



Российский нефтегазовый сектор

Новые правила игры в предвыборный год

Евгения Дышлюк e.dyshlyuk@tkbc.ru

Александр Ковалев AA.Kovalev@tkbc.ru

Мы пересмотрели модели российских нефтегазовых компаний с учетом последних тенденций на рынке, отчетности за 1К11, корпоративных событий и прогнозов, а также нашего нового прогноза макроэкономических показателей и цен на нефть. Снижающаяся рентабельность переработки и сбыта в России, возможная отсрочка введения налоговых льгот для новых месторождений и увеличение фискальной нагрузки на газовый сектор побуждают нас рекомендовать **ДЕРЖАТЬ** акции Роснефти, Лукойла, ТНК-ВР Холдинга, Газпром нефти и Башнефти (см. таблицу 1).

Ожидаем коррекции цены на нефть к концу 2011 г. Хотя мировой спрос на нефть улучшается, ралли цен на нефть в 1П11 не было обусловлено фундаментальными факторами, на наш взгляд, и мы ожидаем, что цена Urals снизится до \$95/барр к концу 2011 г.

Фискальная нагрузка на сектор вряд ли ослабнет в ближайшее время. Мы считаем, что положительный эффект более сильных цен на нефть для российских нефтяных компаний будет нивелирован увеличением фискальной нагрузки на сектор. Ввиду предстоящих выборов в 2012 г. правительство ищет новые источники налоговых доходов и вряд ли пойдет на предоставление налоговых льгот.

Налоговые уступки, скорее всего, будут отсрочены. В этом контексте введение налогообложения с привязкой к прибыли для новых месторождений, вероятнее всего, будет отложено до после 2012 г. Сохраняющиеся высокие цены на нефть и тот факт, что, несмотря на огромную налоговую нагрузку, добыча нефти в России ушла в минус лишь однажды за последние несколько лет, могут убедить правительство в правильности этого решения.

Давление на российскую переработку и розницу сохранится. На наш взгляд, государственные органы продолжают косвенно контролировать внутренние цены на нефтепродукты и ограничивать экспорт социально значимых дистиллятов, таких как бензин и дизельное топливо, по меньшей мере еще год, чтобы предотвратить дефицит и ослабить инфляционное давление на население в преддверии выборов.

Структурные изменения налогов еще больше ухудшат экономику переработки. Мы по-прежнему ожидаем, что структурные изменения налогов, направленные на смещение нагрузки из сегмента добычи в сегмент переработки и сбыта, будут введены в ближайшем будущем. В настоящее время мы считаем, что с 2012 г. будет введен сценарий «60-66».

Влияние на рентабельность отдельных производителей будет существенным. Сейчас российские переработчики сталкиваются с угрозой как со стороны продаж на внутреннем рынке (контроль за ценами, невозможность переложить высокие акцизы на потребителей), так и со стороны экспорта (повышение экспортных пошлин на нефтепродукты по сценарию «60-66»). Рентабельность переработки также снизится из-за роста внутренних цен на нефть («60-66»). Влияние на Газпром нефть и Башнефть будет более существенным в связи с высоким соотношением переработки к добыче.

Рост транспортных тарифов и внутренних цен на газ может замедлиться в 2012-2014 гг. Правительство также рассматривает возможность сдерживания роста тарифов естественных монополий в 2012-2014 гг. Так, мы ожидаем, что российские нефтяные компании извлекут выгоду из скромного роста тарифов на транспортировку в ближайшие годы, а их газовый бизнес будет под давлением ввиду ожидаемого замедления роста внутренних цен на газ.

Следите за маржой переработки и розницы и рассмотрите игроков с новыми месторождениями. Финансовые показатели за 2К11, отражающие динамику рентабельности российской переработки и розницы, будут более репрезентативны в отношении результатов нефтяных компаний в следующие 12 месяцев. Прогресс со специальным налогообложением для новых месторождений и инвестиционные решения по новым проектам могут привести к росту акций компаний с большим портфелем новых месторождений – Роснефти, ТНК-ВР Холдинга и Газпром нефти.

Таблица 1. Российские нефтегазовые компании – изменение целевой цены

Тикер Bloomberg	Динамика цен на акции, %			Текущая цена, \$/акция (на 28.06)	12-месячная целевая цена, \$/акция			Потенциал роста, %	Рекомендация		
	Рост с начала года	52-нед. мин	52-нед. макс		Старая	Новая	Изм-ие, %		Старая	Новая	
Роснефть	ROSN	18.5%	5.9	9.6	8.5	8.0	9.5	19%	12%	ДЕРЖАТЬ	ДЕРЖАТЬ
Лукойл	LKOH	13.3%	50	73	64	71	69	-3%	8%	ДЕРЖАТЬ	ДЕРЖАТЬ
ТНК-ВР Холдинг	TNBP	16.7%	2.0	3.4	3.1	3.0	3.5	20%	13%	ДЕРЖАТЬ	ДЕРЖАТЬ
Газпром нефть	SIBN	12.1%	3.6	5.5	4.7	4.0	4.0	0%	-15%	ДЕРЖАТЬ	ДЕРЖАТЬ
Башнефть	BANE	23.9%	35	62	55	58	57	-1%	4%	ПОКУПАТЬ	ДЕРЖАТЬ

Источники: Bloomberg, оценка TKB Капитал

Роснефть	ROSN	ROSN LI	
Цена, \$	8.5	8.5	
Рекомендация	ДЕРЖАТЬ	ДЕРЖАТЬ	
Целевая цена, \$	9.5	9.5	
Потенциал, %	12%	12%	
MC, \$ млн	89,824	EV, \$ млн	99,916
	2010	2011П	2012П
P/E	8.6	7.8	10.1
EV/EBITDA	5.2	4.9	5.9

Лукойл	LKOH	LKOD LI	
Цена, \$	64	64	
Рекомендация	ДЕРЖАТЬ	ДЕРЖАТЬ	
Целевая цена, \$	69	69	
Потенциал, %	8%	8%	
MC, \$ млн	49,783	EV, \$ млн	58,748
	2010	2011П	2012П
P/E	5.5	4.5	5.2
EV/EBITDA	3.7	3.2	3.6

ТНК-ВР Холдинг	TNBP	TNBPP	
Цена, \$	3.1	2.7	
Рекомендация	ДЕРЖАТЬ	ДЕРЖАТЬ	
Целевая цена, \$	3.5	3.2	
Потенциал, %	13%	16%	
MC, \$ млн	47,709	EV, \$ млн	50,443
	2010	2011П	2012П
P/E	7.3	6.5	8.0
EV/EBITDA	4.9	4.4	5.2

Газпром нефть	SIBN	GAZ LI	
Цена, \$	4.7	24	
Рекомендация	ДЕРЖАТЬ	ДЕРЖАТЬ	
Целевая цена, \$	4.0	20	
Потенциал, %	-15%	-15%	
MC, \$ млн	22,239	EV, \$ млн	30,080
	2010	2011П	2012П
P/E	7.1	5.0	6.6
EV/EBITDA	4.2	3.4	4.1

Башнефть	BANE	BANEP	
Цена, \$	55	44	
Рекомендация	ДЕРЖАТЬ	ДЕРЖАТЬ	
Целевая цена, \$	57	46	
Потенциал, %	3%	3%	
MC, \$ млн	10,849	EV, \$ млн	16,513
	2010	2011П	2012П
P/E	7.5	9.4	10.6
EV/EBITDA	5.5	5.9	6.3

Таблица 2. Российские нефтегазовые компании – сравнительная оценка

	Тикер Bloomberg	Текущая цена, \$/акция (на 30.06)	Рын. капит-я, \$млн	EV, \$млн	EV/Выручка			EV/EBITDA			P/E			P/BV	EV/Доказ. запасы нефти и газа, \$/барр н. э.	EV/2011П добыча нефти и газа, \$/барр н. э.
					2011П	2012П	2013П	2011П	2012П	2013П	2011П	2012П	2013П			
Роснефть	ROSN	8.5	89,824	99,916	1.2	1.3	1.2	4.9	5.9	5.6	7.8	10.1	9.4	1.5	6.5	113
Лукойл	LKOH	64	49,783	58,748	0.5	0.5	0.6	3.2	3.6	3.6	4.5	5.2	5.3	0.8	3.4	75
ТНК-ВР Холдинг	TNBP	3.1	47,709	50,443	0.9	1.0	1.0	4.4	5.2	5.3	6.5	8.0	8.1	2.4	3.9	80
Сургутнефтегаз	SNGS	1.0	39,256	29,341	1.1	1.1	1.1	3.3	3.8	4.0	7.5	8.5	9.0	0.8	-	56
Газпром нефть	SIBN	4.7	22,239	30,080	0.8	0.8	0.8	3.4	4.1	4.7	5.0	6.6	6.3	1.1	4.9	100
Татнефть	TATN	6.3	13,756	17,039	0.8	0.9	0.9	4.7	4.8	5.0	5.9	6.1	6.5	1.3	2.8	89
Башнефть	BANE	55	10,849	16,513	1.0	1.0	1.0	5.9	6.3	5.8	9.4	10.6	9.4	1.8	8.6	153
Российские крупные нефтяные компании – средневзвешенное					1.0	1.1	1.0	4.2	4.9	4.9	6.7	8.1	8.0	1.4	5.1	94
ExxonMobil (США)	XOM	81	400,885	409,979	0.8	0.8	0.8	4.3	4.2	4.1	9.2	9.1	9.4	2.6	-	-
RoyalDutchShell (Нидерланды)	RDSB	36	225,158	406,331	0.9	0.9	0.9	6.6	6.2	5.8	8.5	7.7	7.4	1.5	-	-
Chevron (США)	CVX	103	206,736	205,767	0.8	0.7	0.7	3.4	3.4	3.5	7.9	8.0	8.4	2.0	-	-
BP (Великобритания)	BP/	7.4	138,995	267,594	0.7	0.8	0.7	5.6	5.6	5.3	6.0	5.9	5.7	1.4	-	-
Total (Франция)	FP	58	136,617	156,575	0.6	0.6	0.6	3.2	3.1	3.1	7.6	7.4	7.1	1.7	-	-
CopocoPhillips (США)	COP	75	106,282	121,637	0.5	0.5	0.5	3.9	3.8	3.9	9.3	9.1	9.5	1.5	-	-
Международные супер-игроки – средневзвешенное					0.8	0.8	0.8	4.9	4.7	4.5	8.3	8.1	8.2	2.0	-	-
Petrochina (Китай)	601857	1.7	303,359	341,947	1.3	1.1	1.2	6.5	6.1	6.6	12.2	11.2	11.3	2.0	-	-
Petrobras (Бразилия)	PETR3	17	210,010	254,187	1.8	1.7	1.7	5.8	5.2	4.6	9.8	9.0	8.2	1.1	-	-
Sinorec (Китай)	386	1.0	105,897	117,117	0.3	0.3	0.3	4.3	4.0	3.8	9.0	8.4	8.2	1.5	-	-
CNOOC (Китай)	883	2.3	104,229	81,415	2.2	2.2	2.1	4.1	4.0	3.8	9.6	9.5	9.3	3.2	-	-
ONGC (Индия)	ONGC	6.3	53,729	49,153	1.8	1.7	1.6	4.2	4.0	3.8	9.9	9.4	8.8	2.3	-	-
Компании-аналоги на развивающихся рынках – средневзвешенное					1.4	1.3	1.3	5.6	5.2	5.2	10.6	9.9	9.6	1.9	-	-

Примечание:

Финансовые мультипликаторы для Роснефти, Лукойла, ТНК-ВР Холдинга, Газпром нефти и Башнефти – по оценке ТКБ Капитал, для остальных компаний – на консенсус-прогноз.

Мы исключаем выручку Лукойла при расчете средневзвешенного для сектора показателя EV/Выручка, поскольку компания закупает значительные объемы нефти и нефтепродуктов для перепродажи.

Для расчета показателя EV/доказанные запасы нефти и газа мы используем классификацию запасов SEC для всех компаний, за исключением Башнефти (RPMS).

