

О.О. ЄМЕЦЬ, В.П. СВИТАЛКА

СИСТЕМНИЙ АНАЛІЗ ІННОВАЦІЙНОЇ ДІЯЛЬНОСТІ НА ПІДПРИЄМСТВАХ ГАЗОДОБУВНОЇ ГАЛУЗІ УКРАЇНИ



УКООПСІЛКА
ПОЛТАВСЬКИЙ УНІВЕРСИТЕТ
СПОЖИВЧОЇ КООПЕРАЦІЇ УКРАЇНИ

О.О. ЄМЕЦЬ
В.П. СВІТАЛКА

СИСТЕМНИЙ АНАЛІЗ ІННОВАЦІЙНОЇ ДІЯЛЬНОСТІ НА ПІДПРИЄМСТВАХ ГАЗОДОБУВНОЇ ГАЛУЗІ УКРАЇНИ

МОНОГРАФІЯ

*За загальною редакцією
академіка НАН України І.В. Сергієнка*

КИЇВ
НАУКОВА ДУМКА
2008

УДК - [303.732.4:330.341.1:351.824.11] (477)

ББК 65.9(4Укр)304.13-55

Є 60

Рекомендовано до друку вченою радою Полтавського університету споживчої кооперації України від 19 березня 2008 року, протокол № 4

Рецензенти: *С.К. Рамазанов*, декан факультету управління економікою, завідувач кафедри економічної кібернетики Східноукраїнського національного університету імені В. Даля, д.т.н., професор; *В.В. Христіановський*, проректор Донецького національного університету, завідувач кафедри математики та математичних методів в економіці, д.е.н., професор.

Ємець О.О., Світалка В.П.

Є 60 Системний аналіз інноваційної діяльності на підприємствах газодобувної галузі України: Монографія. – К.: Наукова думка, 2008. – 202 с.

ISBN 978-966-0845-7

Монографія охоплює широке коло питань, пов'язаних з аналізом стану управління інноваційною діяльністю в умовах підприємств газодобувної галузі України на системних засадах. На основі даних про будівництво більше 600 свердловин за період 1994–2003 рр. досліджено тенденції розгортання економічних процесів у газовидобутку. Запропоновано показники та методи для відбору інноваційних проектів в умовах їх обмеженого фінансування. Розроблено концептуальний підхід та функцію управління прибутком підприємств газодобувної галузі за рахунок врахування впливу впроваджених інновацій у прибутку газовидобувного підприємства.

Науково-видавничий відділ філософської, історичної та економічної літератури.
Редактор С.Ю. Ноткіна.

ISBN 978-966-0845-7

УДК - [303.732.4:330.341.1:351.824.11] (477)

ББК 65.9(4Укр)304.13-55

© Ємець О.О., Світалка В.П., 2008 р.

© Полтавський університет споживчої кооперації України, 2008 р.

ЗМІСТ

<i>Вступ</i>	4
РОЗДІЛ 1. ТЕОРЕТИЧНІ АСПЕКТИ ЗДІЙСНЕННЯ ІННОВАЦІЙНОЇ ДІЯЛЬНОСТІ НА ПІДПРИЄМСТВАХ ГАЗОДОБУВНОЇ ГАЛУЗІ УКРАЇНИ	6
1.1. Інноваційна діяльність та її співвідношення з інноваціями.....	6
1.2. Обґрунтування необхідності переходу підприємств газодобувної галузі України на інноваційні засади розвитку.....	14
1.3. Визначення основних стратегічних пріоритетів розвитку газодобувних підприємств України.....	25
РОЗДІЛ 2. СИСТЕМНИЙ АНАЛІЗ СТАНУ УПРАВЛІННЯ ТЕХНІЧНИМИ ІННОВАЦІЯМИ НА ГАЗОВИДОБУВНИХ ПІДПРИЄМСТВАХ УКРАЇНИ	38
2.1. Обґрунтування пріоритетних напрямів інновацій у будівництві свердловин.....	38
2.2. Уточнення показників для оцінки ефективності вкладення коштів у газодобування.....	55
2.3. Обґрунтування методами системного аналізу необхідності коригування стратегії розвитку газодобувних підприємств.....	75
2.4. Дослідження залежності прибутку газодобувного підприємства від розміру виплати заохочення за впровадження інновацій.....	90
РОЗДІЛ 3. РОЗРОБКА МЕТОДИЧНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПРИЙНЯТТЯ РІШЕНЬ ЩОДО УПРАВЛІННЯ ІННОВАЦІЙНОЮ ДІЯЛЬНІСТЮ НА ПІДПРИЄМСТВАХ ГАЗОДОБУВНОЇ ГАЛУЗІ УКРАЇНИ	98
3.1. Удосконалення методами системного аналізу планування інноваційної діяльності на газодобувних підприємствах.....	98
3.2. Методи відбору інноваційних проєктів у газодобуванні.....	143
3.3. Використання інструментів управління інноваціями для забезпечення сталої прибутковості підприємств.....	171
<i>Післямова</i>	189
<i>Список використаної літератури</i>	192

ВСТУП

Серед найактуальніших проблем функціонування та розвитку підприємств все більша увага приділяється необхідності підвищення якості управлінських рішень, особливо в галузі управління інноваційною діяльністю. У наукових дослідженнях стратегічного розвитку підприємства, який включає і впровадження інновацій, містяться численні пропозиції з прийняття ефективних рішень у цьому напрямі.

