

Проблемы оценки нефтяной ренты и механизмы налогообложения нефтедобычи*

Г.В. Выгон, к.э.н., независимый эксперт

5. Практика изъятия нефтяной ренты в России

В процессе эволюции системы налогообложения нефтяной отрасли Россия не только перепробовала практически все известные механизмы изъятия ренты, но и изобрела ряд самобытных налогов. В результате в стране сложилась по-своему уникальная, хотя и недостаточно эффективная система налогообложения. Основными налогами, с помощью которых государство сегодня пытается изымать нефтяную ренту, являются:

- налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ);
- экспортные пошлины на нефть и нефтепродукты;
- налог на прибыль.

Уникальность фискальной системы в России заключается в том, что первые два налога, являющиеся основными, в таком виде нигде в мире не используются, а налог на прибыль имеет очень низкую ставку. Ниже рассматриваются некоторые особенности данных налогов, их достоинства и недостатки.

Налог на добычу полезных ископаемых

До 2002 г. существовало три основных налога, непосредственно связанных с добычей нефти: налог на воспроизводство минерально-сырьевой базы, налог на пользование недрами (роялти) и акциз на нефть.

Изначально самым обременительным нефтяным налогом был акциз, который зависел от объема добытой нефти и взимался по специфическим ставкам. С акцизом долго мучались, дифференцировали его по компаниям, пытались даже дифференцировать по месторождениям в зависимости от их экономических и геологических характеристик. В итоге успокоились на единых для всех ставках, а после

девальвации 1998 г. акциз на нефть вообще потерял свое значение для бюджета.

Отчисления на ВМСБ и роялти были по сути дублирующими друг друга оборотными налогами, базой для которых служила выручка. Эти налоги взимались по адвалорным ставкам, которые оговаривались в конкретных лицензионных соглашениях. Вертикально интегрированные нефтяные компании легко добивались существенного снижения выплат по этим налогам, используя трансфертное ценообразование. Поскольку внутренний рынок нефти является очень маленьким и не может сформировать объективной цены, проблема определения «справедливой» налогооблагаемой базы для расчета оборотных налогов оказалась для Правительства РФ неразрешимой.

Поскольку система налогообложения оказалась неэффективной для бюджета, с начала 2002 г. все три налога были заменены налогом на добычу полезных ископаемых. По своей сути этот налог является чем-то средним между акцизом и роялти. Сходство с акцизом НДПИ придает специфическая ставка, когда величина налога пропорциональна объему добытой нефти. Элементы роялти проявляются в том, что ставка зависит от экспортной цены Urals, шкала налога представляет собой кусочно-линейную функцию цены на нефть с нижней границей в 8 долл./барр.

Главными достоинствами НДПИ с точки зрения государства являются простота его администрирования и увеличение платежей по сравнению с тремя предыдущими налогами. Так, с введением НДПИ объем соответствующих налоговых сборов с ВИНК в расчете на тонну добычи возрос почти в четыре раза: с 6,8 долл./т в 2000 г. до 26 долл./т в 2003 г., при сопоставимых ценах Urals (27 долл./барр.). В 2003 г. объем поступлений НДПИ от нефтяных компа-

ний оценивается в 11 млрд долл. по сравнению с 1,4 млрд долл. в 2000 г. (см. табл. 1).

Главным недостатком НДС является его привязка к мировым ценам. Поскольку нефтяные компании не имеют возможности экспортировать всю добытую нефть, а внутренняя цена не только гораздо ниже экспортных цен, но и стабильно падает в последние годы, НДС оказывается гораздо хуже роялти. Даже по сравне-

Поскольку ВИНК имеют возможность продавать нефтепродукты в России и на экспорт по ценам, которые в среднем лишь на 10-15% ниже экспортных цен на нефть, они значительно меньше страдают от привязки НДС к цене Urals, чем мелкие независимые производители, и поэтому имеют перед ними большое конкурентное преимущество. Другим недостатком НДС, не таким бесспорным, является то, что его ставка одинакова для всех производителей.

Предложения по дифференцированию НДС рассматриваются в следующей главе.

Экспортные пошлины

Экспортные пошлины после некоторого перерыва были вновь введены в России в 1999 г. и сегодня являются вторым по значимости нефтяным налогом после НДС. Максимальный объем экспортных пошлин будет собран в 2003 г., по России в целом он оценивается в 8,5 млрд долл. (см. табл. 2).

	2003 г.	2002 г.	2001 г.	2000 г.	1999 г.
млн долл.					
ЮКОС	2088	1478	541	309	131
ЛУКОЙЛ	2069	1472	735	533	407
TNK Int	1115	776	270	195	101
Татнефть	640	502	371	335	166
Всего	5912	4228	1918	1373	805
долл./т					
ЮКОС	26,0	21,3	9,3	6,2	2,9
ЛУКОЙЛ	26,0	19,1	10,2	7,6	6,2
TNK Int	26,0	20,8	7,8	6,4	5,0
Татнефть	26,0	20,2	14,9	13,6	6,7
Среднее	26,0	20,3	10,1	7,9	5,2
Цена Urals, долл./барр.	27,2	23,8	23,0	27,0	17,3
Налог/цена Urals, %	13,1	11,7	6,0	4,0	4,1

Таблица 1.
Динамика налогов на добычу полезных ископаемых.
Источник. Отчеты компаний, расчеты ИФИ

нию с экспортной ценой ставка НДС на уровне 12–13% является достаточно высокой. С учетом того, что в 2002 г. внутренняя цена составила около 9 долл./барр. и на экспорт ушло около 50% добытой нефти, средняя цена реализации составила 16,4 долл./барр., а эффективная ставка — 16,9%.

