

Российский нефтегазовый комплекс: динамика конкурентоспособности и перспективы финансирования*

О. БЕРЕЗИНСКАЯ,

ведущий эксперт Фонда экономических исследований «Центр развития»,

В. МИРОНОВ,

кандидат экономических наук,

ведущий эксперт Фонда экономических исследований «Центр развития»

О реальной зависимости российской экономики от нефтегазового комплекса

В докладе Всемирного банка об экономике России, опубликованном весной 2004 г.¹, было привлечено внимание к проблеме реальной оценки вклада нефтегазового сектора и экспортеров в целом в производство российского ВВП. Не является ли мифом нефтегазовая зависимость России, коль скоро доля отраслей нефтегазового комплекса (НГК), по официальным данным, не превышает в последние годы 9% ВВП, а всей промышленности – 31%? С точки зрения специалистов Всемирного банка, и мы согласны с ними, российская статистика системно занижает вклад промышленности и прежде всего нефтегазового сектора и завышает вклад торговли.

По нашему мнению, если бы структуру ВВП не искажали трансфертное ценообразование и занижение экспортных цен, то в действительности она была бы другой: доля промышленности и НГК значительно повысилась бы, например, в 2003г. до 51%, а НГК – до 28%. Конечно, наши оценки – не истина в последней инстанции, но они показывают, что российская экономика зависит от «трубы» и экспорта в существенно большей степени, чем следует из данных официальной статистики.

Перерасчет структуры российского ВВП, предпринятый Всемирным банком, основан на применении торговых и транспортных наценок, характерных для Великобритании и

* Статья подготовлена в рамках НИР МЭРТ России № 1.3.3. на 2006г. «Разработка модели финансов отраслей с переходом в систему ОКВЭД» и на 2004 г. №16.03.3 «Построение модели финансового развития секторов экономики при различных вариантах изменения внешних условий и налоговой нагрузки, моделирование влияния банковского сектора и финансовых рынков на развитие экономики...».

¹ Меморандум об экономическом положении Российской Федерации «От экономики переходного периода к экономике развития». М.: Всемирный банк, апрель 2004 г. См. также: Всемирный банк. Макроэкономические факторы послекризисного роста // Вопросы экономики. 2004. № 5.

Нидерландов, к национальным счетам России. Наши оценки и корректировки структуры отечественного ВВП, сделанные на сопоставимом периоде до 2003 г., были проведены по другой методике – с учетом оценки прибыли, получаемой от реализации российской продукции при экспорте и присваиваемой в основном холдингами и торговыми (зачастую оффшорными) структурами. Очевидно, дооценка прибыли от внешней торговли могла бы сказаться не только на изменении структуры ВВП, но и на увеличении его объема. Однако в связи с отсутствием соответствующих достоверных данных в наших расчетах мы вслед за специалистами Всемирного банка исходили из того, что экспорт влияет исключительно на перераспределение созданного ВВП по отраслям экономики.

Таблица 1

ВВП, созданный в промышленности и торговле в 2000 г. (в %)

	Госкомстат России	Всемирный банк	Центр развития
Промышленность,	31	52–55	68
в том числе нефтегазовый комплекс	9	25	28
Торговля	24	9–11	6

Источники: Госкомстат России, ГТК России, Всемирный банк, Центр развития.

Расхождения в оценках Центра развития и Всемирного банка отражают различия в методике расчетов (см. табл. 1). С одной стороны, согласно нашим расчетам, в экспортных секторах российской экономики норма прибыли выше², чем в аналогичных секторах английской или голландской экономики. С другой стороны, мы опирались на данные о доходах и издержках так называемых «хозяйственных отраслей», включающих непрофильные виды деятельности, тогда как Всемирный банк использовал более корректные оценки «чистых отраслей» межотраслевого баланса. Тем не менее результаты в целом схожи. По всей видимости, недооцененность ВВП была максимальной именно в 1999–2001 гг., что и объясняет масштабы повышения вклада промышленности в ВВП.

Таблица 2

Структура ВВП (в %)

	1996 г.	1997 г.	1998 г.	1999 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2003 г.
Структура ВВП по данным Госкомстата России								
ВВП, всего	100	100	100	100	100	100	100	100
Промышленность	30	30	30	31	31	28	27	27
Сельское хозяйство	7	6	6	7	6	7	6	5
Строительство	9	8	7	6	7	7	7	7
Транспорт и связь	13	12	11	9	9	9	9	9

² Оценка прибыли получена путем сопоставления данных об экспортных ценах и объемах экспорта с отчетными данными об издержках производства, транспортировки и реализации.

Торговля	20	19	21	23	24	22	22	22
Прочие	22	24	26	23	23	26	29	29
Структура ВВП после корректировок Центра развития								
ВВП, всего	100	100	100	100	100	100	100	100
Промышленность	41	42	53	63	68	59	50	51
Сельское хозяйство	7	6	6	7	6	7	6	5
Строительство	9	8	7	6	7	7	7	7
Транспорт и связь	13	12	11	9	9	9	11	11
Торговля	16	14	7	6	6	8	11	11
Прочие	14	16	16	8	4	10	16	14

Методика расчета. Объем созданного в промышленности ВВП корректировался пропорционально превышению добавленной стоимости промышленности с учетом экспорта (по данным Госкомстата России и ГТК России) над отчетной добавленной стоимостью (по данным Госкомстата России). Отраслевая разбивка ВВП по отраслям промышленности определялась долей отрасли в добавленной стоимости, созданной в промышленности. ВВП, произведенный в остальных отраслях экономики, корректировался следующим образом: ВВП, созданный «прочими», уменьшался на увеличение ВВП в отраслях НГК (мы исходили из того, что не учтенная промышленными предприятиями НГК прибыль аккумулируется головными структурами холдингов); ВВП, созданный в торговле, уменьшался на остаток увеличения ВВП в промышленности. Доли торговли и транспорта в ВВП в 2002–2003 гг. скорректированы с учетом отнесения с 2002 г. системы газопроводов к предприятиям торговли (раньше она относилась к предприятиям транспорта).

Источники: Госкомстат России, ГТК России, Центр развития.

Скорректированные данные радикально меняют структуру ВВП (см. табл. 2). Во-первых, доля промышленности в ВВП оказывается существенно выше, чем официальные 27–31%: по нашим расчетам, минимальная ее величина составляла 41–42% (1996–1997 гг.). В результате быстрого экономического роста в 1999–2003 гг. она превысила 50%, в то время как официальная статистика свидетельствует об уменьшении вклада промышленности в ВВП на 3 п.п.

Более того, российская экономика перестает быть постиндустриальной: в скорректированной структуре ВВП отрасли материального производства и услуг меняются местами: именно на долю первых приходится более 60% ВВП. При этом вследствие возросшего производства ВВП в промышленности в 1999–2001 гг. доля услуг (торговли и транспорта и связи) в нем резко снизилась, и только в 2002–2003 гг. она стала восстанавливаться, не достигнув, однако, уровня 1996–1997 гг. Кроме того, доля «прочих» отраслей экономики в ВВП находится на уровне около 15% (как и в 1996–1997 гг.), а не увеличилась с 22 до 29%, как следует из официальных статистических данных.

