

А. А. Толкунов,  
начальник геологічного відділу ДГП "Укргеофізика"  
Р. О. Гаврилюк,  
науковий співробітник відділення комплексних геолого-геофізичних досліджень та  
інвестиційних проєктів ДП "Науканафтогаз" НАК "Нафтогаз України"

# ОБГРУНТУВАННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ІНВЕСТИЦІЙНИХ ПРОЄКТІВ РОЗВІДКИ ТА РОЗРОБКИ ПЕРСПЕКТИВНИХ НАФТОГАЗОВИХ ОБ'ЄКТІВ УКРАЇНСЬКОГО СЕКТОРА ГЛИБОКОВОДНОЇ ЧАСТИНИ ЧОРНОГО МОРЯ

*У статті обгрунтовано необхідність залучення прямих іноземних інвестицій у нафтогазовидобувні проєкти глибоководної частини українського сектора Чорного моря.*

*Accounting of the main rates of investment project efficiency when mobilizing the investments into exploration and development of oil and gas perspective objects within Ukrainian sector of deep-water part of the Black Sea had been studied by the authors.*

*Ключові слова: прямі іноземні інвестиції (ПІІ), Угода про Розподіл Продукції (УРП), нафта, газ, вуглеводні (ВВ), частка Інвестора, частка Держави, чистий грошовий потік (CF), внутрішня норма рентабельності (ВНР) (IRR), чистий дисконтований дохід (ЧДД) (NPV), індекс дохідності (P-фактор).*

*Key words: foreign direct investments, production sharing agreement (PSA), oil, gas, hydrocarbons, government task, investor task, cash flow, IRR, NPV, P-factor.*

## ПОСТАНОВКА ПРОБЛЕМИ

Забезпечення України паливно-енергетичними ресурсами є одним з основних завдань Національної економіки, без вирішення якого неможлива реалізація багатьох економічних і соціальних програм.

Сумарні пошукові та прогностичні видобувні ресурси українського сектора акваторій Чорного та Азовського морів оцінюються приблизно в 1,5 млрд т умовного палива, що складає близько 30% [1] від всіх неосвоєних ресурсів вуглеводнів України. Значна частина цих ресурсів зосереджена в надрах глибоководного шельфу Чорного моря. В даний час цей район є об'єктом геологорозвідувальних

досліджень на нафту і газ [2]. Ступінь освоєння початкових ресурсів українських акваторій дуже низький і не перевищує 3,2%. Що ж стосується робіт з освоєння потенціалу вуглеводневих ресурсів ділянок надр глибоководної частини українського сектора Чорного моря (з глибиною води більше 100 м), то такі роботи не фінансуються взагалі. Тому питання залучення прямих іноземних інвестицій (ПІІ) в розвідку та розробку перспективних нафтогазових об'єктів в українському секторі глибоководної частини Чорного моря є дуже актуальним. При цьому особливо важливим є обрання оптимальної форми залучення ПІІ для реалізації цих проєктів.

**Таблиця 1. Основні групи показників, які використовуються при оцінці ефективності інвестицій у нафтогазовидобувну галузь (авторська розробка з використанням [4; 6]).**

Найбільш важливі показники оцінки ефективності інвестиційного проекту для Інвестора
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Чистий грошовий потік;</li> <li>• Внутрішня норма рентабельності (ВНР);</li> <li>• Чиста приведена вартість (NPV);</li> <li>• Індекс рентабельності (Р-фактор);</li> <li>• Обсяг капітальних витрат до початку окупності проекту;</li> <li>• Обсяг «ризикового капіталу»;</li> <li>• Прибуток та рівень рентабельності продукції.</li> </ul>
Найбільш важливі показники оцінки ефективності інвестиційного проекту для Держави
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Обсяг прямих державних доходів у цілому;</li> <li>• Обсяг непрямих державних доходів (податки субпідрядників і фізичних осіб, що беруть участь в проекті);</li> <li>• Мультиплікаційний ефект (приріст державних доходів за рахунок підвищення ділової активності в регіоні);</li> <li>• Неотриманий прибуток від нереалізованих проектів;</li> <li>• Частка економічної ренти держави від розробки родовища Інвестором (GT).</li> </ul>

