

Интернет-журнал «Наукоедение» ISSN 2223-5167 <http://naukovedenie.ru/>

Том 8, №6 (2016) <http://naukovedenie.ru/vol8-6.php>

URL статьи: <http://naukovedenie.ru/PDF/56EVN616.pdf>

Статья опубликована 10.01.2017

Ссылка для цитирования этой статьи:

Халикова М.А., Кириченко Ю.А. Методика оценки справедливой стоимости разработки запасов нефтяных и газовых месторождений // Интернет-журнал «НАУКОВЕДЕНИЕ» Том 8, №6 (2016)
<http://naukovedenie.ru/PDF/56EVN616.pdf> (доступ свободный). Загл. с экрана. Яз. рус., англ.

УДК 65.011

Халикова Мамдуда Абдулхаевна

ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», Россия, Уфа¹

Институт нефтегазового бизнеса

Доцент кафедры «Экономики и управления на предприятии нефтяной и газовой промышленности»

Кандидат экономических наук

E-mail: khalikova-dm@yandex.ru

РИНЦ: http://elibrary.ru/author_profile.asp?authorid=778746

Кириченко Юлия Анатольевна

ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», Россия, Уфа

Институт нефтегазового бизнеса

Направление «Производственный менеджмент в нефтяной и газовой промышленности», группа МЭК13-15-01

Магистрант кафедры «Экономики и управления на предприятии нефтяной и газовой промышленности»

E-mail: ula1994@yandex.ru

Методика оценки справедливой стоимости разработки запасов нефтяных и газовых месторождений

Аннотация. В статье представлены результаты разработки методики оценки справедливой стоимости добычных активов нефтяной компании. Объектом исследования выступают добычные активы нефтяной компании. Предмет исследования - справедливая стоимость добычных активов нефтяной компании. Цель исследования - разработать методику оценки справедливой стоимости разработки запасов нефтяных и газовых месторождений. В статье предложены методические решения проблем, возникающих при оценке справедливой стоимости разработки запасов нефти и газа. Для оценки справедливой стоимости разработки запасов нефтяных и газовых месторождений нами предлагается использовать метод дисконтированных денежных потоков (DCF-метод), дополненный стоимостью реального опциона (ROV). Стоимость реального опциона представляет собой стоимость гибкости проекта и позволяет компании учитывать неопределённости, возникающие при разработке месторождения. Нами предлагается при прогнозировании себестоимости разработки запасов нефтяных и газовых месторождений использовать метод начисления амортизационных отчислений, учитывающий перспективную оценку запасов нефти и газа в соответствии с требованиями Международных стандартов финансовой отчетности (МСФО). Достоверная оценка справедливой стоимости разработки запасов нефтяных и газовых месторождений позволит нефтяной компании более точно рассчитывать чистые денежные потоки от эксплуатации запасов, что окажет влияние на стоимость компании. В предлагаемой нами

¹ 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, д. 1

методике в качестве примера была рассмотрена категория доказанных разрабатываемых запасов.

Ключевые слова: нефтяная компания; доказанные разрабатываемые запасы нефти и газа; справедливая стоимость разработки запасов нефти и газа; реальный опцион; риски при разработке месторождения; амортизация; чистый денежный поток

Актуальность исследования обусловлена тем, что достоверная оценка объемов запасов нефти и газа влияет на прогноз объемов добычи нефтяных компаний и, соответственно, на будущие чистые денежные потоки нефтяной компании от разработки месторождения. [3]

Объектом исследования выступают добычные активы нефтяной компании. Предмет исследования - справедливая стоимость добычных активов нефтяной компании. Цель исследования - разработать методику оценки справедливой стоимости разработки запасов нефтяных и газовых месторождений.

В классификации Комитета по запасам нефти и газа Общества инженеров-нефтяников США (классификации SPE-PRMS) различают следующие категории состояния запасов:

- 1) доказанные разбуренные запасы - запасы, которые ожидается извлечь из существующих скважин при использовании существующего оборудования и технологий:
 - доказанные разрабатываемые запасы - запасы, которые планируется извлечь из перфорированных и разрабатываемых на дату подсчета продуктивных интервалов;
 - доказанные неразрабатываемые запасы - «простаивающие» и «затрубные» запасы.
- 2) доказанные неразбуренные запасы - запасы, которые ожидается извлечь за счет дополнительных капиталовложений.²

В предложенной нами методике оценки справедливой стоимости разработки запасов нефтяных и газовых месторождений в качестве примера нами была рассмотрена категория доказанных разрабатываемых запасов.