Наконец, удалось количественно оценить вклад в ВВП нефтегазового комплекса. По нашим расчетам, на его долю приходилось не 6–9% ВВП (по данным официальной статистики), а 14–15% в 1996–1998 гг. и более 20% – в 1999–2003 гг. С учетом трубопроводного транспорта она составила в 1999–2003 гг. около 1/4 ВВП (см. табл. 3).

ВВП, созданный в отраслях НГК

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
	г.	г.	г.	г.	г.	г.	г.	г.
В млрд долл.								
Исходя из данных Госкомстата России	22	24	14	13	21	20	24	29
После корректировки	49	54	37	39	65	64	66	85
После корректировки и с учетом трубопроводного транспорта	69	69	46	44	71	72	77	100
В % ВВП								
Исходя из данных Госкомстата России	6	7	6	7	9	7	8	7
После корректировки	14	15	15	22	28	23	21	22
После корректировки и с учетом трубопроводного транспорта	19	19	19	24	30	26	24	26

Источник: Госкомстат России, ГТК России, Центр развития

Как и следовало ожидать, в результате девальвационного удорожания экспортной выручки и роста мировых цен на энергоносители доля российского НГК в ВВП существенно увеличилась – почти в полтора раза. Тем самым степень зависимости структуры отечественного производства от «трубы» приблизилась к соответствующему показателю финансовой системы России.

Развитие российского нефтяного сектора в 1998–2005 гг.: переход к стагнации?

Казалось бы, из-за исключительно благоприятной мировой конъюнктуры цен на нефть (в 2005 г. средняя цена на нефть марки «Юралс» выросла почти в полтора раза относительно среднегодового уровня 2004 г.) в минувшем году сложились наилучшие условия для дальнейшего роста российского нефтяного сектора. Однако, оказалось, что ценовой фактор стал утрачивать свою стимулирующую силу. Если за пять лет «просто высоких цен» на российскую нефть (2000–2004 гг.) ее добыча в физическом выражении выросла в полтора раза (среднегодовой прирост – 8,5%), а экспорт – более чем на 90% (среднегодовой прирост – 14%), то в 2005 г., несмотря на все новые ценовые рекорды мирового нефтяного рынка, добыча российской нефти увеличилась всего на 2,4%, а экспорт и вовсе сократился на 2%.

Основной причиной этого было резкое ухудшение динамики добычи нефти компаниями, контролируемыми государством («Газпром», «Роснефть», «Татнефть», «Башнефть»): по итогам 2005 г. ее прирост составил лишь 0,7% (около 1 млн т). Однако и крупнейшие частные компании также ухудшили показатели добычи: ее прирост уменьшился с 9,6% в 2004 г. до 1,8% в 2005 г. Даже без учета ЮКОСа, вынужденного в минувшем году решать задачи совсем иного (непроизводственного) плана, замедление роста добычи

крупнейшими независимыми нефтяными компаниями было весьма существенным: с 10,7% в 2004 г. до 6,1% в 2005 г. Если в 2004 г. четыре крупнейшие частные компании («ЛУКойл», «Сургутнефтегаз», «Славнефть», ТНК) увеличили добычу нефти на 26 млн т, то в 2005 г. ее прирост составил только 14 млн т (см. табл. 4).

Таблица 4

Добыча нефти в России в 2003–2005 гг.

	Млн т				Прирост добычи, млн т		Прирост добычи, %	
	2003 г.	2004 г.	2004 г.	2005 г.	2004/2003 гг.	2005 / 2004 гг.	2004/2003 гг.	2005/2004 гг.
Добыча, всего*	422	459	459	470	36	11	8,6	2,4
«Госкомпании»	68	71	157	158	3	1	4,4	0,7
«Газпром»	11	12	12	46	1	0	9,1	-0,2
«Сибнефть»**			34					
«Роснефть»	20	22	22	75	1	1	7,4	1,5
«Юганскнефтегаз»**			52					
«Башнефть»	12	12	12	12	0	0	0,3	-1,1
«Татнефть»	25	25	25	25	0	0	1,7	0,9
<i>Крупнейшие независимые компании</i>	<i>325</i>	<i>356</i>	<i>270</i>	<i>275</i>	<i>31</i>	<i>5</i>	<i>9,6</i>	<i>1,8</i>
«ЛУКойл»	79	84	84	87	5	3	6,5	3,4
«Сургутнефтегаз»	54	60	60	64	6	4	10,2	7,1
«Славнефть»	18	22	22	24	4	2	23,9	9,8
ЮКОС (без «Юганскнефтегаза»)	31	34	34	25	3	-9	9,5	-27,7
«Юганскнефтегаз»	50	52			2		4,1	
ТНК	62	70	70	75	9	5	13,8	7,2
«Сибнефть»	31	34			3		8,3	
<i>Крупнейшие независимые компании без ЮКОСа</i>	<i>244</i>	<i>270</i>	<i>236</i>	<i>250</i>	<i>26</i>	<i>14</i>	<i>10,7</i>	<i>6,1</i>
<i>Прочие компании</i>	<i>30</i>	<i>32</i>	<i>32</i>	<i>37</i>	<i>2</i>	<i>5</i>	<i>7,6</i>	<i>15,4</i>

*Нефть с газовым конденсатом.

** Для сопоставимости данных за 2004–2005 гг. объемы добычи «Сибнефти» и «Юганскнефтегаза» включены в показатели соответственно «Газпрома» и «Роснефти».

Источники: Росстат, отчеты компаний, Центр развития.

Еще до начала 2005 г. были очевидны основные потенциальные «ограничители» роста российского нефтяного сектора: его структурная перестройка, начавшаяся с поглощения «Роснефтью» «Юганскнефтегаза» в декабре 2004 г. и продолжившаяся присоединением «Сибнефти» к «Газпрому» осенью 2005 г., а также начало периода адаптации к выросшей налоговой нагрузке. Сдерживает его развитие и недиверсифицированная структура производственных активов и собственности.

В деятельности крупнейших международных нефтегазовых компаний заметна тенденция к слиянию нефтяных и газовых активов, то есть они идут по пути диверсификации

производства. Диверсифицирована и структура их собственности: владельцами компаний являются миллионы мелких акционеров. Российские же нефтегазовые компании в начале 1990-х годов были искусственно разделены на нефтяные и газовые. Таких компаний в мире практически больше не существует, за исключением нефтяных, обслуживающих интересы государства. Поэтому диверсификация деятельности «Газпрома» вполне обоснована, как и распыление значительной части его акций среди мелких акционеров при сохранении контрольного пакета у государства. В то же время поглощение «Газпромом» нефтяных активов, на наш взгляд, целесообразно не для превращения его в супергиганта, включающего весь нефтяной сектор, а с точки зрения образования при создании соответствующих условий на его основе в российском НК двух–трех крупных нефтегазовых компаний, конкурентоспособных по отношению к мировым лидерам.