## АНАЛІЗ ОСТАННІХ ДОСЛІДЖЕНЬ І ПУБЛІКАЦІЙ

Теоретичні основи обґрунтування ефективності інвестиційних проектів висвітлені у працях вітчизняних та зарубіжних вчених, таких як Г. Бірмана, Д. Буша, П.Л. Виленського, А. Гальчинського, В. Гриньова, Д. Джонстона, М. Дьячкова, С. Кошечкіна, і. Коссова, В. Лімітовського, М. Лівшиц, А. Марголіна, В. Пономаренко, О.Рогача, В. Савчука, І. Сазонець, Б. Санто, С. Смоляка, Б. Твісс, М. Хучек, Й. Шумпете та ін. Однак певні теоретичні та науково-методичні проблеми оцінки ефективності залучення прямих іноземних інвестицій у нафтогазовидобувні проекти залишились не вирішеними повною мірою, що й зумовило актуальність та доцільність дослідження у даному напрямі.

Мета дослідження полягає в обґрунтуванні доцільності впровадження інвестиційного проекту на прикладі перспективного в нафтогазоносному відношенні об'єкта зі значними ресурсами в глибоководній частині українського сектора Чорного моря (на умовах Угоди про Розподіл Продукції).

## ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕННЯ

Дослідження світової практики залучення інвестицій в нафтогазовидобувні проекти [3; 4; 5] дозволяє зробити висновок, що внаслідок більшої "автономності" від загального законодавства, а також гнучкості економічного механізму стягнення фіскальних платежів УРП на даний час є більш прийнятним для країн, що розвиваються. Успішне залучення ПІІ на умовах концесійної форми вимагає вдосконалення фіскальних режимів на території таких країн та вирішення численних правових питань гірничого законодавства. Цей висновок є цілком справедливим і для України.

Головним критерієм ефективності залучення інвестицій є досягнення балансу інтересів держави й інвестора. Держава, керуючись прагненням розвитку національної економіки, залучає певний обсяг інвестицій, зважаю-

чи на макроекономічні показники. Інвестор при реалізації відповідного проекту прагне одержати прийнятну норму прибутку. Обидві сторони аналізують основні економічні показники ефективності інвестиційних проектів. Такий аналіз є дуже важливим для вибору оптимальної переговорної позиції, визначення необхідних заходів для встановлення прийнятних економічних умов інвестування в нафтогазовидобувну галузь.

У різних країнах світу існує декілька підходів до оцінки ефективності інвестицій у нафтогазовидобувну галузь. Аналіз світової практики [5; 6] свідчить, що методики, які використовують держави, хоч і мають макроекономічний характер, враховують й рентабельність проекту для інвестора.

Як правило, цим дослідженням передують роботи по геолого-економічній оцінці ресурсів вуглеводнів. Основними напрямками досліджень, які проводять держави — власники ресурсів вуглеводнів — при наданні їх у користування, є наступні: оцінка ресурсів регіону, включаючи "доподаткову" ефективність, розрахунок економічної ренти, ранжування, цінові сценарії; оцінка "податкових можливостей"; розробка ефективного механізму стягнення такої частки.

Одним з найбільш повних прикладів оцінки економічної ефективності освоєння нафтогазових ресурсів є аналіз, представлений проф. Абердинського Університету (Шотландія) А.Кемпом [4]. У цій роботі викладений комплексний підхід до оцінки, що включає практично всі відомі методи й показники. Використовуються два основні критерії ефективності проектів: на стадії розробки — чиста сучасна цінність (NPV) родовища при ставці дисконту інвестора або за вартістю капіталу; на пошуково-розвідувальній стадії — показник EMV (expected monetary value). Державою розраховується також показник GT (government task) — частка економічної ренти держави від розробки родовища Інвестором.

