

ЕКОНОМІКА ТА ОРГАНІЗАЦІЯ ВИРОБНИЦТВА

УДК 553.982.04

ЗАСТОСУВАННЯ МЕТОДУ РЕАЛЬНИХ ОПЦІОНІВ ДО ОЦІНКИ ЗАПАСІВ НАФТОВИХ РОДОВИЩ

Я.С.Витвицький

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел.(03422) 42308

e-mail: finexpert@neonet.if.ua

Рассмотрены возможности использования методики реальных опционов для оценки рыночной стоимости запасов нефтяных месторождений, а также особенности определения основных параметров, которые входят в модель реальных опционов. Осуществлено усовершенствование модели Блека-Шоулза-Мертон.

In the article possibilities of the use of method of real options are considered for the estimation of market value of supplies of the oil-fields. The features of determination of basic parameters which are included in the model of real options are considered, the improvement of model of Black-Scholes-Merton is carried out.

Природні ресурси є одним з основних джерел надходжень коштів до бюджету будь-якої держави. Тому в системі державного управління надрокористуванням визначення ринкової вартості запасів природних ресурсів потребує особливої уваги до проведення їх оцінки.

При цьому показники ринкової оцінки природних ресурсів мають широкий діапазон застосування. Зокрема, ринкова оцінка природних ресурсів необхідна для: формування відповідних реєстрів і кадастрів природних ресурсів, розробки стратегій, довгострокових планів розвитку економіки країни, вибору оптимальних параметрів експлуатації природних ресурсів, обґрунтування нормативів видобутку корисних копалин, визначення рентної плати за користування надрами інших цілей. Таким чином, базуючись на міжнародному досвіді, можна стверджувати, що ринкова оцінка є одним з найважливіших економічних механізмів у системі управління природними ресурсами.

Особливо слід підкреслити актуальність міжнародного аспекту цієї проблеми. Річ у тім, що на сьогоднішній день Міжнародний Комітет зі стандартів оцінки (МКСО) випустив своє видання Міжнародних стандартів оцінки – МСО 2005 р. [1]. Уперше в зазначений документ включені спеціальні стандарти, присвячені оцінці активів корисних копалин, в тому числі і нафтогазових галузей. Новою настановою, що міститься у цих стандартах, є "Оцінка вартості об'єктів майна у добувних галузях". Вона була розроблена міжнародною групою експертів із країн з високорозвиненою добувною про-

мисловістю і значним накопиченим досвідом регулювання відносин у цій сфері – Австралії, Канади, Південної Африки і США.

Паралельно Рада з Міжнародних стандартів фінансової звітності (РМСФЗ) у грудні 2004 року випустила Міжнародний стандарт фінансової звітності "Вивчення і оцінка вартості корисних копалин" (МСФЗ 6). Розробка й прийняття цього документа є важливим етапом у процесі поєднання практики фінансової звітності гірничодобувних і нафтових компаній в усьому світі.

Відомо, що в оціночній практиці існує три класичних підходи до оцінки: витратний, порівняльний і доходний.

Суть витратного підходу полягає у визначенні відновної вартості витрат на створення аналогічного об'єкта у сучасних умовах, що не можливо, оскільки родовища нафти і газу є витвором природи, тобто невідтворюваними активами. Проте, цей підхід може застосовуватись як допоміжний, наприклад, для розрахунку вартості заміщення вже здійснених на цьому родовищі інвестиційних витрат.

Порівняльний підхід базується на відомій вартості аналогічних об'єктів. При цьому варто зауважити, що угоди з продажу ділянок надр заборонені законодавчо, а визначення надрокористувача на аукціонах не завжди носить репрезентативний характер (у них беруть участь кілька претендентів, що скоріше створює умови олігополії, ніж ефективного ринку). Такий підхід може застосовуватись як допоміжний або інформаційний, наприклад, для визначення від-

повідності результатів, отриманих з використанням доходного підходу, рівню цін 1 т (1 тис. м³) запасів, що склалися при здійсненні угод з акціями компаній, на балансі яких є права на видобуток корисних копалин. Зазначений підхід також активно застосовується фінансовими аналітиками для експрес-оцінок угод з акціями гірничодобувних, нафтових компаній і підсумків аукціонів із продажу прав на розвідку й видобуток корисних копалин.

