

ОЦІНКА ПЕРВИННИХ ЧИННИКІВ ВПРОВАДЖЕННЯ ІНВЕСТИЦІЙНОГО ПРОЕКТУ РОЗРОБКИ НАФТОВИХ РОДОВИЩ

І.М.Іванченко

*Науково-дослідний і проектний інститут ВАТ „Укранфтва”
76019, м. Івано-Франківськ, Північний бульвар ім. Пушкіна, 2, тел/факс: (03422) 776140, 243250,
e-mail: admin@cndl.ukrnafta.com*

Представлена оцінка стартових умов, впливаючих на впровадження інвестиційного проекту розробки нафтяного месторождения. Найдена зависимость минимально допустимого годового дебита нефтяной скважины от постоянных и переменных затрат, цены на нефть и налоговой нагрузки с целью определения окупаемости бурения дополнительной эксплуатационной скважины.

The influence of the primary conditions on the application of the oilfield exploitation investment project is given in the work. The analytic dependence between critical production rate of a well and constant, variable expenses, market price for petroleum, tax environment is received with the purpose of definition of the payback of an extra development well drilling.

Вступ. Значна кількість нафтових родовищ в Україні, що відрізняються гірничо-геологічними умовами розробки та властивостями вуглеводнів, зумовлює необхідність вибору найбільш привабливих об'єктів, які мають найкращі перспективи розробки і можуть забезпечити найвищу ефективність інвестицій [1].

При оцінці будь-якого інвестиційного процесу маємо справу із невизначеністю, що полягає в неповноті та неточності інформації щодо умов реалізації проекту. Невизначеність полягає у неможливості контролювати і прогнозувати зміну деяких внутрішніх і зовнішніх чинників, що впливають на діяльність підприємства. Такими чинниками виступають геолого-промислові характеристики родовища, ринкові ціни на продукцію, податкові ставки, відсоткові ставки на кредити і курси валют.

Аналіз початкових умов інвестиційного проекту є чинником, що знижує ризики і дає змогу встановити таке поєднання параметрів, що сприяють його існуванню протягом всього періоду реалізації. Тому розгляд спільного впливу податкового навантаження, капітальних вкладень в буріння і облаштування, собівартості видобування нафти та її ціни на можливість існування проекту розробки родовища є вкрай актуальним завданням за сьогоденних умов.

Аналіз досліджень і публікацій по проблемі. Багато дослідників присвячують свої роботи проблемі врахування впливу перерахованих вище чинників на впровадження інвестиційного проекту та оцінці первинних даних, на основі яких і проводиться інвестиційний аналіз [2, 3, 4, 5].

Кінцеві дані інвестиційного аналізу є вторинними, тож їх надійність зумовлюється достовірністю первинної інформації. Первинними і основоположними даними, що максимально мірою визначають інвестиційну привабливість проекту, є абсолютні величини доходів і витрат, надійне визначення яких є найскладнішим [2]. Рівень доходу визначається зазвичай економією енергетичних і матеріальних ресурсів,

зростанням рівня видобутку та коефіцієнта експлуатації тощо.

Величина витрат може бути визначена на основі розрахунків капітальних вкладень у ході проектування і будівництва та експлуатаційних витрат в процесі експлуатації. Методика попередньої оцінки капітальних та експлуатаційних витрат потребує удосконалення, адже невдалий вибір кінцевого інженерного рішення на основі такої оцінки може призвести до хибного висновку про неприйнятність основних показників економічної ефективності проекту. Це особливо актуально для проектів із тривалим терміном окупності.

Результати дослідження. При оцінці стартових умов інвестиційних проектів з розробки нафтових і газових родовищ необхідно враховувати основні показники, які стосуються об'єму видобутої продукції, інженерного обґрунтування проекту, капітальних вкладень, експлуатаційних витрат.

Для інвестиційних проектів найважливіше значення мають обсяги видобутку нафти і газу. Похибка у прогнозуванні об'ємів видобутку цих енергоносіїв може призвести до значних фінансових втрат, а саме:

- падіння об'єму видобутку нижче прогнозованого призводить до нераціонального використання вкладених у проект коштів;

- збільшення об'ємів видобутку вимагатиме додаткових інвестицій.

