

### 6.3. ПРОБЛЕМЫ ОЦЕНКИ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ В УСЛОВИЯХ СОВРЕМЕННОГО НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ

Халикова Д.О., к.э.н., специалист Департамента финансово-экономического консалтинга, ООО «АФК-аудит»;

Халикова М.А., доцент, кафедры экономики и управления на предприятии нефтяной и газовой промышленности, Уфимский государственный нефтяной технический университет

В статье авторами проведен анализ влияния существующего налогообложения трудноизвлекаемых запасов нефти на отбор инвестиционных проектов в инвестиционные программы нефтегазовых компаний, что в конечном итоге повлияет на инвестиционную привлекательность компаний.

Дифференцированный подход к расчету налога на общу полезных ископаемых (НДПИ) (с учетом большего числа геологических факторов: глубины залегающих, объема запасов, уровня проницаемости коллекторов) и таможенных пошлин при оценке эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов позволит ввести в разработку ранее нерентабельные месторождения и увеличить объемы добычи, что в свою очередь повысит инвестиционную привлекательность нефтегазовых компаний и снизит риски выбора и обоснования принятия управленческих решений по сделкам слияния и поглощения.

Стратегические цели большинства российских нефтегазовых компаний связаны с расширением масштабов их деятельности, для чего они используют различные стратегии развития: от органического роста до сделок по слияниям и поглощениям. Предпосылками для совершения сделок слияния и поглощения (M&A) является перспективы получить определенные экономические выгоды, которая побуждают акционеров компаний вступать в интеграционные процессы. В условиях ограниченности минеральных ресурсов важным фактором, обеспечивающим нефтегазовым компаниям динамические преимущества при вступлении в сделки M&A, является оценка запасов углеводородного сырья и эффективность их разработки. Но снижение цен на нефть на мировом рынке, девальвация рубля, ограничения на международном рынке заимствований и иные макроэкономические факторы требуют более тщательного подхода к оценке инвестиционной привлекательности нефтегазовых компаний при проведении сделок M&A в целях более достоверного прогнозирования и оценки ее результатов.

При формировании эффективной инвестиционной программы нефтегазовой компании при проведении сделок M&A необходимо оценить влияния инвестиционной программы компании на достижение своих стратегических целей, с этой целью были разработаны критерии приоритетного отбора проектов, входящих в инвестиционную программу. Такие критерии

позволят сформировать портфель проектов, который минимизируют риски при соответствующем бюджете инвестиционной деятельности и более эффективно использовать финансовые ресурсы компании. В качестве критериев приоритетности отбора инвестиционных проектов в портфель предложены показатели, представленные в табл. 1 [3].

Таблица 1

ПОКАЗАТЕЛИ ПРИОРИТЕТНОСТИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ В СООТВЕТСТВИИ СО СТРАТЕГИЧЕСКИМИ ЦЕЛЯМИ НЕФТЕГАЗОВОЙ КОМПАНИИ

№ п/п	Стратегическая цель компании	Уд. вес прироста показателя проекта	Обозначение
1	Рост конкурентоспособности	$Y_{ki} = \Delta ki / \Delta kt$	$\Delta ki$ – прирост показателя конкурентоспособности компании за счет реализации $i$ -того проекта; $\Delta kt$ – общий прирост показателя конкурентоспособности компании
2	Рост добычи нефти (газа)	$Y_{qi} = \Delta qi / \Delta qt$	$\Delta qi$ – прирост добычи нефти (газа) компании за счет реализации $i$ -того проекта; $\Delta qt$ – общий прирост добычи нефти (газа) компании
3	Рост рыночной стоимости	$Y_{pci} = \Delta pci / \Delta pct$	$\Delta PCi$ – прирост рыночной стоимости компании за счет реализации $i$ -того проекта $\Delta PCt$ – общий прирост рыночной стоимости компании

Предложенные показатели приоритетности отбора инвестиционных проектов количественно измеряют вклад каждого проекта в общем объеме прироста показателя по компании в зависимости от ее стратегической цели. На уровень представленных показателей существенное влияние оказывают горно-геологические условия функционирования нефтегазовых компаний.