Международный стандарт финансовой отчетности (IFRS) 13 «Оценка справедливой стоимости», введенный в действие на территории Российской Федерации приказом Минфина России от 28.12.2015 N 217н, определяет справедливую стоимость как цену, которая была бы получена при продаже актива в ходе обычной сделки между участниками рынка на дату оценки. Справедливая стоимость основывается на рыночных данных, и дает достоверную оценку реальной ценности актива. [10]

Наиболее применяемым подходом при оценке справедливой стоимости доказанных разрабатываемых запасов нефти и газа является доходный подход. Основным методом этого подхода является метод дисконтированных денежных потоков (DCF-метод), который требует более точной и полной информации для осуществления прогнозных расчетов чистых денежных потоков при разработке запасов. В соответствии с классификацией SPE-PRMS, категория доказанных разрабатываемых запасов требует меньше трудовых, финансовых и материальных ресурсов для разработки и больше изучена, чем другие категории состояния запасов.

² Комитет по запасам нефти и газа Общества инженеров-нефтяников США (SPE). Система управления ресурсами и запасами жидких, газообразных и твердых углеводородов. – 2011. – 63 с. (пер. с англ.).

Разработка запасов нефтяных и газовых месторождений представляет собой сложный инвестиционный проект, требующий крупных капитальных вложений, и всегда связана с рисками, влияющими на экономическую эффективность проекта разработки. Нами рассмотрены следующие основные риски, сопровождающие проект разработки месторождения (таблица). При расчете чистых денежных потоков DCF-методом при обосновании ставки дисконтирования учтены представленные в таблице риски.

Таблица

Основные риски, сопровождающие проект разработки месторождения

Основные риски, сопровождающие проект разработки месторождения	Содержание основных рисков, сопровождающих проект разработки месторождения
Геологические	- неправильно оцененные запасы.
Технологические	- ограничение доступа к новым видам оборудования; - сложность извлечения запасов.
Экономические	- снижение цен на нефть; - изменение валютного курса; - увеличение процентных ставок по кредитам; - увеличение налоговой нагрузки.
Финансовые	- не окупаемость проекта; - недостаток инвестиций.
Управленческие	- некомпетентность менеджеров.
Экологические	- аварии; - загрязнение окружающей среды.
Юридические	- отказ в продлении лицензии.

Источник: составлено авторами

Разработка запасов нефти и газа также сопряжена с возникновением неопределенностей, влияние которых на чистые денежные потоки не учитывается при расчете DCF-методом. Для учета влияния неопределенностей экономистами был предложен метод реальных опционов (метод ROV). [1], [4], [5], [7] Он представляет собой результат развития DCF-метода.

Оценка справедливой стоимости запасов нефти и газа методом ROV позволяет учесть:

- период, в течение которого сохраняется инвестиционная возможность;
- неопределенность будущих поступлений;
- текущую стоимость будущего поступления и расходования денежных средств;
- стоимость, теряемую во время срока действия инвестиционной возможности. [2]

Таким образом, нами предлагается оценивать справедливую стоимость разработки доказанных разрабатываемых запасов нефти и газа методом ROV. Справедливая стоимость разработки этих запасов будет определяться по формуле:

$$\text{ЧДД} = \text{ЧДД}_{\text{по DCF}} + \text{ROV}, \quad (1)$$

где: $\text{ЧДД}_{\text{по DCF}}$ - стоимость разработки доказанных разрабатываемых запасов, рассчитанная DCF-методом;

ROV - стоимость реального опциона.

Стоимость разработки запасов, рассчитанная традиционным DCF-методом, определяется по формуле (2):

$$\text{ЧДД}_{\text{по DCF}} = \sum_{t=0}^T \frac{CF_t}{(1+E)^t}, \quad (2)$$

где: CF_t - ожидаемые денежные потоки от разработки доказанных разрабатываемых запасов нефти и газа;

E - ставка дисконтирования.

