

УДК 338.45:622.323

Ірина ІВАНЧЕНКО

МЕТОДИЧНІ ПІДХОДИ ДО ОЦІНЮВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ МЕТОДІВ ЗБІЛЬШЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ

***Резюме.** Представлено ретроспективний та сучасний аналіз основних методичних підходів до оцінювання ефективності методів підвищення нафтовіддачі. Методичні підходи до визначення економічної ефективності заходів були розроблені для умов витратної економіки і безоплатної системи кредитування, в умовах ринкового середовища втратили свою значущість і практичну цінність. В даний час постає питання про ступінь новизни і відповідності чинних методик реальним економічним умовам. Питання вибору з множини пропонованих заходів із підвищення нафтовіддачі, що стоять перед керівництвом підприємства, є надзвичайно актуальним і полягає не тільки у визначенні максимальної ефективності інвестиційних ресурсів, але й у досягненні найповнішого використання природних ресурсів нафти і газу, які є обмеженими і невідтворюваними. З цією метою подано рекомендації щодо удосконалення існуючих методик з урахуванням специфіки нафтовидобувної галузі.*

***Ключові слова:** методи підвищення нафтовіддачі, стадія розроблення родовища, економічний ефект, приведені витрати, ставка дисконту, внутрішня норма прибутковості, період окупності капітальних вкладень, дисконтований грошовий потік.*

Iryna IVANCHENKO

METHODOLOGICAL APPROACHES TO EVALUATION OF ECONOMIC EFFICIENCY OF INCREASING THE CRUDE OIL EXTRACTION METHODS

***Summary.** The retrospective and modern analysis of key methodological approaches to evaluation of the effectiveness of increasing the crude oil extraction methods are presented in the article. Methodological approaches used to determine the economic effectiveness of measures have been developed for the conditions of the outlay economy and the cost-free credit system and they have lost their significance and practical value under market environment. There is a need to develop its own methodological basis for evaluation of effectiveness of enhanced crude oil extraction methods, which being maximum close to the international standards, would consider the current socio-economic characteristics of Ukraine and specific of its crude oil industry. Presently, a question about the degree of novelty and relevance of existing methodologies to real economic conditions appears. The choice from a set of the proposed measures to improve the crude oil return faced by the top management of the enterprise is extremely important and is not only in determining the maximum efficiency of investment resources but also in reaching the full use of natural crude oil and gas resources, which are limited and non renewable. Different combinations of environmental factors, i.e. geological development conditions affecting the complete extraction of the crude oil from the subsoil, size of investment resources, risk and indices of efficiency of the development. It is worth noting that none of the listed methods by themselves are not sufficient for a decision that determines the feasibility of a comprehensive approach to evaluation of the methods of the crude oil extraction improvement, which is provided by the use of not only economic but also of technical and technological factors. With this aim the recommendations for improvement of existing methods taking into account the specific of the crude oil industry are given.*

***Key words:** methods of increasing the crude oil return index, the field development stage, economic effect, costs, discount rate, internal rate of return, payback period of capital investment, discounted cash flow.*

Постановка проблеми. На сучасному етапі розвитку нафтогазового комплексу України особливу роль у нафтовидобутку відводять вирішенню проблем підвищення ефективності розроблення нафтових родовищ, створенню передових технологій з найповнішого вилучення запасів та інших заходів з інтенсифікації видобутку нафти, які призводять до збільшення темпів видобування нафти на пізніх стадіях розроблення родовищ.

У процесі розроблення родовищ об'єми впровадження методів збільшення нафтовилучення і витрати на їх проведення постійно збільшуються. Прирости видобутку нафти за рахунок заходів з підвищення нафтовіддачі пластів за різними технологіями та інші показники техніко-економічної ефективності розроблення родовищ постійно змінюються, що створює труднощі з оцінювання ефективності.

Визначення економічної ефективності заходів з упровадження нової техніки, передової технології відноситься до числа найскладніших проблем економічної науки. Від правильного та об'єктивного оцінювання економічної ефективності будь-якого науково-технічного заходу залежать об'єми його впровадження і розповсюдження на нафтогазовидобувних підприємствах. Це відноситься також і до робіт із упровадження заходів з підвищення нафтовіддачі, які є одним із основних засобів у процесах стабілізації видобутку нафти при експлуатації родовищ на пізній стадії розроблення.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Багато дослідників присвячують свої роботи проблемі економічного оцінювання заходів зі стабілізації видобутку нафти, визначенню ролі досліджуваних процесів для поліпшення техніко-економічних показників нафтовидобувного підприємства, встановленню економічного ефекту і виявлення на цій основі найсприятливіших умов для застосування методів збільшення нафтовилучення [1, 3, 4, 10, 11]. На даний час при оцінюванні ефективності заходів із підвищення нафтовіддачі пластів (ПНП) не встановлено загального критерію, вираженого у вартісних чи натуральних показниках, а оцінювання ефективності здійснюється за окремими показниками: приросту видобутку нафти, зменшення обводненості продукції, зниження собівартості видобутку нафти, збільшення приймальності нагнітальних свердловин, скорочення непродуктивного закачування води та інших [1].