Экспортные пошлины являются тем самым механизмом, который позволяет изымать сверхдоход, вызванный благоприятной ценовой конъюнктурой. Однако дальнейшее использование экспортных пошлин находится под вопросом из-за вступления России в ВТО. Наши партнеры по переговорам могут настаивать на

отмене пошлин на нефть и нефтепродукты на том основании, что пошлины препятствуют выравниванию внутренних и внешних цен, что является косвенным субсидированием российских потребителей нефтепродуктов. Здесь государство может выбрать один из двух путей. Во-первых, можно отказаться от пошлин на нефтепродукты, увеличив соответствующую ставку НДС. Другой путь заключается в том, чтобы сохранить пошлины.

Для сохранения экспортных пошлин есть все основания. Действительно, мировых цен на нефтепродукты не существует. Есть биржевые ко-

Таблица 2.
Экспортные пошлины по компаниям за 1999–2003 гг., млн долл.
Источник. Отчеты компаний, расчеты ИФИ

	ЮКОС	ЛУКОЙЛ	Сургут-нефтегаз	TNK Int	Сиб-нефть	Тат-нефть	Рос-нефть	Всего
2000								
Экспортные пошлины	622	590	489	386	153	327	176	2742
нефть	502	426	282	293	115	230	130	1977
н/п	120	164	207	93	38	97	46	764
2001								
Экспортные пошлины	1073	831	837	588	256	455	278	4317
нефть	792	592	426	442	191	290	172	2904
н/п	281	239	411	147	65	164	106	1413
2002								
Экспортные пошлины	933	796	637	443	268	353	238	3668
нефть	685	513	469	317	200	202	144	2531
н/п	248	283	168	126	68	150	94	1137
2003								
Экспортные пошлины	1785	1344	1171	905	533	547	476	6761
нефть	1518	1056	909	688	380	334	350	5236
н/п	267	288	262	217	153	213	126	1525

тировки, однако розничные цены существенно от них отличаются. Это связано прежде всего с величиной акцизов. В западной Европе акцизы могут составлять до 80% розничной цены бензина (из цены в один долл. на литр на акцизы приходится 50–80 центов). В США акцизы находятся на уровне 10–13 центов за литр, и там бензин стоит даже дешевле, чем в России. Таким образом, экспортные пошлины на конечную цену нефтепродуктов никакого влияния не оказывают.

Выравнивание цен все равно невозможно, поскольку существует надбавка за счет транспортных расходов. Никого в Европе, например, не смущает, что цены на нефть в странах АТР в среднем на 1–1,5 долл./барр. выше, чем в Европе. Эта так называемая азиатская премия как раз и связана с различием в транспортных расходах для стран ОПЕК в Европу и Азию. То, что в России, как втором крупнейшем экспортере нефти и нефтепродуктов, цены на эти товары могут быть ниже, совершенно нормально.

Наконец, пошлины легко администрируются, и при этом они лучше НДС, поскольку берутся только с экспорта.

Налог на прибыль

Налог на прибыль нефтяных компаний имеет гораздо меньшее значение, чем НДС и экспортные пошлины. Более того, налоговая реформа с уменьшением ставки с 35 до 24% привела к тому, что поступления этого налога резко сократились. Так, если в 2000 г. нефтяники заплатили в бюджет около 4 млрд долл., то в 2003 — всего порядка 3,1 млрд долл.

Налог на прибыль является одним из самых сложных для администрирования. Поскольку государству не удалось справиться со сбором роялти, неудивительно, что с налогом на прибыль картина тоже сложилась довольно плачевная. Нефтяные компании активно используют схемы минимизации этого налога, преимущественно за счет консолидации прибыли в низконалоговых регионах РФ, где налог платится только по федеральной ставке. Объемы соответствующих потерь бюджета с 2000 по 2002 г. оцениваются в 5 млрд долл. (см. табл. 3).

Оценка объемов сверхдоходов и доли их изъятия

В России сегодня только ленивый не занимается оценкой нефтяных сверхдоходов и потенциала их изъятия. Диапазон оценок ежегодных сверхдоходов колеблется от 0 до 6 млрд долл.

у разумных экспертов и достигает нескольких десятков миллиардов у маргиналов и дилетантов. Ниже приведены простые расчеты, опирающиеся на данные нефтяных компаний, позволяющие оценить объем «сверхдоходов» за 2002 г.

На основе данных по 7 крупнейшим ВИНК, на которые приходится более 80% добычи нефти и экспорта нефти и нефтепродуктов, были сделаны оценки затрат и денежных потоков от операционной, инвестиционной и финансовой деятельности для всей отрасли. Соответствующие показатели сравнивались с оценками, размещенными на интернет-сайте www.antirenta.ru. (см. табл. 4).

