

# ОЦІНКА ІНВЕСТИЦІЙНИХ ПРОЕКТІВ ОСВОЄННЯ НАФТОГАЗОВИХ РЕСУРСІВ МЕТОДОМ РЕАЛЬНИХ ОПЦІОНІВ

*Я.С.Витвицький*

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел. (0342) 242308, 552149  
e-mail: public@nung.edu.ua*

*Рассмотрены возможности применения модели реальных опционов для оценки инвестиционных проектов улучшения освоения нефтегазовых ресурсов. Предложена методика определения основных параметров, которые входят в модель реальных опционов.*

*In the article possibilities of application of model of real options are considered for the estimation of efficiency of investment projects from perfection of mastering of oil-gaz resources. The method of determination of basic parameters which are included in the model of real options is offered.*

## **Вступ**

Проблема підвищення ефективності використання власних ресурсів і запасів нафти і газу має важливе значення в стратегії економічного розвитку України. Головним тут є найбільш ефективно використання інвестицій, які спрямовуються на нарощування розвіданих і використання наявних запасів нафти і газу. Для вирішення цього питання основним інструментом є метод дисконтування грошових потоків (ДГП) або чистої теперішньої вартості (NPV), основоположниками якого були Ірвін Фішер [1] та Джон Мейнард Кейнс [2]. При застосуванні цього методу необхідно визначити майбутні грошові потоки від проекту нафтовидобутку і дисконтувати їх по нормі доходу, яка повинна враховувати основні ризики, що асоціюються з проектом. Так отримують результат, який порівнюється з показниками інвестиційних витрат. Позитивна різниця означає чистий приріст вартості після завершення проекту, і проект є прийнятним до виконання. У разі ж, коли різниця негативна, вважається невигідним інвестувати у такий проект.

Сучасні економічні умови і динаміка розвитку світових ринків породили передумови для розробки нових моделей оцінки інвестиційних проектів. Все частіше стали висловлюватися критичні зауваження щодо методу дисконтування грошових потоків, оскільки помітно, що метод недооцінює реальну вартість проектів, особливо в умовах значної невизначеності. Це обумовлено наступними основними причинами:

По-перше, метод ДГП значно залежить від якості обґрунтування ставки дисконту, що пов'язано із значними труднощами;

По-друге, у методі ДГП досліджується тільки одна альтернатива „тепер або ніколи”;

По-третє, не враховується така важлива властивість як гнучкість управління у процесі реалізації проекту.

Невизначеність завжди асоціювалася із зменшенням вартості проекту. Чим більша невизначеність, тим вища ставка дисконтування і тим менша вартість проекту. Останнім часом

ставлення до невизначеності змінилося. Зміна полягає в тому, що невизначеність стала сприйматися як чинник можливого зростання. Адже із теорії ризиків давно відомо, що там де найбільші небезпеки, там і найбільші сприятливі можливості. Саме у областях з високим рівнем невизначеності найчастіше можна зустріти так звані реальні опціони, які виявляють значний вплив на вартість проектів і компаній.

Це зумовило появу теорії реальних опціонів для оцінки інвестиційних проектів, яка використовує методологію фінансових опціонів в реальному бізнесі. Виявляється, що компанія може володіти деяким набором реальних опціонів, які впливають на вартість проекту, але ця обставина не може бути врахована методом дисконтування грошових потоків. Фактично реальний опціон - це можливість, але не зобов'язання, менеджменту ухвалити певне рішення (закриття проекту, збільшення видобування нафти і газу і т.д.) із обумовленими витратами за впровадження цього рішення у встановлений період часу.

## **Аналіз досліджень і публікацій по проблемі**

Оцінка інвестиційних проектів методом реальних опціонів побудована на припущенні, що будь-яка інвестиційна можливість для компанії може бути розглянута як фінансовий опціон, тобто компанія має право, а не зобов'язання створити або придбати активи протягом деякого часу.