Метою статті є необхідність удосконалення існуючих методичних положень із визначення економічної ефективності методів дії на пласт і привибійну зону пласта (ПЗП).

Виклад основного матеріалу. Методи оцінювання економічної ефективності при проведенні заходів з інтенсифікації видобутку нафти, підвищення нафтовилучення пластів пройшли певну еволюцію. Але на всіх етапах удосконалення методичних положень основоположним моментом залишалось обґрунтоване визначення витрат або собівартості видобутку нафти в результаті проведених заходів. Наприклад, у 60 – 70 рр. у якості основного економічного критерію використовувалось зниження експлуатаційних витрат, за величиною яких визначалась економічна доцільність проведення науково-технічних заходів, спрямованих на збільшення видобутку нафти.

У «Методиці визначення річного економічного ефекту, отриманого в результаті впровадження нової техніки», затвердженій у 1961 р. [2], економічний ефект та економія експлуатаційних затрат визначались як різниця приведених витрат, помножена на об'єм додаткового видобутку продукції:

$$E = [(C_1 + E_n \cdot K_1) - (C_2 + E_n \cdot K_2)] \cdot Q_2, \quad (1)$$

де C_1, C_2 – собівартість видобутку 1 т нафти до і після ОПЗ свердловини, грн/т;

K_1, K_2 – питомі капітальні вкладення до і після ОПЗ, грн/т;

E_n – нормативний коефіцієнт порівняльної ефективності капітальних вкладень;

Q_2 – об'єм видобутку нафти після ОПЗ, т.

У загальному вигляді питомі приведені витрати у формулі (1) є умовною ціною виробництва, так як питома величина вартості уречевленої праці і необхідної кількості живої праці й грошовій формі є собівартістю одиниці продукції, а добуток $E_n \cdot K_i$ є деякою умовною величиною вартості додаткового продукту на одиницю продукції. В зарубіжній літературі цей добуток називається «вартістю втрачених можливостей» [1]. Мається на увазі, що підприємство замість упровадження даного заходу може використати ці кошти для інвестування іншого заходу й отримати відповідний дохід. Складність у використанні приведених витрат полягає у визначенні величини нормативного коефіцієнта порівняльної ефективності капітальних

вкладень E_n . В період централізованого управління економікою даний норматив визначався на основі уявлень про оптимальне функціонування основних складових соціалістичної економіки. Також у формулі (1) не враховується фактор часу, що є недопустимим у ринковій економіці, так як у процесі розрахунків оперують неспівставними величинами – сумами інвестицій на даний момент часу й економічними результатами, що будуть отримані в майбутньому. У сучасних фінансових розрахунках вважається, що інвестиції повертаються у вигляді грошового потоку, що складається із суми чистого прибутку та амортизаційних відрахувань, тобто грошових засобів, які генеруються інвестиціями (cash generation). Отже, оцінка ефективності на основі економії собівартості суттєво спотворює результати розрахунків.

Тому на думку автора [1], такий підхід не може бути застосований для використання в нафтовидобувній промисловості для заходів, що збільшують об'єм видобутку нафти, так як його можна застосовувати тільки у випадках рівного об'єму і якості продукції за варіантами, що порівнюються. Також у базовому варіанті витрати необхідно було іноді штучно збільшувати до такої суми, щоб її вистачило на приріст видобутку нафти, який отримуємо при впровадженні будь-якого із заходів, а потім дану суму витрат порівнювати із витратами нового варіанта. Тільки у цьому випадку можна було отримати позитивний ефект. Дана методика була обов'язковою при визначенні розмірів премій працівникам різних галузей за виконання робіт з впровадження нової техніки [3].

Окрім нормативного коефіцієнта ефективності, проблемою було і визначення собівартості. В багатьох роботах не вказується, яка собівартість приймається за базову підприємства чи окремої свердловини, на якій проводиться ОПЗ. Очевидно, що необхідно використовувати середню собівартість видобутку нафти по родовищу (об'єкту розробки), а не по підприємству, так як відмінність геолого-фізичних характеристик об'єктів розробки визначає і різні витрати на видобуток нафти. Проте здебільшого у практиці техніко-економічних обґрунтувань коефіцієнтів вилучення вуглеводнів родовищ ПАТ "Укрнафта" використовується собівартість видобутку вуглеводнів по підприємству в цілому.