Выручка от продажи нефти и нефтепродуктов получалась умножением соответствующих цен на объемы реализации. Расхождений в оценке выручки у авторов «Антиренты» и ИФИ не наблюдается, основные проблемы возникают при сопоставлении затрат.

Совершенно очевидно, что транспортные расходы в оценках «Антиренты» существенно завышены. Например, у «ЮКОСа» расходы на тонну добычи в 2002 г. составили 21,8 долл./т. Это самый высокий показатель в отрасли, что связано с тем, что у «ЮКОСа» относительно высокая доля экспорта, в том числе железнодорожным транспортом. Если помножить 21,8 долл./т на 380 млн т, получим 8,3 млрд долл., что даже ниже приведенных 9 млрд долл.

Если сделать оценку по данным 7 компаний, то транспортные расходы по отрасли оказываются почти на треть меньше того значения, которое приводит «Антирента» — на уровне 6,2 млрд долл.

Расхождения оценок налогов и затрат на производство и реализацию у «Антиренты» и ИФИ оказываются менее значительными и разнонаправленными. Все оценки имеют погрешность 5–10%,

Таблица 3.
Объемы минимизации налога на прибыль ВИНК, млн долл.
Источник: Отчеты компаний, расчеты ИФИ

	Антирента	ИФИ
Продажа нефти на экспорт	29,7	29,7
Продажа н/п на экспорт	12,9	12,9
Продажи н/п в России	14,5	14,5
Выручка	57,1	57,1
Себестоимость произведенной продукции	15,2	16,7
Транспортные расходы	90,0	6,2
Налоги	21,7	19,9

Таблица 4.
Оценки доходов и расходов, «Антирента» v.s. ИФИ, млрд долл.
Источник: www.antirenta.ru, отчеты компаний, расчеты ИФИ

	2002	2001	2000
ЮКОС	745	828	854
Сибнефть	264	451	253
TNK Int	227	250	378
ЛУКойл	77	233	409
Всего	1312	1762	1894

что позволяет незначительным, на первый взгляд, манипулированием данными существенно исказить итоговую картину (см. табл. 5).

На самом деле, необходимости вычислять вырочку, операционные затраты, налоги и т.п. со-

условиях, когда небольшая группа акционеров владеет контрольным пакетом акций, можно рассматривать как вывод денег из компании. Наиболее ярко это проявляется в дивидендной политике «Сибнефти», которая выплачивала в виде дивидендов всю чистую прибыль, а мажор-

	ЮКОС	ЛУКОЙЛ	Сургут-нефтегаз	TNK Int	Сиб-нефть	Тат-нефть	Рос-нефть	Всего	Россия-7
Операционные расходы	1479	2403	940	1369	1205	1079	693	9168	11 603
Коммерческие, общехозяйственные и административные расходы	835	1313	443	378	420	468	243	4101	5190
Себестоимость добычи, переработки и реализации	2314	3716	1383	1747	1625	1547	936	13 268	16 792
Транспортные расходы	1514	1414	657	458	400	169	309	4920	6227
Налоги	3634	3930	1903	2308	1256	1130	923	15 084	19 106
Денежные потоки от операционной деятельности	2967	2396	1446	2019	1286	468	497	11 078	14 032
Капитальные вложения	1282	2204	428	1226	959	460	387	6948	9267

Таблица 5.
Оценка эксплуатационных и капитальных затрат в отрасли, млн долл.
Источник.
Отчеты компаний, расчеты ИФИ

вершенно не нужно, поскольку денежные потоки от операционной деятельности можно с гораздо более высокой точностью получить непосредственно по данным 7 крупнейших компаний. С учетом возможной погрешности она колеблется между 14 и 15 млрд долл., что гораздо выше 11,2 млрд долл., как это получается по данным «Антиренты».

Далее, капитальные вложения оцениваются в 9,3–10 млрд долл. Это означает, что после осуществления инвестиций в основной капитал за счет собственных средств у компаний в 2002 г. осталось порядка 5 млрд долл. Эта величина дает верхнюю границу возможных дополнительных изъятий. Если в определении сверхдоходов учитывать отдачу на вложенный капитал на уровне 20%, то объем потенциальных изъятий в нефтяной отрасли снижается до 3 млрд долл. (см. табл. 6).

В приведенных выше расчетах не учитываются средства, которые компании направляют на выплату дивидендов. Однако дивиденды в

ритарные акционеры владели 92% акций компании. Кроме того, дивиденды и не должны учитываться, поскольку они неявно учитываются при оценке отдачи на вложенный капитал акционеров.

Таким образом, доля государства в текущих сверхдоходах за 2002 г. оценивается в 86%, а никак не в 50%, как часто считают. Эта величина является достаточно существенной и развенчивает миф о недостаточно высокой налоговой нагрузке. Можно оценить, как доля изъятий меняется по отношению к изменению цен на Urals. Это позволит сделать вывод относительно прогрессивности налоговой системы.