Дослідженню інноваційної проблематики приділено значну увагу в роботах вітчизняних вчених, зокрема таких, як В. Александрової, О. Амош, А. Гальчизького, Ю. Бажала, В. Гейця, Б. Гриньова, О. Кузьміна, О. Лапко, Л. Нейкової, Д. Черваньова, А. Яковлєва, В. Христіановського та ін. Серед іноземних дослідників, які зробили значний внесок у розвиток наукової теорії інновацій, варто відзначити Р. Акоффа, Л. Водачека та О. Водачкової, П. Друкера, П. Завліна, Л. Минделя, П. Поппеля, М. Портера, Б. Твіса, В. Трапезнікова, Р. Фатхудинова, Р. Фостера, М. Хучека, Й. Шумпетера та ін.

Однак, незважаючи на наукову і практичну зацікавленість та увагу, приділену даній проблемі провідними вченими та практиками, питання формування методичних підходів до вирішення завдань управління інноваційною діяльністю промислового підприємства недостатньо розроблені як у науковому, так і в практичному аспектах. Так, на сьогоднішній день недостатньо вивчено співвідношення інновації з інноваційною діяльністю в рамках інноваційного процесу. Також недооцінюється значення інноваційної діяльності як одного з інструментів управління прибутком підприємства, зокрема шляхом використання інновацій для отримання такого впливу на прибуток, який давав би змогу підтримувати прибуток підприємства на бажаному рівні в прогнозованому періоді.

У сфері управління інноваційною діяльністю бракує ефективних інструментів планування інноваційної діяльності, а також відбору інноваційних проектів в умовах наявності значної кількості критеріїв вибору. Також недоліком дослідження інноваційної діяльності є та обставина, що необхідність інтенсифікації інноваційної діяльності підприємств недостатньо пов'язується з перспективами їх стратегічного розвитку. У цілому, ускладнення економічних відносин при переході на ринкові засади господарювання вимагає розробки нових ефективних засобів і методів управління інноваційною діяльністю, які повинні відзначатися теоретичною обґрунтованістю, практичною цінністю та простотою використання.

На особливу увагу заслуговують питання дієвої організації інноваційної діяльності на підприємстві. Підвищення економічної ефективності є актуальною проблемою для підприємств газодобувної

галузі України, які функціонують в сучасних ринкових умовах. Вибір належних критеріїв прийняття рішень та вирішення завдань управління на основі багатокритеріальних моделей дає можливість стабілізувати розвиток підприємства, знизити рівень ризику, уникнути помилкових рішень, які в складних економічних умовах можуть призвести до банкрутства підприємства.

В умовах обмеження енергетичних ресурсів в Україні необхідно більшу увагу приділяти науково-методичному забезпеченню інтенсифікації розвитку власних джерел енергії, у т. ч. і видобутку газу. Розширення обсягів його видобутку повинно бути пов'язане, насамперед, не із введенням в експлуатацію нових родовищ, а зі збільшенням коефіцієнта вилучення корисних вуглеводнів із родовищ, які уже розробляються. Ефективним засобом підвищення якості експлуатації родовищ газу може стати інноваційна діяльність.

Досліджувана сукупність газовидобувних підприємств України як господарюючих суб'єктів є складною економічною системою, поєднаною значною кількістю взаємозв'язків і взаємозалежностей. Інноваційна діяльність справляє потужний вплив на функціонування такої системи і виступає одним із факторів, який може радикально змінити, дестабілізувати становище такої системи як у довгостроковому, так і в короткостроковому періоді. Це обумовлює необхідність комплексного підходу до вивчення проблем ефективної організації і проведення інноваційної діяльності на підприємствах газодобувної галузі України.

Одним із найпотужніших інструментів комплексного дослідження економічних систем виступає метод системного аналізу, використання якого при дослідженні обраної теми, на думку авторів монографії, є доцільним і коректним. Серед оптимізаційних методів системного аналізу на сьогоднішній день актуальним виступає дослідження в евклідовій комбінаторній оптимізації [41, 42, 43, 133, 134].

