

**Экономический портрет  
нефтегазодобывающих компаний России**  
(Работа выполнена на основе обработки годовых  
финансовых отчетов компаний за 2010-2013гг.)

	стр.
<b>1. Добыча и выручка .....</b>	<b>3-7</b>
<b>2. Издержки добычи и реализации .....</b>	<b>7-15</b>
<b>3. О налоговой нагрузке.....</b>	<b>15-25</b>
<b>4. Об инвестиционной деятельности.....</b>	<b>25-34</b>
<b>5. К вопросу о сравнительной эффективности государственной и частной собственности в нефтегазовых компаниях .....</b>	<b>34-42</b>
<b>6. Влияние падения мировых цен на нефть и санкций на экономику страны и деятельность нефтегазовых компаний .....</b>	<b>42-44</b>
<b>Заключение .....</b>	<b>44-47</b>
<b>Приложение .....</b>	<b>48-49</b>

## Аннотация

В докладе на базе консолидированных отчетов нефтегазовых компаний России за 2010-2013гг. проведен анализ их экономической политики по добыче, выручке, издержкам, налоговой нагрузке, рентабельности, инвестиционной деятельности. Расчеты по налоговой нагрузке, показали, что в последние годы в компаниях необоснованно высокими темпами растут издержки, особенно за счет трансфертных цен, в результате чего заметно уменьшаются платежи в бюджет по налогу на прибыль. В области инвестиционной деятельности констатировано, что компании в условиях действующей налоговой системы располагают достаточными средствами для ее осуществления, в первую очередь за счет более полного использования амортизационных отчислений и чистой прибыли. На основе девяти основных экономических показателей проведено сравнение компаний по успешности их деятельности в зависимости от преобладания в них частной или государственной собственности. Данное сравнение выявило, что основным условием, определяющим сегодня успешность деятельности крупных корпораций выступает не вид собственности, а человеческий фактор, связанный с нравственным уровнем акционеров и управляющих кадров компании, их квалификацией и честным отношением к своим обязательствам в качестве налогоплательщиков.

## 1. Добыча и выручка

В 2014 г. в России было добыто 526,8 млн. т нефти и газового конденсата. По отношению к 2013г. добыча нефти возросла на 0,7%, а по отношению к 2000г. в 1,6 раза, на 200 млн. т, с 323 млн. т. Следует отметить, что наибольший ее прирост за последние 15 лет наблюдался в 2000-2004 гг., ежегодно прирастая по 8,5 %. В последующие же 10 лет относительный прирост сократился в 6 раз, увеличившись в абсолютном выражении в 2014г. всего на 3,5 млн. т.

В региональном разрезе почти весь прирост нефтяного сырья в последние годы осуществлялся за счет месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока, в то время как в европейской части страны и Западной Сибири происходило сокращение добычи. Все это свидетельствует, что добыча нефти, осуществляемая сегодня в основном на месторождениях открытых еще в советское время, вступила в падающую фазу. Для поддержания добычи на достигнутом уровне приходится осваивать новые месторождения нефти, как правило, расположенные в отдаленных неосвоенных территориях, на шельфе морей и требует с каждым годом все возрастающих огромных капитальных затрат. Так, если в 2000 г. все капитальные затраты в нефтедобычу составляли 123,2 млрд. руб., то к 2014 г. они возросли в 7 раз, до 862 млрд. руб., при росте добычи за эти же годы в 1,6 раза.

Необходимо отметить, что отрицательное влияние, на добычу углеводородов в России в ближайшие годы могут оказать санкции, принятые ЕС и США в сентябре 2014 г. по ограничению поставок оборудования и технологий для глубокого бурения и добычи ее из сланцевых пород. После введения санкций Минпромторг РФ признал, что зависимость нефтяной отрасли страны от импортного оборудования составляет 80%, а заменить его российским удастся не раньше 2018-2020гг. При этом 70-80% импортного оборудования приходится сегодня на Китай в виде т. н. «железа» и лишь 20% поступает из западных стран в виде компьютерных установок и программного обеспечения.

В 2014 г. добыча природного газа в России составила 640,2 млрд. м<sup>3</sup>, сократившись по отношению к 2013г. на 4,2% (40 млрд. м<sup>3</sup>). По объему его производства Россия в 2013 г. уступила первое место США, которые добыли в этом году 688 млрд. м<sup>3</sup>. В динамике по добыче природного газа в России так же можно выделить два периода. В первом – в 2000-2008 гг. ежегодный прирост добычи составлял 2%, увеличившись абсолютно на 100 млрд. м<sup>3</sup>, с 584 до 684 млрд. м<sup>3</sup>. Во втором периоде за 2009-2013 гг. прироста добычи вообще не произошло, а в отдельные годы даже наблюдалось ее сокращение. Так в 2009 г. по отношению к 2008 г. снижение составило 100 млрд. м<sup>3</sup> - добыча откатилась на уровень 2000 г. Данное

падение, в отличие от ситуации по нефти, связано не с исчерпанием высокоэффективных запасов газа, а прежде всего с сокращением его потребления внутри страны, стагнацией его продаж за рубеж и монопольным влиянием на добычу и транспортировку газа со стороны Газпрома.

Все компании, занимающиеся в России добычей и переработкой нефтегазовых ресурсов, условно поделены на три группы. В первую группу входят ВИНК (вертикально интегрированные компании), одновременно добывающие нефть и газ и перерабатывающие их на принадлежащих им нефтегазоперерабатывающих предприятиях.

По состоянию на 2014г. в России насчитывалось 12 крупных нефтегазодобывающих компаний, в каждой из которых годовая выручка по их деятельности превышала 5 млрд. долл. (Табл. 1). Доля этих компаний в общей добыче нефтегазовых ресурсов в стране по нефти составляла 87,4%, а по газу, за исключением Газпрома, 13,1%.

Во вторую группу входят так называемые «независимые», которые не имеют собственных мощностей по переработке нефти и газа и, в основном, реализуют свою продукцию ВИНК. И, наконец, в третью группу включены нефтегазодобывающие компании, работающие на условиях соглашений по разделу добытой продукции (СРП). К ним относятся Сахалин Энерджи Инвестмент Компани, Эксон НЛ, добывающие нефть и газ на шельфе Сахалина и Тоталь РРР, разрабатывающая Харьягинское месторождение нефти в Ненецком автономном округе республике Коми, с запасами в 160,4 млн. т.

Общая добыча углеводородов всеми компаниями России в 2013г. составила 1223,4 млн. т н. э., из нее на ВИНК пришлось 90,2% - 1103 млн. т, на независимые компании – 6,6% - 81 млн. т и 3,2% - 39 млн. т на компании, работающие на условиях СРП. За последние 10 лет в общей добыче углеводородов, доля, приходящаяся на ВИНК постоянно возрастала. Данная тенденция совсем не характерна для многих стран, добывающих нефть и газ. Так, например, в США доля малых и средних компаний, добывающих углеводороды, составляет 40%, что в 6 раз превышает этот показатель в нашей стране. Основной причиной низкой доли малых предприятий в России является несовершенство налоговой политики в этой отрасли – она слабо учитывает конкретные условия месторождений.

Первое место среди всех компаний как по добыче нефтегазовых ресурсов в 445,1 млн. т н. э., так и по их продажам – 186,2 млрд. долл., удерживает Газпром. Однако отрыв Газпрома по продажам от других компаний в последние годы стремительно сокращается. Особенно это характерно для Лукойла и Роснефти. Если в 2003 г. объем выручки Лукойла не достигал и половины от выручки Газпрома, то к 2014 г. он составил 76%, а по Роснефти 79,3%.

Если в Роснефти быстрое наращивание объема выручки связано с

Таблица № 1

**Добыча углеводородов и выручка\* по их продажам  
по нефтегазовым компаниям России**

Компании	2013					2010	Рост уд. выручки 2013 к 2010 в %
	Добыча нефти, млн. т	Добыча газа, млрд. м3	Общая добыча млн. т н. э.	Выручка в млрд. долл.	Удельная выручка на один баррель в долл.	Удельная выручка на один баррель в долл.	
Газпром	16,3	476,3	445,1	186,2	57	37	154
Лукойл	86,7	19,5	104,2	141,5	186	136	137
Роснефть	192,6	40,6	229,1	147,6	88	67	131
ТНК-ВР**	74,9	14,9	88,3	56,7	88	73	121
Газпромнефть	32,2	12,8	43,7	47,3	148	132	112
Сургутнефтегаз	61,5	12,2	72,8	41,4	78	37	212
Татнефть	26,4	0,9	27,2	20,2	102	79	129
Башнефть	16,1	0,6	16,7	17,7	145	110	132
РуссНефть	8,8	2,0	10,6	6,3	81	64	127
НоваТЭК	--	53,1	47,7	10,6	30	13	239
Славнефть	16,8	1,1	17,8	6,1	47	30	155
Операторы СРП	14,0	27,8	39,0	20,0***	70	44	130
Прочие произв.	47,6	37,3	81,2	23,5***	40	34	127
Всего по России	523,3	684	1139	668,4	75	59	127
Chevron	86,2	49,3	135,5	228,8	232	261	88

\*)В выручку включены взимаемые при экспорте пошлины и акцизы.

\*\*По ТНК-ВР вместо 2013г. дан 2012г.; \*\*\*Оценка

Источник: Годовые финансовые отчеты ВИНК, Нефтегазовая вертикаль, 2014, № 5, Статистическое приложение.

увеличением добычи углеводородов путем поглощения ею ТНК-ВР с годовыми продажами по состоянию на 2012г. в 56,7 млрд. долл. и добычей нефти в 74,9 млн. т., то в ЛУКОЙЛе это происходит, в основном с ростом объема переработки углеводородов, выпуска высококачественных нефтепродуктов в виде масел, бензинов, керосина, дизтоплива, реализации этих продуктов на своих бензозаправках по розничным ценам, как внутри страны, так и за рубежом. По состоянию на 2014 г. Лукойл был лидером по количеству бензоколонок среди российских компаний, как в России, так и за рубежом. Из 86,7 млн. т, добытой в 2013 г. ею нефти, 69% ее пошло на производство нефтепродуктов. Для сравнения в Сургутнефтегазе эта доля составляла всего 35%.

Именно превосходство Лукойла по разнообразию выпуска продукции по отношению к другим компаниям, обеспечило ей первое место по удельной выручке на один баррель добываемых углеводородов. В 2013г. она составила 186 долл./баррель и в 3,3 раза превысила аналогичные показатели по Газпрому (57 долл.) и в 2,4 раз в Сургутнефтегазе (78 долл.). Такое

превосходство Лукойла по удельной выручке тесно связано с производством и реализацией продуктов с высокой добавленной стоимостью. В общей выручке на нефтепродукты в компании приходилось 75,6%, при этом средняя их цена за один баррель составляла 125 долл., и в 1,6 раза превышала продажную цену сырой нефти (78 долл./баррель).

Еще одним фактором, существенно влияющим на удельную выручку, выступает соотношение объема поставляемой нефти на экспорт и внутри страны, в силу значительной разницы между мировыми и внутренними ценами. Чем больше нефти и нефтепродуктов поставляется на внешний рынок, тем больше и удельная выручка. Наиболее высокая доля нефти, поставляемой на экспорт сегодня наблюдается в Лукойле, ТНК-ВР, Роснефти и Газпромнефти.

Необходимо отметить, хотя Лукойл и имеет высокие показатели по удельной выручке на тонну добываемых углеводородов, однако по отношению к ведущим западным компаниям он все равно заметно проигрывает, как по доле перерабатываемой нефти, так и по многим другим показателям. Так, в американской нефтегазовой компании Шелл из всей добытой нефти и конденсата в 2013 г. в 86,2 млн. т, 96,6% было переработано в нефтепродукты, а удельная выручка на один баррель добытых углеводородов составила 261 долл., производительность труда на одного занятого 4,4 млн. долл., превысив аналогичный показатель по Лукойлу в 4,4 раза.

При этом весьма симптоматично, в то время как в российских нефтегазовых компаниях выручка и ее удельная величина растут высокими темпами, особенно в Газпроме, Сургутнефтегазе и Новатэке, то в Шелле за три последних года произошло сокращение этих показателей на 13% при одном и том уровне добычи углеводородов. Объясняется это тем, что в США в последние несколько лет внутренние оптовые цены на газ снизились в 2,5 раза. Именно это обстоятельство и привело к сокращению выручки компании, в которой в общей добыче углеводородов на газ приходится 35%. Данное обстоятельство свидетельствует о том, что в США, в отличие от России, на первом месте стоит не удовлетворение appetites крупных корпораций, а развитие экономики в целом и прежде всего обрабатывающих отраслей, являющихся крупнейшими потребителями энергоресурсов.

Из всех рассматриваемых российских нефтегазодобывающих компаний наиболее низкую величину по удельной выручке сегодня имеет Новатэк – 30 долл./б. н. э., что в 1,9 раза меньше, чем в Газпроме. В значительной степени это связано с тем, что это относительно молодая, быстро растущая компания, специализирующаяся пока только на добыче газа и поставляющая его в преобладающей степени на внутренний рынок. Несмотря на молодость, Новатэк располагает на данный момент солидными, постоянно увеличивающимися запасами газа, в основном на новых

его месторождениях. Имея относительно низкие удельные издержки производства, проводит сегодня, опираясь на это, довольно агрессивную ценовую политику, отвоевывая за счет низких цен у Газпрома, его наиболее крупных потребителей газа в лице отечественных тепловых электростанций. За 2003-2013 гг. добыча газа в этой компании выросла почти в 3 раза с 20 до 53.1 млрд. м<sup>3</sup>.

## **2. Об издержках добычи и реализации**

Издержки, являются наиболее крупным элементом выручки и активно влияют на формирование прибыли компаний и объем выплачиваемых налогов. Чтобы придать нашему исследованию более объективный и сопоставимый характер, мы исключили из издержек все налоги в виде НДС, социальных и ряда других выплат, которые по российскому налоговому законодательству входят в них.

В виду огромных различий среди анализируемых нефтегазовых компаний по масштабам добычи углеводородов, переработки и реализации, нет никакого смысла их сравнивать по объему издержек, поэтому мы решили сосредоточиться на удельных величинах и их структуре.

Мировая практика показывает, что снижение цен на углеводороды, как правило, приводит к снижению издержек их производства. При этом сокращение издержек происходит опережающими темпами по отношению к снижению цен. Так, падение мировых цен на нефть в 1981-1998 гг. в 2,8 раза, с 37 долл. до 13 долл./баррель, привело к снижению за этот период средних удельных издержек ее добычи в мире в 4,2 раза с 21 долл. до 5 долл./ баррель<sup>1</sup>. И наоборот, рост цен на углеводороды, как правило, ведет к росту издержек на их добычу.

Последнее обстоятельство свидетельствует, с одной стороны, о том, что в условиях роста цен на углеводороды, вместе с ростом доходов от их производства, снижаются стимулы к экономии издержек, с другой стороны, так как сами топливные отрасли довольно энергоемки и материалоемки, то рост цен на углеводороды обуславливает и рост издержек в них.

В России, несмотря на то, что по производительности труда нефтегазовые компании в 3-4 раза уступают ведущим западным компаниям, издержки в них растут, как при снижении цен на углеводороды, так и при их росте, причем в последнем случае опережающими темпами. Так, за 2010-2013гг. общая выручка по нефтегазовым компаниям выросла в 1,2, а издержки в 1,4 раза.