Анализ современного состояния фонда месторождений углеводородного сырья в РФ свидетельствует о том, что предприятия нефтегазовой отрасли, в основном эксплуатируют месторождения на поздней стадии разработки, которая характеризуется снижением объемов добываемой нефти и газа, ростом обводненности продукции и, соответственно, увеличением себестоимости добычи и снижением прибыли. Также увеличивается доля трудноизвлекаемых запасов нефти и газа в структуре запасов в российских нефтегазовых компаниях. При эксплуатации нефтяных и газовых месторождений величина ежегодного чистого дохода зависит от множества факторов, в том числе от налогообложения в нефтегазовом секторе. В результате функционирования нерациональной системы налогообложения в настоящее время российский нефтедобывающий комплекс столкнулся с серьезной проблемой недропользования – ухудшение структуры запасов за счет роста доли трудноизвлекаемых запасов. Учет запасов нефти в Российской Федерации отличается от международных стандартов: так, стандарты аудита запасов РФ не учитывают оценку экономической целесообразности

разработки месторождений и не соответствуют международным методикам. Как показывают аналитики, из 22,0 млрд. т разрабатываемых запасов нефти категории **A, B, C1, C2** порядка 4 млрд. т в новых месторождениях (90% запасов новых месторождений) и 6,7 млрд. т разрабатываемых месторождений (40% запасов) нерентабельны для разработки при существующей налоговой системе [4].

Эта проблема побудила Правительство РФ к пересмотру долгосрочной стратегии в нефтегазовой отрасли и в вопросе налогообложения. Соответствующие изменения были внесены в ст. 342 второй части Налогового кодекса РФ (НК РФ) [3], стимулирующие разработку трудноизвлекаемых запасов путем применения льготных ставок налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) с учетом горно-геологических факторов. Льготное налогообложение НДПИ предусматривает при добыче нефти с предельной эффективностью пласта не более 10 м к ставке НДПИ применять коэффициент 0,2, а если предельная эффективность пласта более 10 м – 0,4 [1]. В ноябре 2014 г. подписан Закон №366-ФЗ, который предусматривает снижение текущих ставок вывозных таможенных пошлин на сырую нефть и нефтепродукты при одновременном увеличении базовой ставки по НДПИ на товарную нефть [5]. Новые ставки вывозных таможенных пошлин и ставки НДПИ начали применяться с 1 января 2015 г. Новый закон устанавливает следующие ставки НДПИ за тонну добытой нефти:

- 766 руб. с 1 января 2015 г. по 31 декабря 2015 г. (прежняя ставка – 530 руб.);
- 857 руб. с 1 января 2016 г. по 31 декабря 2016 г. (прежняя ставка – 559 рублей);
- 919 руб. с 1 января 2017 г. (прежняя ставка – 559 руб.).

При этом принятые изменения снижают предельную ставку вывозной таможенной пошлины на сырую нефть (уменьшение коэффициента в формуле расчета при фактической цене за баррель свыше 25 долл.) с текущего уровня 59% до:

- 42% – с 1 января 2015 г. по 31 декабря 2015 г. (прежний уровень – 57%);
- 36% – с 1 января 2016 г. по 31 декабря 2016 г. (прежний уровень – 55%);
- 30% – с 1 января 2017 г. (прежний уровень – 55%).

Введение такого «налогового маневра» предполагало увеличение доходов вертикально-интегрированных компаний за счет снижения экспортных пошлин. Изменения в НК РФ, предложенные в 2014 г., предусматривают изменения ставок НДПИ с 2015 г. Но в результате продолжающегося снижения цен на нефть на мировом рынке экономические показатели эффективности разработки проектов по трудноизвлекаемым запасам, даже с учетом льготного налогообложения НДПИ, резко снизились.

