

Ярослав ВИТВИЦЬКИЙ

доктор економічних наук, професор кафедри економіки підприємства,
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Наталія ГАВАДЗИН

аспірантка кафедри економіки підприємства,
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

ВРАХУВАННЯ ФАКТОРА ЧАСУ ПРИ ОЦІНЦІ ПРИРОДООХОРОННИХ ІНВЕСТИЦІЙНИХ ПРОЕКТІВ У НАФТОГАЗОВИДОБУВНІЙ СФЕРІ

Розглянуто питання методики обліку фактору часу при оцінці ефективності природоохоронних інвестиційних проектів. З цією метою пропонується використовувати кумулятивний метод. Розглянуто особливості визначення екологічних ставок дисконтування для нафтових свердловин з урахуванням основних факторів ризику залежно від технічних і природно-геологічних умов.

Ключові слова: оцінка, ефективність, дисконтування, природоохоронні інвестиції, нафтові свердловини, ризик, фактор.

Сучасний розвиток економічної науки характеризується поглибленим розумінням важливості та цінності часу як одного з найважливіших ресурсів інформаційного суспільства. Природоохоронні інвестиційні проекти мають за мету попередження шкідливих впливів на довкілля і також, здебільшого, розраховані на довготривалий період. Постає проблема, як об'єктивно врахувати фактор часу при оцінці та економічному обґрунтуванні ефективності природоохоронних інвестиційних проектів. Це не тільки дозволяє досягнути належної точності, а й забезпечує адекватність проведених розрахунків екологічним та природним умовам того середовища, у якому буде здійснюватись експлуатація природоохоронних об'єктів та розробка нафтових і газових родовищ.

На сьогодні врахування фактору часу здійснюється шляхом застосування концепції дисконтування, що є ключовим моментом у сучасній теорії інвестиційного аналізу і, як відомо, базується на врахуванні зміни вартості грошей з плином часу. Основоположниками концепції дисконтування є відомі американські економісти Ірвін Фішер [1] та Майрон Кейнс [2].

Дисконтування – це процес визначення теперішньої вартості майбутніх грошових надходжень за допомогою ставок дисконту. Ставка дисконту (*discount rate*) – це норма доходу, яка дає змогу визначити теперішню вартість майбутніх грошових потоків.

Особливістю природоохоронних інвестиційних проектів є те, що вони приносять економічні вигоди не у вигляді додаткових доходів, а у вигляді попереджених економічних збитків від деструктивних екологічних впливів на довкілля [15, 20]. Застосування традиційних прийомів дисконтування при таких умовах має негативні наслідки:

- за допомогою дисконтування занижуються збитки, завдані довкіллю, якщо вони припадають на віддалений час;
- у разі прояву ефектів у віддаленому майбутньому, дисконтування занижує поточну вартість

результатів від реалізації природоохоронних інвестиційних проектів і перешкоджає прийняттю обґрунтованих управлінських рішень у цій сфері [3].

Зараз у світі використовують різноманітні підходи для подолання негативних ефектів дисконтування. У деяких державах для оцінки природоохоронних інвестиційних проектів закладають нижчі величини ставок дисконту порівняно із загальноприйнятими середніми їх значеннями, що застосовуються для оцінки комерційних проектів у практиці інвестиційного аналізу. Наприклад, у Великобританії міністерством фінансів встановлена норма доходу для природоохоронних проектів у розмірі 6%, а у США застосовуються норми доходу від 2% до 10% [4].

Е. Рюміна вказує [20] на те, що проблему можна вирішити за допомогою екологічної ставки дисконту, однак вважає її обґрунтоване визначення справою далекого майбутнього.

Метою нашої статті є спроба, спираючись на загальні теоретичні засади, які покладені в основу врахування фактору часу у теорії оцінки та інвестицій, розробити методичні підходи до його врахування при оцінці природоохоронних інвестицій у нафтогазовидобувній сфері.

В основу концепції дисконтування покладено такі основні принципи:

1. Принцип часової втрати вартості грошей, відповідно до якого гроші, які інвестор отримує сьогодні, завжди мають більшу вартість, ніж гроші, які він отримає завтра. Це зумовлено такими основними факторами, як ризики, інфляція і можливість альтернативного інвестування. Інвестуючи, гроші доводиться віддавати сьогодні, а винагороду отримують пізніше, якщо вона настане взагалі, і розмір її невідомий;

2. Принцип можливості альтернативного вкладення капіталу. Перш ніж вкласти свої кошти в який-небудь об'єкт, інвестор зіставить дохідність цієї інвестиції з дохідністю, на яку він може розраховувати, вклавши свої кошти у інші активи. Будь-який вид

активів, дохідність і ризик, використання яких з точки зору можливості отримання доходу відомі, може бути використаний як база для порівняння;

3. Принцип найкращого і найбільш ефективного використання полягає в урахуванні залежності корисності і дохідності інвестицій від їх найбільш ефективного використання. Під найбільш ефективним розуміють таке використання інвестицій, у результаті якого корисність і дохідність інвестицій є максимальною. При цьому розглядаються тільки ті варіанти, які є технічно можливими, дозволеними та економічно доцільними.