В сучасних умовах існує необхідність постійного контролю за економічними показниками роботи кожної свердловини з метою виявлення нерентабельних свердловин по родовищу, нафтогазовидобувному підприємству і визначення їх впливу на фінансовий стан нафтової компанії. Це потрібно для прийняття обґрунтованих рішень щодо ефективного використання фонду видобувних свердловин. У зв'язку з цим необхідно зазначити, що так звану "свердловинну" собівартість можна і потрібно використовувати для визначення ефективності дії на ПЗП по окремих свердловинах, дослідних роботах, визначенні економічно доцільних меж експлуатації високообводнених і низькодебітних свердловин, а також для окремих видів аналізу з експлуатації свердловин.

Серед методичних підходів визначення собівартості видобутку 1 т нафти по свердловинах можна виділити методичний прийом [4], що ґрунтується на розподілі всіх витрат нафтовидобувного підприємства за трьома основними факторами: об'ємом рідини, що видобувається, діючим фондом свердловин і об'ємом видобутком нафти. Формула розрахунку собівартості 1 т нафти по конкретній свердловині має вигляд

$$C_n = S_p / F_n + S_n, \quad (2)$$

де C_n – собівартість видобутку нафти по свердловині, грн/т;

S_p – питомі витрати, які залежать від видобутку рідини і складаються із витрат на енергію на видобуток нафти, штучну дію на пласт, збір і транспортування нафти, підготовку нафти й частини витрат на утримання та експлуатацію обладнання, грн/т;

F_n – вміст (доля) нафти в рідині, що видобувається;

S_n – питомі витрати, які залежать від видобутку нафти, і складаються із податків, що входять до собівартості видобутку нафти (плата за надра), грн/т.

Із практики роботи нафтових компаній відомо багато випадків, коли проведення методів ПНП на виснажених родовищах призводять до того, що собівартість додатково видобутої нафти є вищою у порівнянні із собівартістю в цілому по НГВУ.

На сьогодні витрати на проведення методів ПНП високі за рахунок погіршених умов розроблення нафтових родовищ на пізній стадії експлуатації, необхідності проведення значної кількості дослідних і підготовчих робіт. Тому визначення ефективності нових методів шляхом порівняння собівартості видобутку нафти до дії на ПЗП і собівартості додатково видобутої нафти може призвести до хибного висновку про недоцільність даного виду робіт. У таких випадках ефективність проведених методів ПНП доцільніше визначати не через економію експлуатаційних витрати чи умовної ціни продукції, а через приріст чистого грошового потоку, який отримує підприємство у результаті додатково видобутої нафти.

Наступними були "Методика визначення економічної ефективності впровадження нової техніки, механізації та автоматизації виробничих процесів у промисловості" 1961 р., "Основні методичні положення з визначення економічної ефективності науково-дослідних робіт" 1963 р. Хоча розглянуті методики і мали незначні відмінності, але як зазначено у роботі [3] усі вони були об'єднані загальним підходом. Показник рентабельності для оцінювання ефективності капітальних вкладень майже не використовувався. Показники ефективності, визначені на основі приросту чистого продукту, на практиці знайшли обмежене застосування, оскільки в галузях і на підприємствах при тогочасному стані обліку вони не розраховувались. Крім того, широкому їх застосуванню перешкоджали різні рівні рентабельності у галузях та на підприємствах, а також недоліки в ціноутворенні, які викликали відхилення реалізованої чистої продукції від величини створеного в окремих галузях національного доходу. Таким чином, дані методики не мали достатнього теоретичного підґрунтя й чіткого обґрунтування критеріїв оцінювання ефективності капіталовкладень.

Тому у 1969 р. було затверджено нову «Типову методику визначення економічної ефективності капітальних вкладень», яка призначалася для всіх випадків [5]. У даній роботі знайшли відображення такі важливі економічні категорії, як прибуток і рентабельність тому й сам показник абсолютної ефективності набув важливого значення. Визначення рентабельності капіталовкладень дало змогу аналізувати їх ефективність у галузях промисловості та на підприємствах. Проте багато проблем так і не були вирішеними. У першу чергу, це стосувалось обґрунтування нормативного коефіцієнта ефективності, критеріїв оцінювання різних варіантів капіталовкладень, урахування фактора часу та вибору нормативу приведення різночасових витрат [3].

У 1986 р. для нафтовидобувної промисловості були розроблені «Методичні вказівки з визначення економічної ефективності нової техніки, винаходів і раціоналізаторських пропозицій у нафтовидобувній промисловості» [6].