Следовательно, при анализе инвестиционной привлекательности нефтяной компании необходимо учитывать структуру запасов нефти и газа, что повлияет на количественные показатели, измеряющие достижение стратегических целей компании (например, удельный вес прироста объема добычи нефти (газа) в результате разработки инвестиционного проекта в общем объеме прироста добычи по компании в соответствии со стратегической целью).

Оценка влияния современной системы налогообложения нефтегазовых компаний, принятых в 2013-м и 2014 гг., на инвестиционную привлекательность актуальна для многих нефтегазовых компаний РФ. Наши аналитические расчеты проведены на примере Открытого акционерного общества (ОАО) «Газпромнефть», доказанные разрабатываемые запасы компании в 2014 г. составляли 418 млн. т, выросло число неразрабатываемых доказанных запасов. Факторами, позволившими в 2014 г. значительно нарастить ресурсную базу, стали геологоразведочные работы, проведенные как самой компанией, так и увеличение долей собственности в компаниях «СеверЭнергия», «Нортгаз» и «Газпром нефть шельф». ОАО «Газпром нефть» активно ведет работу по освоению трудноизвлекаемых запасов. В планах компании к 2020 г. вовлечь порядка 300 млн. т дополнительных запасов этой категории, внедряя инновационные методы разработки. Для определения предельных значений НДПИ и таможенных пошлин, при которых проекты по разработке трудноизвлекаемых запасов нефти станут экономически эффективными, с целью включения их в инвестиционные программы компании нами были проанализированы инвестиционные проекты по разработке низкопроницаемых пластов ЮА 1, ЮС 1, БП 16 (обозначения пластов приняты условно) на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

Рассмотренные проекты до вступления в силу поправок в НК РФ с льготными ставками НДПИ при добыче нефти данной категории, были нерентабельными. Расчет показателей экономической эффективности разработки пластов ЮА 1, ЮС 1, БП 16 на момент утверждения проектов разработки с учетом льготной ставки НДПИ, действовавшей в 2014 г., – 470 руб./т – представлены в табл. 2.

НДПИ на 1 т низкопроницаемой нефти в 2014 г. составил  $НДПИ = 11,83 * (470 \text{ руб./т.} * 0,4) * 1 * 1 * 1 * 1 = 2224,04 \text{ руб./т}$ ; норма дисконта по принята в размере 12,4% с учетом всех рисков, влияющих на разработку данных проектов (геологические, строительные, управленческие, финансовые, экологические).

Таблица 2

**ПОКАЗАТЕЛИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ  
ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ПЛАСТОВ  
ЮС 1, ЮА 1, БП 16 ПО СТАВКАМ НДПИ  
В 2014 г. – 470 руб./т.**

№ п/п	Показатель	Низкопроницаемый пласт		
		ЮС 1	ЮА 1	БП 16
1	Чистый дисконтированный доход (ЧДД), млн. руб.	93	168	432
2	Индекс доходности, ед.	1,44	1,78	1,72
3	Внутренняя норма доходности, %	27	31	85
4	Срок окупаемости, лет	5	5	2

Расчет показателей экономической эффективности разработки пластов ЮА 1, ЮС 1, БП 16 на момент утверждения проектов в инвестиционной программе на 2015 г. подтвердил их экономическую целесообразность.

Однако в результате реализации налогового маневра (увеличение ставки НДС в 2015 г. с планируемых 530 руб./т до 766 руб./т), реализация многих инвестиционных проектов по добыче трудноизвлекаемых запасов вновь стала нерентабельной, так как изменение ставок НДС, как показали наши расчеты, привело к росту полной себестоимости добычи нефти на 30-35% (при расчете себестоимости из анализируемых пластов).

Анализ себестоимости в целом по дочернему предприятию ОАО «Газпромнефть», где доля трудноизвлекаемых запасов нефти в общем объеме запасов составляет 44%, выявил рост полной себестоимости более чем более 20%.