Результати таких досліджень дозволяють державі адекватно оцінити інвестиційну привабливість ресурсної бази вуглеводнів регіону, що є необхідною умовою для визначення ефективної переговорної позиції.

Підготовка до проведення переговорів між Інвестором і Державою щодо економічних умов угоди про розподіл продукції або іншого договору про користування надрами передбачає, крім іншого, підготовку Державою ТЕО (техніко-економічного обґрунтування) й розробку моделі економічних розрахунків по проекту.

Аналіз світового досвіду дозволяє виділити основні економічні показники, що розраховуються при оцінці ефективності реалізації нафтогазовидобувних проектів. У табл. 1 наведено розподіл економічних показників оцінки ефективності інвестиційних проектів на

**Таблиця 2. Врахування основних економічних показників при залученні інвестицій у нафтогазовидобувні проекти на різних етапах їх реалізації (авторська розробка)**

Етап реалізації проекту	Держава/Інвестор	Обґрунтування основних економічних показників	Результати врахування економічних показників
1	2	4	3
Підготовчий етап	Держава	Економічна оцінка ресурсів регіону. Оцінка EMV	Ухвалення рішення про надання надр у користування
	Держава	Розрахунок економічної ренти. Розробка пакета умов для стягнення ренти. Попередня оцінка деяких макроекономічних показників.	Встановлення економічних умов надання надр у користування
	Інвестор	Попередня оцінка ефективності проекту в умовах обмеженої кількості інформації по об'єкту. Дослідження ризиків.	Ухвалення рішення про доцільність/недоцільність одержання прав на користування надрами (результати також використовуються на етапах проведення конкурсу та переговорів)
Проведення тендеру	Інвестор	Основні показники техніко-економічної пропозиції інвестора. Проведення досліджень ризиків.	Розробка тендерної пропозиції
	Держава	Порівняльна оцінка ефективності різних ТЕО для держави.	Визначення переможця тендеру
Проведення переговорів	Інвестор	Розрахунок ефективності проекту для Інвестора й вибір умов, що забезпечують прийнятну для інвестора рентабельність проекту.	Обґрунтування переговорної позиції
	Держава	Розрахунок частки держави в економічній ренти по проекту; порівняльний аналіз цієї частки з міжнародною практикою, розрахунок непрямих доходів і макроекономічних показників.	Обґрунтування переговорної позиції
Реалізація проекту	Держава	Порівняння фактично одержуваних державних доходів із проектними. Аналіз розбіжності фактичних показників із проектними.	Аналіз ефективності реалізації проекту
	Інвестор	Розрахунок показників ВНП, Р-фактора за методиками, встановленими умовами УРП або законодавством	Розрахунок податків і платежів (включаючи частку держави в прибутковій продукції й податок на додатковий прибуток від видобутку УВ), ставка яких залежить від показників рентабельності
	Інвестор	Розрахунок ефективності з використанням фактичних показників за минулий період, з коректуванням проектних даних з урахуванням зміни кон'юнктури. Управління ризиками.	Поточний контроль за рентабельністю проекту

найбільш важливі показники з точки зору Інвестора та Держави.

На жаль, в Україні на сьогоднішній день не розроблена методика, яка б дозволяла розраховувати непрямі державні доходи та мультиплікаційний ефект від реалізації нафтогазовидобувних інвестиційних проектів.

Розглянемо основні показники ефективності проекту.

Чиста сучасна цінність або чиста теперішня вартість (NPV) — це сума всіх грошових потоків (надходжень і платежів), що виникають протягом періоду, що розглядається, приведених (перерахованих) на певний момент часу, яким, як правило, вважається момент початку здійснення інвестицій:

$$NPV = NCV_0 + NCV_1 \times DF_1 + \dots + NCV_n \times DF_n \quad (1),$$

де NPV — чиста теперішня вартість;

$NCV_i$  — чистий потік грошових засобів по закінченні  $i$ -того інтервалу планування (може бути як додатним, так і від'ємним);

$NCV_n$  — чистий потік коштів по закінченні останнього інтервалу планування;

$DF_i$  — фактор дисконтування для  $i$ -того інтервалу планування;

$DF_n$  — фактор дисконтування для останнього інтервалу планування;  $i = 1, \dots, n$ .