Доходний підхід полягає у визначенні вартості об'єкта на основі доходів, які він здатний у майбутньому принести своєму власникові. При цьому відповідно до загальноприйнятих стандартів оцінки вартість, визначена відповідно доходного підходу, є сумою доходів з врахуванням фактора часу і найбільш ефективно го використання об'єкта оцінки.

У Міжнародних стандартах оцінки та фінансової звітності пріоритет віддається визначенню ринкової вартості об'єкта – найбільш імовірної ціни, за якою об'єкт може бути відчужений на відкритому ринку в умовах конкуренції, при розумних діях сторін угоди, в умовах їх повної інформованості і відсутності впливу надзвичайних обставин. Ринкова вартість запасів і ресурсів вуглеводневої сировини може бути розрахована насамперед на базі методів доходного підходу.

У рамках доходного підходу застосовуються такі методи:

- метод капіталізації очікуваного доходу;
- метод дисконтування грошових потоків;
- метод опціонів.

Метод капіталізації очікуваного доходу застосовується за умови, що доходи, які отримують від використання об'єкта оцінки, однакові за величиною протягом досить тривалого періоду. Для перетворення доходів у вартість застосовується коефіцієнт капіталізації, що враховує як норму доходу на капітал, так і норму повернення капіталу. Та обставина, що доходи, які отримують від використання об'єкта оцінки, повинні бути постійними за величиною протягом досить тривалого періоду, є суттєвим обмеженням для практичного застосування цього методу для оцінки запасів родовищ.

Особливістю методу дисконтування грошових потоків і його головною перевагою на відміну від методу капіталізації є те, що він дає змогу врахувати зміни потоку доходів. Це робить привабливим використання методу дисконтування грошових потоків для визначення прибутковості розвідки й розробки ділянок надр, пов'язаних зі значними первісними капіталовкладеннями і мають нестабільні потоки доходів і витрат. Тому метод дисконтування грошових потоків є найпоширенішим в оціночній практиці при проведенні економічних розрахунків з визначення вартості ділянок надр із запасами і ресурсами корисних копалин.

Нові економічні умови сьогодення і динаміка розвитку глобальних ринків породили передумови для розробки нових моделей оцінки. Все більша кількість аналітиків стала висловлювати своє невдоволення щодо методу дискон-

тування грошових потоків, оскільки стало помітно, що у багатьох випадках метод недооцінює реальну вартість активів.

Невизначеність завжди асоціювалася із зменшенням вартості активу. Чим більша невизначеність, тим вища ставка дисконтування і тим менша вартість активу. В останні десятиліття деякі менеджери змінили своє ставлення до невизначеності. Зміна полягала в тому, що невизначеність стала сприйматися як чинник можливого зростання. Саме такий підхід зумовив появу теорії реальних опціонів, яка використовує методологію фінансових опціонів. Виявляється, що компанія може володіти деяким набором реальних опціонів, які впливають на вартість, але цей вплив не може бути визначений методом дисконтування грошових потоків. Фактично реальний опціон – це можливість, але не зобов'язання менеджменту ухвалити певне рішення (закриття розробки родовища, збільшення видобутку і т.д.) із обмовленими витратами за впровадження цього рішення в певний період часу. Метод дисконтування грошових потоків використовує підхід, що обмежує дії менеджменту компанії. Саме ці обмеження давали змогу розробляти планові показники діяльності компанії, які в свою чергу служили вихідними параметрами для моделі дисконтування.