Залежно від того, за яких умов опціон набуває цінність для компанії, виділяють наступні основні види реальних опціонів [9]: опціон на вибір часу ухвалення рішення про здійснення інвестицій, опціон зростання, опціон зміни масштабу, опціон на відмову від реалізації проекту. Аналіз різних видів опціонів показав, що найбільш характерними для проектів нафтової і газової промисловості є такі опціони: опціон на наступні інвестиції в разі успішного розвитку проекту; опціон на відмову від проекту у разі невдалого розвитку подій [10].

Проте не слід плутати реальний опціон з вибором. Якщо у нафтогазовій компанії немає можливості здійснювати проект поетапно або у разі невдачі вийти з проекту до його завершення, мінімізувавши витрати, то у такому разі компанія стикається з вибором (інвестувати зараз чи ні), що не містить реальних опціонів.

Основою для розробки теорії реальних опціонів став фінансовий опціон. Це цінний папір, що торгується на біржі, яка дає своєму власникові право купити або продати протягом встановленого терміну певну кількість акцій або інших цінних паперів за наперед зафіксованою ціною. Існують два типи фінансових опціонів:

«колл» – право купити актив за фіксованою ціною;

«пут» – право продати актив за фіксованою ціною.

Залежно від часу виконання (реалізації) права на купівлю/продаж опціони діляться на «американський» і «європейський». Власник американського опціону може скористатися своїм правом на купівлю або продаж цінних паперів у будь-який час до закінчення встановленого терміну, власник європейського опціону може виконати опціон тільки у один встановлений термін.

У 1973 році Фішер Блек (Fisher Black), Майрон Шоулз (Myron Scholes) [3] і Роберт Мертон (Robert Merton) [4] опублікували свої роботи з оцінки вартості фінансових опціонів. У 1997 році за цю роботу Шоулз і Мертон були удостоєні Нобелівської премії по економіці (Фішер Блек помер в 1995 році, але його заслуги відзначили в повідомленні про нагородження Мертона і Шоулза). Надалі запропоновані ними моделі були застосовані для оцінки вартості реальних опціонів, у тому числі і нафтових родовищ – модель Паддока – Сігела – Сміта [5, 6, 7, 8]. У цьому випадку ціна виконання опціону прирівнюється до вартості розвитку проекту. Початкова ринкова вартість акції замінюється у формулі Блека-Шоулза вартістю видобувних запасів корисних копалин, розрахованих з використанням традиційної техніки дисконтування грошових потоків.

Ціна опціону за моделлю Блека-Шоулза-Мертона визначається за допомогою формули

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

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

$$d_2 = d_1 - \sigma\sqrt{t};$$

$V$  – вартість опціону типу “колл”;

$S$  – вартість базового активу. Для реального опціону це приведена з врахуванням фактора часу по безризиковій ставці вартість грошових потоків від реалізації тієї інвестиційної можливості, яку компанія отримає в результаті здійснення інвестиційного проекту;

$X$  – ціна виконання опціону (для реальних опціонів це витрати на здійснення проекту);

$y$  – норма дивідендної доходності;

$r$  – безризикова процентна ставка;

$\sigma$  – волатильність (мінливість) базового активу. Для реальних опціонів це зазвичай волатильність  $NPV$ ;

$e$  – число, що є основою натурального логарифма (закруглене значення 2,71828);

$t$  – час закінчення життя опціону;

$N(d)$  – функція нормального розподілу;

Те, на скільки величина  $NPV_{opt}$  (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 ( $\lambda$ ):

$$\lambda = NPV_{opt} - NPV.$$

### Постановка завдання.

Метод  $NPV$  і опціонні моделі мають принципово різну основу – якщо метод  $NPV$  базується на врахуванні економічних ризиків через ставку дисконтування, то опціонні моделі використовують оцінку невизначеності при реалізації інвестиційних проектів, через врахування волатильності базового активу. Обґрунтування методики визначення цього важливого параметра при оцінці інвестиційних проектів з підвищення нафтовидобутку і є метою даного дослідження.