Как видно из табл. 7, с ростом цен на нефть доля государства в сверхдоходах увеличивается. Это связано с тем, что предельный раздел сверхдоходов происходит в пользу государства. Действительно, нетрудно видеть, что при увеличении цен на нефть на 1 долл./барр. НДС дает 19 центов, экспортные пошлины с учетом структуры экспорта и нефтепродуктов — порядка 27 центов и налог на прибыль — 24 цента. В итоге с каждого дополнительного доллара государство забирает около 70 центов. При

Таблица 6.
Оценка сверхдоходов, «Антирента» v.s. ИФИ, млрд долл.
Источник.
www.antirenta.ru, отчеты компаний, расчеты ИФИ

Денежные поступления от операционной деятельности	11,2	14,3
Капитальные вложения	10,0	9,3
Максимальный объем возможных дополнительных изъятий	1,2	5,0
Отдача на вложенный капитал, 20%	2,0	1,86
Сверхдоходы, не изымаемые государством	(.8)	3,1
Доля государства в текущих сверхдоходах, %	104	86

увеличении цены на 1% налоги увеличиваются на 2%, а при увеличении цены барреля Urals на 1 долл. государство, как мы видели, получает свыше 1 млрд долл. от одних только нефтяных компаний.

Нужно ли повышать налоговую нагрузку на нефтяную отрасль?

Возникновение текущих сверхдоходов нефтяных компаний связано не с низким уровнем налогообложения, а с высокими ценами на нефть, низкой себестоимостью и относительно невысоким уровнем инвестиций. Последнее связано с тем, что российским компаниям в наследство от СССР достались хорошо разведанные и обустроенные месторождения. На сегодняшний день обеспеченность добычи доказанными запасами отечественных ВИНК примерно вдвое превышает аналогичный показатель для западных компаний. Соответственно, для них не существует жизненной необходимости вкладывать значительные средства в разведку и разработку новых месторождений, добыча в России растет преимущественно за счет старых запасов.

Как видно из табл. 8, российские компании вкладывают в добычу в три раза меньше своих иностранных конкурентов. Очевидно, что по мере истощения разведанных запасов ВИНКам придется существенно увеличить объем инвестиций, что уже при действующей налоговой системе будет невозможно.

Налоговая политика государства в отношении нефтяных компаний сегодня основывается исключительно на фискальном интересе. Этот подход, когда основной целью является изъятие максимальной доли текущих сверхдоходов, в долгосрочной перспективе абсолютно не дальновиден. Между тем существует альтернатива повышению нагрузки на нефтяные компании.

В табл. 9 приведено сопоставление некоторых производственных и финансовых показателей всей российской нефтяной отрасли и крупнейшей частной нефтегазовой компании Exxon

Mobil. Выручка американской компании более чем втрое превосходит объем продаж российской отрасли. Это происходит потому, что, несмотря на то, что объем добычи нефти и газа в т.н.э. у Exxon Mobil вдвое ниже, чем в России (нефти, по данным 2003 г.), продажи нефтепродуктов — более чем вдвое выше. В результате

Цена Urals, долл./барр.	15,0	20,0	22,0	23,8	27,2	30,0
Выручка	41,4	50,3	53,9	57,1	63,2	68,2
Себестоимость произведенной продукции	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7
Транспортные расходы	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
Налоги	9,1	15,2	17,7	19,9	24,2	27,8
Денежные поступления от операционной деятельности	9,3	12,1	13,2	14,2	16,0	17,3
Капитальные вложения	6,0	7,9	8,6	9,3	10,4	11,3
Доход отрасли до уплаты налогов	11,2	18,0	20,8	23,2	27,9	31,9
Доход инвестора	2,2	2,8	3,1	3,3	3,7	4,1
Доход государства	9,1	15,2	17,7	19,9	24,2	27,8
Доля государства, %	81	84	85	86	87	87
Отношение налогов к выручке, %	22	30	33	35	38	41
Отношение капитальных вложений к денежному потоку от операционной деятельности, %	65	65	65	65	65	65

Таблица 7.
Экономика нефтяной отрасли при различных ценах на нефть (по данным 2002 г.)
Источник. Отчеты компаний, расчеты ИФИ

объемы чистой прибыли и инвестиций в основной капитал практически совпадают. При этом денежные потоки от операционной деятельности у Exxon Mobil в 1,5 раза выше, чем у всех российских компаний.

Все вышесказанное означает, что налогообложение американской компании таково, что средств, остающихся в ее распоряжении, оказывается на 7–8 млрд долл. больше, чем у российских нефтяников. На тонну добычи Exxon Mobil инвестирует в 2,5 раза больше, чем Россия, а в абсолютном выражении — практически столько же. При этом Exxon Mobil выплачивает значительные дивиденды (в таблице для России приведены объявленные дивиденды, реально уплаченные в полтора раза ниже). В итоге у компании все равно остаются текущие сверхдоходы, которые существенно превышают аналогичный показатель для всех российских ВИНК.

Тем не менее американское правительство и политики не

Таблица 8.
Отношение инвестиций в секторе разведки и добычи к объему добычи в 2002 г., долл./т.
Источник. Данные компаний, оценки ИФИ

Exxon Mobil	37,9
BP	54,6
Chevron Texaco	47,8
Conoco Phillips	64,1
Marathon	42,5
Petrobras	41,4
Среднее	48,0
Сибнефть	23,7
Сургутнефтегаз	23,2
ЛУКОЙЛ	18,3
Роснефть	15,1
ЮКОС	13,4
Татнефть	12,5
TNK Int	8,8
Среднее	16,6

раздувают шумиху на тему изъятий имеющихся сверхдоходов. Причин для этого несколько, но главная заключается в том, что акционерами Exxon Mobil являются десятки миллионов американских граждан. В долгосрочной перспективе для экономики США выгодно, чтобы капитализация Exxon Mobil росла, поскольку это приводит к увеличению благосостояния граждан страны. Кроме того, более высокие финансовые результаты позволяют осуществлять экспансию на новые рынки, в том числе в страны СНГ, а это выгодно американцам в геополитическом плане.