4. Принцип відрази інвестора до ризику. Цей принцип слід розуміти не як принципову відмову інвестора вкладати у ризиковані інвестиції, а як умову, за якою дохідність ризикованої інвестиції повинна бути більшою, ніж дохідність безризикової інвестиції, оскільки саме приріст дохідності є компенсацією за відносно вищий ступінь ризику.

Економічні збитки від деструктивних екологічних впливів складаються із розміру витрат, які необхідні на усунення їх наслідків, розміру втрачених економічних вигод при функціонуванні суб'єктів господарювання у порушеному природному середовищі, а також значних додаткових витрат, які змушене нести широке коло реципієнтів, наприклад, у зв'язку з погіршення стану здоров'я населення, скороченням біорозмаїття, засоленням ґрунтів, втратою рекреаційних цінностей тощо. При цьому навіть одноразово завдані збитки довкіллю, можуть виявлятися протягом довготривалого періоду і синергічно наростати з часом, наприклад, унаслідок специфічних реакцій шкідливих компонентів з іншими речовинами.

Якщо результатом природоохоронних інвестицій є попереджені збитки, то виходячи з принципу найкращого та найбільш ефективного вкладення капіталу, ефективні інвестори, які працюють у нафтогазовій галузі, зможуть використати кошти, які вони змушені були б потратити на сплату штрафних санкцій і ліквідацію негативних наслідків від екологічних порушень та можливих аварій, на інші цілі, пов'язані з розвитком нафтогазового бізнесу. А те, що розміри можливих збитків можуть бути дуже суттєвими, підтверджує одна з наймасштабніших техногенних катастроф у нафтогазовій галузі, що трапилася 20 квітня 2010 року у 80 кілометрах від узбережжя штату Луїзіана в Мексиканській затоці, де через вибух нафтової платформи "Deepwater Horizon", у воду протягом трьох місяців вилилось близько 700 тис. тонн сирової нафти. У результаті катастрофи сума компенсацій нафтового концерну British Petroleum за оптимістичними оцінками експертів становитиме близько \$ 32 млрд., що практично поставило на межу банкрутства одну із найпотужніших світових нафтових компаній.

Отже, є зрозумілим, що вартість коштів у розмірі одноразової суми попереджених збитків наростатиме протягом часу корисного використання природоохоронного об'єкта і обсяг цього наростання можна оцінити за відомою формулою майбутньої вартості грошової одиниці. При цьому, чим більший рівень ризиків можливих деструктивних впливів, тим більші ефекти буде отримувати інвестор в особі нафтогазового підприємства. Тобто вищий рівень екологічних ризиків виступає у формулі майбутньої вартості у якості додаткової норми доходу на

вкладений капітал або, як її ще називають у теорії оцінки, у вигляді «премії інвестора» за підвищені ризики.

З іншого боку, є очевидним, що здійснюючи оцінку інвестиційного природоохоронного проекту на конкретну дату, необхідно визначити сучасну вартість цих гіпотетичних грошових потоків. Це можна зробити, використавши функцію теперішньої вартості грошової одиниці, але у якості дисконтної ставки найбільш доцільно використати базову норму доходу, враховуючи загальну суспільно корисну значущість природоохоронного інвестування і принцип нейтральності до ризику. З огляду на викладене вище, оцінку ефективності природоохоронних інвестицій можна здійснити за такою формулою:

$$NPV = \left[R_e (1+r_e)^t + \sum_{i=1}^T \left(\sum_{j=1}^n \Delta E_{ij} + III_{et} + A_t - (B_{et} + I_{et}) \right) \right] / (1+r_B)^t - \sum_{k=0}^K I_k (1+r_B)^k \quad (1)$$

де R_e - екологічний ризик, який є кількісною мірою виникнення надзвичайної події при розробці нафтових і газових родовищ і визначається як добуток величини збитків від шкідливого впливу на довкілля і ймовірності виникнення надзвичайної події [8]. Ідентифікація усіх збитків, що завдаються довкіллю нафтогазовидобувними підприємствами, кількісна оцінка їх проявів протягом тривалого часу, визначення ймовірності виникнення надзвичайних подій є окремими складними проблемами, які виходять за межі нашого дослідження;

ΔE_{it} - величина i -го виду економічної вигоди, що виникає від реалізації природоохоронного проекту у різних сферах господарської діяльності нафтогазовидобувних підприємств протягом експлуатації природоохоронного об'єкта і може бути пов'язана: із зменшенням потреби в оборотних засобах, які використовуються для проведення додаткових ремонтів і обслуговування нафтових і газових свердловин, нафтогазопроводів, установок комплексної підготовки нафти, товарних резервуарів, у разі виникнення аварійних ситуацій; зменшенням потреби в утриманні спеціальної додаткової техніки і обладнання; скороченням чисельності спеціального персоналу; зменшенням експлуатаційних витрат внаслідок збільшення обсягів видобування нафти і газу і отримання ефекту «масштабу виробництва» тощо;

III_{et} - суми попереджених екологічних штрафів, які сплачували б нафтогазовидобувні підприємства за завдану шкоду довкіллю;

A_t - амортизаційні відрахування від зданого у експлуатацію природоохоронного об'єкта у t -ому періоді;

B_{et} - експлуатаційні витрати для природоохоронного об'єкта у t -ому періоді;

