

© Я.С. Витвицький
д-р екон. наук
І.М. Петрунчак
ІФНТУНГ

Удосконалення методичного підходу до оцінювання ефективності експлуатації нафтовидобувних свердловин

УДК 338.45:622.323

У роботі представлено удосконалений методичний підхід до визначення граничних меж економічно доцільної експлуатації нафтовидобувних свердловин.

Ключові слова: фінансовий результат, вивільнені витрати, граничний дебіт, грошовий потік, доцільність експлуатації свердловини.

В работе представлен усовершенствованный методический подход к определению предельных границ экономически целесообразной эксплуатации нефтедобывающих скважин.

Ключевые слова: финансовый результат, высвобожденные издержки, предельный дебит, денежный поток, целесообразность эксплуатации скважины.

This article describes the improved methodological approach to define economical expediency limits of oil wells exploitation.

Key words: financial result, redundant costs, limiting debit, cash flow, feasibility of operating wells.

Стратегічною метою кожної нафтової компанії є збереження високих рівнів видобутку нафти та підвищення рентабельності виробництва. У зв'язку з тим, що на сьогодні більшість родовищ, що розробляються в Україні, характеризуються зростаючим обводненням і падінням дебіту нафти, а пізня стадія і високий ступінь вироблення запасів – низькими технологічними параметрами розробки, проблема підвищення економічної ефективності експлуатації свердловин є вкрай важливою.

Підвищенню ефективності роботи видобувних свердловин, визначенню граничних меж та доцільності їх подальшої експлуатації із урахуванням мінімально рентабельних дебітів присвячені роботи значної кількості дослідників, зокрема [1–5], оскільки у ринкових умовах визначення економічної доцільності подальшої експлуатації виснажених, високообводнених родовищ (покладів) та окремих свердловин після досягнення граничної межі рентабельності є важливим завданням, яке потребує належного вирішення.

В останні роки експлуатаційний фонд свердловин нафтогазовидобувних підприємств України має тенденцію до зменшення. Наприклад, 2013 р. у ПАТ «Укрнафта» відбулося зменшення фонду свердловин на 12,5 % порівняно з 2008 р. Основними причинами такої тенденції є переведення частини діючих свердловин в інші категорії та їх консервація через нерентабельність. У той же час зупинка значної частини фонду свердловин порушує вимоги і принципи раціональної розробки покладів і призводить до неповного вироблення запасів вуглеводневої сировини. У таких умовах особливо важливою є економічна оцінка експлуатації свердловин, адже їх рентабельність може змінюватися упродовж одного–двох місяців у зв'язку із коливанням цін

на нафту, матеріально-технічними ресурсами, погіршенням умов експлуатації тощо [1, с. 8].

Великі нафтогазовидобувні компанії мають сьогодні власні методики оцінки ефективності експлуатації свердловин і заходів, що на них проводяться. Однак для більшості із них характерні такі основні недоліки:

переважно усереднений підхід (по родовищу), який не враховує індивідуальних експлуатаційних характеристик роботи кожної свердловини і експлуатаційних та інвестиційних витрат по ній. Отримані результати такого усередненого аналізу часто спричиняють до хибного (негативного чи позитивного) висновку;

відсутність економічної оцінки на етапі планування проведення заходів із підвищення ефективності видобутку. Мова йде переважно про ремонти свердловин, що не передбачають суттєвої зміни поточних параметрів їх роботи та отримання додаткового видобутку. За таких умов часто єдиним критерієм під час прийняття рішень про проведення ремонту є необхідний рівень дебіту нафти. Це призводить до виникнення можливості проведення неефективних заходів або відмови від ефективних;

недостатня поінформованість і взаєморозуміння виробничих та економічних служб під час аналізу ефективності та прийняття управлінських рішень щодо оптимізації роботи фонду свердловин. Результатом цього є конфлікти, що виникають у ході прийняття управлінських рішень, тобто з боку організації виробничого процесу, погіршується оперативна взаємодія виробничих та економічних служб підприємства, що часто є причиною значних втрат часу, ресурсів та погіршення економічних показників [2, с. 41].