Сравнение отношения правительства США к крупнейшей нефтяной компании и правительства РФ к отечественной нефтяной отрасли подсказывает альтернативный вариант идеям увеличения налоговой нагрузки на нефтяную отрасль. Во-первых, налоги следует брать не с компании, а с ее акционеров с доходов от продажи активов и полученных дивидендов. Во-вторых, необходимо стимулировать мажоритарных акционеров к продаже акций на российском фондовом рынке, а население — к их покупке. Это приведет к развитию фондового рынка, а с ростом его капитализации — к повышению благосостояния граждан и создаст возможности для нормального развития нефтяной отрасли.

Таблица 9.
Сравнение некоторых производственных и финансовых показателей

	2000 г.	2001 г.	2002 г.
<i>Exxon Mobil</i>			
Добыча, млн	214	213	212
Переработка, млн т	282	279	274
Продажа нефтепродуктов, млн т	400	399	388
Выручка, млн долл.	232 748	213 488	204 506
Чистая прибыль, млн долл.	17 720	15 320	11 460
Денежные поступления от операционной деятельности, млн долл.	22 937	22 889	21 268
Инвестиции в основной капитал, млн долл.	-8446	-9989	-11 437
Дивиденды, млн долл.	-6374	-6448	-6386
Текущие сверхдоходы, млн долл.	8117	6452	3445
<i>Россия</i>			
Добыча, млн т	323	348	380
Переработка, млн т	174	179	185
Продажа нефтепродуктов, млн т	163	168	173
Выручка, млн долл.	50 200	52 500	58 500
Чистая прибыль, млн долл.	16 614	13 428	12 019
Денежные поступления от операционной деятельности, млн долл.	16 357	14 981	14 021
Инвестиции в основной капитал, млн долл.	-8624	-10 710	-9130
Дивиденды, млн долл.	-776	-2518	-3149
Текущие сверхдоходы, млн долл.	6957	1753	1742

Пути совершенствования налогообложения нефтедобычи в России

Частота изменения налогового законодательства в России уже побила все мировые рекорды. Однако останавливаться на достигнутых успехах государство не собирается. Уже в самое ближайшее время, в 2004 г., мы увидим очередные телодвижения в этом направлении. При этом возможны два промежуточных исхода реформы — налоговая система либо улучшится, либо ухудшится. Ниже рассматриваются некоторые предложения по реформированию нефтяного налогообложения в России.

Использование международного опыта

Многие эксперты предлагают не изобретать велосипед и воспользоваться лучшим из того, что уже есть в других странах. Примеры стран, которые приводятся в качестве образца для подражания, зависят от целей, преследуемых конкретным экспертом, представителем бизнеса или ведомства, а используемая аргументация при этом, как правило, тенденциозна и часто некорректна.

Еще не так давно очень популярной была идея внедрения в России режима СРП. Соответственно, апологеты СРП приводили в пример Индонезию и другие развивающиеся страны. Сегодня эта тема не столь популярна, прежде всего, из-за крайне низкого уровня администрирования и отсутствия жизненно важной необходимости привлечения иностранных инвестиций и дорогостоящей разработки труднодоступных месторождений на российском шельфе.

Поклонники аукционной системы распределения ресурсов и получения доходов в виде бонусов приводят успешный опыт США. При этом обычно забывают, что США — это единственная значимая нефтедобывающая страна, где используются аукционы, и что бонусы играют незначительную роль по сравнению с роялти и налогом на прибыль. В США к тому же продаются не месторождения, а участки земли или шельфа, причем небольшие по площади.

Любители специальных налогов, связанных с рентабельностью проектов, называют Австралию, Великобританию и Норвегию. Что касается Норвегии, третьего крупнейшего экспортера нефти, то нефтяная промышленность в этой стране до недавнего времени в значительной степени контролировалась государством. В этой связи проблем с администрированием в этой стране практически нет.

На режимы налогообложения нефтедобычи в Австралии влияет тот факт, что страна на протяжении всего времени является нетто-импортером нефти. Причем если потребление медленно, но стабильно растет, то добыча начиная с 2000 г. уже вступила в стадию падения.

Так, в 2001 г. страна добывала 657 тыс. барр./сут. нефти и газового конденсата, а потребляла 870 тыс. В 2003 г. добыча упала до 575 тыс. барр./сут. Ожидается, что обеспеченность спроса собственной добычей снизится с 80% в 2001 г. до 40% в 2010 г.

Совершенно очевидно, что в этих условиях Австралия пойдет на любые меры по привлечению инвестиций в отрасль и стимулированию добычи на низкорентабельных месторождениях.