I_{et} - інвестиційні витрати для природоохоронного об'єкта у t -ому періоді, пов'язані з необхідними капітальними ремонтами;

I_k - інвестиції на спорудження природоохоронного об'єкта;

n - кількість видів економічних вигод, які виникають у різних сферах господарської діяльності нафтогазовидобувного підприємства внаслідок реалізації природоохоронного інвестиційного проекту;

t – рік одержання i -ої економічної вигоди, який змінюється в межах $1, 2, 3, \dots, T$;

T – рік закінчення корисного використання природоохоронного об'єкта;

k – рік від початку інвестування у створення природоохоронного об'єкта, який змінюється в межах $0, 1, 2, \dots, K$;

K – рік закінчення створення природоохоронного об'єкта;

r_e – екологічна ставка дисконту;

r_6 – базова ставка дисконту.

Для належного врахування фактора часу при оцінці природоохоронних інвестиційних проектів вирішальне значення має обґрунтування екологічної і базової ставки дисконту.

На сьогодні існують такі методи визначення ставок дисконту: метод кумулятивної побудови, модель капітальних активів, модель дисконтування дивідендів, метод екстракції, арбітражна модель, модель середньозваженої вартості капіталу [6; 7; 12; 19; 21; 22]. В Україні найбільш поширеним підходом до визначення ставки дисконту є метод кумулятивної побудови, рідше використовують модель середньозваженої вартості капіталу, практично не використовуються метод дисконтування потоку дивідендів, арбітражна модель, метод екстракції через відсутність розвинутого фондового ринку та іншої необхідної інформації. Тому доцільно розглядати реалізацію методу кумулятивної побудови стосовно визначення екологічної ставки дисконту.

Метод кумулятивної побудови є моделлю поведінки типового інвестора при формуванні ним своїх вимог до норми доходу на вкладений капітал. Аналітичний вираз, що описує метод кумулятивної побудови, має такий вигляд

$$r = r_6 + \sum_{i=1}^n r_i, \quad (2)$$

де r_6 – базова норма доходу; $\sum_{i=1}^n r_i$ – сумарна премія за ризик;

Це модель поведінки типового інвестора при формуванні ним вимог до норми доходу на вкладений капітал. Перш ніж вкласти кошти в будь-який об'єкт, інвестор зіставляє дохідність певної інвестиції з дохідністю, на яку він може розраховувати, вклавши свої кошти в альтернативні активи з відомим рівнем ризику. Об'єктом порівняння не обов'язково повинен бути безризиковий актив. Будь-який вид активів, дохідність і відносний ризик якого відомі, може бути використаний як база для порівняння. При цьому дохідність більш ризикованої інвестиції повинна перевищувати дохідність менш ризикової інвестиції, оскільки саме приріст дохідності є компенсацією за відносно більший ступінь ризику.

У світовій практиці за базову найчастіше береться норма доходу так званих "безризикових активів" – довгострокових урядових облігацій з терміном погашення 10 і більше років, оскільки саме цей вид інвестицій вважається найменш ризикованим, тобто теоретично позбавленим дефолту, і рівень їх дохідності періодично публікується в засобах масової інформації. У середньому номінальна ставка доходу довгострокових урядових облігацій із терміном погашення 10 років у США, Японії і провідних європейських країнах з поправкою на інфляцію

становить близько 6 % [22].

В умовах України інвестиції у державні облігації не можна вважати найменш ризиковими у зв'язку з нестабільною політичною та економічною ситуацією, постійними змінами законодавства, недостатньою розвиненістю ринкового середовища.

Тому як базові доцільніше використовувати норми доходу від інвестування у альтернативні активи, які слід вибирати за іншими критеріями – активи, які є найбільш доступними і потребують мінімального менеджменту від інвестора. Такими активами є депозитні вклади. Номінальна норма доходу депозитних внесків у вільноконвертованій валюті для юридичних осіб у провідних українських комерційних банках, залежно від умов та розмірів внесків, коливається в межах від 6 до 12 % річних. За базову слід вибирати середню річну норму доходу, яка кореспондується з величиною інвестицій оцінюваного проекту.

Сумарна премія за ризик розраховується як сума таких складових:

1. Компенсація систематичного ризику. Систематичним називається ризик, характерний для всього ринку капіталів. Він описує стан невизначеності відносно загальних економічних умов господарської діяльності у країні, що впливає одночасно на всі підприємства.

Оцінити систематичний ризик можна на основі аналізу коливань дохідності акцій на ринку цінних паперів. У зарубіжній практиці інформацію про ризик країни отримують з International Country Risk Guide, Ibbotson Associates [22]. В Україні це важко зробити через недостатню статистичну базу фондового ринку.

Якщо використовувати норми доходів короткострокових депозитних вкладів в Україні як базові, то вони певною мірою враховують систематичну складову. Необхідно тільки зважати на ризик зміни норми доходів за депозитними ставками. На сьогодні розмір цього ризику можна прийняти на рівні від 2% до 2,5%, що засвідчують події 2004, 2009 років на фінансових ринках в Україні.

2. Компенсація несистематичних, специфічних ризиків. Їх визначення і належне обґрунтування є найбільш проблемним при вирахуванні ставок дисконту.

