2007 г. приобретать на бирже не менее 15% закупаемых ими объемов нефти и нефтепродуктов (Ведомости. — 2007. — 9 июня). Для этих целей была выбрана биржа «Санкт-Петербург». В марте 2008 г. на ней начались аукционные торги, в апреле — биржевые, но они идут достаточно вяло, и если государство, которое инициировало это начинание, не будет директивными методами направлять туда государственные компании, вряд ли можно ожидать значительных объемов торговли на ней (Ведомости. — 2008. — 4 марта).

¹² Нефтепереработка в России: состояние и перспективы развития / «БДО Юникон». — [Б. м.], июнь 2007.

¹³ Планируются запуск первой ветки магистрального нефтепродуктопровода «Второво — Приморск» длиной 1056 км и мощностью 8,4 млн т в год, строительство морского терминала Приморск с резервуарным парком в 240 тыс. куб. м. К 2010—2012 гг. намечено введение второго комплекса транспортировки нефти «Кириши — Приморск» длиной 306 км с увеличением мощности до 17 млн т в год, а также запуск второй нитки нефтепродуктопровода «Кстово — Кириши». Кроме того, проектируется ветка от Самары до Краснодара.

¹⁴ <http://www.minprom.gov.ru/appearance/showAppearanceIssue?url=appearance/report/60>.

И ЕСЛИ Б ВОДКУ ГНАТЬ НЕ ИЗ ОПИЛОК... ВНУТРЕННИЙ СПРОС

Внутренний спрос на нефтепродукты в России, и в первую очередь на автомобильный бензин, — важный фактор, влияющий на структуру выпуска предприятий нефтепереработки. Доля автомобильных бензинов в продукции российских НПЗ низка, и предприятия вынуждены в большом количестве производить побочные продукты, главным образом дизельное топливо и мазут (табл. 11). Они не пользуются спросом у наших соотечественников — их потребление внутри страны составляет менее 50% объема выпуска. Поэтому российским компаниям приходится экспортировать дизельное топливо и мазут, и в совокупности их доля в физическом объеме экспорта нефтепродуктов достигает 80%.

Таблица 11

Производство нефтепродуктов в 2006 г., тыс. т

Наименование	Фактический выпуск	Изменение по сравнению с 2005 г.
Бензин автомобильный	34 287	2 335
Дизельное топливо	64 146	4 203
Авиационный керосин	9 060	830
Печное топливо	550	-437
Прямогонный бензин	8 491	595
Бензин для химической промышленности	2 376	217
Мазут топочный	59 246	2 669
Мазут флотский	892	136
Судовое топливо	1 668	-1 121
Масла	2 664	132
Нефтяной битум	4 462	349
Кокс нефтяной	1 112	-180
Сырье для технического углерода	389	-138
Бензол	767	-15
Толуол	263	-60
Ксилолы	451	13
Парафины твердые	85	8
Парафины жидкие	9	-2
Сера	6 069	-19

Источник: приложение «Нефтеперерабатывающая промышленность» к журналу «МИНТОП» за апрель 2007 г.

Качество российского моторного топлива вполне соответствует техническому состоянию отечественного автомобильного парка. Из-за большого количества (особенно в регионах) легковых и грузовых автомобилей устаревших моделей, потребляющих низкосортное топливо типа автобензина А-76, придется в ближайшем будущем сохранить его производство на российских НПЗ.

Еще одна проблема — высокая доля в выпуске низкооктанового бензина, хотя сейчас соотношение между низкооктановыми и высокооктановыми продуктами постепенно улучшается по сравнению с началом десятилетия (табл. 12). Такое низкое качество российских нефтепродуктов частично обусловлено невзыскательностью российских потребителей, обеспокоенных в первую очередь ценой моторного топлива.

Таблица 12

Производство низкооктановых и высокооктановых бензинов в России в 2000—2006 гг., тыс. т

Показатель	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Автобензины всего	27 559	27 516	28 884	29 263	30 469	31 932	34 287
В том числе:							
низкооктановые	16 458	14 570	14 777	13 597	13 284	13 188	10 783
высокооктановые	11 101	12 946	14 139	15 666	17 185	18 744	23 504

Примечание. Цифры даются по источнику без изменений.

Источник: приложение «Нефтеперерабатывающая промышленность» к журналу «МИНТОП» за апрель 2007 г.

Резко меняющаяся ситуация на автомобильном рынке может стать стимулом для дальнейшего развития и модернизации нефтепереработки. Современный автопарк, потребляющий высокооктановое, качественное топливо, быстро растет. По оценкам Минпромэнерго, количество автомобилей в России увеличится с 32 млн в 2005 г. до 44 млн к 2015 г. При этом число машин, потребляющих топливо не ниже стандарта Евро-3, увеличится с 1 млн в 2005 г. до 9 млн в 2010 г., а к 2015 г. может достигнуть 30 млн, или порядка 65% прогнозируемого автопарка. Это должно привести к росту спроса на автомобильное топливо стандарта Евро-3 и выше.

Обновлению автопарка будет способствовать не только растущий платежеспособный спрос россиян, но и новые технические регламенты для двигателей. Так, с 2010 г. будет введен запрет на производство и импорт автомобилей с двигателями ниже стандарта Евро-4, а с 2014 г. – ниже стандарта Евро-5. Пожалуй, качественное изменение внутреннего спроса на основные нефтепродукты в среднесрочной перспективе станет важнейшим фактором, способным повлиять на улучшение структуры производства российских НПЗ.

С другой стороны, спрос на бензин будет сдерживаться следующими факторами:

- использованием более экономичных двигателей (стандарта Евро-3 и выше), что снизит спрос на бензин в расчете на одно транспортное средство;
- выводом из обращения старых автомобилей с неэкономичными двигателями;
- ростом цен на бензин, что заставит домохозяйства более экономно подходить к расходам на него;
- усложнением дорожной обстановки в крупных городах, что вынудит многих владельцев машин отказаться от ежедневного использования автомобилей;
- увеличением парка машин с дизельными двигателями, более экономичными, чем бензиновые.

УГЛУБЛЯЙ, А ТО ПРОИГРАЕШЬ... ЗАДАЧИ РАЗВИТИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

По мнению Владимира Капустина, генерального директора ОАО «ВНИПИнефть», если ставить перед российскими нефтеперерабатывающими заводами только задачу наращивания мощностей и насыщения рынка бензином и дизельным топливом без коренной модернизации производства, это приведет к дополнительной выработке мазута, излишки которого не найдут спроса на рынке¹. Следовательно, необходимо повышать технологический уровень производства и делать инвестиции в углубление нефтепереработки.

В. Капустин выделяет две основные задачи российской нефтепереработки:

- углубление переработки нефти;
- получение продуктов мирового уровня качества.

Другая стратегическая задача — обеспечить сырьем растущие потребности нефтехимической промышленности и увеличить экспорт продукции для нефтехимических производств, цены на которые значительно выше цен на основные продукты нефтепереработки.

Для улучшения качества бензина необходимо решить две основные задачи:

- удаление серы из основной массы бензинов;
- формирование правильного углеводородного состава автобензинов.

Для обеспечения должного качества дизельного топлива необходимо добиться содержания серы в нефтяных дистиллятах на уровне 50 ppm, а в последующем — 10 ppm при одновременном снижении содержания ароматических углеводородов².

Очевидно, что если российская нефтепереработка не справится с решением стоящих перед ней задач, могут возникнуть крайне нежелательные последствия для населения и экономики страны. Так, летом 2007 г. В. Христенко обнародовал данные о возможном дефиците высокосортного бензина к 2010 г., отметив, что «Минпромэнерго допускает вероятность возникновения дисбаланса между структурой предложения и спроса на нефтепродукты на внутреннем рынке России в ближайшие годы». По его мнению, текущий спрос российские НПЗ еще в состоянии закрыть, но в долгосрочной перспективе потребление топлива увеличится по крайней мере соответственно росту числа автомобилей в стране. Кроме того, новые автомобили уже сегодня требуют бензина высокого качества, который в России производят, по его словам, только на двух НПЗ (в Омске и Ярославле).

¹ Нефть и капитал. — 2006. — 6 окт.

² <http://www.expoz.ru/articles/gaz/read.php?ID=1622>.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Улучшение ситуации в нефтепереработке становится одним из основных приоритетов российской «нефтянки». Развитие современных нефтеперерабатывающих производств и нефтехимической промышленности, а также переход от экспорта сырья к экспорту готовой продукции позволит России отойти от статуса в основном сырьевого поставщика для развитого мира и получать существенно более высокие доходы от экспорта.