Період окупності — це термін, розрахований з дня початку реалізації проекту і здійснення перших інвестиційних витрат до моменту, коли різниця між накопиченою сумою чистого прибутку і обсягом здійснених інвестиційних витрат придбає позитивне значення, тобто буде досягнута точка беззбитковості. Розрахунок цього показника здійснюється за формулою:

$$ПО = \frac{IB}{ЧГП_p} \quad (2),$$

де ПО — період окупності інвестиційних витрат за проектом;

IB — сума інвестиційних витрат на реалізацію інвестиційного проекту;

ЧГП<sub>p</sub> — середньорічна сума чистого грошового потоку за період експлуатації проекту (при короткострокових реальних вкладеннях показник розраховується як середньомісячний).

Внутрішня норма рентабельності (ВНР або IRR) — ставка дисконту, при якій накопичена величина чистого грошового потоку інвестора дорівнює (або прагне) до нуля. Внутрішню ставку прибутковості можна охарактеризувати і як дисконтну ставку, при якій чистий приведений дохід у процесі дисконтування буде приведений до нуля:

$$ЧДД(ЧПД) = ЧГП - IB = \sum_{n=1}^T \frac{\Pi_n}{(1+i)^n} - \sum_{n=1}^T \frac{K_n}{(1+i)^n} = 0 \quad (3).$$

Розрахунок цього показника здійснюється за формулою:

$$ВСП = \sqrt[n]{\frac{ЧГП}{IB}} - 1. \quad (4),$$

де ВСП — внутрішня ставка прибутковості за інвестиційним проектом;

Р-фактор (Індекс доходності) — відношення суми накопичених річних грошових потоків і накопичених капітальних вкладень до накопичених капітальних вкладень.

Розрахунок цього показника здійснюється за формулою:

$$IP_i = \frac{\Pi_p}{IB} \quad (5),$$

Таблиця 3. Вихідні дані для розрахунків

Параметри	Одиниця виміру	Значення
<b>Капітальні витрати</b>		
Вартість сейсмозвідувальних робіт*	тис. USD	13 000
Середня вартість пошуково-розвідувальної свердловини	тис. USD	75 000
Кількість пошуково-розвідувальних свердловин	шт.	6
Вартість експлуатаційної свердловини		75 000
Вартість пошуково-розвідувального буріння *		450 000
Кількість експлуатаційних свердловин	шт.	21
Вартість МСТП (морська стаціонарна технологічна платформа)		500 000
Вартість магістрального газопроводу		650 000
<b>Операційні витрати</b>		
Змінні витрати	USD/т.у.п.	9
Постійні витрати	щорічний % від кап. витрат	5%
<b>Параметри оподаткування</b>		
ПДВ	%	20
Ставка податку на прибуток	%	25
<b>Цінові параметри</b>		
Ціна на газ	USD/тис. м <sup>3</sup>	314.8
<b>Інші параметри</b>		
Видобувні запаси	млрд м <sup>3</sup>	100
Норма дисконту		12%

\* — "ризиковий капітал"