Управління інноваційною діяльністю газовидобувних підприємств України на системній основі має поєднувати виконання завдань інноваційної діяльності з досягненням стратегічних цілей газовидобувного підприємства. Питанням системного аналізу інноваційної діяльності на підприємствах газодобувної галузі України та розробці практичних рекомендацій щодо забезпечення їх високоефективної інноваційної діяльності і присвячені дослідження, узагальнені в даній монографії.

РОЗДІЛ 1. ТЕОРЕТИЧНІ АСПЕКТИ ЗДІЙСНЕННЯ ІННОВАЦІЙНОЇ ДІЯЛЬНОСТІ НА ПІДПРИЄМСТВАХ ГАЗОДОБУВНОЇ ГАЛУЗІ УКРАЇНИ

1.1. Інноваційна діяльність та її співвідношення з інноваціями

Розвиток науково-технічного прогресу (НТП) нерозривно пов'язаний із впровадженням результатів наукових досліджень у виробничу діяльність. Існує пряма залежність між темпами економічного зростання та суспільними витратами на науку. Так, у провідних країнах світу на наукові дослідження і розробки спрямовується від 2,5 до майже 4 % національного продукту, а внесок НТП у приріст валового внутрішнього продукту найбільш розвинутих країн складає 75–100 % [30]. Розвиток власної науково-технічної бази стає інструментом забезпечення економічної безпеки держави.

Темп інноваційної діяльності як база і результат науково-технічного розвитку є основним інтегральним показником. Він впливає на всі економічні складові господарського процесу і, що найголовніше, відповідає важливій економічній задачі – зростанню добробуту населення. Саме науково-технічний розвиток формує основу накопичення фінансових ресурсів у державі, які можуть бути спрямовані на стабільне та постійне зростання рівня життя населення. В цьому аспекті інноваційна діяльність набуває значущості не лише як економічне, але і як соціальне явище. Інноваційна діяльність – головний важіль нарощування ефективності суспільного виробництва. Як наслідок, вона виступає вирішальним стратегічним напрямом розвитку країни.

Швидкість впровадження наукових досягнень у виробництво багато в чому визначає ефективність діяльності всієї економічної системи держави, дає змогу отримати конкурентну перевагу порівняно з іншими країнами у конкретному напрямі виробництва.

Особливу актуальність інноваційний розвиток має для України. Це пов'язано з необхідністю докорінної перебудови достатньо потужного і в той же час у певній мірі витратного та малоефективного виробництва, яке дісталось у спадщину від колишнього СРСР. Гальмування процесу інноваційної переорієнтації вітчизняної економіки, навіть за умов економічного зростання, генеруватиме в Україні залежну економіку другорядного типу [22, с. 173].

Використання результатів наукових досліджень у виробництві здійснюється в ході інноваційної діяльності. Значення інноваційної діяльності промислового підприємства значно посилюється і воно стає невід'ємною частиною конкурентного виживання в умовах ринкової економіки, для якої характерний надзвичайно високий рівень конку-

ренції між суб'єктами господарювання. Ризик втратити покупців і прибутки через більш ефективну роботу конкурента примушує підприємства вдосконалювати свою господарську діяльність.

Відповідно до визначення, наведеного в Оксфордському тлумачному бізнес-словнику, «інновація – будь-який новий підхід до конструювання, виробництва чи збуту товару, в результаті чого інноватор і його компанія отримують переваги над конкурентами» [90, с. 318].

Згідно із Законом України «Про інвестиційну діяльність» [100], «інноваційна діяльність, як одна з форм інвестиційної діяльності, здійснюється з метою впровадження досягнень науково-технічного прогресу у виробництво і соціальну сферу, що включає:

- випуск і розповсюдження принципово нових видів техніки і технологій;
- прогресивні міжгалузеві структурні зрушення;
- реалізацію довгострокових науково-технічних програм з великими строками окупності витрат;
- фінансування фундаментальних досліджень для здійснення якісних змін у стані продуктивних сил;
- розробку і впровадження нової, ресурсозберігаючої технології, призначеної для поліпшення соціального і екологічного становища».

Наведене визначення не охоплює всіх аспектів інноваційної діяльності як економічного явища. По-перше, не сформульовано визначення «прогресивних міжгалузевих структурних зрушень», а також не вказано, хто виступає суб'єктом таких зрушень. Очевидно, що жоден суб'єкт господарської діяльності, який займається інноваційною діяльністю, не в змозі особисто забезпечити зазначені прогресивні міжгалузеві структурні зрушення. Вирішення таких завдань під силу лише державі, але вона інноваційною діяльністю безпосередньо не займається. Вона лише створює необхідні умови та здійснює політику щодо управління інноваційною діяльністю.

По-друге, «реалізація довгострокових науково-технічних програм з великими строками окупності витрат» [100], як один із видів інноваційної діяльності, акцентує увагу на другорядних аспектах, адже довгий строк реалізації та великий термін окупності не є обов'язковою невід'ємною ознакою інноваційної діяльності.