Проте, рішення менеджменту завжди коригувалися і змінювалися в ході впровадження проєктів з розробки нафтових і газових родовищ. Зміна рішень менеджменту однозначно впливає і на вартість проєкту. У зв'язку з цим вартісні показники, що визначені на час прийняття проєкту, стають все більш неточними. На сьогоднішній день, коли економічне середовище вимагає постійної адаптації бізнесу до нових умов, рішення стали змінюватися частіше, ніж це спостерігалось раніше. Таким чином, можна говорити про те, що можливість змінювати управлінські рішення з метою їх оптимізації стало одним з чинників сучасного управління.

Перед менеджерами компаній закономірно постає питання: скільки може коштувати компанії можливість змінити яке-небудь рішення в майбутньому? Дати відповідь на таке запитання — застосування методу реальних опціонів. Реальні опціони принципово дуже схожі на фінансові опціони, і тому проблеми їх ціноутворення безпосередньо пов'язані з фінансовими опціонами. Реальними вони називаються тому, що існують не на фінансовому ринку, а в реальному бізнесі. Підхід до оцінки ефективності реального опціону, коли він бачиться в поліпшенні песимістичного сценарію проєкту, справедливий практично для всіх типів реальних опціонів.

Метод реальних опціонів розглядає інвестиції як послідовність виборів, а не як результат одного рішення, і діє за аналогією з фінансовими опціонами, якими постійно торгують на фондових ринках. Спочатку зазначена методика була розроблена для оцінки цінних паперів у вигляді опціонної моделі Блека-Шоулза, а на-

далі стала застосовуватися для визначення вартості й інших інвестиційних активів, у тому числі і нафтових родовищ – модель Сігела – Сміта – Паддока [2]. У цьому випадку ціна виконання опціону прівінюється до вартості розвитку проекту (інвестиційні витрати щодо введення родовища в експлуатацію). Початкова ринкова вартість акції замінюється у формулі Блека-Шоулза вартістю запасів корисних копалин, розрахованих з використанням традиційної техніки дисконтування грошових потоків.

Ціна опціону за цією моделлю визначається з допомогою формули

$$V = S \cdot e^{-yt} \cdot N(d_1) - X \cdot e^{-rt} \cdot N(d_2), \quad (1)$$

де:

$$d_1 = \frac{[\ln(S/X) + (r - y + \sigma^2/2)t]}{\sigma\sqrt{t}}; \quad (2)$$

$$d_2 = d_1 - \sigma\sqrt{t}; \quad (3)$$

V – вартість опціону типу “колл”;

S – вартість базового активу;

X – ціна виконання опціону;

y – норма дивідендної доходності;

r – безризикова процентна ставка;

σ – волатильність базового активу;

t – час закінчення життя опціону;

$N(d)$ – функція нормального розподілу.

Те, на скільки величина $NPV_{опц}$ (при оцінці реального опціону з врахуванням витрат на нього) перевищує чисту поточну вартість (чистий дисконтований дохід) проекту, якщо він не підтриманий реальним опціоном (NPV), і оцінюється як міра ефективності реального опціону (λ)

$$\lambda = NPV_{опц} - NPV. \quad (4)$$

Відповідно до доходного підходу з оцінки бізнесу ринкова вартість компанії може зростати на суму очікуваних чистих поточних вартостей інвестиційних проектів, виходячи з яких у фірми є конкурентні переваги. Тому вимірник λ ефективності реального опціону одночасно слугує мірою нарощування вартості компанії внаслідок застосування реального опціону.

Безумовною перевагою цієї методології є можливість виявлення опціонної вартості родовищ, запаси яких на сучасний момент є нерентабельними за результатами оцінки методом дисконтування грошових потоків.

Адаптація до умов України, розробка методики визначення основних параметрів і вдосконалення цієї моделі є метою нашої статті.

Основним параметром у формулі Блека-Шоулза є вартість базового активу S . При оцінці природних ресурсів як базового активу виступає природний ресурс, розрахунок вартості якого повинен бути здійснений як сума приведених за безризиковою процентною ставкою грошових потоків від розробки видобувних запасів родовища, визначених з використанням традиційної методики [5].