При использовании международного опыта необходимо учитывать ряд специфических особенностей России, а именно:

- Россия сегодня является одним из крупнейших производителей нефти, делит по этому показателю первое место с Саудовской Аравией и является крупнейшим независимым производителем;
- Россия является вторым крупнейшим экспортером после Саудовской Аравии и крупнейшим независимым экспортером;
- добыча и экспорт нефти в России в последние несколько лет растут очень высокими темпами и тенденция к росту сохранится на ближайшие несколько лет, хотя темпы прироста, очевидно, упадут;
- нефтяная отрасль в России, за исключением транспортных компаний, практически полностью приватизирована, степень участия государственных компаний в добыче нефти относительно мала;
- отечественные нефтяные компании владеют самыми современными технологиями добычи, имеют очень низкую себестоимость добычи и пока не испытывают проблем с обеспечением инвестиций собственными средствами и, в случае необходимости, с привлечением кредитов и займов;
- в России крайне низок уровень налогового администрирования.

Все вышесказанное означает, что в России невозможно, да и нет пока насущной необходимости вводить нейтральные рентные налоги — их невозможно будет собрать, а при росте добычи дополнительная стимуляция инвестирования в нее не нужна. Наоборот, экспортные пошлины должны пока оставаться основным инструментом изъятия ценовой ренты, причем шкала может быть сделана более крутой.

Дифференцирование ставок НДС

Введение понятия дифференциальной ренты вызывает естественное, на первый взгляд, желание сделать рентные налоги дифференцированными. Дифференцированные ставки налогов призваны учесть дифференциальную ренту через факторы, влияющие на экономику проектов. В случае нефтяных месторождений это качественные характеристики нефти (плотность, содержание серы, парафинов и т.п.), пласта (глубина залегания, структура, проницаемость и т.п.), стадия эксплуатации (выработанность, обводненность, истощенность, дебит), и т.п.

Дифференциация ставок позволяет разрабатывать так называемые замыкающие месторождения, нерентабельные при единой ставке налога, и изымать сверхдоходы с пользователей более качественных запасов (легкая малосернистая нефть, низкая себестоимость, высокий дебит, малая выработанность и обводненность, близость к рынкам сбыта). Дифференциация увеличивает конкурентоспособность компаний, работающих на «плохих» месторождениях, за счет других компаний, у которых «хорошие» месторождения. Это означает большую «справедливость», поскольку свойства месторождений не зависят от усилий недропользователя.

Во многих нефтедобывающих странах роялти дифференцируется. Однако обычно используются простые и интуитивно правильные способы дифференциации. Так, часто происходит дифференциация между сушей и шельфом — на шельфе ставки обычно ниже. Далее, при добыче на шельфе ставки могут зависеть от его глубины. Ставки роялти могут дифференцироваться в зависимости от уровня текущей и объема накопленной добычи. При этом чем выше добыча, тем выше ставки. При малых уровнях добычи роялти может вообще не взиматься. Практикуется введение налоговых каникул, когда роялти начинают брать лишь после того, когда накопленная добыча достигла определенного уровня. Это связано с зависимостью объема накопленной добычи и времени окупаемости инвестиций. Наконец, может существенно различаться налогообложение т.н. старой и новой нефти. Соответствующее деление происходит обычно либо относительно некоторой даты, когда произошло существенное изменение системы налогообложения. Изменение ставок налогов может быть вызвано желанием компенсировать изменение ставок специальных налогов или желанием стимулировать добычу на новых месторождениях.

Интересно, что дифференциация далеко не всегда приводит к желаемому результату. Так, обычно считается, что крупные месторождения более рентабельны, чем мелкие. Поскольку на больших месторождениях среднесуточная добыча при выходе на проектную мощность выше, то логично вроде бы облагать их более высокими ставками роялти. На самом деле результат от введения дифференциации может быть прямо противоположным желаемому. Так, на британской части шельфа Северного моря крупные месторождения Magnus и Brae находятся на грани рентабельности, а мелкие Argyll и Auk — одни из самых прибыльных. Ясно, что введение налоговых каникул по роялти только увеличило разницу в экономической эффективности этих проектов [8].

Раз простые способы дифференциации не всегда приводят к желаемому результату, то, может быть, имеет смысл просто учесть больше факторов? Сегодня идея дифференциации НДС в зависимости от горно-геологических и экономико-географических факторов является очень популярной в определенных кругах. Эта идея не нова, более того, в России подобные попытки уже делались. В 1998 г. Правительство РФ Постановлением №165 одобрило Методику дифференциации ставок акцизов на нефть, включая газовый конденсат по отдельным месторождениям в зависимости от их горно-геологических и экономико-географических условий. Среди факторов, учитывающих горно-геологические и экономико-географические условия, были:

- коэффициент извлечения нефти (КИН);
- накопленный отбор от начальных извлекаемых запасов ($K_{ист}$);
- обводненность добываемой продукции (В);
- районный коэффициент к заработной плате (Р);
- расчетная ставка транспортного тарифа (Т).

Методика дифференциации акциза была разработана в Топливо-энергетическом независимом институте (ТЭНИ) при участии специалистов Минтопэнерго, Минэкономики и нефтяных компаний. Акциз для каждого месторождения рассчитывался по некоторой формуле, в которую указанные факторы входили преимущественно линейно.