Останнім часом зроблені певні кроки у законодавчому закріпленні поняття: «інноваційна діяльність» та «інновація». Так, 04.07.2002 р. Верховною Радою було прийнято Закон України «Про інноваційну діяльність» [101]. У статті 1 наведені нормативні визначення використаних у Законі термінів. Однак їх дослідження, зокрема такого поняття, як «інноваційна діяльність», викликає певні сумніви щодо вичерпності дефініції. У Законі зазначено: «інноваційна діяльність – це діяльність, що спрямована на використання і комерціалізацію результатів науко-

вих досліджень та розробок і зумовлює випуск на ринок нових конкурентоздатних товарів і послуг» [101].

Як бачимо, законодавець звернув увагу лише на кінцевий етап процесу інноваційної діяльності, тобто на етап використання та комерціалізації розробки (товару), випуску її на ринок. Етапи визначення проблеми, постановки задачі дослідження, науково-дослідних і дослідно-конструкторських розробок залишилися поза межами визначення. На нашу думку, таке визначення небездоганне. Воно не гарантує підприємцю-інноватору державної підтримки на найбільш складних початкових етапах інноваційної діяльності. Держава фактично розглядає інноваційну діяльність лише в аспекті її споживацької цінності, тобто коли інновація у вигляді нового продукту надходить на ринок. Отже, представляється існування подальшої необхідності в удосконаленні формулювання визначення «інноваційна діяльність».

Необхідно зазначити, що інноваційна діяльність не обмежується комерціалізацією результатів досліджень. Інновації створюються в усіх сферах діяльності людини, в тому числі і в таких, які не передбачають отримання комерційного прибутку. До таких сфер можна віднести охорону здоров'я, освіту, захист довкілля тощо. У сучасному світі активно відбувається інноваційна діяльність у сфері інформаційних комунікацій, а також прийнятті управлінських рішень.

Варто зазначити, що дослідники мало уваги приділяють інноваційній діяльності, акцентуючи основні зусилля на дослідженні самої інновації. Економічна категорія «інновація» вперше з'явилася в науковому вжитку у 1911 р. Автором її вважається австрійський учений Й.А. Шумпетер, який сформулював новий підхід до пояснення науково-технічного прогресу [146]. Він вважав, що в основі економічного розвитку лежить «здійснення нових комбінацій» факторів виробництва, які він визначав як інновації. Існує чимало визначень інновацій, але найбільш вдалою можна визнати дефініцію, наведену О.О. Лапко. В її роботі [69, с. 38] зазначається: «інновація – це комплексний процес, котрий включає в себе створення, розробку, доведення до комерційного використання і розповсюдження нового технічного або якогось іншого рішення, що задовольняє певну потребу». На нашу думку, дане визначення цілком розкриває сутнісні ознаки об'єкта, що досліджується. Адже інновація, передусім, відзначається:

- новизною запропонованого рішення;
- комерційною привабливістю;
- значною трудомісткістю процесу створення інновації.

Тому, в цілому, треба прийняти запропоноване О.О. Лапко визначення «інновації» як найбільш доречне в контексті викладених у монографії досліджень. Однак при цьому не згадано про таку важливу особливість інновації як притаманний їй високий ризик, на що звер-

тають увагу інші вчені, які теж займаються дослідженням інновацій [21, 74, 95, 139, 140].

Варто також зазначити, що інновація тісно пов'язана з таким поняттям як «новація», що також передбачає технічне чи технологічне нововведення, але без його впровадження на ринку, тобто комерціалізації. Тому новація виступає суто як продукт творчої, наукової діяльності і є продуктом не всієї інноваційної діяльності, а лише її початкового етапу, що охоплює процес розробки науково-технічного рішення, яке здатне задовольнити сформовану ринком потребу.

Серед проблем, пов'язаних зі здійсненням інновації, заслуговують на увагу також труднощі організаційного та планового характеру. Адже важко передбачити, яким саме буде результат інноваційної діяльності і яка організаційна форма здійснення інновації виявиться найбільш ефективною.

Пітер Друкер з цього приводу зазначає: «Існує два види інновацій, незалежно від типу підприємства, – інновації в продукції або послугах; інновації у різних професійних навичках та діяльності, необхідних для того, щоб виробляти ці товари та послуги. Інновації або виникають внаслідок необхідностей ринку та клієнта, коли необхідність змушує придумувати щось нове, або вони виникають просто в результаті роботи, навчання в університетах та наукових лабораторіях.

Найбільша складність полягає у встановленні мети відносно інновацій – це прогнозування наслідків та значення різних новинок» [38].

Існує велика кількість наукових праць, в яких розглядається або використовується поняття інновації. Причому точки зору дослідників на економічну сутність інновації досить різні. Наприклад, невизначеним досі залишається питання щодо тих меж, які охоплює поняття «інновації». Чи поширюється воно також на організацію масового промислового виробництва новинки, чи обмежується лише виготовленням і випробовуванням дослідних зразків?