Не менш важливим параметром є ціна виконання опціону X . В моделі реальних опціонів вона є сумою інвестиційних витрат, які необ-

хідні для видобутку нафти і газу протягом періоду розробки родовища. Визначається шляхом детальних розрахунків, виходячи з необхідних обсягів буріння, експлуатаційних та нагінатальних свердловин, застосування технічних і технологічних засобів згідно з проектом розробки [5].

Норма дивідендної доходності у введена з метою коригування моделі Блека-Шоулза для довгострокових опціонів Робертом Мертоном [2]. Відомо, що дивіденди – це суми, які регулярно виплачуються власникам акцій. В умовах реального ринку дивіденди є вартістю, на яку зменшується вартість опціону протягом його „життя”. Стосовно родовищ корисних копалин має місце аналогічне явище внаслідок видобутку запасів родовища, тобто зменшення вартості базового активу. Визначається як

$$y = 1/T \quad \text{або} \quad y = ЧП/S, \quad (5)$$

де: T – період розробки родовища;

$ЧП$ – річний чистий грошовий потік;

S – вартість запасів, що розробляються.

Безризикова процентна ставка r у моделі Блека-Шоулза введена для врахування фактора часу. Тому необхідно коректно його враховувати. Величини і особливості визначення цієї ставки в умовах України подані в роботі [6]. Тут слід зауважити таке: якщо грошові потоки розраховуються в поточних цінах, то і безризикова ставка повинна братися реальною, тобто очищеною від інфляційної складової, що можна здійснити за формулою [7]

$$r_p = \frac{1 + r_n}{1 + i} - 1, \quad (6)$$

де: r_p – реальна безризикова ставка; r_n – номінальна безризикова ставка; i – темп інфляції.

Факт неперервності часу у моделі Блека-Шоулза свідчить, що ми використовуємо варіант приведеної вартості з неперервним часом (e^{-rt}), а не дискретний варіант $1/(1+r)^t$. Це означає, що безризикова ставка повинна бути модифікована для відповідності неперервному часу, що можна зробити за формулою [2]

$$r = \ln(1 + r_p). \quad (7)$$

Наступним важливим параметром, який визначає опціонні характеристики активу, що оцінюється, є волатильність (мінливість) базового активу σ_A . Стосовно запасів нафтових родовищ, то тут існують два основних джерела невизначеності. Перше – це величина добувних запасів родовища, а другий – це ціна на нафту. Такі опціони називаються „райджжними” [2]. Їх можна оцінювати окремо або необхідно визначати волатильність базового активу, обумовлену впливом двох змінних за формулою

$$\sigma_A = \sqrt{m_s^2 + \sigma_n^2}, \quad (8)$$

де: m_s – невизначеність (відносна похибка) стосовно підрахунку величини добувних запасів нафтового родовища;

σ_n – волатильність цін на нафту.

Відомо, що добувні запаси нафтового родовища завжди визначаються з певною похибкою. Це зумовлено, з одного боку, похибками технічних засобів та методичних прийомів, що застосовуються при підрахунку запасів, з іншого боку, наслідком існування об'єктивної мінливості реального геологічного простору, який неможливо вивчити у всіх його точках. Нами були використані результати досліджень з вивчення точності визначення добувних запасів, опубліковані у роботах [3, 4]. У цих роботах результати подані у вигляді табличних значень відносних похибок і графічних залежностей їх величин від запасів, середньої відстані між свердловинами, інших параметрів для родовищ відносно простої і складної геологічної будови. Для зручності застосування обчислювальної техніки нами вони були трансформовані у математичні моделі. Основні з них такі:

на момент закінчення розвідки:

для запасів нафти родовищ відносно простої будови

$$m_n = 0,0052(\ln Q_{n\text{ вид}})^2 - 0,0852 \ln Q_{n\text{ вид}} + 0,4451 ; \quad (9)$$