Інженерне обґрунтування проекту полягає у правильності підготовки основних технологічних показників розробки, у виборі необхідно обладнання для нафтовидобування і облаштування свердловин, у передбаченні використання допоміжного обладнання, такого як компресорна станція, система осушення газу з відповідними параметрами їх роботи, визначенні об'єму будівельно-монтажних робіт і т.д. На основі цієї інформації визначається балансова вартість проекту.

На першому етапі проектування проводиться попередня оцінка капітальних вкла-

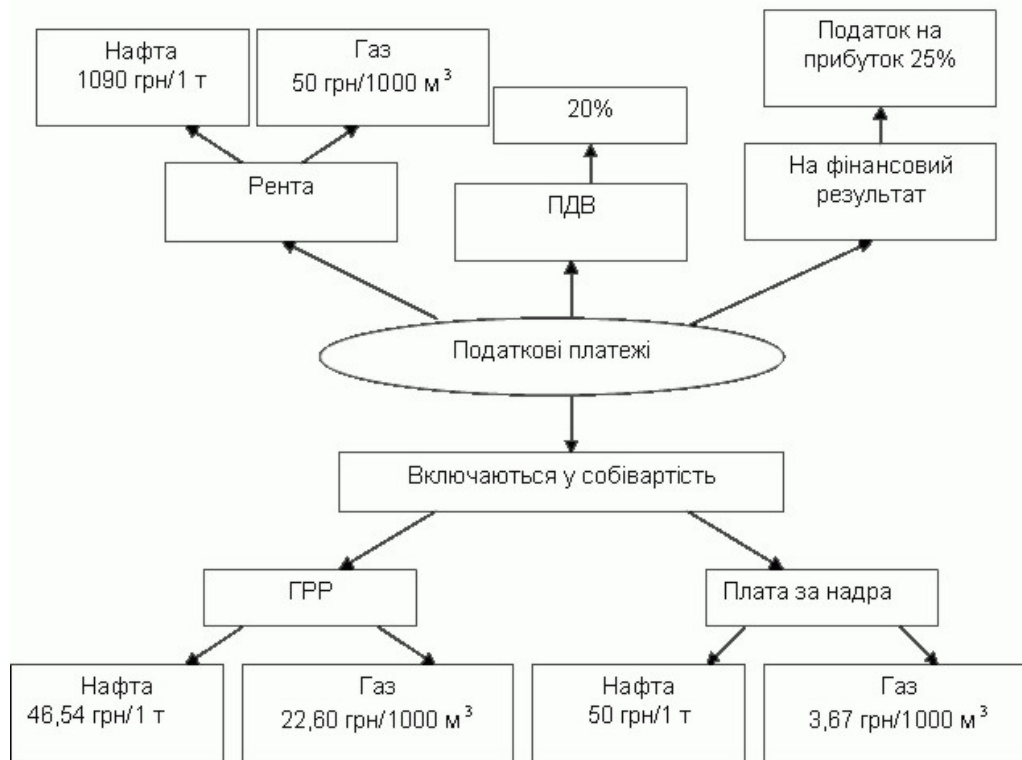


Рисунок 1 – Структура основних податкових платежів нафтогазового підприємства

день – оцінка зверху вниз (Top Down Estimating). Її точність невелика (від 20% до 70%). Бюджетна оцінка вартості забезпечує більш високу точність (від 10% до 25%). Після встановлення базової вартості проекту точність оцінки зростає до 5...10%. Така оцінка досягається при деталізації проекту і носить назву оцінки знизу вгору (Bottom Up Estimating) [2].

Експлуатаційні витрати поділяються на витрати, що залежать від об'єму видобутої продукції, та таких, що не залежать від неї.

Зокрема, система оподаткування є одним із важливих чинників, що впливають на можливість існування проекту розробки. Величина податкового навантаження підприємства визначається законодавством України із зазначенням відповідних змін у бюджеті поточного року. Структура податкового навантаження підприємства зображена на рис. 1.

