

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

Том 9, №2 (2017) <http://naukovedenie.ru/vol9-2.php>

URL статьи: <http://naukovedenie.ru/PDF/104EVN217.pdf>

Статья опубликована 13.05.2017

Ссылка для цитирования этой статьи:

Халикова М.А., Кириченко Ю.А. Оценка справедливой стоимости разработки нефтяного месторождения // Интернет-журнал «НАУКОВЕДЕНИЕ» Том 9, №2 (2017) <http://naukovedenie.ru/PDF/104EVN217.pdf> (доступ свободный). Загл. с экрана. Яз. рус., англ.

УДК 338.45

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?id=778746

Кириченко Юлия Анатольевна

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

Институт нефтегазового бизнеса

Магистрант кафедры «Экономики и управления на предприятии нефтяной и газовой промышленности»,
направление «Производственный менеджмент в нефтяной и газовой промышленности», группа МЭК13-15-01

E-mail: ula1994@yandex.ru

Оценка справедливой стоимости разработки нефтяного месторождения

Аннотация. В статье представлены результаты оценки справедливой стоимости разработки нефтяного месторождения N_1 по предложенной авторами методике. Для оценки справедливой стоимости разработки запасов нефти нами использовался метод дисконтированных денежных потоков (DCF-метод), дополненный стоимостью реального опциона (ROV). Неопределенность и неточность прогнозов экономических и объемных факторов позволяют использовать метод реальных опционов. При расчете амортизационных отчислений нами были использованы различные методы начисления амортизационных сумм: метод начисления амортизационных отчислений пропорционально объемам добычи, учитывающий перспективную оценку запасов в соответствии с требованиями Международных стандартов финансовой отчетности, и линейный метод. В качестве оцениваемых запасов были рассмотрены запасы категории А, сопоставимые с доказанными разрабатываемыми запасами. Достоверная оценка справедливой стоимости разработки нефтяного месторождения влияет на стоимость нефтяной компании. Стоимость нефтяного месторождения N_1 оценивалась по трем сценариям развития: базовому, оптимистичному и пессимистичному. В качестве изменяющихся факторов, влияющих на величину чистого денежного потока, нами были приняты: доли запасов категорий А, В и А+В в суммарной структуре запасов А+В+С₁, цена на нефть на внешнем и на внутреннем рынках, курс доллара.

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

Ключевые слова: запасы категории А; доказанные разрабатываемые запасы; амортизация; справедливая стоимость разработки нефтяного месторождения; реальный опцион; метод дисконтированных денежных потоков; метод реальных опционов

Согласно стоимостной концепции управления (Value Based Management (VBM)), рост стоимости компании является важной стратегической целью ее развития. [5] Для нефтяных компаний оценка стоимости разработки запасов нефтяных месторождений оказывает влияние на их стоимость. [1, 11, 12] Цель исследования - оценить справедливую стоимость разработки запасов нефтяного месторождения на примере нефтяного месторождения N₁ с применением метода начисления амортизационных отчислений пропорционально объемам добычи и линейного метода.

Для запасов нефти как для инвестиционных активов, использующихся и генерирующих доход в течение длительного времени, важна оценка по справедливой стоимости. Она дает более достоверные результаты оценки стоимости актива. [8, 9] Согласно Международному стандарту финансовой отчетности (МСФО (IFRS)) 13 «Оценка справедливой стоимости», справедливая стоимость - это цена, которая была бы получена при продаже актива в ходе обычной сделки между участниками рынка на дату оценки.²

В новой редакции российской «Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов»³, как и в редакции 2005 г., не учитывается экономическая составляющая целесообразности разработки запасов. Она определила бы более четкую границу между запасами категорий А, В и С и ресурсами D, но основными признаками классификаций остались степень геологической изученности запасов и степень их промышленного освоения. Таким образом, нефтяные компании не могут оценить реальное состояние своей ресурсной базы [10] без учета экономической составляющей. Экономическая целесообразность разработки месторождений зависит не только от внутренних (затраты на разработку), но и от внешних факторов (цена на нефть, конъюнктура рынка, налоги).

Экономическая составляющая влияет также на расчет сумм амортизационных отчислений пропорционально объемам добычи нефти для капитальных затрат на разработку месторождения и для капитальных затрат на приобретение лицензии на разработку месторождения. [11]

Не точная оценка объемов запасов нефтяных месторождений ведет к недостоверной оценке стоимости их разработки и, соответственно, недостоверной оценке стоимости нефтяных компаний.

В отличие от российской классификации, классификация Комитета по запасам нефти и газа Общества инженеров-нефтяников США (классификация SPE-PRMS) позволяет также учитывать экономическую целесообразность их извлечения. Таким образом, классификация SPE-PRMS более полная, чем российская, и идентичности интерпретации классификации нет. Однако эксперты нефтегазовой отрасли, [6, 7, 4, 3, ^{3,4}] сопоставившие с классификацией SPE-PRMS еще Временную российскую классификацию 2001 года, предполагают, что в среднем:

² Международный стандарт финансовой отчетности (IFRS) 13 «Оценка справедливой стоимости» (введен в действие на территории Российской Федерации приказом Минфина России от 28.12.2015 N 127н).

³ Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденная Приказом Минприроды России от 01.11.2013 г. N 477 и вступившая в силу с 1 января 2016 г.

- запасы категорий $A+B+C_1$ находятся в пределах категорий доказанных и доказанных + вероятных запасов;
- часть запасов C_1 и запасы C_2 соответствуют вероятным и возможным запасам.

Это обусловлено тем, что запасы категорий $A+B$ разрабатываются в соответствии с утвержденным планом разработки, они технически извлекаемы и экономически рентабельны. Запасы категорий C_1 и C_2 технически извлекаемы, но необязательно экономически рентабельны.^{4,5}

В целом оценки экспертов по сопоставлению категорий запасов можно свести в таблицу 1.

Таблица 1

Сопоставление категорий запасов российской Временной классификации 2001 года и классификации SPE-PRMS (источник: составлено авторами на основе [6, 7, 4, 3, 3,4])

Временная классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов, утвержденная Приказом Минприроды России от 7 февраля 2001 года N 126	Система управления ресурсами и запасами жидких, газообразных и твердых углеводородов (Общества инженеров по оценке запасов нефти и газа США) (SPE-PRMS)
Запасы категории А	Доказанные разрабатываемые запасы
Запасы категории А+В	Доказанные запасы
Запасы категории А+В+С ₁	Доказанные + вероятные запасы
Часть запасов категории С ₁ +С ₂	Вероятные + возможные запасы

Для оценки справедливой стоимости разработки месторождения нами были рассмотрены запасы категории А нефтяного месторождения N_1 . Как видно из таблицы 1, запасы категории А нефтяного месторождения N_1 сопоставимы с доказанными разрабатываемыми запасами.

Нефтяное месторождение N_1 расположено на территории Республики Башкортостан и принадлежит ООО «Башнефть-Добыча». Оно относится к категории крупных месторождений. Его разработка ведется с 1956 г., и по состоянию на 01.01.2012 г. было добыто 158,08 млн. тонн нефти (95,3% от начальных извлекаемых запасов), и достигнут коэффициент извлечения нефти (КИН) в размере 0,528. Месторождение многопластовое, всего на нем выделено восемь эксплуатационных объектов, основных объектов - два.

Информация о запасах нефтяного месторождения N_1 представлена в таблице 2.

Таблица 2

Запасы нефтяного месторождению N_1 (источник: составлено авторами на основе⁶)

Запасы	Объем запасов, млн. тонн
Начальные геологические запасы ($A+B+C_1+C_2$)	301,49
Начальные извлекаемые запасы ($A+B+C_1+C_2$)	166,42
За проектный срок разработки (2012-2079 гг.) должно быть отобрано:	
Начальные извлекаемые запасы ($A+B+C_1+C_2$)	8,33
Начальные извлекаемые запасы ($A+B+C_1$)	7,73
Начальные извлекаемые запасы (C_2)	0,604

⁴ International Energy Agency. World energy outlook. Перспективы развития Российской энергетики. Основные положения. - 2011. - 148 с. (пер. с англ.).

⁵ International Energy Agency. Россия-2014. Детальный обзор энергетической политики. - 2014. - 372 с.

⁶ Технологическая схема разработки нефтяного месторождения N_1 .

Оценка справедливой стоимости разработки нефтяного месторождения N_1 проводилась по предложенной авторами методике [11]. Алгоритм расчета справедливой стоимости разработки запасов нефтяных месторождений представлен на рисунке 1.