Вітчизняні вчені, Д.М. Черваньов і Л.І. Нейкова, вважають інновацію «техніко-економічним процесом, який, завдяки практичному використанню продуктів розумової діяльності – ідей та винаходів, призводить до створення кращих за властивостями, нових видів продукції і технологій» [141, с. 25]. Пізніше такі новоутворені технології і продукція приносять на ринку більший дохід внаслідок своєї переваги перед традиційними аналогами.

На відміну від них, В.В. Гончаров вважає, що до складу інновацій необхідно вносити поряд із технічними та технологічними також і організаційні нововведення. Він зазначає, що «деякі успішні нововведення базуються на спільному ефекті змін у продуктах, процесах і послугах одночасно» [27]. З цим твердженням важко не погодитися. Російський дослідник Р.А. Фатхудінов вважає необхідним відокреми-

ти поняття «новинка» та «інновація». Новинкою він вважає успішний результат творчої наукової діяльності, що має форму винаходу, відкриття, рацпропозиції і т. п. Поняття ж «інновації», на його думку, більш широке і характеризує «кінцевий результат запровадження новинки з метою зміни об'єкта управління та отримання економічного, соціального, екологічного, науково-технічного або іншого виду ефекту» [139, с. 9]. Згідно з його точкою зору інновація визначається як «кінцевий результат інноваційної діяльності, що отримав втілення у вигляді нового або вдосконаленого продукту, запровадженого на ринку, нового або вдосконаленого технологічного процесу, який використовується в практичній діяльності або у новому підході до надання соціальних послуг».

Як бачимо, для більш чіткого формулювання такої економічної категорії як інновація, доводиться вводити додаткове поняття «інноваційна діяльність», що аж ніяк не сприяє простоті та вичерпності визначення.

Отже, щоб визначити економічний зміст інновації, було б доцільно звернути увагу на деякі присутні їй ознаки. Перш за все, це – новизна. Інновація – це, передусім, новий, більш ефективний порівняно з попередніми, засіб досягнення успіху, отримання економічного результату. В якості такого засобу можна розглядати не лише технічні та технологічні нововведення, але й організаційні вдосконалення, нові маркетингові підходи та відкриття нових ринків збуту продукції [146]. Необхідно зазначити, що новизна запропонованого засобу повинна мати якісний характер, тобто суттєво відрізнятися від відомих аналогів.

Другою ознакою є корисний ефект, який приносить використання інновації. Він може мати будь-яку форму: прибуток, збільшення частки на ринку, екологічний, соціальний чи інший ефект. Важливою є його здатність приносити користь. Причому ця користь повинна не лише відшкодовувати витрати на розробку, придбання чи використання інновації, але і бути значно більшою за користь, яку приносили традиційні методи та засоби, що використовувалися раніше.

Третьою невід'ємною ознакою виступає необхідність здійснення специфічного виду діяльності, пов'язаної з розробкою та використанням інновації. Ця діяльність вимагає нестандартного мислення, прийняття нових рішень, оскільки, маючи справу з інновацією, людина повсякчас стикається з новими і раніше невідомими проблемами. Тобто така діяльність нерозривно пов'язана з невизначеністю та ризиком, які на порядок вищі, ніж в усіх інших видах економічної діяльності. Вважаємо за необхідне врахувати дану діяльність серед ознак інновації через їх тісний зв'язок і взаємозалежність. Висока

невизначеність та ризик, очевидно, є четвертою важливою ознакою інновації [121].

Серед наведених ознак, таких як новизна, висока ефективність, високий ризик і необхідність здійснення специфічної (інноваційної) діяльності, найменша увага дослідників приділяється саме останній. Ще Й.А. Шумпетер підкреслював складність та мінливість інноваційної системи [146]. Тому інновацію варто досліджувати з урахуванням особливостей її впровадження, тобто в рамках інноваційної діяльності в цілому.

Інноваційну діяльність дослідники трактують досить широко. Наприклад, П.М. Завлін вважає її «діяльністю, яка направлена на використання і комерціалізацію результатів наукових досліджень та розробок для розширення і оновлення номенклатури та підвищення якості продукції (товарів, послуг), що виробляється, вдосконалення технології її виготовлення з наступним впровадженням та реалізацією на внутрішньому і зовнішньому ринках» [59, с. 12].