Однако проведение структурной перестройки в отрасли затормозило рост добычи нефти государственными компаниями, поскольку присоединение к нимкратно превосходящих их по масштабам добычи частных нефтяных активов (в 2004 г. добыча «Юганскнефтегаза» в 2,4 раза превышала добычу «Роснефти», а «Сибнефть» добывала нефти в 2,8 раза больше, чем «Газпром») неизбежно сопряжено с выстраиванием новых производственно-финансовых моделей; кроме того, у «Сибнефти» в период, предшествовавший реорганизации, также отсутствовали стимулы к наращиванию добычи. Это в целом негативно повлияло на объем и структуру инвестиционной активности данных нефтяных компаний в 2005 г. По всей видимости, структурная перестройка нефтяного сектора сказалась и на динамике добычи крупнейших частных компаний, что связано с процедурными и финансовыми аспектами ее инициирования и проведения. В контексте этого процесса сугубо производственные достижения для них, по-видимому, перестали быть главным ориентиром, уступив место решению тактической задачи по улучшению социально-политического имиджа при закреплении на уже завоеванных производственных рубежах.

Из-за высокой налоговой нагрузки на нефтяной сектор (дополнительные платежи в бюджет, обусловленные улучшением мировой конъюнктуры цен, для некоторых компаний превышали объем соответствующей дополнительной прибыли) финансовая мотивация нефтяных компаний к наращиванию добычи, по всей видимости, также несколько снизилась, что явилось фактором торможения его роста. В качестве индикатора финансовой мотивации можно рассматривать динамику располагаемых доходов (собственных инвестиционных ресурсов) нефтяного сектора – средств, остающихся в его распоряжении после осуществления всех платежей, связанных с производством и реализацией, а также расчетов с бюджетом, которые компании могут выплатить в качестве дивидендов и направить на инвестиции (см. табл. 5).

**Динамика финансовых показателей нефтяного сектора
в 1998–2005 гг., млрд долл.**

	199 8 г.	199 9 г.	2000 г.	200 1 г.	200 2 г.	200 3 г.	200 4 г.	2005 г.
Выручка от реализации нефти и нефтепродуктов ¹	27,6	26,9	47,9	48,5	54,9	69,2	98,0	143,6
Производственные и коммерческие затраты	22,0	14,5	19,7	24,1	26,9	32,5	39,0	44,3
затраты на производство, реализацию ² и транспортировку	14,8	10,2	14,6	19,1	21,6	24,8	30,7	36,2
в том числе амортизация	1,9	0,8	0,9	1,1	2,1	2,7	3,9	4,5
коммерческие затраты ³	7,2	4,3	5,1	5,0	5,4	7,7	8,3	8,0
Прибыль до платежей в бюджет	5,6	12,4	28,2	24,4	27,9	36,5	59,0	99,3
Платежи в бюджет ⁴	5,0	5,6	12,1	16,1	19,5	24,7	44,6	83,2
Располагаемая прибыль (собственные инвестиционные ресурсы) ⁵	2,6	7,6	17,0	9,5	10,4	14,5	18,2	20,6
Инвестиции в основной капитал	3,8	2,5	5,5	7,8	7,4	9,8	10,7	11,9
Профицит (дефицит) собственных ресурсов	-1,3	5,1	11,5	1,7	3,0	4,7	7,6	8,7
Рентабельность всех затрат: располагаемая прибыль к произведенным производственным и коммерческим затратам, %	10	52	86	39	39	45	47	46
Рентабельность производственных затрат: располагаемая прибыль к произведенным производственным затратам, %	14	74	116	49	48	58	59	57
Справочно: цена на нефть марки "Юралс", долл./барр.	11,9	17,2	26,6	22,9	23,7	27,3	34,6	50,4

¹ С НДС, акцизами и экспортными пошлинами.

² Без налогов, включая транспортировку.

³ Включая разведку, за минусом транспортных расходов.

⁴ 2005 г. – без учета платежей в бюджет доначисленных на ЮКОС налогов и сборов.

⁵ Включая амортизационные отчисления.

Источники: Росстат, ФТС России, МНС РФ, отчеты компаний, расчеты Центра развития.

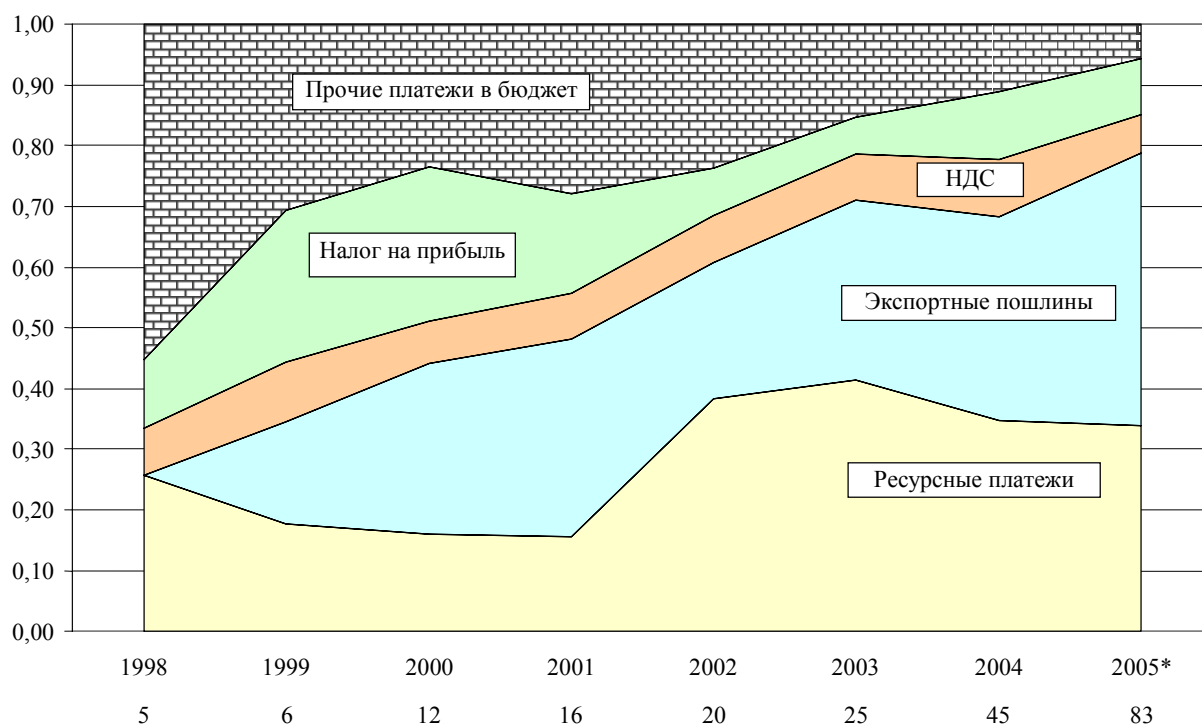
Выручка нефтяного сектора от реализации нефти и нефтепродуктов на внешнем и внутреннем рынках в 2005 г. увеличилась до 144 млрд долл. (на 46 млрд долл., или на 47% относительно уровня 2004 г.). В условиях более медленного роста производственных и коммерческих затрат это обусловило значительное увеличение прибыли сектора до расчетов с бюджетом: если в 2004 г. она составляла 59 млрд, то в 2005 г. – уже 99 млрд долл.