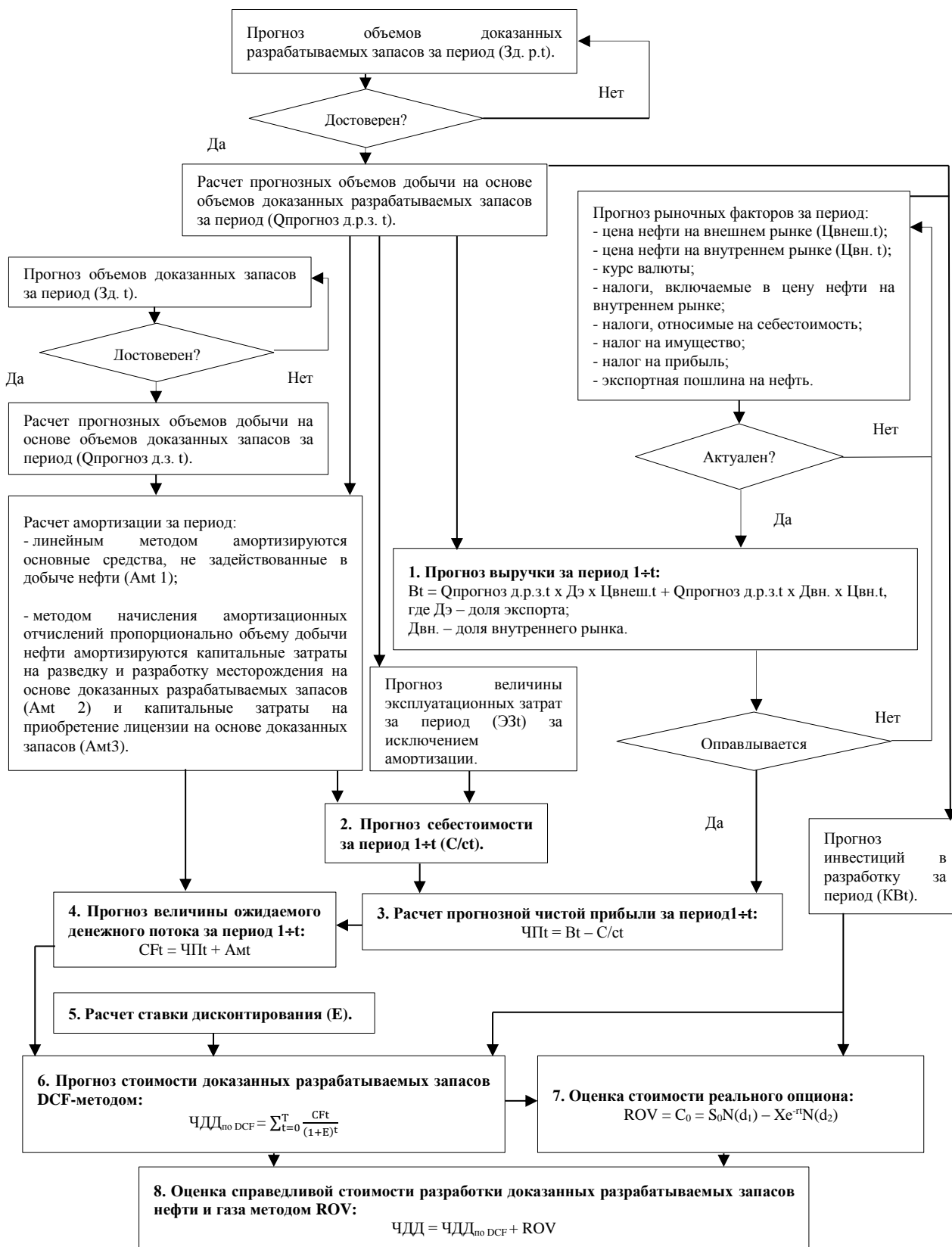


Рисунок 1. Алгоритм расчета справедливой стоимости разработки запасов нефтяных месторождений (источник: составлено авторами)

Методика позволяет:

1. учесть прогнозы объемных и рыночных факторов, влияющих на величину чистого денежного потока от разработки месторождения.
2. рассчитать амортизационные отчисления по месторождению пропорционально объемам добычи, что оказывает влияние на величину чистого денежного потока.

При расчете амортизационных отчислений данным методом нами был обоснован расчет амортизационных отчислений для капитальных затрат на разработку месторождения на основе доказанных разрабатываемых запасов. [11] Формула расчета:

$$A_{M_t} = Q_{д.р.з.t} \times \frac{A_{кт} - A_{м\ сумм\ nt}}{3_{д.р.к.t} + Q_{д.р.з.t}}, \quad (1)$$

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

$3_{д.р.к.t}$ - расчетные доказанные разрабатываемые запасы (в данном примере - запасы категории А) на конец периода;

$Q_{д.р.з.t}$ - объем добычи за период, рассчитанный на основе доказанных разрабатываемых запасов (в данном примере - на основе запасов категории А);

$A_{кт}$ - стоимость актива, задействованного в добыче запасов, на конец периода;

$A_{м\ сумм\ nt}$ - суммарная амортизация и обесценивание на начало периода.

Амортизационные отчисления для капитальных затрат на приобретение лицензии ($A_{M_{t3}}$) в данном примере не рассчитывались, так как нефтяное месторождение N_1 давно разрабатывается.

Амортизационные отчисления для основных средств, не задействованных в добыче нефти, рассчитываются линейным методом:

$$A_{M_{t1}} = \left(\frac{1}{n} \times 100\%\right) \times S_{не\ добт}, \quad (2)$$

где: n - срок полезного использования основных средств, не задействованных в добыче нефти;

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

Для данного месторождения отдельно рассчитываются амортизационные отчисления по скважинам и по оборудованию, введенным до 2009 г., и по скважинам и оборудованию, введенным после 2009 г.