Обновление нефтеперерабатывающих мощностей и повышение глубины нефтепереработки являются первоочередной задачей ввиду быстрого морального и физического устаревания производственных фондов. Модернизация нефтепереработки и нефтехимии позволит эффективно использовать два важнейших конкурентных преимущества России: высокий научно-технический потенциал и богатые углеводородные запасы. В современных условиях топливно-энергетический комплекс немыслим без хай-тека поскольку во всем мире и upstream, и downstream опираются на самые передовые технологии. В сфере нефтепереработки применение последних достижений научно-технического прогресса принесет осязаемый коммерческий результат, поскольку позволит предлагать на внутреннем и мировом рынках существенно более дорогую и качественную продукцию.

Очевидно, что повышение уровня жизни населения страны, которое, судя по всему, будет предъявлять более строгие требования к качеству и экологичности нефтепродуктов, в сочетании с улучшением состава российского автопарка послужат основными стимулами для дальнейшей модернизации отечественных НПЗ. Вероятно, существенную роль сыграет и усиление внимания правительства к проблемам нефтепереработки.

Сохранение же статус-кво в нефтеперерабатывающем секторе прежде всего обострит проблему внутренней энергетической безопасности России, поскольку в ближайшем будущем реальностью может стать дефицит нефтепродуктов нужного качества и по приемлемым ценам. Такая вероятность вызывает особую тревогу с учетом непростой ситуации, складывающейся в сфере нефте- и газодобычи. Более того, продолжение ориентации на сырьевые отрасли вступает в конфликт со стратегической задачей страны по усилению позиций на мировой арене, поскольку закрепит на длительную перспективу теперешнее экономически невыгодное и психологически недостойное место России в международном разделении труда.

ПРИЛОЖЕНИЯ

1. Кто на свете всех мудрее, всех прозрачнее и честнее...

Рейтинг экологической открытости российских нефтяных компаний

Исследование WWF-России 2007 г. «Экологический рейтинг российских НПЗ» проводилось по следам исследования экологической ответственности всех российских компаний, проводившегося в 2006 г.¹ Получилось, что одни и те же респонденты участвовали в обоих опросах.

В ходе первого исследования наибольшую активность проявили нефтегазовые компании — отказались отвечать только «Башнефть», «Русснефть», Группа «Альянс» (хозяин Хабаровского НПЗ) и Московская нефтегазовая компания (МНГК) — крупный акционер Московского НПЗ. WWF тогда отметил более высокую экологическую открытость нефтегазового комплекса как наиболее передового и интегрированного в мировую экономику сектора промышленности России.

Однако исследование 2007 г. подкорректировало этот вывод. Хотя ответы на вопросы анкеты не подразумевали раскрытие какой-либо коммерческой тайны, отказались отвечать все те же «Русснефть», Московский НПЗ, Хабаровский НПЗ, предприятия топливно-энергетического комплекса Башкирии («Салаватнефтеоргсинтез» и «Башнефтехимзаводы»). Но на этот раз к отказникам присоединились «Роснефть», «Газпром нефть» и «Газпром». Распределение наших нефтяных компаний по степени экологической открытости приведено в табл. П1.

Таблица П1

Открытость российских нефтяных компаний по результатам исследований WWF России

Компания	Исследование 2006 г.	Исследование 2007 г.	Степень открытости
ЛУКОЙЛ	+	+	Открытая
ТНК-ВР	+	+	Открытая
«Татнефть»	+	+	Открытая
«Славнефть»	+	+	Открытая
«Сургутнефтегаз»	+	+	Открытая
«Газпром нефть»	+	–	Относительно закрытая
«Роснефть»	+	–	Относительно закрытая
«Газпром»	+	–	Относительно закрытая
МНК + МНПЗ	–	–	Закрытая
«Башнефть»	–	–	Закрытая
«Русснефть»	–	–	Закрытая

Так что самыми открытыми оказались крупные частные компании, которые наиболее успешно распрощались с синдромом советской секретности.

Государственные компании существенно менее открыты, а российские предприятия, вокруг которых разгораются корпоративные конфликты или на которых идет передел собственности, отличаются наибольшей закрытостью в экологической сфере.

Можно найти некое рациональное зерно в нежелании компаний, вовлеченных в корпоративные конфликты, предоставлять какую-либо информацию о себе — она может быть использована против них рейдерами.

Но скрытность наших государственных нефтегазовых компаний выглядит весьма странно — им не страшны ни корпоративные рейдеры, ни заместитель главы «Росприроднадзора» Олег Митволь. Она вызывает вполне естественное беспокойство экспертов-экологов — чисто психологически возникает ощущение, что если они так упорно молчат, то им есть что скрывать. Есть основания для волнений и у потребителей нефтепродуктов — ведь на долю трех государственных компаний теперь приходится треть объема нефтепереработки страны.

Более того, эта скрытность — нерациональное деловое решение, особенно в свете планов по расширению международного бизнеса. Ведь «Газпром» стремится выйти на конечного потребителя газа в Европе, а «Роснефть» надеется проникнуть в нефтепереработку европейских стран, где так сильно «зеленое» движение.

По-видимому, наши государственные корпорации недоучитывают, что западное деловое сообщество настороженно воспринимает международную экспансию российских компаний

¹ См.: Российские компании в 21 веке: повышая конкурентоспособность и корпоративную ответственность // <http://www.wwf.ru/resources/publ/book/227>.

и проявляет сильное беспокойство по поводу того, как они будут вести себя в природоохранной сфере. Экологическая закрытость не способствует улучшению их международного имиджа и будет мешать им как при выходе к европейскому потребителю, так и при привлечении долгих и дешевых инвестиционных средств.

2. Нефтехимия: краткая история болезни

Проблем в российской нефтехимии накопилось не меньше, чем в нефтепереработке. В 2007 г. была разработана «Стратегия развития химической и нефтехимической промышленности на период до 2015 года», в которой дается детальный и глубокий анализ «болячек» отрасли и намечаются пути их лечения при двух возможных сценариях развития: инерционном и инновационном². Правда, странно, что такая стратегия подготовлена раньше, чем стратегия развития нефтепереработки, которая поставяет сырье для нефтехимии и химии.

Сейчас российские предприятия производят примерно 1% мирового объема нефтехимической и химической продукции. По общему объему ее выпуска Россия занимает 20-е место в мире, находясь на уровне Канады. В отрасли работает около 1000 крупных и средних предприятий и примерно 100 НИИ и опытно-экспериментальных заводов. Предприятия химического комплекса расположены во всех федеральных округах, причем основная их масса находится в Приволжском (43,5% общего объема производства), Центральном (24,4%), Сибирском (11,2%) и Южном (10,4%) округах.

В отрасли появились крупные игроки: «СИБУР Холдинг», «ЛУКОЙЛ-Нефтехим», «Татнефть», «Фосагро», «Еврохим», «Акрон» и т. п. Тем не менее структура российского химического комплекса пока несопоставима со структурой химической промышленности развитых стран: число вертикально интегрированных компаний незначительно, преобладают компании, владеющие одним-двумя заводами.

Внешняя торговля нефтехимической и химической продукцией выглядит еще менее рационально, чем торговля продукцией нефтепереработки. В 2006 г. доля химической и нефтехимической продукции в российском экспорте составила 4,4%, в импорте – 7,9%.

Доля российских товаров в мировом экспорте химической и нефтехимической продукции крайне низка (порядка 0,6%), но по отдельным товарам Россия занимает весомое положение: например, в 2005 г. на ее долю приходилось почти 40% глобального рынка аммиачной селитры. Торговый баланс России по химической и нефтехимической продукции сводится со знаком «плюс» уже более 15 лет.

На экспорт идет до 40% произведенных в стране товаров, причем вывозится преимущественно продукция низких переделов (в первую очередь минеральные удобрения и синтетические каучуки, а также аммиак, метанол, пластмассы, далее перерабатываемые в изделия с высокой добавленной стоимостью). При этом ввозится продукция высоких переделов от синтетических смол и пластмасс до изделий из них и химических волокон и нитей, причем зачастую она изготовлена из российских сырья и полуфабрикатов.

Из-за экспортной направленности российской нефтехимии и химии отрасль находится под большим влиянием глобальной конъюнктуры. На мировой арене быстро происходят кардинальные изменения, которые бросают серьезные вызовы российским игрокам:

- в нефтехимический бизнес проникли нефтяные мейджоры («ExxonMobil», «Shell», BP, «Total»), занявшие там прочные и по некоторым видам продукции лидирующие позиции;
- на рынки химической и нефтехимической продукции вышли компании развивающихся стран (Саудовской Аравии, Мексики и т. п.);
- химическая промышленность Китая заняла третье место в мире (после США и Японии) по объему производимой продукции (в 2005 г. – 264 млрд долл. по сравнению с 32 млрд у России);
- наращивают экспортный потенциал страны Ближнего и Среднего Востока, чья продукция оказывается высококонкурентоспособной по ценам благодаря дешевым углеводородам;
- формируются новые центры производства и торговли (Ближний Восток, Азиатско-Тихоокеанский регион) при одновременно ослаблении позиций США и Европы;
- химические компании развитых стран делают акцент на инвестициях в высокие технологии глубокой переработки для производства наукоемкой малотоннажной продукции;

² Подробно см.: Стратегия развития химической и нефтехимической промышленности России на период до 2015 года // <http://www.minprom.gov.ru/activity/chem/strateg/0>.