Однако практически вся дополнительная прибыль в размере около 40 млрд долл., заработанная нефтяным сектором и на внешнем рынке благодаря росту мировых цен на нефть и нефтепродукты, и на внутреннем – в связи с повышением цен на них для российских

потребителей, была перечислена в бюджет. По нашим расчетам, в 2005 г. платежи в бюджет российского нефтяного сектора, за исключением доначисленных на ЮКОС налогов и сборов (примерно 9,6 млрд долл.), превысили 83 млрд долл. (45 млрд долл. годом ранее). В итоге располагаемая прибыль сектора (собственные инвестиционные ресурсы) увеличилась лишь на 2,4 млрд долл., или на 13%, что может считаться неплохим, но не соответствующим ценовой динамике результатом, особенно с учетом необходимости наращивать инвестиции в основной капитал, а также увеличивать выплату дивидендов.

Главным источником 86-процентного (в номинальном долларовом выражении) роста налогового бремени в нефтяном секторе, обусловившего низкую динамику собственных инвестиционных ресурсов, является плановое увеличение налоговой нагрузки. Два крупнейших платежа сектора в бюджет – экспортные пошлины и налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) – напрямую зависят от уровня мировых цен. Окончательная настройка налоговой системы, произведенная весной 2004 г., когда был утвержден новый порядок расчета экспортных пошлин и увеличены ставки НДПИ, при экстремально высоких мировых ценах на российскую нефть в 2005 г. (среднегодовое значение – 50,4 долл./барр., что почти в полтора раза выше, чем в 2004 г.) привела к беспрецедентному увеличению этих платежей нефтяного сектора в бюджет – до 65 млрд долл. (30 млрд долл. годом ранее), или свыше 78% общей величины его платежей в бюджет (см. рис. 1).

Структура платежей в бюджет нефтяного сектора в 1998–2005 гг., %



*2005 г. – за вычетом доначисленных платежей НК ЮКОС в бюджет.

Нижний ряд – объем платежей нефтяных компаний в бюджет, млрд долл.

Источники: ФТС России, МНС РФ, Центр развития.

Рис. 1

Таким образом, в 2005 г. нефтяной сектор увеличил платежи в бюджет на 38,5 млрд долл.: 34,9 млрд пришлось на экспортные пошлины и НДС и 3,5 млрд – на прочие платежи. Это повышение налогового бремени почти равнялось приросту прибыли сектора до налогообложения, что и определило минимальный рост показателя его располагаемой прибыли (собственных инвестиционных ресурсов).

По итогам минувшего года можно говорить об относительном ухудшении финансовых результатов деятельности нефтяного сектора и о снижении его финансовой мотивации к ускорению роста. Об этом свидетельствует динамика рентабельности затрат нефтяного комплекса. В 2005 г. на каждые 100 долл. текущих затрат «зарабатывалось» 46 долл. располагаемой прибыли – меньше, чем в 2004 г. при гораздо более низком среднем уровне мировых цен на российскую нефть или в 1999–2000 гг. – периоде начавшегося роста цен на нефть и все еще низких затрат под влиянием фактора недавней девальвации рубля. Заметно ниже, чем в прошлом году, норма рентабельности по затратам была только в 2001–2002 гг. – относительно неудачных с точки зрения мировой конъюнктуры цен на нефть и динамики цен на нефтепродукты на внутреннем рынке, когда каждые 100 долл. производственных и коммерческих затрат обеспечивали 39 долл. располагаемой прибыли.

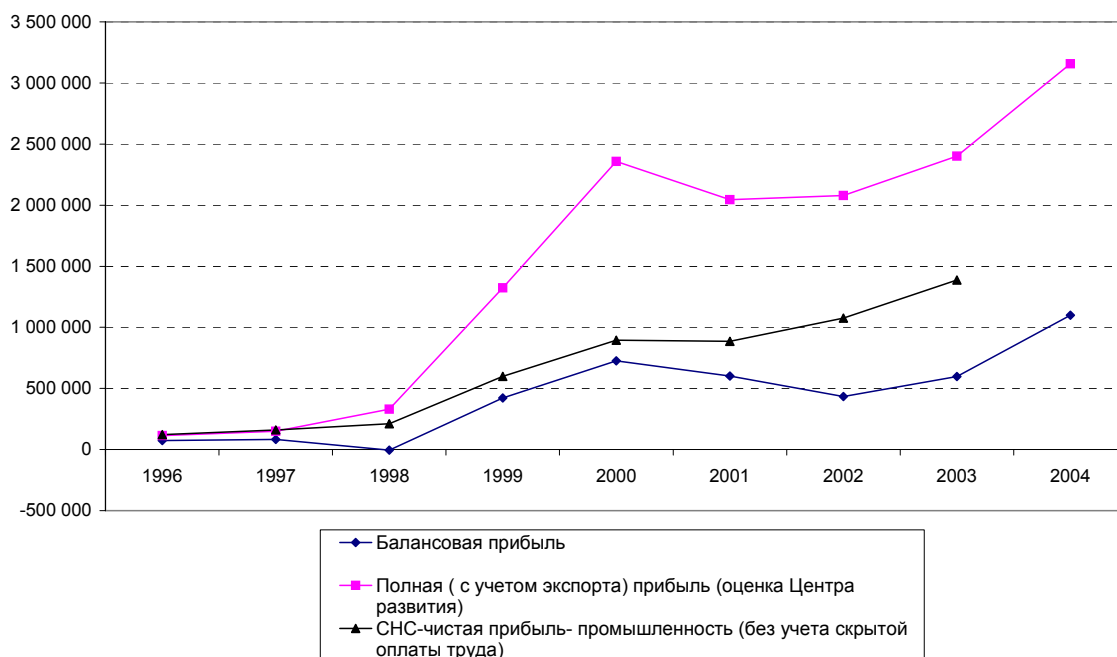
Итак, возвращение государства в нефтяной бизнес в качестве активного участника сопровождалось болезненной перестройкой производственных и финансовых связей ряда компаний. С учетом продолжающегося увеличения налоговой нагрузки в нефтяном секторе, значительно снижающего темпы прироста потоков свободной наличности, это, по-видимому, могло стать фактором замедления его развития, что проявилось в снижении темпов роста добычи нефти и уменьшении инвестиционной активности нефтяных компаний³. Чтобы подтвердить это предположение, необходимо оценить финансовый потенциал нефтегазового комплекса и достаточность собственных финансовых средств для инвестирования.