Нами рассчитаны два варианта начисления амортизационных отчислений:

- в соответствии с нашими рекомендациями начисление амортизационных отчислений пропорционально объемам добычи по скважинам и оборудованию, введенным до и после 2009 г.;
- начисление амортизационных отчислений линейным методом по скважинам и оборудованию, введенным до и после 2009 г., по формуле:

$$A_{M_{t1}} = \left(\frac{1}{n} \times 100\%\right) \times S_t, \quad (3)$$

где: n - срок полезного использования основных средств, задействованных в добыче нефти;

S_t - первоначальная стоимость основных средств компании в расчетном периоде.

3. учитывать возникающие риски и неопределенности при оценке справедливой стоимости разработки месторождения методом дисконтированных денежных потоков (DCF-метод), дополненным стоимостью реальных опционов (ROV).

Риски учитываются в ставке дисконтирования при расчете чистых денежных потоков DCF-методом. Ставка дисконтирования рассчитывается как средневзвешенное двух методов:

- кумулятивного метода определения ставки дисконта;
- расчет средневзвешенной стоимости капитала.

При разработке месторождения возникают неопределенности:

- возможность неточной оценки объемов запасов;
- неточность экономических прогнозов. [12]

Их влияние учитывается с помощью метода ROV. Для оценки стоимости этих реальных опционов нами предлагается использовать модель Блэка-Шоулза:

$$C_0 = S_0N(d_1) - Xe^{-rt}N(d_2), \quad (4)$$

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 (5), (6)):

$$d_1 = \frac{\ln\left(\frac{S_0}{X}\right) + \left(r + \frac{\sigma^2}{2}\right)T}{\sigma\sqrt{T}}, \quad (5)$$

$$d_2 = \sigma\sqrt{T}, \quad (6)$$

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 (7)).

$$r = \ln(1 + r_f), \quad (7)$$

где r_f - годовая безрисковая ставка доходности (доли ед.). [2]

Текущая цена базисного актива в формуле (4) - это справедливая стоимость разработки запасов нефтяного месторождения, рассчитанная DCF-методом, цена исполнения опциона - капитальные вложения в проект разработки месторождения. Вероятность изменений цены базисного актива учитывается с помощью множителей $N(d)$. [2]

Справедливая стоимость разработки нефтяного месторождения N_1 оценивалась по трем сценариям развития: базовому, оптимистичному и пессимистичному. Они характеризуются изменением следующих факторов (см. таблицу 3):

- доля запасов категорий A+B в суммарной структуре запасов A+B+C₁;
- доля запасов категории A в суммарной структуре запасов A+B+C₁;
- доля запасов категории B в суммарной структуре запасов A+B+C₁;

- цена на нефть на внешнем рынке;
- цена на нефть на внутреннем рынке;
- курс доллара.

Таблица 3

Изменяющиеся факторы, характеризующие базовый, оптимистичный и пессимистичный сценарии развития (источник: составлено авторами на основе [6, 7] и ^{7,8})

Фактор	Сценарий развития		
	Базовый	Оптимистичный	Пессимистичный
Запасы			
Доля запасов категорий А+В в структуре запасов А+В+С1, %	47,85	67,6	28,1
Доля запасов категорий А в структуре запасов А+В+С1, %	21,40	30,8	12
Доля запасов категорий В в структуре запасов А+В+С1, %	26,45	36,8	16,1
Прогноз цены на нефть на внешнем рынке, долл./барр.:			
- 2017 г.	46,65	62,47	39,57
- 2018 г.	51,65	65,6	37,59
- 2019 г.	56,65	68,88	35,71
- 2020 г.	61,65	72,32	33,92
Прогноз цены на нефть на внутреннем рынке, руб./т:			
- 2017 г.	14206,51	16282,89	11272,77
- 2018 г.	15129,93	16909,16	10646,51
- 2019 г.	16113,38	17535,42	10020,24
- 2020 г.	17160,75	18161,69	10020,24
Прогноз курса доллара, руб.:			
- 2017 г.	54	48	60
- 2018 г.			
- 2019 г.			
- 2020 г.			

На основе таблицы 3 была проведена оценка справедливой стоимости разработки нефтяного месторождения N₁ при двух вариантах расчета амортизационных отчислений. Ее результаты представлены в таблице 4.

Таблица 4

Результаты оценки справедливой стоимости разработки нефтяного месторождения N₁ (источник: составлено авторами)

Показатель	Сценарий развития		
	Базовый	Оптимистичный	Пессимистичный
Вариант 1: Начисление амортизационных отчислений пропорционально объемам добычи нефти			
Стоимость разработки месторождения, рассчитанная DCF-методом, млн. руб.	817,8	1098,36	54,15
Стоимость реального опциона, млн. руб.	504,69	871,08	7,17
Справедливая стоимость разработки месторождения, млн. руб.	1322,49	1969,44	61,32
Вариант 2: Начисление амортизационных отчислений линейным методом			

⁷ Новости FOREX. Прогнозы [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://ru.forexnews.pro/2016/12/08/prognoz-kursa-dollar-na-2017-god-para-usdруб/>, свободный.