Наиболее высокие темпы роста издержек и их высокая доля в выручке сегодня наблюдаются в Лукойле, Газпроме, Роснефти, Газпромнефти и

---

<sup>1</sup> ЭКО. 2011, № 11, с. 79.

Татнефти. Так, в Лукойле издержки производства и реализации за 2003-2013 гг. увеличились в 6,8 раза, в то время как мировая цена на нефть за этот же период выросла в 3,8 раза. В значительной степени такую ситуацию можно объяснить следующими обстоятельствами.

Во-первых, долгое время политика российского Правительства, была направлена на повышение внутренних цен на углеводороды до европейского уровня, что вело к снижению стимулов к сокращению издержек, так как рост цен в постоянном режиме поддерживал высокую доходность нефтегазовых компаний, несмотря на увеличивающуюся налоговую нагрузку в их выручке.

Во-вторых, отсутствием конкуренции между нефтегазовыми компаниями на внутреннем рынке в виду раздела этого рынка по территориальному признаку и его олигопольного характера.

В-третьих, свой вклад в рост издержек вносит ухудшение природных и горно-геологических условий разработки месторождений.

В-четвертых, в условиях слабой конкуренции между компаниями, отсутствия четкой регламентации по уровню трансфертных цен и контроля за их уровнем, им сегодня гораздо выгоднее наращивать фиктивные издержки, сокращая за счет этого налоговые выплаты.

По нашим расчетам общие издержки, без учета в них налогов, при расчете их на один баррель добываемых углеводородов в среднем по нефтегазовым компаниям в 2013г. составляли примерно 37,4 долл. (Табл. 2). При расчете этого показателя конкретно по компаниям разброс по нему просто зашкаливает. Наиболее высокие показатели наблюдались в Лукойле – 122,3 долл., Газпромнефти – 71,8, Башнефти 64,9. Все эти три компании отличаются наличием в своей собственности большого количества НПЗ и высокой долей нефти идущей на переработку. При этом в Лукойл удельные издержки за 2010-2013гг. они выросли в 1,5 раза, в Газпромнефти в 1,1, а в Башнефти в 1,2 раза.

Следует отметить, что Роснефть и ТНК-ВР тоже располагают значительным количеством НПЗ, однако, несмотря на это удельные издержки в них в 3,8 раза ниже по сравнению с Лукойлом.

Гораздо более низкие удельные издержки по отношению к отмеченной первой тройке компаний, наблюдаются в Роснефти – 31,6 долл., Татнефти – 37,8, ТНК-ВР – 31,9, Русснефти – 29,5, Газпроме – 28 долл. и совсем низкие в Сургутнефтегазе – 15,9 и Новатэке – 15,5 долл.

Из Таблицы 2 также видно, что в преимущественно газовых компаниях - Газпроме и Новатэке преобладание в общей добыче углеводородов газовой составляющей, обеспечило им и относительно низкие удельные издержки по их деятельности. Это связано с тем, что добыча природного газа гораздо менее затратна по текущим издержкам, по сравнению с добычей нефти.

Кроме того, в Новатэке низкие удельные издержки объясняются тем, что в собственности этой компании находятся «свежие» месторождения

природного газа и эта компания пока не обременена инфраструктурными объектами и перерабатывающими предприятиями. Об этом может свидетельствовать, как небольшая доля межсегментных затрат, так и низкая фондоемкость (132 долл./т н.э.), в 5,3 раза меньше по отношению к Газпрому.

В отличие от Новатека, в Сургутнефтегазе низкие удельные издержки связаны не с природными факторами, а прежде всего с высоким качеством управления компанией, с использованием передовых высокоэффективных методов разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа, с ответственным отношением к обязанностям компании в качестве налогоплательщика, с сознательным отказом руководства компании от использования трансфертных цен во взаимоотношениях со своими дочерними обществами.

Сильнейшие расхождения по удельным затратам между компаниями связаны не только с количеством в их собственности НПЗ и различием в структуре добываемых углеводородов, но и с качеством эксплуатируемых месторождений, наличием инфраструктурных объектов в виде нефтепроводов, газопроводов, и особенностями финансовой политики, проводимой компаниями.

Анализ структуры затрат по компаниям показал, что наиболее крупной статьей в них являются внутренние межсегментные закупки углеводородов, затем идут операционные расходы по добыче, транспорт, коммерческие и административные издержки.

В качестве типичного образца структуры и динамики издержек нефтегазовой компании мы приводим отчетность по Лукойлу (см. табл. 3). В этой компании в 2013 г. издержки составляли 64,3% от всей выручки, при этом в самих издержках на межсегментные закупки углеводородов приходилось 70,9%, операционные расходы – 10,9%, транспортные – 6,8%, коммерческие, административные и хозяйственные – 4,1%, амортизацию – 6,2%.

Все рассматриваемые нами компании именуют себя «группой» - являются крупными интегрированными объединениями, в которых материнская (головная) компания владеет на правах полной собственности или контрольного пакета акций, входящих в него хозяйствующих субъектов. Обычно под руководством головной компании работает огромное количество предприятий по добыче, транспортировке, сервисному обслуживанию, сбыту продукции и все они связаны между собой единой технологической цепочкой, как по горизонтали, так и по вертикали. В этих условиях формирование издержек в самой головной компании приобретает свою специфику, связанную с использованием трансфертных цен между хозяйствующими субъектами, входящими в это объединение.

До 2012г. уровень трансфертных цен внутри холдингов государство никак не контролировало, несмотря на то, что их уровень через формирование объема налогооблагаемой прибыли непосредственно влиял на размер поступлений по налогу на прибыль, прежде всего в региональные бюджеты.<sup>2</sup> В этой связи совсем не случайно, что трансфертные издержки, фигурирующие в отчетах компаний, как «стоимость приобретенных нефти, природного газа и нефтепродуктов», растут в последние годы опережающими темпами по отношению к другим видам затрат, а их доля в общей их величине в Лукойле, Газпромнефти и Башнефти стала преобладающей.

В середине 2011 г. Государственной Думой был утвержден Федеральный закон № 227, согласно которому, начиная с 1.01. 2012г. все трансфертные сделки между взаимосвязанными юридическими лицами должны осуществляться по рыночным ценам. При этом рыночными ценами признаются: регулируемые государством, сложившиеся на бирже, установленные оценщиком, предусмотренные соглашением о ценообразовании. Такая расширенная регламентация в законе о трансфертном ценообразовании ведет к полной чехарде по компаниям по их уровню. Закон предоставляет право самим компаниям доказывать, что используемые ими трансфертные цены являются рыночными, а налоговые органы, в случае проверки, должны с этим доказательством согласиться или оспорить.

По признанию самих компаний, сделанных в их финансовых отчетах, большинство из них, используют для этих целей во внутренних расчетах по углеводородным продуктам мировые цены, которые почти в два раза превышают внутренние оптовые цен по нефти и более чем в три раза по газу.

В принципе компании, оперируя трансфертными ценами, могут, как снизить свой чистый доход за счет использования высоких цен, так и увеличить его за счет низких цен, основанных на цене производства. На первый взгляд кажется, что компаниям невыгодно использовать высокие трансфертные цены, ибо в этом случае происходит уменьшение их чистого дохода. Однако, если эта практика получила широкое распространение, то можно предположить, что головная компания, на счетах которой формируется конечная выручка, несмотря на то, что она несет потери в доходах и при этом одновременно санкционирует использование высоких трансфертных цен, то можно предположить, что между ней и ее дочерними предприятиями, имеется сговор по дележу дополнительного дохода, получаемого дочерними предприятиями, чтобы восполнить тем самым потери от этой операции головной компании.

---

<sup>2</sup> Из общей величины налога на прибыль в 20%, согласно Налогового кодекса по ставке в 18% зачисляется в бюджеты субъектов РФ, а оставшиеся по ставке в 2% в Федеральный бюджет.

Кроме того, с 1 января 2012г. вступил в силу еще один закон тесно связанный с законом о трансфертном ценообразовании, который ввел в России институт консолидированных налогоплательщиков в крупных объединениях и холдингах. Воспользоваться консолидированной отчетностью могут компании, в которых общая величина федеральных налогов за год превышает 10 млрд. руб., сумма выручки 100 млрд. руб., а активы не менее 300 млрд. руб. Под эту категорию попадают все крупные нефтегазовые компании.

Согласно этого закона объем выплат по налогу на прибыль вначале формируется в целом по деятельности головной компании, а затем в зависимости от средневзвешенной величины удельного веса фонда оплаты труда работников и удельного веса остаточной стоимости основных фондов, распределяется по дочерним подразделениям. Данная практика через установление головной компанией трансфертных цен, при наличии большого выбора по их уровню, заметно усилила ее роль по формированию объема налогооблагаемой базы по налогу на прибыль.

Сегодня среди всех российских нефтегазовых компаний бесспорным лидером по оптимизации выплат по налогу на прибыль за счет трансфертных издержек выступает Лукойл. В 2013г. в этой компании удельная величина издержек составила 122 долл./баррель, превысив среднеотраслевой показатель в 2,7 раза, а по отношению к Сургутнефтегазу в 7,7 раза. В абсолютном значении трансфертные издержки в Лукойле составляли 65,9 млрд. долл., увеличившись за 2003-2013гг. в 11, 2 раза. Общий абсолютный объем трансфертных издержек в Лукойле превысил их величину даже в Газпроме, хотя последний добывал углеводородов в 5 раз больше.

По нашим расчетам, если бы удельная величина трансфертных издержек в Лукойле была бы не 86,6 долл./баррель, а в размере 8 долл., как в Роснефти и Татнефти, то абсолютный объем издержек в этой компании по состоянию на 2013г. был бы на 60 млрд. долл. меньше. Тогда с этой суммы Лукойлу пришлось бы дополнительно по налогу на прибыль внести в бюджет государства 12 млрд. долл., а не 2,8 млрд., уплаченных фактически. Если же к Лукойлу присовокупить Газпромнефть и Башнефть и тоже вывести удельную величину их трансфертных издержек на уровень Роснефти, то общая дополнительная величина налога на прибыль от этих трех компаний должна составить порядка 14 млрд. долл.

Не избежал соблазна по оптимизации налоговых схем и Газпром. В этой компании, наряду с трансфертными ценами, была использована еще одна оригинальная схема по сокращению выплат по налогу на прибыль. Согласно этой схеме, головная компания сдает в аренду своим дочерним 56 предприятиям скважины по добыче газа. В 2011г. из 12 211, принадлежащих Газпрому скважин в аренду было сдано 11 600 (95%). При этом затраты дочерних обществ за счет этого существенно возросли и затем прошли в

общих издержках Газпрома по консолидированной отчетности. Так за 2000-2011гг. эти платежи увеличились почти в 20 раз с 1,17.<sup>3</sup> до 23,1 млрд. долл.

**Таблица 2**

**Общий объем издержек,\* их удельная величина, трансфертные издержки.\*\***

Компании	2010				2013				
	Общий объем издержек млрд. долл.	Удельные изд. в долл. баррель <sup>2</sup>	Трансфертные издержки** в млрд. долл.	Доля трансф. изд. в общем их объеме в %	Общий объем издержек млрд. долл.	Удельные изд. в долл. баррель**	Трансфертные издержки* в млрд. долл.	Доля трансф. изд. в общем их объеме в %	Удельные трансф. изд. на барр.
Газпром	72,4	21,1	19,9	27,5	91,0	28,0	23,7	26,0	7,6
Лукойл	61,7	80	43,3	70,2	93,0	122	65,9	70,9	86,6
Роснефть	22,9	24,5	2,4	10,4	52,9	31,6	13,2	25,0	7,9
ТНК-ВР***	16,0	26,2	4,0	24,8	17,0	31,9	3,7	21,8	21,0
Газпромнефть	16,3	65,3	7,5	45,8	22,9	71,8	10,0	43,7	31,4
Сургутнефтегаз	9,4	17,7	-	-	10,3	15,9	-	-	--
Татнефть	6,19	31,6	1,8	29,6	7,5	37,8	1,6	21,3	8,1
Башнефть	5,95	55,9	2,9	48,7	7,9	65,1	3,97	50,0	32,6
Русснефть	2,5	23,3	0,7	29,5	3,0 <sup>4</sup>	--	--	--	--
Новатэк	1,9	6,8	--	--	5,4	15,5	-	-	--
<b>Итого по всем Компаниям</b>	<b>214</b>	<b>29,6</b>	<b>82,5</b>	<b>38,5</b>	<b>310,9</b>	<b>37,4</b>	<b>118</b>	<b>40,7</b>	<b>15,8</b>
Chevron	154	144,4	117	75,3	193	192,2	135	70,0	136,2

\*) По российскому законодательству НДС и ряд других налогов входят в издержки. В данном случае издержки даны без налогов.

\*\*) Трансфертные издержки формируются в результате товарооборота в рамках холдинга или объединенной группы единого собственника на базе трансфертных цен, применяемых в расчетах между хозяйственными подразделениями головной организации.

\*\*\*) По ТНК-ВР вместо 2013 г., ввиду прекращения ее деятельности, дан 2012 г. 4) 2011г.

Источник: Годовые консолидированные финансовые отчеты компаний.

При сопоставлении компаний по удельным издержкам и относительной доли в них трансфертных затрат, наряду с Лукойлом, много вопросов возникает по ТНК-ВР. Эта компания, как и Лукойл, имеет огромное количество аффилированных предприятий, высокую долю переработки нефти и одновременно с этим в 2,4 раза меньшую долю трансфертных издержек в их общей величине.

<sup>3</sup> Ю. В. Синяк, Ю. А. Ю. Колпаков. Анализ динамики и структуры затрат в нефтегазовых компаниях России в период 2000-2011гг. и прогноз до 2020г. Проблемы прогнозирования. 2014г., с.25.

Одновременно с этим удивляет то, что, например, в 2011г. в ТНК-ВР выручка равнялась 60 млрд. долл. и была в 2,2 раза меньше по отношению к Лукойлу (2011г. - 133,7 млрд. долл.), и при этом объемы налога на прибыль и чистой прибыли в обеих компаниях были почти одинаковы, В ТНК-ВР налог составлял 2,7, а прибыль 9,3 млрд. долл., а в Лукойле, соответственно 3,3 и 9,7 млрд. долл., В преобладающей степени это связано с тем, что в ТНК-ВР за этот год при меньшей в 2,2 раза выручке, общий объем издержек был ниже, чем в Лукойле в 4,3 раза, а трансфертных затрат - в 10,5 раза. Если Лукойл на «полную катушку» использовал мировые цены для внутренних проводок, то ТНК-ВР, по-видимому, больше придерживался уровня цен производства.

Все это свидетельствует, что ТНК-ВР проводила, а Лукойл проводит совершенно разные финансовые стратегии по отношению к методам получения чистого дохода. Если Лукойл стремится увеличить свой чистый доход через фиктивное завышение издержек, чтобы сократить выплаты по налогу на прибыль, многократно сокращая при этом его отчисления, прежде всего в региональные бюджеты, и жертвуя при этом частью чистой прибыли, то ТНК-ВР придерживался прямо противоположной тактики – основным признаком которой являлось сокращение издержек любыми возможными способами, в том числе и за счет низких трансфертных цен, в целях наращивания объема чистой прибыли, чтобы потом большую ее часть пустить на дивиденды.