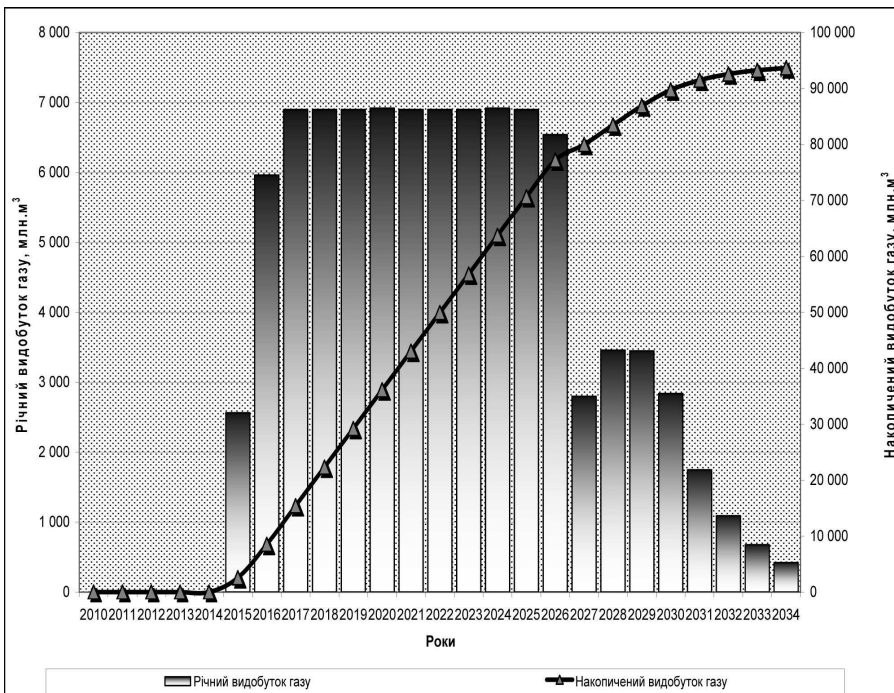


Рис. 1. Динаміка обсягів видобутку ВВ

де ІРі — індекс рентабельності за інвестиційним проектом;

ІПр — середньорічна сума інвестиційного прибутку за період експлуатації проекту;

ІВ — сума інвестиційних витрат на реалізацію інвестиційного проекту.

Чистий дисконтований дохід — накопичений чистий грошовий потік.

Розрахунок цього показника здійснюється за формулою:

$$ЧДД(ЧДП) = ЧПГ - ІВ = \sum_{n=1}^T \frac{Пn}{(1+i)^n} - \sum_{n=1}^T \frac{Кn}{(1+i)^n} \quad (6),$$

де ЧДД (ЧПД) — сума чистого дисконтованого (приведеного) доходу по інвестиційному проекту;

ЧПГ — сума чистого грошового потоку за весь пе-

ріод експлуатації інвестиційного проекту;

ІВ — сума інвестиційних витрат на реалізацію інвестиційного проекту;

n — номер кроку (рік періоду) розрахунку, (n= 1,2. .. T);Стаття надійшла до редакції 00.00.2009 р.

$\frac{Пn}{(1+i)^n}$  — дисконтований розмір прибутку, отриманого в n-му році;

$\frac{Кn}{(1+i)^n}$  — дисконтований розмір вкладень, здійснених в n-му році.

Очікувана наведена вартість (Expected Monetary Value, — EMV)

— показник, що використовується при оцінці ризику. Він розраховується як середньозважена величина значень чистого дисконтованого доходу, оціненого для різних сценаріїв освоєння з урахуванням імовірності кожного сценарію.

При реалізації проекту на умовах УРП розраховуються також наступні основні показники: видобута продукція; компенсаційна продукція (згідно до ЗУ "Про угоди про розподіл продукції" частка компенсаційної продукції не може перевищувати 70% від обсягу загальної видобутої продукції [7]); витрати, що відшкодовуються; прибуткова продукція; частина прибуткової продукції, що належить державі (частка держави); частина прибуткової продукції, що належить інвесторові (частка інвестора).

Одним із центральних питань переговорів по угодам про розподіл продукції є питання про принципи розподілу прибуткової продукції між Державою й Інвестором. Умови розподілу продукції встановлюються в угоді винятково на підставі переговорів між Державою й Інвестором.

В угодах про розподіл продукції використовуються наступні методи розподілу прибуткової продукції: фіксований розподіл; розподіл залежно від рівня накопиченого видобутку; розподіл залежно від внутрішньої норми рентабельності проекту; розподіл залежно від фактора Р (відношення прибутку до інвестицій); розподіл залежно від ціни нафти.