⁸ Министерство экономического развития Российской Федерации. О текущей ситуации в экономике Российской Федерации в январе-октябре 2015 года. - М.: 2015. - 129 с.

Показатель	Сценарий развития		
	Базовый	Оптимистичный	Пессимистичный
Стоимость разработки месторождения, рассчитанная DCF-методом, млн. руб.	873,94	1154,5	88,80
Стоимость реального опциона, млн. руб.	541,51	914,03	11,72
Справедливая стоимость разработки месторождения, млн. руб.	1415,44	2068,52	100,53

Большая разница между стоимостями разработки месторождения по сценариям развития обусловлена преимущественно изменением доли запасов категории А в суммарной структуре запасов А+В+С₁. При ее изменении менялись также прогнозы объемов добычи нефти по годам, что повлияло на расчет величины чистого денежного потока от разработки месторождения.

Стоимость реального опциона рассчитывается и учитывается в обоих вариантах. Нефтяное месторождение N₁ многопластовое, и переход с пласта на пласт сопровождается рисками и неопределенностями.

Стоимость разработки месторождения, рассчитанная DCF-методом, выше по 2-ому варианту начисления амортизационных отчислений, чем по 1-ому. Это объясняется тем, что данное месторождение находится в стадии падающей добычи, и при использовании линейного метода начисления амортизационных отчислений стоимость скважин и оборудования, введенных и до, и после 2009 г., списывается в период роста и стабильных объемов добычи.

Наглядно зависимость амортизационных отчислений от объемов добычи нефти можно представить на рисунках 2 и 3. Начисление амортизационных отчислений линейным методом представлено на рисунке 4.

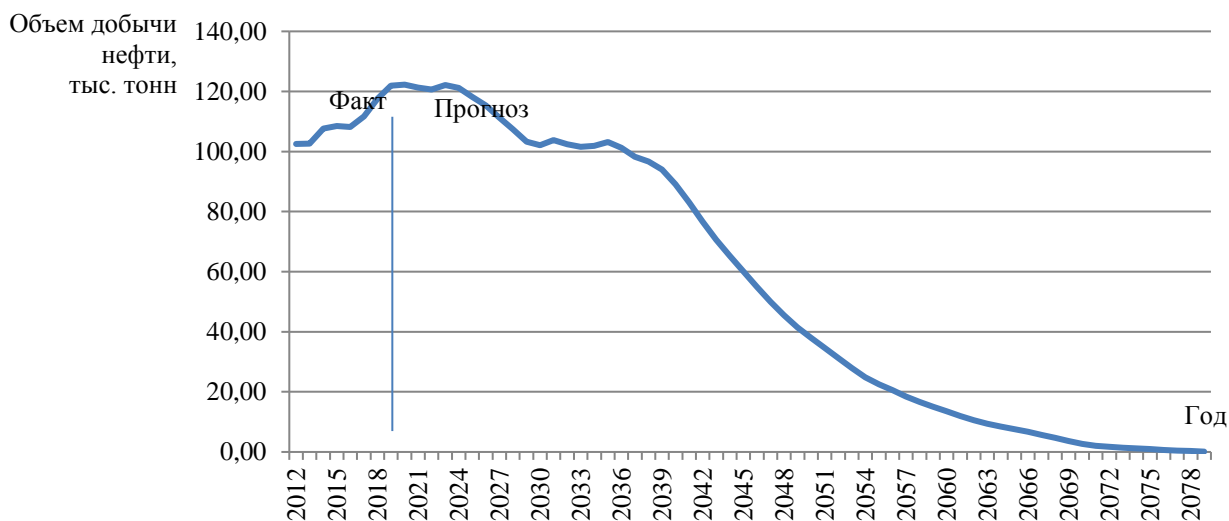


Рисунок 2. Объем добычи нефти на нефтяном месторождении N₁ за 2012-2079 гг., тыс. тонн. Базовый сценарий (источник: составлено авторами)