- в Западной Европе стала действовать программа REACH (Registration, Evaluation and Authorization of Chemicals), регулирующая выпуск химических веществ с точки зрения их безопасности для людей и окружающей среды; это требует дополнительных расходов на экспертизу и регистрацию продукции, а также на научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы.

Соответственно обостряется международная конкуренция на традиционных рынках сбыта российской продукции (азотные и фосфорные удобрения, пластмассы, аммиак, метанол и т. п.) со стороны стран Персидского залива и Северной Африки, где цены на природный газ ниже, чем в России. Китай наращивает собственное производство азотных и фосфорных удобрений, ПВХ и пр., которые он раньше закупал в России.

Основные рынки сбыта российской продукции — страны Европейского союза, СНГ и Азиатско-Тихоокеанского региона. Российский экспорт подпадает под протекционистские и антидемпинговые меры, которые применяют США, Евросоюз, Китай, Индия, Мексика, Бразилия, Филиппины, Австралия и Индонезия, причем перечень продукции, на которую распространяются запретительные меры, постоянно расширяется (33 меры на настоящий момент). Чтобы повысить глобальную конкурентоспособность продукции, к которой применяются данные меры, в 2002–2007 г. правительство отменило вывозные пошлины на ряд товаров.

За 1990-е годы внутренний рынок химической и нефтехимической продукции резко сократился, и предприятия во многом выживали за счет экспорта. Рост мировых цен на углеводороды простимулировал ускоренное развитие этой отрасли. Но структура производства по-прежнему не соответствует современным потребностям российской экономики, и высокотехнологичная продукция в основном ввозится из-за рубежа. «Оборонка» из-за своей низкой платежеспособности не обеспечивает спрос на ряд изделий малотоннажной химии. Удельное производство и потребление химической продукции на душу населения в России сильно отстает от показателей развитых стран: например, в 2005 г. производство пластических масс и синтетических смол в России составляло 25,9 кг на человека, в США — 276,4, в ЕС — 200, в Японии — 104,5 кг на человека.

При нынешней структуре выпуска и качестве большинства видов продукции низкого передела российская нефтехимическая и химическая промышленность может конкурировать только благодаря более низким внутренним ценам на энергоресурсы. Но если цены и тарифы на газ и электроэнергию приблизятся к мировым, это преимущество будет утрачено. А продукция глубокой переработки даже при низких ценах на электроэнергию не имеет запаса ценовой конкурентоспособности — слишком устарели технологии, которые отличаются высокой энергоемкостью и ресурсоемкостью, слишком изношено оборудование.

Диагноз — разрыв между развитием рынка химической продукции и состоянием российского химического комплекса, который в будущем станет критическим из-за постепенной утраты имеющихся конкурентных преимуществ и отставания в формировании новых. Кризис отрасли будет иметь серьезные экономические, социальные и экологические последствия.

Симптомы болезни:

- *Нерациональная структура спроса и предложения.* Товарная структура большинства российских предприятий сформировалась в конце 1980-х годов и не отвечает современным потребностям внутреннего и внешнего рынка. Да и изначально в СССР производилась продукция, не соответствующая международным стандартам. По мере роста платежеспособности российских потребителей фактор дешевизны товаров утратит привлекательность. А на мировом рынке появляются новые мощные конкуренты.
- *Технологическая отсталость и высокий износ основных фондов, предельная загрузка мощностей.* Мощности по базовым видам химической и нефтехимической продукции загружены более чем на 80–90%, а износ основных фондов в 2006 г. составил 46,2%. Используемые технологии отличаются высокой ресурсоемкостью. Техническое состояние предприятий таково, что зачастую им оказывается прибыльнее выпускать полуфабрикаты, чем конечную продукцию.
- *Низкая инновационная активность предприятий* — менее 20% среди крупных и средних компаний химического комплекса. Удельный вес отгруженной инновационной продукции в общем ее объеме — менее 10%. А в Японии в 2005 г. инновационно активные предприятия составили 33%, в Великобритании — 39%, в Германии — 66%. Материально-техническая база большинства НИИ разрушена, почти не осталось научных кадров. Российские компании не проявляют интереса к российскому научно-инженерному потенциалу, предпочитая импортировать технологии.

- *Неэффективность и недостаточность инвестиций.* Инвестиционный процесс в отрасли отличается высокой капиталоемкостью и длительными сроками окупаемости, необходимостью делать капиталовложения во все стадии технологической цепочки, серьезными экологическими, инфраструктурными и сырьевыми рисками. Большинство предприятий направляет значительную часть прибыли на пополнение оборотных средств и ремонт оборудования; лишь немногие крупные компании могут вкладывать существенные средства в модернизацию. Финансово-кредитная система страны плохо справляется с задачей финансирования новых инвестиционных проектов. Иностраный капитал пока не играет реальной роли в развитии нефтехимического и химического производства (в отличие, например, от Китая).
- *Инфраструктурные и ресурсные ограничения.* Устойчивое развитие химической и нефтехимической промышленности невозможно без ее обеспечения углеводородным сырьем, на базе которого производится до 80% продукции отрасли. Поскольку основные месторождения нефти расположены в труднодоступных местах, возникают климатические, транспортные и социальные сложности при создании предприятий сбора и отгрузки легких углеводородов и сооружений газохимических и нефтехимических производств вблизи месторождений. На химический комплекс оказывают серьезное негативное воздействие все неблагоприятные процессы, происходящие сейчас в российской нефте- и газодобыче и переработке.
- *Несоответствие российского химического машиностроения задачам развития химического комплекса.*
- *Кадровый дефицит.*
- *Общие недостатки российского нормативно-правового регулирования.*
- *Экологическая ситуация.*

Все эти симптомы в совокупности образуют порочный круг проблем, порождающих системный кризис химической и нефтехимической промышленности России.

3. Кейс стади.

Добыч, переработал, сбыл: опыт ННК

Для начала кратко представим национальные нефтяные компании, чья роль на мировых энергетических рынках в последнее время резко возросла — ННК контролируют 77% мировых доказанных запасов нефти.

ННК — компании из развивающихся стран (кроме норвежской «StatoilHydro»). Они полностью или частично принадлежат государству и являются монополией либо контролируют львиную долю нефтегазового сектора своей страны. ННК — инструмент государственной политики, они выполняют социальные или политические функции и получают за это дополнительные привилегии.

В первую двадцатку нефтегазовых компаний мира по рейтингу «Top 50 Oil Companies», составляемому изданием «Petroleum Intelligence Weekly», входят 12 государственных компаний и частный ЛУКОЙЛ. Саудовскую «Агамсо», китайскую CNPC, иранскую NIOC, венесуэльскую PDVSA, бразильскую «Petrobras», малайзийскую «Petronas» и российский «Газпром» газета «Financial Times» назвала новыми «семью сестрами». Можно упомянуть еще алжирский «Sonatrach», мексиканскую «Pemex», кувейтскую KPC, ADNOC из Объединенных Арабских Эмиратов и нигерийскую NNPC. А всего из крупнейших 50 нефтегазовых компаний государству принадлежат 27.

ННК, начинавшие как нефтедобывающие компании, постепенно переходят к вертикальной интеграции, развивая нефтепереработку и сбыт у себя в стране и за рубежом. Эффективные нефтяные компании из нефтедобывающих стран в последнее время стараются выжать максимум из своего национального углеводородного достояния и отойти от чисто сырьевой ориентации. Они стремятся изменить структуру экспорта и перейти от вывоза в основном сырой нефти к вывозу продуктов с более высокой добавленной ценностью. А самые передовые ННК, не желающие, чтобы страны их базирования оставались сырьевым придатком развитого мира, идут и в нефтехимию. Тем самым они становятся полностью вертикально интегрированными компаниями, приближенными по структуре бизнеса к западным мейджорам.

ННК, которые эффективно развивают нефтепереработку, зачастую получают существенно большую выручку от нефтепродуктов, чем от сырой нефти. Так, в 2006 г. у малайзийской «Petronas» нефтепродукты обеспечивали примерно треть выручки от продаж (55,6 млрд малайзийских ринггитов по сравнению с 41,0 млрд ринггитов, которые принесли продажи сырой

нефти и конденсата³). Соответственно компания делает акцент на продукции с высокой добавленной стоимостью, чтобы максимизировать экономическую выгоду, получаемую от своих нефтегазовых запасов.