для запасів нафти родовищ складної будови

$$m_n = 0,0222(\ln Q_{n\text{ вид}})^2 - 0,2637 \ln Q_{n\text{ вид}} + 1,0178 ; \quad (10)$$

для запасів розчиненого газу родовищ відносно простої будови

$$m_z = 0,0097(\ln Q_{z\text{ вид}})^2 - 0,1246 \ln Q_{z\text{ вид}} + 0,5459 ; \quad (11)$$

для запасів розчиненого газу родовищ відносно складної будови

$$m_z = 0,0256(\ln Q_{z\text{ вид}})^2 - 0,2862 \ln Q_{z\text{ вид}} + 1,0653 ; \quad (12)$$

на момент проектування розробки:

для запасів нафти родовищ відносно простої будови

$$m_n = 0,004(\ln Q_{n\text{ вид}})^2 - 0,0735 \ln Q_{n\text{ вид}} + 0,3205 ; \quad (13)$$

для запасів нафти родовищ складної будови

$$m_n = 0,0032(\ln Q_{n\text{ вид}})^2 - 0,0823 \ln Q_{n\text{ вид}} + 0,4332 , \quad (14)$$

де: $m_{n(z)}$ – відносна похибка визначення величини добувних запасів, що вираховується як коефіцієнт варіації за формулою $m_{n(z)} = \sigma_{n(z)} / Q_{\text{вид}}$, у частках одиниці;

$Q_{n\text{ вид}}$, $Q_{z\text{ вид}}$ – добувні запаси нафти і розчиненого газу відповідно у млн. т і млн. куб. м;

$\sigma_{n(z)}$ – стандартне відхилення величини запасів нафти (розчиненого газу).

Ще одна залежність, яка дає змогу точніше встановити похибку визначення величини добувних запасів для покладів різних розмірів

залежно від густини сітки свердловин при розробці

$$m_n = 0,195 - 0,00207Q_{n\text{ вид}} + 0,000107L, \quad (15)$$

де L – густина сітки свердловин, у м.

На початкових стадіях геологорозвідувальних робіт, коли величина запасів ще не встановлена, відносна похибка визначення видобувних запасів може бути розрахована геометричним сумуванням відносних похибок визначення площі покладу – m_F , середніх значень ефективної потужності пластів – m_h , пористості – m_{kn} , нафтонасиченості – m_{kn} , густини нафти – m_p , об'ємного коефіцієнта – m_θ та коефіцієнта нафтовилучення – m_η за формулою

$$m_z = \sqrt{m_F^2 + m_h^2 + m_{kn}^2 + m_{kn}^2 + m_p^2 + m_\theta^2 + m_\eta^2}. \quad (16)$$

Другою складовою, що визначає σ_A , є волатильність цін на нафту за довготривалий період. Для її визначення проведений статистичний аналіз динаміки коливання цін на нафту на світових ринках за період з 1861 до 2006 рр. (рис. 1).

Якщо розглянути рис. 1, то навіть візуально помітно, а далі підтверджено розрахунками відповідних статистичних параметрів, що ціни на нафту мають постійні спекулятивні коливання, але разом з цим отримують пуассонівські шоки, зумовлені причинами, які важко встановити і прогнозувати. Проведений аналіз розподілу цін засвідчив, що він підпорядковується яскраво вираженому логнормальному закону. Визначена дисперсія і стандартне відхилення коливань коефіцієнта цін на нафту, як натуральний логарифм відношення цін в даному році до цін попереднього року, окремо для спекулятивних коливань і пуассонівських шоків. Вони складають: для спекулятивних коливань – дисперсія – 0,0387, стандартне відхилення – 0,1967 (за даними приведеними у А. Дамодарана [2] дисперсія цін на нафту становить – 0,03); для пуассонівських шоків – дисперсія – 0,1166, стандартне відхилення – 0,3415. Середньозважені за період значення цих величин такі: дисперсія – 0,0533; стандартне відхилення – 0,231.