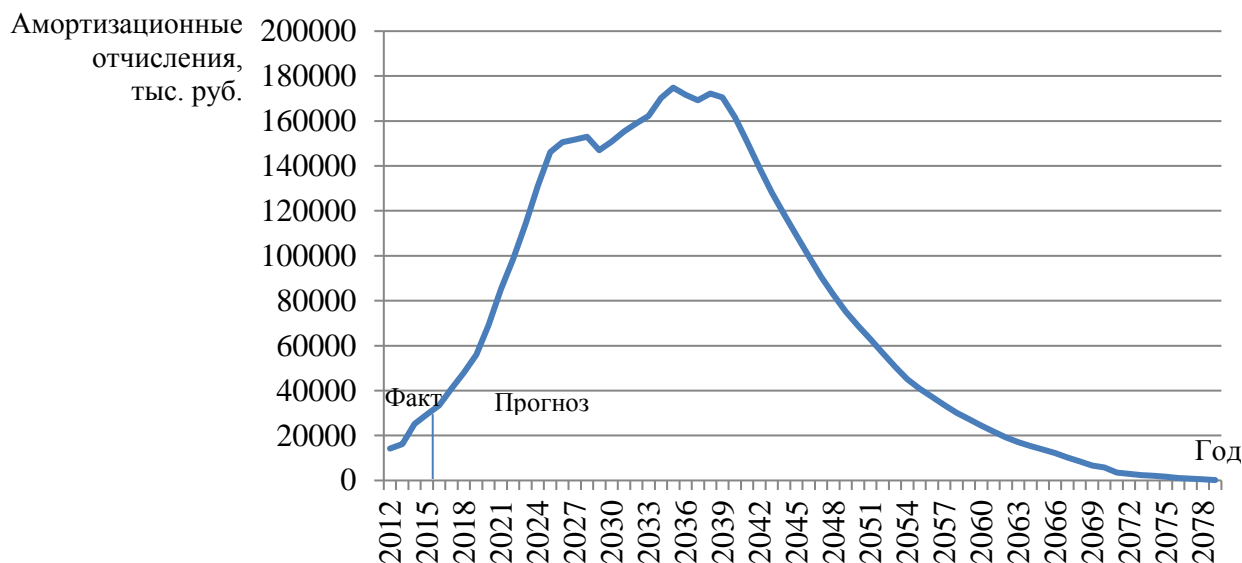


Рисунок 3. Начисление амортизационных отчислений пропорционально объемам добычи нефти на нефтяном месторождении N_1 за 2012-2079 гг., тыс. руб. Базовый сценарий (источник: составлено авторами)

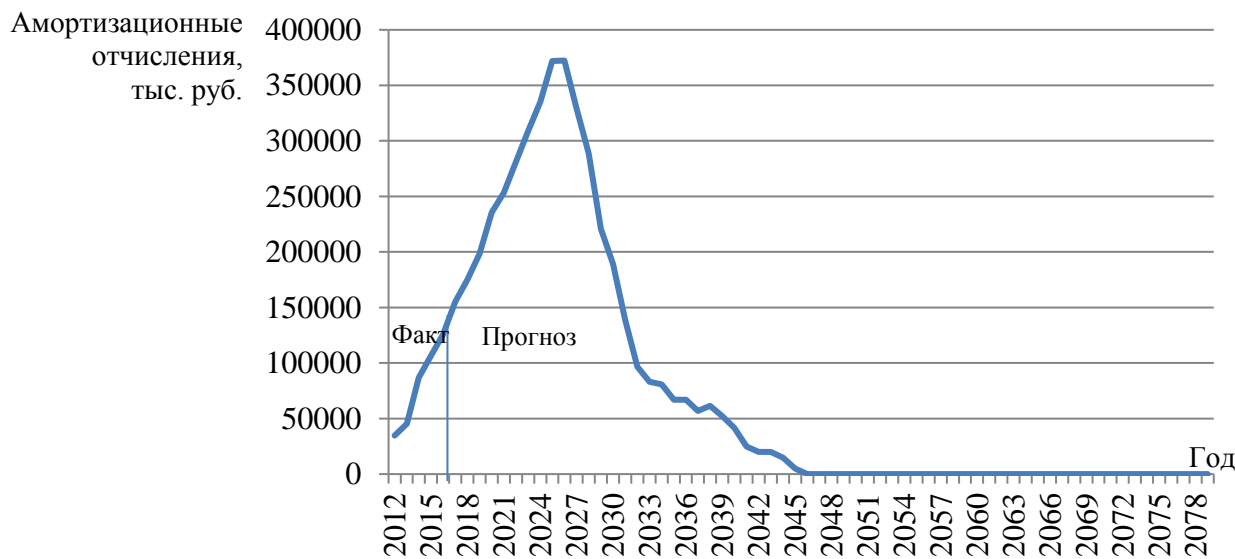


Рисунок 4. Начисление амортизационных отчислений линейным методом на нефтяном месторождении N_1 , тыс. руб. Базовый сценарий (источник: составлено авторами)

При начислении амортизационных отчислений линейным методом стоимость скважин и оборудования списывается в течение их нормативного срока службы. Это окажет влияние на себестоимость добычи и, следовательно, на чистый денежный поток от разработки нефтяного месторождения. Если бы нефтяное месторождение N_1 находилось в стадии максимального уровня добычи, начисляемые по 2-ому варианту амортизационные отчисления списались бы до пика добычи, а суммы амортизационных отчислений по 1-ому варианту были бы больше и, соответственно, был бы больше чистый денежный поток, приходящийся на пик добычи.

Чистый дисконтированный доход (ЧДД), полученный по двум вариантам расчета, представлен на рисунке 5.