Те ННК, которые не преуспели в развитии нефтепереработки, оказываются в тяжелом положении. Так, Нигерия страдает от нехватки нефтепродуктов: четыре нефтеперерабатывающих завода NNPC не могут удовлетворить внутренний спрос на топливо, и богатая углеводородами страна вынуждена закупать его за рубежом. Пытаясь исправить положение, правительство с 1999 по 2007 гг. вложило в нефтепереработку 1 млрд долл., но без особого результата.

Продвижение в переработку и сбыт обеспечивает компании дополнительные выгоды от производства и продажи нефтепродуктов. Повышается стабильность предложения и гарантируется надежный доступ к конечным потребителям, особенно если делать инвестиции в переработку и сбыт на ключевых рынках. Вертикальная интеграция уменьшает издержки транзакций, помогает фирмам контролировать весь процесс от скважины до бензоколонки и позволяет сглаживать резкие скачки цен на нефть — ведь цены на нефтепродукты более стабильны.

Наиболее успешные ННК, такие как «Aramco», КРС, «Petronas» и «Petrobras», хорошо усвоили эту бизнес-мудрость.

«Aramco». Российским нефтяникам не дают покоя успехи «Saudi Aramco» в нефтедобыче, но она сильна не только в этом. Уже в середине 1980-х годов в Саудовской Аравии поняли необходимость укрепить независимость королевства за счет диверсификации и контроля собственной базы клиентов. Ключ к обеспечению надежности сбыта — контроль над НПЗ, объем переработки которых покрывал бы 50% нефтедобычи.

На сегодня у «Aramco» есть 5 НПЗ в стране мощностью 69,72 млн т в год и 2 совместных предприятия — с «ExxonMobil» (19,9 млн т в год) и с «Shell» (14,4 млн т в год), т. е. все нефтеперерабатывающие мощности Саудовской Аравии составляют примерно 104,5 млн т в год⁴. Сейчас «Saudi Aramco» добывает 514 млн т в год, значит, объем ее добычи превышает объем переработки в пять раз.

Самый сложный и современный нефтеперерабатывающий завод «Aramco» — НПЗ «Ras Tanuga» мощностью 27,4 млн т в год. На нем есть установки по дистилляции нефти мощностью 1,6 млн т в год, по дистилляции газа мощностью 1,1 млн т в год, установки гидрокрекинга мощностью 249 тыс. т в год и каталитического риформинга мощностью 5,3 млн т в год. «Ras Tanuga» — единственный завод компании, имеющий установку висбрейкинга мощностью 298 тыс. т в год.

Кроме того, «Aramco» владеет долями в нескольких НПЗ в США, Юго-Восточной Азии и Греции общей мощностью 82,2 млн т в год. То есть совокупная мощность НПЗ компании составляла в 2006 г. 184,3 млн т в год.

Саудовская Аравия, неохотно открывающая нефтедобычу для иностранных компаний, легко пускает их в нефтепереработку. В 2006 г. «Aramco» подписала с «Total» соглашение о строительстве НПЗ в Джубайле мощностью 19,9 млн т в год тяжелой арабской нефти и стоимостью 6 млрд долл.

А с «ConocoPhillips» компания договорилась о строительстве НПЗ в Ямбу мощностью также 19,9 млн т в год. Этот экспортно-ориентированный НПЗ будет перерабатывать тяжелую арабскую нефть и выпускать высококачественные нефтепродукты с низким содержанием серы, соответствующие и сегодняшним, и завтрашним американским и европейским стандартам. Ожидается, что оба завода будут запущены в эксплуатацию в 2011 г.

Подход Саудовской Аравии резко отличается от стратегии России: ведь в нашей нефтепереработке практически не присутствуют иностранные игроки (косвенно только «ConocoPhillips» и ВР как стратегические партнеры ЛУКОЙЛа и ТНК-ВР). А иностранные мейджоры могли бы привнести в сектор современные технологии и ноу-хау, обеспечить нужное качество продукции и помочь со сбытом нефтепродуктов на ключевых рынках.

Сейчас «Aramco» обратила взгляд на восток и экспортирует 60% нефти и львиную долю нефтепродуктов в Китай, Японию, Южную Корею и Индию. Значит, для укрепления позиций в этом регионе ей нужно проникнуть в переработку и сбыт новых потребителей. В 2005 г. «Aramco», «ExxonMobil» и «Sinorec» подписали соглашение об увеличении в три раза мощности НПЗ «Quongang» до 11,9 млн т в год. «Aramco» также договаривается с «Sinorec» о получении доли в НПЗ в городе Циндао.

³ 2006 Annual Report / Petronas // [http://www.petronas.com.my/internet/corp/centralrep2.nsf/f0d5fd0d9c25fbd48256ae90025ee04/2b3caac313db597148256be60015256c/\\$FILE/Annual%20Report2006.pdf](http://www.petronas.com.my/internet/corp/centralrep2.nsf/f0d5fd0d9c25fbd48256ae90025ee04/2b3caac313db597148256be60015256c/$FILE/Annual%20Report2006.pdf). — P. 23.

⁴ Статистические данные по нефтепереработке стран и компаний в этом разделе взяты из: Oil and Gas J. — 2007. — Global Refining Survey.

В 2006 г. саудовский министр нефтяной промышленности обнародовал стратегическую цель — довести мощности НПЗ до 300 млн т в год за пять лет; 20 млрд долл. было выделено на модернизацию и строительство новых НПЗ в стране и за рубежом⁵. В этой связи интересно сравнить расходы «Агамсо» в сфере добычи и переработки. Компания планирует увеличить годовую добычу с 514 млн т в 2006 г. до 747 млн т к 2025 г. и постоянно иметь резервную добычную мощность 75—100 млн т в год. Для этого она намеревается потратить около 50 млрд долл. То есть затраты на развитие нефтепереработки «Агамсо» оказываются всего в 2,5 раз меньше, чем капиталовложения в добычу.

Вертикальная интеграция и экспансия в мировую нефтепереработку и сбыт не только помогает «Агамсо» закрепить за собой долю глобального рынка. Ее инвестиции в НПЗ с высокой степенью переработки гарантируют сбыт ее средней и тяжелой нефти, доля которой в будущей добыче превысит 25%.

Помимо нефтепереработки Саудовская Аравия уделяет большое внимание нефтехимии: в марте 2006 г. «Агамсо» и «Sumitomo Chemical» подписали соглашение о строительстве интегрированного нефтеперерабатывающего и нефтехимического комплекса «PETRO Rabigh» стоимостью 5,8 млрд долл. который будет запущен в конце 2008 г. Компания надеется, что этот проект поможет дальнейшей индустриализации Саудовской Аравии. «PETRO Rabigh» подразумевает крупномасштабную модернизацию и расширение НПЗ «Rabigh». Задача «Агамсо» — поставлять на него легкую арабскую нефть, этан и бутан и вначале сбывать его продукцию. А «Sumitomo» предоставит свою передовую нефтехимическую технологию и возможности маркетинга нефтехимической продукции. Проект включает строительство комплекса каталитического крекинга с высоким выходом олефинов, интегрированного с современной установкой крекинга на основе этана, которая будет давать в год примерно 1,3 млн т этилена, 900 тыс. т пропилена и 2,9 млн т бензина и других нефтепродуктов.

А с «Dow Chemical» «Агамсо» заключила в 2007 г. соглашение о реализации интегрированного проекта «Ras Tanuga» — строительства комплекса по производству химикатов и пластмасс мирового масштаба. В операционном плане это нефтехимическое совместное предприятие будет объединено с НПЗ «Ras Tanuga» и газоперерабатывающим заводом «Jua'umah», которые будут поставлять для него сырье. Комплекс будет производить этилен, пропилен, ароматические и хлорные дериваты⁶.

«Kuwait Petroleum Company» (КРС). У этой компании особый интерес к развитию нефтепереработки — ей необходимо улучшить относительно слабые экспортные позиции Кувейта из-за его низкокачественной нефти. Особое внимание компания уделяет расширению и модернизации НПЗ, чтобы иметь возможность быстрее реагировать на изменения в спросе на нефтепродукты. У нее есть три современных НПЗ — «Mina Abdullah» (12,7 млн т в год), «Mina al-Ahmadi» (22,0 млн т в год) и «Shuaiba» (9,4 млн т в год) общей мощностью около 44,3 млн т в год, и она координирует их операционную деятельность, чтобы добиться максимальной экономической эффективности. КРС сейчас добывает 134,6 млн нефти т в год, т. е. ее объемы добычи превышают переработку в три раза.