Моделирование финансового развития НГК

При моделировании финансового развития отраслей российского нефтегазового комплекса возникает проблема неадекватности официальных данных о динамике доходов в отраслях промышленности. В силу сложившейся практики трансфертного ценообразования они существенно занижены, и значительная часть прибыли с точки зрения учета аккумулируется не в промышленности, а в непромышленных структурах (см. рис. 2). В конечном счете, она учитывается в составе торговли (естественно, уже без разбивки по отраслям, см. рис. 3) либо вообще выходит за пределы статистического учета.

³ Официальная статистика не предоставляет данные об объеме инвестиций в основной капитал нефтяного сектора в 2004–2005 гг. в связи с переходом на классификатор ОКВЭД, однако, по нашим оценкам, в 2004 г. они сократились примерно на 10%, а в 2005 г. – на 3% (при расчете использовался дефлятор инвестиций в основной капитал предприятий экономики).

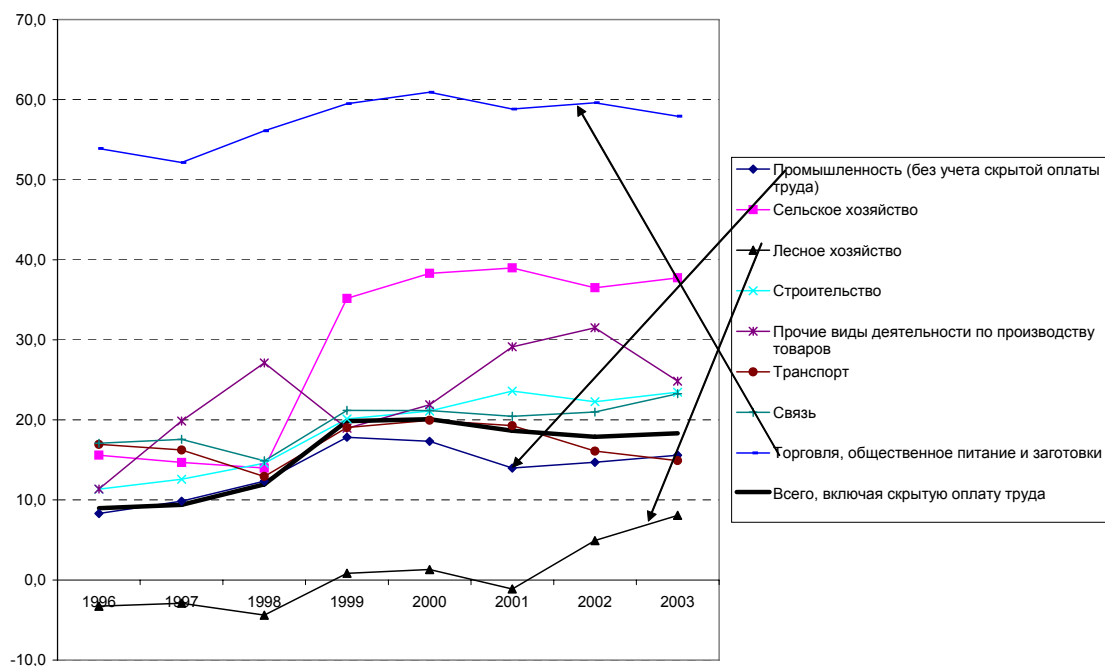
Прибыль промышленности, млн руб.



Источники: Росстат, Центр развития.

Рис. 2

Рентабельность отраслей по чистой прибыли по статистике СНС, %*



*Чистая прибыль отраслей (без учета скрытой оплаты труда)/валовой выпуск отрасли в основных ценах*100%.

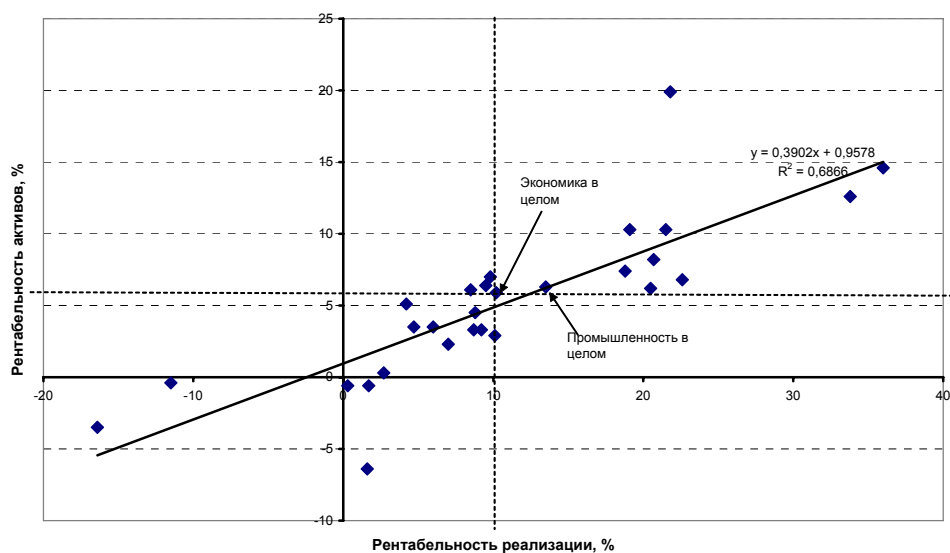
Источники: Росстат, Центр развития.

Рис. 3

Кроме того, отсутствие действенных рыночных механизмов оценки основных фондов не позволяет получить достоверные показатели нормы прибыли на авансированный капитал в отраслевом разрезе, а значит, оценить адекватность существующих налоговых механизмов изъятия сверхприбыли с точки зрения обеспечения примерно равной нормы прибыли на авансированный капитал. Имеющиеся оценки явно искажены, так как данные официальной статистики свидетельствуют о наличии прямо пропорциональной зависимости между рентабельностью оборота и рентабельностью капитала, что противоречит экономической логике (см. рис. 4).

Рентабельность экономической деятельности в отраслях экономики в 2003 г.

(по данным официальной статистики)*



*Рентабельность реализации рассчитывается как соотношение между величиной сальдированного финансового результата (прибыль минус убыток) от проданных товаров, продукции (работ, услуг) и себестоимостью проданных товаров, продукции (работ, услуг). Рентабельность активов – соотношение сальдированного финансового результата (прибыль минус убыток) и стоимости активов организаций. В том случае, если сальдированный финансовый результат (прибыль минус убыток) отрицательный, имеет место убыточность.

Источники: Росстат, Центр развития.