### Результати дослідження

Для оцінки ефективності інвестиційних проектів у нафтовидобуванні пропонується використовувати модифіковану модель Блека-Шоулза-Мертона [11], яка має такий вигляд:

$$V = S \cdot e^{-yt} \cdot N(d_1) - (X_n \cdot e^{rt} + X_p \cdot e^{-rt}) N(d_2),$$

де:  $X_n$  – інвестиційні витрати необхідні для підготовки інвестиційного проекту до здійснення (наприклад, буріння додаткових свердловин, що займає тривалий період часу), які не дисконтуються, а коопандуються протягом підготовчого періоду;

$X_p$  – інвестиційні витрати протягом періоду остаточної реалізації проекту;

$t_n$  – час необхідний для підготовки родовища до розробки за новим інвестиційним проектом;

$t_p$  – час від початку видобутку запасів із застосуванням заходу з вдосконалення процесу нафтовидобування до моменту завершення розробки.

Основним параметром у формулі Блека-Шоулза є вартість базового активу  $S$ . При оцінці природних ресурсів в якості базового активу виступає цей 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 [13].

Не менш важливим параметром є ціна виконання опціону  $X$ . В моделі реальних опціонів вона є сумою інвестиційних витрат, які необхідні для видобутку нафти і газу, протягом періоду розробки родовища. Визначається шляхом детальних розрахунків, виходячи з необхідних обсягів буріння експлуатаційних та нагнітальних свердловин, технічних і технологічних засобів згідно інвестиційного проекту [13].

Норма дивідендної доходності  $y$  введена з метою коригування моделі Блека-Шоулза для довгострокових опціонів Робертом Мертоном [4]. Відомо, що дивіденди – це суми, які регулярно виплачуються тримачам 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

$$y = \frac{1}{T} \text{ або } y = \frac{ЧП}{S},$$

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 фактору часу. Величини і особливості визначення цієї ставки в умовах України подані в роботі [12]. Тут слід зауважити наступне:

1) якщо грошові потоки розраховуються в поточних цінах, то і безризикова ставка повинна братися реальною, тобто очищеною від інфляційної складової, що можна здійснити за формулою [14]

$$r_p = \frac{1+r_H}{1+i} - 1,$$

де:  $r_p$  – реальна безризикова ставка;  $r_H$  – номінальна безризикова ставка;  $i$  – темп інфляції;

2) факт неперервності, а не дискретності 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 [9]

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

Наступним важливим параметром, який визначає опціонні характеристики активу, що оцінюється, є волатильність (мінливість) базового активу  $\sigma_A$ . Стосовно інвестиційних проектів з освоєння нафтогазових ресурсів, то тут існує три основних джерела невизначеності. Перше – це величина добувних запасів родовища, друге – це ціна на нафту, третє – успішність застосування певного методу підвищення нафтовидобутку. Необхідно визначати дисперсію обумовлену впливом цих змінних за формулою

$$\sigma_A = \sqrt{m_3^2 + \sigma_H^2 + m_y},$$

де:  $m_3$  – невизначеність (відносна похибка) стосовно підрахунку величини видобувних запасів нафтового родовища;

$\sigma_H$  – волатильність цін на нафту.

$m_y$  – невизначеність, пов'язана із застосуванням даного методу підвищення нафтовидобутку.