Інноваційна діяльність завершується впровадженням інновації, яка приносить більший прибуток порівняно з традиційним виробництвом. Тому інноваційна діяльність виступає засобом інтенсифікації використання ресурсів підприємства. В умовах конкурентного ринкового середовища ресурси розвитку підприємства обмежені, а можливість екстенсивного використання наявного потенціалу, тобто залучення додаткових ресурсів за умови сталого і незмінного способу використання, коштує дуже дорого. Найкраще цю ситуацію відображає таке поняття, як «рівень фінансового леверіджу». Даний інструмент економічних досліджень уособлює той принцип, що ефективність залучення позичкових фінансових коштів для підприємства змінюється по низхідній [17]. Така ситуація має місце внаслідок дії закону зменшуваної віддачі (*law of diminishing returns*). Суть даного закону полягає в тому, що кожна додаткова одиниця капіталу, яка використовується на підприємстві за незмінних інших умов, буде приносити все менший прибуток до того моменту, коли використання додаткового капіталу стане просто нерентабельним. Отже, як бачимо, можливість використання екстенсивних засобів розвитку обмежена.

Відносно інноваційної діяльності необхідно також зазначити, що деякі вчені не розглядають її у якості самостійного елемента інноваційного процесу. Наприклад, Р.А. Фатхудінов вважає, що «процес по стратегічному маркетингу, НДДКР, організаційно-технологічній підготовці виробництва, виробництву й оформленню нововведень, їх впровадженню (або перетворенню в інновацію) та розповсюдженню в інші сфери (дифузія) називається інноваційною діяльністю» [139]. На нашу думку, таке визначення не можна вважати вичерпним хоча б

тому, що усі вищенаведені його елементи: стратегічний маркетинг, НДДКР, організаційно-технологічна підготовка виробництва, виробництво, оформлення нововведень і т.д. є окремими конкретними напрямками економічної діяльності. Ці економічні поняття самодостатні і простий їх перелік не здатний утворити нового поняття.

На думку В.М. Гриньової, основна задача інноваційної діяльності полягає в постійній підтримці основного виробничого процесу на високому науково-технічному й організаційному рівні [31]. Тобто, інноваційна діяльність розглядається суто як інструмент забезпечення ефективності виробничого процесу на підприємстві, що, на нашу думку, дещо обмежує значимість економічного явища, яке досліджується. Також, на думку цього дослідника, до напрямів, які входять до управління інноваційною діяльністю, необхідно включити: планування, фінансування і матеріальне стимулювання у сфері науково-технічних розробок, оперативне управління розробкою нової продукції, технічну підготовку виробництва до освоєння нової продукції та організаційно-управлінські заходи [31].

Деякі вчені ототожнюють поняття «інноваційної діяльності» з «інноваційним процесом». У даному аспекті інноваційна діяльність розглядається як «тривалий процес розроблення, створення і впровадження новинок» [6]. З нашої точки зору, такий підхід є дещо недосконалим через те, що здійснення інновацій не пов'язується із прагненням розробників вирішити за допомогою саме інноваційної діяльності проблеми розвитку, з якими стикається підприємство. Тобто можна припустити, що здійснення інноваційної діяльності взагалі і розробка інновацій зокрема виступають відповіддю на певний виклик, який ставиться до підприємства оточуючим ринковим середовищем (необхідність вистояти в жорсткій конкуренції, прагнення відкрити новий ринок, зменшити затрати на виробництво тощо).

Наукове поняття повинно відображати лише характерні ознаки, а також бути цілісним і повністю відповідати економічній сутності досліджуваного явища, розкривати його економічну «специфічність». З урахуванням таких вимог представляється за можливе запропонувати таке визначення інноваційної діяльності, як економічного поняття.

Під інноваційною діяльністю доцільно розуміти діяльність з пошуку шляхів отримання корисного ефекту (у вигляді прибутку, конкурентної переваги або іншого економічного ефекту, а також соціального чи екологічного вдосконалення) з використанням принципово нових засобів наукового, технічного та технологічного, організаційного або іншого характеру [121]. Таким чином, розширюється зміст поняття «інноваційна діяльність», конкретизується його призна-

чення, або мета – створювати корисний ефект (який значно більший за той, що досягається традиційними засобами та технологіями) та визначати можливості, згідно з якими даний ефект можна отримати. До того ж такий ефект досягається суто за рахунок принципової новизни використовуваних підходів і методів, що не обов'язково повинні носити технічний чи технологічний характер. Вони можуть передбачати також соціальні, екологічні чи інший заходи, або їхню сукупність. Відповідно до запропонованого визначення інноваційна діяльність розглядається не лише як самодостатнє економічне явище, але і як відповідь на виклик – потребу, що сформована ринком, який постійно розвивається.

Таке визначення базується на найбільш загальних особливостях досліджуваної економічної категорії: значний корисний ефект, використання принципово нових засобів вирішення проблеми, широка сфера отримання ефекту, яка не обмежується лише економічною складовою. Інноваційна діяльність характеризується новизною засобів та методів, що використовуються для досягнення мети. Саме це, а також тісний зв'язок із науково-технічним розвитком, відрізняє її від інвестиційної діяльності, при якій застосовуються традиційні засоби та методи. Інноваційна діяльність відноситься до інвестиційної як часткове до загального.