Источники: Bloomberg, данные компании, ИнфоТЭК, оценка ТКБ Капитал

Ожидаем коррекции цены на нефть к концу 2011 г.

По нашим прогнозам, средняя цена на нефть Urals составит \$104/барр в 2011 г. Растущий мировой спрос на нефть, сокращение поставок из Ливии и угроза ухудшения политической ситуации на Ближнем Востоке и в Северной Африке (БВСА) привели к высоким ценам на нефть, которые, в свою очередь, могут существенно замедлить восстановление мировой экономики и ослабить спрос. Таким образом, на наш взгляд, если только политическая ситуация в странах БВСА не ухудшится, цены на нефть могут упасть ниже отметки в \$100/барр до конца года. Учитывая, что цены на нефть в 1П11 были выше нашей оценки на фоне волнений в БВСА, мы повышаем наш прогноз средней цены на нефть Urals за 2011 г. на 15.3% до \$103.8/барр (см. таблицу 3). Что касается 2012 г., мы все еще прогнозируем ослабление цен на нефть: по нашей оценке, цена на нефть Urals снизится на 10% до \$93/барр в следующем году. По сравнению с консенсус-прогнозом рынка, наш новый прогноз цен на нефть ниже на \$2/барр в 2011 г., на \$12/барр – в 2012 г., и на \$16/барр – в 2013 г. Наконец, мы пересмотрели наш прогноз по цене на нефть Urals в 2015-2020 гг. в сторону повышения в среднем на 10%, что отражает более оптимистичные ожидания в отношении роста мировой экономики в долгосрочной перспективе.

Таблица 3. Пересмотр прогноза цен на нефть Urals, \$/барр

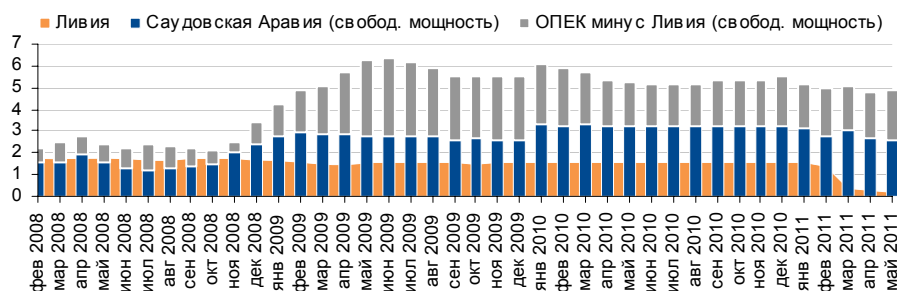
	1К11	2К11П	3К11П	4К11П	2011П	2012П	2013П	2014П	2015П	2016П	2017П	2018П	2019П	2020П
Старый прогноз	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	87.0	89.0	91.0	92.0	93.0	94.5	96.0	98.0	101.0
Новый прогноз	102.0	114.6	104.0	95.0	103.8	93.0	91.0	91.0	95.0	100.0	105.0	110.0	110.0	110.0
изменение, %	13.3%	27.4%	15.6%	5.6%	15.3%	6.9%	2.2%	0.0%	3.3%	7.5%	11.1%	14.6%	12.2%	8.9%

Источники: Bloomberg, оценка ТКБ Капитала

Спрос на сырую нефть все еще слаб. Восстановление мировой экономики привело к резкому росту потребления нефти. Экономика Китая и других развивающихся рынков восстанавливается быстрее. В связи с этим мы ожидаем, что мировое потребление нефти вырастет на 1.1% год к году до 88 млн барр/сутки в 2011 г. после роста на 2.7% в 2010 г. Перебои с электроэнергией в Японии (после землетрясения) и в Китае (последствия борьбы с засухой) могут создать дополнительный спрос на нефть в этом году. Однако дальнейшее ужесточение монетарной политики Китая может замедлить экономический рост во 2П11. Что касается развитых стран, пока остается неясным, продолжит ли спрос на нефть расти такими же темпами после отмены беспрецедентных стимулирующих мер в США, которые остаются крупнейшим мировым потребителем нефти. Европейский долговой кризис также предполагает большую неопределенность. Таким образом, положительный тренд спроса на нефть остается все еще хрупким.

Самые серьезные перебои с поставками нефти позади. Добыча нефти в Ливии упала на 1 млн барр/сутки из-за военных действий и, очевидно, восстановится не скоро. У Саудовской Аравии достаточно свободных мощностей по добыче, чтобы покрыть нехватку в случае, если перебои с поставками нефти из Ливии продолжатся (см. график 4). Однако это приведет к сокращению общих свободных мощностей ОПЕК, увеличивая тем самым риск нехватки нефти в случае перебоев с поставками из других регионов. На данный момент рынок нефти не такой «узкий», как в 2008 г., хотя растущий глобальный спрос и опасения в отношении возможного ухудшения политической ситуации в БВСА поддерживают рискованную премию в ценах на нефть на высоком уровне. Продолжающиеся волнения в Йемене и Сирии все еще предполагают риск того, что политическая нестабильность распространится на основные нефтедобывающие компании. Тем не менее, на наш взгляд, самые серьезные перебои с поставками нефти из стран БВСА позади, и рискованная премия во 2П11 сократится, а чистая спекулятивная позиция на нефтяном рынке продолжит сокращаться.

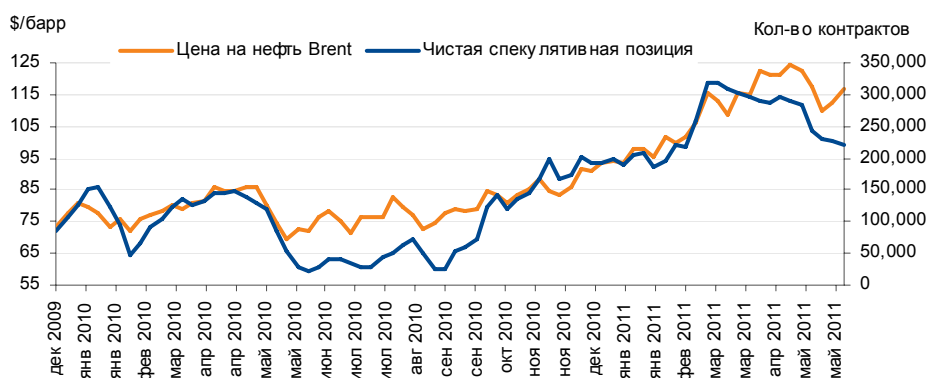
График 4. Добыча нефти в Ливии vs. свободные мощности стран ОПЕК, млн барр/сутки



Источники: Bloomberg, оценка ТКБ Капитала

Уход спекулянтов может привести к резкому падению цен на нефть. В то время как растущий мировой спрос на нефть сейчас оказывает больше поддержки ценам на нефть, чем в 2010 г., текущий уровень цен на нефть, по нашему мнению, слишком высок и не вполне объясняется фундаментальными факторами. Спекулянты играют важную роль на рынке, что подразумевает серьезный риск резкого снижения цен на нефть. Возможно, мы наблюдали возможную глубину такого падения 5 мая, когда цена на нефть Brent снизилась более, чем на \$10/барр. Замедление темпов экономического роста в Китае и обеспокоенность европейским долговым кризисом могут привести к уходу спекулянтов с рынка. Их реакция на завершение программы стимулирующих мер QE 2 (которая была запущена в июне 2010 г. и привела к ослаблению доллара и всплеску цен на сырьевые товары) также непредсказуема. Корреляция между ценой на нефть и чистой длинной спекулятивной позицией высока (в качестве чистой спекулятивной позиции мы рассматриваем общую позицию по фьючерсам WTI трейдеров, которые не являются коммерческими по классификации CFTC) (см. график 5). На наш взгляд, фундаментальные факторы роста недостаточно сильны, чтобы нивелировать давление, которое окажут на цены на нефть спекулянты в случае закрытия своих позиций.

График 5. Цены на нефть против спекулятивных позиций



Источники: Комиссия по торговле товарными фьючерсами США, Bloomberg

Ожидаем коррекции цены на нефть к концу 2011 г. Хотя мировой спрос на нефть улучшается, ралли цен на нефть в первой половине года было обусловлено, на наш взгляд, не фундаментальными факторами, а совокупностью других причин (например, временным кризисом поставок и избытком дешевых денег), и цена на нефть не сможет сохранить свои позиции выше \$100/барр в краткосрочной перспективе. Пока монетарная «вакханалия» Бернанке продолжается, мы не можем исключить вероятность скачков цен на нефть до \$150/барр в ближайшие месяцы. Однако мы ожидаем, что цена на Urals снизится до более соответствующего уровня в \$95/барр к концу этого года. Мы учли новый прогноз цен на нефть и макроэкономический прогноз (см. наш обзор от 14 апреля «*Более быстрый рост и сильный рубль, инфляция все еще представляет риск*» и таблицу 6) в наших финансовых моделях для российских нефтяных компаний.

Таблица 6. Новый макроэкономический прогноз – отдельные показатели

	2011П	2012П	2013П	2014П	2015П	2016П	2017П	2018П	2019П	2020П
Средняя цена на нефть Urals, \$/барр	103.8	93.0	91.0	91.0	95.0	100.0	105.0	110.0	110.0	110.0
Средний валютный курс, руб./\$	28.2	27.9	28.1	28.2	28.1	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0
Валютный курс на конец периода, руб./\$	27.8	27.9	28.1	28.2	28.1	28.0	28.0	28.0	28.0	28.0
Индекс потребительских цен, %	8.4%	8.0%	7.5%	7.0%	6.5%	6.0%	5.5%	5.0%	5.0%	5.0%

Источники: Bloomberg, Министерство экономического развития РФ, оценка ТКБ Капитал

Нефтегазовый сектор останется в фискальных «тисках» в ближайшей перспективе

Государство изобретает новые источники налоговых доходов. Положительный эффект более сильных цен на нефть для российских нефтяных компаний будет в большей степени нивелирован увеличением фискальной нагрузки на сектор, на наш взгляд. В свете предстоящих президентских выборов (в марте 2012 г.) правительство ищет новые источники налоговых доходов для финансирования своей амбициозной социальной программы и вряд ли пойдет на сколько-нибудь значительные налоговые уступки. Ранее в этом году правительство, опираясь на более сильные цены на нефть, отменило налоговые льготы по экспортной пошлине на нефть для новых месторождений в Восточной Сибири и рассматривает возможность существенного увеличения налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) на природный газ в 2012-2014 гг. По этой причине российский нефтегазовый сектор останется во власти финансового бремени в ближайшем будущем. Таким образом, на наш взгляд, российский нефтяной сектор останется в фискальных «тисках» в ближайшем будущем.

Налоговые льготы по экспортной пошлине для новых добывающих месторождений Восточной Сибири отменены

Налоговые льготы по экспортной пошлине для Ванкорского месторождения Роснефти отменены в апреле. Начиная с 1 мая правительство отменило налоговые льготы по экспортной пошлине на сырую нефть для Ванкорского месторождения Роснефти. Ванкор, наряду с другими новыми месторождениями Восточной Сибири, был полностью освобожден от экспортной пошлины в 1П10. Во 2П10 эти налоговые каникулы были заменены специальной (более низкой) экспортной пошлиной на нефть (см. таблицу 7). Роснефть попросила продлить специальный режим экспортной пошлины для Ванкора, истекающий в апреле 2011 г., на два-три года. После отказа правительства это сделать, Роснефть пересмотрела прогноз по добыче Ванкора на 2011 г. в сторону понижения с 17.0 млн т нефти (~340 тыс барр/сутки) до 14.8 млн т (~300 тыс барр/сутки).