Відомо, що видобувні запаси нафтового родовища завжди визначаються з певною похибкою. Це обумовлено, з одного боку, похибками технічних засобів та методичних прийомів, що застосовуються при підрахунку запасів, з іншого боку, є наслідком існування об'єктивної мінливості реального геологічного простору, який неможливо вивчити у всіх його точках [15]. На момент проектування інвестицій у розробку похибка визначення величини запасів може бути розрахована за формулами [11]:

для запасів нафти родовищ відносно простої будови

$$m_3 = 0,004(\ln Q_{H \text{ вид}})^2 - 0,0735 \ln Q_{H \text{ вид}} + 0,3205;$$

для запасів нафти родовищ складної будови

$$m_3 = 0,0032(\ln Q_{H \text{ вид}})^2 - 0,0823 \ln Q_{H \text{ вид}} + 0,4332;$$

для запасів розчиненого газу родовищ відносно простої будови

$$m = 0,0097(\ln Q_{G \text{ вид}})^2 - 0,1246 \ln Q_{G \text{ вид}} + 0,5459;$$

для запасів розчиненого газу родовищ відносно складної будови

$$m = 0,0256(\ln Q_{G \text{ вид}})^2 - 0,2862 \ln Q_{G \text{ вид}} + 1,0653,$$

де:  $m_3$  – відносна похибка визначення величини видобувних запасів, що вираховується як коефіцієнт варіації за формулою  $m_3 = \sigma / Q_{\text{вид}}$ , у частках одиниці;  $Q_{H \text{ вид}}$ ,  $Q_{G \text{ вид}}$  – видобувні запаси нафти і розчиненого газу, відповідно у млн. т і млн. куб. м;  $\sigma_3$  – стандартне відхилення величини підрахованих запасів.

Ще одна залежність, яка дозволяє точніше встановити похибку визначення величини видобувних запасів нафти для покладів різних розмірів, залежно від густини сітки свердловин при розробці

$$m = 0,195 - 0,00207 Q_{H \text{ вид}} + 0,000107L,$$

де  $L$  – густина сітки свердловин, у м.

Другою складовою, що визначає  $\sigma_A$  є волатильність цін на нафту за довготривалий період. Її величина встановлена на основі статистичного аналізу динаміки коливання цін на нафту на світових ринках за період з 1861-2006 роки [11].

Дисперсія і стандартне відхилення коливань коефіцієнта цін на нафту визначається 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.Дамодара-

**Таблиця 1 — Результати застосування методів збільшення нафтовидобутку на родовищах Західного регіону України**

Назва родовища	Успішність застосування методу, %						
	Кислотні обробки	Гідророзриви пластів	Обробки ПАР і розчинниками	Обробки міцелярним розчином	Розглинизація пластів	Теплові обробки	Обмеження припливу пластових вод
Середнє значення успішності	81,9	87,4	63,3	77,7	73,1	74,3	64,9

на [9] дисперсія цін на нафту становить 0,03); для пуассонських шоків: дисперсія – 0,1166, стандартне відхилення – 0,3415. Середньозважені за весь період з 1861-2006 рр. значення цих величин такі: дисперсія – 0,0533; стандартне відхилення – 0,231.

Середньозважені величини волатильності цін нафти – 0,231 слід використовувати при оцінці інвестиційних проектів з використанням методики реальних опціонів при періодах розробки родовищ більше 20 років. У разі періодів менше 20 років необхідно використовувати волатильність цін на нафту одержану для спекулятивних коливань – 0,1967.

Щодо успішності застосування певного методу підвищення нафтовидобутку, то в даному разі можна використати дані про успішність різних методів збільшення нафтовидобутку в Україні [13], які наведені в табл. 1.

На основі цих даних значення  $m_y$  можна розрахувати за формулою

$$m_y = (100 - k_y) / 100,$$

де  $k_y$  – успішність застосування певного методу збільшення нафтовидобутку.

Значна кількість проектів стосується збільшення кінцевого коефіцієнта нафтовилучення шляхом буріння додаткових свердловин для підвищення ефективності процесів витіснення. У таких випадках величину  $m_y$  можна прийняти на рівні відносно похибки визначення коефіцієнта нафтовилучення за встановленими статистичними моделями [15]. За даними наведеними у цій роботі вона коливається у межах 12-22,9%.

Ще один параметр у опціонній моделі  $\epsilon(t)$  – 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 нормального розподілу, визначені для величин  $d_1$  і  $d_2$  даного опціону.