Величина ожидаемых денежных потоков от разработки доказанных разрабатываемых запасов нефти и газа представляет собой сумму чистой прибыли, которую компания получит от разработки запасов, и амортизационных отчислений:

$$CF_t = ЧП_t + Ам_t \quad (3)$$

На величину чистой прибыли и, соответственно, ожидаемого денежного потока существенное влияние оказывают:

- 1) объемные показатели:
 - объем доказанных разрабатываемых запасов;
 - объем добычи нефти (прогнозируется на основе прогноза объемов доказанных разрабатываемых запасов).
- 2) рыночные показатели:
 - цена нефти на внешнем рынке;
 - цена нефти на внутреннем рынке;
 - курс валюты;
 - налоги, включаемые в цену нефти на внутреннем рынке;
 - налоги, относимые на себестоимость;
 - налог на имущество;
 - налог на прибыль;
 - экспортная пошлина на нефть.

В современной экономической ситуации на показатели экономической эффективности разработки месторождения сильное влияние оказывают волатильность цен на нефть на внешнем рынке и изменение курса валюты. При неблагоприятных условиях (низкая цена на нефть на внешнем рынке, падение курса рубля) разработка месторождения может стать нерентабельной. В связи с этим, прогнозирование рыночных показателей имеет важное значение при оценке справедливой стоимости разработки доказанных разрабатываемых запасов нефти и газа.

При оценке справедливой стоимости разработки запасов также важно достоверно прогнозировать объемные показатели. Точность и правильность прогнозов объемов доказанных разрабатываемых запасов и, соответственно, объемов добычи нефти влияет на величину ожидаемого денежного потока.

Также на величину чистой прибыли от разработки доказанных разрабатываемых запасов нефти и газа оказывает влияние выбранный компанией метод начисления амортизационных сумм. В Международных стандартах финансовой отчетности методы начисления амортизационных сумм представлены в стандарте МСФО (IAS) 16 «Основные средства», введенном в действие на территории Российской Федерации приказом Минфина России от 28.12.2015 N 217н:

- 1) линейный метод;
- 2) метод уменьшаемого остатка;

3) метод списания стоимости основных средств пропорционально объему произведенной продукции.

Российские нефтяные компании чаще всего амортизируют основные средства, задействованные в добыче нефти и газа, и основные средства, не задействованные в добыче нефти и газа, традиционным линейным методом. В отличие от них, зарубежные нефтяные компании амортизируют затраты на приобретение лицензии и капитальные затраты на разработку месторождения методом начисления амортизационных сумм пропорционально объему добычи нефти. [14], [8], [9]

При применении метода начисления амортизационных сумм пропорционально объему добычи нефти учитывается, на какой стадии разработки находится месторождение. На стадии освоения месторождения объемы добычи нефти незначительны, и рассчитанные пропорционально им суммы амортизационных отчислений снижают себестоимость в первые годы эксплуатации месторождения. [13] С интенсивным ростом объемов добычи суммы амортизации также начинают расти, и снижаются при падении добычи на поздних стадиях разработки. Нефтяным компаниям, которые разрабатывают в основном старые месторождения с падающей добычей, использование метода начисления амортизационных сумм пропорционально объему добычи позволит точнее рассчитывать суммы амортизационных отчислений, что окажет влияние на себестоимость и, следовательно, чистую прибыль от разработки месторождения.

При расчете суммы амортизационных отчислений пропорционально объему добычи нефти осуществляется объединение ряда амортизируемых активов в группы по принципу их соответствия одному геологическому объекту. [14], [8] Обычно в качестве базы для расчета амортизационных отчислений принимается месторождение как единица, генерирующая денежные средства. Такая группировка добычных активов позволяет рассчитывать суммы амортизационных отчислений по отдельным месторождениям. Это позволяет нефтяной компании ранжировать месторождения по экономической эффективности разработки, что имеет важное значение при формировании инвестиционной программы компании.

Таким образом, мы предлагаем применять следующие методы начисления амортизационных сумм:

- использовать метод начисления амортизационных сумм пропорционально объему добычи нефти для амортизации капитальных затрат на разработку месторождения и затрат на приобретение лицензии;
- использовать линейный метод начисления амортизационных сумм для амортизации основных средств, которые напрямую не относятся к добыче нефти и газа.