В Україні найбільш обґрунтованою серед існуючих підходів до економічної оцінки ефективності експлуатації видобувних свердловин є Методика визначення граничних меж можливості та економічної доцільності подальшої експлуатації видобувних свердловин, розроблена відділом техніко-економічних досліджень НДПІ ПАТ «Укрнафта» [3].

Згідно з цією методикою для оцінки роботи видобувної свердловини необхідно визначення фінансового результату (ФР) від її експлуатації як добутку різниці ціни Ц і собівартості С' одиниці продукції та товарної кількості продукції із окремої свердловини q'' :

$$\text{ФР} = (\text{Ц} - \text{С}') \cdot q'' \quad (1)$$

При цьому виділяють такі області експлуатації свердловини:

якщо $\text{ФР} > 0$, то свердловина є економічно рентабельною;

якщо $\text{ФР} = 0$, то свердловина працює на межі рентабельності (беззбиткова експлуатація свердловини);

якщо $\text{ФР} < 0$, то свердловина є нерентабельною.

Для більш достовірного встановлення доцільності виведення свердловини із видобувного фонду як граничні межі пропонується порівнювати не лише ціни і витрати, а й особливий критерій – вивільнені витрати (B_v), які розраховуються як середнє значення вивільнених коштів під час припинення експлуатації конкретної свердловини. Якщо виконується умова $B_v > \text{Ц}$, то свердловина вважається нерентабельною.

Також за основні економічні показники роботи видобувної свердловини пропонується використовувати собівартість одиниці товарної продукції, рентабельність видобутку, граничний дебіт доцільності подальшої експлуатації свердловини, межу обводненості, точку беззбитковості роботи свердловини, кількість діб експлуатації для подолання межі беззбитковості.

Важливим показником для визначення економічної доцільності подальшої експлуатації свердловини є розрахунок собівартості видобутку нафти по окремих свердловинах. Облік витрат на видобування продукції в нафтогазовидобувних управліннях здійснюється на основі Інструкції з планування, обліку і калькулювання собівартості видобутку нафти і газу [6], згідно з якою розрахунок витрат на видобування продукції ведеться загалом по підприємству. Визначення собівартості видобування 1 т нафти по окремих свердловинах здійснюється розрахунковим шляхом із використанням даних про обсяги видобування нафти, умовно-змінні, умовно-постійні витрати та обсяги видобутку нафти по конкретній свердловині [3, с. 18; 5, с. 24]. За такого підходу їх достовірне визначення на окремих свердловинах, на нашу думку, вбачається найбільш проблематичним.

Рентабельність видобутку пропонується визначати за відношенням фінансового результату від експлуатації свердловини до собівартості видобутку нафти.

Щодо точки беззбитковості роботи свердловини, то це така кількість продукції свердловини за визначений період $Q_{\text{кр}}$ у тоннах, при якій фінансовий результат від реалізації продукції дорівнює експлуатаційним витратам:

$$Q_{\text{кр}} = q_{\text{гр}} \cdot T_{\text{е}} \quad (2)$$

де $T_{\text{е}}$ – термін роботи свердловини для подолання межі беззбитковості, діб.

Величину критичного обсягу товарної продукції $Q''_{\text{кр}}$, якій відповідає межа беззбитковості експлуатації свердловини ($\text{ФР} = 0$), визначаємо за формулою:

$$Q''_{\text{кр}} = \frac{E_{\text{уп}} + B_{\text{доп}}}{\text{Ц} - E_{\text{уз}}} \quad (3)$$

де $E_{\text{уп}}$ – всі постійні витрати на видобуток та підготовку продукції зі свердловини, тис. грн; $E_{\text{уз}}$ – змінні витрати на видобуток та підготовку продукції, грн/од. прод.; $B_{\text{доп}}$ – вартість ремонтних та інших робіт, які проведені на свердловині у ході здійснення геолого-технічних заходів (ГТЗ) за розрахунковий період, тис. грн.