\$4 млрд налоговых льгот исчезли. В 2010 г. Роснефть получила около \$4 млрд налоговых льгот для Ванкорского месторождения, что составляет 20% EBITDA компании (см. таблицу 7). По нашей оценке, в 2011 г. экономия на налогах сократится до \$2.3 млрд. Помимо специальной экспортной пошлины, месторождение пользовалось льготами по НДПИ на нефть, действие которых также истечет к концу этого года. По нашей оценке, Ванкорское месторождение достигнет предельного для льгот по НДПИ объема добычи (накопленная добыча 25 млн т) в 3К11. В результате окончания действия всех налоговых льгот для Ванкорского месторождения показатели рентабельности Роснефти начнут ухудшаться начиная со 2П11. Это будет особенно заметно в 2012 г., когда, как ожидается, средняя цена на нефть Urals снизится до \$93/барр.

Верхнечонское месторождение ТНК-ВР Холдинга также потеряло налоговые льготы по экспортной пошлине. После отмены налоговых льгот по экспортной пошлине для Ванкорского месторождения Роснефти с 1 мая правительство РФ отозвало те же самые налоговые льготы для Верхнечонского месторождения ТНК-ВР Холдинга и Талаканского месторождения Сургутнефтегаза в Восточной Сибири. Ранее ТНК-ВР Холдинг рассчитывал, что особый налоговый режим по экспортной пошлине для Верхнечонского месторождения будет действовать на протяжении всего 2011 г. Теперь, по нашей оценке, экономия ТНК-ВР Холдинга на налогах в этом году будет меньше приблизительно на \$400 млн. По нашим расчетам, общая экономия компании на налогах для Верхнечонского месторождения составит приблизительно \$1 млрд в 2011 г. (см. таблицу 7). В отличие от Ванкора, налоговые льготы по НДПИ для Верхнечонского месторождения будут действовать до 2014 г., оказывая поддержку рентабельности компании.

Таблица 7. Налоговые льготы для новых месторождений Роснефти и ТНК-ВР Холдинга в Восточной Сибири (оценка)

	1К10	2К10	3К10	4К10	2010	1К11	2К11П	3К11П	4К11П	2011П	2012П	2013П	2014П	2015П
Цена на нефть Urals, \$/барр	75.2	76.7	75.6	85.2	78.2	102.0	114.2	104.0	95.0	103.8	93.0	91.0	91.0	95.0
Ставка НДС на нефть, \$/барр	13.0	13.5	13.1	14.5	13.5	17.9	21.7	20.1	18.2	19.5	18.2	18.7	18.7	19.6
Экспортная пошлина на нефть, \$/барр:														
Стандартная ставка	36.0	38.4	35.7	39.1	37.3	46.8	60.9	57.1	49.5	53.6	44.8	44.8	44.8	44.8
Специальная ставка для отдельных новых месторождений	-	-	11.5	14.2	-	18.4	28.2	-	-	-	-	-	-	-
РОСНЕФТЬ														
Добыча нефти на Ванкорском, млн т	2.9	3.2	3.3	3.3	12.7	3.4	3.6	3.8	4.0	14.8	18.5	25.0	25.0	25.0
накопленная, млн т	6.5	9.7	13.1	16.3		19.8	23.4	27.2	31.1		49.6	74.6	99.6	124.6
Экономия на налогах, \$ млн:														
НДПИ	272	320	318	349	1,260	452	574	238	0	1,264	0	0	0	0
Экспортная пошлина	753	914	589	601	2,857	714	288	0	0	1,002	0	0	0	0
Итого экономия на налогах, \$ млн	1,025	1,234	907	950	4,116	1,165	862	238	0	2,265	0	0	0	0
ТНК-ВР ХОЛДИНГ														
Добыча нефти на Верхнечонском, млн т	0.5	0.6	0.7	0.8	2.6	1.0	1.0	1.0	1.1	4.0	5.0	6.0	6.3	6.5
накопленная, млн т	2.0	2.6	3.3	4.1		5.1	6.0	7.0	8.1		13.1	19.1	25.3	31.8
Экономия на налогах, \$ млн:														
НДПИ	47	63	68	81	259	126	156	147	141	571	668	822	807	0
Экспортная пошлина	130	179	187	219	714	330	146	0	0	476	0	0	0	0
Итого экономия на налогах, \$ млн	177	241	255	300	973	456	302	147	141	1,047	668	822	807	0

Примечание: на основе сценария экспортной пошлины на сырую нефть «60-66» с 2012 г.

Источники: Bloomberg, данные компании, ИнфоТЭК, оценка ТКБ Капитал

На повестке дня – очередное повышение НДС на газ

Налоги также могут повыситься и для независимых производителей газа.

Традиционно налоговая нагрузка на российский газовый сектор была относительно низкой. Так, ставка НДС на природный газ не повышалась в 2006-2010 гг. (в среднем \$4.7/тыс куб м). На 2011 г. ставка НДС была повышена на 61% до \$8.4/тыс куб м и далее должна была расти с темпом инфляции (см. таблицу 8). Однако сейчас в рамках усилий по наращиванию налоговых доходов правительство рассматривает возможность повышения ставки НДС вдвое до \$22.5/тыс куб м к 2014 г. В настоящий момент позиция государства такова, что данное повышение налога коснется только Газпрома. Для независимых производителей газа ставка НДС по-прежнему должна расти с темпом инфляции в ближайшие годы. Однако мы не исключаем вероятности того, что правительство не устоит перед искушением увеличить налоговую нагрузку и для независимых игроков по мере того, как их вклад в добычу в стране будет увеличиваться.

Таблица 8. Динамика ставки налога на добычу полезных ископаемых (НДС) по газу в России

	2009	2010	2011	2012П		2013П		2014П	
				для независимых производителей	для Газпрома	для независимых производителей	для Газпрома	для независимых производителей	для Газпрома
руб./тыс куб м	147	147	237	251	480	265	600	284	635
год к году, %	0%	0%	61%	6%	103%	6%	25%	7%	6%
\$/тыс куб м	4.6	4.8	8.4	9.0	17.2	9.4	21.4	10.1	22.5
год к году, %	-22%	5%	73%	7%	105%	5%	24%	7%	5%

Источники: Интерфакс, Bloomberg, оценка ТКБ Капитал

Налоговые уступки, скорее всего, будут отсрочены

Введение налогообложения с привязкой к прибыли для новых месторождений может быть отложено. В контексте стремления правительства найти новые источники налоговых доходов, а также грядущих структурных изменений экспортных пошлин, которые должны ослабить налоговую нагрузку на добычу (рассматривается ниже), и сохранения сильных цен на нефть, введение долгожданного налогообложения с привязкой к прибыли для новых месторождений в России, вероятнее всего, будет отложено до после 2012 г. Кроме того, правительство, скорее всего, сначала протестирует особый налоговый режим на отдельных месторождениях, и, таким образом, переход на новое налогообложение всей отрасли может занять несколько лет. Наконец, на наш взгляд, результат структурных изменений экспортных пошлин может существенно повлиять на решение правительства в отношении налоговых льгот для новых месторождений как в ту, так и в другую сторону.

Нефтяные компании могут отложить инвестиционные решения по новым проектам. Сохраняющиеся сильные цены на нефть и тот факт, что, несмотря на огромную налоговую нагрузку в сегменте добычи, добыча нефти в России ушла в минус лишь однажды за последние несколько лет (см. таблицу 9), могут убедить правительство в правильности решения еще отсрочить налоговые льготы. В ответ российские нефтяные компании могут отложить инвестиционные решения по нескольким добывающим проектам. В частности, это относится к Роснефти, ТНК-ВР Холдингу и Газпром нефти, у которых в подвешенном состоянии находятся нескольких крупных проектов по разработке новых месторождений. Так, Роснефть аккумулировала значительные ресурсы вблизи маршрута трубопровода Восточная Сибирь-Тихий Океан (ВСТО), в то время как ТНК-ВР Холдинг и Газпром нефть владеют несколькими новыми месторождениями на Ямале.

Таблица 9. Российское производство нефти против налоговой нагрузки на добычу

	2006	2007	2008	2009	2010
Цена на нефть Urals, \$/барр	61.2	69.3	94.9	61.2	78.2
год к году, %		13.3%	36.8%	-35.5%	27.8%
Добыча нефти и конденсата в России, млн т	481	491	488	494	505
год к году, %		2.2%	-0.6%	1.2%	2.2%
Налоговые поступления от нефтяного сектора, \$ млрд	94	117	145	63	98
год к году, %		24.2%	24.0%	-56.5%	55.1%
% общих налоговых доходов	41%	38%	39%	27%	36%

Источники: Bloomberg, ИнфоТЭК, Федеральная налоговая служба, оценка ТКБ Капитал

Давление на российский сегмент переработки и розницы сохранится

Внутренние цены на нефтепродукты – под пристальным вниманием правительства. Рост цен на нефть и значительное повышение акцизов (которое российские нефтяные компании попытались переложить на потребителей) в 1П11 подстегнули внутренние цены на нефтепродукты, усилив опасения правительства. Правительство начало косвенно контролировать оптовые и розничные цены на нефтепродукты, ликвидировав тем самым ценовое преимущество на внутреннем рынке. Подобную картину можно было наблюдать в 1П11, когда внутренние цены на бензин совпали с экспортными нетбэками впервые за последние годы (см. таблицу 10). В результате российские нефтяные компании увеличили экспорт нефтепродуктов, что привело этой весной к дефициту бензина в нескольких российских регионах.

Таблица 10. Нетбэки по нефтепродуктам в России (оценка), \$/т

	1К10	2К10	3К10	4К10	1К11	2К11
Экспортная цена на бензин	727	732	699	794	919	1,078
- Экспортная пошлина	190	202	189	206	234	299
- Транспортные расходы	52	52	52	52	56	56
+ Акцизы	116	114	113	113	190	203
Нетбэк по бензину	601	592	571	649	818	926
Внутренняя цена на бензин (вкл. акциз)	711	756	775	772	823	877
% от нетбэка	118%	128%	136%	119%	101%	95%
Экспортная цена на дизтопливо	640	677	625	751	862	947
- Экспортная пошлина	190	202	189	206	234	299
- Транспортные расходы	50	50	50	50	54	54
+ Акцизы	40	39	39	39	85	89
Нетбэки по дизтопливу	439	464	425	534	659	682
Внутренняя цена на дизтопливо (вкл. акциз)	490	535	601	525	650	722
% от нетбэка	111%	115%	141%	98%	99%	106%
Экспортная цена на мазут	447	442	433	468	559	632
- Экспортная пошлина	102	109	102	111	151	198
- Транспортные расходы	65	65	65	65	70	70
+ Акцизы	0	0	0	0	0	0
Нетбэк по мазуту	279	268	266	293	337	364
Внутренняя цена на мазут	299	282	277	307	313	331
% от нетбэка	107%	105%	104%	105%	93%	91%

Источники: Bloomberg, ИнфоТЭК, оценка ТКБ Капитал

Повышение акцизов способствовало дефициту бензина. На наш взгляд, одной из главных причин дефицита бензина в России в 1П11 было повышение акцизов. В конце 2010 г. правительство приняло решение значительно повысить акцизы на нефтепродукты с 1 января 2011 г. (см. таблицу 11). Российские переработчики попытались переложить повышение налога на потребителей, но власти оказывали давление на компании, чтобы сдержать рост цен. Другим фактором, который мог повлечь дефицит, стало введение в России топливных стандартов «Евро-3» начиная с 1 января 2011 г. Не все НПЗ были готовы к переходу на новые топливные стандарты и поэтому направили на экспорт те объемы бензина, которые могли быть реализованы на внутреннем рынке.