З цією метою пропонується застосувати підхід, який раніше був використаний нами при обґрунтуванні ставок дисконту для інвестиційних проектів, що стосуються розвідки та розробки нафтових і газових родовищ [7], і котрий базується на таких міркуваннях.

Норми доходів у нафтогазовидобувній галузі формуються як абсолютна рента, яка визначаються притаманною їй органічною будовою капіталу, а також як диференціальна рента, що характеризує відмінності у природно-геологічних умовах. Для визначення їх величин, з використанням даних ЦСУ СРСР та України, був здійснений аналіз рівня рентабельності у цій сфері за тривалий період. За економічною сутністю рентабельність і є нормою доходів у нафтовидобувній галузі. Результати проведеного аналізу показали, що середній рівень рентабельності у нафтодобувній галузі СРСР при розробці величезного числа нафтових родовищ у найрізноманітніших природно-геологічних умовах за період з 1965 по 1984 рр. становив 16,7% [16], а для України середнє значення рентабельності для

паливної промисловості за період з 1992 по 2001 рр. становило близько 18% [7]. Ці середні значення рентабельності містять як систематичні, так і несистематичні ризики. Враховуючи систематичний ризик у розмірі 7-12,5%, можна стверджувати, що середня величина ризику, обумовлена дією рентних факторів у нафтовидобувній галузі, становить близько 9%. З іншого боку, розрахунок волатильності (стандартного відхилення) коливань рентабельності у нафтовидобувній промисловості СРСР за цей же 20 річний період становив 8,6% [7]. Отже, із значною часткою ймовірності можна стверджувати, що розмір несистематичного ризику при розробці нафтових і газових родовищ складає близько 9%. Опосередковано підтверджують цю величину дані, опубліковані Фондом державного майна України про показник фондовіддачі - 9% для галузей видобування енергетичних матеріалів [9].

Отже, використовуючи наведені результати аналізу, ми встановили: якщо попереджені природоохоронним інвестуванням втрати фінансових ресурсів, розмістити у нафтогазовому бізнесі, то ризики отримання від них доходів на сьогодні визначаються такими обставинами.

У 2011 році і на початок 2012 року середня норма доходу валютних депозитних вкладів для юридичних осіб в Україні складала близько 7%. Враховуючи величину ризику зміни базової ставки 2,5%, отримаємо нижню мінімальну межу ставки дисконту у розмірі 9,5% ($7 + 2,5$). Зробивши наступний крок, отримаємо максимальне значення ставки дисконту: $9,5 + 9 = 18,5\%$. Значення екологічних ставок дисконту у цих межах залежатимуть від технічних і природно-екологічних факторів експлуатації природоохоронного об'єкта.

Далі їх можна конкретизувати для кожного з екологічно небезпечних об'єктів у нафтогазовидобуванні, враховуючи їх стан, конструктивні особливості та природно-геологічні умови експлуатації. Так для нафтових свердловин екологічні ризики залежать від наступних факторів.

1. Час від початку експлуатації свердловини. Тривалість експлуатації свердловини - основний фактор наростання екологічних ризиків, який акумулює у собі сукупність негативних явищ, які можуть виявлятися протягом довготривалого періоду. Адже деякі свердловини, особливо у Західному нафтогазоносному регіоні, експлуатуються більше 100 років (Бориславське, Битківське нафтові родовища). Ліквідовані і законсервовані раніше свердловини, сьогодні відновлюються, і можуть використовуватись у найрізноманітніших цілях, навіть не за їх прямим призначенням. Зрозуміло, що вони можуть створювати значні екологічні загрози у процесі експлуатації.

2. Обсадні труби. Призначені для кріплення стінок свердловини після буріння і розмежування нафтоносних, газоносних і водоносних пластів. Виготовляються із таких типів сталі у порядку наростання міцності: С, Д, К, Е, Л, М, Р, а також підвищеної міцності і герметичності [5]. Із зростанням міцності матеріалів, із яких виготовлені обсадні труби, екологічні ризики зменшуються.

3. Глибина свердловини. Як геологічний і технічний фактор, цей показник суттєво впливає на вибір технічних, технологічних і організаційних рішень при бурінні свердловин і розробці нафтових і

газових родовищ, а також є визначальним при формуванні витрат видобутку. Очевидно, що із збільшенням глибини свердловини екологічні ризики суттєво збільшуються, оскільки: зростають пластові тиски і температури, що обумовлює підвищені вимоги до міцності і надійності конструкції технічних та експлуатаційних колон, якості їх цементування; ускладнюється техніка та технологія буріння і видобування нафти і газу; зростає кількість розкритих у процесі буріння пластів-колекторів, на які можливі шкідливі екологічні впливи як у процесі буріння, так і розробки; з глибиною у геометричній прогресії зростають витрати на ліквідацію аварій та негативних впливів на довкілля.

4. За поверхневими природно-географічними, екологічними умовами, які ускладнюють розробку, запаси родовищ поділяють на: запаси родовищ, що розташовані у морі; у межах державних заповідників, заказників; охоронних зон. Всі родовища з такими умовами розробки та розташування зараховують до важко видобувних [11], решту можна визначати як родовища з нормальними умовами. Що складніші поверхневі природно-екологічні умови розробки та розташування, тим більш екологічно ризиковані умови видобування запасів нафти і газу.