На основі (1.3) граничний дебіт $q_{\text{гр}}$ для нафтової свердловини згідно з методикою [3, с. 19] визначають за такою формулою:

$$q_{\text{гр}} = \frac{B_{\text{уп}}^{\text{в}} + B_{\text{уп}}^{\text{п}} + B_{\text{уп}}^{\text{ППТ}} + (A + B_{\text{доп}}) \cdot \kappa'}{K_{\text{е}} \cdot \kappa''' \cdot \kappa'' \cdot \left(\text{Ц} - \left(\frac{S_{\text{р}}}{1 - \beta_0} + \frac{S_{\text{г}} \cdot v}{q_{\text{н}}} + S_{\text{н}} + S_{\text{п}} \cdot \kappa'' \right) \right)} \quad (4)$$

де Ц – ціна 1 т нафти без ПДВ, грн; $S_{\text{р}}$ – питомі витрати, які залежать від видобутку рідини, грн/т; β_0 – обводненість продукції, у частках одиниці; $S_{\text{г}}$ – питомі витрати, які залежать від кількості газліфтного газу під час газліфтною експлуатації свердловин, грн/1000 м³ газліфтного газу; v – кількість газу для газліфтною експлуатації свердловини, млн м³; $S_{\text{н}}$ – питомі витрати, які залежать від видобутку нафти, грн/т; $S_{\text{п}}$ – питомі витрати, які залежать від обсягу напівфабрикату нафти, який передається на підготовку, грн/т; κ'' – коефіцієнт переведення валового видобутку продукції у напівфабрикат; κ''' – коефіцієнт переведення напівфабрикату у товарну продукцію; $K_{\text{е}}$ – фактична кількість відпрацьованого часу, діб.

Після розрахунку економічних показників роботи свердловини проводять їх комплексну оцінку та приймають рішення про роботу свердловини надалі (проведення ГТЗ із метою збільшення дебіту свердловини, кількості діб, яка має бути відпрацьована, переведення в інший фонд, консервацію чи ліквідацію).

Недоліками описаного методичного підходу є:

1. Значна періодичність (квартал, півроку, рік) оцінки ефективності роботи свердловин. Це призводить до зростання збитків від експлуатації свердловин за період між черговими оцінками, тоді як оцінка в режимі он-лайн дала б змогу одразу виявити нерентабельні свердловини і зменшувати економічно необґрунтовані фінансові втрати.

2. Застосування значної кількості коефіцієнтів κ' , κ'' , κ''' , при цьому деякі із них визначаються не зовсім коректно. Наприклад, κ' визначається шляхом ділення обсягів видобування нафти на суму обсягів видобування нафти у тис. т та обсягів видобування супутнього газу у млн м³, тобто здійснюється сумування показників, визначених у різних одиницях виміру. Правильніше було б розраховувати цей коефіцієнт, привівши обсяги видобування нафти і супутнього газу до кількості тонн умовного палива.

3. Більш точний результат можна отримати, визначивши фінансовий показник на основі сумування доходів від обсягів видобутку окремих видів продукції (нафта, супутній газ,

природний газ, конденсат), а не лише від основного продукту видобування, яким є нафта, як це зазначено у методиці [3, с. 3].

4. Неврахування змін вартості отриманих фінансових результатів внаслідок дії фактора часу.

Тому пропонується удосконалений методичний підхід для визначення доцільності експлуатації свердловин, в основу якого покладено визначення фінансового результату за класичною формулою для розрахунку NPV із помісячним дисконтуванням і умову, яку можна обчислити з нерівності:

$$\Phi P = \sum_{i=1}^n \sum_{t=1}^T \frac{CF_{ti}}{(1+r)^{t/12}} - \sum_{k=0}^m \frac{I_k}{(1+r)^{k/12}} \geq B_v, \quad (5)$$