Описана методика була апробована на прикладі одного з нафтових родовищ Прикарпаття, де застосування традиційного методу  $NPV$  показало практично негативні результати, щодо доцільності інвестиційного проекту з підтримання пластового тиску шляхом прикордонного заводнення, який передбачав буріння 8 додаткових нагнітальних свердловин [13].

Вихідні дані і основні результати розрахунків подані в табл. 2.

Розрахунок вартості коллопціону цього інвестиційного проекту здійснено за формулою

$$V = 8967 \exp^{(-0,0154)(65)}(0,9989) - (3055 \exp^{(0,07)(1)} + 21536 \exp^{(-0,07)(65)})(0,0216) = 3216 \text{ тис. грн.}$$

З табл. 2 видно, що при застосуванні методу реальних опціонів, інвестиційний проект, який характеризувався як неприйнятний за методом дисконтування грошових потоків ( $NPV = -6125$  тис. грн.) виявився ефективним, з опціонною вартістю 3126 тис. грн.

## Висновки

Використання методу реальних опціонів для ухвалення рішень за інвестиційними проектами дозволяє врахувати можливість гнучкого реагування на зовнішні умови, що змінюються. Невизначеність залишається, а менеджмент з часом підлаштовується (ухвалює оптимальні рішення) залежно від ситуації, що змінюється. Інакше кажучи, реальні опціони дають можливість змінювати і ухвалювати управлінські рішення в майбутньому відповідно до нових умов, додаткової інформації, що поступає. Причому можливості приймати і змінювати рішення в майбутньому кількісно оцінюються у момент аналізу. Проблема  $NPV$  в тому, що цей метод не враховує такі можливості на етапі оцінки ефективності інвестиційного проекту.

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. Конкурентні переваги нафтових 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 розвіданих запасів нафти і газу більш низьких категорій у районі нафтогазовидобування;

наявність фонду раніше пробурених законсервованих та ліквідованих за різними причинами свердловин;

Таблиця 2 – Застосування методики реальних опціонів для оцінки інвестиційного проекту

№ з/п	Показники	Значення
1.	Обсяг видобутку нафти, тис. т.	185,3
2.	Вартість реалізованої нафти, тис. грн.	44 298
3.	Обсяг видобутку нафтового газу, млн.м <sup>3</sup>	50,9
4.	Вартість реалізованого нафтового газу, тис. грн.	7 921
5.	Кількість додаткових свердловин, шт.	8
6.	Тривалість розробки $t_p$ , роки	65
7.	Тривалість лагу у зв'язку з додатковими інвестиціями $t_n$ , роки	1
8.	Початкові інвестиційні витрати необхідні для реалізації інвестиційного проекту $X_n$ , тис. грн.	3 035
9.	Інвестиційні витрати протягом розробки родовища $X_p$ , тис. грн.	21 536
10.	Чиста теперішня вартість $NPV$ за методом ДГП, тис. грн.	- 6 125
11.	Дисконтований грошовий потік $S$ , тис. грн.	8 967
12.	Середня річна норма доходу $y$ , долі од.	0,0154
13.	Безризикова ставка доходу $r$ , долі од.	0,07
14.	Точність визначення видобувних запасів нафти $m_n$ , долі од.	0,58
15.	Точність визначення видобувних запасів попутного газу $m_g$ , долі од.	0,34
16.	Середньозважена величина похибки визначення запасів нафти та попутного газу $m_{zg}$ , долі од.	0,54
17.	Відносна похибка визначення коефіцієнта нафтовилучення $m_{nb}$ , долі од.	0,224
18.	Волотильність цін на нафту $\sigma_n^2$ , долі од.	0,0533
18.	Волотильність базового активу $\sigma_A^2$ , долі од.	0,3991
19.	$d_1$	3,0714
20.	$d_2$	-2, 0219
21.	$N(d_1)$	0,9989
22.	$N(d_2)$	0,0216
23.	Вартість опціону $V$ , тис. грн.	3 216
24.	Ефективність реального опціону $\lambda$ , тис. грн.	9 341

значні обсяги власних вільних фінансових коштів і доступ до кредитних ресурсів з помірними процентними ставками;

висококваліфікований, досвідчений виробничий персонал.