5. Складності геологічної будови родовища. За складністю геологічної будови та фазовим станом вуглеводнів, умовами залягання і мінливістю властивостей продуктивних пластів незалежно від величини запасів родовища виділяють такі поклади або експлуатаційні об'єкти [11]:

- простої геологічної будови, які пов'язані з не порушеними або слабо порушеними структурами; їхні продуктивні пласти містять однофазовий флюїд і характеризуються витриманістю товщин і колекторних властивостей у плані і в розрізі (коефіцієнт піскуватості більше 0,7 і коефіцієнт розчленованості менше 2,6);
- складної будови, що мають одно- або двофазовий флюїд і характеризуються значною мінливістю товщин і колекторних властивостей продуктивних пластів у плані і в розрізі, літологічними заміщеннями колекторів слабопроникними породами або наявністю тектонічних порушень (коефіцієнт піскуватості менше 0,7 і коефіцієнт розчленованості більше 2,6);
- дуже складної геологічної будови, для яких характерні як наявність багатофазних флюїдів, літологічні заміщення, тектонічні порушення, так і невитриманість товщин і колекторних властивостей продуктивних пластів.

Зрозуміло, що складніша геологічна будова родовища зумовлює більший ступінь екологічних ризиків при розробці.

6. Спосіб експлуатації. Залежно від способу піднімання видобутої нафти розрізняють такі способи експлуатації: фонтанний, газліфтний і насосні [5]. Зрозуміло, що найбільш економічним є фонтанний спосіб експлуатації, особливо при високих дебітах. Але з точки зору екологічних ризиків, вони є найбільшими саме при фонтанному способі експлуатації, особливо при високих дебітах нафти і газу. Статистика показує, що саме при цьому способі експлуатації внаслідок аномально високих тисків і температур за довготривалу світову історію розробки нафтових і газових родовищ ставалися найбільш небезпечні і

важкі за наслідками аварії (відкрите фонтанування, аварійні викиди нафти і газу, порушення герметичності обсадних колон тощо)

7. Дебітність свердловин. Мірилом дебітності свердловин слід вважати коефіцієнт продуктивності свердловини (дебіт нафти або газу на 1 МПа депресії). Чим вищі дебіти свердловин, тим більш екологічно ризикові умови їх експлуатації при всіх інших рівних умовах.

8. Обводненість. Передчасне обводнення пластів і свердловин призводить до істотного зниження поточного видобутку нафти, газу і кінцевого нафтовилучення, до великих економічних втрат, пов'язаних із підніманням на поверхню, транспортуванням, підготовкою та зворотнім запомповуванням у пласт великих об'ємів води. Тому запаси нафтових родовищ, з обводненням понад 80%, відносять до виснажених [5]. На пізній стадії розробки разом з 1 т нафти видобувається до 10-20 м³/т високо мінералізованої пластової води, 25-30% якої поки що надходять у водоносні пласти або ріки і моря [5], що є суттєвою екологічною загрозою довкіллю.

9. Ефективна товщина продуктивного пласта. Ефективну нафтонасичену товщину вважають дуже

великою, якщо вона більша 100 м, великою при 20-100 м, середньою – 5-20 м, малою – 1-5 м і дуже малою – менше 1 м [5]. Найбільш сприятливі умови розробки з економічної і екологічної точки зору у продуктивних пластах з великою ефективною товщиною, оскільки зменшуються ризики розкриття непродуктивної частини розрізу, у якій можуть бути присутні водоносні пласти, що підвищуватимуть степінь обводненості продукції свердловини.

10. Вміст сірки у нафті. За вмістом сірки нафту поділяють на малосірчисту (до 0,5%), сірчисту (0,51-2%) та високосірчисту (понад 2%) [10]. Загалом сполуки сірки вважаються шкідливими домішками, оскільки вони призводять до корозії обладнання при розробці, знижують якість продуктів переробки та зумовлюють отруєння повітряного басейну.

Далі необхідно визначити ступінь зміни ставки дисконту залежно від впливу того чи іншого фактора, що називається чутливістю до фактора. Для обґрунтованого визначення величини чутливості пропонується застосувати метод попарних порівнянь [17] з використанням шкали трансформації якісних оцінок переваги одного фактора перед іншим у кількісні оцінки (таблиця 1).

Таблиця 1. Трансформації якісних оцінок переваги одного фактора перед іншим у кількісні оцінки

| Якісна оцінка | Кількісна оцінка, балів |
|---|-------------------------|
| Обидва порівнювані фактори збігаються | 1 |
| Перший фактор дещо перевищує другий | 2 |
| Перший фактор перевищує другий | 3 |
| Перший фактор набагато перевищує другий | 4 |

За бальними оцінками даються кількісні характеристики кожного фактора. У таблиці 2 представлені результати попарного порівняння факторів для оцінки їх вагомості щодо ризиків, які формують екологічну ставку дисконту для нафтових

свердловин. Визначивши суми рядків за цією таблицею, загальну суму рядків та частки у ній кожного фактора, розраховується величина їх вагомості (чутливості).