Таблица 11. Акцизы на нефтепродукты в России, \$/т

	2010	2011	Год к году, %	2012	Год к году, %	2013	Год к году, %
Бензин							
Класс-4 и 5	131	182	38%	244	34%	305	25%
Класс-3	114	201	76%	264	32%	326	23%
Ниже класса-3	96	212	120%	277	30%	339	22%
Дизельное топливо							
Класс-4 и 5	39	79	103%	128	60%	176	38%
Класс-3	39	88	125%	147	67%	185	26%
Ниже класса-3	39	97	149%	147	51%	196	33%
Прямогонный бензин	87	215	146%	280	30%	342	22%
Смазочные материалы	97	166	70%	217	31%	267	23%

Источники: Oil&Gas Journal, ИнфоТЭК, ТКБ Капитал

Была введена ограничительно высокая экспортная пошлина на бензин. Для решения проблемы дефицита в мае правительство РФ повысило экспортную пошлину на бензин с 67% до 90% от экспортной пошлины на нефть (см. таблицу 12). В то время как продолжительность данной инициативы не была определена, мы полагаем, что государство продолжит ограничивать экспорт социально важных нефтепродуктов, таких как бензин и дизельное топливо, а также косвенно контролировать внутренние оптовые и розничные цены на нефтепродукты по меньшей мере еще один год во избежание дефицита на внутреннем рынке. Таким образом, российским нефтяным компаниям придется заплатить не только за высокие акцизы, но также за скачки цен на нефть (если такие будут).

Таблица 12. Экспортные пошлины на нефть и нефтепродукты в России в 2011 году

	Янв.	Фев.	Март	Апр.	Май	Июнь
Цена на нефть Urals, \$/барр	94	101	111	119	111	112
Экспортная пошлина на нефть, \$/т	318	347	365	424	454	464
Экспортные пошлины на нефтепродукты, \$/т:						
Бензин	226	232	245	284	408	416
% от экспортной пошлины на нефть	71%	67%	67%	67%	90%	90%
Другие легкие и средние дистилляты	226	232	245	284	304	340
% от экспортной пошлины на нефть	71%	67%	67%	67%	67%	67%
Тяжелые дистилляты	122	162	170	198	212	216
% от экспортной пошлины на нефть	38%	47%	47%	47%	47%	47%

Источники: Интерфакс, ИнфоТЭК, оценка ТКБ Капитал

Структурные изменения налогов еще больше ухудшат экономику переработки

Ожидается введение структурных изменений экспортных пошлин. Мы по-прежнему ожидаем, что структурные изменения экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты, направленные на смещение налоговой нагрузки из сегмента добычи в сегмент переработки и сбыта, будут введены в ближайшем будущем. Данные налоговые изменения должны улучшить рентабельность добычи и дестимулировать производство и экспорт тяжелых дистиллятов, таких как мазут. Это должно привести к закрытию многочисленных небольших НПЗ, которые производят главным образом мазут и остаются рентабельными только благодаря существующей разнице в экспортных пошлинах. Большая часть мазута экспортируется из России: по нашей оценке, внутренний рынок потребляет 15%-30% производимого мазута. Российская электроэнергетика работает на более дешевом природном газе и угле. Доля мазута в сырье для теплоэлектростанций составляет примерно 2% и, согласно прогнозам, сохранится на этом уровне.

Базовый сценарий «60-66». Правительство в данный момент рассматривает несколько сценариев изменений экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты. Базовым является сценарий «60-66», который предусматривает:

- **Сокращение экспортной пошлины на нефть.** По сценарию «60-66» мультипликатор в формуле расчета экспортной пошлины будет изменен с 65 до 60 (см. формулу внизу). Это приведет к снижению прогнозной экспортной пошлины на нефть и увеличению внутренней цены на нефть в среднем на \$3.4/барр в 2012-2013 гг. (см таблицу 13).

Формула экспортной пошлины на нефть при цене на нефть Urals выше \$25/барр, \$/барр	
Действующая	По сценарию «60-66»
[Цена на Urals – 25] x 0.65 + 4	[Цена на Urals – 25] x 0.60 + 4

- **Увеличение экспортных пошлин на нефтепродукты.** По сценарию «60-66» экспортные пошлины на все нефтепродукты должны быть установлены на уровне 66% от экспортной пошлины на нефть (против текущих 70% легких/средних дистиллятов и 40% – для тяжелых). По нашей оценке, в результате прогнозная экспортная пошлина на мазут – основной продукт российских НПЗ, доля которого в экспортной корзине составляет порядка 50%, – увеличится в среднем на \$17/т в 2012-2013 гг. (см. таблицу 13). Внутренние цены на мазут должны уменьшиться на ту же величину.

Самый радикальный сценарий может значительно снизить рентабельность переработки в России. Еще один рассматриваемый сценарий – «55-86» – предполагает более серьезное влияние на рентабельность переработки. По аналогии, он подразумевает изменение мультипликатора в формуле экспортной пошлины на нефть с 65 до 55 и установление экспортных пошлин на нефтепродукты на уровне 86% от экспортной пошлины на нефть. Это приведет к сокращению прогнозной экспортной пошлины (росту внутренней цены) на нефть в среднем примерно на \$7/барр и увеличению экспортной пошлины (снижению внутренней цены) на мазут приблизительно на \$60/т в 2012-2013 гг. (см. таблицу 13). Однако мы сомневаемся, что сценарий «55-86» будет принят, поскольку он требует более высокого темпа роста добычи нефти в России в ближайшей перспективе для компенсации упущенных налоговых доходов и может привести к сокращению объемов переработки, создавая дефицит на нефтепродукты.

Сценарий «55-86» может привести к дефициту нефтепродуктов на внутреннем рынке. По нашим расчетам, исходя из макроэкономических предпосылок Министерства экономического развития, сценарий «55-86» требует более высокого темпа роста добычи нефти в России в ближайшей перспективе (в среднем на 3.4% в год в 2012-2013 гг.), чтобы компенсировать потери налоговых доходов в результате снижения экспортной пошлины на нефть (см. таблицу 14). Кроме того, что более важно, такая политика может привести к сокращению объемов переработки в России, создавая дефицит бензина и дизельного топлива на внутреннем рынке. Российские нефтяные компании могут отреагировать на сценарий «55-86», который значительно ухудшает рентабельность переработки, сокращением объемов переработки. По нашей оценке, модернизация НПЗ с целью адаптации продуктовой корзины и повышения выходов светлых нефтепродуктов занимает 3-5 лет и требует значительных инвестиций.

Третий сценарий совмещает сценарии «60-66» и «55-86». Есть так же третий вариант, который основан на сценарии «60-66» при цене на нефть Urals ниже или равной \$90/барр. При цене на нефть выше \$90/барр каждый дополнительный доллар облагается пошлиной по сценарию «55-86» (см. формулу внизу). Согласно нашему текущему прогнозу цен на нефть (средняя цена на нефть Urals на уровне \$93/барр в 2012 г. и \$91/барр в 2013 г.), этот сценарий предполагает, что экспортные пошлины на нефтепродукты составят 67% от экспортной пошлины на нефть в 2012-2013 гг. (см. таблицу 13). Таким образом, результат будет аналогичен тому, что предполагается сценарием «60-66». Однако при более высоких ценах на нефть этот сценарий спровоцирует гораздо более значительное повышение экспортной пошлины на мазут, значительно ухудшая рентабельность переработки. В настоящее время мы моделируем, что с 2012 г. будет введен сценарий «60-66».

Экспортная пошлина	Цена на нефть Urals \$90/барр и ниже, \$/барр	Цена на нефть Urals выше \$90/барр, \$/барр
Сырая нефть	$[цена на нефть Urals - 25] \times 0.60 + 4$	$42.8 + 55\% \times [цена на нефть Urals - 90]$
Нефтепродукты	$66\% \times ([цена на нефть Urals - 25] \times 0.60 + 4)$	$28.3 + 47.3\% \times [цена на нефть Urals - 90]$

Таблица 13. Сценарии экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты в России

				Текущий сценарий			Сценарий «60-66»			Сценарий «55-86»			Сценарий «60-66-55-86»		
	'08	'09	'10	'11П	'12П	'13П	'11П	'12П	'13П	'11П	'12П	'13П	'11П	'12П	'13П
\$/барр															
Цена на нефть Urals	94.9	61.2	78.2	103.8	93.0	91.0	103.8	93.0	91.0	103.8	93.0	91.0	103.8	93.0	91.0
Экспорт. пошлина	48.5	24.5	37.3	56.0	48.2	46.9	56.0	44.8	43.6	56.0	41.4	40.3	56.0	44.5	43.4
Транспорт. расходы	4.2	4.4	5.9	6.3	6.8	7.3	6.3	6.8	7.3	6.3	6.8	7.3	6.3	6.8	7.3
Нетбэк на нефть	42.2	32.3	35.0	41.5	38.0	36.8	41.5	41.4	40.1	41.5	44.8	43.4	41.5	41.8	40.4
Рост (снижение) внутр. цены на нефть (по сравнению с текущим сценарием), \$/барр							0.0 3.4 3.3			0.0 6.8 6.6			0.0 3.8 3.6		
\$/т															
Экспорт. цена:															
Бензин	842	590	738	962	868	850	962	868	850	962	868	850	962	868	850
Дизельное топливо	934	555	673	876	788	772	876	788	772	876	788	772	876	788	772
Мазут	473	354	447	574	517	507	574	517	507	574	517	507	574	517	507
Экспорт. цена (корзина)	706	461	569	737	664	650	737	664	650	737	664	650	737	664	650
Минус экспорт. пошлина:															
Бензин*	252	133	197	275	226	206	275	217	211	275	261	254	275	218	211
Дизельное топливо	252	133	197	275	226	206	275	217	211	275	261	254	275	218	211
Мазут	136	72	106	193	187	206	193	217	211	193	261	254	193	218	211
Экспорт. пошлина (корзина)	196	104	153	236	207	206	236	217	211	236	261	254	236	218	211
Минус транспорт. расходы:															
Бензин	38	40	52	56	61	65	56	61	65	56	61	65	56	61	65
Дизельное топливо	36	38	50	54	58	63	54	58	63	54	58	63	54	58	63
Мазут	46	48	63	68	73	79	68	73	79	68	73	79	68	73	79
Транспорт. расходы (корзина)	41	43	57	61	66	70	61	66	70	61	66	70	61	66	70
Нетбэк:															
Бензин	553	417	489	631	581	578	631	590	574	631	546	531	631	589	574
Дизельное топливо	646	384	426	547	504	503	547	513	498	547	469	455	547	512	498
Мазут	292	235	278	313	257	222	313	227	217	313	183	174	313	226	217
Нетбэк (корзина)	469	315	360	441	391	373	441	381	369	441	337	326	441	380	369
Рост (снижение) внутр. цен на нефтепродукты (по сравнению с текущим сценарием):															
Бензин							0 9 (5)			0 (35) (48)			0 8 (5)		
Дизельное топливо							0 9 (5)			0 (35) (48)			0 8 (5)		
Мазут							0 (29) (5)			0 (74) (48)			0 (31) (5)		
Рост (снижение) внутр. цен на нефтепродукты (по сравнению с текущим сценарием) (корзина), \$/т							0 (9) (5)			0 (54) (48)			0 (10) (5)		

* Предполагая отсутствие запретительно высокой экспортной пошлины
 Источники: Bloomberg, ИнфоТЭК, Интерфакс, оценка ТКБ Капитала

Таблица 14. Влияние изменений экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты на налоговые доходы