КРС успешно осуществляет стратегию вертикальной интеграции от скважины до бензоколонки в странах-потребителях: уже к концу 1980-х годов она имела более 4500 АЗС в семи странах и НПЗ в Роттердаме (Нидерланды) и Дании.

КРС добилась большого прогресса в международной экспансии, став первой и к 1990 г. единственной государственной компанией из третьего мира, которая продавала нефтепродукты под своим брендом (Q8) и через свои АЗС⁷.

В 2006 г. КРС обнародовал стратегические планы — довести добычу нефти до 149,4 млн т в год в течение десяти лет, а мощности нефтепереработки — до 74,7 млн т в год за счет строительства четвертого НПЗ — «Al-Zoog» стоимостью 6,3 млрд долл. и мощностью 30 млн т в год, который будет введен в эксплуатацию в 2010 г.

Компания намерена и дальше развивать нефтепереработку и сбыт мирового уровня за рубежом. Азиатско-Тихоокеанский регион стал для нее, как и для «Агамсо», новым важным рынком сбыта. За последние три года экспорт сырой нефти из Кувейта в Китай вырос в шесть раз — с 996 тыс. т в год до почти 5,9 млн т. Чтобы прочнее закрепиться в этой нише, КРС планирует создать совместное предприятие с китайской «Sinopet» для строительства интегрированного

⁵ Подробно см.: Jaffe A. Saudi Aramco: National Flagship with Global Responsibilities // The Changing Role of National Oil Companies in International Energy Markets. — [S. l.]: J. Baker Inst. Publ., 2007.

⁶ <http://www.saudiaramco.com>.

⁷ <http://www.referenceforbusiness.com/history2/67/Kuwait-Petroleum-Corporation.html>.

НПЗ в провинции Гуандун. НПЗ будет перерабатывать 13 млн т кувейтской нефти в год, на нем будет открыт комплекс по производству 1 млн т этилена в год. В консорциум также войдут иностранные партнеры, в частности «Dow Chemical Co».

КРС не стала останавливаться на достигнутом в нефтепереработке. В 1995 г. ее «дочка» «Petrochemical Industries Company» (PIC) создала с «Union Carbide» совместное предприятие «Equate». К 1997 г. они построили нефтехимический комплекс, производящий полиэтилен и этиленгликоль для Азии, Ближнего Востока и Европы. Он помог снизить зависимость Кувейта от нефтяных доходов. При этом страна получила нефтехимическую технологию, навыки в области маркетинга, финансов и менеджмента и новые рабочие места.

А в 2003 г. PIC и «Dow Chemical» (поглотившая «Union Carbide») решили вместе построить комплекс «Olefins II» по выпуску этилена и этиленгликоля стоимостью 1 млрд долл., который откроется в 2008 г. Рядом с ним возводится предприятие стоимостью 1,4 млрд долл. по производству этилбензена (450 тыс. т в год), бензена (325 тыс. т в год) и параксилена (760 тыс. т в год), которое войдет в строй в 2009 г.⁸

Кроме того, КРС планирует создать совместное предприятие своей нефтехимической «дочки» PIC и «Dow Chemical Company» со штаб-квартирой в США. Оно будет производить и продавать полиэтилен, этаноламин, полипропилен и поликарбонат. По мнению компании, это позволит максимизировать ценность углеводородных запасов Кувейта и диверсифицировать экономику страны.

КРС планирует и далее развивать нефтехимию в Кувейте и за рубежом, например, реализуя проект по производству стиренов в Азии⁹.

«Petronas». Малайзия начала переносить акцент с добывающих отраслей на перерабатывающую промышленность в 1970-х годах, когда в стране стала развиваться электроника. Богатые энергетические ресурсы страны в сочетании с политикой правительства по поддержанию стабильных регулируемых цен на энергоносители обеспечивали надежную базу для становления перерабатывающей промышленности¹⁰.

За последние два десятилетия Малайзия сделала крупные инвестиции в нефтепереработку и теперь полностью удовлетворяет внутренний спрос на нефтепродукты (до этого страна зависела от сингапурской нефтеперерабатывающей промышленности).

В состав малайзийской компании «Petronas» сейчас входят три НПЗ с суммарной производственной мощностью 12,7 млн т в год. Она добывает 37,3 млн т нефти в год, т. е. отношение добычи к переработке составляет 2,9. Помимо них в Малайзии есть еще три НПЗ, владельцами и операторами которых являются «Shell» и «ExxonMobil», и общая мощность НПЗ в стране составляет 25,6 млн т в год. Кроме того, южноафриканская «дочка» «Petronas», компания «Engen Ltd» — владелец и оператор НПЗ в Дурбане мощностью 6,2 млн т в год.

Принадлежащий «Petronas» НПЗ «Керти» перерабатывает 1,9 млн т в год легкой малосернистой малайской нефти; он был расширен, и на нем была введена в эксплуатацию установка по переработке конденсата (KR-2) мощностью 3,1 млн т в год. Выпускаемая нефть используется как сырье для смежного с НПЗ завода по производству ароматических веществ. В штате Малакка у «Petronas» имеется нефтеперерабатывающий комплекс «Малакка» с двумя предприятиями. Первое, «Малакка-1», принадлежит «дочке» «Petronas». Оно было запущено в 1994 г. и имеет пропускную способность 4,6 млн т в год малайской легкой и малосернистой нефти и конденсата¹¹.

Второй НПЗ, «Малакка-2», принадлежит совместному предприятию «Petronas» и «ConocoPhillips», которая имеет в нем 47%. Введенный в эксплуатацию в 1998 г., он может перерабатывать 6,27 млн т в год как малосернистой, так и сернистой нефти, в основном получаемой с Ближнего Востока. Благодаря использованию запатентованной «ConocoPhillips» особой технологии замедленного коксования он может перерабатывать не очень качественное сырье в продукцию с высокой добавленной стоимостью. Его индекс Нельсона — 9,2¹².

В 2006 г. все три НПЗ «Petronas» работали с загрузкой, превышающей их проектные показатели. Такой ударный труд стал возможен благодаря хорошей организации, оптимизации производственных процессов и повышению надежности заводов.

⁸ <http://www.kpc.com.kw>.

⁹ <http://www.oilandgasnewsworldwide.com/bkArticlesF.asp?Article=16946&Section=2344&IssueID=451>.

¹⁰ Подробно см.: von der Mehden F., Troner A. Petronas: A National Oil Company with an International Vision // The Changing Role of National Oil Companies in International Energy Markets. — [S. I.]: J. Baker Inst. Publ., 2007. — P. 28—30.

¹¹ <http://www.petronas.com>.

¹² Fact Book / ConocoPhillips // <http://www.conocophillips.com>. — P. 57.

«Petronas» расширяет свое присутствие в зарубежной нефтепереработке: она подписала соглашение с Министерством энергетики Судана о совместном строительстве и эксплуатации современного НПЗ в Порт-Судане мощностью 7,4 млн т в год, который должен быть введен в действие в 2009 г. Он будет перерабатывать нефть Dag Blend из суданских месторождений бассейна Мелут, в которых «Petronas» имеет 40%, и производить нефтепродукты по стандартам Евро-4¹³.

«Petronas» своим примером доказывает, что современный ТЭК немислим без хай-тек. Компания проводит широкомасштабные научные исследования, чтобы улучшить качество и надежность своих нефтепродуктов. Благодаря им в 2007 г. она вывела на рынок топливо «PRIMAX 3», полученное за счет добавки к базовому топливу присадки Sinar G-05, разработанной в компании. Новое топливо улучшает эксплуатационные характеристики двигателей и отвечает самым строгим экологическим стандартам¹⁴.

Кроме того, благодаря богатым запасам газа Малайзии «Petronas» может осуществлять крупные нефтегазохимические проекты с иностранными партнерами. Эта деятельность не только увеличивает ценность природных ресурсов страны, она соответствует планам «Petronas» по превращению Малайзии в региональный центр нефтехимии.

«Petronas» приглашает международные компании участвовать в нефтехимических проектах, чтобы привлечь в страну современные технологии, обеспечить соответствие продукции мировым стандартам и гарантировать надежные рынки сбыта. Так, в Керти в 1995 г. «Petronas», «Idemitsu Petrochemicals Co Ltd» и «BP Chemicals» запустили завод по производству этилена, в 2002 г. «Petronas» и «Dow Chemical» — завод по производству оксида этилена и этиленгликоля. В Гебенге в 2004 г. BASF AG и «Petronas» открыли комплекс по производству бутанедиола.

«Petronas» стала развивать нефтехимические проекты в Индонезии (производство удобрений) и Вьетнаме (производство поливинилхлорида).