**Табл. 3**

**Структура и динамика издержек по компании Лукойл за 2003-2013 гг.**

Показатели	2003		2010		2013		Рост 2013 к 2003 в %
	млрд. долл.	в %	млрд. долл.	в %	млрд. долл.	в %	
<b>Выручка</b>	22,3		105,0		141,5		635
<b>Издержки, всего</b>	13,6	100,0	61,7	100,0	93,0	100,0	684
<b>Стоимость приобретения нефти, газа, нефтепродуктов</b>	5,9	43,4	43,3	70,2	65,9	70,9	1117
<b>Операционные расходы*</b>	2,5	18,4	8,3	13,5	10,1	10,9	404
<b>Транспортные расходы</b>	2,1	15,4	5,6	9,1	6,3	6,8	300
<b>Коммерческие, администрат., хозяйственные</b>	1,8	13,2	3,6	5,8	3,8	4,1	211
<b>Износ, амортизация</b>	0,9	6,6	4,2	6,8	5,8	6,2	644
<b>Геологоразведка</b>	0,1	0,7	0,4	0,7	0,6	0,6	600
<b>Расходы по выплате процентов</b>	0,3	2,2	0,7	1,1	0,5	0,5	167

\*) Основные издержки добычи, производства и реализации  
Источник: Годовые финансовые отчеты компании Лукойл.

Наряду с получением высоких дивидендов, можно предположить, что второй важнейшей задачей финансовой стратегии ТНК-ВР являлось увеличение капитализации компании путем демонстрации высокой прибыльности. И это компании вполне удалось осуществить – за последние четыре года (2009-2012 гг.) капитализация компании возросла в 1,5 раза с 28 до 40-46 млрд. долл.

Анализ финансовой стратегии ТНК-ВР и рассмотрение некоторых экономических и технологических показателей ее деятельности наталкивают нас на мысль, что конечной целью финансовой стратегии ее, являлась не оптимизация развития, а продажа компании на гребне высоких цен на нефть и высокой капитализации. В конечном счете, эта цель была осуществлена – в конце 2012 г. между собственниками компании и Роснефтью была достигнута договоренность о ее приобретении последней. При этом Роснефть выплатила Бритиш Петролеум 17,1 млрд. долл. и отдала 12,84% своих акций, а второму собственнику - ААР в лице Авена, Фридмана, Блаватника и Вексельберга 28 млрд. долл.

Если сопоставить стоимость вхождения ВР в ТНК-ВР путем вноса своих денежных средств и активов в 2004 г. в размере 6,15 млрд. долл. с общим объемом, полученных ею дивидендов за 2005-2012 гг. в размере 18 млрд. долл. и оценкой ее доли в ТНК-ВР в 28 млрд. долл., то окажется, что за эти 8 лет первоначальный взнос ВР окупился почти 7,5 раза, принося ежегодно почти 100% прибыли на вложенный капитал.

В целом сравнительный анализ нефтегазовых компаний по издержкам показал, что сложившиеся огромные расхождения по удельным затратам между ними носят явно ненормальный характер и должны, по идее, являться предметом пристального изучения со стороны Министерства экономического развития, налоговых органов и Счетной палаты РФ.

Среди всех российских нефтедобывающих компаний особо необходимо выделить Сургутнефтегаз, где удельные издержки одни из самых низких – в 7,7 раза ниже, чем в Лукойле. При этом, если в других компаниях они постоянно растут, то в Сургутнефтегазе за 2010-2013гг. они снизились почти на 2 долл. на каждый баррель добытых углеводородов, составив всего 15,9 долл., при среднем уровне по компаниям в 37,4 долл.

Если бы все нефтегазовые компании последовали примеру Сургутнефтегаза и не использовали во взаимоотношениях со своими дочерними предприятиями трансфертных цен, то поступления по налогу на прибыль по состоянию на 2013г. могли бы возрасти на 750 млрд. руб. в дополнение к фактическим выплатам в 585 млрд. руб. При этом, из дополнительной суммы в региональные бюджеты поступило бы 674 млрд. руб., а в Федеральный бюджет 76 млрд. руб.

### **3. О налоговой нагрузке**

В 2013 г. в общей сложности по всем видам налогов, включая таможенные пошлины, нефтегазовыми компаниями было выплачено 272,1 млрд. долл. или 8,6 трлн. руб., что составило 65,8% всех доходов Федерального бюджета страны за этот год.

Следует отметить, что в динамике, в 2013г. впервые за последние четыре года произошло сокращение налоговых поступлений, они снизились по отношению к 2012г. на 12,4 млрд. долл. Наибольшее влияние на это снижение оказала Роснефть после объединения ее с ТНК-ВР. Если сложить налоговые поступления Роснефти и ТНК-ВР за 2012 г. и сравнить их с объемом налогов, выплаченных Роснефтью в 2013г., то мы увидим, что последняя сумма будет на 6 млрд. долл. меньше. Уменьшение налоговых выплат в 2013г. можно наблюдать и в других компаниях. Так, в Газпромнефти и Башнефти сокращение по отношению к 2012г. составило по 2,5 млрд. долл., в Русснефти 1,8, в Лукойле, 400 млн. долл.,

Замедление и сокращение налоговых поступлений можно объяснить стабилизацией мировых цен на нефть и существенным их снижением по газу, введением льготного налогообложения по сильно выработанным и трудноизвлекаемым месторождениям нефти, при добыче ее в Заполярье, отдаленных районах Сибири, Дальнего Востока и на шельфе Арктики, Охотского и Каспийского морей, а также ростом издержек производства.

Можно сказать, что 2013г. в общей динамике налоговых поступлений стал переломным. Все обстоятельства указывают, что в ближайшие годы даже без падения мировых цен на нефть, объем налоговых платежей от нефтегазовых компаний будет сокращаться. Обвальное снижение мировых цен на нефть, начавшееся со второй половины 2014г., должно привести к еще большему сокращению налоговых поступлений от нефтегазового сектора. По расчетам Минфина РФ снижение мировой цены нефти на один доллар за баррель приводит к сокращению налоговых поступлений в бюджет в размере 70 млрд. руб. (при 33 рублях за долл.).

Наибольший объем налогов в 2013г. поступил от Роснефти – 78,2 млрд. долл., после поглощения ею ТНК-ВР, в результате чего Газпром, постоянно занимавший по этому показателю первое место, оказался с 61,4

млрд. долл. на втором месте. Третье место с 38,9 млрд. долл. твердо принадлежит Лукойлу (Табл. 4). На эти три компании сегодня приходится 65,6% всех налоговых поступлений от нефтегазового сектора.

В 2013 г. в общей величине нефтегазовых налогов на счет таможенных пошлин пришлось 48,1%, НДС – 31,5%, налога на прибыль – 6,9%, акцизов – 5,0%, НДС – 2,1%, имущественных и других налогов – 8,6%. Следует отметить, что структура налоговых поступлений непосредственно по компаниям довольно неоднородна, что связано с различиями в составе реализуемой продукции и соотношением ее продаж между внутренним и зарубежными рынками. Так, например, в Газпроме на таможенные пошлины приходилось 31,82%, т. е. на 16 процентных пунктов меньше средней величины по компаниям, а на НДС – 25,7%.

Преобладающая часть всех налоговых поступлений от нефтегазовых компаний сегодня поступает в Федеральный бюджет, региональным бюджетам достается только часть от налога на прибыль по ставке в 18%. В 2013г. из общей величины налоговых поступлений в 272,1 млрд. долл. региональным бюджетам ориентировочно досталось 6,7% от этой суммы, что составило 18,4 млрд. долл.

В Таблице 4 мы представили динамику объема выплаченных компаниями налогов за последние четыре года и четыре показателя прямо или косвенно отражающих общий уровень налоговой нагрузки в каждой компании и в целом по отрасли.

Первый показатель – это удельная величина налогов уплаченных в бюджет с каждого барреля добытых углеводородов. Он рассчитан путем деления общей суммы, собираемых налогов, на объем, добываемых компаниями нефти и природного газа, посчитанный на один баррель. В среднем по компаниям с каждого барреля углеводородов, выплачивалось в 2013 г. 32,7 долл. в виде налогов. Для сравнения, в американской нефтегазовой компании Chevron налоговые выплаты с одного барреля углеводородов оказались равны российским.

Наиболее высокие удельные налоговые выплаты сегодня характерны для ТНК-ВР, Лукойла, Сургутнефтегаза и Газпромнефти, где они превышали 40 долл. с барреля при мировой цене на нефть в 107 долл. и внутренней ее российской цене приобретения в 58 долл. Относительно невысокие удельные налоговые выплаты характерны для Славнефти, Русснефти и операторов СРП. А наиболее низкие значения этого показателя наблюдались в Газпроме – 19,6 долл. и Новатэке – 8,1 долл.

Второй показатель по налоговой нагрузке, представленный в Таблице 4, рассчитан в виде отношения общего объема выплачиваемых налогов к выручке.

В среднем по всем нефтегазовым компаниям в динамике за последние 4 года этот показатель в 2010г составлял 39,2%, в 2011г. – 41,3%, в 2012г. –

43,1%, в 2013г. – 42,1%. Данная динамика показывает, что рост налоговой нагрузки закончился в 2012г., а в 2013г. произошло ее снижение на один процентный пункт. Скорее всего, это снижение в будущем продолжится. Основной причиной этого тренда являться удорожание добычи нефти и газа в России по капитальным затратам, по эксплуатационным издержкам и конечно рост льготного налогообложения.

Конкретно по компаниям в 2013г. налоговая нагрузка в выручке составляла в Лукойле всего 27,5%, в Газпроме 31,3%, в Башнефти 28,2%, в Руснефти 27%, в Новатэке 28,4%. Наиболее высокая налоговая нагрузка в выручке характерна для Сургутнефтегаза – 63,5%, Татнефти – 50%, Славнефти - 50,8%, Роснефти – 53%, и ТНК-ВР – 53,3%.

Сильнейшие различия между компаниями, как по удельной выплате налогов на один баррель добытых углеводородов, так по отношению общего объема налоговых выплат к выручке, обусловлены конкретной спецификой их деятельности. Например, В Газпроме и Новатэке, низкая налоговая нагрузка на баррель добываемых углеводородов связана с тем, что основная часть газа поставляется на внутренний рынок, где цена на него составляет 15 долл./баррель, что в 7,4 раза ниже мировой цены нефти и в 2,3 раза ниже мировой цены на газ (48 долл./баррель в н. э.).

В ТНК-ВР, выплачивавшей в 2012г. больше всех налогов на один баррель добытых углеводородов (58,4 долл.), это объясняется, прежде всего, стремлением этой компании к экономии издержек любыми путями, в целях получения высокой нормы прибыли и дивидендов, что одновременно вело и к увеличению абсолютного размера налогов. В результате, компания теряла на налогах, но выигрывала за счет увеличения прибыли, высоких дивидендов и растущей на этой основе стоимости акций компании.

В Лукойле большие удельные налоговые выплаты с барреля добытых углеводородов связаны с высокой долей переработки добытой нефти на своих НПЗ и реализацией на этой основе более дорогих продуктов, а в Сургутнефтегазе и Роснефти с относительно низкой долей издержек в выручке по сравнению с другими компаниями аналогичного профиля.

Наш анализ показывает, что чем больше в реализации компании нефти и нефтепродуктов, чем больше углеводородов идет на экспорт, тем большая доля налогов наблюдается в выручке и, наоборот, чем больше в реализации присутствует природного газа и, чем большая его часть поставляется на внутренний рынок, тем меньшую долю налогов мы наблюдаем в выручке. И это вполне закономерно, ибо, чем выше цена реализации товара, чем больше ее отрыв от издержек производства и реализации, тем большим налогом можно обложить самого продавца. При этом увеличение доли налогов в выручке, не всегда означает увеличение тяжести налогового бремени на продавца, а часто свидетельствует о его высоких налоговых возможностях относительно этой выручки.

Следует отметить, что в последние годы российская налоговая система вполне адекватно реагировала на растущие доходы нефтегазовых компаний, росших за счет быстрого роста, как мировых, так и внутренних цен на углеводороды. Это подтверждается тем, что в динамике темпы роста налоговых выплат и выручки совпадают, увеличившись за 2010-2013гг. в 1,4 раза.

**Таблица 4**  
**Динамика налоговых сборов нагрузка и рентабельность по нефтегазовым компаниям России**

Компании	Объем выплаченных налогов в млрд. долл.				2013г.			Рентабельность по затратам в %	
	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	Удельная величина налогов на баррель в долл..	Налоговая нагрузка, по отно- шению к выручке в %	Рента- бельность продаж в %	2011г.	2013г.
	1	2	3	4	6	7	8	9	10
Газпром	40,6	57,2	59,9	61,4	19,6	31,3	18,7	38,7	40,3
Лукойл	30,2	38,4	39,3	38,9	51,1	27,5	5,5	12,3	8,4
Роснефть	29,5	46,7	54,0	78,2	44,9	53,0	11,7	32,5	32,7
ТНК-ВР	22,3	31,5	30,2	--	58,4*	53,3	16,2*	49,7	54,1**
Газпромнефть	12,8	17,4	21,1	18,6	49,5	39,3	12,5	26,5	25,8
Сургутнефтегаз	17,3	22,1	26,5	26,3	50,8	63,5	21,3	84,6	85,1
Татнефть	7,6	10,9	10,3	10,1	41,0	50,0	12,4	28,4	33,3
Башнефть	4,5	6,8	7,5	5,0	21,9	28,2	8,2	23,6	18,4
Русснефть	3,1	4,4	3,5	1,7	21,9	27,0	6,0*	620,1	--
НОВОТЭК	1,5	1,1	2,4	2,8	8,1	28,4	33,0	150,3	65,1
Слвнефть	2,8	2,9	3,3	3,1	23,8	50,8	--	---	--
Операторы СРП	5,9	10,6	10,0**	10,0**	35,1**	50,0**	12,6**	---	--
Прочие компании	11,0	14,7	16,5**	16,0**	31,5**	42,0	13,1**	-	--
Всего по России	178,8	254,6	282,6	272,1	32,7	42,0	14,7	31,7	28,3
Shevron	31,1	36,2	27,4	14,2	32,7	14,2	11,5	10,6	13,6

\*)2012г., \*\*) Оценка. Источник: Годовые финансовые отчеты компаний.

В связи с высокой долей налогов в выручке, особенно в таких компаниях как Сургутнефтегаз, Роснефть, Татнефть и возросшей их величиной, со стороны журналистов, экономистов и чиновников,

обслуживающих нефтедобывающие компании, все чаще стали раздаваться голоса о непомерно высокой налоговой нагрузке в нефтегазовом комплексе России. При этом в качестве доказательств высокой налоговой нагрузки обычно оперируют однобокой статистикой, вырванной из комплексной оценки деятельности нефтегазовых компаний.

Так, министр энергетики А. В. Новак утверждает, что «уровень фискальной налоговой нагрузки на нефтяную промышленность России является самым высоким в сравнении с действующей системой налогообложения в других нефтедобывающих странах» и составляет, по его мнению, более 70% в выручке<sup>4</sup>. Министр предлагает снизить налоговую составляющую в выручке до 65%.