Важливими чинниками для успішного застосування методу реальних опціонів є також наявність команди кваліфікованих менеджерів, які не тільки можуть виявити опціони, але грамотно їх інтерпретувати і розрахувати, здатність компанії приймати ризик додаткових інвестиційних витрат і витрат на отримання нової інформації, можливість організаційних змін. Використання методу реальних опціонів дає результати в тому випадку, якщо значущі рішення, такі як призупинення видобутку, можуть бути ухвалені вже після початку проекту, а не тільки на стадії планування і якщо майбутня невизначеність відносно технології або ситуації на ринку може бути використана для підвищення доходів.

Метод реальних опціонів дає об'єктивнішу і багатобічну оцінку будь-якого проекту оскільки вже на стадії його розробки дозволяє передбачити велику кількість варіантів для кожного етапу можливої реалізації. Метод вимагає від аналітика творчого підходу, завдяки чому навіть збиткові, на перший погляд, проекти

можуть виявитися прибутковими - і за підсумковими розрахунками, і в реальності. Використання в управлінні такого інструменту, як реальні опціони, дозволяє менеджменту приділяти менше уваги створенню «ідеальних» прогнозів і спрямовувати більше зусиль на визначення альтернативних шляхів розвитку. Необхідне вдосконалення методики визначення основних параметрів опціонної моделі, а також популяризація методу з метою виховання у менеджменту концепції опціонного мислення.

### Література

- 1 Fisher I. The Theori of Interest (New York, 1930).
- 2 Keynes J. M. The Theori of Employment, Interest and Money (New York, 1936).
- 3 Black F., Scholes M. The Pricing of Options and Corporate Liabilities// Journal of Political Economy. 1973 / 3. P. 639-654.
- 4 Merton, R.C. 1973. The theori of rational option pricing. *Bell Journal of Economics* 4(1): 141-183.
- 5 Copeland T., Keenan P. Making real options real// McKinsey Quarterly. 1998, №3. P. 129-141.
- 6 Copeland T., Antikarov V. Real options: A Practitioner's Guide. 2001.

7 Luehrman T. Investment Opportunities as Real Options: Getting Started with Numbers // Harvard Business Review. 1998, July-August. P. 51-67.

8 Siegel, D., J. Smith, and J. Paddock. 1993 / Valuing offshore oil properties with option pricing models. In *The new corporate finance*, ed. D. H. Chew Jr. New York: McGraw-Hill.

9 Дамодаран Асват. Инвестиционная оценка: Инструменты и методы оценки любых активов / Пер. с англ. – 2-е изд., исправл. – М.: Альбина Бизнес Букс, 2005. – 1341 с.

10 Зубарев Г.В. Оценка реальных опционов в инвестиционных проектах нефтегазовой промышленности // Нефть, газ и бизнес. – 2003. – № 5.

11 Витвицький Я.С. Застосування методу реальних опціонів до оцінки запасів нафтових і газових родовищ // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2006. – №2 (14).

12 Витвицький Я.С. Урахування чинника часу під час оцінки бізнесу дохідним підходом // Державний інформаційний бюлетень про приватизацію. – К. ФДМУ, 2006. – №4. – С. 20-24.

13 Оцінка ефективності інвестицій у розвідку і розробку нафтових компаній. Монографія / За ред. Витвицького Я.С. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2006. – 248 с.

14 Огаджанян А., Тарасенко Т. О номинальной и реальной процентной ставке и учете инфляции в «безрисковой» ставке // Вісник оцінки. – 2003. – № 3. – С. 14-16.

15 Справочник по нефтепромысловый 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.