Система оподаткування характеризується джерелами відрахувань, об'єктами оподаткування, рівнями податкових ставок, напрямками відрахувань [3]. Тому вплив податкового законодавства на економічні показники проекту не завжди легко оцінити. Вирішення даної проблеми особливо актуальне в умовах достатньо високого рівня інфляції та коливань обмінного курсу. Також слід зазначити, що існує тенденція до щорічного зростання нормативів плати за користування надрами, рентної плати з видобутку вуглеводнів, збору за геологорозвідувальні роботи, а також занижені ціни на власний видобуток вуглеводнів, що встановлюються державою. Все це погіршує становище нафтогазовидобувних підприємств в Україні, обумовлює прийняття рішень щодо припинення

експлуатації низькорентабельних родовищ, знижує конкурентоздатність вітчизняних вугледобувців.

Як зазначається у роботі [4], держава – це не звичайний учасник інвестиційного проекту, для якого одержання прибутку не мета, а тільки засіб: складова частина більш суттєвого її завдання – ефективного управління суспільними ресурсами на благо всіх громадян. Тому держава не повинна прагнути до максимізації свого прямого фінансового ефекту, який до того ж розраховується з врахуванням дисконтування, тобто із бажанням наблизити час отримання ефекту.

Необхідно комплексно оцінювати результати проекту для суспільства в цілому, враховуючи екологічні, соціальні, політичні та ін. наслідки його реалізації. Наприклад, у зонах вироблених родовищ державі варто припинити оподаткування видобутку із виснажених покладів для того, щоб рівень видобутку вуглеводнів міг забезпечити видобувній компанії покриття витрат (включаючи заробітну плату) і отримання прийняттого прибутку. Відмовившись від прямих податкових надходжень, держава одержить свої бюджетні доходи через непрямі і мультиплікативні ефекти, а також у вигляді економії бюджетних витрат на пошук нового місця працевлаштування населення регіону та економії на витратах, спричинених безробіттям.

Важливим кроком держави з метою спрощення системи оподаткування нафтогазової галузі було б об'єднання плати за користування надрами, рентної плати за видобування вуглеводнів, збору за геологорозвідувальні роботи в один платіж, оскільки вони розраховуються з