Кожний із цих методів має свої плюси й мінуси залежно від кон'юнктури й специфіки проекту. При фіксованому розділі продукції держава має постійну частку при будь-якому зростанні цін. При використанні методики, заснованої на внутрішній нормі рентабельності, Держава може одержати більш високу частку прибуткової. При використанні шкали, заснованої на ціні си-

ровини, з одного боку, враховуються фактори кон'юнктури, з іншого боку, Інвестор не одержує можливості "пригальмувати" ріст державної частки шляхом планування своїх витрат таким чином, щоб при наближенні до чергового порогу внутрішньої норми рентабельності (ВНР) ці витрати зростали і стабілізували ріст ВНР.

Фіксований розподіл продукції є найбільш простою формою розподілу. Вона не дозволяє враховувати кон'юнктурні й інші фактори, що істотно впливають на економіку проекту. Так, при підписанні "Угоди про розподіл вуглеводнів які видобуватимуться у межах Прикерченської ділянки надр континентального шельфу Чорного моря між державою Україна та "Венко Інтернешнл лтд" передбачалась саме така форма розподілу.

Розраховані з використанням різних моделей і критеріїв показники оцінки економічної ефективності враховуються Державою та Інвестором на різних стадіях реалізації проектів (табл. 2).

Розглянемо основні техніко-економічні показники тестового проекту на прикладі перспективного в нафтогазоносному відношенні об'єкта зі значними ресурсами в глибоководній частині українського сектора Чорного моря (на умовах Угоди про Розподіл Продукції).

Про необхідність залучення ПІІ для проведення в умовах глибокої води вже йшлося багато. На сьогодні державні підприємства, на жаль, не мають ні фінансових, ні технічних можливостей реалізувати ці проекти. Про це красномовно свідчать основні техніко-економічні показники тестового проекту "Х УРП", що максимально можливо наближені до реальних в умовах глибоководного шельфу Чорного моря. При проведенні розрахунків по тестовому проекту "Х УРП" використовувався світовий досвід оцінки капіталовкладень розробки глибоководних родовищ (Мексиканської затоки, глибоководної частини Норвезького моря).

Розрахунки були проведені за методикою, яка, в цілому, відповідає таким, що їх використовують провідні нафтогазові компанії світу [8] відповідно до діючого законодав-