З точки зору врахування динамічних перетворень, найбільш доцільно розглядати інноваційну діяльність як процес, у результаті якого формується закінчений продукт – інновація. Тобто інноваційна діяльність співвідноситься з інновацією, як виробництво зі своїм результатом. Такий підхід дасть змогу розглянути інноваційну діяльність у новому аспекті, а саме з точки зору її цінності як виробничого процесу для створення інновації. Тобто інноваційна діяльність розглядається не як самодостатній процес, а як засіб здійснення інновації. Дослідження з цієї позиції сприяє виявленню сильних і слабких сторін інноваційної діяльності як виробничого процесу зі створення інновацій. До того ж інноваційна діяльність виступає не наслідком інновації (відповідно до загальноприйнятого стереотипу), а її джерелом. Інноваційна діяльність, у разі успіху, завершується створенням інновації.

Необхідно зазначити, що інновації, як засіб отримання корисного ефекту із використанням нових підходів, можуть виступити унікальним засобом розв'язання проблем розвитку підприємства, адже їх висока ефективність забезпечує можливість формування значних фінансових ресурсів, зниження витрат, завоювання нових ринків збуту, підвищення продуктивності праці тощо. Саме тому, на нашу думку, доцільно узгоджувати перспективну інноваційну діяльність із зав-

даннями стратегічного менеджменту підприємств, тобто інноваційна стратегія має виступати частиною загальної стратегії розвитку підприємства у середньостроковому та довгостроковому періодах.

Виходячи з визначення «інноваційної діяльності» як пошуку шляхів отримання корисного ефекту, виникає необхідність у подальшій розробці механізмів, критеріїв прийняття рішень, оцінки ризиків, тобто загалом методів прийняття рішень з управління інноваціями. Зокрема, як оцінювати альтернативні варіанти та приймати рішення з вибору інноваційного проекту. Необхідним також є вивчення середовища, в якому передбачається застосовувати інновації.

Проведені дослідження спрямовані на пошук ефективних механізмів прийняття оптимальних рішень при управлінні інноваційною діяльністю, їх обґрунтування на основі аналізу техніко-економічних і фінансових показників діяльності газодобувних підприємств з урахуванням стану сировинної бази, прибутковості господарювання та чинників зовнішнього середовища. Отримані результати наукових досліджень розкриваються в наступних розділах монографії.

1.2. Обґрунтування необхідності переходу підприємств газодобувної галузі України на інноваційні засади розвитку

Газова промисловість України на сьогоднішній день, без сумніву, відіграє важливу роль не лише у складі вітчизняного паливно-енергетичного комплексу, а й усієї економіки в цілому. В енергетичному балансі народно-господарського комплексу України природний газ займає перше місце за рівнем споживання. Його частка в первинному споживанні енергії становить 44 %, що приблизно вдвічі більше, ніж у Європі (21 %) та в усьому світі (23 %) [109].

Забезпеченість власними паливно-енергетичними ресурсами є однією з головних передумов національної економічної незалежності, а відповідно і безпеки. Вітчизняна газодобувна промисловість забезпечує видобуток 18 млрд м³ газу на рік при його щорічному споживанні 75–80 млрд м³. Початкові потенційні видобувні запаси вуглеводнів на території нашої держави оцінюються у 8 418 млн т умовного палива (у.п.), з них нафти і конденсату 1 706 млн т умовного палива (20 %), а газу – 6 712 млн т умовного палива (80 %) [8].

Потреба в енергоносіях за рахунок власного виробництва забезпечується тільки на 60–70 %, у тому числі у вугіллі – на 70–80 %, у газі – на 20 %, а у нафті – на 8 %. Протягом останніх років внаслідок виснаження нафтогазових родовищ видобуток нафти і газу постійно зменшується. Так, за останні 30 років з 1970 по 2003 рр. видобуток

нафти та газового конденсату скоротився з 13 до 4 млн т, а видобуток газу зменшився з 68,7 до 18 млрд м³. При явно недостатній кількості ресурсів власного газу його частка в паливно-енергетичному балансі становить 25–30 %.

У Західній Європі питома вага газу в структурі споживання енергоресурсів займає лише 16 %, у тому числі в Німеччині – 17 %, у Франції – 16 %. Залежність України від імпортованого газу робить вітчизняну економіку дуже вразливою до стороннього впливу. Так, у випадку припинення подачі газу з Росії, дефіцит палива становитиме 30 %. В аналогічній ситуації Західна Європа відчуватиме нестачу блакитного палива лише в розмірі 6,2 %. Немає сумнівів у тому, що переорієнтація нашої економіки на альтернативні види палива має стратегічне значення. В Україні пріоритет у споживанні газу мають промисловість та енергетика. Найбільшим споживачем газу є промисловість та комунальне господарство – 58,5 % і 26,3 % відповідно [69]. У той же час у Західній Європі ці показники становлять 36 % і 44 % відповідно.