Згідно з цими методичними вказівками необхідною умовою визначення річного економічного ефекту була співставність порівнюваних варіантів нової і базової техніки за обсягами продукції, її якісними параметрами, природними умовами використання техніки, рівнем втрат нафти і газу в галузі, фактором часу, спеціальними факторами виробництва й використання продукції, включаючи вплив на навколишнє середовище.

У розрахунок економічного ефекту було введено норматив питомих приведених витрат на 1 т приросту видобутку нафти по заходах, що збільшують видобуток нафти і нафтовіддачу пластів. Величина нормативу встановлювалась по так званих замикаючих витратах, які

визначались як гранично допустимі з народногосподарських позицій витрати на приріст (підтримання) видобування нафти для періоду, що розглядався. Для розрахунку замикаючих витрат використовувалися витрати на видобуток нафти на гірших в економічному відношенні нафтових родовищах, експлуатація яких була необхідна для задоволення потреб народного господарства на перспективний період, незважаючи на відносно високі витрати внаслідок несприятливих природних умов. Збільшення нафтовидобутку з витратами, які не перевищували цю межу, з народногосподарської точки зору вважалось доцільним. І навпаки, збільшення видобутку нафти з витратами, які її перевищували, було економічно невиправданим [3]. Розрахунок річного економічного ефекту від упровадження заходів, що забезпечували збільшення видобутку нафти, визначали за формулами

$$E = B_1 \cdot Q_1 + H \cdot \Delta Q - B_2 \cdot Q_2 \quad (3)$$

або

$$E = C_1 \cdot Q_1 + H \cdot \Delta Q - C_2 \cdot Q_2 - E_n \cdot K_\delta, \quad (4)$$

де B_1, B_2 – приведені затрати на видобуток 1 т нафти без застосування і при використанні нової техніки, грн/т;

C_1, C_2 – собівартість видобутку 1 т нафти без застосування і при використанні нової техніки, грн/т;

Q_1, Q_2 – річний видобуток нафти без застосування і при використанні нової техніки, т;

ΔQ – додатковий річний видобуток нафти за рахунок застосування нової техніки, т;

H – спеціальний норматив питомих витрат на 1 т приросту видобутку нафти, грн/т;

K_δ – додаткові капітальні вкладення, грн.

За формулами (3, 4) можна було визначати економічну ефективність і робіт з ПНП. При цьому варто зазначити, що з існуванням великої кількості технологій, а також тому, що технологічний ефект складається не тільки із приросту видобутку нафти, але й інших складових (обмеження попутних пластових вод), даними формулами на практиці користувались доволі складно. Вони не враховують особливості проведення робіт різними методами ПНП та стадії розроблення нафтового родовища. Крім того, дані методичні вказівки не дають відповіді щодо ефективності капітальних вкладень, тобто відносної величини цієї ефективності.

У 1989 р. було затверджено «Методичні рекомендації з визначення економічної ефективності заходів, спрямованих на прискорення науково-технічного прогресу у нафтовій промисловості» [7]. Головною метою документа було встановлення єдиних принципів оцінювання економічної ефективності заходів НТП у нафтовій промисловості в сфері розвідки та експлуатації нафтових і нафтогазових родовищ, будівництва свердловин на суші й в акваторіях морів, проведення геофізичних досліджень, магістрального транспорту нафти і газу, газопереробки.

Економічний ефект від упровадження довготривалих заходів НТП визначався як перевищення вартісної оцінки результатів над вартісною оцінкою сукупних витрат ресурсів за весь період здійснення заходу:

$$E = P_t - B_t, \quad (5)$$

де P_t – вартісна оцінка результатів здійснення заходу НТП за розрахунковий період;

B_t – вартісна оцінка витрат на здійснення заходу НТП за розрахунковий період.

Реалізація такого підходу вимагала обов'язкового приведення різночасових витрат, а також основних і супутних результатів до єдиного для всіх варіантів моменту часу – розрахункового року. За розрахунковий рік рекомендувалося приймати найбільш ранній з усіх варіантів рік, який передував початку використання нової технології. Дані рекомендації відіграли позитивну роль у подальшому формуванні теоретико-методологічних основ оцінювання ефективності інвестицій, оскільки саме ними були введені дисконтовані грошові потоки, а показник (5) за своїм змістом був аналогічним показникові чистої теперішньої вартості (NPV). Разом з тим чимало суперечливих моментів так і залишились не вирішеними [3]. Зокрема, претендуючи на комплексність оцінювання заходів НТП, методичні рекомендації фактично розглядали лише вартісний бік ефективності. Роком, до якого приводились усі результати й витрати, приймався рік перед початком реалізації заходу НТП, хоча правильнішим було б здійснювати приведення до поточного моменту часу. Саме при такому підході забезпечується єдина часова розмірність економічних оцінок альтернативних варіантів капіталовкладень. І, нарешті, методичні рекомендації не давали жодного обґрунтування щодо величини коефіцієнта приведення E_n .