**Табл. 5**  
**Виды и структура налоговых платежей**  
**по деятельности компании Лукойл**

Вид налога	2009		2010		2011		2012		2013	
	в млрд. долл.	доля в %								
<b>Общий объем выплаченных налогов в т. ч.:</b>	21,5	100,0	30,2	100,0	38,4	100,0	39,3	100	38,9	100
- экспортные пошлины	8,8	40,8	14,2	47,1	17,1	44,4	17,6	44,8	16,8	43,2
- НДС	5,5	25,3	7,9	26,0	11,6	30,2	12,4	31,6	12,4	31,9
- акцизы	4,3	19,9	4,7	15,4	5,2	13,4	5,4	13,7	5,5	14,1
- налог на прибыль	2,0	9,3	3,4	11,1	3,3	8,6	2,8	7,1	2,8	7,3
- налог на имущество	0,47	2,2	0,52	1,7	0,57	1,5	0,54	1,3	0,57	1,5
- социальные налоги и отчисления	0,40	1,9	0,43	1,4	0,59	1,5	0,6	1,7	0,64	1,6
- прочие налоги	0,15	0,7	0,17	0,6	0,16	0,4	0,18	0,1	0,17	0,1

Источник: Консолидированные финансовые отчеты компании Лукойл за соответствующие годы.

Насколько справедливо данное утверждение? Попытаемся доказать, что это глубокое заблуждение.

Дело в том, что в тех случаях, когда говорится о 70% налоговой нагрузке в выручке, то для этих целей из всего объема реализуемой компаниями продукции и услуг, выхватывается только один ее вид – сырая нефть, поставляемая на экспорт, по которой за счет выплаты таможенных пошлин и НДС она действительно составляет около 70%. При этом совершенно не учитывается, что в последние годы государство стало

<sup>4</sup> Бурение и нефть. 2012. № 8, с. 3.

активно предоставлять значительные льготы по НДС и таможенным пошлинам при добыче нефти и газа в северных районах страны, в Восточной Сибири и на шельфе.

Кроме того, при таком счете игнорируется тот факт, что преобладающая часть компаний является вертикально интегрированными и сырая нефть не является единственной конечной продукцией их деятельности. Так, например в Газпромнефти и Башнефти на сырую нефть в выручке приходится всего по 19%, в Лукойле 25,5%, а средняя стоимость одного барреля добытых и реализованных нефтегазовыми компаниями всех углеводородов в 2013г. составляла 78 долл. при мировой цене на нефть в 108 долл.

Разрыв между мировой ценой на нефть и удельной средней выручкой за один баррель углеводородов в российских компаниях почти в 30 долл. связан с тем, что выручка компаний складывается, не только от реализации сырой нефти в дальнее зарубежье, но и в страны СНГ и на внутренний рынок. И по каждому направлению реализации продукции компаний существует свой уровень цен и разные налоговые платежи. В качестве примера можно привести средний по компаниям уровень цен продаж и экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты за 2009-2013 гг. (Табл.6).

Из Таблицы видно, что при реализации нефти на внешнем рынке, экспортная пошлина по ней в 2013г. составляла 50% от цены по ней. Если к этой экспортной пошлине приплюсовать НДС и некоторые другие налоги, то общая их величина в выручке как раз и будет составлять 70%.

Однако во многих компаниях более половины выручки приходится на нефтепродукты, по которым отсутствует НДС, а экспортные пошлины в 2013г. были на 6 процентных пункта меньше, чем по нефти, а по мазуту на 17 пунктов. Все это показывает, что налоговую нагрузку нельзя мерить по одному экспорту нефти, а необходимо анализировать весь спектр реализуемой продукции.

В 2013г. в Лукойле, Башнефти, Газпроме, Русснефти, Новатекe налоговая нагрузка была в 2,2-2,5 раза меньше, провозглашенной министром энергетики, а в Сургутнефтегазе, Татнефти, Славнефти, Роснефти и ТНК-ВР, соответственно, в 1,1-1,4 раза.

Сильнейшие различия по уровню налоговой нагрузки по компаниям, посчитанной в виде отношения налогов к выручке ставит перед нами вопрос, насколько эти нагрузки объективны и почему их уровни так сильно отличаются по компаниям. Можно ли сказать, что в Лукойле налоговую нагрузку надо повышать до уровня Сургутнефтегаза или Татнефти?

Нам представляется, что показатель налоговой нагрузки, определяемый по доле налогов в выручке не может быть объективным, особенно когда речь заходит о нефтегазовом комплексе. Прежде всего, это связано с тем, что формирование цен на его продукцию происходит не столько на рынке

под влиянием конкуренции, в результате которой цена устанавливается на базе средних издержек производства и минимальной маржи, а под влиянием факторов, которые в сильной степени отрывают рыночную цену от цены производства.

К этим факторам необходимо отнести ориентацию рыночной цены на замыкающие затраты на худших месторождениях углеводородов, монопольное влияние со стороны продавцов, а также спекулятивные операции с деривативами по нефтяным фьючерсам со стороны крупнейших мировых банков. Так, в 2010-2013гг. мировой рынок физической нефти по стоимости, оцененной по мировой ее цене, более чем в 10 раз уступал биржевому рынку фьючерсов. В результате всех этих обстоятельств мировые цены на углеводороды в последние годы стали многократно превышать средние затраты на их добычу и реализации.

**Табл. 6**  
**Средний уровень цен продаж и экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты в России**

Показатели	2009		2010		2011		2012		2013	
	долл./т	в %	долл./т	в %	долл./т	в %	долл./т	в %	долл./т	в %
Средняя цена при реализации нефти в странах дальнего зарубежья	483	100	611	100	834	100	807	100	789	100
Средняя цена реализации нефти в странах СНГ	365	76	512	84	559	67	392	49	377	48
Средняя цена реализации нефти на внутреннем рынке России	397	82	468	77	541	65	327	41	346	44
Средняя экспортная пошлина по нефти	147	31	245	40	321	38	395	49	396	50
Средняя экспортная пошлина на нефтепродукты	74	15,4	120	19,7	171	20	357	44	357	44
Средняя экспортная пошлина на мазут	31	6,5	52	8,5	68	8,2	262	33	262	33

Источник: Рассчитано на основе годового финансового отчета

Газпромнефти за 2011 г.

В крупнейших нефтегазовых компаниях США мировая цена на нефть превышала операционные издержки ее добычи примерно в 10 раз, в Бразилии и Китае в 13-14 раз, в Англии – в 17 раз, в России по компаниям, в основном специализирующимся на нефти – в 16-40 раз (Табл. 7).

Необходимо отметить, что операционные издержки составляют только часть общих издержек, которые включают в себя еще расходы на закупку нефти, газа, нефтепродуктов, приобретаемых головной компанией от своих дочерних предприятий, коммерческие, общехозяйственные, административные расходы, на истощение, амортизацию, на транспорт, на геологоразведочные работы и др. Так, в такой компании, как Роснефть операционные издержки добычи нефти в 2013г. составлял 4,3 долл./баррель,<sup>5</sup> а общие издержки производства углеводородов и их реализации составляли 31,6 долл.

Все это свидетельствует о том, что налоговая нагрузка по углеводородам, посчитанная по отношению к выручке в условиях многократного превышения ею затрат по их производству, не может быть объективным показателем. Более достоверно налоговую нагрузку в этих условиях можно оценить по рентабельности, но, ни в коем случае по рентабельности, рассчитанной в виде отношения чистой прибыли к выручке, как это делают нефтегазодобывающие компании в своих финансовых отчетах. Такой счет обладает тем же недостатком, что и налоговая нагрузка в выручке – он дает в условиях многократного превышения конечной цены над издержками, недостоверный результат.

Нам представляется, что наиболее достоверным и реальным показателем как рентабельности, так и налоговой нагрузки, является рентабельность, посчитанная как отношение чистой прибыли к затратам. На первый взгляд тут не видно налогов, однако это не так – налоги здесь работают одновременно в тесной связке с затратами, формируя чистую прибыль, как конечный результат деятельности любого бизнеса. И, в конечном итоге, мы можем сказать, что чем выше рентабельность, тем больше свободных средств останется у производителя для своего развития и, как следствие, тем меньше будет налоговая нагрузка.

Необходимо отметить, что выдвигая рентабельность к затратам, как наиболее достоверный показатель для оценки налоговой нагрузки на бизнес, следует сказать о его некоторой парадоксальности. Дело в том, что мы привыкли налоговую нагрузку оценивать по растущей численной величине, а тут, чем меньше показатель рентабельности, тем большая налоговая нагрузка должна приходиться на бизнес и, наоборот, чем выше рентабельность, тем меньше налоговая нагрузка.

В принципе можно избавиться от этой парадоксальности, если ввести такой показатель как «налогозатраты», включающий в себя налоги и издержки производства и реализации. Сопоставление общей суммы налогов и издержек даст нам такой показатель как «налогозатратная нагрузка», которая будет более объективно свидетельствовать не только об этой

---

<sup>5</sup> Тематический проект газеты Известия. Июнь 2014г., с. 06.

нагрузке в выручке хозяйствующего субъекта, но и показывать процент чистого дохода в ней. При расчете «налогозатратной нагрузки», она будет расти прямо пропорционально увеличению издержек и налогов.

Наш расчет «налогозатратной нагрузки» показал, что в среднем она в выручке российских нефтегазовых компаний в 2013 г. составляла 89,7%, увеличившись по отношению к 2011г. на один процентный пункт. Данный уровень налогозатратной нагрузки почти полностью совпадал с

**Табл. 7**  
**Удельные операционные затраты на добычу углеводородов и их соотношение с мировой ценой на нефть**

	2011 г.	
	Удельные затраты* и мировая цена нефти, в долл./баррель	Превышение мировой цены над удельными затратами, в разах
<b>Мировая цена нефти</b>	107,0	--
Компании:		
<b>Exxon Mobil (США)</b>	10,3	10,6
<b>Chevron (США)</b>	10,0	11,0
<b>Petrobras (Бразилия)</b>	8,3	13,3
<b>CNPC (Китай)</b>	8,1	13,6
<b>Copoco Philips</b>	7,7	14,3
<b>BP (Англия)</b>	6,4	17,2
<b>Башнефть</b>	6,9	15,9
<b>Татнефть</b>	6,8	16,2
<b>Славнефть</b>	5,9	18,6
<b>ТНК-BP</b>	5,4	20,4
<b>Газпромнефть</b>	5,4	20,4
<b>Лукойл</b>	4,7	23,4
<b>Роснефть</b>	2,8	39,3
<b>Новатэк</b>	0,5	220,0
<b>Газпром</b>	0,43	250,0

\*) Без налогов и амортизации

Источник: Годовые финансовые отчеты компаний.

Нефть и капитал. 2012. № 6, с.12.

аналогичным показателем, рассчитанным по компании Chevron. Такое совпадение свидетельствует, что затраты в российских компаниях сильно завышены, особенно по трансфертным издержкам, которые должны по идее ориентироваться не на мировые цены, а на цены производства по добыче нефти и ее переработки на НПЗ. Среди крупных российских компаний наиболее высокая «налогозатратная нагрузка» в 2013 г. наблюдалась в Лукойле – 95,7% и Газпроме – 92,1%, а наиболее низкая в Новатэк – 73,1% и ТНК-BP – 84,9% (см. табл. 8).

Исторически так сложилось, что в конкурентной рыночной экономике нормальная рентабельность по отношению к затратам в промышленности составляет 7-8% (ставка LIBOR плюс 2-3% к ней за осуществление производственной деятельности). Если же такая деятельность осуществляется в странах с неустойчивым режимом, с высокой инфляцией или другими рисками, то норма рентабельности может возрасти до 15-20%. Учитывая эти обстоятельства, вполне нормальной рентабельностью для российской нефтегазовой промышленности можно считать уровень в 20%.

В среднем по всем компаниям рентабельность, рассчитанная в виде отношения чистой прибыли к затратам в 2013 г. составила 28,3%, сократившись по отношению к 2011 г. на 3,4 процентных пункта. Для сравнения – аналогичный показатель за этот год в целом по обрабатывающей промышленности страны был в 2,6 раза ниже, составив всего 10,9%. Самые высокие показатели по рентабельности, рассчитанной по отношению к затратам, в этом году наблюдались в Новатэке – 65,1%, Сургутнефтегазе – 85,1%, ТНК-ВР – 54,1% и Газпроме – 40,3% (см. Табл. 4).

Представляя рентабельность к затратам и «налогозатратный» показатель в выручке в качестве основных критериев по деятельности хозяйствующих субъектов, нельзя забывать о том, что сильное искажающее влияние на них может оказывать завышение издержек посредством трансфертных цен. При прочих равных условиях, в тех компаниях, где наблюдается наибольший отрыв трансфертных цен от цены производства, показатель рентабельности будет адекватно занижен, а по «налогозатратной» нагрузке завышен.

**Таблица 8**

**Издержки, налоги и их соотношение в нефтегазовых компаниях России**

Компании	2013					
	Выручка млрд. долл.	Издер- жки млрд. долл.	Налоги млрд. долл.	Налого- издержки млрд. долл.	Налого- затратная нагрузка в выручке в %	Отно- шение издер- жек к налогам в %
Газпром	165,1	91,0	61,4	145,2	92,1	148
Лукойл	141,5	93,0	38,9	122,8	95,7	239
Роснефть	147,6	52,9	78,2	80,1	87,2	68
ТНК-ВР*	56,7	17,0	30,2	51,1	84,9	56
Газпромнефть	47,3	22,9	18,6	38,5	87,1	123
Сургутнефт- егаз	41,4	10,3	26,2	20,0	77,8	39
Татнефть	20,2	7,5	10,1	18,6	89,0	74
Башнефть	17,7	7,9	7,7	14,5	87,0	103
РуссНефть**	6,3	3,0	4,4	6,9	83,1	57
НоватЭК	10,6	5,4	2,8	3,8	73,1	193
Славнефть	6,1	2,4	3,1	4,7	90,0	77
<b>Всего по компаниям</b>	<b>660,5,</b>	<b>312,8</b>	<b>281,6</b>	<b>594,4</b>	<b>89,7</b>	<b>111</b>
Шеврон	228,8	179,8	27,4	207,2	89,3	656

\*) 2012г., \*\*) 2011г.

Источник: Годовые финансовые отчеты компаний за соответствующие годы.

Так, Лукойл, имея самую высокую долю трансфертных издержек в общей их величине (70,7%), одновременно с этим имеет среди всех компаний и самый низкий уровень рентабельности в 8,4%. и самый высокий показатель по «налогозатратной нагрузке» в выручке. То же, наблюдается по Газпромнефти и Башнефти, имеющих вслед за ЛУКОЙЛОм наиболее высокие показатели по трансфертным издержкам (51,2 и 52,0% - см. Табл. 2) и относительно низкие показатели по рентабельности (26,5 и 23,6%).

Необходимо отметить, что проводимая в последние годы нефтегазовыми компаниями информационная обработка общественного мнения, о непомерной и все возрастающей налоговой нагрузке по их деятельности, сыграла с ними злую шутку. Биржевые игроки, приняв это за «чистую монету», стали играть на понижение по их акциям, что, в свою очередь, отразилось и на капитализации – она стала падать, за исключением ТНК-ВР.