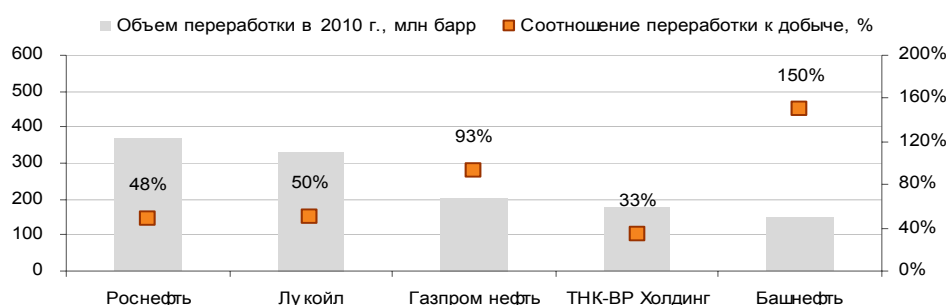
				Текущий сценарий			Сценарий «60-66»			Сценарий «55-86»			Сценарий «60-66-55-86»		
	'08	'09	'10	'11П	'12П	'13П	'11П	'12П	'13П	'11П	'12П	'13П	'11П	'12П	'13П
Прогноз Минэкономразвития(базовый):															
Цена на нефть Urals, \$/барр	94.9	61.2	78.2	105.0	93.0	95.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Добыча нефти, млн т	488	494	505	505	505	505	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Экспорт нефти, млн т	243	248	250	242	241	240	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Переработка/хранение, млн т	245	247	255	263	264	265	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Экспорт нефтепродуктов, млн т	118	125	133	134	134	134	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Экспорт. пошлина на нефть, \$/барр	48.5	24.5	37.3	56.0	48.2	49.5	56.0	44.8	46.0	56.0	41.4	42.5	56.0	44.5	45.6
Экспорт. пошлина на нефть, \$ млрд	71.7	37.9	55.1	99.3	85.1	87.1	99.3	79.1	80.9	99.3	73.1	74.8	99.3	78.5	80.1
Измен-ие в налог. поступлениях (по сравнению с текущим сценарием), \$ млрд							0.0 (6.0) (6.2)			0.0 (12.0) (12.3)			0.0 (6.6) (6.9)		
Экспорт. пошлины на нефтепродукты, \$/т:															
Легкие/средние дистилляты	252	133	197	275	226	218	275	217	223	275	261	268	275	218	225
% от экспортной пошлины на нефть	71%	74%	72%	67%	64%	60%	67%	66%	66%	67%	86%	86%	67%	67%	67%
Тяжелые дистилляты	136	72	106	193	187	218	193	217	223	193	261	268	193	218	225
% от экспортной пошлины на нефть	38%	40%	39%	47%	53%	60%	47%	66%	66%	47%	86%	86%	47%	67%	67%
Средняя экспортная пошлина (корзина)	196	104	153	236	207	218	236	217	223	236	261	268	236	218	225
% от экспортной пошлины на нефть	55%	58%	56%	57%	59%	60%	57%	66%	66%	57%	86%	86%	57%	67%	67%
Экспорт. пошлины на нефтепродукты, \$ млрд	21.0	11.9	19.9	31.5	27.8	29.2	31.5	29.0	29.8	31.5	35.0	35.9	31.5	29.2	30.1
Измен-ие в налог. поступлениях (по сравнению с текущим сценарием), \$ млрд							0.0 1.2 0.6			0.0 7.2 6.7			0.0 1.4 0.9		
Итого измен-ие в налог. поступлениях (по сравнению с текущим сценарием), \$ млрд							0.0 (4.8) (5.5)			0.0 (4.8) (5.6)			0.0 (5.2) (6.0)		
Требуемый дополнительный объем добычи и экспорта нефти, млн т							0.0 14.5 16.3			0.0 15.9 17.9			0.0 16.0 18.0		
Предполагаемый рост добычи нефти в России, % год к году							0.0% 0.0% 0.0%			0.0% 2.9% 3.2%			0.0% 3.2% 3.6%		

Источник: Bloomberg, ИнфоТЭК, Министерство экономического развития, оценка ТКБ Капитал

Влияние ухудшающейся рентабельности переработки и розницы в России на отдельных игроков существенно

Рентабельность внутренних продаж и экспорта под давлением. На наш взгляд, рынок недооценивает влияние ухудшающейся рентабельности российской переработки и розницы на отдельных игроков с сильным уклоном в переработку. Сейчас российские переработчики сталкиваются с угрозой как со стороны продаж на внутреннем рынке (контроль над ценами, невозможность переложить высокие акцизы на потребителей), так и со стороны экспорта (более высокие экспортные пошлины на нефтепродукты по сценарию «60-66»). Наконец, рентабельность переработки в России должна ухудшиться в результате роста внутренних цен на нефть (сценарий «60-66»). Данные изменения в рыночной конъюнктуре главным образом повлияют на Газпром нефть и Башнефть – высокое соотношение переработки к добыче (см. график 15) и делает их более уязвимыми к колебаниям экспортных пошлин и другим факторам (см. таблицу 16).

График 15. Степень уклона в переработку российских нефтяных компаний (оценка)



Источники: данные компаний, ИнфоТЭК, оценка ТКБ Капитал

Зависимость Башнефти от закупок нефти у третьих лиц должна снизиться. Башнефть особенно чувствительна к структурным изменениям экспортных пошлин в связи с тем, что у компании недостаточно собственной добычи для загрузки заводов и она закупает значительные объемы нефти у третьих лиц на внутреннем рынке (примерно 11 млн т или 80 млн барр в год). Таким образом, одно только повышение внутренней цены на нефть на \$3.5/барр по сценарию «60-66» приведет к снижению показателя EBITDA Башнефти примерно на \$280 млн в год. Тем не менее, ее зависимость от закупок нефти у третьих сторон должна снизиться уже в среднесрочной перспективе, поскольку компания, как ожидается, запустит свои новые месторождения Требс и Титова. Другой положительный момент состоит в том, что более совершенная продуктовая корзина Башнефти и Газпром нефти с высокой долей легких дистиллятов поможет нивелировать негативное влияние.

ТНК-ВР Холдинг выигрывает при всех сценариях. По нашим расчетам, сценарий «60-66» (который, как мы полагаем, будет введен с 2012 г.) будет выгоден компаниям, у которых добыча нефти в России стагнирует или растет, а объем добываемой нефти значительно превышает объем переработки, – таким как ТНК-ВР Холдинг и Роснефть (см. таблицу 16). Для ТНК-ВР Холдинга мы моделируем, что компания начнет коммерческую добычу на своих новых ямальских месторождениях около 2015 г. В среднесрочной перспективе производство компании поддержат два относительно новых центра добычи – Уват (Западная Сибирь) и Верхнечонск (Восточная Сибирь). По аналогии добыча нефти Роснефти в ближайшие годы будет расти за счет нового месторождения Ванкор в Восточной Сибири. Что касается Лукойла, то позитивный эффект от структурных изменений в экспортных пошлинах на компанию будет не столь ощутимым, поскольку добыча нефти Лукойла в России снижается ускоряющимися темпами.

Таблица 16. Чувствительность целевой цены к структурным изменениям экспортных пошлин, \$/т

	Статус кво	Сценарий «60-66»	Разница со статус кво	Сценарий «55-86» (простой)	Разница со статус кво	Сценарий «60-66-55-86»	Разница со статус кво
Роснефть	8.7	9.5	10%	8.5	-2%	9.5	9%
Лукойл	65	69	6%	57	-12%	68	4%
ТНК-ВР Холдинг	3.0	3.5	18%	3.3	11%	3.6	19%
Газпром нефть	4.2	4.0	-4%	2.1	-51%	3.8	-9%
Башнефть	63	57	-9%	28	-55%	54	-15%

Примечания: в данном случае показатель EBITDA рассчитывается как выручка минус операционные расходы (искл. амортизацию)

Источник: оценка ТКБ Капитал

Рост транспортных тарифов и внутренних цен на газ может замедлиться в 2012-2014 гг.

Транспортные тарифы могут расти вместе с инфляцией в ближайшие годы. С целью ослабления инфляционного давления правительство также рассматривает возможность ограничения роста тарифов естественных монополий (таких, как Транснефть и Газпром) в 2012-2014 гг. до уровня темпа инфляции. Таким образом, мы ожидаем, что российские нефтяные компании извлекут пользу из более скромного роста транспортных тарифов на нефть и нефтепродукты в ближайшие годы. За последние годы тарифы Транснефти росли двухзначными темпами. Например, в 2009-2010 гг., средний тариф на транспортировку нефти по трубопроводу с месторождений Юганскнефтегаза в Западной Сибири до Приморска – основного торгового порта России на Балтийском море – увеличивался в среднем примерно на 20% в год (в рублевом выражении).

Внутренние цены на газ под давлением. Тем временем газовый бизнес российских игроков будет под давлением в связи с ожидаемым замедлением роста внутренних цен на газ. Согласно заявлениям Федеральной службы по тарифам (ФСТ) и других правительственных органов, регулируемые внутренние цены на газ для промышленных потребителей могут быть увеличены приблизительно на 7% (против ожидаемых ранее 15%) в 2012 г. (см. таблицу 17). Для населения рост средних тарифов на газ в 2012 г. может составить 15% против прогнозируемых ранее 19%. По нашему мнению, это может подтолкнуть крупных газовых игроков с агрессивными планами по добыче в среднесрочной перспективе (например, ТНК-ВР Холдинг) соответственно изменить график своих программ по разработке.

Таблица 17. Прогноз Газпрома по росту регулируемых внутренних цен на газ (в рублевом выражении)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011П	2012П	2013П
Промышленные потребители	11%	15%	26%	16%	27%	15%	15%	15%
Население	16%	15%	25%	15%	27%	17%	19%	15%

Примечание: для промышленных потребителей после 2015 г. ожидается либерализация цен, для домовладений цены по-прежнему будут регулироваться государством

Источники: данные компании

Изменения целевых цен

Мы рекомендуем ДЕРЖАТЬ акции российских нефтяных компаний. Снижающаяся рентабельность переработки и сбыта в России, возможная отсрочка введения налоговых льгот для новых месторождений и увеличение фискальной нагрузки на газовый сектор побуждают нас рекомендовать ДЕРЖАТЬ акции российских нефтяных бумаг под покрытием. На наш взгляд, пересмотренного прогноза цен на нефть, некоторого повышения рентабельности добычи в результате структурных изменений налогов и замедления темпов роста транспортных тарифов недостаточно, чтобы нивелировать воздействие перечисленных выше факторов. Мы включили новые макроэкономические, финансовые и операционные предпосылки в ДДП-моделей для нефтяных компаний (см. таблицу 18) и рекомендуем инвесторам ДЕРЖАТЬ акции Роснефти, Лукойла, ТНК-ВР Холдинга, Газпром нефти и Башнефти (см. таблицу 1).

Следите за маржой российской переработки и розницы и рассмотрите игроков с новыми месторождениями. На наш взгляд, одним из основных факторов, влияющих на прибыль российских нефтяных компаний в этом году, является изменение рентабельности переработки и сбыта в результате административных или финансовых мер правительства в 1П11. Таким образом, финансовая отчетность компаний за 2К11 будет более репрезентативна в отношении их результатов в следующие 12 месяцев и может привести к переоценке их акций. Другим фактором, который может изменить настроение инвесторов к российским нефтяным бумагам, является прогресс в принятии специального налогообложения для новых месторождений и инвестиционные решения по новым проектам в добыче. Это может привести к переоценке акций компаний с большим портфелем проектов, на которые будут распространяться налоговые льготы, – Роснефть, ТНК-ВР Холдинг и Газпром нефть. В настоящий момент в оценке компаний мы учитываем лишь ограниченное количество подобных проектов, применяя мультипликатор на запасы (\$1.5/барр н.э.).