Амортизационные отчисления для основных средств, не задействованных в добыче нефти и газа, определяются по формуле:

$$A_{m_{t1}} = \left(\frac{1}{n} \times 100\%\right) \times S_{не\ добт}, \quad (4)$$

где: A_{m_t} - амортизационные отчисления за период;

n - срок полезного использования основных средств, не задействованных в добыче нефти и газа;

$S_{не\ добт}$ - первоначальная стоимость основных средств компании, не задействованных в добыче нефти и газа, в расчетном периоде.

При начислении амортизационных сумм пропорционально объему добычи нефти необходимо уточнять подход к расчету амортизационных отчислений с учетом базы, принятой для расчета объемов добычи.

В МСФО не указано, какая именно категория запасов должна выступать базой для расчета объемов добычи. В качестве базы могут использоваться категории запасов, соответствующие классификации SPE-PRMS:

- 1) доказанные разрабатываемые запасы;
- 2) доказанные запасы;
- 3) доказанные и вероятные запасы.

Затраты, связанные с приобретением доказанных запасов (затраты на приобретение лицензии на разработку месторождения), амортизируются пропорционально объему добычи в пределах доказанных запасов нефти. Такой подход обусловлен тем, что такие запасы планируется извлечь до конца ожидаемого срока их использования.

Таким образом, при расчете сумм амортизационных отчислений для затрат на приобретение лицензии нами была выбрана категория доказанных запасов.

Амортизацию капитальных затрат на разработку месторождения на основе доказанных разрабатываемых запасов и амортизацию затрат на приобретение лицензии на основе доказанных запасов используют нефтяные компании Казахстана, США, Великобритании и других стран. Несмотря на то, что такой подход не закреплен в международных стандартах, он является общепринятой практикой в нефтегазовой отрасли. [8]

Единой формулы, по которой осуществляется расчет амортизационных отчислений пропорционально объему добычи нефти, нет. Исследователями разработаны разные подходы к расчету амортизационных отчислений в соответствии с указанным методом начисления амортизации. Одной из них является формула (4), которую приводит в своей диссертации «Проблемы эффективного управления основными средствами в газовой отрасли и механизмы их решения (на примере ОАО «Газпром»)» Яценко В.М.:

$$A_{M_t} = \frac{Q_t}{Z_{\text{сумм}}} \times S_{\text{доб}_t} \quad (5)$$

где: Q_t - объем добычи за период;

$Z_{\text{сумм}}$ - суммарный прогнозный объем извлекаемых запасов за весь расчетный период эксплуатации;

$S_{\text{доб}_t}$ - первоначальная стоимость основных средств компании, задействованных в добыче нефти и газа, в расчетном периоде. [14], [13]

Левая часть выражения в формуле (5) определяет коэффициент амортизации (истощения) за расчетный период.

Вариацией формулы (5) можно считать формулу (6), которая также приводится в диссертации Яценко В.М.:

$$A_{M_t} = \frac{Q_t}{Z_{\text{кт}} + Q_t} \times S_{\text{доб ост кт}} \quad (6)$$

где: $Z_{\text{кт}}$ - расчетные запасы на конец периода;

$S_{\text{доб ост кт}}$ - остаточная стоимость основного средства (или капитальные затраты на разработку запасов) на конец периода. [14]

В отличие от формулы (5), в формуле (6) коэффициент амортизации применяется не к первоначальной стоимости основного средства, задействованного в добыче нефти и газа, а к его остаточной стоимости на конец периода.

Еще одну формулу расчета амортизационных отчислений пропорционально объему добычи, практически идентичную формуле (7), приводит Шевелева А.В. в учебно-методическом комплексе (УМК) по дисциплине «Экономика предприятий ТЭК»:

$$A_{Mt} = \frac{(KB_t - A_{\text{накоп}}) \times Q_t}{3_{kt} + Q_t}, \quad (7)$$

где: KB_t - капитальные вложения;

$A_{\text{накоп}}$ - накопленная сумма амортизации. [12]

Также формулу расчета амортизационных отчислений пропорционально объему добычи предлагает британская аудиторско-консалтинговая компания Ernst & Young:

$$A_{Mt} = Q_t \times \frac{A_{nt} - A_{\text{сумм } nt}}{3_{nt}}, \quad (8)$$

где: A_{nt} - стоимость актива, задействованного в добыче запасов, на начало периода;

$A_{\text{сумм } nt}$ - суммарная амортизация и обесценивание на начало периода;

3_{nt} - расчетные запасы на начало периода.