Таблиця 2. Визначення чутливості факторів для оцінки величини екологічних ризиків для нафтових свердловин

| Найменування фактора | 1. Час від початку експлуатації свердловини | 2. Обсадні труби | 3. Глибина залягання продуктивних горизонтів | 4. Геолого-технологічні умови розробки та розташування | 5. Складність геологічної будови | 6. Спосіб експлуатації | 7. Дебітність свердловин | 8. Обводненість | 9. Ефективна товщина | 10. Вміст сірки у нафті | Сума рядків | Величина вагомості, част. од. |
|--|---|------------------|--|--|----------------------------------|------------------------|--------------------------|-----------------|----------------------|-------------------------|-------------|-------------------------------|
| 1. Час від початку експлуатації свердловини | 1 | 2/1 | 2/1 | 2/1 | 3/1 | 3/1 | 3/1 | 3/1 | 4/1 | 3/1 | 26 | 0,150 |
| 2. Обсадні труби | 1/2 | 1 | 1/1 | 2/1 | 3/1 | 3/1 | 3/1 | 3/1 | 4/1 | 3/1 | 24 | 0,139 |
| 3. Глибина залягання продуктивних горизонтів | 1/2 | 1/2 | 1 | 2/1 | 2/1 | 3/1 | 3/1 | 3/1 | 4/1 | 4/1 | 24 | 0,139 |
| 4. Геолого-технологічні умови розробки та розташування | 1/2 | 1/2 | 1/2 | 1 | 1/1 | 2/1 | 2/1 | 2/1 | 3/1 | 3/1 | 17 | 0,098 |
| 5. Складність геологічної будови | 1/3 | 1/3 | 1/2 | 1/1 | 1 | 2/1 | 3/1 | 2/1 | 3/1 | 2/1 | 17 | 0,098 |
| 6. Спосіб експлуатації | 1/3 | 1/3 | 1/3 | 1/2 | 1/2 | 1 | 1/1 | 1/2 | 2/1 | 1/3 | 11 | 0,063 |
| 7. Дебітність свердловин | 1/3 | 1/3 | 1/3 | 1/2 | 1/3 | 2/1 | 1 | 1/2 | 2/1 | 2/1 | 13 | 0,075 |
| 8. Обводненість | 1/3 | 1/3 | 1/3 | 1/2 | 1/1 | 2/1 | 2/1 | 1 | 3/1 | 2/1 | 15 | 0,087 |
| 9. Ефективна товщина | 1/4 | 1/4 | 1/4 | 1/3 | 1/3 | 1/2 | 1/2 | 1/3 | 1 | 1/3 | 10 | 0,058 |
| 10. Вміст сірки у нафті | 1/3 | 1/3 | 1/4 | 1/3 | 1/2 | 3/1 | 3/1 | 1/1 | 3/1 | 1 | 16 | 0,093 |
| Загальна сума | | | | | | | | | | | 173 | 1 |

Помноживши ці величини на встановлений діапазон змін ставки дисконту 9%, отримаємо максимальні величини ризику для кожного з факторів, які заносяться у стовпчик 4 табл. 3. У стовбці 5 наведено коефіцієнти вагомості для кожного з факторів при їх змінах від максимального до мінімального значення.

Таблиця 3 складена у вигляді, зручному для визначення ставок дисконту. Для цього необхідно у стовпчику 2 проставити величину відповідного фактора, а далі, помноживши значення у стовпчиках 4 і 5, отримані результати слід записати у стовпчику 6. Шляхом підсумовування значень у стовпчику 6 знаходиться величина ставки дисконту. У табл. 3 наведено приклад визначення ставки дисконту для однієї із свердловин нафтових родовищ Прикарпаття.

При визначенні ставок дисконту слід урахувати і інші важливі обставини. Так грошовий потік може визначатися по-різному, як з, так і без урахування таких чинників, як інфляція, податок на прибуток, відсотки за кредит та ін. Головною вимогою є чітка відповідність між вибраним грошовим потоком і ставкою дисконтування.

Якщо грошовий потік розраховується в поточних цінах, то і ставка дисконту повинна братися реальною, тобто очищеною від інфляційної складової, що можна здійснити за формулою [18]:

$$d_p = \frac{1+d_n}{1+i} - 1, \quad (3)$$

де d_p - реальна ставка дисконту, у част. од.; d_n - номінальна ставка дисконту, у част. од.; i - темп інфляції, у част. од.

При залученні до реалізації проектів з розробки нафтових і газових родовищ позичкових коштів слід застосовувати модель середньозваженої вартості капіталу (WACC). Ця модель ґрунтується на тому, що для приведення грошових потоків, визначених з точки зору всього інвестованого капіталу у теперішню вартість, необхідно використовувати ставку дисконту, рівну сумі зважених ставок віддачі на власний капітал та позикові засоби, де у якості ваг виступають частки власних та позикових засобів у загальному обсязі інвестованого капіталу [22].

У формалізованому вигляді ця модель може бути представлена як:

$$d = i_n \times \gamma_n + d_e \times \gamma_e, \quad (4)$$

де i_n - норма доходу на позиковий капітал у част. од.; γ_n - частка позикового капіталу в загальній сумі активів у част. од.; d_e - норма доходу на власний капітал у част. од.; γ_e - частка власного капіталу в загальній сумі активів у част. од.