Таблица 18. Пересмотр прогноза финансовых показателей – резюме

	2011П			2012П			2013П		
	Старый	Новый	Изм., %	Старый	Новый	Изм., %	Старый	Новый	Изм., %
Роснефть									
Выручка	77,200	82,617	7.0%	76,165	78,757	3.4%	79,138	82,727	4.5%
ЕВИТДА	20,186	20,407	1.1%	17,394	16,799	-3.4%	17,969	17,931	-0.2%
Чистая прибыль	11,456	11,484	0.2%	9,252	8,918	-3.6%	9,681	9,540	-1.5%
Лукойл									
Выручка	120,604	118,805	-1.5%	116,921	107,315	-8.2%	119,708	105,794	-11.6%
ЕВИТДА	16,606	18,480	11.3%	16,426	16,449	0.1%	15,685	16,264	3.7%
Чистая прибыль	9,671	11,099	14.8%	9,756	9,645	-1.1%	9,334	9,450	1.2%
ТНК-ВР Холдинг									
Выручка	46,827	54,357	16.1%	46,032	50,803	10.4%	48,194	50,982	5.8%
ЕВИТДА	11,150	11,474	2.9%	9,800	9,714	-0.9%	9,489	9,648	1.7%
Чистая прибыль	6,968	7,369	5.8%	5,786	5,985	3.4%	5,414	5,946	9.8%
Газпром нефть									
Выручка	38,334	40,106	4.6%	37,600	38,107	1.3%	39,214	38,972	-0.6%
ЕВИТДА	7,442	8,757	17.7%	7,492	7,349	-1.9%	7,820	6,409	-18.0%
Чистая прибыль	4,320	4,428	2.5%	4,260	3,354	-21.3%	4,479	3,545	-20.8%
Башнефть									
Выручка	16,310	16,827	3.2%	16,529	16,803	1.7%	17,759	17,346	-2.3%
ЕВИТДА	3,199	2,784	-13.0%	2,977	2,629	-11.7%	3,028	2,857	-5.6%
Чистая прибыль	1,477	1,153	-21.9%	1,316	1,019	-22.6%	1,349	1,155	-14.3%

Источник: оценка ТКБ Капитал

Роснефть – финансовый профиль

	2010	2011П	2012П	2013П	2014П	2015П		2010	2011E	2012E	2013E	2014E	2015E
Добыча нефти (конс.), млн барр	779	795	820	864	863	861	Операционный денежный поток	15,172	18,204	15,028	15,243	16,157	16,656
Добыча углеводородов (конс.), млн барр н.э.	856	887	898	948	953	952	Капзатраты	(9,089)	(10,901)	(10,018)	(9,883)	(8,476)	(8,098)
Объем переработки (конс.), млн барр	371	366	371	427	427	427	Приобретения	(552)	(1,600)	0	0	0	0
Переработка к добыче в России, %	48%	46%	45%	49%	49%	50%	Прочее	(2,798)	(1,751)	0	0	0	0
							Инвестиционный денежный поток	(12,439)	(14,252)	(10,018)	(9,883)	(8,476)	(8,098)
Сред. цена на нефть Urals, \$/барр	78.2	103.8	93.0	91.0	91.0	95.0	Дивиденды	(741)	(1,241)	(1,508)	(1,799)	(2,152)	(2,591)
Сред. ставка НДС на нефть, \$/барр	13.5	19.5	18.2	18.7	18.7	19.6	Прочее	183	(2,915)	(2,226)	(2,871)	(2,996)	(4,916)
Сред. экспортная пошлина на нефть, \$/барр	37.3	53.6	44.8	43.6	43.6	46.0	Финансовый денежный поток	(558)	(4,155)	(3,734)	(4,671)	(5,148)	(7,507)
							Увеличение (уменьш-ие) денеж. средств	2,175	(202)	1,276	689	2,534	1,051
Выручка	63,047	82,617	78,757	82,727	82,852	86,247	Денеж. средства и их эквиваленты	10,998	13,012	14,288	14,977	17,511	18,562
Операционные затраты	(43,844)	(62,211)	(61,958)	(64,796)	(64,667)	(66,922)	Дебиторская задолженность	7,512	8,355	7,943	8,366	8,379	8,722
Амортизация, прочее	(5,704)	(5,954)	(5,996)	(6,455)	(6,457)	(6,471)	Товарно-материальные запасы	2,111	2,685	2,560	2,689	2,693	2,803
ЕБИТДА	19,203	20,407	16,799	17,931	18,185	19,325	Основные средства	61,190	66,236	70,257	77,036	82,406	87,384
ЕБИТ	13,499	14,453	10,803	11,475	11,728	12,854	Прочее	12,018	11,889	12,281	12,683	12,696	13,040
Чистый процентный доход (платеж)	(33)	204	259	366	488	613	Итого активы	93,829	102,177	107,328	115,751	123,684	130,510
Прочая прибыль (убыток)	(150)	106	255	265	266	280	Кредиторская задолженность	3,861	4,871	4,631	4,878	4,885	5,085
Прибыль до налога на прибыль	13,316	14,763	11,317	12,106	12,482	13,747	Краткосрочный долг	5,498	5,424	5,549	5,678	5,682	3,766
Налог на прибыль	(2,644)	(3,105)	(2,263)	(2,421)	(2,496)	(2,749)	Долгосрочный долг	18,057	15,237	12,886	9,886	6,886	3,886
Доля меньшинства	(272)	(174)	(136)	(145)	(149)	(165)	Прочее	10,909	12,403	12,730	12,552	12,554	12,619
Чистая прибыль	10,400	11,484	8,918	9,540	9,836	10,833	Неконтролирующие доли	969	1,075	1,211	1,356	1,505	1,670
							Акционерный капитал	54,535	63,166	70,321	81,401	92,171	103,484
							Итого пассивы и акционер. капитал	93,829	102,177	107,328	115,751	123,684	130,510
Прибыль на акцию, \$/акция	1.08	1.20	0.93	0.99	1.02	1.13	Доходность FCF, %	7%	7%	5%	6%	8%	9%
Дивиденд на акцию, \$/акция	0.09	0.12	0.14	0.17	0.20	0.24	Капзатраты/Амортизация, %	159%	183%	167%	153%	131%	125%
Дивидендная доходность (обыкн.), %	1.1%	1.4%	1.7%	2.0%	2.4%	2.9%	Коэффициент реинвестирования, %	84%	94%	116%	108%	90%	79%
							Покрытие дивидендов FCF	20.5	14.7	10.0	8.5	7.5	6.4
Рост добычи нефти, %	7%	2%	3%	5%	0%	0%	Оборачиваемость активов	0.7	0.8	0.7	0.7	0.7	0.7
Рост добычи углеводородов, %	6%	4%	1%	6%	0%	0%	Долг/Акционерный капитал	0.4	0.3	0.3	0.2	0.1	0.1
Рост объема переработки, %	1%	-2%	1%	15%	0%	0%	Долг/ЕБИТДА	1.2	1.0	1.1	0.9	0.7	0.4
							Покрытие процент. платежей ЕБИТ	23.3	30.1	22.5	26.8	32.4	44.0
Рост цены на нефть Urals, %	28%	33%	-10%	-2%	0%	4%	СРОIC, %	8%	8%	6%	7%	10%	11%
Рост выручки, %	35%	31%	-5%	5%	0%	4%	СРОIC/WACC (X)	0.7	0.7	0.6	0.6	0.9	1.0
Рост ЕБИТДА, %	42%	6%	-18%	7%	1%	6%	РОIC, %	14%	15%	11%	12%	12%	14%
Рост чистой прибыли, %	60%	10%	-22%	7%	3%	10%	РОIC/WACC (X)	1.3	1.4	1.0	1.1	1.1	1.2
Рост прибыли на акцию, %	76%	10%	-22%	7%	3%	10%							
Рост дивиденда на акцию, %	26%	29%	22%	19%	20%	20%	EV/DACF (X)	6.8	5.6	6.8	6.7	6.3	6.1
							EV/Выручка (X)	1.6	1.2	1.3	1.2	1.2	1.2
							EV/ЕБИТДА (X)	5.2	4.9	5.9	5.6	5.5	5.2
Рентабельность по ЕБИТДА, %	30%	25%	21%	22%	22%	22%	P/E (X)	8.6	7.8	10.1	9.4	9.1	8.3
Рентабельность по ЕБИТ, %	21%	17%	14%	14%	14%	15%	EV/FCFF (X)	15.9	16.1	20.3	18.3	13.6	11.9
Чистая рентабельность, %	16%	14%	11%	12%	12%	13%	P/BV	1.6	1.4	1.3	1.1	1.0	0.9

Лукойл – финансовый профиль

	2010	2011П	2012П	2013П	2014П	2015П		2010	2011П	2012П	2013П	2014П	2015П
Добыча нефти (конс.), млн барр	681	651	627	609	595	575	Операционный денежный поток	13,541	14,346	13,906	13,097	13,128	13,542
Добыча углеводородов (конс.), млн барр н.э.	817	784	766	749	736	717	Капзатраты	(6,611)	(7,495)	(7,947)	(8,579)	(8,317)	(8,109)
Объем переработки (конс.), млн барр	403	394	395	395	395	395	Приобретения	(932)	(1,778)	0	0	0	0
Переработка к добыче в России, %	50%	53%	55%	57%	59%	61%	Прочее	247	34	0	0	0	0
							Инвестиционный денежный поток	(7,296)	(9,239)	(7,947)	(8,579)	(8,317)	(8,109)
Сред. цена на нефть Urals, \$/барр	78.2	103.8	93.0	91.0	91.0	95.0	Дивиденды	(1,556)	(2,039)	(1,731)	(1,736)	(1,758)	(1,904)
Сред. ставка НДС на нефть, \$/барр	13.5	19.5	18.2	18.7	18.7	19.6	Прочее	(4,590)	(1,571)	(1,732)	(459)	(1,264)	(1,770)
Сред. экспортная пошлина на нефть, \$/барр	37.3	53.6	44.8	43.6	43.6	46.0	Финансовый денежный поток	(6,146)	(3,611)	(3,463)	(2,195)	(3,022)	(3,675)
							Увеличение (уменьш-ие) денеж. средств	99	1,497	2,496	2,322	1,789	1,759
Выручка	104,956	118,805	107,315	105,794	105,147	108,114	Денеж. средства и их эквиваленты	2,536	4,174	6,590	8,913	10,702	12,461
Операционные затраты	(89,269)	(101,179)	(91,398)	(90,054)	(89,332)	(91,486)	Дебиторская задолженность	8,219	8,799	7,926	7,835	7,787	8,007
Амортизация, прочее	(4,154)	(4,320)	(4,205)	(4,170)	(4,138)	(4,058)	Товарно-материальные запасы	6,231	6,915	6,246	6,158	6,120	6,293
ЕБИТДА	16,049	18,480	16,449	16,264	16,331	17,146	Основные средства	54,629	57,717	61,458	65,867	70,046	74,096
ЕБИТ	11,533	13,306	11,712	11,570	11,677	12,570	Прочее	12,402	14,698	14,670	14,573	14,532	14,721
Чистый процентный доход (платеж)	(538)	(503)	(437)	(253)	(202)	(100)	Итого активы	84,017	92,302	96,890	103,345	109,186	115,577
Прочая прибыль (убыток)	475	859	868	639	633	644	Кредиторская задолженность	5,607	6,224	5,606	5,542	5,508	5,663
Прибыль до налога на прибыль	11,470	13,663	12,143	11,956	12,108	13,113	Краткосрочный долг	2,125	2,372	1,090	1,891	2,415	875
Налог на прибыль	(2,351)	(2,558)	(2,384)	(2,391)	(2,422)	(2,623)	Долгосрочный долг	9,069	7,250	6,800	5,540	3,752	3,522
Доля меньшинства	(113)	(6)	(114)	(115)	(116)	(126)	Прочее	7,608	8,843	8,839	8,824	8,818	8,847
Чистая прибыль	9,006	11,099	9,645	9,450	9,570	10,365	Неконтролирующие доли	411	418	533	647	764	889
							Акционерный капитал	59,197	67,196	74,023	80,901	87,930	95,781
							Итого пассивы и акционер. капитал	84,017	92,302	96,890	103,345	109,186	115,577
Прибыль на акцию, \$/акция	10.84	13.05	11.08	11.11	11.25	12.19	Доходность FCF, %	9%	14%	13%	10%	10%	12%
Дивиденд на акцию, \$/акция	1.94	2.61	2.22	2.22	2.25	2.44	Капзатраты/Амортизация, %	159%	173%	189%	206%	201%	200%
Дивидендная доходность (обыкн.), %	3.0%	4.1%	3.5%	3.5%	3.5%	3.8%	Коэффициент реинвестирования, %	72%	70%	85%	93%	89%	81%
							Покрытие дивидендов FCF	8.7	7.0	8.0	7.5	7.5	7.1
Рост добычи нефти, %	-2.3%	-4.4%	-3.7%	-2.8%	-2.4%	-3.3%	Оборачиваемость активов	1.2	1.3	1.1	1.0	1.0	0.9
Рост добычи углеводородов, %	0.3%	-3.9%	-2.4%	-2.2%	-1.8%	-2.5%	Долг/Акционерный капитал	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0
Рост объема переработки, %	0.4%	-2.2%	0.4%	0.0%	0.0%	0.0%	Долг/ЕБИТДА	0.7	0.5	0.5	0.5	0.4	0.3
							Покрытие процент. платежей ЕБИТ	16.2	19.2	18.3	24.5	26.8	35.9
Рост цены на нефть Urals, %	28%	33%	-10%	-2%	0%	4%	СРОIC, %	6%	9%	8%	6%	6%	6%
Рост выручки, %	29%	13%	-10%	-1%	-1%	3%	СРОIC/WACC (X)	0.6	0.8	0.7	0.5	0.5	0.5
Рост ЕБИТДА, %	19%	15%	-11%	-1%	0%	5%	ROIC, %	14%	14%	12%	11%	10%	10%
Рост чистой прибыли, %	28%	23%	-13%	-2%	1%	8%	ROIC/WACC (X)	1.2	1.2	1.0	0.9	0.9	0.9
Рост прибыли на акцию, %	31%	20%	-15%	0%	1%	8%							
Рост дивиденда на акцию, %	19%	34%	-15%	0%	1%	8%	EV/DACF (X)	4.6	4.3	4.4	4.6	4.6	4.5
							EV/Выручка (X)	0.6	0.5	0.6	0.6	0.6	0.5
							EV/ЕБИТДА (X)	3.7	3.2	3.6	3.6	3.6	3.4
Рентабельность по ЕБИТДА, %	15%	16%	15%	15%	16%	16%	P/E (X)	5.6	4.5	5.2	5.3	5.2	4.8
Рентабельность по ЕБИТ, %	11%	11%	11%	11%	11%	12%	EV/FCFF (X)	13.5	8.7	9.0	11.9	11.3	10.2
Чистая рентабельность, %	9%	9%	9%	9%	9%	10%	P/BV	0.8	0.7	0.7	0.6	0.6	0.5