В табл. 3 представлены результаты расчетов экономических показателей разработки пластов ЮС 1, ЮА 1 и БП 16 с учетом экспортных пошлин и ставки НДС до и с 2015 г.

Таблица 3

**ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ ПЛАСТОВ ЮС 1, ЮА 1, БП 16 С УЧЕТОМ ЭКСПОРТНЫХ ПОШЛИН И СТАВКИ НДС ДО 2015 г. И С 2015 г.**

Показатель	Низкопроницаемый пласт					
	ЮС 1		ЮА 1		БП 16	
	до 2015 г.	с 2015 г.	до 2015 г.	с 2015 г.	до 2015 г.	с 2015 г.
1. Объем добычи, тыс. т	94		127		286	
2. Капитальные вложения, млн. руб.	208,9		215,4		596,9	
3. Себестоимость добычи нефти (lifting costs), млн. руб.	297,9		376,5		825,3	
4. НДС, млн. руб.	236,3	693,8	323,1	940,4	718,0	2108,1
5. Экспортная пошлина, млн. руб.	260,9	139,5	352,9	208,6	792,6	435,91
6. Себестоимость (полная), млн. руб.	993,4	1289,1	1254,6	1703,3	2915,5	3920,4
7. ЧДД, млн. руб.	93	-15	168	-13	432	45
8. ИД	1,44	0,93	1,78	0,94	1,72	1,07

Таким образом, несмотря на использование в соответствии с законом льготного коэффициента 0,4 к ставке НДС для анализируемых низкопроницаемых коллекторов ЮА1 и ЮС1, после повышения ставок НДС с 2015 г., разработка этих пластов становится нерентабельной (ЧДД принимают отрицательные значения, ИД меньше единицы).

Нами были исследованы зависимости индекса доходности разработки низкопроницаемых пластов ЮА1 и ЮС 1 от изменения ставок НДС и экспортных пошлин. Предельные значения ставок НДС и экспортных пошлин для пластов ЮС1 и ЮА 1, при которых показатели экономической эффективности проектов станут безубыточным, представлены в табл. 4.

Таблица 4

**ПРЕДЕЛЬНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ СТАВОК НДС И ЭКСПОРТНОЙ ПОШЛИНЫ**

№ п/п	Пласт	ЮС 1	ЮА 1
1	Значение предельной ставки НДС, руб./т	817	848
2	Предельное значение экспортной по-	8134	8183

№ п/п	Пласт	ЮС 1	ЮА 1
	шлины, руб./т		

В компании ОАО «Газпром нефть» минимальное значение индекса доходности при оценке экономической целесообразности разработки нефтяных месторождений принято равным 1,22. Поэтому нами определены предельные значения ставок НДС и экспортных пошлин, при которых экономически целесообразно разрабатывать рассмотренные проекты (табл. 5) для ОАО «Газпром нефть».

Таблица 5

**ПРЕДЕЛЬНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ СТАВОК НДС И ЭКСПОРТНОЙ ПОШЛИНЫ ДЛЯ ПЛАСТОВ ЮС 1, ЮА 1 И БП 16**

Предельное значение НДС, руб./т	Предельное значение экспортной пошлины, руб./т	Эффективные проекты разработки
ИД ≥ 1, ЧДД ≥ 0	817	ЮС 1, ЮА 1, БП 16
	848	ЮА 1, БП 16
	919	БП 16
ИД ≥ 1,22, ЧДД > 0	511	ЮС 1, ЮА 1, БП 16
	615	ЮА 1, БП 16
	662	БП 16

Расчеты показали, что предельные значения ставок НДС и экспортной пошлины соответственно равны 817 руб./т и 8134 руб./т, при которых разработка все трех проектов экономически эффективна. Предельные значения ставок НДС и экспортной пошлины при принятом уровне ИД = 1,22 для проектов равны соответственно 511 руб./т и 7401 руб./т.