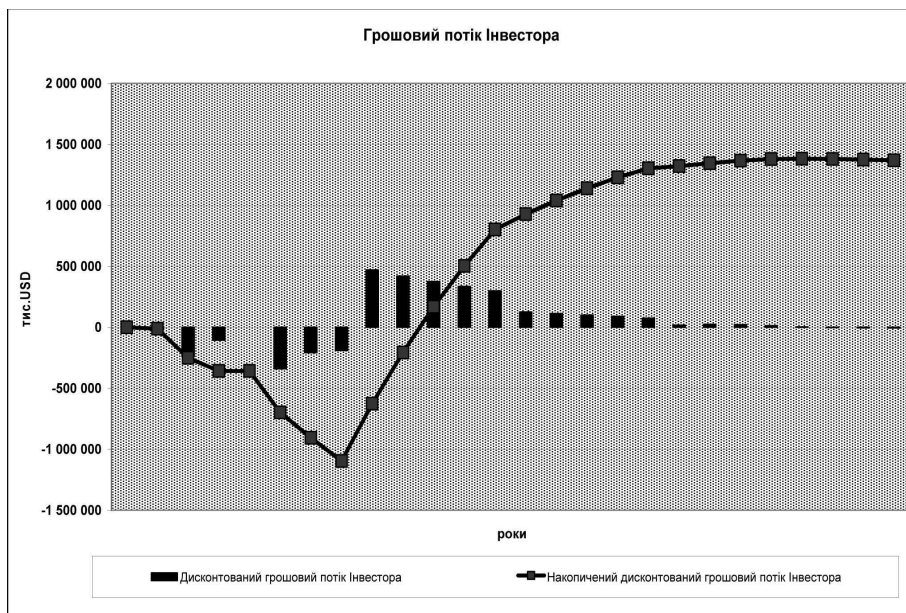


Рис. 2. Динаміка NPV Інвестора

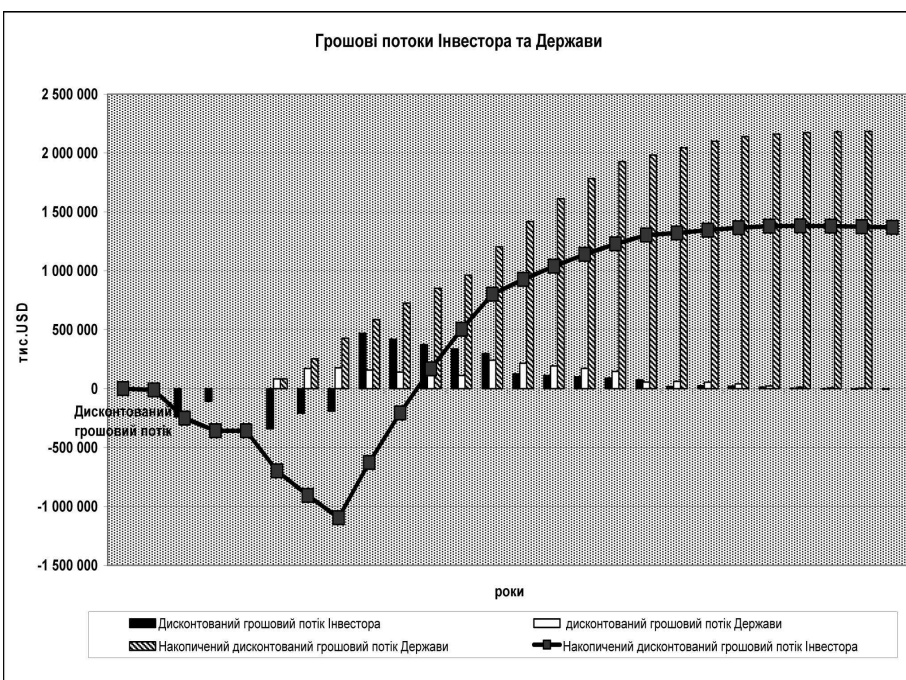


Рис. 3. Динаміка NPV Інвестора та Держави



Рис. 4. Розподіл продукції між Державою та Інвестором

ства. Вихідні дані щодо нормативів витрат на геологічне вивчення та промислове освоєння структури наведено в табл. 3.

Як видно з табл. 3 для реалізації проекту Інвестор має здійснити великий обсяг інвестицій, значну частину якого складає так званий "ризиковий капітал" (463 млн USD). Останнє разом з відсутністю буріння в українському секторі глибоководної частини Чорного моря є важливим аргументом для обґрунтування найбільш сприятливої для Інвестора позиції при переговорах з Державою.

Розподіл компенсаційної продукції приймався з розрахунку 70%/30% на користь Інвестора на першому етапі реалізації проекту, та прибуткової продукції 60%/40% на користь Держави на другому етапі (при досягненні проектом стадії беззбитковості). В проекті "Х УРП" враховується частка продукції для функціонування проектно-інфраструктури.

Обсяги видобутку ВВ графічно відображені на рис. 1, динаміка грошових потоків Інвестора та Держави, на рис. 2 та 3 відповідно. На рис. 4 графічно відображено розподіл продукції між Інвестором та Державою.

Частка Держави складається згідно умов розподілу прибуткової продукції на умовах УРП та обов'язкових платежів згідно чинного законодавства.

У результаті розрахунку показників економічної ефективності освоєння тестової Х УРП були отримані наступні значення показників економічної ефективності для Інвестора: дисконтований грошовий потік (NPV) складає 1 368 млн USD (10 944), внутрішня норма рентабельності складає 27,5%, термін окупності становить 9 років з початку реалізації проекту або 4 роки з початку видобутку ВВ. Індекс дохідності дисконтованих капітальних інвестицій становить 1,78, що свідчить про високу ефективність капіталовкладень. Середня собівартість 1 тис. м<sup>3</sup> газу за весь період становить 73,6 USD (588,8). Аналіз показників економічної ефективності пошуків, розвідки та освоєння тестової площі "Х УРП" свідчить про привабливість цього нафтогазоперспективного об'єкта для Інвестора.