Характерною особливістю заходів з ПНП є часовий лаг між початком здійснення заходу (t_0) і моментом завершення отримання додаткового доходу, що відповідає міжремонтному періоду свердловин ($t_{кр}$). Тому основним недоліком більшості методів є ігнорування нерівноцінності однакових сум надходжень і платежів у різні періоди часу. Очевидно, що всі економічні показники реалізації заходів, спрямованих на відновлення продуктивності свердловин, у майбутньому повинні бути відкориговані з урахуванням зниження цінності грошових ресурсів на завершальній стадії заходу НТП у міру збільшення періоду ($t_0 - t_{кр}$). З цією метою для економічного аналізу реалізації результатів упровадження заходів на свердловинах повинні використовуватись методи оцінювання економічної ефективності з урахуванням фактора часу, або так звані динамічні методи.

Основними методичними документами із визначення економічної ефективності інвестиційних проектів із розроблення родовищ та інших науково-технічних заходів, що враховують фактор часу, була «Методика визначення вартості запасів і ресурсів корисних копалин родовища або ділянки надр, що надаються у користування», затверджена у 2004 р. [8] та «Положення про порядок техніко-економічного обґрунтування кондицій для підрахунку запасів родовищ нафти і газу», затверджена наказом ДКЗ у 2006 р. [9]. Основними принципами даних методик є:

- принцип повернення інвестованого капіталу на основі показника грошового потоку, що формується за рахунок чистого прибутку і суми амортизаційних відрахувань;
- принцип врахування фактора часу при приведенні до теперішньої вартості капітальних вкладень та грошових потоків у період експлуатації об'єкта.

Основними економічними показниками в Положенні [9] є:

- накопичений чистий дисконтований грошовий потік;
- внутрішня норма прибутковості;
- індекс прибутковості;
- період окупності капітальних вкладень із урахуванням фактора часу ($T_{ок}$).

Накопичений дисконтований грошовий потік є сумою чистого прибутку від реалізації продукції та амортизаційних відрахувань, зменшену на суму капітальних вкладень, і визначається як сума річних грошових потоків, приведених до теперішнього часу.

$$ЧДГП = \sum_{t=0}^T \frac{[(D_t - B_t) - P_t] + A_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^T \frac{K_t}{(1+r)^t}, \quad (6)$$

де *ЧДГП* – чистий дисконтований грошовий потік, накопичений за весь період майбутньої виробничої діяльності на оцінюваному геологічному об’єкті. У міжнародній практиці цей показник використовується під назвою “Net Present Value (NPV)” – чиста теперішня (поточна) вартість об’єкта оцінювання;

r – норма дисконту;

D_t – річний дохід (виручка) від реалізації товарної продукції в *t*-му році;

B_t – експлуатаційні витрати, включаючи амортизаційні відрахування, в *t*-му році;

P_t – розмір податків і обов’язкових платежів у *t*-му році, що не входять до експлуатаційних витрат;

A_t – амортизаційні відрахування в *t*-му році;

K_t – капітальні вкладення в промислове будівництво в *t*-му році, включаючи проведення подальших геологорозвідувальних робіт;

T – термін користування надрами оцінюваного геологічного об’єкта для геологічного вивчення та/або видобування вуглеводнів [9].

Якщо величина ЧДГП має позитивне значення, то інвестиційний проект є доцільним. Чим більша величина ЧДГП, тим вищою є ефективність заходу із підвищення нафтовіддачі пластів. Негативне значення даного показника вказує на те, що задана норма прибутку не забезпечується і захід є неефективним, збитковим [1].

Важливим питанням при визначенні ЧДГП є визначення нормативу приведення різночасових грошових потоків до теперішнього часу (ставки дисконту). Існує чимало різних методик і рекомендацій із визначення даного нормативу, а саме метод кумулятивної побудови, модель оцінювання капітальних активів, метод дисконтування потоку дивідендів, метод екстракції з даних про угоди на фондовому ринку, арбітражна модель, метод середньозваженої вартості капіталу [10]. В Україні застосування деяких з напрацьованих методичних підходів значно ускладнюються у зв’язку з нестачею інформації про стан ризику та іншими проблемами, пов’язаними з формуванням ринкової економіки. Найпоширенішим в Україні є метод кумулятивної побудови, згідно з яким інвестор зіставляє дохідність даної інвестиції з дохідністю, на яку він може розраховувати, вклавши свої кошти в активи з мінімальним рівнем ризику. Зрозуміло, що дохідність ризикованішої інвестиції повинна бути більшою, ніж дохідність безризикової інвестиції, оскільки саме приріст дохідності є компенсацією за відносно вищий ступінь ризику. Математично величину норми дисконту визначають за формулою

$$r = r_0 + \sum_{i=1}^n r_i, \quad (7)$$

де *r₀* – базова норма доходу;

$\sum_{i=1}^n r_i$ – сумарна премія за ризик.