Главное отличие формулы (8) от формул (6) и (7) заключается в том, что она учитывает стоимость амортизируемого актива и оценку запасов на начало периода. Оценка запасов, используемая в формуле (8), является наилучшей на начало периода, однако к концу периода величина запасов углеводородного сырья может измениться. Таким образом, их оценка на конец периода является более точной.

Изменение оценки запасов может происходить по следующим причинам:

- появление более подробной информации о существующих запасах;
- новые события, оказавшие влияние на количество запасов;
- изменения экономических допущений (например, увеличение цены).³

В соответствии с требованиями МСФО, учет указанных причин изменения оценки запасов углеводородного сырья должен осуществляться в перспективе. Компания Ernst & Young провела исследования, на основе которых была предложена еще одна формула расчета амортизационных отчислений пропорционально объему добычи, учитывающая перспективную оценку запасов углеводородного сырья:

$$A_{Mt} = Q_t \times \frac{A_{kt} - A_{\text{сумм } nt}}{3_{kt} + Q_t}, \quad (9)$$

где: A_{kt} - стоимость актива, задействованного в добыче запасов, на конец периода.

На основе исследований компании Ernst & Young и исследований других авторов в области амортизации добычных активов, нами была выбрана формула (9) для расчета амортизационных отчислений методом начисления амортизационных сумм пропорционально объему добычи нефти. Указанная формула сложнее других формул расчета амортизационных отчислений пропорционально объему добычи, приведенных выше, однако она учитывает изменение оценки запасов в перспективе, что соответствует требованиям МСФО. Чем точнее

³ Ernst & Young. Особенности применения МСФО для компаний нефтегазового сектора. – 2008. – 28 с. (пер. с англ.).

будет спрогнозирована сумма амортизационных отчислений, тем точнее будет прогноз величины ожидаемых денежных потоков от разработки запасов углеводородного сырья.

Однако формула расчета амортизационных отчислений для капитальных затрат на разработку месторождения (формула (10)) будет отличаться от формулы расчета для затрат на приобретение лицензии (формула (11)):

$$AM_{t2} = Q_{д.р.з.t} \times \frac{Ак\text{т} - Ам\text{ сумм } nt}{З_{д.р.к} + Q_{д.р.з.t}}, \quad (10)$$

где: $Z_{д.р.к.t}$ - расчетные доказанные разрабатываемые запасы на конец периода;

$Q_{д.р.з.t}$ - объем добычи за период, рассчитанный на основе доказанных разрабатываемых запасов.

$$AM_{t3} = Q_{д.з.t} \times \frac{Али\text{ц } kt - Ам\text{ сумм } лиц\text{ } nt}{З_{д.кт} + Q_{д.з.t}}, \quad (11)$$

где: $Z_{д.к.}$ - расчетные доказанные запасы на конец периода;

$Q_{д.з.t}$ - объем добычи за период, рассчитанный на основе доказанных запасов.

$A_{лиц\text{ } kt}$ - стоимость лицензии на разработку на конец периода;

$Ам\text{ сумм } лиц\text{ } nt$ - суммарная амортизация и обесценивание лицензии на начало периода.

Следующей проблемой, которая влияет на величину денежного потока от разработки доказанных разрабатываемых запасов нефти и газа, рассчитываемого DCF-методом, является ставка дисконтирования. Нами предлагается рассчитывать ставку дисконтирования двумя методами:

1) кумулятивным методом определения ставки дисконта. Этот метод позволяет учитывать риски при разработке месторождения (см. таблицу).

Ставка дисконтирования кумулятивным методом определяется по формуле (12):

$$r = r_f + r_1 + \dots + r_n, \quad (12)$$

где: r_f - безрисковая ставка доходности, определенная как среднее краткосрочных процентных ставок по государственным ценным бумагам (ГКО (государственные краткосрочные бескупонные облигации), ОФЗ (облигации федерального займа));

r_1, r_n - рискованные премии за разные виды риска (см. таблицу). [6]

2) расчет средневзвешенной стоимости капитала. Средневзвешенная стоимость капитала отражает структуру инвестиционного капитала, вложенного в разработку запасов нефти и газа.