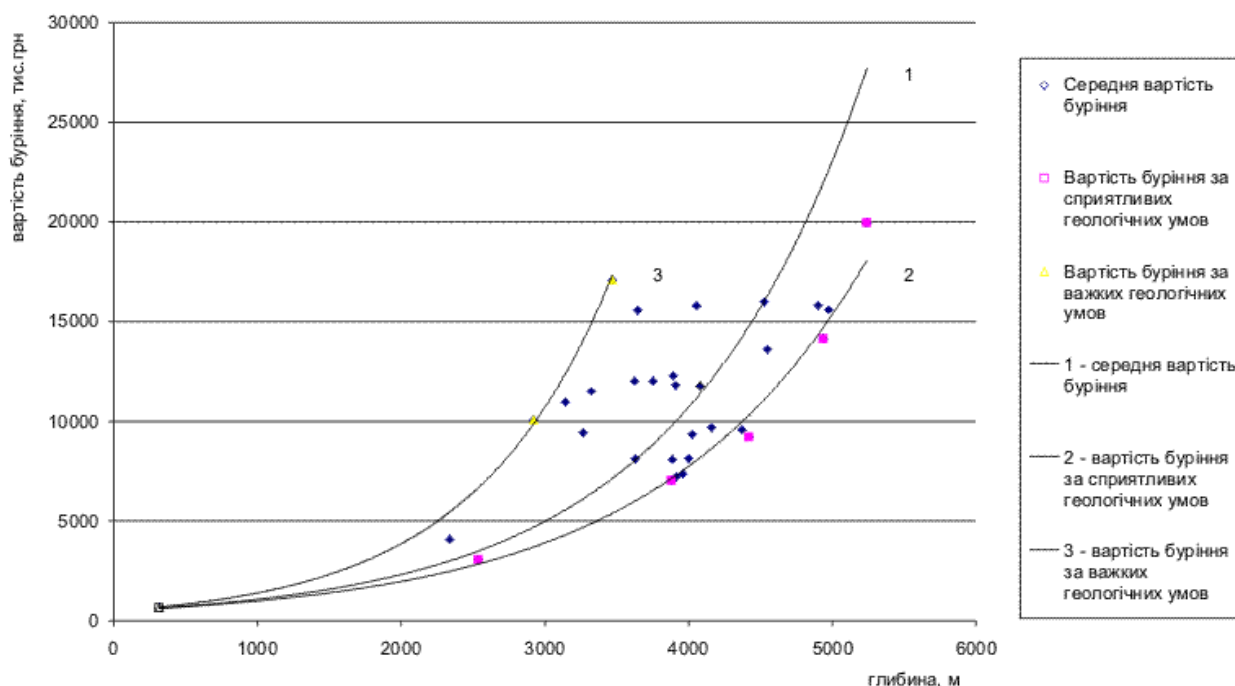


Рисунок 2 – Залежність вартості буріння експлуатаційних свердловин від глибини

обсягу видобутих вуглеводнів [5]. Така ситуація спостерігається в Росії, де існує єдиний податок на видобуток вуглеводнів [6]. Причому 27 липня 2006 р. був прийнятий федеральний закон, що дозволяє використовувати диференційовані ставки податку на видобуток при розробці нафтових родовищ. Можливість застосування зменшуючих коефіцієнтів на видобування вуглеводнів в залежності від ступеня виробленості запасів родовища, а також встановлення нульової ставки податку для ділянок надр, що характеризуються важковидобувними запасами і високов'язкими нафтами, дасть змогу зменшити податкове навантаження і, відповідно, підвищити ефективність експлуатації родовищ та продовжити рентабельний період їх розробки.

Не менш важливе значення має розрахунок величини капітальних вкладень, від достовірності визначення яких залежать кінцеві результати про прийняття рішення щодо реалізації проекту чи його фінансової недоцільності.

Значна частка інвестиційних витрат у нафтогазовидобуванні пов'язана із бурінням додаткових свердловин. Зокрема в умовах зростання вартості матеріалів, машин, обладнання, будівельно-монтажних робіт буває вкрай важко оцінити витрати на спорудження нових свердловин. Тому на основі аналізу нами обґрунтовано залежності для встановлення такої вартості.

На рис. 2 зображено залежності вартості буріння і облаштування експлуатаційних свердловин від глибини на прикладі Охтирського НГВУ за 2007 рік.

Для визначення середньої вартості буріння, вартості процесу буріння за сприятливих та важких геологічних умов отримано такі залежності:

за коефіцієнта кореляції $R^2 = 0.605$

$$y = 500 \cdot e^{0.000766126x}; \quad (1)$$

у випадку $R^2 = 0.995$

$$y = 500 \cdot e^{0.000684767x}; \quad (2)$$

у випадку $R^2 = 0.999$.

$$y = 500 \cdot e^{0.00102170148x}. \quad (3)$$

Важливим чинником оцінки вихідної інформації ефективності проекту розробки є також ціна нафти. Останнім часом спостерігається тенденція до зростання цін на нафту, що викликає необхідність залучення в розробку запасів родовищ з більш складними характеристиками.

Такі зовнішні впливи оцінимо на рівні підприємства, що реалізує інвестиційний проект розробки нафтового родовища.

Введемо такі позначення: Q – річний видобуток нафти; C – ціна реалізації нафти; B_n – постійні витрати; $B_{зм}$ – змінні витрати; $ПП$ – ставка податку на прибуток; $ПДВ$ – ставка податку на додану вартість; $РП$ – рентна плата за видобування нафти; Δ – частка товарної нафти.

До постійних витрат відносимо витрати на оплату праці, відрахування на соціальні заходи, витрати на утримання та експлуатацію обладнання, постійні загальновиробничі витрати, амортизаційні відрахування.

До змінних витрат належать витрати на матеріали, паливо, енергію на технологічні цілі, технологічні втрати продукції, витрати на послуги виробничого характеру, прями витрати та внутрішній оборот продукції.