Предложенная ТЭНИ методика расчета акцизов так и не была реализована на практике. Отчасти это связано с девальвацией рубля и потерей значимости акциза для бюджета. Другой причиной, возможно, явилась сложность методики и возможные пороки ее реализации на практике. Известно, что объективных, всеми

признанных методологий выбора факторов не существует, проблема их идентификации является основной для многофакторных моделей. Соответственно, веса в многофакторных моделях выбираются всегда субъективно, а это лишний повод нажиться для коррумпированных чиновников и обслуживающих их интересы так называемых экспертов. Кроме того, горно-геологические свойства месторождения меняются по мере его эксплуатации. Эти изменения могут быть связаны с особенностями разработки, используемыми технологиями и т.п. Факторные модели не могут в полной мере учесть изменения этих свойств. Таким образом, подобные сложные модели не решают всех проблем учета дифференциальной ренты, и наоборот, создают новые. Сложность и непрозрачность процесса установления ставок акцизов будут также способствовать расцвету коррупции.

На наш взгляд, дифференциация НДС не нужна. Главный аргумент против дифференцирования НДС — это изначальная бессмысленность всей затеи. Сделать из оборотного налога налог, учитывающий рентабельность разработки, т.е. рентный налог или хотя бы налог на прибыль — принципиально невозможно. Далее, тезис о том, что дифференцированный НДС позволит разрабатывать те месторождения, которые нерентабельны при нынешней системе налогообложения, вызывает встречные возражения. В России при росте добычи нефти нет особой необходимости эксплуатировать замыкающие месторождения или создавать для них особые налоговые условия. Тем более, что это не дает никаких преимуществ конечным потребителям нефтепродуктов в России. Так, цена бензина в России и США сегодня сравнялась, несмотря на то, что первая является вторым крупнейшим экспортером нефти, а вторая — крупнейшим импортером.

Этапы реформирования нефтяной отрасли

В ближайшие 5–7 лет Россия планирует выйти на уровень добычи 550 млн т нефти и газоконденсата в год (11 млн барр./сут.). За этот период могут произойти следующие изменения экономической ситуации в отрасли:

- цена на нефть Urals упадет с 27–30 долл./барр. до средних равновесных значений 20 долл./барр.;
- себестоимость извлечения барреля нефти вырастет с 2,5 до 7–8 долл.;
- капитальные вложения в нефтедобычу вырастут с 6,5 до 20–25 млрд долл.

Для того чтобы Россия не только вышла на такой высокий уровень добычи, но и смогла удерживать

жаться на нем в долгосрочной перспективе, в налогообложении нефтяной отрасли, на наш взгляд, необходимо за указанные сроки (5–7 лет) провести радикальные реформы:

- в 2004 г. следует увеличить роль экспортных пошлин, сделав их шкалу более прогрессивной. Одновременно необходимо уменьшить ставки НДС, чтобы общая налоговая нагрузка на отрасль увеличилась не более чем на 5 млрд долл. (в ценах 2003 г.);
- с 2004 по 2010 г. необходимо повышать эффективность налогового администрирования;
- с 2007 г. заменить НДС на роялти со скользящей шкалой (в зависимости от уровня добычи) и дифференцировать ставки по параметрам суша/шельф, глубина шельфа, нефть/газ, старые/новые месторождения;
- с 2010 г. начать постепенное замещение экспортных пошлин нейтральными налогами на ресурсную ренту.

Перераспределение значения экспортных пошлин и НДС

В сегодняшней ситуации переход от роялти и экспортных пошлин к более нейтральным налогам по объективным причинам просто невозможен. Наименее болезненным для нефтяных компаний механизмом изъятия сверхдоходов остается экспортная пошлина. По своим свойствам экспортные пошлины лучше, чем НДС, поскольку берутся с реализации и зависят от цены реализации. Поскольку Россия будет оставаться одним из крупнейших экспортеров и экспорт нефти и нефтепродуктов, а в среднесрочной перспективе экспорт будет увеличиваться, экспортные пошлины должны не только сохраниться, но и увеличить свое значение.

Для лучшего изъятия ценовой ренты необходимо пересмотреть шкалу экспортных пошлин, сделав ее более прогрессивной и обязательно квазилинейной. Так, если Россия экспортирует 50% добываемой нефти, доля экспорта нефтепродуктов в добыче составляет 20% (как это было в 2002 г.), ставки экспортных пошлин на нефтепродукты в среднем составляют 90% от ставок экспортных пошлин на нефть, полное изъятие ценовой ренты достигается при коэффициенте пропорциональности в формуле для экспортной пошлины 0,84 вместо 0,4, т.е. крутизна пошлины должна быть повышена более чем вдвое.

Кроме того, необходимо внести ясность в отношении пошлин на нефтепродукты. Очевидно, что они должны быть сезонными и различа-

ться для различных видов нефтепродуктов. Ставки пошлин и правила их расчета должны быть прописаны в законе.

Одновременно с увеличением роли экспортных пошлин должно уменьшиться значение НДС. Суммарная налоговая нагрузка должна увеличиться незначительно, чтобы не лишить нефтяные компании стимула для развития производства. Шкалы НДС и экспортных пошлин должны быть подобраны таким образом, чтобы налоговая система стала гораздо более прогрессивной.