Середньозважені за період величини волатильності цін слід використовувати при оцінці запасів нафтових родовищ з використанням методики реальних опціонів при періодах розробки більше 20 років. У разі періодів менше 20 років необхідно використовувати волатильність цін на нафту, отриману для спекулятивних коливань. Це засвідчує і додатково проведений спектральний аналіз коливань цін.

Ще один параметр у моделі Блека-Шоулза $\epsilon(t)$ – час закінчення життя опціону – це тривалість періоду розробки природного ресурсу, тобто число років, за які запаси нафтового родовища будуть вичерпані.

Що стосується $N(d_1)$ і $N(d_2)$ – це імовірності, які розраховуються з використанням кумулятивної функції стандартизованого нормаль-

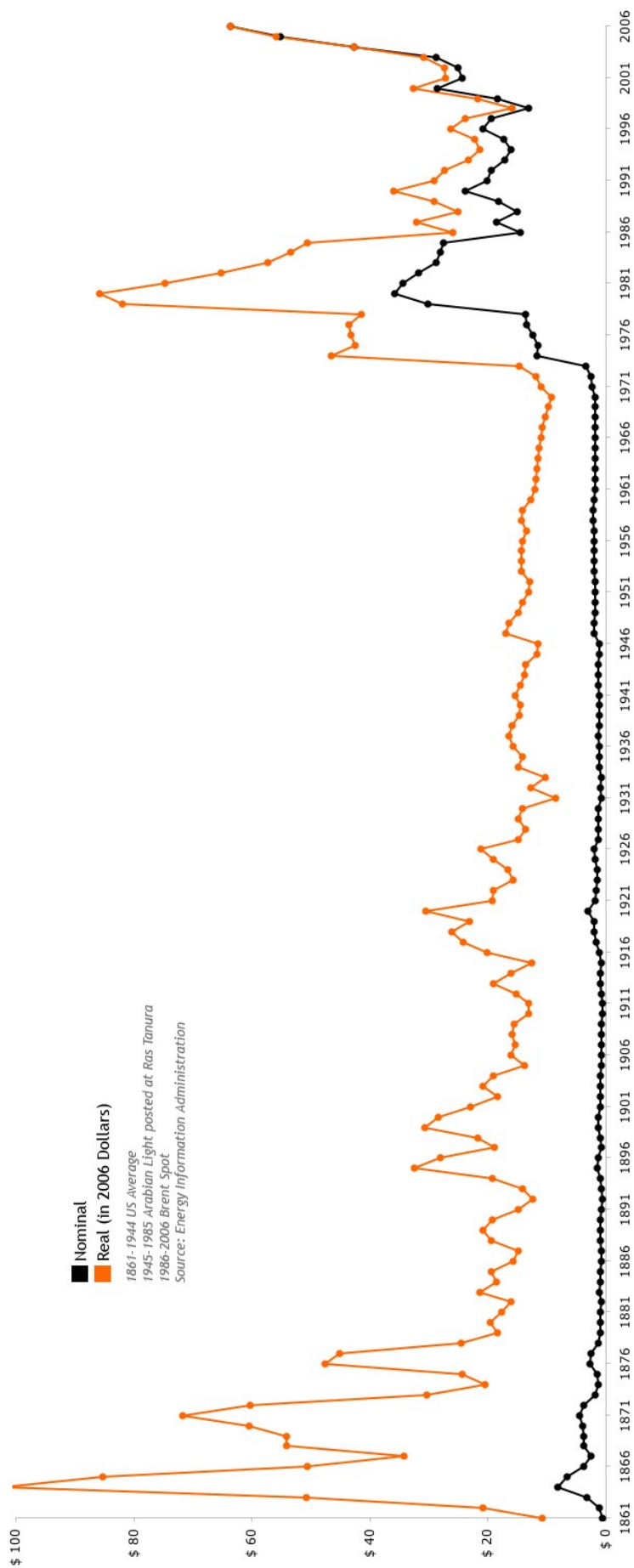


Рисунок 1 – Зміни цін на нафту за період з 1861 до 2006 року
 (джерело: http://upload.wikimedia.org/wikipedia/en/4/42/Oil_Prices_1861_2006.jpg)