За базову приймається норма доходу так званих «безризикових активів» – довготермінових урядових облігацій з терміном погашення 10 і більше років, оскільки саме даний вид інвестицій вважається найменш ризикованим або активи, які є найдоступнішими і потребують мінімального менеджменту від інвестора. З цієї точки зору в умовах України найбільш доцільно за базову використовувати норму доходу коротермінових депозитних вкладів у вільно конвертованій валюті. Сумарна премія за ризик враховує компенсацію

систематичного ризику, що характерний для всього ринку капіталів; компенсацію несистематичних, специфічних ризиків, що притаманна вкладенням коштів у різні види інвестиційних проектів з пошуків, розвідування та розроблення нафтових і газових родовищ; інфляцію, оподаткування, залучення позичкових коштів [10].

Слід зазначити, що при розрахунках техніко-економічних обґрунтувань інвестиційних проектів у практиці ПАТ «Укрнафта» за ставку дисконту приймають величину облікової ставки НБУ. Зрозуміло, що таке наближене значення ставки дисконтування впливає на отримані результати, адже чутливість розрахунків до цієї величини досить велика. При розрахунку ставки дисконту найбільшою проблемою є врахування специфічних ризиків, які існують на різних стадіях пошуків, розвідування та розроблення нафтових і газових родовищ. Витвицький Я.С. [10] розробив методу, яка дозволяє визначати ставки дисконту на основних етапах і стадіях розвідування й розроблення нафтових і газових родовищ, враховуючи базові норми доходу, ризику зміни базової норми доходу, сукупність природно-геологічних факторів та коригування на інфляцію.

Перевагами використання ЧДГП є відносна простота і наглядність розрахунків, несуперечливий характер критерію, що дозволяє здійснювати достовірне визначення економічного ефекту за різними заходами, наявність у критерію властивості аддитивності, тобто можливості сумування ефекту від різних заходів.

Недоліками показника при визначенні ефективності заходів із підвищення нафтовіддачі пластів є значна залежність величини критерію від вибраної величини нормативу приведення різночасових грошових потоків; при достатньо високому рівні ставки дисконту грошові потоки, віддалені у часі, мають незначний вплив на величину ЧДГП; даний показник є неприйнятним для порівняння заходів з однаковою величиною ЧДГП, але з різною капіталоемністю.

Щодо внутрішньої норми прибутковості (ВНП), то це величина ставки дисконту (r), за якої накопичена сума дисконтованих притоків грошового потоку дорівнює накопиченій сумі дисконтованих відтоків грошового потоку, а ЧДГП, накопичений за весь термін користування надрами оцінюваного геологічного об'єкта, дорівнює нулю. При цьому для всіх значень r , що перевищують ВНП, ЧДГП має бути негативним, а для всіх значень r , менших від ВНП, – позитивним. Якщо не виконується хоч одна з наведених умов, ВНП неможливо визначити [9]. Крім того, через нелінійність функції $\text{ЧДГП} = f(r)$, а також за можливості різних комбінацій елементів грошового потоку дана функція може мати кілька точок перетину з віссю абсцис. У результаті з кількох ВНП необхідно вибирати найменше. Також функція не має властивості аддитивності, а даний показник не може відобразити абсолютну величину чистих економічних вигод [1]. Тому показник ВНП недоцільно використовувати при оцінюванні економічної ефективності методів підвищення нафтовіддачі продуктивних пластів.

Індекс прибутковості (ІП) характеризує економічну віддачу капітальних вкладень і являє собою відношення сумарних чистих надходжень до сумарного дисконтованого об'єму капітальних вкладень. При значенні ІП більше одиниці – ЧДГП більший нуля, захід є доцільним. Але заходи з великим значенням ІП не завжди є надійнішими і не завжди відповідають великому значенню ЧДГП. Рейтинг заходів по ІП завжди співпадає з їх рейтингом за величиною ЧДГП. Основна його перевага полягає в тому, що даний показник дозволяє співставити довготривалі затрати з економічними результатами [1].

Як зазначено у джерелі [9], термін окупності капіталовкладень – відрізок часу в розрахунковому періоді від початкового моменту до моменту окупності. Початковий момент визначається у завданні на розроблення техніко-економічного обґрунтування кондицій. Моментом окупності вважається той найбільш ранній крок у розрахунковому періоді, після якого накопичений чистий грошовий потік стає і надалі залишається позитивним.