В заключение следует сказать, что высочайшая рентабельность деятельности большинства нефтегазовых компаний, особенно по отношению к обрабатывающим отраслям, показывает всю абсурдность, активно проводимой в последние годы политики Правительства, направленной на повышение внутренних цен на углеводороды. Такая политика не только не способствует уходу от сырьевой направленности российской экономики, а в сильнейшей степени усиливает ее, посредством снижения конкурентоспособности обрабатывающих отраслей.

#### 4.Об инвестиционной деятельности нефтегазовых компаний

Инвестиционная активность один из важнейших индикаторов, определяющих отношение нефтегазовых компаний к тому насколько рационально и успешно они эксплуатируют доставшиеся им месторождения нефти, природного газа и мощностей по их переработке.

Суммарный объем инвестиций по нефтегазовым компаниям за последние 14 лет вырос почти в 13 раз, увеличившись с 7,3 в 2000 г. до 94,9 млрд. долл. О внушительности этой суммы говорит и то, что она составила 31% от общих инвестиций страны, при том, что на основные фонды нефтегазового комплекса приходился только 21% от их общего объема. В результате высоких темпов роста инвестиций средний коэффициент обновления основных фондов в нефтегазовом комплексе за 2005-2013 гг. в 3,8 раза превысил этот показатель в целом по стране<sup>6</sup>.

Особенно высокий рост инвестиций наблюдался в 2010-2011гг., когда произошло их удвоение по отношению к объему за 2009 г. В основном это удвоение произошло за счет Газпрома, в котором в 2011г. по отношению к 2009г. инвестиции выросли с 21,5 до 44,5 млрд. долл. Однако в последующие годы (2012-2013гг.) никакого прироста инвестиций в Газпроме не наблюдалось – их объем застыл на уровне 2011г.

При анализе показателей по инвестиционной активности конкретно по компаниям, учитывая огромные различия между ними по объемам добычи энергоресурсов и по величине основных фондов, мы опять вынуждены обратиться к удельным показателям – в данном случае, величине инвестиций на тонну добычи углеводородов.

В 2013 г. в среднем по компаниям удельный расход инвестиций на т н. э. составил 94,9 долл., увеличившись по отношению к 2010 г. в 1,6 раза, на 33,8 долл. Самые высокие удельные инвестиции в 2013 г. имели Газпромнефть – 151, Лукойл – 148 и Газпром 100 долл./т н. э., Средние показатели в пределах 60-80 долл. были в Роснефти, Сургутнефтегазе, Татнефти. Как всегда в «хвосте» плелись ТНК-ВР, Новатэк, Славнефть и Русснефть (Табл. 9).

Приведенные показатели, за некоторым исключением, свидетельствуют, что, особенно в последние годы, идет нарастание инвестиционной активности в нефтегазовом секторе страны. Однако сравнение российских компаний с западными, показывает существенное отставание по этому показателю. Так, в 2013 г. удельные инвестиции в Shevron составили 181, в Statoil 203 долл. на тонну добычи и в 2 раза превышали этот показатель по российским компаниям.

---

<sup>6</sup> Рассчитано: Российский статистический ежегодник. 2012. с. 316; Статистический справочник «Промышленность России». 2012, с. 121.

Несмотря на существенный рост удельных инвестиций, особенно в последние два года, их объем пока не соответствует той ситуации, которая сложилась в нефтегазовой отрасли. Серьезное недофинансирование все еще наблюдается в нефтепереработке, где оборудование большинства нефтеперерабатывающих заводов изношено на 70-80% и требуют для своей модернизации огромных капитальных вложений. Явно недостаточно средств пока выделяется и на повышение эффективности уже разрабатываемых месторождений, о чем свидетельствует низкий

Табл. 9

## Инвестиции в основные фонды и амортизационные отчисления

Компании	2010						2013					
	Инвестиции			Амортизационные отчисления			Инвестиции			Амортизационные отчисления		
	В млрд. долл.	На тонну добычи в н. э.	Доля в основных фондах в %	В млрд. долл.	Доля в основных фондах в %	Отношение к инвестициям в %	В млрд. долл.	На тонну добычи в н. э.	Доля в основных фондах в %	В млрд. долл.	Доля в основных фондах в %	Отношение к инвестициям в %
Газпром	29,0	61,5	10,6	8,2	3,0	28,2	44,5	100	11,0	13,2	3,3	29,7
Лукойл	6,8	64,3	8,3	4,2	5,1	61,8	15,4	148	13,2	5,8	5,0	37,7
Роснефть	8,7	68,0	12,9	6,6	9,8	75,9	17,6	77	8,7	12,3	6,1	69,0
ТНК-ВР	3,5	42,7	17,8	1,9	9,6	54,0	5,9*	65*	17,7*	2,2*	6,6*	37,3*
Газпромнефть	3,3	96,5	10,9	1,7	5,4	50,0	6,6	151	16,7	2,4	6,1	36,3
Сургутнефтегаз	4,6	63,5	9,0	3,4	6,6	73,9	5,6	77	14,5	1,5	3,9	26,8
Татнефть	2,9	107,8	15,0	0,41	2,1	19,5	1,8	66	7,9	0,6	2,6	33,3
Башнефть	0,48	32,5	4,4	0,6	5,5	125,7	1,0	60	8,9	0,6	5,4	60,0
Руснефть	0,35	23,7	-	-	-	-	0,35	28	-	-	-	-
Славнефть	1,3	66,7	-	0,48	-	-	1,3	11	-	0,4	-	-
Новатэк	0,86	22,8	12,3	0,22	3,1	25,2	1,9	40	19,8	0,22	4,2	21,1
Итого по компаниям	60,5	61,1	10,8	27,2	4,9	45,0	94,9	94,9	11,2	36,8	4,4	38,8
Shevron	21,5	156,3	10,4	13,1	6,3	60,9	23,7	181	10,2	13,1	5,6	54,4

\*)По ТНК-ВР дан 2012г.

Источник: Годовые финансовые отчеты компаний.

коэффициент извлечения нефти и его падение по многим компаниям в последние два десятилетия.

Есть ли у нефтегазовых компаний резервы и средства для дальнейшего наращивания инвестиционной активности в случае стабилизации или снижения мировых цен на нефть при существующей налоговой нагрузке по их деятельности? Наш анализ показал, что многие компании располагают внутренними резервами для наращивания инвестиционной деятельности.

Инвестиции в основные фонды обычно осуществляется за счет трех основных финансовых источников: прибыли, амортизационных отчислений и заемных средств. При этом примерно с середины прошлого века в большинстве промышленно развитых стран преобладающим финансовым источником инвестиций стали амортизационные отчисления благодаря своей эффективности, как для хозяйствующего субъекта, так и для государства.

Сравнение внутренней нормы прибыли (IRR), рассчитываемой с учетом фактора времени, трех названных источников финансирования одного и того же проекта, показывает, что эффективность использования амортизационных отчислений в 2 раза выше по сравнению с прибылью и в 4 раза в отношении банковского кредита. Преимущество это связано с тем, что в отличие от прибыли, амортизационные отчисления освобождены от налога на прибыль, а в сравнении с заемными средствами, не отягощены выплатами ни по основному долгу, ни по процентам.

Такое превосходство амортизационных отчислений по эффективности привело к тому, что с середины прошлого века, их доля в общих инвестициях развитых стран в основные фонды увеличилась с 25-30 до 60-70% и, наоборот, доля прибыли уменьшилась с 50 до 5-10%, а заемных средств с 25-30 до 12-15%.

В России структура финансовых источников инвестиций в основные фонды носит гораздо более затратный характер по сравнению с западными странами из-за преобладания в ней заемных средств и собственной прибыли. В последние годы при добыче энергоресурсов в этой структуре на амортизационные отчисления приходилось 36%, привлеченные средства – 30%, собственную прибыль 24%, а при производстве нефтепродуктов и кокса, соответственно 18%; 30 и 52% (Табл. 10).

Обращает на себя внимание в два раза более низкая доля амортизации в инвестициях при нефтепереработке по отношению к добыче энергоресурсов. В значительной мере, это объясняется тем, что при разработке закона «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы», согласно которой происходит начисление амортизации, нефтегазовые компании, пользуясь своими лоббистскими возможностями, добились того, что основные виды оборудования и машин, используемые при добыче нефти и природного газа, были включены в первую и вторую

группы со сроками полезного использования от года до трех лет и одновременно «забыли» это сделать по отношению к нефтепереработке, где все сооружения нефтеперерабатывающей и газоперерабатывающей промышленности до сих пор пребывают в 6-ой группе с допотопными сроками полезного использования - от 10 до 15 лет<sup>7</sup>.

Таблица 10  
Структура источников по финансированию инвестиций  
в основные фонды в целом по стране и нефтегазовом комплексе России, в 2010 г.

Показатели	Инвестиции, Всего*		Собственные средства						Привлеченные средства	
	млрд. руб.	%	Всего		Прибыль		Амортизация**		млрд. руб.	%
			млрд. Руб.	%	млрд. Руб.	%	млрд. Руб.	%		
В целом по стране	10048	100,0	4552	45,3,0	1152	25,3	910	20,0	5496	54,7
В т. ч. В добыче энергоресурсов	1798	100,0	1259	70,0	612	34,0	647	36,0	539	30,0
В производстве кокса инетепродуктов	439	100,0	303	69,0	224	51,0	79	18,0	136	31,0
В компании Шеврон	23,7	100,0	23,7	100,0	10,3	43	13,4	57,0	0,0	23,7

\*)Без малых предприятий. \*\*) По амортизации в связи с тем, что после 2011г. Росстат перестал выделять ее в структуре инвестиций в основные фонды, ее доля в них за 2011г. перенесена в 2013г.

Расчитано на основе: Статистического сб. Росстата «Инвестиционная деятельность в России». М. 2014г.

Финансовый отчет за 2013 г. компании Шеврон.

В этой связи, без всякого сомнения, можно считать, что в то время, как при добыче энергоресурсов в России уже, начиная с 2002 г. де-факто начала действовать ускоренная амортизация, позволяющая обновлять часть основных фондов в течение 1-3-х лет и иметь относительно высокую долю амортизации в финансировании инвестиций, в нефтепереработке в амортизационных сроках господствует еще середина прошлого века, растягивающая обновление оборудования на 10 и более лет и существенно, сокращающая использование амортизационных отчислений в их инвестиционной деятельности.

По идее же все должно быть, наоборот – в отраслях, перерабатывающих нефть и природный газ, сроки обновления должны быть более короткими по отношению к оборудованию, работающему при их добыче. Иначе страна никогда не уйдет с сырьевого пути развития, а продукция наших нефтеперерабатывающих заводов, при прочих равных условиях, будет всегда дороже продукции промышленно развитых стран.

Следует отметить, что сегодня низкая доля амортизационных отчислений в финансировании инвестиций в целом по стране связана не только с явно устаревшими нормами обновления основных фондов и с запаздыванием по

<sup>7</sup> Классификация основных средств, включаемых в амортизационные группы. М. ОСЬ-89. с.27.

внедрению ускоренной амортизации от промышленно развитых стран примерно на 40 лет, но и со слабой заинтересованностью бизнеса в использовании амортизации в качестве финансового источника инвестиций в основные фонды.

В России лишь в 2006 г. де-юре элементы ускоренной амортизации были введены в виде амортизационных премий сначала в размере 10%, а с 1.01. 2009 г. увеличены до 30% по 3-7 группам основных фондов. В случае использования, амортизационная премия предоставляет возможность разового уменьшения налогооблагаемой прибыли на 10 или 30% от первоначальной стоимости основных фондов введенных в эксплуатацию.

**Таблица 11**  
**Потенциал развития и его использование в нефтегазовых компаниях России, 2013г.**

Компании	Чистая прибыль млрд. долл.	Амортизационные отчисления млрд. долл.	Потенциал развития млрд. долл.	Основные фонды млрд. долл.*	Инвестиции млрд. долл.	Совокупная рентабельность		Отношение потенциала развития к инвестициям в %
						по затратам в %	по активам в %	
	1	2	3 (1+2)	4	5	6	7 (3:4)	8 (3:5)
Газпром	36,7	13,2	49,9	404	44,5	54,8	12,3	112
Лукойл	7,8	5,8	13,6	117	15,4	14,6	11,6	88
Роснефть	17,3	12,3	29,6	203	17,6	54,34	14,6	168
ТНК-ВР	9,2**	2,2**	11,4**	33,4**	5,9**	67,1**	34,1**	193**
Газпромнефть	5,9	2,4	8,3	39,5	6,6	36,2	21,0	126
Сургутнефтегаз	8,8	1,5	10,3	38,6	5,6	99,6	26,7	184
Татнефть	2,5	0,61	3,1	22,7	1,83	41,3	13,7	169
Башнефть	1,46	0,63	2,1	11,2	0,96	26,5	18,8	218
НоваТЭК	3,5	0,42	3,9	9,6	0,86	72,5	40,6	453
В целом по компаниям	84,0***	36,9***	120,8***	846***	93,4***	41,3**	18,0***	129***
Шеврон	26,2	13,4	39,8	296	23,7	22,1	13,4	168

\*) По полной стоимости. \*\*) 2012г. \*\*\*) Без учета ТНК-ВР.

Источник: Годовые финансовые отчеты компаний за 2013 г.

По данным Минэкономразвития амортизационные отчисления, сформированные за счет использования амортизационных премий составляют сегодня в целом по стране 18% от общего объема начисленной в этом году амортизации. В общих же финансовых источниках инвестиций на амортизацию в России приходится около 20%. Это более, чем в 3 раза меньше по сравнению с промышленно развитыми странами.

Многие российские предприятия сегодня считают для себя более выгодным не сокращение налогооблагаемой прибыли за счет амортизационных отчислений, а уменьшение этой прибыли путем фиктивного роста издержек, что позволяет в этом случае со скрытого дохода не платить налога на прибыль.

Огромным минусом амортизационной политики в России является отсутствие на законодательном уровне контроля за расходованием

амортизационных отчислений. Из общей суммы, начисляемых сегодня в стране амортизационных отчислений, половина из них тратится не на развитие, а на финансовые вложения – приобретение ценных бумаг, предоставление займов и др. операции.

Для того чтобы эти средства пошли на инвестиции в основные фонды, от государства требуется совсем немного – проявить политическую волю путем введения на законодательном уровне контроля за целевым использованием начисленных амортизационных отчислений. Если бы в России такое законодательство существовало, то, в инвестициях российских нефтегазовых компаний в основные фонды, амортизация, как и в зарубежных компаниях, была одним из основных финансовым источником инвестиций в основные фонды. По состоянию на 2013 г., например, в Лукойле на нее пришлось бы 37,7%, в Роснефти - 69%, в Башнефти – 60%, а в среднем по всем компаниям 38,8% (Табл. 11).