Таблиця 1 – Застосування методики реальних опціонів для оцінки запасів нафтового родовища

№ п.п.	Показники	Варіанти дорозробки нафтового родовища		
		I	II	III
1.	Обсяг видобутку нафти, тис. т.	565	185,3	85,3
2.	Вартість реалізованої нафти, тис. грн.	157 606	44 298	20 392
3.	Обсяг видобутку нафтового газу, млн.м ³	144,5	50,9	31,5
4.	Вартість реалізованого нафтового газу, тис. грн.	22 506	7 921	4 902
5.	Кількість додаткових свердловин, шт.	10	8	5
6.	Тривалість розробки t_p , роки	51	65	35
7.	Тривалість лагу у зв'язку з додатковими інвестиціями t_n , роки	1	1	1
8.	Інвестиційні витрати для підготовки родовища до розробки X_n , тис. грн.	3 035	3 035	3 035
9.	Інвестиційні витрати протягом розробки родовища X_p , тис. грн.	27 495	21 536	12 220
10.	Чиста теперішня вартість NPV , тис. грн.	56,8	- 6 125	- 2 870
11.	Дисконтований грошовий потік S , тис. грн.	17 388	8 967	6 015
12.	Середня річна норма доходу y , долі од.	0,0196	0,0154	0,0286
13.	Безризикова ставка доходу r , долі од.	0,07	0,07	0,07
14.	Точність визначення видобувних запасів нафти m_n , долі од.	0,48	0,58	0,66
15.	Точність визначення видобувних запасів розчиненого газу m_g , долі од.	0,27	0,34	0,38
16.	Середньозважена величина похибки визначення запасів нафти та розчиненого газу m_{36} , долі од.	0,45	0,54	0,6
17.	Волатильність цін на нафту σ_n^2 , долі од.	0,0533	0,0533	0,0533
18.	Волатильність базового активу σ_A^2 , долі од.	0,2563	0,3491	0,4159
19.	d_1	2,3628	2,9429	2,1017
20.	d_2	-1,2526	-1,8207	-1,7136
21.	$N(d_1)$	0,9909	0,9984	0,9821
22.	$N(d_2)$	0,1052	0,0343	0,0433
23.	Вартість опціону V , тис. грн.	5 915	3 171	1 984
24.	Ефективність реального опціону λ , тис. грн.	5 858	9 295	4 854

ного розподілу, визначені для величин d_1 і d_2 даного опціону.

Важливою проблемою використання опціонної моделі оцінки природних ресурсів є врахування впливу часового розриву (лагу) між прийняттям рішення про розробку родовища і фактичним початком розробки. Найпростіше коригування для врахування цього часового розриву полягає в зниженні вартості активу шляхом дисконтування за цей період [2]. Однак це не вирішує всіх проблем. Річ у тому, що у цей період грошові потоки є від'ємними – це суми інвестиційних витрат, необхідних для підготовки родовищ до розробки. Як справедливо зазначається в роботах [8, 9], дисконтування від'ємних грошових потоків не виправдано завищує значення вартостей, отриманих при такому підході, і спотворює результати застосування як методу NPV , так і методу реальних опціонів. Щоб позбутись цього недоліку, нами пропонується використовувати модифіковану модель Блека-Шоулза-Мертонна, яка має такий вигляд:

$$V = S \cdot e^{-yt_p} \cdot N(d_1) -$$

$$- (X_n \cdot e^{rt_n} + X_p \cdot e^{-rt_p}) N(d_2), \quad (17)$$

де: X_n – інвестиційні витрати, необхідні для підготовки родовища до розробки, які не дисконтуються, а коопандуються протягом періоду підготовки родовища до розробки;

X_p – інвестиційні витрати протягом періоду розробки;

t_n – час, необхідний для підготовки родовища до розробки;

t_p – час від початку видобутку запасів нафти до моменту завершення розробки.