Насамкінець слід зауважити, що для визначення чутливості щодо факторів ризику, які формують ставку дисконту, можливе застосування і інших. більш досконалих математичних та експертних процедур і методів, що потребує додаткових досліджень.

Список літератури

1. Fisher I. *The Theory of Interest* / I. Fisher. – New York, 1930.
2. Keynes J. M. *The Theory of Employment, Interest and Money* / J. M. Keynes. – New York, 1936.
3. Бобровський А. Л. *Екологічний менеджмент: підручник* / А. Л. Бобровський. – Суми: Університетська книга, 2009 р. – 586 с.
4. Бобылев С. Н. *Экономика природопользования : учебник* /

- С. Н. Бобылев, А. Ш. Ходжаев. – М.: ИНФРА-М, 2004 г. – XXVI, 501 с.
5. Бойко В. С. *Розробка та експлуатація нафтових родовищ: підручник* / В. С. Бойко. – 3-є доповнене видання. – К.: Реал-Принт, 2004 – 695 с.
6. Валдайцев С. В. *Оценка бизнеса: учебник* / С. В. Валдайцев. – М.: ТК Велби, Уzd-во Проспект, 2003.-352 с.
7. Витвицький Я. С. *Економічна оцінка гірничого капіталу нафтогазових компаній : наукова монографія* / Я. С. Витвицький. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2007. – 431с.
8. Данилишин Б. М. *Природно-техногенні катастрофи: проблеми економічного аналізу та управління* / Б. М. Данилишин. – К.: ЗАТ «НІЧЛАВА», 2001.- 260 с.
9. *Державний інформаційний бюлетень про приватизацію* №4, 2004. - с. 51.
10. *Довідник з нафтогазової справи* / [Бойко В. С., Кондрат Р. М., Яремійчук Р. С. та ін.]; за заг. ред. докторів технічних наук В. С. Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.
11. *Інструкція із застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок нафти і газу.* – К.: Державна комісія України по запасах корисних копалин при Державному комітеті України по геології і використанню надр, 1998. - 45 с.
12. Липиц И. В. *Экономический анализ реальных инвестиций. Учебно-справочное пособие. 2-е изд., доп. и перераб.* / И. В. Липиц, В. В. Коссов. – М.: Издательство Экономистъ, 2003. – 347 с.
13. *Прогнозування, пошуки та розвідка нафтових і газових родовищ : підручник* / Б. Й. Маєвський, О. Е. Лозинський, В. В. Гладун, П. М. Чепіль. – К.: Наукова думка, 2004. – 446 с.
14. Мельник Л. Г. *Врахування екстернальних ефектів в управлінні розвитком продуктивних сил України* / Л. Г. Мельник, І. Б. Дегтярова // *Розвиток продуктивних сил України: від В. І. Вернадського до сьогодення: матеріали міжнар. наук. конф. (Київ, 20 березня 2009 р.). – У трьох частинах* / РВПС України. – К.: РВПС України НАН України, 2009. – Ч. 1. – С. 95-97.
15. Мельник Л. Г. *Использование показателей эколого-экономических оценок в решении хозяйственных задач* / Л. Г. Мельник // *“Вісник СумДУ. Серія Економіка”* – 2007. – №1. – Т.2. – с. 18-33.
16. *Народное хозяйство СССР в 1984 г.: Стат. Ежегодник* / ЦСУ СССР. – М.: Финансы истатистика, 1985. – 631 с.
17. *Оберемчук В. Ф. Стратегія підприємства: короткий курс лекцій.* – К.: МАУП, 2000. – 126 с.
18. *Огаджанян А. О номинальной и реальной процентной ставке и учете инфляции в «безрисковой» ставке* / А. Огаджанян, Т. Тарасенко. – К.: УТО «Вісник оценок», №3, 2003. - с. 14-16.
19. *Оценка имущества и имущественных прав в Украине: монография* / Н. П. Лебедь, А. Г. Мендрул, В. С. Ларцев и др. / Под ред. Н.П. Лебедь / Изд. Второе, перер. и доп. – К.: ООО «Информационно-издательская фирма «Принт-Экспресс», 2003. – 715 с.
20. *Рюмина Е. В. Ущерб от экологических нарушений: больше вопросов, чем ответов* / Е. В. Рюмина // *“Экономика природопользования”.* – 2004. – №4. – С. 55-65.
21. *Шарп У. Инвестиции* / У. Шарп, Г. Александр, Дж. Бейли: пер. с англ. – М.: ИНФРА-М, 2007. – XII, 1028 с.
22. *Эванс Ф. Ч. Оценка компаний при слияниях и поглощениях: Создание стоимости в частных компаниях* / Эванс Франк Ч., Бишоп Давид М ; Пер. с англ.. – М.:Альпина Паблицер, 2004. -332 с.