Необходимо отметить, что с преобразованием амортизации из средства по восстановлению износа основных фондов в основной источник расширенного воспроизводства, появилась насущная необходимость соединить ее в одно целое с чистой прибылью, т. к. функциональные роли амортизационных отчислений и чистой прибыли стали совпадать. В результате такого соединения мы получим новый показатель. Этот совокупный показатель можно охарактеризовать как «Потенциал развития», сокращенно PD (Potential Development)<sup>8</sup>

Если PD соотнести с затратами и основными фондами, то мы получим новую разновидность рентабельности, назовем ее «совокупной рентабельностью». Она будет более полно характеризовать состояние экономики хозяйствующего субъекта по сравнению с общепринятыми показателями рентабельности, которые имеют дело только с частью свободных денежных средств в виде чистой прибыли.

Если совокупный объем амортизации и чистой прибыли - PD соотнести с инвестициями в основные фонды, то можно будет увидеть, как на практике используется «Потенциал развития» и выполняет свою основную функцию – функцию развития.

В идеале абсолютное значение PD, в тех случаях, когда у хозяйствующего субъекта имеется серьезное отставание по использованию современных научно-технических достижений в своей деятельности, должно совпадать с объемом инвестиций в основные фонды. При этом, чем больше будет отклонение PD от объема инвестиций, тем менее эффективно, при прочих равных условиях, будет происходить развитие хозяйствующего субъекта.

Если PD будет превышать инвестиции, то это будет означать, что хозяйствующий субъект недофинансирует свое развитие. Если же инвестиции в основные фонды будут превышать PD, то это будет свидетельствовать, что

---

<sup>8</sup> В официальной отчетности США по экономической деятельности предприятий теперь все свободные финансовые средства включают в себя наравне с чистой прибылью и амортизационные отчисления.

хозяйствующий субъект имеет более затратную структуру источников финансирования инвестиций, например, с высокой долей в ней заемных средств.

Необходимо отметить, что в мировой хозяйственной практике в последнее время стал широко использоваться несколько похожий, на предложенный нами показатель, под названием EBITDA (сокр. от англ. Earnings before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization), в котором тоже суммируются амортизационные отчисления и прибыль. Однако в этом показателе есть один большой изъян – в нем соединяются, в отличие от нашего показателя, неоднородные стоимости по их конечной принадлежности - прибыль до налогообложения налогом на прибыль и амортизация. Т. е. в этот показатель попадает часть стоимости - налог на прибыль, который принадлежит государству, а не хозяйствующему субъекту.

Расчеты «совокупной рентабельности», выполненные с использованием PD по российским нефтегазовым компаниям, показали, что в большинстве из них она выше в 1,2-1,6 раза как по затратам, так и по активам по отношению к стандартной рентабельности (см. Табл. 11), составив в 2013г. в среднем по представленным компаниям по затратам 41,3%, а по активам 18%. При этом весьма четко прослеживается закономерность – чем выше доля амортизации в основных фондах, тем больше отклонение по уровню от стандартной рентабельности. Особенно это характерно для Роснефти, ТНК-ВР, Сургутнефтегазу и Башнефти, где амортизационные отчисления по отношению к основным фондам составляют 6,5-9,5%.

Среди представленных компаний наиболее высокая «совокупная рентабельность» по затратам составила в Газпроме – 54,8%, Роснефти – 54,3%, ТНК-ВР – 67,1%, Сургутнефтегазе - 99,6% и НоваТЭК – 72,5%, а по рентабельности активов – в ТНК-ВР -34,1% и НоваТЭК – 40,6%.

Расчет PD и сопоставление его с инвестициями в основные фонды, показали, что в большинстве компаний его объем, за некоторым исключением, существенно превышает инвестиции в основные фонды. В Роснефти это превышение составило 168%, В ТНК-ВР – 193%, в Сургутнефтегазе – 184%, Татнефти- 169%, Башнефти – 218%, Новатэке – 453%. Такое превышение PD по отношению к объему инвестиций компаний показывает, что у них имеются серьезные резервы по ее увеличению.

Единственной компанией, в которой PD был меньше объема инвестиций оказался Лукойл, что на наш взгляд связано с двумя обстоятельствами. Во-первых, с резким сокращением размера чистой прибыли в этой компании на 30% с 11 млрд. долл. в 2011г. до 7,8 млрд. долл. в 2013г. В других компаниях в эти годы чистая прибыль возрастала. Во-вторых, Лукойл в 2013г. имел в 1,5 раза более высокий показатель по удельным инвестициям по отношению к другим компаниям. Относительно невысокое отношение PD к инвестициям наблюдается и в Газпроме - 112%. Основной причиной этого является низкая доля амортизации в основных фондах. В 2013г. она составила всего 3,3% и была 1,5-2 раза ниже этого показателя в других компаниях (см. Табл. 10).

Несмотря на то, что в большинстве нефтегазовых компаний свободных средств вполне хватало не только на инвестиции, но и на дивиденды, многие из них для финансирования инвестиционной деятельности широко использовали заемные средства. По располагаемой нами информации на середину 2010 г., внешний долг только по пяти крупнейшим компаниям составил 104 млрд. долл. При этом, в динамике, в последние годы шло интенсивное нарастание этого долга, в связи с чем, доля кредитных средств в инвестиционной деятельности тоже постоянно росла.

Из общего внешнего долга по пяти нефтегазовым компаниям, на Газпром пришлось 45,6 млрд. долл., Роснефть – 26,5, ТНК-ВР, где PD превышает инвестиции в 2,6 раза - 11,5; Лукойле, соответственно, в 1,8 и 10,6, Газпромнефти – в 1,6 и 7 млрд. долл.<sup>9</sup>

Исследование, проведенное в Институте экономики РАН д. э. н., профессором Хейфицем Б. А., показало, что увлекаясь заемными средствами в условиях наличия для инвестиций собственных средств в виде чистой прибыли и амортизации, нефтегазовые компании, используют при этом не обычные банковские кредиты, а репатрируют из-за рубежа вывезенные ими же ранее в оффшоры собственные денежные средства. По-существу, такого вида кредиты являются внутренними холдинговыми проводками, получившими в английской транскрипции название «round-tripping capital». В чем же причина активного использования такого вида кредитования, используемого нефтегазовыми компаниями, и какие выгоды они получают при этом, при наличии существенного излишка собственных свободных средств?

Во-первых, кредитование самих себя собственными средствами обеспечивает более надежную страховку от всевозможных рисков.

Во-вторых, выплаты процентов по кредитам уменьшают налогооблагаемую прибыль на величину этих процентов и, соответственно сокращают платежи по налогу на прибыль.

В-третьих, так как размер процентов по корпоративным кредитам государство никак не контролирует, то можно предположить, что они выплачиваются по более высоким ставкам по сравнению с кредитами, предоставляемыми коммерческими банками.

Если допустить, что нефтегазовые компании профинансировали свои инвестиции, предоставив сами себе единовременный заем в 100 млрд. долл. с выплатой основного долга в течение 5 лет равными долями, исходя из расчета 9% годовых, то в этом случае общие дополнительные доходы, полученные ими за эти годы по процентам и сокращением выплат по налогу на прибыль должны составить порядка 30 млрд. долл.<sup>10</sup>.

---

<sup>9</sup> Arakelyan M., Nestmann. Russias quasi-sovereign debt. A sizeable contingent liability. Deutsche Bank Research. 2011. January 27. P. 4

<sup>10</sup> Согласно «Основным направлениям государственной долговой политики РФ на 2010-2014 гг.», подготовленным Минфином РФ, внешний корпоративный долг в 2014 г. должен составить 741 млрд. долл.,

В заключение данного раздела необходимо отметить, что существенное превышение сегодня PD по отношению к инвестициям нефтегазовых компаний, связано исключительно с тем, что конечные цены на их продукцию многократно превышают затраты ее производства и реализации. Если же цены на мировом рынке на углеводороды будут ориентированы на цены производства и перестанут быть спекулятивными, а это рано или поздно обязательно должно произойти, то нефтегазовые компании при действующей системе налогообложения, как и отрасли обрабатывающей промышленности, станут испытывать острый недостаток в инвестиционных средствах, а рентабельность их деятельности резко упадет.

### **5. О сравнительной эффективности государственной и частной собственности в нефтегазовых компаниях России.**

К написанию данного раздела нас подтолкнул доклад «Природная рента и экономический рост», подготовленный в Российской академии народного хозяйства и государственной службы при Президенте РФ (РАНХ иГС) Петром Казначеевым. В этой работе автор на *основании литературных источников* анализирует влияние частной и государственной собственности в нефтегазовых отраслях на успешность развития государств и самих нефтегазовых компаний и приходит, за некоторыми исключениями, на основании превосходства частных компаний по выручке и чистому доходу, к однозначному выводу, что по всем параметрам эффективнее работают как государства, так и сами компании, в которых превалирует частная собственность. «Наш анализ, говорится в докладе, указывает на четкую тенденцию: в странах, где нефтяные компании находятся в частных руках, уровень среднедушевых доходов выше, а в странах, где этот сектор полностью контролируется государством, размер ВВП на душу населения значительно ниже. Более того, средний доход на баррель добытого нефтяного эквивалента у девяти крупнейших частных нефтяных компаний в два с лишним раза выше, чем у девяти крупнейших государственных нефтяных корпораций»<sup>11</sup>.

Насколько справедливо такое заключение? Наш анализ хозяйственной деятельности российских нефтегазовых компаний показал, что этот вывод весьма далек от истины. В данном разделе мы не будем рассматривать влияние

---

в котором 70% - 519 млрд. долл. будут носить внутрифирменный характер, а в нем около половины – 250 млрд. долл. принадлежать нефтегазовым компаниям.

<sup>11</sup> РАНХиГС. Петр Казначеев. Природная рента и экономический рост. Экономическое и институциональное развитие в странах с высокой долей доходов от экспорта сырьевых ресурсов. Анализ и рекомендации на основе международного опыта. Декабрь 2013г., с. 76-77.

собственности на развитие государств, а попытаемся на основе нашего исследования деятельности российских нефтегазовых компаний, посмотреть какие же наиболее важные факторы определяют, в первую очередь, успешность их деятельности.

Чтобы более объективно ответить на этот вопрос, мы по результатам нашего исследования составили Таблицу 12 по девяти основным показателям по деятельности российских нефтегазовых компаний, присовокупив к ним американскую *Shevron*. По каждому из девяти показателей результаты компании оценивались по десятибальной шкале – чем лучше результат, тем более высокий балл получает компания. Затем все баллы, полученные каждой компанией по всем девяти показателям, суммировались, и в зависимости от общей их суммы определялось рейтинговое ее место по успешности хозяйственной деятельности.

Среди десяти выбранных нами компаний в четырех из них превалирует государственная собственность: Газпроме, Газпромнефти, Роснефть и Татнефти, в остальных, частная.

По общей сумме баллов бесспорным лидером стал Сургутнефтегаз, опередив компании с государственным участием в среднем на 20 баллов. Насколько справедлива такая оценка и можно ли ее отнести в заслугу частной собственности?

Нет никакого сомнения в том, что Сургутнефтегаз является лидером по эффективности деятельности среди нефтегазовых компаний России. Приведем некоторые факты.

Сургутнефтегаз имеет самую низкую себестоимость производства и реализации углеводородов среди нефтяных компаний. В 2013г. уровень этого показателя в расчете на один баррель добываемой нефти составлял 17,7 долл., в то время как в Лукойле 80 долл., в Газпромнефти – 65,3, в Башнефти - 55,9, в Татнефти – 31,6, в Роснефти – 24,5 долл. По итогам работы за 2013г. Сургутнефтегаз увеличил чистую прибыль в 1,5 раза, в то время как в большинстве других компаний она в этом году сокращалась. Например, в Лукойле сокращение составило 29% по отношению к 2012г.

В 2013г. Сургутнефтегаз стал единственной компанией, в которой произошло снижение удельных издержек в расчете на баррель добываемой нефти. Сургутнефтегаз является постоянным лидером по доле скважин вовлеченных в производственный процесс: не дают продукцию только 7,8% от всего фонда скважин компании, в то время как средний показатель по стране в 2 раза выше – 13,7%. Одновременно с этим, компания занимает лидирующее позиции по объемам эксплуатационного бурения, по бурению скважин с помощью гидроразрыва пласта, по утилизации газа – 99,2%. По объемам геолого разведочных работ – вклад компании в общепромышленный результат

составил в 2013г. 26,3%, занимая одновременно в общей добыче углеводородов по стране всего 6,4%.<sup>12</sup>

И еще по одному важному показателю, уровень которого непосредственно отражается на большинстве других показателей, Сургутнефтегаз выступает единоличным лидером – это нулевая доля трансфертных издержек в общей их величине. По словам Генерального директора компании В. Богданова, компания за все время ее деятельности никогда не использовала трансфертных схем, как при продажах нефти и нефтепродуктов за рубеж, так и при межсегментных закупках внутри холдинга. Налоги Сургутнефтегаз всегда тоже платил без какой-либо «оптимизации». Если мы посмотрим на расхождение чистой прибыли в компании при расчете ее по РСБУ и МСФО, то оно, в отличие от большинства других компаний, носит минимальный характер, всего 9%.

В свое время С. Игнатьев, в бытность зам. министра финансов, составил справку, из которой следовало, что Сургутнефтегаз в начале нулевых годов выплачивал с одного и того же объема добываемой нефти в 8 раз больше налогов, чем Сибнефть (Р. Абрамович) и в 3 раза больше, чем ТНК (В. Вексельберг). В этой связи не удивительно, что стоимость акций Сургутнефтегаза, несмотря на введение санкций по деятельности большинства российских нефтегазовых компаний и резкое снижение мировых цен на нефть в ноябре 2014г., повысилась на 30%, в то время как по другим компаниям наблюдалось их существенное снижение.

К сожалению, до сих пор неизвестно, кто являются собственниками этой частной компании. Но кто бы они не были, управление компанией с их стороны вызывает уважение. Хотя Сургутнефтегаз числится частной компанией, однако, судя по результатам ее деятельности, она больше похожа на государственную. Особенно это заметно по объему накопленных средств на дебетовых счетах компании (32 млрд. долл.) и по доле дивидендов в чистой прибыли. Так, за последние семь лет в среднем она равнялась 20%, в то время как в других частных компаниях она часто составляла 90-100%. Еще одним примером неординарных поступков Сургутнефтегаза в качестве частной компании явился ремонт за собственный счет в 2012-2013гг. базы атомных подводных лодок на Камчатке.

Можно предположить, что эта компания принадлежит государственным мужам из высших кремлевских эшелонов власти, у которых на первом месте стоит не получение прибыли любой ценой, а прежде всего эффективность развития компании с учетом долгосрочных перспектив ее деятельности и добросовестное отношение к своим обязанностям в качестве налогоплательщика.

---

<sup>12</sup> Более подробно о производственной и финансовой деятельности Сургутнефтегаза изложено в журнале «Нефтегазовая вертикаль», 2014г., № 19, с. 46-50 и 2012г., № 17 полностью посвященный этой компании.

Второе место в нашем рейтинге досталось ТНК-ВР. Если Сургутнефтегазу первое место принадлежит по заслугам, то о ТНК-ВР мы этого сказать не можем. Высокие показатели по баллам в этой компании связаны не с эффективной деятельностью, а с погоней за прибылью, чтобы в дальнейшем всю ее пустить на дивиденды. Так, средний показатель по их доле в чистой прибыли за 2007-2013гг. составил 93%. За 2007-2012гг. общий объем выплаченных акционерам дивидендов составил 28,4 млрд. долл. и в 1,1 раза превысил инвестиции в основные фонды за эти же годы. Напрашивается вопрос – за счет каких средств тогда компания осуществляла инвестиции в основные фонды, если вся прибыль уходила на дивиденды? Можно предположить, что дивиденды выводились в оффшоры, а затем акционеры сами себе выдавали кредиты на развитие под высокие проценты.