При розрахунку даного показника необхідно враховувати, що не існує єдиного нормативного періоду окупності інвестицій, тим більше для заходів із підвищення нафтовіддачі пластів. Недоліком даного показника є те, що він не враховує грошові потоки після реалізації

заходу. По заходах з тривалим періодом технологічного ефекту після періоду повної окупності витрат може бути отримана величина ЧДГП значно більша, ніж по заходах із відносно коротким періодом окупності. Аналогічно даний показник не може бути застосований для оцінювання заходів з однаковими термінами окупності, але з різними періодами реалізації. Тому цей показник не варто застосовувати для порівняння економічної ефективності методів ПНП.

Таким чином, серед розглянутих економічних показників Положення [9] найприйнятнішим для оцінювання ефективності методів підвищення нафтовилучення є абсолютний показник приросту ЧДГП при проведенні того чи іншого заходу. Але для розрахунку даного показника потрібна значна кількість вихідних даних і виконання трудомістких розрахунків.

У методі ЧДГП невизначеність завжди призводить до зменшення вартості проекту. Чим більша невизначеність, тим більші ризики, вища ставка дисконтування і тим менший економічний ефект від проведеного заходу. Але там, де найбільші небезпеки, там і найбільші сприятливі можливості. Це зумовлює застосування до оцінювання інвестиційних проектів (заходів із ПНП) теорії реальних опціонів, а саме модифіковану модель Блека-Шоулза-Мертонна [10]. Реальні опціони дають можливість враховувати зміни у прийнятті управлінських рішень у майбутньому відповідно до нових умов і додаткової інформації, що надходить. Причому можливості приймати і змінювати рішення в майбутньому кількісно оцінюються саме у момент аналізу, тому даний метод заслуговує популяризації в управлінні проектами із ПНП.

Для спрощення розрахунків існують також експрес-методи оцінювання економічної ефективності методів ПНП. Як зазначається у роботі [11], в якості основного критерію приймають додатковий прибуток нафтовидобувного підприємства від використання методів ПНП, який визначають за формулою

$$П = В - В_е - В_{уз} - ПП - КВ, \quad (8)$$

де $В$ – виручка від реалізації додаткової нафти;

$В_е$ – витрати на впровадження технології, включаючи оплату ліцензій на використання авторського права;

$В_{уз}$ – умовно-змінні витрати на видобуток і підготовку нафти;

$ПП$ – податкові платежі;

$КВ$ – комерційні витрати із реалізації нафти.

Із формули (8) бачимо, що однократні витрати на впровадження технології, що відносяться до реальних інвестицій, прирівняні до поточних витрат.

Що стосується економічної доцільності проведення заходів із ПНП на низькодебітних свердловинах, то її можна визначити нерівностями

$$(C_{zp} - C_o) \cdot Q_o > B \quad (9)$$

і

$$(C_{zp} - C_o) \cdot Q_o > B / K_y, \quad (10)$$

де C_{zp} – гранична собівартість видобутку нафти по району, грн/т;

C_o – собівартість 1 т додатково видобутої нафти або умовно-змінна частина собівартості 1 т нафти, грн/т;

Q_o – приріст видобутку нафти протягом усієї тривалості заходу із підвищення нафтовіддачі, т;

$В$ – витрати на проведення робіт зі збільшення нафтовіддачі, грн;

K_y – коефіцієнт успішності проведення робіт зі збільшення нафтовіддачі, дорівнює відношенню числа економічно успішних заходів до загальної кількості проведених робіт за однаковий період часу.

Таким чином, економія, отримана за рахунок проведення заходів за весь ефективний період експлуатації свердловини на покращеному режимі без врахування витрат на проведення робіт, повинна бути більшою від витрат на проведення методів ПНП. На думку автора [1], коригування витрат на коефіцієнт успішності є некоректним. Значення коефіцієнта успішності рекомендовано приймати для нафтових свердловин рівним 0,3 – 0,5, а для нагнітальних – 0,4 – 0,6 [12].

Враховуючи вищенаведене, при плануванні нових методів приріст видобутку нафти у лівій частині нерівності (10) повинен бути таким, щоб економія витрат була більшою, ніж витрати на проведення методів у нагнітальних свердловинах у два рази, а у нафтових – в 2,5 – 3 рази, що в багатьох випадках малоймовірно. При цьому може скластися хибне уявлення щодо економічної доцільності проведення робіт із інтенсифікації видобутку нафти.