Модель була апробована на прикладі одного з нафтових родовищ Прикарпаття, де застосування традиційного методу NPV засвідчило практично негативні результати щодо доцільності пропонування варіантів дорозробки [5]. Вихідні дані і основні результати розрахунків подані в табл. 1.

Приклад розрахунку вартості колл-опціону для першого варіанта розробки

$$V = 17388 \exp^{(-0.0196)(51)} (0,9909) - \\ - (3055 \exp^{(0.07)(1)} + 27495 \exp^{(-0.07)(51)}) \times \\ \times (0,1052) = 5915 \text{ тис. грн.}$$

З табл. 1 видно, що всі розглянуті варіанти розробки, оцінені з використанням моделі реальних опціонів, є ефективними, а найкращим є перший варіант, де вартість опціону є найбільшою.

На завершення слід зауважити, що родовища з низькими показниками ефективності, але позитивно оцінені за опціонними характеристиками, можуть становити інтерес для інвесторів, що володіють конкурентними перевагами, і здатними підвищити ймовірність оптимістичного сценарію розвитку проекту. Конкурентними перевагами компаній, що сприяють реалізації можливостей оптимістичного сценарію і скороченню фінансових втрат у разі песимістичного сценарію розвитку проекту, можуть бути такі:

- наявність ліцензій або ноу-хау на прогресивні технології видобутку, транспортування й переробки нафти і газу;
- наявність або можливість укладання довгострокових контрактів на продаж продукції за стабільними цінами, у тому числі на закордонних ринках;
- значні обсяги власних вільних фінансових коштів і доступ до кредитних ресурсів з помірними процентними ставками;
- ефективний менеджмент;
- висококваліфікований, досвідчений виробничий персонал.

Подальші дослідження слід спрямувати на більш широку апробацію методу реальних опціонів для оцінки запасів нафтових і газових родовищ в умовах України.

Література

1. Международные стандарты оценки. 7-е издание / Пер. с англ. И.Л.Артеменкова, Г.И.Микерина, Н.В.Павлова. – М.: ООО «Российское общество оценщиков», 2005. – 414 с.
2. Дамодаран Асват. Инвестиционная оценка: Инструменты и методы оценки любых активов; Пер. с англ. – 2-е изд., исправл. – М.: Альбина Бизнес Букс, 2005. – 1341 с.
3. Фурсов А.Я. Оптимизация изученности нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1985. – 211 с.
4. Справочник по нефтепромышленной геологии / Н.Е.Быков, А.Я.Фурсов, М.И.Максимов и др.; Под ред. Н.Е.Быкова, М.И.Максимова, А.Я.Фурсова. – М.: Недра, 1981. – 525 с.
5. Оцінка ефективності інвестицій у розвідку і розробку нафтових компаній: Монографія / За ред. Витвицького Я.С. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2006. – 248 с.
6. Витвицький Я.С. Урахування чинника часу під час оцінки бізнесу дохідним підходом // Державний інформаційний бюлетень про приватизацію. – К.: ФДМУ, 2006. – №4. – С. 20-24.
7. Огаджанян А., Тарасенко Т. О номинальной и реальной процентной ставке и учете инфляции в «безрисковой» ставке // УТО «Вісник оцінки». – К., 2003. – № 3. – С. 14-16.
8. Галасюк Валерий, Галасюк Виктор, Вишневская Анастасия. Метод NPV: фундаментальные недостатки // Финансовый директор. – 2005. – № 2 (30). – С. 12-19.
9. Галасюк Валерий, Галасюк Виктор, Вишневская Анастасия. CCF – лучшая альтернатива NPV // Финансовый директор. – 2005. – № 3 (31). – С. 16-22.