Рис. 4

Попытки оценить справедливый уровень прибыльности в рамках отраслей на основе стандартных финансовых подходов, то есть используя модель Capital Asset Pricing Model (CAPM), также не приводят к корректным результатам в силу недостаточной глубины и ликвидности фондового рынка и отсутствия устойчивых оценок отраслевых Beta-коэффициентов. На наш взгляд, в этом случае целесообразно построение имитационных моделей доходов отраслей, особенно для монопродуктовых отраслей нефтегазового комплекса, где возможна оценка выручки прямым счетом на основе объемов реализации продукции, а также имеется определенная статистика, позволяющая прогнозировать

динамику издержек. Методологически наша модель НГК является продолжением работы по составлению финансовых балансов отраслей⁴, поскольку, во-первых, учитывает формирование затрат в производственных цепочках, входящих в отраслевые комплексы (в данном случае – нефте (газо)добыча – транспортировка нефти (газа) – нефтепереработка), а во-вторых, прогнозирует финансовые балансы отраслей как своего рода функцию изменения макроэкономических условий⁵.

При разработке прогноза финансового развития российского нефтегазового комплекса в среднесрочной перспективе – до 2009 г. в качестве экзогенных показателей были использованы данные из сценариев МЭРТ по состоянию на март 2006г.⁶ (см. табл. 6). Прогноз сделан на основе анализа динамики и взаимосвязи соответствующих показателей за 1997–2005 гг., исходя из прогноза динамики добычи и экспорта нефти, нефтепродуктов, газа, а также гипотез об изменении глубины переработки нефти и структуры экспорта энергоносителей в физическом выражении и в страновом разрезе, о формировании затрат, налоговой нагрузки, инвестиций.

⁴ См., например: Белоусов Д.Р. Опыт построения финансовых балансов основных отраслей промышленности и транспорта // Проблемы прогнозирования. 2002. № 2.

⁵ Входящими (экзогенными) параметрами Модели являются: динамика валютного курса, ВВП, продукция промышленности, инвестиции в основной капитал, индекс потребительских цен, добыча нефти и газа, экспорт нефти, нефтепродуктов и газа, мировые цены на российскую нефть и газ, предельный рост цен на природный газ, отпускаемого всем категориям потребителей, фонд заработной платы, прибыль по всем видам деятельности.

⁶ Базовый вариант (вариант 1) – инерционный вариант, отражает сложившуюся тенденцию замедления темпов роста экономики. Предполагалось сохранение благоприятной внешнеэкономической конъюнктуры: цена на нефть "Urals" в 2006 году ожидалась в среднем на уровне 54 долларов США за баррель, в 2007 предполагалось ее снижение до 49 долларов, и далее в 2008-2009 годах стабилизация на уровне 46 долларов за баррель. Второй - умеренно оптимистичный вариант (вариант 2) ориентировался на ускорение экономического роста. Этот вариант прогноза рассматривался как основной для разработки перспективного финансового плана на 2007-2009 годы. Дополнительно были разработаны варианты, учитывающие различные сценарии развития ситуации на мировом рынке нефти. Вариант 1a был разработан, исходя из основных предпосылок и условий базового варианта (варианта 1), но с более низкими ценами на нефть Urals: со снижением цены в 2007 г. до 42 долларов США за баррель и дальнейшим падением до 35 долларов в 2008 г. и до 34 долларов США за баррель в 2009 году. Вариант 2b – было дополнительно оценено влияние более высокого (по сравнению с параметрами 2 варианта) уровня мировых цен на нефть – в 2007 году в размере 55 долларов за баррель, с ростом до 60 долларов за баррель к 2009 году.

Прогноз динамики производственных показателей российского нефтегазового комплекса*

	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.		2008 г.		2009 г.	
				Сценарий 1, 1а	Сценарий 2, 2в	Сценарий 1, 1а	Сценарий 2, 2в	Сценарий 1, 1а	Сценарий 2, 2в
Нефтяной сектор, млн т									
Добыча нефти	459	470	482	488	495	490	500	490	507
Экспорт нефти	257	252	263	269	275	271	278	271	283
В том числе:									
в страны дальнего зарубежья	217	214	224	229	234	230	236	230	241
в страны СНГ	40	38	39	40	41	41	42	41	42
Нефтепереработка	195	207	208	208	209	208	211	208	213
Бензин	30	32	34	34	34	34	35	35	36
Дизтопливо	55	60	61	61	62	62	63	63	65
Мазут	56	57	56	56	56	54	55	53	54
Экспорт нефтепродуктов	83	97	89	88	89	87	89	85	89
В том числе:									
в страны дальнего зарубежья	64	75	71	70	71	69	71	68	71
в страны СНГ	19	22	18	18	18	18	18	17	18
Внутренний рынок нефтепродуктов	112	110	119	120	120	121	122	123	124
Бензин	26	26	28	28	29	29	30	30	30
Дизтопливо	26	26	28	28	28	29	29	30	30
Мазут	28	25	27	27	27	27	27	27	27
Газовый сектор, млрд куб. м									
Добыча природного газа	633	638	646	652	654	656	661	670	680
Экспорт природного газа	200	207	199	195	195	195	197	202	207
В том числе:									
в страны дальнего зарубежья	145	160	155	154	154	156	158	164	168
в страны СНГ	55	48	44	41	41	39	39	38	39
Внутренний рынок природного газа	336	342	349	358	360	362	364	366	370

*2004–2005 гг. – факт, 2006 г. – оценка, 2007–2009 гг. – прогноз.

Источники: Росстат, ГТК РФ, МЭРТ, Центр развития.

Хотя, согласно сценарным условиям, добыча нефти в 2006–2009 гг. будет увеличиваться в среднем на 1,0 (сценарии МЭРТ 1 и 1а) – 1,9% в год (сценарии МЭРТ 2 и 2в), ее экспорт будет нарастать опережающими темпами – на 1,8 (сценарии 1 и 1а) – 2,9% (сценарии 2 и 2в) в год, что обусловит минимальные темпы прироста переработки нефти: в соответствии со сценариями 1 и 1а – 0,2% в год, в случае сценариев 2 и 2в – 0,7% в год. Вместе с тем в связи с ожидаемым увеличением глубины переработки нефти можно прогнозировать в 2006–2009 гг. существенное ускорение роста производства бензина (на 2,3–2,9% в год по сценариям первой и второй групп соответственно), умеренное наращивание

выпуска дизельного топлива (на 1,3–1,9% в год) и сокращение производства мазута (на 1,2–1,8% в год).

Сценарные условия добычи газа предполагают ее ежегодный прирост на 1,2–1,6%, что при сохранении объемов его экспорта за четыре года на постоянном уровне позволит обеспечить прирост его внутреннего потребления на 1,7–2,0% в год (в зависимости от реализации сценариев МЭРТ первой и второй групп).