«Petrobras». Особый интерес для российских нефтяников представляет опыт Бразилии и ее национальной компании «Petrobras», на 32% принадлежащей государству. Успехи ее поистине впечатляют. С 1996 по 2006 гг. запасы нефти Бразилии выросли с 0,9 до 1,6 млрд т, а добыча «Petrobras» — с 39,8 до 94,6 млн т в год. Компания сделала страну независимой от импорта нефти.

Стратегическая задача «Petrobras» — довести добычу нефти и газа до 224 млн т в год к 2015 г., при этом активно развивая нефтепереработку и нефтехимию.

Сейчас у «Petrobras» 16 НПЗ, из них в Бразилии расположено 11 с совокупной производственной мощностью 89,64 млн т в год¹⁵, т. е. отношение добычи к переработке составляет около единицы (примерно как у международных мейджоров).

Намереваясь к 2020 г. стать одной из пяти ведущих интегрированных энергетических компаний мира, «Petrobras» планирует в 2008–2012 гг. инвестировать в Бразилии 97,4 млрд долл. Из этой суммы на разведку и добычу будет выделено 54,6 млрд долл., а на нефтепереработку и сбыт — 31,4 млрд¹⁶ (т. е. соотношение расходов на эти сегменты составляет 1,7).

Показательно распределение ее инвестиций в нефтепереработку за 2008–2012 гг.: 8,6 млрд долл. пойдут на повышение качества топлива, 3,9 млрд — на углубление переработки, 5,3 млрд — на расширение мощностей, 1,1 млрд — на обеспечение здравоохранения, охраны среды и производственной безопасности.

Стремясь улучшить качество производимого топлива, в первую очередь снизить содержание серы в нефтепродуктах, «Petrobras» активно модернизирует свои бразильские и зарубежные НПЗ. Например, на НПЗ «Araucaria» она воздвигает установку замедленного коксования, две установки гидроочистки от серы и установку риформинга, которые откроются в 2009 г. В результате производимые нефтепродукты будут удовлетворять строгим экологическим требованиям, которые в стране введут с 2009 г. Одновременно они найдут спрос на новых экспортных рынках в США и Европе.

Как и «Petronas», «Petrobras» уделяет большое внимание НИОКР в нефтепереработке. За последние годы, стремясь улучшить качество продукции и экологическую обстановку,

¹³ 2006 Annual Report / Petronas. — P. 42.

¹⁴ 2007 Annual Report / Petronas // [http://www.petronas.com.my/internet/corp/centralrep2.nsf/f0d5fd0d9c25fbd48256ae90025ee04/2b3caac313db597148256be60015256c/\\$FILE/annual%20report%202007.pdf](http://www.petronas.com.my/internet/corp/centralrep2.nsf/f0d5fd0d9c25fbd48256ae90025ee04/2b3caac313db597148256be60015256c/$FILE/annual%20report%202007.pdf). — P. 56—57.

¹⁵ 2006 Annual Report / Petrobras // http://www2.petrobras.com.br/ri/port/ConhecaPetrobras/RelatorioAnual/pdf/RelatorioAnual_2006.pdf. — P. 7.

¹⁶ 2020 Petrobras Strategic Plan, 2008—2012 Business Plan // http://www2.petrobras.com.br/ri/ing/ApresentacoesEventos/ConfTelefonicas/pdf/PlanoEstrategico_2008-2012_Ingles.pdf. — P. 13.

«Petrobras» выпустила на рынок дизельное топливо «Podium», которое обеспечивает более высокие эксплуатационные характеристики при меньшем износе двигателя и пониженном содержании серы. К тому же она разработала пионерный продукт — топливо H-Bio, которое производится за счет смешивания растительного масла с нефтью.

В ближайшие годы «Petrobras» планирует осуществить два крупных проекта в нефтепереработке. Во-первых, построить НПЗ «Abreu e Lima» стоимостью 4 млрд долл. и мощностью 9,9 млн т в год в сотрудничестве с венесуэльской PDVSA (запуск намечен на 2011 г.). Вторым проектом — НПЗ «Premium» мощностью 24,9 млн т в год, который станет крупнейшим заводом в Бразилии и будет введен в действие в 2014 г. Эти два начинания должны удовлетворить растущий внутренний спрос на нефтепродукты, уменьшить импорт дизельного топлива и способствовать расширению экспорта. Кроме того, «Petrobras» приобрела в 2006 г. 50%-ную долю в американском НПЗ «Pasadena» и подумывает о других покупках за рубежом.

Помимо нефтепереработки «Petrobras» ставит на стратегически важный для нее нефтехимический бизнес. Ее нефтехимическая «дочка» «Petroquisa» активно расширяет этот сегмент, планируя построить к 2012 г. Нефтехимический комплекс Рио-де-Жанейро стоимостью 8,3 млрд долл. Он будет перерабатывать до 7,5 млн т тяжелой нефти в год, производя нефтепродукты и сырье для нефтехимической промышленности (этилен, пропилен, бензен, параксилен, которые, в свою очередь, будут использоваться для выпуска полиэтилена, полипропилена, стирена, этиленгликоля и РТА).

Еще один нефтехимический проект, запуск которого намечается на 2008 г., — предприятие «Petroquímica Paulinia S.A.» (в нем «Petroquisa» имеет 40%-ную долю) стоимостью 328 млн долл. Оно будет производить 300 тыс. т полипропилена в год.

Кроме того, «Petrobras» разрабатывает технико-экономическое обоснование пионерного для Латинской Америки интегрированного комплекса «Minas Gerais» по производству акрила стоимостью 540 млн долл., который будет запущен в 2011 г.

К тому же в Пернамбуко создается комплекс по производству РТА стоимостью 514 млн долл. и мощностью 640 тыс. т в год, его открытие ожидается в 2009 г. Сырьем для него будет параксилен, сначала импортный. Потом планируется перейти на бразильский параксилен, который будет поставлять Нефтехимический комплекс Рио-де-Жанейро. Определенные объемы РТА пойдут на производство полиэстера компанией СІТЕРЕ, в которой «Petroquisa» имеет долю в 40%.

Так что при разработке государственной программы развития нефтепереработки и формировании корпоративных стратегий, в том числе в сфере нефтехимии, российским ВИНК стоит обратить внимание на соответствующий опыт таких успешных НК, как «Aramco», «Petrobras», КРС и «Petronas».

Таблица П2.
Первичная переработка нефти и производство основных видов нефтепродуктов в России в 2006—2007 гг