ТНК-ВР Холдинг – финансовый профиль

	2010	2011П	2012П	2013П	2014П	2015П		2010	2011П	2012П	2013П	2014П	2015П
Добыча нефти (конс.), млн барр	532	542	534	534	530	534	Операционный денежный поток	9,130	9,584	8,571	8,064	7,940	7,524
Добыча углеводородов (конс.), млн барр н.э.	641	628	619	617	611	614	Капзатраты	(3,184)	(3,721)	(3,602)	(4,090)	(4,227)	(3,976)
Объем переработки (конс.), млн барр	176	187	187	187	187	187	Приобретения	(1,400)	0	0	0	0	0
Переработка к добыче в России, %	33%	34%	35%	35%	35%	35%	Прочее	(146)	0	0	0	0	0
							Инвестиционный денежный поток	(4,730)	(3,721)	(3,602)	(4,090)	(4,227)	(3,976)
Сред. цена на нефть Urals, \$/барр	78.2	103.8	93.0	91.0	91.0	95.0	Дивиденды	(5,211)	(5,409)	(4,393)	(4,364)	(4,254)	(4,191)
Сред. ставка НДС на нефть, \$/барр	13.5	19.5	18.2	18.7	18.7	19.6	Прочее	1,574	(20)	1,245	797	849	(222)
Сред. экспортная пошлина на нефть, \$/барр	37.3	53.6	44.8	43.6	43.6	46.0	Финансовый денежный поток	(3,637)	(5,429)	(3,148)	(3,568)	(3,405)	(4,413)
							Увеличение (уменьш-ие) денеж. средств	763	434	1,821	406	308	(865)
Выручка	41,113	54,357	50,803	50,982	50,706	53,265	Денеж. средства и их эквиваленты	1,696	1,530	3,351	3,757	4,066	3,201
Операционные затраты	(31,050)	(42,947)	(41,129)	(41,576)	(41,545)	(44,218)	Дебиторская задолженность	7,740	8,191	7,634	7,682	7,641	8,026
Амортизация, прочее	(1,931)	(1,897)	(1,935)	(1,920)	(1,888)	(1,884)	Товарно-материальные запасы	942	1,245	1,164	1,168	1,162	1,220
ЕБИТДА	10,223	11,474	9,714	9,648	9,421	9,306	Основные средства	18,456	20,281	21,948	24,118	26,456	28,548
ЕБИТ	8,132	9,513	7,739	7,485	7,273	7,163	Прочее	2,047	2,663	2,497	2,506	2,493	2,612
Чистый процентный доход (платеж)	252	58	34	237	254	253	Итого активы	30,881	33,909	36,594	39,231	41,817	43,607
Прочая прибыль (убыток)	(54)	7	6	6	5	5	Кредиторская задолженность	2,442	3,229	3,009	3,028	3,012	3,164
Прибыль до налога на прибыль	8,330	9,578	7,779	7,728	7,533	7,422	Краткосрочный долг	152	457	906	853	3,434	1,398
Налог на прибыль	(1,530)	(1,916)	(1,556)	(1,546)	(1,507)	(1,484)	Долгосрочный долг	3,384	3,059	3,855	4,705	2,973	4,787
Доля меньшинства	(260)	(293)	(238)	(236)	(230)	(227)	Прочее	3,800	4,021	3,962	3,965	3,960	4,003
Чистая прибыль	6,540	7,369	5,985	5,946	5,796	5,710	Неконтролирующие доли	894	1,187	1,425	1,661	1,892	2,119
							Акционерный капитал	20,209	21,956	23,437	25,018	26,547	28,136
							Итого пассивы и акционер. капитал	30,881	33,909	36,594	39,231	41,817	43,607
Прибыль на акцию, \$/акция	0.43	0.49	0.40	0.40	0.39	0.38	Доходность FCF, %	12%	12%	10%	8%	7%	7%
Дивиденд на акцию, \$/акция	0.39	0.35	0.28	0.28	0.28	0.27	Капзатраты/Амортизация, %	165%	196%	186%	213%	224%	211%
Дивидендная доходность (обыкн.), %	9.7%	11.3%	9.2%	9.1%	8.9%	8.8%	Коэффициент реинвестирования, %	49%	49%	58%	68%	73%	69%
							Покрытие дивидендов FCF	1.8	1.8	2.0	1.8	1.9	1.8
Рост добычи нефти, %	2%	2%	-1%	0%	-1%	1%	Оборачиваемость активов	1.3	1.6	1.4	1.3	1.2	1.2
Рост добычи углеводородов, %	3%	-2%	-1%	0%	-1%	0%	Долг/Акционерный капитал	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Рост объема переработки, %	12%	6%	0%	0%	0%	0%	Долг/ЕБИТДА	0.3	0.3	0.5	0.6	0.7	0.7
							Покрытие процент. платежей ЕБИТ	-	48.9	40.0	28.6	23.8	20.3
Рост цены на нефть Urals, %	28%	33%	-10%	-2%	0%	4%	СРОIC, %	24%	25%	21%	16%	15%	14%
Рост выручки, %	31%	32%	-7%	0%	-1%	5%	СРОIC/WACC (X)	2.0	2.1	1.8	1.4	1.3	1.2
Рост ЕБИТДА, %	21%	12%	-15%	-1%	-2%	-1%	ROIC, %	28%	32%	26%	25%	25%	24%
Рост чистой прибыли, %	24%	13%	-19%	-1%	-3%	-1%	ROIC/WACC (X)	2.4	2.8	2.2	2.2	2.1	2.1
Рост прибыли на акцию, %	25%	15%	-19%	-1%	-3%	-1%							
Рост дивиденда на акцию, %	9%	6%	-19%	-1%	-3%	-1%							
Рентабельность по ЕБИТДА, %	25%	21%	19%	19%	19%	17%	EV/DACF (X)	5.5	5.3	6.0	6.4	6.6	7.0
Рентабельность по ЕБИТ, %	20%	18%	15%	15%	14%	13%	EV/Выручка (X)	1.2	0.9	1.0	1.0	1.0	0.9
Чистая рентабельность, %	16%	14%	12%	12%	11%	11%	EV/ЕБИТДА (X)	4.9	4.4	5.2	5.2	5.4	5.4
							P/E (X)	7.3	6.5	8.0	8.0	8.2	8.4
							EV/FCFF (X)	9.1	8.7	10.2	13.3	14.4	15.1
							P/BV	2.4	2.2	2.0	1.9	1.8	1.7

Газпром нефть – финансовый профиль

	2010	2011П	2012П	2013П	2014П	2015П		2010	2011П	2012П	2013П	2014П	2015П
Добыча нефти (конс.), млн барр	227	223	219	220	218	217	Операционный денежный поток	5,392	5,981	5,010	5,066	5,335	5,584
Добыча углеводородов (конс.), млн барр н.э.	259	301	271	276	278	282	Капзатраты	(3,301)	(3,418)	(3,325)	(3,244)	(3,409)	(3,414)
Объем переработки (конс.), млн барр	204	211	211	211	211	211	Приобретения	(1,624)	(827)	0	0	0	0
Переработка к добыче в России, %	93%	96%	98%	98%	99%	99%	Прочее	73	(136)	0	0	0	0
							Инвестиционный денежный поток	(4,852)	(4,381)	(3,325)	(3,244)	(3,409)	(3,414)
Сред. цена на нефть Urals, \$/барр	78.2	103.8	93.0	91.0	91.0	95.0	Дивиденды	(728)	(841)	(637)	(674)	(705)	(795)
Сред. ставка НДС на нефть, \$/барр	13.5	19.5	18.2	18.7	18.7	19.6	Прочее	419	897	0	0	0	0
Сред. экспортная пошлина на нефть, \$/барр	37.3	53.6	44.8	43.6	43.6	46.0	Финансовый денежный поток	(309)	56	(637)	(674)	(705)	(795)
							Увеличение (уменьш-ие) денеж. средств	231	1,655	1,048	1,149	1,220	1,375
Выручка	32,772	40,106	38,107	38,972	39,231	40,997	Денеж. средства и их эквиваленты	1,256	2,984	3,971	5,120	6,341	7,716
Операционные затраты	(26,495)	(32,697)	(32,105)	(32,900)	(33,074)	(34,355)	Дебиторская задолженность	2,566	2,961	2,806	2,878	2,897	3,027
Амортизация, прочее	(1,619)	(1,798)	(1,716)	(1,729)	(1,731)	(1,759)	Товарно-материальные запасы	1,862	1,944	1,846	1,889	1,901	1,989
ЕБИТДА	7,226	8,757	7,349	6,409	6,495	6,979	Основные средства	15,914	17,901	19,510	21,024	22,702	24,357
ЕБИТ	4,658	5,611	4,286	4,342	4,427	4,882	Прочее	9,897	10,638	10,839	10,918	10,942	11,103
Чистый процентный доход (платеж)	(288)	(280)	(149)	34	158	289	Итого активы	31,495	36,428	38,972	41,828	44,783	48,192
Прочая прибыль (убыток)	(93)	321	103	104	106	117	Кредиторская задолженность	1,906	2,026	1,918	1,968	1,981	2,072
Прибыль до налога на прибыль	4,277	5,652	4,239	4,481	4,691	5,288	Краткосрочный долг	1,694	1,726	593	599	2,449	614
Налог на прибыль	(844)	(1,175)	(848)	(896)	(938)	(1,058)	Долгосрочный долг	4,942	5,649	5,534	5,424	3,467	3,368
Доля меньшинства	(285)	(49)	(37)	(39)	(41)	(47)	Прочее	2,724	3,048	3,099	3,128	3,137	3,196
Чистая прибыль	3,148	4,428	3,354	3,545	3,711	4,184	Неконтролирующие доли	2,111	1,159	1,197	1,236	1,277	1,324
							Акционерный капитал	18,118	22,820	26,631	29,474	32,471	37,618
							Итого пассивы и акционер. капитал	31,495	36,428	38,972	41,828	44,783	48,192
Прибыль на акцию, \$/акция	0.67	0.94	0.71	0.75	0.79	0.89	Доходность FCF, %	7%	11%	9%	9%	8%	10%
Дивиденд на акцию, \$/акция	0.14	0.18	0.14	0.14	0.15	0.17	Капзатраты/Амортизация, %	204%	190%	194%	188%	197%	194%
Дивидендная доходность (обыкн.), %	3.1%	3.8%	2.9%	3.0%	3.2%	3.6%	Коэффициент реинвестирования, %	89%	76%	97%	93%	96%	87%
							Покрытие дивидендов FCF	7.4	7.1	7.9	7.5	7.6	7.0
Рост добычи нефти, %	0%	-2%	-2%	1%	-1%	-1%	Оборачиваемость активов	1.0	1.1	1.0	0.9	0.9	0.9
Рост добычи углеводородов, %	2%	16%	-10%	2%	1%	2%	Долг/Акционерный капитал	0.4	0.3	0.2	0.2	0.2	0.1
Рост объема переработки, %	15%	3%	0%	0%	0%	0%	Долг/ЕБИТДА	0.9	0.8	0.8	0.9	0.9	0.6
							Покрытие процент. платежей ЕБИТ	13.9	13.8	9.5	11.5	12.0	13.4
Рост цены на нефть Urals, %	28%	33%	-10%	-2%	0%	4%	СРОIC, %	7%	9%	6%	5%	5%	5%
Рост выручки, %	36%	22%	-5%	2%	1%	5%	СРОIC/WACC (X)	0.6	0.8	0.5	0.5	0.5	0.5
Рост ЕБИТДА, %	24%	21%	-16%	-13%	1%	7%	ROIC, %	16%	16%	11%	10%	10%	10%
Рост чистой прибыли, %	4%	41%	-24%	6%	5%	13%	ROIC/WACC (X)	1.4	1.4	1.0	0.9	0.9	0.9
Рост прибыли на акцию, %	4%	41%	-24%	6%	5%	13%							
Рост дивиденда на акцию, %	21%	24%	-24%	6%	5%	13%	EV/DACF (X)	5.9	5.3	6.5	6.3	6.0	5.7
							EV/Выручка (X)	0.9	0.8	0.8	0.8	0.8	0.7
Рентабельность по ЕБИТДА, %	22%	22%	19%	16%	17%	17%	EV/ЕБИТДА (X)	4.2	3.4	4.1	4.7	4.6	4.3
Рентабельность по ЕБИТ, %	14%	14%	11%	11%	11%	12%	P/E (X)	7.1	5.0	6.6	6.3	6.0	5.3
Чистая рентабельность, %	10%	11%	9%	9%	9%	10%	EV/FCFF (X)	18.3	12.0	15.3	15.9	16.3	14.2
							P/BV	1.2	1.0	0.8	0.8	0.7	0.6