Повышение эффективности налогового администрирования

Слабость налогового администрирования в России привела к тому, что основными налогами являются фактически оборотные экспортные пошлины и НДС, а налог, привязанный собственно к прибыли, как раз по своей сути призванный изымать сверхдоходы, играет второстепенную роль. Для сравнения: налоги, привязанные к прибыли, дают 70–90% всех поступлений от нефтяных компаний в Норвегии и Великобритании.

Чтобы принципиально изменить налоговую систему, необходимо существенно повысить эффективность налогового администрирования. Одним из необходимых условий повышения качества администрирования является ужесточение реакции государства на использование агрессивных методов минимизации налогов. Диапазон мер может заключаться от оспаривания законности методов оптимизации налогов в суде до сокращения экспорта и изъятия лицензий.

Налоговое администрирование должно заключаться не только в контроле за уплатой налогов собственно нефтяными компаниями, но и их крупнейших акционеров. В частности, должны собираться налоги с дохода от продажи собственности и с дивидендов.

Повышение эффективности налогового администрирования должно привести к улучшению собираемости налога на прибыль и подготовить отрасль и фискальные органы к переходу от НДС к роялти в среднесрочной перспективе и от экспортных пошлин к нейтральным налогам в долгосрочной перспективе.

Переход от НДС к роялти

При средних ценах на нефть НДС должен играть более существенную роль, чем экспорт-

ные пошлины. Однако, учитывая все недостатки этого налога, от него нужно отказываться и переходить к роялти.

Учитывая высокую долю ВИНК в российской нефтяной отрасли, которая продолжает увеличиваться за счет поглощения независимых компаний, на развитие внутреннего рынка нефти в среднесрочной перспективе рассчитывать не приходится. Это означает, что ценообразование будет сильно искажено и объективного ориентира для определения налоговой базы по-прежнему не будет. В этих условиях ввести роялти без потери налоговых поступлений можно, только если рассчитывать справочные цены на основе обратного счета от цены корзины нефтепродуктов (*net-back pricing*), либо взимая роялти в натуральной форме.

Использование *net-back pricing* сопряжено с рядом негативных моментов. В первую очередь это субъективность методологии. Существует опасность, что слишком сложные и непрозрачные правила расчета справочных цен могут спровоцировать рост коррупции, как это возможно при дифференцировании НДС.

Сбор роялти в виде нефти позволяет избежать методологических проблем, а экспорт этой нефти позволит государству ничего не потерять с точки зрения доходов бюджета. Самим компаниям роялти в натуральной форме выгодней, чем НДС. Основные недостатки такого подхода заключаются в следующем. Во-первых, экспорт нефти государством приведет к сокращению экспорта частных компаний из-за ограничений транспортной инфраструктуры. Во-вторых, экспортом будет заниматься госструктура, например, специальное агентство или госкомпания («Роснефть»). Это может привести к злоупотреблениям и воровству. Однако если государство намерено повышать эффективность администрирования налоговой системы, эта проблема не должна быть неразрешимой.

При всех возможных недостатках введение роялти приведет к улучшению системы налогообложения с точки зрения нейтральности.

Переход от экспортных пошлин к нейтральным налогам

Важно понимать, что только нейтральные налоги будут способствовать удержанию добычи на высоком уровне. Переход к ним является задачей на долгосрочную перспективу. Начинать вводить налоги типа НДС или налога на ресурсную ренту следует только после того, как государство на-

чится эффективно администрировать роялти и налог на прибыль. При этом затягивать процесс слишком сильно нельзя, поскольку добыча нефти — процесс инерционный и для ее поддержания через 10 лет необходимо закладывать базу уже в самое ближайшее время.

Выводы

Несмотря на качественную простоту понятия ренты, ее количественная оценка сопряжена с целым рядом методологических проблем. Фактически объективно оценить ренту и долю ее изъятий государством не представляется возможным. Единственное, что можно, — посчитать объем уплаченных налогов и текущих сверхдоходов.

Объем потенциальных изъятий по данным 2002 г. оценивается в 3 млрд долл. Механизм изъятия ценовой ренты в России, несмотря на отсутствие нейтральности, сегодня довольно эффективен, поскольку доля изъятия сверхдоходов государством относительно велика.

Примеры налогообложения в некоторых странах, которые часто приводят как образец для подражания, на самом деле таковыми не являются. При реформировании системы налогообложения нефтедобычи Россия должна учитывать свою специфику — высокую обеспеченность добычи запасами, низкую себестоимость добычи, высокую долю экспорта и низкий уровень налогового администрирования.

На сегодняшний день экономической необходимости в создании дифференцированной системы налогообложения между месторождениями нет. Нужно от НДС переходить к роялти, вводить прогрессивный налог на прибыль и увеличивать ставки экспортных пошлин, основное внимание уделяя повышению качества налогового администрирования.

Следует помнить, что сегодня значительная часть сверхдоходов изымается, а попытки ужесточить налогообложение сегодня приведут к тому, что в среднесрочной перспективе, лет через 5–7, налоги придется снижать.

Список литературы

8. Rowland C. and Hann D. *The Economics of North Sea Oil Taxation*. Macmillan Press.
9. Rognvaldur Hannesson. *Issues and Strategies of Oil and Natural Gas Production*. Quorum Books, 1998.