Компания, завод	Первичная переработка нефти			Производство основных видов нефтепродуктов, тыс. т								
	Объем в 2006 г., тыс. т	Изменение по сравнению с 2005 г., %	Объем в 2007 г., тыс. т	Бензин автомобильный		Дизельное топливо		Керосин авиационный		Мазут топочный		
				2006	2007	2006	2007	2006	2007	2006	2007	
«Роснефть»	10 796,0	103,18	48 268,8	107,78	737,8	6 351,6	3 079,9	14 870,1	270,2	1 489,3	4 341,8	15 895,2
Тулупинский НПЗ	4 294,2	105,99	5 225,1	121,68	262,6	269,7	1 449,0	1 764,1	0,0	0,0	1 835,1	2 262,2
Комсомольский НПЗ	6 501,8	101,41	7 016,8	107,92	475,2	471,2	1 630,9	1 829,8	270,2	292,9	2 506,7	2 776,2
ЮКОС	33 987,6	105,56	—	—	5 743,2	—	10 536,8	—	1 312,0	—	10 050,9	—
«Кулбашевнефтеоргсинтез»	6 267,6	107,44	6 394,2	102,02	1 098,5	1 070,8	2 255,0	2 225,4	0,0	0,0	2 266,9	2 452,4
Сызранский НПЗ	6 250,6	111,85	6 581,2	105,29	1 092,9	1 046,4	1 909,0	2 067,2	191,2	178,5	1 853,0	1 971,5
Новокуйбышевский НПЗ	7 149,7	97,06	7 400,0	103,5	1 041,7	1 091,6	2 169,3	2 144,0	306,9	279,4	1 993,2	2 014,5
Ачинский НПЗ	5 633,8	109,68	6 398,3	113,57	1 125,3	1 129,9	1 743,6	2 037,6	281,2	302,9	2 144,0	2 327,5
Ангарская НХК	8 685,9	104,99	9 253,2	106,53	1 384,8	1 272,0	2 459,9	2 802,0	532,7	435,6	1 793,8	2 090,9
МТК-Московский НПЗ	9 634,1	103,00	9 995,6	103,75	2 112,0	2 233,4	2 658,3	2 775,6	491,3	485,7	2 805,0	2 731,9
«Башнефтехимзаводы»	19 091,1	99,72	19 228,5	100,72	4 893,8	4 874,8	7 303,6	7 075,9	59,6	69,3	3 848,4	3 586,4
Уфимский НПЗ	7 038,2	97,49	6 544,9	92,99	1 541,2	1 494,1	2 516,6	2 223,2	0,0	0,0	1 363,1	1 228,8
«Уфанефхим»	6 077,8	102,90	6 249,9	102,83	1 536,3	1 745,1	2 688,4	2 599,5	0,0	0,0	1 353,7	1 272,7
Ново-Уфимский НПЗ	5 975,1	99,29	6 433,7	107,68	1 816,3	1 635,6	2 098,6	2 253,2	59,6	69,3	1 131,6	1 084,9
«Салаватнефтеоргсинтез»	6 818,0	95,76	6 795,2	99,67	950,9	841,4	2 464,4	2 332,7	0,0	0,0	1 426,8	1 342,2
«Сургутнефтегаз»	20 108,6	109,99	19 712,2	98,03	2 309,8	2 198,1	4 706,0	4 821,0	1 117,0	683,8	6 625,9	6 474,0
«Кирилиннефтеоргсинтез»	20 108,6	109,99	19 712,2	98,03	2 309,8	2 198,1	4 706,0	4 821,0	1 117,0	683,8	6 625,9	6 474,0
ЛУКОЙЛ	39 256,4	106,13	42 344,3	107,87	4 405,1	4 909,8	10 615,5	11 309,6	2 253,2	2 276,5	9 109,9	10 789,1
«Волгограднефтепереработка»	9 589,2	104,20	9 575,4	99,86	868,5	1 165,8	2 614,7	2 458,4	806,9	781,2	1 678,5	2 005,7
«Пермнефтеоргсинтез»	11 849,4	108,39	11 951,3	100,86	1 463,5	1 402,3	3 607,2	3 687,2	657,8	719,0	1 631,7	1 789,2
«Ухтапетропереработка»	3 561,9	104,53	4 147,2	116,43	308,0	356,2	943,5	1 128,4	40,2	18,0	850,1	997,6
«Нижгороднефтеоргсинтез»	14 255,9	106,02	16 670,4	116,94	1 765,1	1 985,5	3 450,1	4 035,6	748,3	758,3	4 949,6	5 996,6
Группа «Альянс»	3 105,6	101,60	3 224,0	103,81	340,0	344,6	514,5	533,6	202,8	173,5	1 164,6	1 179,6
Хабаровский НПЗ	3 105,6	101,60	3 224,0	103,81	340,0	344,6	514,5	533,6	202,8	173,5	1 164,6	1 179,6
Славнефть	12 840,4	100,41	12 687,4	98,81	2 122,0	2 289,3	3 812,4	3 813,2	723,0	660,5	4 091,4	4 007,5
«Ярославнефтеоргсинтез»	12 577,1	100,40	12 611,2	100,27	2 122,0	2 289,3	3 801,7	3 810,3	723,0	660,5	3 996,4	3 979,5
Ярославский НПЗ	261,8	100,61	76,2	28,94	0,0	0,0	10,7	2,9	0,0	0,0	95,0	28,0
«Русснефть»	4 725,9	132,79	4 929,7	104,31	722,7	731,2	1 414,6	1 340,2	238,6	234,4	1 690,4	1 847,8
«Орскнефтеоргсинтез»	4 725,9	132,79	4 929,7	104,31	722,7	731,2	1 414,6	1 340,2	238,6	234,4	1 690,4	1 847,8
Томская нефтяная компания	20 466,9	104,90	20 386,8	99,61	3 876,5	3 883,9	5 795,2	5 866,9	925,7	823,6	6 354,9	6 195,4
Рязанский НПЗ	14 564,8	105,42	14 517,1	99,67	3 085,0	3 078,1	4 063,5	4 016,8	925,7	823,6	4 690,1	4 690,7
Саратовский НПЗ («Крекинг»)	5 902,1	103,65	5 869,7	99,45	791,5	805,8	1 731,7	1 850,1	0,0	0,0	1 664,8	1 504,7
«Газпром нефть»	16 275,5	112,24	16 497,5	101,36	3 487,2	3 488,7	5 277,3	5 261,7	1 174,2	1 190,6	2 397,8	2 611,0
«Омскнефтеоргсинтез»	16 275,5	112,24	16 497,5	101,36	3 487,2	3 488,7	5 277,3	5 261,7	1 174,2	1 190,6	2 397,8	2 611,0
«Краснодарнефтефть»	2 353,6	113,85	2 422,0	102,91	0,0	0,0	744,6	812,5	43,1	56,7	932,9	957,6
ТАИФ-НК (Нижнекамский НПЗ)	7 434,0	112,55	7 548,6	101,54	276,9	489,6	1 820,8	1 703,0	0,0	0,0	2 183,1	2 035,3
«Газпром»	5 052,9	91,75	5 080,1	100,54	2 158,5	2 141,6	1 503,3	1 482,1	150,4	118,6	375,6	391,2
Афипский НПЗ	2 511,4	178,98	2 681,1	106,76	0,0	0,0	615,2	673,8	0,0	3,8	1 161,5	1 282,2
Итого	214 458,0	105,88	221 801,8	103,42	34 136,4	34 778	62 862,4	64 671,9	8 961,1	8 266,3	58 560,9	61 326,4
Мини-НПЗ	4 440,7	108,72	5 850,4	131,75	191,1	196,4	1 281,8	1 567,6	103,5	108,6	681,8	1 002,6
Всего	218 898,7	105,94	227 652,2	104,00	34 327,5	34 974,4	64 144,2	66 239,5	9 064,6	8 375,0	59 242,7	62 329,0

Источник: Нефтегаз. вертикаль. — 2007. — № 3, 2008. — № 3.

Таблица ПЗ
**Переработка нефтяного сырья и производство нефтепродуктов на мини-НПЗ России
 в 2006 г., тыс. т**

Наименование мини-НПЗ	Нефтяное сырье	Бензин прямогонный	Автобензин	Дизтопливо	Авиакеросин	Мазут топочный	Битум
ОАО «Роснефть»							
Тарасовская МУПН	122,3	11,2	22,6	74,3	0,0	0,0	0,0
«Северная нефть»	30,4	0,0	0,0	28,0	0,0	0,0	0,0
ОАО «Татнефть»							
Кичуйский НПЗ	204,5	0,0	64,5	104,7	0,0	0,0	5,7
ОАО «Татнефтепром»							
Карабашская НБУ	58,6	0,0	0,0	0,0	0,0	28,7	0,1
ОАО «ЛУКОЙЛ»							
ТПП «Когалымнефтегаз»	157,4	0,0	42,2	75,9	23,2	0,0	3,7
НПЗ ТПП «Урайнефтегаз»	41,5	0,0	12,6	24,0	0,0	0,0	0,0
«Арктикнефть»	7,9	0,0	0,0	0,0	0,0	2,5	0,0
ОАО «Сургутнефтегаз», КУППН и ПБ	85,4	14,1	0,0	28,0	0,0	0,0	41,8
ОАО «НК «ЮКОС»							
Стрежевской НПЗ	291,6	0,1	34,5	90,5	0,0	0,0	0,0
ОАО «НК «Русснефть»							
«Варьеганнефть», НПУ	22,9	0,0	0,0	22,2	0,0	0,0	0,0
ОАО «Тюменская нефтяная компания»							
Нижневартовское НПО	1360,0	788,1	0,0	461,6	65,5	0,0	0,0
Красноленинский НПЗ	144,4	55,4	0,0	69,6	16,0	0,0	0,0
Марийский НПЗ	820,8	79,4	0,0	254,9	0,0	198,8	0,0
СП «Петросах»	42,3	0,0	5,8	5,6	0,0	19,8	0,0
ООО «Надежда»	12,3	1,4	0,0	4,2	0,0	6,0	0,0
ОАО «Якут ГП»	51,3	0,0	10,1	0,0	0,0	0,0	0,0
ОАО «Норильск ГП»	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ЗАО «Трансбункер»	600,3	136,4	0,0	13,0	0,0	275,4	0,0
ОАО «Нефтебитум»	23,2	0,2	0,0	0,0	0,0	1,6	12,2
ООО «Строй-ПРЭМ-инвест»	169,9	36,4	0,0	0,0	0,0	77,2	0,0
Александровский НПЗ	29,6	5,2	0,0	9,7	0,0	13,6	0,0
ООО «Янгпур»	6,7	0,3	0,0	2,6	0,0	0,0	0,0
ОАО «Татнефтепром-Зюзеевнефть»	30,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	15,6
ГУП «Концерн С-Осетиннефтегазпром»	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ООО «Томскнефтегазпереработка»	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Вознесенский НПЗ	8,9	0,7	0,0	1,4	0,0	0,0	0,0
НПЗ Красноярка	12,4	3,8	0,0	5,7	0,0	2,1	0,0
Антипинский НПЗ	103,7	12,5	0,0	28,3	0,0	60,7	0,0
НК «Якол»	27,1	0,0	6,6	0,0	0,0	0,0	0,0
ЗАО «РИКО»	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,0
<i>Итого по России</i>	<i>4467</i>	<i>1145,2</i>	<i>199</i>	<i>1304,2</i>	<i>104,7</i>	<i>687,3</i>	<i>79,2</i>

Источник: приложение «Нефтеперерабатывающая промышленность» к журналу «МИНТОП» за апрель 2007 г.