Если большинство российских компаний, за исключением Сургутнефтегаза, в целях сокращения выплат по налогу на прибыль, активно использовали трансфертные цены в целях роста издержек то ТНК-ВР это делала по минимуму, так как такая «оптимизация» по налогу на прибыль сокращала чистую прибыль, а вместе с ней и дивиденды. Конечно, частично от такой финансовой политики ТНК-ВР выигрывало и государство, ввиду роста поступлений по налогу на прибыль. В этой связи не удивительно, что удельная величина поступлений от налога на прибыль в ТНК-ВР в 2012г. была выше среднего показателя по отрасли в 1,8 раза.

Однако, наряду с выгодой для государства, политика ТНК-ВР по наращиванию прибыли любой ценой имела и свои негативные стороны. Имея в своей собственности одно из самых эффективных российских месторождений нефти – Самотлорское, компания по-существу осуществляла хищническую его эксплуатацию. Удельная величина основных фондов на один баррель добытых углеводородов в ТНК-ВР в 2012г. была в 2,3 меньше среднеотраслевого аналогичного показателя и в 3 раза ниже по сравнению с Лукойлом.

Чтобы снизить издержки ТНК-ВР сэкономила на инвестициях в основные фонды, форсировала отбор нефти из скважин, активно применяла массовое заводнение пластов – в результате скважины быстро достигнув своей максимальной отдачи, затем начинали качать в основном воду и, в конечном итоге, забрасывались. Все это подтверждается низкими показателями по удельным инвестициям, высокой долей неиспользуемых скважин, низким коэффициентом извлечения нефти и целым рядом других показателей. Поэтому, не удивительно, что как только месторождения, ранее принадлежавшие ТНК-ВР перешли в собственность более рачительных акционеров, то показатели по их

Таблица 12

Основные экономические показатели по деятельности  
нефтегазовых компаний и оценка успешности их деятельности в баллах  
по итогам работы за 2013г.

Компании	Удельная выручка в долл./ баррель и баллах		Удельные издержки в долл./ баррель и баллах		Удельные трансфертные издержки в долл./ баррель и баллах		Удельная величина налогов в долл./ баррель и баллах		Рентабельность по затратам в % и баллах		Рентабельность активов в % и баллах		Удельные инвестиции в долл. на т.н. э и баллах.		Совокупная рентабельность по затратам в % и баллах		Совокупная рентабельность активов в % и баллах		Общее количество баллов и место	
	б.	м.	б.	м.	б.	м.	б.	м.	б.	м.	б.	м.	б.	м.	б.	м.	б.	м.	б.	м.
Газпром	57	2	28	8	7,6	8	19,6	3	40,3	7	9,1	4	100	7	54,8	7	12,3	2	<b>48</b>	<b>6</b>
Лукойл	186	9	122	2	87	2	51,1	9	8,4	1	6,7	1	148	8	14,6	1	11,6	1	<b>34</b>	<b>10</b>
Роснефть	88	5	32	7	7,9	7	44,9	7	32,7	5	8,5	3	76	5	54,3	6	14,6	5	<b>50</b>	<b>5</b>
ТНК-ВР*	88	4	31	6	21,0	5	58,4	10	54,1	8	27,5	9	65	3	67,0	8	31,0	9	<b>62</b>	<b>2</b>
Газпром- нефть	148	8	72	3	31,4	4	49,5	8	25,8	4	14,9	7	151	9	36,0	4	21,0	7	<b>54</b>	<b>4</b>
Сургут- нефтегаз	78	3	16	9	--	10	50,8	8	85,1	10	22,8	8	77	6	100,0	10	27,0	8	<b>72</b>	<b>1</b>
Татнефть	102	6	38	5	8,1	6	41,0	6	33,3	6	11,0	5	66	4	41,0	5	14,0	4	<b>47</b>	<b>7</b>
Башнефть	145	7	65	4	32,6	3	21,9	4	18,4	3	13,0	6	60	2	27,0	3	19,0	6	<b>38</b>	<b>8</b>
Новатэк	30	1	15	10	--	10	8,1	2	65,1	9	36,5	10	40	1	73	9	41,0	10	<b>62</b>	<b>3</b>
Shevron	229	10	192	1	136	1	32,7	5	13,6	2	7,3	2	181	10	22,1	2	13,4	3	<b>36</b>	<b>9</b>

\*) По ТНК-ВР дан 2012 год.

деятельности в виде объема добычи нефти, чистой прибыли заметно ухудшились.

Третье место с отрывом в один балл от второго в нашем рейтинге заняла газовая компания Новатэк, опередив при этом Газпром на 14 баллов. Из девяти представленных в Таблице 12 показателей, по четырем из них компания получила наивысшие оценки в 10 баллов – по удельным издержкам, рентабельности активов, удельным инвестициям и совокупной рентабельности. Феноменальные результаты этой компании связаны в первую очередь с тем, что она, в отличие от Газпрома, не обременена инфраструктурными объектами (все поставки газа потребителям осуществляются через газопроводы Газпрома), в свое пользование получила «свежие» газовые месторождения с высокой отдачей по пробуренным скважинам. Прежде всего, об этом свидетельствует уровень фондоемкости в расчете на единицу добываемого газа – он в этой компании в 4,2 раза ниже по сравнению с отраслью и в 4,4 раза по отношению к Газпрому (см. Табл. 9).

И еще одним из серьезных факторов, повлиявшим на показатели эффективности Новатэка, явился сложившийся сегодня более щадящий режим налогообложения, по отношению к Газпрому, который автоматически распространяется и на эту компанию. Низкая фондоемкость и льготный режим налогообложения стали в этой компании основными причинами высокой рентабельности как по затратам, так и по активам. В 2013г. по затратам она составляла 65%, опережая в 2,3 раза отраслевой показатель, а по активам, соответственно, 36,5%, превосходя Газпром по этому показателю в 4,2 раза.

Рассмотрение первых трех частных компаний, занявших три первые места в нашем рейтинге, показало, что ни в одной из них частная собственность не являлась решающим фактором, обусловившим их лидерство в своей отрасли. В Сургутнефтегазе на первое место необходимо поставить ответственность и квалифицированное управление компанией, как со стороны основных акционеров, так и со стороны управляющего персонала во главе с бессменным, с 1995г., Генеральным директором ее В.Богдановым.

В ТНК-ВР решающую роль в достижении высоких показателей сыграла специфическая финансовая политика акционеров компании, направленная на безоглядное наращивание дивидендов путем сокращения издержек и инвестиционной активности, в т. ч. за счет хищнической эксплуатации месторождений углеводородов.

В Новатэке основным фактором, позволившим компании занять в рейтинге третье место, явилась высокая продуктивность эксплуатируемых месторождений газа, низкая их фондоемкость и льготный режим налогообложения в сравнении с добычей нефти.

В середине нашего рейтинга с большим отрывом по баллам от первых трех компаний и от последних (Лукойла и Башнефти) находятся четыре компании, в которых государство является главным акционером – это Газпром – 48 баллов, Татнефть - 47, Роснефть – 50, Газпромнефть – 54 балла.

Среди этих четырех государственных компаний мы бы на первое место поставили Татнефть, несмотря на то, что в нашем рейтинге она по баллам немного уступает остальным компаниям с государственным участием. Дело в том, что Татнефть, в отличие от Газпромнефти и Роснефти эксплуатирует наиболее выработанные месторождения нефти, требующих колоссальных усилий для поддержания ее добычи на стабильном уровне. Эта компания благодаря высочайшему профессионализму ее менеджмента и технических кадров, а также внимательному отношению к нуждам компании со стороны ее основного акционера – республики Татарстан, в лице ее руководителей, по многим показателям сегодня опережает другие компании с госучастием, имеющих месторождения с гораздо более благоприятными горногеологическими условиями. Достигается это, в первую очередь, за счет активного применения новых методов повышения нефтеотдачи пластов, внедрения новой техники и технологий, что позволяет стабильно поддерживать в течение последних пятнадцати лет добычу нефти на уровне 26 млн. т. Эта компания, единственная в стране, несмотря на то, что объем ее чистой прибыли многократно уступает таким компаниям как Лукойл, Роснефть и ТНК-ВР, сумела с нуля за счет собственных средств построить мощный нефтехимический комплекс ТАНЕКО в Нижнекамске с переработкой на нем 7 млн. т нефти. В перспективе планируется нарастить его мощность до 14 млн. т., повысить глубину переработки нефти до 97% и тем самым создать несколько тысяч новых рабочих мест и более чем вдвое увеличить выручку по деятельности компании.

Внимательное рассмотрение деятельности этой компании опять показывает, что залогом высоких показателей по ее работе, как и в Сургутнефтегазе и ТНК-ВР явился человеческий фактор, в данном случае ответственное отношение руководителей республики Татарстан к ее деятельности и высокий профессионализм ее сотрудников.

В нашем рейтинге частные компании заняли не только первых три места, но и два последних – это Башнефть с 38 баллами и Лукойл с 34-мя.

Про Лукойл нельзя сказать, что компания работает неэффективно, но при этом ее эффективность носит явно односторонний характер – она направлена исключительно на обогащение акционеров. Если ТНК-ВР стремилась наращивать прибыль за счет сокращения издержек в ущерб рациональности эксплуатации месторождений, то Лукойл избрал другую тактику – компания, наоборот, раздувает издержки, в первую очередь за счет трансфертных цен. В конечном итоге высочайшие удельные издержки, несмотря на высокие места в рейтинге по удельной выручке, удельной величине выплачиваемых налогов и удельным инвестициям, привели компанию к наиболее низким показателям

среди всех компаний, по многим другим показателям, в частности, по рентабельности и в целом по рейтингу.

Предпоследнее место в нашем рейтинге вполне «заслуженно» досталось Башнефти. Эта компания имеет наихудшие показатели среди других нефтяных компаний по издержкам, в т. ч. и трансфертным, по удельной величине выплачиваемых налогов, по удельным инвестициям и рентабельности по затратам. Несмотря на такие неважные экономические показатели Башнефть, вместо того, чтобы расходовать чистую прибыль на инвестиции, в среднем за последние 6 лет почти всю ее – 88,4% тратила на дивиденды.

Немного о Шевроне. Эта американская компания, которую П. Казначеев в своем докладе поставил по эффективности гораздо выше всех российских компаний, в нашем рейтинге заняла предпоследнее место, набрав почти столько же баллов, как и Лукойл. И это, несмотря на то, что она в среднем в 3 раза опережает российские компании по удельной выручке, удельной чистой прибыли и удельным инвестициям. В то же время, по остальным шести показателям она получила оценки всего в 1-2 балла. Так же как и в Лукойле, основной причиной предопределившей ее предпоследнее место в рейтинге и низкие показатели по удельной выплате налогов и рентабельности, явилась политика «оптимизации» налоговой нагрузки путем активного использования трансфертных цен в межсегментных закупках. Доля трансфертных издержек в общей их величине в Шевроне в 2013г. составила 70%, а удельная их величина на один баррель перерабатываемых углеводородов равнялась 136 долл., превышая мировую цену нефти в 1,3 раза и аналогичный показатель по российским компаниям в 8,6, а по Лукойлу в 1,6 раза.

В целом сравнительный анализ влияния государственной и частной собственности в российских нефтегазовых компаниях показал, что вид собственности никак не влияет на эффективность их деятельности. Все компании с преобладанием в них государственной собственности расположились в середине нашего рейтинга, а частные в начале и в конце. При этом первые места в рейтинге частные компании обеспечили себе в первом случае за счет квалифицированного и ответственного управления (Сургутнефтегаз), во втором – за счет «погони за прибылью любой ценой» (ТНК-ВР) и в третьем - за счет благоприятных горногеологических условий добычи природного газа (Новатэк).

Превалирующим моментом, определившим качество работы компаний, как частных, так и с государственным участием, выступил человеческий фактор - нравственный уровень акционеров и управляющих кадров, их квалификация и честное отношение компании к своим обязательствам в качестве налогоплательщика. Неудивительно, что сегодня крупные корпорации готовы заплатить любые деньги, чтобы заполнить специалиста способного обеспечить компании высокие темпы роста, повысить ее прибыльность и расширить рынки сбыта продукции.

Наш вывод о первостепенном влиянии человеческого фактора на успешность деятельности в крупных корпорациях косвенно подтверждается высказыванием, сделанным в свое время Д. Стиглицем, о том, что «в конкурентной и прозрачной экономике форма собственности не имеет никакого значения». Кроме того, если же нравственный уровень общества, в т. ч. и бизнеса находится на низком уровне, как это имеет место в России, то компании с государственным участием работают более эффективно, потому что в этом случае за их деятельностью есть, пусть и не всегда строгий, но «пригляд» со стороны государства.

В заключение этого раздела, необходимо сказать, что сама постановка вопроса о том, какой вид собственности работает эффективнее, носит слишком абстрактный характер – «черт, - как говорит поговорка, кроется в деталях». Бесспорно, частная собственность показывает гораздо лучшие результаты, когда она преобладает в мелком и среднем бизнесе, когда собственник и управленец выступают в одном лице.

Когда же дело касается крупных компаний и корпораций, то надо иметь в виду, что все они сегодня имеют трехзвенную структуру управления: акционеры, Совет директоров, Управление компанией. Акционеры выдвигают своих людей в Совет директоров, Совет директоров назначает Генерального директора и его заместителей. Государство в крупных компаниях, как правило, не является единоличным собственником, а имеет как акционер контрольный пакет акций, позволяющий ему иметь большинство в Совете директоров и назначать Генерального директора.

При такой организационной структуре деятельность компании, в решающей степени, начинает зависеть не от вида собственности, а от того, кого акционеры или главный акционер выдвинут в Совет директоров, а те, в свою очередь, Генерального директора. Если в Совет директоров и Управление компании попадут высококвалифицированные специалисты своего дела, нацеленные в своей деятельности на успешность работы компании, то можно ожидать, что и работа ее будет эффективной. Если же, в Совет Директоров и Управление от государства, будут назначены чиновники, на первом месте у которых будет стоять не развитие компании, а желание, направленное на то, как свои полномочия обратить на собственное обогащение и отблагодарить власть, которая тебя назначила на эту должность, то и результаты деятельности компании скорее будет неутешительными.

## **6. Влияние падения мировых цен на нефть и санкций на экономику страны и деятельность нефтегазовых компаний**

Мировые цены на нефть марки Brent упали в конце 2014г. до 47-55 долл./баррель и продолжают оставаться на этом уровне в течение января 2015г. По многочисленным прогнозам данная цена может сохраниться в течение всего 2015г.

Если согласиться с этим прогнозом, то отрицательное влияние низких цен и санкций должно привести к серьезному падению доходов Федерального бюджета и в самих нефтегазовых компаниях.

По нашим расчетам снижение мировых цен на нефть на 50% приведет к сокращению налоговых поступлений в 2015г. в 2,7 раза с 272 (2013г.) до 110 млрд. долл. Общие потери бюджета составят около 160 млрд. долл.