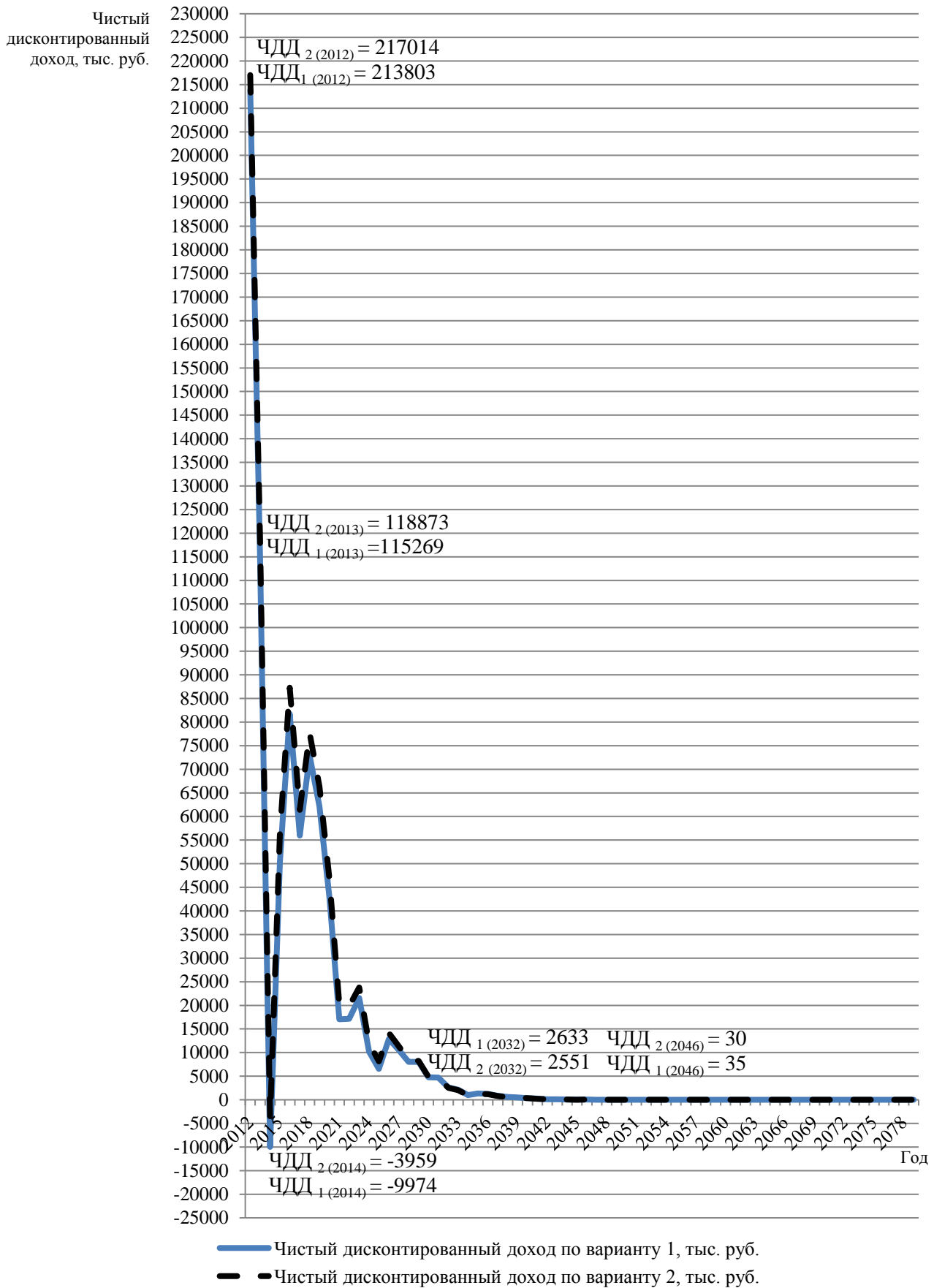


Рисунок 5. Чистый дисконтированный доход на нефтяном месторождении N_1 по варианту 1 и варианту 2, тыс. руб. Базовый сценарий (источник: составлено авторами)

Высокая волатильность чистого денежного потока в период с 2012 по 2027 гг. в обоих вариантах обусловлена высоким уровнем капиталовложений на ввод новых скважин и оборудования, большим объемом геолого-технических мероприятий. При начислении амортизационных отчислений пропорционально объемам добычи чистый денежный поток более стабилен в течение всего периода разработки месторождения, и коррелирует с темпами добычи нефти. Это дает возможность получить более достоверную оценку справедливой стоимости разработки нефтяного месторождения и, соответственно, достоверную оценку стоимости нефтяной компании.

Таким образом, в данной статье была проведена апробация предложенной авторами методики оценки справедливой стоимости запасов нефтяных месторождений на примере нефтяного месторождения N_1 при различных методах начисления амортизации. По результатам оценки можно сделать следующие выводы:

- применение метода начисления амортизационных отчислений пропорционально объемам добычи дает более достоверную оценку справедливой стоимости разработки добычных активов на всем периоде их разработки;
- достоверная оценка справедливой стоимости разработки добычных активов на всем периоде их разработки позволяет более точно оценить стоимость нефтяной компании.