де CF_{ti} – грошовий потік у кінці періоду t . Його визначаємо за формулою

$$CF_{ti} = (P_{ti} - C_{ei})q_{ti}, \quad (6)$$

де P_{ti} – ціна i -го виду продукції, що видобувається зі свердловини (нафта, супутній нафтовий газ, природний газ, конденсат) на момент оцінки доцільності експлуатації свердловини; C_{ei} – собівартість видобування одиниці i -го виду продукції по цій свердловині, яка визначається на основі вдосконаленої методики розрахунку нормативів експлуатаційних витрат у t місяці (при цьому з експлуатаційних витрат потрібно виключити амортизаційні відрахування по свердловині, які є неявними доходами, і на їх величину повинні збільшуватися позитивні грошові потоки); q_{ti} – обсяг видобутку i -го виду продукції зі свердловини в t місяці; r – ставка дисконту; T – кількість періодів, протягом яких будуть мати місце надходження грошових потоків у ході експлуатації свердловини, місяці; k – кількість періодів, протягом яких будуть здійснюватися інвестиційні витрати на ГТЗ; I_k – інвестиційні витрати, спрямовані на здійснення геолого-технологічних заходів із підвищення ефективності роботи свердловини за період k ; n – кількість видів продукції (нафта, супутній нафтовий газ), яку видобувають із свердловини; B_v – вивільнені витрати у результаті припинення експлуатації свердловини, які включають всі умовно-змінні та умовно-постійні витрати – на підтримання пластового тиску, на оплату праці та нарахування на неї, загальновиробничі, витрати на ремонтні роботи на конкретній свердловині тощо.

З метою належного врахування фактора часу ставку дисконту пропонується визначати за методичним підходом, запропонованим Я. С. Витвицьким [5], який дає змогу враховувати ризики, що існують під час розробки конкретного нафтового родовища (покладу, свердловини), тобто сукупність природно-геологічних та технологічних чинників.

Використання на практиці розробленого методичного підходу дасть можливість на нафтогазовидобувних підприємствах проводити цілеспрямовану роботу із покращення використання фонду свердловин як на стадії проектування, так і розробки, виявляти нерентабельні свердловини, застосовувати заходи із інтенсифікації видобування нафти у конкретних свердловинах, що впливатиме на ефективність роботи нафто-видобувного підприємства загалом.

Висновки

У результаті проведеного дослідження визначено основні завдання раціонального використання свердловин та розроблено удосконалений методичний підхід до визначення граничних меж можливості та економічної доцільності подальшої експлуатації видобувних свердловин, який, на відміну від існуючих методичних підходів, базується на помісячному визначенні економічних результатів експлуатації нафтовидобувних свердловин, враховує фактор часу та дає змогу оперативно приймати виважені управлінські рішення щодо доцільності їх подальшої експлуатації.

Список літератури

1. **Макаров А.В.** Экономический механизм управления фондом нефтяных добывающих скважин / А.В. Макаров, С.А. Пономарев // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 1. – С. 8–9.
2. **Борхович С.Ю.** Особенности методического подхода к оценке эффективности работы фонда скважин и повышения его рентабельности / С.Ю. Борхович, В.А. Волгин, О.И. Дьяченко, В.Э. Пасечник, А.Н. Темников // Нефтепромысловое дело. – 2011. – № 5. – С. 40–47.
3. **Методика** визначення граничних меж можливості та економічної доцільності подальшої експлуатації видобувних свердловин [Текст]. – Чинний від 2009-12-01. – ПАТ «Укрнафта», 2009. – 54 с.
4. **Терегулова Г.Р.** Экономический предел эксплуатации скважин [Текст] / Г.Р. Терегулова, Н.Ю. Коробейников // Нефтепромысловое дело. – 2002. – № 3. – С. 34–37.
5. **Ганущак О.М.** Визначення граничних меж можливості та доцільності подальшої експлуатації свердловин [Текст] / О.М. Ганущак, Т.А. Бабій // Нафт. і газова пром-сть. – 2007. – № 2. – С. 24–26.
6. **Інструкція** з планування, обліку і калькулювання собівартості видобутку нафти і газу, затв. Наказом ВАТ «Укрнафта» від 27.01.2003 р., зі змінами від 30.10.2009 р., наказ ВАТ «Укрнафта» №176.
7. **Витвицький Я.С.** Економічна оцінка гірничого капіталу нафтогазових компаній: монографія / за ред. Я.С. Витвицького. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2007. – 431 с.

Автори статті



Витвицький Ярослав Степанович

Доктор економічних наук, професор кафедри економіки підприємства Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. Серед наукових інтересів – проблеми оцінки майна та бізнесу, запасів і ресурсів нафти і газу, ефективності інвестицій у розвідку і розробку нафтових і газових родовищ.

Петрунчак Ірина Михайлівна

Аспірант кафедри економіки підприємства Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, економіст. Серед наукових інтересів – механізм управління нафтогазовидобувними компаніями під час розробки родовищ на пізній стадії експлуатації, удосконалення політики ціноутворення та оподаткування під час освоєння залишкових запасів вуглеводнів.