Средневзвешенная стоимость капитала определяется по формуле (13):

$$ССК = r_D(1 - T_c)\frac{D}{V} + r_E\frac{E}{V}, \quad (13)$$

где: r_D и r_E - требуемая доходность долговых обязательств и собственного капитала;

D и E - текущие значения долгового и собственного капиталов, инвестированных в разработку месторождения;

V - совокупная сумма инвестированного капитала (капитальные вложения в проект разработки) ($V = D + E$);

T_c - предельная ставка корпоративного налога на прибыль. [11]

Таким образом, ставка дисконтирования, используемая для расчетов величины денежного потока от разработки доказанных разрабатываемых запасов, будет определяться как средневзвешенное значение результатов, полученных выбранными методами расчета:

$$E = r \cdot j_r + \text{ССК} \cdot j_{\text{ССК}}, \quad (14)$$

где: r - ставка дисконтирования, рассчитанная кумулятивным методом построения ставки дисконта;

j_r - вероятность точности расчета ставки дисконтирования кумулятивным методом;

ССК - средневзвешенная стоимость капитала;

$j_{\text{ССК}}$ - вероятность точности расчета средневзвешенной стоимости капитала.

При определении вероятности рассчитанных ставок необходимо учитывать качество используемой информации и уровень субъективности каждого из применяемых методов расчета ставки дисконтирования. [6]

При оценке стоимости запасов нефти и газа методом ROV в качестве реального опциона выступает неопределенность даты начала разработки месторождения. Для оценки стоимости такого реального опциона нами предлагается использовать модель Блэка-Шоулза:

$$C_0 = S_0 N(d_1) - X e^{-rt} N(d_2), \quad (15)$$

где: C_0 - текущая цена опциона CALL;

S_0 - текущая цена базисного актива;

X - цена исполнения опциона;

e - основание натурального логарифма ($e = 2,718$);

$N(d)$ - кумулятивная функция нормального распределения (формулы (16), (17)):

$$d_1 = \frac{\ln\left(\frac{S_0}{X}\right) + \left(r + \frac{\sigma^2}{2}\right)T}{\sigma\sqrt{T}}, \quad (16)$$

$$d_2 = \sigma\sqrt{T}, \quad (17)$$

где: T, t - время до исполнения опциона CALL;

σ - среднее квадратичное отклонение цены базисного актива за год, доли ед.;

r - ставка безрисковой доходности, исчисленная по способу непрерывных процентов (формула (18)).

$$r = \ln(1 + r_f), \quad (18)$$

где r_f - годовая безрисковая ставка доходности (доли ед.). [7]

Текущая цена базисного актива в формуле (15) является справедливой стоимостью доказанных разрабатываемых запасов, рассчитанной DCF-методом, цена исполнения опциона - капитальные вложения в инвестиционный проект разработки месторождения. Вероятность изменений цены базисного актива учитывается с помощью множителей $N(d)$. [7] Среднее квадратичное отклонение цены базисного актива в формулах (16) и (17) определяется по стоимости доказанных разрабатываемых запасов, рассчитанной DCF-методом по трем рыночным сценариям развития ситуации: базовому (реалистичному), оптимистичному и пессимистичному. [4]

Таким образом, алгоритм расчета справедливой стоимости запасов нефти и газа с учетом рисков и неопределенностей, сопровождающих проект разработки, представлен на рисунке.