При этом объем полной прибыли газового сектора (без учета его коммерческих затрат и расчетов с бюджетом) существенно корректируется из-за масштабных непроизводственных расходов. С учетом этих затрат объем полной прибыли сектора до расчетов с бюджетом после увеличения в 2006–2007 гг. до 16–20 млрд долл. снизится до 13–14 млрд долл. в 2008–2009 гг. по базовым сценариям МЭРТ 1 и 2.

Влияние коммерческих затрат на финансовые результаты нефтяного сектора не такое сильное. С их учетом полная прибыль до расчетов с бюджетом в 2006–2007 гг. несколько увеличится – до 107–116 млрд долл. (104 млрд долл. в 2005 г.), а затем снизится до 101–103 млрд долл. в 2008–2009 гг. (рассмотрены базовые сценарии 1 и 2), то есть останется весьма значительной. Для нефтяного сектора важнейшей корректирующей статьёй прибыли являются платежи в бюджет.

Для оценки достаточности собственных средств НГК для развития был осуществлен прогноз его инвестиций (см. табл. 7). В 1999–2004 гг. рост выручки компаний, связанный с наращиванием добычи и экспорта в условиях улучшающейся или просто хорошей конъюнктуры мировых цен на российскую нефть, привел к увеличению инвестиционной активности нефтяного сектора. Тенденция к снижению объемов инвестирования в нем (в 1998 г. инвестиции в основной капитал в секторе составили 3,8 млрд долл., в 1999 г. – 2,5 млрд долл.) сменилась на противоположную (в 2000 г. – 5,5 млрд долл. с последующим ростом до 10–12 млрд долл. в 2003–2005 гг.⁷).

Вместе с тем, несмотря на рост капиталовложений, удельные инвестиции на 1 т добытой нефти у российских нефтяных компаний существенно ниже, чем у иностранных. Последние инвестируют в основной капитал 40–50 долл. на 1 т добытой нефти, аналогичный показатель в России даже в 2003–2005 гг. составлял 23–25 долл./т. Прогноз инвестиций на период до 2009 г. был сделан исходя из гипотезы об инерционном наращивании удельных инвестиций на 1 т добытой нефти (выбранный период – 1999–2005 гг.). Согласно этой гипотезе, удельные инвестиции будут увеличиваться не менее чем на 10% в год (в долларовом выражении) и в 2009 г. превысят 37 долл./т добытой нефти. Такой рост объясняется выработанностью существующих и разработкой новых труднодоступных

⁷ По крупным и средним предприятиям (данные Росстата).

месторождений. Подобная динамика удельных инвестиций обусловит увеличение их общего объема в 2009 г. до 18–19 млрд долл..

Таблица 7

**Формирование и использование инвестиционных ресурсов
в российском нефтегазовом комплексе, млрд долл.**

	20	20	20	2007 г. /				2008 г./				2009 г./			
	04	05	06	сценарии				сценарии				сценарии			
	г.	г.	г.	1а	1	2	2в	1а	1	2	2в	1а	1	2	2в
Нефтяной сектор															
Выручка от реализации*	98	144	161	139	156	158	173	126	152	155	185	125	154	159	197
Затраты на производство и реализацию,**	31	36	41	45	45	46	47	48	48	49	53	50	52	53	58
в том числе амортизация	4	4	5	6	6	6	6	6	6	6	7	7	7	7	8
Платежи в бюджет	45	83	90	67	81	83	95	54	76	78	102	52	76	79	109
Полная прибыль*** в распоряжении сектора	27	29	35	33	35	35	36	31	34	35	37	31	34	34	37
Коммерческие затраты	8	8	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	10	10
Собственные ресурсы	18	21	26	24	26	26	27	22	25	25	27	21	24	25	28
Инвестиции в основной капитал	11	12	13	15	15	15	15	17	17	17	17	18	18	19	19
Остаток собственных инвестиционных ресурсов	8	9	12	8	10	11	12	5	8	8	10	3	6	6	9
Цена на нефть марки «Юралс», долл./барр.	34,6	50,4	54,0	42,0	49,0	49,0	55,0	35,0	46,0	46,0	57,5	34,0	46,0	46,0	60,0
Газовый сектор															
Выручка от реализации*	35	47	58	58	60	60	62	53	60	60	68	54	63	64	75
Затраты на производство и реализацию,**	18	22	24	26	26	26	27	28	28	28	30	29	30	30	33
в том числе амортизация	4	5	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7	7	7	7
Платежи в бюджет	11	14	17	16	17	17	18	14	16	17	19	14	17	17	21
Полная прибыль*** в распоряжении сектора	9	17	22	22	23	23	23	18	22	22	26	18	23	24	28
Коммерческие затраты	13	16	19	22	22	22	22	24	24	25	25	27	27	28	28
Собственные ресурсы	-4	1	3	0	1	1	1	-6	-2	-2	1	-9	-4	-4	1
Инвестиции в основной капитал (без учета вложений в трубопроводный транспорт)	4	4	5	5	5	5	5	7	7	7	7	8	8	8	8
Остаток собственных инвестиционных ресурсов	-7	-3	-2	-6	-5	-5	-4	-13	-9	-9	-5	17	12	12	-7

*Включая НДС, акцизы и экспортные пошлины.

**Без учета налогов, относимых на затраты, и амортизации.

***Полная прибыль в распоряжении сектора: выручка от реализации *минус* затраты на производство и транспортировку *минус* платежи в бюджет *плюс* амортизационные отчисления. Характеризует объемы ресурсов, которыми располагают предприятия сектора для осуществления коммерческих затрат, инвестиций и проч.

2005 г. – налоговые платежи за минусом 9,57 млрд долл., уплаченных ЮКОСом в погашение начисленных за предшествующие годы налогов, штрафов и т. д.

2004 г. – факт, 2005–2006 гг. – оценка, далее – прогноз.

Источники: МЭРТ, Центр развития.

С учетом амортизационных отчислений полная прибыль в распоряжении нефтяного сектора в 2005 гг. составила 29 млрд. долл. и в 2006–2009 гг. повысится до 34–35 млрд. долл. (базовые сценарии 1 и 2). Именно этими средствами могут оперировать нефтяные компании для осуществления коммерческих затрат, инвестиций, выплат дивидендов и прочих расходов. Объемы собственных ресурсов, предназначенных для расчетов с акционерами и инвестиций, в 2006–2009 гг. составят 24–26 млрд. долл. (сценарии 1 и 2).

Остаток собственных инвестиционных ресурсов (выручка от реализации после осуществления всех затрат на производство и реализацию, расчетов с бюджетом, инвестиций в основной капитал *плюс* амортизация) достигнет максимума в 2006 г. (12 млрд. долл.) и в дальнейшем будет сокращаться на 2 млрд. долл. ежегодно, составив 6 млрд. долл. в 2009 г. (сценарии 1 и 2). Поэтому проблема финансирования расширения производственной деятельности в нефтяном секторе (инвестиций в основной и оборотный капитал) станет актуальной уже в ближайшие годы. В то же время финансирование инвестиций может производиться с привлечением заемных средств в размерах, не нарушающих границы экономической целесообразности

Таким образом, в предложенных сценарных условиях 1 и 2 в 2006–2009 гг. при некотором сокращении платежей в бюджет (что связано со снижением мировых цен на российскую нефть и соответственно объемов экспортных пошлин и НДС) нефтяной сектор будет располагать возможностями обеспечивать высокие темпы инвестиций.