Велика кількість робіт присвячена також визначенню економічної доцільності проведення заходів із інтенсифікації видобутку нафти (ГТЗ, ОПЗ та ін.). У роботі [13] економічно доцільними вважають роботи при умові, що собівартість додатково видобутої нафти (C_d) є нижчою або дорівнює собівартості продукції підприємства (C_n) без проведення даних робіт. Але як було зазначено вище, застосування даного критерію можливе при отриманні значного приросту добового дебіту нафти і суттєвого зниження дебіту води, що можливе тільки при експлуатації високодебітних свердловин. До того ж затрати на проведення заходів є достатньо високими, тому даний критерій не буде сприяти розширенню об'ємів даних робіт, а навіть їх скороченню. Також варто зазначити, що межі економічної доцільності проведення методів інтенсифікації видобутку нафти залежать від величини ціни реалізації нафти.

Висновки. Зважаючи на наявність значних недоліків, що мають місце у методиках оцінювання економічної ефективності методів збільшення нафтовилучення, можна зробити висновок про необхідність їх удосконалення. Необхідно враховувати специфіку галузі, в яку втілюється проект, і мету його реалізації. Різні поєднання природних факторів, тобто гірничо-геологічних умов розроблення впливають на повноту вилучення нафти з надр, розмір інвестиційних ресурсів, ступінь ризику та показники ефективності розроблення. Це зумовлює доцільність застосування комплексного підходу до оцінювання методів підвищення нафтовилучення, який забезпечується використанням не тільки економічних, але й техніко-технологічних факторів.

Conclusions. Thus, considering the presence of significant deficiencies occurring in the methods of evaluating the economic efficiency of the crude oil extraction increase methods, we can conclude about the need to improve them. It is necessary to take into account the specific of the industry in which the project is implemented and the purpose of its implementation. Different combinations of environmental factors, i.e. geological development conditions affect the complete extraction of the crude oil from the subsoil, size of the investment resources, risk and indices of efficiency of the development. This determines the feasibility of a comprehensive approach to evaluation of the methods of the crude oil extraction improvement, which is provided by the use of not only economic but also of technical and technological factors.

Використана література

1. Зац, С.А. Оценка экономической эффективности мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов при планировании производственной программы предприятия [Текст]: дис. ... канд. экон. наук: 08.00.05 / Зац Сергей Алексеевич. – Тюмень, 2008. – 164 с.

2. Методика определения годового экономического эффекта, полученного в результате внедрения новой техники [Текст]: ГКНТ СМ. – М., 1961. – 47 с.
3. Оцінка ефективності інвестицій у розвідку і розробку нафтових родовищ: монографія [Текст] / під ред. Я.С. Витвицького. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2006. – 248 с.
4. Макаров, А.В. Экономические критерии пределов эксплуатации добывающих скважин в условиях рыночных отношений [Текст] / А.В. Макаров, Г.П. Спиридонова // Проблемы формирования механизма эффективного функционирования производственной деятельности компании. Сборник научных трудов. – Уфа: Башнипинефть. – 2000. – С. 76 – 80.
5. Типовая методика определения экономической эффективности капитальных вложений [Текст] – М.: Экономика, 1969. – 15 с.
6. РД 39-0147035-202-86. Методические рекомендации по определению экономической эффективности новой техники, изобретений и рационализаторских предложений в нефтедобывающей промышленности [Текст] – М.: ВНИИОЭНГ, 1986. – 158 с.
7. РД 39-01/06-0001-89. Методические рекомендации по комплексной оценке эффективности мероприятий, направленных на ускорение научно-технического прогресса в нефтяной промышленности. (РД 39-01/06-0001-89) [Текст] – М.: МНП, 1989. – 212 с.
8. Методика визначення вартості запасів і ресурсів корисних копалин родовища або ділянки надр, що надаються у користування, затверджена Постановою КМУ №1117 від 25.08.2004.
9. Положення про порядок техніко-економічного обґрунтування кондицій для підрахунку запасів родовищ нафти і газу, затверджено наказом Державної комісії України по запасах корисних копалин №316 від 27.11.2006.
10. Витвицький, Я.С. Економічна оцінка гірничого капіталу нафтогазових компаній: наукова монографія [Текст] Я.С. Витвицький. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2007. – 431 с.
11. Ягуткин, В.А. Экспресс-оценка экономической эффективности методов повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи [Текст] / В.А. Ягуткин // Нефтяное хозяйство. – 2000. – №8. – С. 19 – 20.
12. Сургучев, М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов [Текст] / М.Л. Сургучев – М.: Недра, 1985. – 308 с.
13. Макаров, А.В. Вопросы интенсификации добычи нефти и пути улучшения использования фонда добывающих скважин в Башкирии [Текст] / А.В. Макаров // Экономические проблемы научно-технического прогресса в нефтедобывающей промышленности Башкирии и Западной Сибири. – Уфа, 1987. – Вып. – 75. – С. 76 – 85.