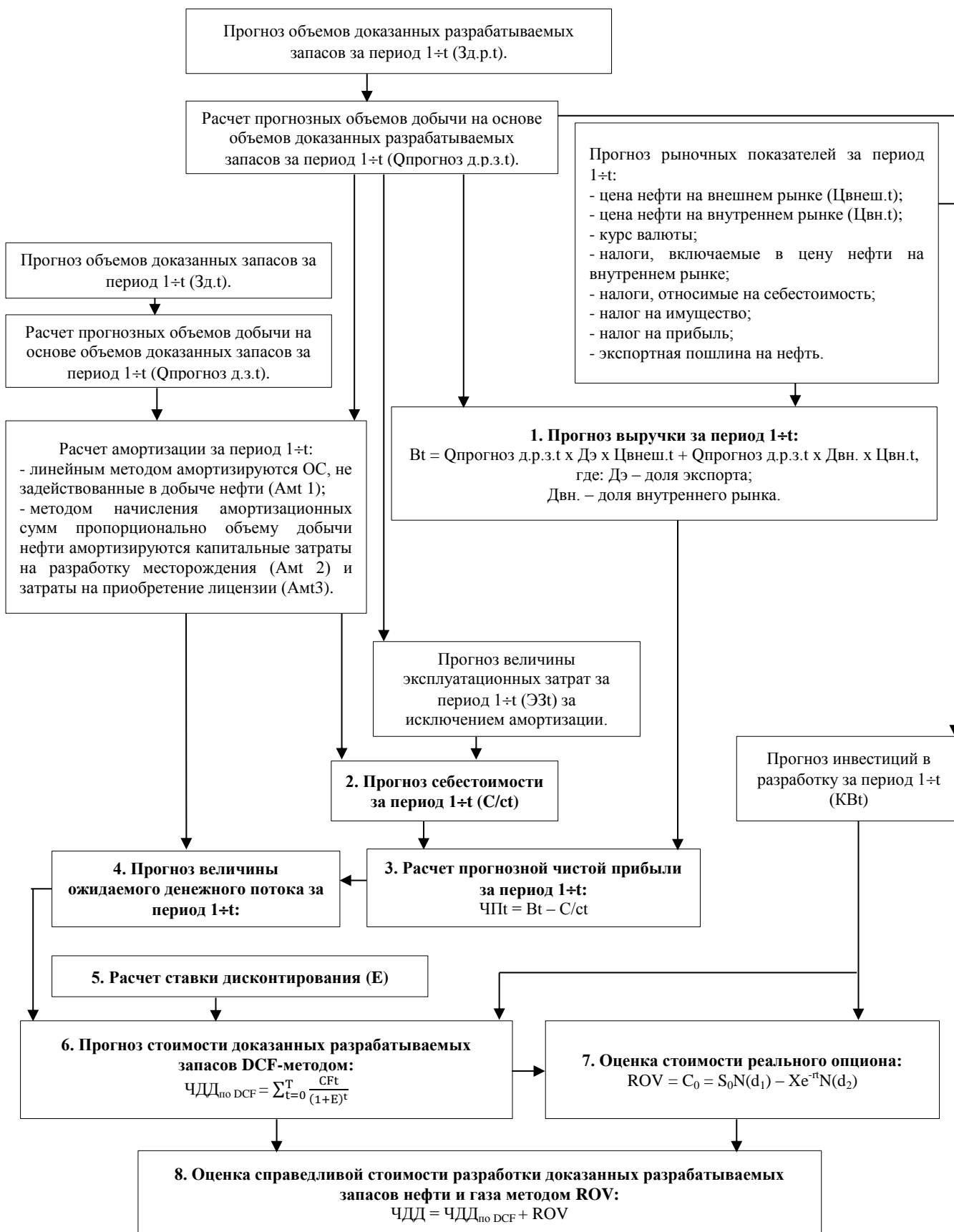


Рисунок. Алгоритм расчета справедливой стоимости запасов нефти и газа с учетом рисков и неопределенностей, сопровождающих разработку месторождения (источник: составлено авторами)

Таким образом, предложенная нами методика оценки справедливой стоимости разработки запасов нефтяных и газовых месторождений:

- учитывает прогнозы объемных и рыночных показателей, что повлияет на расчет чистой прибыли нефтяной компании;
- предлагает рассчитывать амортизационные отчисления нефтяной компании пропорционально объемам добычи, по отдельным месторождениям с учетом стадии разработки месторождений, что окажет влияние на величину чистого денежного потока;
- при расчете ставки дисконтирования предложена авторская классификация основных рисков, сопровождающих разработку месторождения;
- разработка запасов нефти и газа также сопряжена с возникновением неопределенностей, влияние которых на чистые денежные потоки учитывается при применении метода реальных опционов;
- Справедливая стоимость доказанных разрабатываемых запасов нефти и газа оценивается как средневзвешенная на основе оптимистичного и пессимистичного сценариев развития прогнозных показателей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Брейли Р., Майерс С. Принципы корпоративных финансов. - 2-е изд., пер. с 7-го междунар. изд. - М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2008. - 1012 с. (пер. с англ.).
2. Брусланова Н. Метод реальных опционов в оценке инвестиционных проектов // Журнал «Финансовый директор», 2004 [Электронный ресурс]: Финансовый директор, 2004. - Режим доступа: <http://fd.ru/articles/10485-red-metod-realnyh-optcionov-v-otsenke-investitsionnyh-proektov>, свободный. - Загл. с экрана. - Яз. рус.
3. Буренина И.В., Халикова М.А. Оценка стоимости нефтегазового бизнеса. - Уфа: изд. НТЛ «Монография», 2010. - 224 с. - ISBN: 978-5-94920-113-8.
4. Дамодаран, А. Инвестиционная оценка. Инструменты и методы оценки любых активов. - 8-е изд., перераб. и доп. - М.: АЛЬПИНА ПАБЛИШЕР, 2014. - 1316 с. - ISBN: 978-5-9614-4505-3 (пер. с англ.).
5. Коупленд Т., Коллер Т., Муррин Дж. Стоимость компании: оценка и управление. - 3-е изд. - М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2005. - 576 с. - ISBN 5-901028-98-8 (пер. с англ.).
6. Лазарев, А.В., Пострелова А.В. Ставка дисконтирования с учетом риска и методы ее определения // Молодой ученый. 2013. - №6 (53). - с. 373-376.
7. Лимитовский М.А. Инвестиционные проекты и реальные опционы на развивающихся рынках. - М.: ИД «Дело», 2010. - 520 с.
8. Медведева Н.В. Расчет амортизации нефтегазовых активов при подготовке отчетности по МСФО / Корпоративная финансовая отчетность. Международные стандарты. 2009. - №3. - с. 89-96.
9. Мягих М.А. Необходимость полноты учета затрат на разведку, разработку и эксплуатацию нефтяных месторождений // Аудит и финансовый анализ. 2006. - №5. - с. 143-152.
10. Пономаренко Т.В., Сергеев И.Б. Оценка минерально-сырьевых активов добывающей компании на основе опционного подхода // Записки Горного института. 2011. - т. 191. - с. 164-175.
11. Халикова М.А. Корпоративные финансы. - СПб: Недра, 2013. - 272 с.
12. Шевелева А.В. Учебно-методический комплекс по дисциплине «Экономика предприятий ТЭК». - М.: МГИМО, 2006. - 101 с.
13. Яценко В.М. О преимуществах использования покубометровой амортизации на новых газовых месторождениях / Нефть, газ и бизнес. 2012. - №1/2. - с. 91-97.
14. Яценко В.М. Проблемы эффективного управления основными средствами в газовой отрасли и механизмы их решения (на примере ОАО «Газпром»): дис. на соискание ученой степени д-ра экон. наук / РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. - М., 2016. - 282 с.

Khalikova Mamduda Abdulkhaevna

Ufa state petroleum technological university, Russia, Ufa
E-mail: khalikova-dm@yandex.ru

Kirichenko Yuliya Anatol'evna

Ufa state petroleum technological university, Russia, Ufa
E-mail: ula1994@yandex.ru

Methodology of assessing the fair value of the development of reserves of oil and gas fields

Abstract. The article presents the results of the development of methodology for assessing the fair value of the mining assets of the oil company. The object of the research are the mining assets of the oil company. Subject of research - the fair value of the mining assets of the oil company. The goal of research - to develop a methodology to assess the fair value of the development of reserves of oil and gas fields. In the article proposes methodical solving problems that arise when assessing the fair value of the development of oil and gas reserves. To assessment the fair value of the development of reserves of oil and gas fields, we propose to use the discounted cash flow method (DCF-method), complete with value real options (ROV). Real option value is the value of investment project flexibility and allows the company to take into account the uncertainties arising in the development of the field. We offer to use the accrual method of depreciation, which takes account the advanced oil and gas reserves in accordance with IFRS demands, in forecasting the prime cost of the development of reserves of oil and gas fields. A reliable assessment of the fair value of the development of reserves of oil and gas fields will allow oil companies to more accurately calculate the net cash flows from operate reserves, which will affect the company's value. In our proposed methodology by way of example was considered category of proved developed reserves.

Keywords: oil company; proved developed oil and gas reserves; the fair value of the development of oil and gas reserves; real option; risks of development of the field; depreciation; net cash flow