Таблиця 3. Визначення екологічної ставки дисконту для нафтових свердловин

| Найменування критерію | Величина та приналежність до певної групи | Чутливість фактора, част. од. | Максимальна величина ризику в групі, % | Величина ризику у межах групи, в част. од. | Загальна величина ризику, % |
|--|---|-------------------------------|--|--|-----------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 1 Базова норма доходу на момент оцінки, % | | | | | 7 |
| 2. Ризик зміни базової норми доходу, % | | | | | 2,5 |
| 3. Тривалість експлуатації свердловини, роки | | | | | |
| 0 -10 | | | | 0,1 | |
| 10 - 20 | | | | 0,2 | |
| 20 - 30 | | 0,150 | 1,35 | 0,3 | |
| 30 - 40 | | | | 0,5 | |
| 40 - 50 | | | | 0,7 | |
| 50 - 60 | + | | | 0,8 | 1,08 |
| 60 - 80 | | | | 0,9 | |
| Понад 80 | | | | 1 | |
| 2. Обсадні труби, група міцності сталі/межа текучості | | | | | |
| С/320 | | | | 1 | |
| Д/380 | + | | | 0,9 | 1,054 |
| К/500 | | | | 0,7 | |
| Е/550 | | 0,139 | 1,171 | 0,5 | |
| Л/ 650 | | | | 0,3 | |
| М/750 | | | | 0,1 | |
| Р/950 | | | | 0 | |
| 3. Глибина свердловини, м | | | | | |
| до 500 | | | | 0 | |
| 500 - 1000 | | | | 0,1 | |
| 1000-3000 | | | | 0,2 | |
| 3000-4000 | + | 0,139 | 1,171 | 0,5 | 0,586 |
| 4000-5000 | | | | 0,8 | |
| понад 5000 | | | | 1 | |
| 4. Поверхневі природно-екологічні умови розробки та розташування | | | | | |
| запаси родовищ на шельфі морів | + | | | 1 | 0,882 |
| запаси родовищ у межах державних заповідників, заказників, охоронних зон | | 0,098 | 0,882 | 0,8 | |
| запаси з нормальними умовами видобутку нафти і газу | | | | 0 | |
| 5. Складність геологічної будови | | | | | |
| проста | | | | 0 | |
| складна | + | 0,098 | 0,882 | 0,5 | 0,441 |
| дуже складна | | | | 1 | |
| 6. Спосіб експлуатації | | | | | |
| фонтанний з високими дебітами (понад 20 т/добу) | | | | 1 | |
| фонтанний з невеликими дебітами (менше 20 т/добу) | | | | 0,8 | |
| газліфтний | | 0,063 | 0,567 | 0,5 | |
| електро-відцентровими насосами (ЕВН) | | | | 0,2 | |
| глибинно-насосний | + | | | 0 | 0 |
| 9. Дебітність свердловин, т / МПа · доб | | | | | |
| малодебітні, < 5 | + | | | 0 | 0 |
| середньодебітні, 5 - 20 | | 0,075 | 0,675 | 0,5 | |
| високодебітні, > 20 | | | | 1 | |
| 10. Обводненість, % | | | | | |
| дуже низька – до 20 | | | | 0 | |
| низька – 20-50 | | | | 0,2 | |
| середня – 50-70 | + | 0,087 | 0,783 | 0,5 | 0,392 |
| висока – 70-90 | | | | 0,8 | |
| дуже висока – понад 90 | | | | 1 | |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|---|---|-------|-------|-----|-------|
| 11. Ефективна товщина, м | | | | | |
| дуже висока – понад 100 | | | | 0 | |
| висока – 20-100 | | | | 0,2 | |
| середня – 5-20 | | 0,058 | 0,522 | 0,5 | |
| мала – 1-5 | + | | | 0,8 | 0,046 |
| дуже мала – до 1 | | | | 1 | |
| 12. Вміст сірки у нафті, % | | | | | |
| дуже низький – до 0,2 | + | | | 0 | 0 |
| Низький – 0,2-0,5 | | 0,093 | 0,837 | 0,2 | |
| середній – 0,5-2 | | | | 0,5 | |
| високий – 2-5 | | | | 0,8 | |
| дуже високий – понад 5 | | | | 1 | |
| 13. Сумарна величина ризику, % | | | | | 13,98 |
| 14. Коригування за інфляцію | | | | | 10,54 |
| 15. Коригування за оподаткування (частка прибутку в грошовому потоці) | | | | | |
| 16. Коригування за структурою активів | | | | | |
| Ставка дисконту, % | | | | | 11 |

РЕЗЮМЕ

Витвыцкий Ярослав, Гавадзын Наталия

Учет фактора времени при оценке природоохранных инвестиционных проектов в нефтегазодобывающей сфере

В статье рассмотрены вопросы методики учета фактора времени при оценке эффективности природоохранных инвестиционных проектов. Для этой цели предлагается использовать кумулятивный метод. Рассмотрены особенности определения экологических ставок дисконтирования для нефтяных скважин с учетом основных факторов риска в зависимости от технических и природно-геологических условий.

RESUME

Vytvytskyi Yaroslav, Gavadzyn Natalia

Consideration of the time factor in the process of evaluation of environmental investment project in oil and gas field

The questions of methodology of accounting of time factor in the process of evaluation of the efficiency of environmental investment projects are determined. For this purpose it is proposed to use the cumulatively method. The features of environmental defining of discount rates for oil wells, taking into account the main risk factors according to the technical and natural geological conditions are considered.

Стаття надійшла до редакції 10.04.2012 р.