Одновременно с этим снизится и чистая прибыль нефтегазовых компаний, что, в свою очередь, должно привести к сокращению инвестиционной деятельности в компаниях, примерно, на 20-22% с 90 (2013г.) до 70 млрд. долл. Если это снижение продолжится за пределами 2015г., то уже в 2016г. можно ожидать сокращение добычи, не только природного газа, но и нефти и нефтепродуктов.

Если все потери бюджета в долларах, пересчитать в рублях, то учитывая резкое падение валютного курс рубля (70 руб./долл. на 2. 02. 2015г.), эти потери будут выглядеть менее устрашающе. В 2013г. при курсе рубля в 32,8 руб./долл. все налоговые поступления от нефтегазовых компаний, включая таможенные пошлины, составляли 8,6 трлн. руб. В 2015г. они составят 7,7 трлн. руб., т. е. сокращение составит всего 10-11%. По нефтегазовым компаниям рублевая выручка в 2015г. не сократится, а вырастет по отношению к 2013г. на более, чем один трлн. руб..

**О налоговом маневре.** Свою отрицательную роль на развитие экономики страны в ближайшие годы может оказать, т. н. «налоговый маневр» по снижению таможенных пошлин на нефть и повышению ставок по налогу на добычу полезных ископаемых. Согласно этого закона, предусматривается снижение в 1,7 раза таможенных пошлин на нефть до 2017г. и параллельно увеличение ставки НДС с 580 до 918 руб./т за три года. Проведя этот закон в середине 2014г. через Государственную Думу, Правительство, по-существу, пошло на поводу у либералов, которые утверждают, что отказ от таможенных пошлин и перенос тяжести налогообложения на НДС позволит отказаться от субсидирования российской промышленности по отношению к странам Западной Европы. При этом под субсидиями понимается любое отклонение от мировых цен на энергоресурсы, которые признаются в качестве равновесных, сложившихся на свободном рынке.

Кроме того, по их мнению, в связи с ростом внутренних цен на нефть и нефтепродукты, у их потребителей появиться более сильный стимул к повышению эффективности использования нефти и нефтепродуктов. А если в результате налогового маневра увеличиться налоговая нагрузка на экономику, то можно будет снизить общие налоги. Кроме как экономической диверсией под российскую экономику, это обоснование и проведение налогового маневра в жизнь, по другому назвать нельзя.

По авторитетному мнению многих специалистов в результате налогового маневра произойдет существенное повышение внутренних цен на нефть и нефтепродукты. Объем поставок нефти и нефтепродуктов на экспорт может возрасти, а на внутренний рынок снизиться. В результате понизиться

рентабельность нефтепереработки, что в дальнейшем приведет к росту внутренних цен на нефтепродукты. Вслед за этим спираль роста цен прокатится по всей экономике.

**О санкциях.** Необходимо отметить, что главный удар санкций, введенных США и ЕС по отношению к России, направлен на нефтегазовый комплекс. Об этом весьма откровенно высказалась бывший секретарь США К. Райс: «Экономика России слаба и держится на нефти и газе, надо выбить эту подпорку».

Во исполнение этой задачи, американским и западноевропейским компаниям запретили поставлять многие виды оборудования и технологии, в т. ч. для освоения месторождений нефти на глубоководных участках шельфа, а также в сланцевых пластах. В первую очередь под ударом санкций оказался нефтесервис, обслуживающий нефтедобычу. В настоящее время 25% всей добываемой нефти в России осуществляется за счет гидроразрыва, оборудование и технологии для которого на 93% удовлетворяется поставками из США. Зависимость по другому прогрессивному методу обустройства скважин – горизонтальному бурению составляет 56%, а по глубоководному бурению на шельфе все 100%.

Таким образом, действующие санкции на поставку современных видов оборудования и технологий, могут серьезно осложнить поддержание добычи нефти в России, если страна не осуществит серьезных мероприятий по разработке и производству собственных передовых видов оборудования и технологий по добыче углеводородов.

**О долговой нагрузке.** Наряду с санкциями другой головной болью нефтегазовых компаний является выплата валютных кредитов иностранным банкам и фондам в условиях введенных жестких ограничений по выдаче новых кредитов и их рефинансированию. До конца 2015г. им предстоит выплатить 43 млрд. долл. В этих, условиях преобладающая часть прибыли компаний должна пойти на погашение долга, что неминуемо приведет к снижению капитальных вложений в разведку и добычу, а вслед за этим и ее сокращение.

## **Заключение**

1. По состоянию на 2013 г. производительность, рассчитанная в виде удельной выручки на тонну добытых углеводородов, в среднем по российским нефтегазовым компаниям была в 3,5 раза ниже по сравнению с крупнейшими компаниями аналогичного профиля в развитых странах. Основная причина такого отставания связана с преобладанием в выручке российских компаний нефти, газа и нефтепродуктов первого передела, а в западных компаниях нефтехимии с высоко добавленной стоимостью. Такая структура российских компаний очень болезненно отражается на выручке при снижении мировых цен на нефть – она падает вместе с ценой нефти, а в западных компаниях в это время наблюдается ее рост.

2. Среди российских нефтегазовых компаний наиболее высокая производительность наблюдается в таких компаниях как Лукойл, Газпромнефть, Башнефть, владеющих значительным количеством нефтеперерабатывающих заводов, что позволяет им перерабатывать более 50% добываемых углеводородов.

3. В большинстве российских нефтегазовых компаний издержки производства растут темпами опережающими рост их выручки.

4. Основная причина высоких удельных издержек в российских нефтегазовых компаниях связана с использованием трансфертных цен в межсегментной торговле внутри компании. В Лукойле «трансфертные издержки» за 2003-2013 гг. выросли в 11,1 раза, в то время как остальные затраты увеличились только в 3,5 раза. По удельным трансфертным издержкам Лукойл сегодня «опережает» другие компании в 5,5 раза. Среди российских компаний особо следует выделить Сургутнефтегаз и Новатэк, в которых трансфертные издержки отсутствуют. Использование высоких трансфертных цен ведет к снижению величины налогооблагаемой прибыли, в результате чего налоговые поступления по налогу на прибыль ежегодно сокращаются на многие млрд. долл.

5. Если бы все нефтегазовые компании последовали примеру Сургутнефтегаза и не использовали во взаимоотношениях со своими дочерними предприятиями трансфертных цен, то поступления по налогу на прибыль по состоянию на 2013г. могли бы возрасти на 750 млрд. руб. в дополнение к фактическим выплатам в 585 млрд. руб. При этом, из дополнительной суммы в региональные бюджеты поступило бы 674 млрд. руб., а в Федеральный бюджет 76 млрд. руб.

6. По состоянию на 2013 г. средние издержки производства и реализации углеводородов в России (без учета трансфертных издержек) составляли 23 долл./баррель при мировой цене на нефть в этом году в 109 долл./баррель, в результате чего выручка при реализации нефти на мировом рынке более, чем в 5 раз превышала затраты.

7. Все экономические и финансовые показатели ТНК-ВР с самого начала ее деятельности свидетельствуют, что важнейшей задачей финансовой стратегии компании являлась не столько оптимизация развития, а сколько повышение ее капитализации для последующей продажи активов, путем регулярной выплаты дивидендов в размере 90-100% от чистой прибыли. После приобретения активов ТНК-ВР компанией Роснефть ее капитализация на начало 2013 г упала с 45 до 29,2 млрд. долл.

8. Если сопоставить стоимость вхождения ВР в ТНК-ВР путем вноса своих денежных средств и активов в 2004 г. в размере 6,15 млрд. долл. с общим объемом, полученных ею дивидендов за 2005-2012 гг. в размере 18 млрд. долл. и оценкой ее доли в ТНК-ВР в 28 млрд. долл., то окажется, что за эти 8 лет первоначальный взнос ВР окупился почти 7,5 раза, принося ежегодно ей почти 100% прибыли на вложенный капитал.

9. Налоговая нагрузка в среднем по всем нефтегазовым компаниям по отношению к выручке в 2013 г. составляла 42%. Наименьшее значение этого показателя в этом году было в Газпроме, Новатэке, Лукойле, Башнефти, и Роснефти – 28-32%, а наиболее высокое в Сургутнефтегазе – 63,5%, в Роснефти, Газпромнефти, Татнефти – 40-50%.

10. Определение налоговой нагрузки по доле налогов в выручке в условиях сильнейшего отрыва рыночной цены от затрат не может быть объективным. Более достоверно налоговую нагрузку в этих условиях отражает такой показатель как рентабельность, посчитанная в виде отношения чистой прибыли к затратам. Чем выше рентабельность, тем больше свободных средств у компании остается для развития. По состоянию на 2013 г. средняя рентабельность по затратам в компаниях составляла 28,3%, а наиболее высокий ее показатель наблюдался в Новатэк – 65,1%, Сургутнефтегазе – 85,1%, ТНК-ВР – 54,1% (2012г.), Газпроме – 40,3%.

12. Суммарный объем инвестиций в основные фонды по нефтегазовым компаниям за последние 14 лет вырос в 13 раз, увеличившись с 7,3 млрд. долл. в 2000 г. до 94,9 млрд. долл. в 2013 г. Данный объем составил 31% от общих инвестиций страны. В результате высоких темпов роста инвестиций средний коэффициент обновления основных фондов в нефтегазовом комплексе за 2005-2013 гг. в 3, 8 раза превысил этот показатель в целом по стране.

13. Несмотря на существенный рост инвестиций в нефтегазовых компаниях, особенно в последние несколько лет, их объем пока не соответствует той ситуации, которая сложилась в отрасли. Серьезное недофинансирование наблюдается в нефтепереработке, где оборудование многих заводов изношено на 70-80% и требует для своей модернизации огромных капиталовложений. Явно недостаточно средств выделяется и на повышение эффективности уже разрабатываемых месторождений, о чем свидетельствует относительно низкий коэффициент извлечения нефти по сравнению с зарубежными нефтегазовыми компаниями.

14. Нефтегазовые компании, в условиях действующей налоговой нагрузки, располагают сегодня солидными средствами для наращивания инвестиционной деятельности за счет амортизационных отчислений, которые задействованы в них по целевому назначению лишь на одну треть и более полного использования на эти цели собственной прибыли. Отношение общего объема амортизационных отчислений и чистой прибыли в 2013 г. по отношению к инвестициям составило в Роснефти 168%, в ТНК-ВР – 193% (2012г.), в Сургутнефтегазе – 184%, Татнефти – 169%, Башнефти – 218%, Новатэке – 453%.

19. Проведенное сравнение успешности деятельности российских частных нефтегазовых компаний и компаний с преобладанием государственной собственности на основе девяти основных экономических показателей по их работе не выявило превосходства частных компаний. Данное сравнение показало, что основным фактором, определяющим сегодня успешность

деятельности крупных корпораций выступает не вид собственности, а человеческий фактор, связанный с нравственным уровнем акционеров и управляющих кадров компании, их квалификацией и честным отношением к своим обязательствам в качестве налогоплательщиков.

Приложение 1

Динамика мировых и внутренних цен на углеводороды в России

Показатели	Годы	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014г. на 1.12.	Превы- шение 2013 г. к 2000 г. в размах
<b>Мировые цены, в долл./баррель</b>																	
- нефть марки BRENT		28,7	24,5	25,0	28,9	38,3	54,6	65,2	72,4	96,9	61,7	79,6	111,3	112,0	108,7	70,0	3,8
- нефть марки URALS		26,9	23,0	23,7	27,2	34,5	50,7	61,4	69,3	94,4	61,1	77,9	109,4	110,4	108,0	70,0	4,0
- природный газ на европейском рынке в долл./1000 м <sup>3</sup>		103,2	130,7	115,3	145,0	154,1	209,8	280,3	286,5	446,6	304,3	308,5	385,1	402	414	389	4,0
<b>Оптовые цены приобретения в РФ:</b>																	
-нефть, в долл./баррель		20,1	11,9	12,8	19,3	21,8	31,1	29,6	57,5	14,0	33,6	49,6	52,6	57,7	60,2	--	3,0
- газ природный в долл./1000м <sup>3</sup>		16,6	19,0	25,8	34,2	42,9	49,9	60,2	75,4	78,6	91,5	101,0	110,6	133,6	141,4	--	8,5
- бензин автомобильн: -в долл./баррель		42,0	33,5	37,4	46,9	67,1	80,5	97,6	119,3	115,2	105,6	111,0	121,9	156,6	148,4	--	3,5
- в долл./литр		0,23	0,18	0,20	0,25	0,36	0,44	0,53	0,64	0,63	0,57	0,60	0,66	0,84	0,80	--	3,5
-в руб./литр		6,4	5,5	6,4	7,5	10,1	12,5	13,9	15,9	18,3	17,2	18,3	21,2	25,8	26,4	--	3,5
- дизельное топливо, в долл./баррель		36,4	32,7	30,2	45,6	62,4	79,7	87,8	109,3	94,1	88,8	108,1	129,2	153,5	151,5	--	4,2
- мазут топочный, в долл./баррель		14,3	9,2	13,4	13,5	14,6	24,8	29,5	44,5	29,4	52,4	53,9	59,7	57,3	51,6	--	3,6

Источники: Российский статистический ежегодник за разные годы, МЭА, EIA, Natural Gas Monthly, 2014.

**Приложение 2**

**Фонд работающих скважин и их структура по добыче нефти в компаниях России, июль 2014г.**

Компании	Добыча нефти на одну скважину, т/сутки	Всего скважин	Способы извлечения нефти									
			Фонтанный		УЭЦН*		ШГН**		Газлифт***		Прочие	
			кол. шт.	доля в %	кол. шт.	доля в %	кол. шт.	доля в %	кол. шт.	доля в %	кол. шт.	доля в %
<b>Лукойл</b>	8,7	27218	253	0,1	18247	67,0	7696	28,3	-	-	1022	3,8
<b>Роснефть</b>	13,8	38354	1318	3,4	30790	80,2	5619	6,8	351	1,0	276	0,07
<b>Газпромнефть</b>	12,3	7144	167	2,3	6805	95,3	1	--	171	2,3	-	-
<b>Сургутнефтегаз</b>	8,7	19349	404	2,2	15943	82,3	3002	15,5	-	-	-	-
<b>ТНК-ВР****</b>	12,5	15960	260	1,6	14799	92,7	879	5,5	--	-	34	0,01
<b>Татнефть</b>	3,7	19352	14	0,07	3149	16,3	16189	83,7	-	-	-	-
<b>Башнефть</b>	3,0	14896	36	0,07	3062	20,6	11740	78,8	-	-	58	0,04
<b>Славнефть</b>	12,8	3597	22	0,04	3485	96,9	90	2,5	-	-	--	-
<b>Русснефть</b>	6,7	2133	42	2,0	1745	81,8	333	15,6	-	-	13	0,04
<b>Новатэк</b>	170	70	26	37,1	44	62,9	-	-	-	-	-	-
<b>Всего по компаниям</b>	9,9	144819	2603	2,0	89981	60,0	50226	34,7	563	0,04	1446	1,0

\*С использованием электрических центробежных насосов.

\*\*С использованием штанговых качалок.

\*\*\* Путем закачки в недра газа и воздуха, \*\*\*\*За 2012 год.

Источник: Нефтегазовая вертикаль, 2014.