Следовательно, при оценке экономической эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов ставки НДС должны быть дифференцированы с учетом большего числа геологических факторов: глубины залегания, объем запасов, по уровню проницаемости коллекторов. Более обоснованный, дифференцированный подход к расчету НДС и таможенных пошлин при оценке эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов позволит вводить в разработку ранее нерентабельные месторождения и увеличить объемы добычи, повысить инвестиционную привлекательность нефтегазовых компании и снизить риски выбора и обоснования принятых управленческих решений.

**Литература**

1. Налоговый кодекс РФ [Электронный ресурс] : (часть вторая от 5 авг. 2000 г. №117-ФЗ (ред. от 23 июля 2013 г. ; с изм. и доп., вступающими в силу с 1 сент. 2013 г.). Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс».
2. О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса РФ и отдельные законодательные акты РФ [Электронный ресурс] : федер. закон от 24 нояб. 2014 г. №366-ФЗ. Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс»
3. Ижбердеев Р.Р. и др. Формирование оптимальной инвестиционной программы нефтяной компании [Текст] / Р.Р. Ижбердеев, Р.Н. Кузеева, М.А. Халикова // Аудит и финансовый анализ. – Аудит и финансовый анализ. – 2013. – №3. – С. 262-265.
4. «Налоговый маневр»: основные параметры и оценка последствий [Электронный ресурс] / Эрнст энд Янг (СНГ) Б.В.». Режим доступа: <http://www.ey.com/Publication/>
5. Нефтяная и нефтеперерабатывающая промышленность России 2011-2020 гг. Инвестиционные проекты и

описание компаний [Электронный ресурс] : обзор. Режим доступа: <http://litterref.ru/merpolpolyfsbew.html>.

### Ключевые слова

Инвестиционная привлекательность компании; стратегия компании; жизненный цикл разработки месторождений; трудноизвлекаемые запасы нефти; налог на добычу полезных ископаемых; экспортные пошлины.

*Халикова Дилара Ойратовна*

*Халикова Мамдуда Абдулхаевна*

### РЕЦЕНЗИЯ

Осуществление сделок по слияниям и поглощениям должно способствовать повышению конкурентоспособности нефтегазовых компании за счет выхода на новые рынки, снижения транзакционных издержек, диверсификации рисков, оптимизации инвестиционных портфелей компании, а как следствие, достижение экономического эффекта от сделок. Но снижение цен на нефть на мировом рынке, девальвация рубля, ограничения на международном рынке заимствований и иные макроэкономические факторы требуют более тщательного подхода к оценке инвестиционной привлекательности нефтегазовых компании

при проведении сделок M&A в целях более достоверного прогнозирования и оценки ее результатов. Ухудшение структуры запасов нефти и газа в сторону увеличения доли трудноизвлекаемых запасов отрицательно влияет на инвестиционную привлекательность нефтегазовых компаний, так как существующая система налогообложения в нефтедобыче снижает экономическую целесообразность разработки трудноизвлекаемых запасов.

Поэтому проблема формирования инвестиционных программ нефтегазовых компаний при проведении сделок M&A при существующей системе налогообложения трудноизвлекаемых запасов для достижения стратегических целей компаний, рассмотренная в представленной статье, является актуальной.

Представляют научный и практический интерес полученные результаты анализа влияния действующих ставок НДС и таможенных пошлин на показатели экономической эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и расчеты предельных значений НДС и таможенных пошлин, при которых эти проекты станут экономически целесообразными.

Выводы, полученные в статье, обоснованы практическими расчетами ставок НДС и таможенных пошлин для низкопроницаемых пластов нефтяных месторождений ОАО «Газпромнефть».

Представленная на рецензию статья соответствует требованиям, предъявляемым к подобным изданиям, и может быть рекомендована к опубликованию.

*Лейберт Т.Б., д.э.н., профессор, кафедры бухгалтерского учета и аудита Уфимского государственного нефтяного технического университета.*