Таблица П4
Глубина переработки на НПЗ и ГПЗ, перерабатывающих нефтяное сырье, %

Предприятие	2003	2004	2005	2006
Всего по России	69,9	71,2	71,3	71,7
Всего по НПЗ	69,3	70,6	70,8	71,2
ОАО «Роснефть»				
Комсомольский НПЗ	59,9	60,1	59,9	60,8
Туапсинский НПЗ	54,8	55,2	55,6	56,5
ОАО «Московский НПЗ»	68,8	68,5	68,4	69,7
ОАО «Салаватнефтеоргсинтез»	74,6	73,3	78,1	78,1
НПЗ ОАО «ТАИФ-НК»	57,6	67,3	68,7	69,4
ОАО «Башнефтехим»				
Новоуфимский НПЗ	72,9	78,6	80,5	80,0
«Уфанефтехим»	72,2	77,5	72,4	76,9
Уфимский НПЗ	78,4	81,0	78,7	80,1
ОАО «ЛУКОЙЛ»				
«Волгограднефтепереработка»	82,5	82,1	83,5	81,5
«Пермнефтеоргсинтез»	80,8	84,2	87,6	85,2
«Ухтанефтепереработка»	71,6	69,0	71,2	76,0
«Нижегороднефтеоргсинтез»	60,9	63,2	66,1	64,6
ОАО «Сургутнефтегаз»				
«Киришинефтеоргсинтез»	68,7	67,8	66,6	66,5
ОАО «НК «ЮКОС»»				
Сызранский НПЗ	73,7	73,5	72,3	68,9
Новокуйбышевский НПЗ	69,6	72,5	71,3	71,0
«Куйбышевнефтеоргсинтез»	63,3	63,9	64,0	62,9
Ачинский НПЗ	61,0	60,3	60,4	61,1
Ангарская НХК	73,4	73,3	75,3	78,2
ОАО «Газпром нефть»				
«Омскнефтеоргсинтез»	83,0	84,5	84,1	84,4
ОАО «НК «Русснефть»»				
«Орскнефтеоргсинтез»	59,7	65,6	62,9	62,8
Краснодарский НПЗ	57,7	56,6	54,2	59,8
ОАО «НК «Альянс»»				
Хабаровский НПЗ	62,6	61,1	61,4	61,6
ОАО «НГК «Славнефть»»				
«Ярославнефтеоргсинтез»	62,4	61,1	62,3	66,8
Ярославский НПЗ	77,2	63,4	63,1	61,7
ОАО «ТНК-ВР Холдинг»				
Рязанский НПЗ	64,5	66,1	65,2	66,3
Саратовский НПЗ	60,6	63,9	68,6	70,8
ООО «Афипский НПЗ»	50,3	52,3	52,2	52,4
ОАО «Газпром»	91,2	90,6	90,3	89,1

Источник: приложение «Нефтеперерабатывающая промышленность» к журналу «МИНТОП» за апрель 2007 г.

О Фонде Карнеги

Фонд Карнеги за Международный Мир является неправительственной, внепартийной, некоммерческой организацией со штаб-квартирой в Вашингтоне (США). Фонд был основан в 1910 г. известным предпринимателем и общественным деятелем Эндрю Карнеги для проведения независимых исследований в области международных отношений. Фонд не занимается предоставлением грантов (стипендий) или иных видов финансирования. Деятельность Фонда Карнеги заключается в выполнении намеченных его специалистами программ исследований, организации дискуссий, подготовке и выпуске тематических изданий, информировании широкой общественности по различным вопросам внешней политики и международных отношений.

Сотрудниками Фонда Карнеги за Международный Мир являются эксперты мирового уровня, которые используют свой богатый опыт в различных областях, накопленный ими за годы работы в государственных учреждениях, средствах массовой информации, университетах и научно-исследовательских институтах, международных организациях. Фонд не представляет точку зрения какого-либо правительства, не стоит на какой-либо идеологической или политической платформе, и его сотрудники имеют самые различные позиции и взгляды.

Решение создать Московский Центр Карнеги было принято весной 1992 г. с целью реализации широких перспектив сотрудничества, которые открылись перед научными и общественными кругами США, России и новых независимых государств после окончания периода «холодной войны». С 1994 г. в рамках программы по России и Евразии, реализуемой одновременно в Вашингтоне и Москве, Центр Карнеги осуществляет широкий спектр общественно-политических и социально-экономических исследований, организует открытые дискуссии, ведет издательскую деятельность.

Основу деятельности Московского Центра Карнеги составляют публикации и циклы семинаров по внутренней и внешней политике России, по проблемам нераспространения ядерных и обычных вооружений, российско-американских отношений, безопасности, гражданского общества, а также политических и экономических преобразований на постсоветском пространстве.

CARNEGIE ENDOWMENT FOR INTERNATIONAL PEACE

1779 Massachusetts Ave., NW, Washington, DC 20036, USA

Tel.: +1 (202) 483-7600; Fax: +1 (202) 483-1840

E-mail: info@CarnegieEndowment.org

<http://www.CarnegieEndowment.org>

МОСКОВСКИЙ ЦЕНТР КАРНЕГИ

Россия, 125009, Москва, Тверская ул., 16/2

Тел.: +7 (495) 935-8904; Факс: +7 (495) 935-8906

E-mail: info@carnegie.ru

<http://www.carnegie.ru>

В серии «Рабочие материалы» Московского Центра Карнеги вышли:**2008**

Выпуск 1. Внутренняя ситуация в Иране: «Круглый стол» в рамках программы «Религия, общество и безопасность» 28 ноября 2007 г.

2007

Выпуск 1. Что будет в Туркменистане? «Круглый стол» в рамках программы «Религия, общество и безопасность» 23 января 2007 г.

Выпуск 2. *Маррак Гулдинг.* Организация Объединенных Наций: лидерство, реформы и миротворчество.

Выпуск 3. *Алексей Арбатов.* Москва — Мюнхен: новые контуры российской внутренней и внешней политики.

Выпуск 4. *Нина Пусенкова.* Восток есть восток: Новая нефтегазовая провинция России.

Выпуск 5. *Андрей Макарычев, Сэмюэл А. Грин.* Перспективы прозрачности в российском ресурсодобывающем секторе.

2005

Выпуск 1. *Марта Олкотт.* Владимир Путин и нефтяная политика России.

Выпуск 2. Гражданское общество: экономический и политический подходы.

Выпуск 3. Гражданское общество и политические процессы в регионах.

Выпуск 4. *Владимир Милов, Иван Селивахин.* Проблемы энергетической политики России.

Выпуск 5. *Чжао Хуашэн.* Китай, Центральная Азия и Шанхайская организация сотрудничества.

Выпуск 6. *Анна Бессонова.* Требования ВТО и российское законодательство.

2004

Выпуск 1. *Василий Михеев.* Восточно-азиатское сообщество: китайский фактор и выводы для России.

Выпуск 2. *Алексей Малашенко.* Бродит ли призрак «исламской угрозы»?

Выпуск 3. *Ахмед Ахмедов, Евгения Бессонова, Елена Гришина, Ирина Денисова, Денис Некипелов, Иван Черкашин.* Вступление в ВТО и рынок труда в России.

Выпуск 4. *Ксения Юдаева.* Что ждут от ВТО российские предприятия: результаты опроса.

Выпуск 5. *Константин Козлов, Денис Соколов, Ксения Юдаева.* Инновационная активность российских предприятий.

Выпуск 6. *В. В. Михеев, В. Б. Якубовский, Я. М. Бергер, Г. В. Белокурова.* Северо-Восточная Азия: Энергетические стратегии безопасности.

Выпуск 7. *Андрей Шлейфер, Дэниел Трейсман.* Обычная страна.

Выпуск 8. *Анатолий Ширяев.* Организационно-методическая концепция реформирования военного образования.

Выпуск 9. Влияние российских групп интересов на политику России в отношении Белоруссии.

Выпуск 10. *Рой Алисон.* Центральная Азия и Закавказье: региональное сотрудничество и фактор российской политики.