Дохід інвестора до розрахунку із бюджетом визначається за формулою:

$$D_0 = Q(C - B_{зм}) - B_n. \quad (4)$$

Таблиця 1 – Вихідні дані для розрахунку критичного дебіту свердловини

Показники	Полтавське НГВУ	Чернігівське НГВУ	Охтирське НГВУ
Постійні витрати, тис.грн	434,07	622,03	417,85
Змінні витрати, грн/т	98,59	118,15	124,38
Частка товарної нафти, част.од.	0,997	0,992	0,993
Ціна 1 т нафти (з ПДВ і рентою) станом на 22.04.2008, грн	4160,38		
Величина коригуючого коефіцієнта за квітень 2008 р.	1,7863		
Податок на прибуток, %	25		
Податок на додану вартість, грн/т	693,4		
Рентна плата за 1 т нафти, грн	1947,07		

Таблиця 2 – Значення річних критичних дебітів нафти за різних глибин буріння

Інтервали глибин, м	Мінімально допустимий річний дебіт нафти, т		
	Полтавське НГВУ	Чернігівське НГВУ	Охтирське НГВУ
0-2000	791,6	1193,11	808,83
2000-3000	1277,62	1704,29	1324,69
3000-4000	2323,13	2803,93	2434,42
4000-5000	4572,47	5169,71	4821,91

Після розрахунків із державою в розпорядженні інвестора залишиться чистий прибуток, який запишемо у вигляді

$$D = (1 - ПП) \cdot \{ Q \cdot \Delta(C - ПДВ) - Q \cdot РП - Q \cdot B_{зм} - B_n \} \quad (5)$$

Необхідною умовою існування проекту є фінансова можливість повторення виробничого циклу. Прибуток, що залишається в розпорядженні інвестора, повинен бути не меншим витрат наступного виробничого циклу, тобто

$$(1 - ПП) \cdot \{ Q \cdot \Delta(C - ПДВ) - РП - B_{зм} \} - B_n \geq Q \cdot B_{зм} + B_n \quad (6)$$

Для визначення окупності проекту розв'яжемо нерівність (6) відносно видобутку нафти (Q) та знайдемо мінімально допустимий річний дебіт (Q*) свердловини в залежності від постійних та змінних витрат, ціни на нафту і податкового навантаження.

$$Q \geq \frac{B_n}{(1 - ПП) \cdot (\Delta(C - ПДВ) - РП) - B_{зм}} = Q^* \quad (7)$$

У таблиці 1 представлено показники для обчислення критичного річного дебіту нафтової свердловини. Постійні витрати прийнято з урахуванням зміни величини амортизаційних відрахувань у процесі буріння свердловин на різні глибини.

Розрахуємо значення річних критичних дебітів для Полтавського, Чернігівського та Охтирського НГВУ у процесі буріння експлуатаційних свердловин глибинами 2000, 3000, 4000, 5000 м відповідно (таблиця 2). Значення середніх вартостей процесу буріння визначено із залежності, зображеної на рисунку 2.

Для Чернігівського НГВУ спостерігаємо найстрімкіше зростання значення річного критичного дебіту нафти. За менших значень річних дебітів буріння додаткової експлуатаційної свердловини не окупиться, а розробка покладу буде економічно не вигідною.

Висновки. Отже, аналіз стартових умов, що впливають на впровадження проекту розробки родовища, може бути успішно використаний для попередньої оцінки умов реалізації проекту, що дозволить зменшити багатоваріантні розрахунки його ефективності і зекономити значні витрати часу та коштів.

Література

- 1 Витвицький Я.С. Оцінка ефективності інвестицій у розвідку і розробку нафтових родовищ. – Івано-Франківськ: Факел, 2006. – 248 с.
- 2 Бурд В.Е. Исходные данные для анализа инвестиционных проектов // Газовая промышленность. – 2005. – №7. – с.35-37.
- 3 Асеев С.А., Сиговатов Л.А. Влияние стартовых условий на инвестиционные возможности недропользовательского проекта // Нефтяное хозяйство. – 2005. – №9. – с. 156-157.
- 4 Атнашев М.М., Конопляник А.А. К вопросу о рациональном взаимодействии государства и других участников инвестиционного процесса в нефтегазовом комплексе // Нефтяное хозяйство. – 2001. – №6. – с. 12-17.
- 5 Колбушкін Ю.П. Щодо проблеми плати за користування надрами // Нафтова і газова промисловість. – 2006. – №2. – с. 5-6.
- 6 Ибрагимов Н.Г., Лавущенко В.П., Мотина Л.И. Результаты и проблемы применения дифференцированной ставки НДС на месторождениях ОАО "Татнефть" // Нефтяное хозяйство. – 2007. – №7. – С. 20-21.