ЛИТЕРАТУРА

1. Буренина, И.В. Оценка стоимости нефтегазового бизнеса / И.В. Буренина, М.А. Халикова. - Уфа: изд. НТЛ «Монография», 2010. - 224 с. - ISBN: 978-5-94920-113-8.
2. Лимитовский, М.А. Инвестиционные проекты и реальные опционы на развивающихся рынках / М.А. Лимитовский. - М.: ИД «Дело», 2010. - 520 с.
3. Мандрик, И.Э. Применение статистических методов для сопоставления запасов нефти по российской и международной (SPE) классификациям (на примере Лангепасской группы месторождений): дис. на соискание ученой степени канд. геол.-минерал. наук / И.Э. Мандрик. - Пермь, 2003. - 158 с.
4. Мерсон, М.Э. Сопоставление запасов нефти по российской и международной SPE классификациям на примере Викторианского месторождения / М.Э. Мерсон, В.А. Горбунова // Журнал «Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело», 2007, №2. - С. 26-32.
5. Неудачин, В.В. Реализация стратегии компании: финансовый анализ и моделирование / В.В. Неудачин. - М.: Издательский дом «Дело» РАНХиГС, 2015. - 168 с. - ISBN: 978-5-7749-1023-6.
6. Новиков, Ю.Н. Направление развития классификаций запасов нефти и газа / Ю.Н. Новиков, О.О. Макухо // Эл. журнал «Нефтегазовая геология. Теория и практика», 2016, №1, т. 11 [Электронный ресурс]. - Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/3/2_2016.pdf, свободный. - Загл. с экрана. - Яз. рус., англ.
7. Новиков, Ю.Н. Эволюция отечественной классификации запасов и ресурсов нефти и газа: от трех - к восьми / Ю.Н. Новиков // Эл. журнал «Нефтегазовая геология. Теория и практика», 2009 (4), №1 [Электронный ресурс]. - Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/3/7_2009.pdf, свободный. - Загл. с экрана. - Яз. рус., англ.
8. Пономаренко, Т.В. Оценка минерально-сырьевых активов добывающей компании на основе опционного подхода / Т.В. Пономаренко, И.Б. Сергеев // Журнал «Записки Горного института», 2011, т. 191. - С. 164-175.
9. Сергеев, И.Б. Оценка стоимости минерально-сырьевых активов горной компании методом реальных опционов / И.Б. Сергеев, Т.В. Пономаренко // Журнал «Проблемы современной экономики», 2010, №4. - С. 142-145.
10. Уланов, В.Л. Стоимость нефтегазовой компании и оценка запасов нефти и газа / В.Л. Уланов // Журнал «Записки Горного института», 2011, т. 194. - СПб.: Записки Горного института, 2011. - С. 327-331. - ISSN: 0135-3500.
11. Халикова, М.А. Методика оценки справедливой стоимости разработки запасов нефтяных и газовых месторождений / М.А. Халикова, Ю.А. Кириченко // Интернет-журнал «Наукovedение», 2016 №6 (37), т. 8 [Электронный ресурс]. - М.: Наукovedение, 2016. - Режим доступа: <http://naukovedenie.ru/PDF/56EVN616.pdf>, свободный. - Загл. с экрана. - Яз. рус., англ.
12. Халикова, М.А. Обоснование выбора метода оценки справедливой стоимости разработки запасов нефтяных и газовых месторождений / М.А. Халикова, Ю.А. Кириченко // Журнал «Вестник экономики и менеджмента», 2016, №4. - Уфа: Вестник экономики и менеджмента, 2016. - С. 46-51. - ISSN: 2500-0098.

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

Assessment the fair value of the development of an oil field

Abstract. In the article presents the results of assessing the fair value of the development of the N_1 oil field in accordance with the methodology proposed by the authors. To assessing the fair value of development of oil reserves, we used the discounted cash flow method (DCF method), supplemented by the cost of a real option (ROV). Uncertainty and inaccuracy of forecasts of economic and volumetric factors allow using the method of real options. When calculating depreciation charges, we used various methods for calculating depreciation amounts: production method of depreciation, taking into account the prospective evaluation of reserves in accordance with the requirements of International Financial Reporting Standards, and straight-line depreciation method. As estimate reserves, category A reserves comparable to proved developed reserves were considered. A reliable assessment of the fair value of the development of the oil field affects the value of the oil company. The value of the oil field N_1 was estimated in three development scenarios: basic, optimistic and pessimistic. As changing factors affecting the amount of net cash flow, we took: the share of reserves of categories A, B and A+B in the total structure of stocks $A+B+C_1$, the price of oil in the external and domestic markets, the dollar rate.

Keywords: reserves of category A; proved developed reserves; depreciation; the fair value of the development of an oil field; real option; discounted cash flow method; real options method