При успішній реалізації проекту "Х УРП" очікуваний дохід Держави складає 10 435 401 грн. Очікуваний дохід Інвестора складає 7 143 976 грн.

## ВИСНОВКИ

Загалом можна сказати, що для Держави залучення інвестицій по об'єкту, який було досліджено, є економічно обґрунтованим та необхідним для подальшого

освоєння ресурсної бази ВВ глибоководної частини сектора акваторії Чорного моря.

Дискусії щодо умов, які були зафіксовані в єдиній на сьогодні підписаній УРП (з "Венко Прикерченська Лтд."), дозволяють зробити висновок, що питанням прогнозування показників економічної ефективності відповідного інвестиційного проекту держава має опікуватися вже на початку підготовки тендеру проведення конкурсу на укладення відповідної угоди. Результати дослідження нафтогазових перспективних об'єктів "очима" інвестора дозволили б адекватно оцінювати можливості досягнення балансу інтересів інвестора та держави на всіх етапах реалізації проектів. Врахування показників ефективності інвестиційних проектів є особливо важливим при залученні інвестицій для реалізації високоризикових та високозатратних проектів розвідки й розробки перспективних нафтогазових об'єктів українського сектора глибоководної частини Чорного моря.

## Література:

1. Лукін О. Вуглеводневий потенціал надр України та основні напрямки його освоєння // Вісн. НАН України. — 2008. — № 4. — С. 56—67.
  2. Цюха О.Г., Войцицький З.Я., Толкунов А.А. Підготовка ресурсної бази вуглеводневої сировини морських акваторій України — передумова нарощування енергетичних запасів держави // Мінеральні ресурси України. — 2009. — № 1. — С. 36—39.
  3. Джонстон Д. Международный нефтяной бизнес: налоговые системы и соглашения о разделе продукции. Пер. с англ. — М.: ЗАО "Олимп-Бизнес", 2000. — 340 с.
  4. Kemp A. Petroleum Rent Collection around the World. Nova Scotia: Institute for International Research on Public Policy — Canada: South Halifax, 1987.
  5. International Oil and Gas Ventures: A Business Perspective / George E. Kronman, Don Felio, and Thomas E. O'Connor AAPG Calgary, Alberta. — Canada. — 446 pages.
  6. Daniel Johnston. International Exploration Economics, Risk, and Contract Analysis. — Pennwell Books, 2003. — 401 pages.
  7. Закон України "Про угоди про розподіл продукції" від 14.09.1999 № 1039-XIV.
  8. КНУ "Складання початкової і попередньої геолого-економічних оцінок геолого-розвідувальних робіт на нафту і газ (методичні вказівки)" — Комітет України з питань геології та використання надр — Київ, 1999.
- Стаття надійшла до редакції 15.02.2010 р.*

## ПЕРЕДПЛАТА

ВИДАННЯ МОЖНА ПЕРЕДПЛАТИТИ З БУДЬ-ЯКОГО МІСЯЦЯ!

— ЧЕРЕЗ РЕДАКЦІЮ (ТЕЛ. 458-10-73);

— ЧЕРЕЗ ДП "ПРЕСА"  
(У КАТАЛОЗІ ВИДАНЬ УКРАЇНИ);

— ЧЕРЕЗ ПЕРЕДПЛАТНІ АГЕНТСТВА: "САММІТ", "ІДЕЯ", "БЛІЦ ІНФОРМ", "KSS", "МЕРКУРІЙ", "ПРЕСЦЕНТР", "ВСЕУКРАЇНЬСЬКА ПЕРЕДПЛАТНА АГЕНЦІЯ", "ФЛОРА", "ПЕРІОДИКА", "КОБЗАР", "ДІАДА", "ДОНБАС ДЕ-ЮРЕ", "ДІЛОВА ПРЕСА", "ФАКТОР"