Башнефть – финансовый профиль

	2010	2011П	2012П	2013П	2014П	2015П		2010	2011П	2012П	2013П	2014П	2015П
Добыча нефти (конс.), млн барр	101	105	106	108	108	110	Операционный денежный поток	1,400	2,056	2,331	2,504	2,575	2,763
Добыча углеводородов (конс.), млн барр н.э.	104	108	110	111	111	114	Капзатраты	(492)	(830)	(1,387)	(1,408)	(1,430)	(1,148)
Объем переработки (конс.), млн барр	151	149	149	149	149	149	Прочее	(1,503)	(349)	0	0	0	0
Переработка к добыче в России, %	150%	142%	140%	138%	138%	135%	Инвестиционный денежный поток	(1,995)	(1,179)	(1,387)	(1,408)	(1,430)	(1,148)
							Дивиденды	(1,314)	(1,153)	(1,019)	(1,155)	(1,239)	(1,438)
Сред. цена на нефть Urals, \$/барр	78.2	103.8	93.0	91.0	91.0	95.0	Прочее	1,802	416	(248)	(248)	(248)	(181)
Сред. ставка НДС на нефть, \$/барр	13.5	19.5	18.2	18.7	18.7	19.6	Финансовый денежный поток	488	(737)	(1,266)	(1,403)	(1,486)	(1,619)
Сред. экспортная пошлина на нефть, \$/барр	37.3	53.6	44.8	43.6	43.6	46.0	Увеличение (уменьш-ие) денеж. средств	(107)	140	(322)	(307)	(341)	(4)
							Денеж. средства и их эквиваленты	1,743	1,975	1,752	1,263	922	918
Выручка	13,340	16,827	16,803	17,346	17,625	18,691	Дебиторская задолженность	523	704	701	725	737	781
Операционные затраты	(10,349)	(14,043)	(14,174)	(14,488)	(14,680)	(15,477)	Товарно-материальные запасы	625	743	742	766	778	825
Амортизация, прочее	(711)	(747)	(812)	(868)	(865)	(877)	Основные средства	9,552	10,760	10,684	11,401	12,223	12,752
ЕБИТДА	2,991	2,784	2,629	2,857	2,945	3,214	Прочее	2,548	2,426	2,426	2,431	2,434	2,446
ЕБИТ	2,280	2,037	1,818	1,990	2,080	2,337	Итого активы	14,991	16,607	16,304	16,587	17,094	17,722
Чистый процентный доход (платеж)	(289)	(416)	(442)	(424)	(394)	(364)	Кредиторская задолженность	659	781	777	805	818	867
Прочая прибыль (убыток)	34	56	118	128	130	136	Краткосрочный долг	795	1,029	1,029	1,029	2,662	1,029
Прибыль до налога на прибыль	2,025	1,676	1,494	1,694	1,816	2,109	Долгосрочный долг	3,118	3,571	3,323	3,076	1,195	2,648
Налог на прибыль	(468)	(324)	(299)	(339)	(363)	(422)	Прочее	2,427	2,507	2,482	2,499	2,508	2,542
Доля меньшинства	(117)	(199)	(176)	(200)	(214)	(249)	Неконтролирующие доли	2,717	3,100	3,277	3,477	3,691	3,940
Чистая прибыль	1,440	1,153	1,019	1,155	1,239	1,438	Акционерный капитал	5,275	5,621	5,417	5,702	6,221	6,697
							Итого пассивы и акционер. капитал	14,991	16,607	16,304	16,587	17,094	17,722
							Доходность FCF, %	16%	12%	8%	9%	10%	14%
Прибыль на акцию, \$/акция	7.31	5.63	4.98	5.64	6.05	7.02	Капзатраты/Амортизация, %	69%	111%	171%	162%	165%	131%
Дивиденд на акцию, \$/акция	7.66	5.63	4.98	5.64	6.05	7.02	Коэффициент реинвестирования, %	27%	51%	95%	88%	86%	61%
Дивидендная доходность (обыкн.), %	14.0%	10.3%	9.1%	10.3%	11.0%	12.8%	Покрытие дивидендов FCF	1.1	1.8	2.3	2.2	2.1	1.9
							Оборачиваемость активов	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1
Рост добычи нефти, %	16%	4%	1%	1%	0%	3%	Долг/Акционерный капитал	0.7	0.8	0.8	0.7	0.6	0.5
Рост добычи углеводородов, %	15%	4%	1%	1%	0%	3%	Долг/ЕБИТДА	1.3	1.7	1.7	1.4	1.3	1.1
Рост объема переработки, %	2%	-1%	0%	0%	0%	0%	Покрытие процент. платежей ЕБИТ	6.4	4.3	3.6	4.1	4.6	5.6
							СРОIC, %	19%	15%	9%	11%	12%	17%
Рост цены на нефть Urals, %	28%	33%	-10%	-2%	0%	4%	СРОIC/WACC (X)	1.5	1.2	0.8	0.9	0.9	1.4
Рост выручки, %	nm	26%	0%	3%	2%	6%	ROIC, %	19%	17%	16%	17%	18%	20%
Рост ЕБИТДА, %	nm	-7%	-6%	9%	3%	9%	ROIC/WACC (X)	1.6	1.4	1.3	1.4	1.5	1.6
Рост чистой прибыли, %	nm	-20%	-12%	13%	7%	16%	EV/DACF (X)	14.8	9.8	8.5	7.8	7.5	6.8
Рост прибыли на акцию, %	nm	-23%	-12%	13%	7%	16%	EV/Выручка (X)	1.2	1.0	1.0	1.0	0.9	0.9
Рост дивиденда на акцию, %	nm	-33%	-12%	13%	7%	16%	EV/ЕБИТДА (X)	5.5	5.9	6.3	5.8	5.6	5.1
Рентабельность по ЕБИТДА, %	22%	17%	16%	16%	17%	17%	P/E (X)	7.5	9.4	10.6	9.4	8.8	7.5
Рентабельность по ЕБИТ, %	17%	12%	11%	11%	12%	13%	EV/FCFF (X)	9.3	12.1	18.8	16.0	15.2	10.6
Чистая рентабельность, %	11%	7%	6%	7%	7%	8%	P/BV	2.1	1.9	2.0	1.9	1.7	1.6

Аналитический Департамент

Анализ рынка акций + 7 (495) 981 3430

Мария Кальварская

Начальник отдела анализа рынка акций
Банковский сектор, Транспорт
m.kalvarskaia@tkbc.ru

Александр Ковалев, к. ф.-м. н.
Товарно-сырьевые рынки
aa.kovalev@tkbc.ru

Евгений Рябков
Металлургия
e.ryabkov@tkbc.ru

Артем Лаврищев
Машиностроение, Удобрения
a.lavrishev@tkbc.ru

Дарья Царенко
Редактор/ Переводчик
d.tsarenko@tkbc.ru

Сергей Карыхалин
Макроэкономика
s.karykhalin@tkbc.ru

Кирилл Бахтин, к.э.н.
Телекоммуникации
k.bakhtin@tkbc.ru

Анатолий Высоцкий
Недвижимость, Инфраструктура
a.vysotsky@tkbc.ru

Michael Hendley
Редактор/ Переводчик
m.hendley@tkbc.ru

Евгения Дышлюк
Нефть и газ
e.dyshlyuk@tkbc.ru

Наталья Колупаева
Потребительский сектор
n.kolupaeva@tkbc.ru

Надежда Крупеникова
Банковский сектор
n.krupennikova@tkbc.ru

Алексей Серов
Электроэнергетика
a.serov@tkbc.ru

Татьяна Задорожная
Транспорт
t.zadorozhnaya@tkbc.ru

Стрелкова Юлия
Базы данных, Дивиденды
y.strelkova@tkbc.ru

Департамент Структурных продуктов и Торговых операций

Москва + 7 (495) 981 3430

Дмитрий Романов
d.romanov@tkbc.ru

Павел Шлык
p.shlyk@tkbc.ru

Владимир Куров
v.kurov@tkbc.ru

Артем Ананян
a.ananyan@tkbc.ru

Вадим Гугленко
v.googlenko@tkbc.ru

Данил Олимов
d.olimov@tkbc.ru

Денис Пискунов
d.piskunov@tkbc.ru

119019 Москва,
ул. Знаменка, д.7, стр. 3
Тел.: +7 (495) 981 3430
Факс: +7 (495) 783 3170

www.tkbc.ru

Настоящий обзор подготовлен исключительно в информационных целях, ни полностью, ни в какой-либо части не представляет собой предложение по покупке, продаже или совершению каких-либо сделок или инвестиций в отношении указанных в настоящем обзоре ценных бумаг и не является рекомендацией по принятию каких-либо инвестиционных решений. Информация, использованная при подготовке настоящего обзора, получена из предположительно достоверных источников, однако проверка использованных данных не проводилась и ТКБ Капитал не дает никаких гарантий корректности содержащейся в настоящем обзоре информации. ТКБ Капитал не обязан обновлять или каким-либо образом актуализировать настоящий обзор, однако ТКБ Капитал имеет право по своему усмотрению, без какого-либо уведомления изменять и/или дополнять настоящий обзор и содержащиеся в нем рекомендации. Настоящий обзор не может быть воспроизведен, опубликован или распространен ни полностью, ни в какой-либо части, на него нельзя делать ссылки или приводить из него цитаты без предварительного письменного разрешения ТКБ Капитал. ТКБ Капитал не несет ответственности за любые неблагоприятные последствия, в том числе убытки, причиненные в результате использования информации, содержащейся в настоящем обзоре, или в результате инвестиционных решений, принятых на основании данной информации.