В случае реализации оптимистического сценария 2в, предполагающего дальнейшее улучшение мировой конъюнктуры цен на российскую нефть, не только увеличатся платежи нефтяного сектора в бюджет (на 31% за четыре года), но и его собственные инвестиционные возможности будут выше, чем в благополучные 2004–2005 гг.: даже с учетом ускоренного роста инвестиций в основной капитал (до 19 млрд долл. в 2009 г.) остаток собственных ресурсов в 2006–2009 гг. превысит 9 млрд долл.

Реализация пессимистического сценария 1а в первую очередь сопряжена со значительными бюджетными проблемами (платежи нефтяного сектора в бюджет снизятся за четыре года более чем на 1/3). Финансирование растущих инвестиций в основной капитал становится более сложной, но вместе с тем выполнимой задачей, поскольку объем

собственных ресурсов нефтяного сектора и в 2009 г. сохранится на уровне 2005 г. (21 млрд долл.).

В газовом секторе в соответствии с нашим прогнозом сохранится нехватка инвестиционных ресурсов. В то же время после расчетов с бюджетом и до осуществления непроизводственных расходов в нем будет оставаться 22–24 млрд долл., поэтому проблема недостатка ресурсов для инвестиций порождена значительными коммерческими затратами, масштабы которых превышают величину платежей в бюджет. Целесообразность таких затрат оценить сложно, но в последние годы они существенно уменьшают объемы инвестиционных ресурсов сектора и ограничивают возможности самофинансирования инвестиционных проектов.

Перспективы российского нефтегазового комплекса

Безусловно, новая организационная конфигурация российского нефтяного сектора в большей степени соответствует внешнеполитическим целям государства (реализация глобальных стратегических представлений России о ее месте в мире, в частности, приобретение статуса гаранта мировой энергетической безопасности) и внутренним социально-политическим задачам. С учетом уже достигнутых нефтяным сектором результатов и высоких мировых цен на энергоносители такое совмещение тактически представляется привлекательным. Однако, если менеджмент государственных компаний окажется неэффективным, то замедление роста и снижение эффективности нефтяного сектора приведут к существенному снижению его вклада в рост промышленного производства и ВВП, а в случае ухудшения в среднесрочной перспективе конъюнктуры мировых цен на энергоносители – и к значительному уменьшению его платежей в бюджет. Тогда снова может возникнуть вопрос о реприватизации нефтяных компаний, что подорвет стабильность функционирования ключевого сегмента российской экономики.

Изменения в структуре собственности в нефтяном секторе могут послужить основой для усиления рыночных стимулов во всем российском НГК. Мы имеем в виду, в частности, создание условий для ускорения реструктуризации «Газпрома». Вот уже несколько лет предложения о разделении газовой монополии на добывающие предприятия и транспортирующие компании – для повышения конкуренции в сфере добычи и большей прозрачности – наталкиваются на вполне здравые возражения (в том числе и иностранных инвесторов), связанные с относительно высоким уровнем внешней задолженности «Газпрома» и опасениями требований досрочного ее погашения в случае раздела компании. Однако его превращение из чисто газовой в диверсифицированную нефтегазовую компанию (после покупки нефтяных активов «Сибнефти») в принципе должно снять эти возражения, поскольку такая трансформация существенно укрепляет финансовую

устойчивость «Газпрома» с точки зрения кредиторов и облегчает его эффективную реструктуризацию в будущем (по аналогии с планом реструктуризации РАО «ЕЭС России», а также с устройством зарубежных газовых рынков).

Одним из гипотетических вариантов преобразования отечественного газового сектора может быть выделение из «Газпрома» (естественно только при создании соответствующих условий, о которых сказано ниже) трубопроводной компании как естественной монополии, находящейся в государственной собственности, и разделение его добывающего «ядра» на три крупные нефтегазовые компании. Это снизило бы монопольное влияние единого «Газпрома», усилило бы конкуренцию между производителями. Одновременно возникли бы мощные компании, конкурентоспособные на мировом рынке. Конечно, при проведении глубокой реструктуризации отечественного газового сектора надо учитывать не только положительный опыт Канады и США, но и негативный – Аргентины. Следует также иметь в виду, что число независимых производителей газа в США и Канаде исчисляется тысячами. Следовательно, создание условий для конкуренции на газовом рынке является императивом. Поэтому, возможно, начинать надо не с разделения добывающих мощностей «Газпрома», а с увеличения числа новых производителей газа. Необходимо учитывать и социальные последствия реформирования; в частности, прежде чем ликвидировать систему перекрестного субсидирования, нужно разработать меры по компенсации для малообеспеченных слоев населения.

Важен вопрос и о последствиях доступа новых российских производителей газа на внешний рынок (прежде всего Германии и ряда других европейских стран). С одной стороны, либерализация рынка будет способствовать снижению цен на газ внутри страны, а с другой – возможно, приведет к снижению цен и на европейском рынке, в результате уменьшатся налоговые поступления в бюджет. Здесь требуется скрупулезный анализ⁸.

Ориентация «Газпрома» на диверсификацию основной деятельности представляется прагматичной, поскольку она присуща крупнейшим нефтегазовым компаниям мира. Его стремление войти в их число оправдано в силу того, что позиции западных конкурентов в последние годы несколько ослабли. В частности, чрезмерно полагаясь на «outsourcing» и на сервисные компании, они начали постепенно терять одно из своих главных конкурентных преимуществ – сильную собственную инновационную, научно-техническую составляющую. Теперь их могут потеснить средние и малые частные компании, а также государственные компании развивающихся стран.

* * *

⁸ Возможной площадкой для поиска компромисса с Минфином России может стать образование российского газового экспортного союза.

С точки зрения динамики инвестиционной и производственной активности нефтегазового комплекса в среднесрочной перспективе все более важной становится роль государства. Оно может способствовать улучшению инвестиционного климата, реформировать налоговую систему, отслеживать целевой характер непроизводственных расходов укрупняющихся государственных компаний, осуществлять разработку транспортной стратегии (в части развития трубопроводного транспорта). Вместе с тем обсуждение вариантов модификации НДС для целей придания ему функций налога, взимающего именно природную, а не конъюнктурную ренту, продолжается уже несколько лет, принятие нового Закона о недрах постоянно откладывается. Теперь эти (и другие) вопросы будут решаться с учетом новой роли государства как собственника нефтегазовых компаний, причем важно обеспечить экономическую оптимальность таких решений, что предполагает их поиск с участием всех заинтересованных сторон.