На перший погляд може видатись, що нафтогазовидобувна промисловість надійно забезпечена розвіданими запасами. Однак, серед відомих родовищ нафти 72 % належать до дуже дрібних. Відсоток дуже дрібних родовищ серед газових складає 41 % при середніх запасах 0,4 млрд м³. Переважна більшість розвіданих запасів вуглеводнів (82 % нафти і 73 % газу) уже залучені до розробки [9]. Резерви видобувних підприємств щодо утримання досягнутих рівнів видобутку значною мірою вичерпані. Більшість родовищ з легковидобувними запасами вироблені до проектного рівня, понад 57 % поточних розвіданих запасів належить до категорії важковидобувних, для розробки яких необхідно застосовувати новітні високоефективні технології. Фінансове становище підприємств галузі ускладнюється низьким рівнем розрахунків за спожитий газ. Так, заборгованість споживачів за газ станом на 1 грудня 1998 р. становила 12,68 млрд грн. Станом на 1 липня 2003 р. загальний обсяг цієї ж заборгованості складав 11,136 млрд грн.* Як бачимо, незважаючи на майже стовідсоткову оплату поточного споживання газу, погашення боргів минулих років (особливо періоду 1993–1996 рр.) відбувається вкрай повільними темпами. До 1999 р. практикувалася оплата за газ у вигляді бартеру. Газовидобувні підприємства змушені були вдаватися до бартеру, щоб підтримувати в належному стані свої виробничі потужності. Збільшення обсягів видобутку природного газу в Україні можливе лише

* Не такий менеджмент, як його малюють // Дзеркало тижня. — № 41 (466) від 25.10.2003.

при зниженні податкового навантаження на галузь та створенні умов для її самофінансування.

Однак ситуація з газовидобутком у нашій державі далека від оптимізму. На сьогоднішній день газодобувні підприємства України здійснюють розробку понад 100 газових і газоконденсатних родовищ, основні з яких перебувають на завершальній стадії експлуатації. В середньому родовища вироблені на 65 %, а за найбільшими в Україні газовими родовищами – Шебелинському та Західно-Хрестищенському показники виробленості, відповідно, складають 89,9 % і 83 %. Саме ці родовища на сьогоднішній день забезпечують найбільший видобуток газу. Видобуток газу за родовищами розподіляється нерівномірно. Так, наприклад, частка видобутку із 74 родовищ становить лише 15 % у загальному обсязі видобутку природного газу, хоча загальна вартість облаштування та підготовки до експлуатації даних родовищ не дуже відрізняється від вартості облаштування родовищ з більшими запасами газу. Дані про видобуток газу зі свердловин газопромислового управління «Полтавагазвидобування» наведені на рис. 1.1. Вони свідчать про постійне скорочення продуктивності газових свердловин.



Рис. 1.1. Продуктивність (дебіт) свердловин

Виходячи з об'єктивних підстав, необхідно визнати, що суттєво підвищити рівень забезпечення України власним газом досить складно. Обсяги запасів власного газу, які розраховані за вітчизняною методикою і складають більше 1 трлн м³, у результаті перерахунку відповідно до прийнятої у міжнародній практиці методики оцінки запасів природного газу становитимуть лише близько 200 млрд м³ [66]. Якість розвіданих запасів газу оцінюється фахівцями галузі як низька, а їх розробка в багатьох випадках знаходиться на межі економічної рентабельності. Сповільнення розвитку підприємств газовидобувної галузі спричинене об'єктивною обставиною – якісним погіршенням стану сировинної бази підприємств.

Іншою проблемою для газодобувних підприємств України є надмірне податкове навантаження. На сьогоднішній день з кожних 1 т нафти і 1 тис. м³ газу в бюджет у вигляді податків та обов'язкових платежів стягується, відповідно, 56,5 % і 63,5 % від їх ринкової вартості. Тобто у розпорядженні газовидобувного підприємства залишається не більше 36,5 % від ринкової вартості видобутого газу. За рахунок цього залишку підприємства мають відшкодовувати витрати на видобуток, а також фінансувати власний розвиток, що є досить складним завданням у таких несприятливих податкових умовах.

Нині інвестиційні ресурси газовидобувних підприємств України вкладаються в основному у традиційні технічні та технологічні засоби видобутку, які не здатні забезпечити розширеного відтворення сировинної бази та газовидобутку. Такий підхід може лише забезпечити певну стабілізацію видобутку та нейтралізацію на найближчий період тенденції постійного скорочення видобутку газу, пов'язану з природним виснаженням найбільших родовищ. Відповідні дані наведені в табл. 1.1, що містить основні показники роботи газовидобувних підприємств у період 1998–2002 рр. Варто зазначити, що на початок даного періоду припадає найбільш кризовий стан підприємств газодобувної галузі. У 1998–1999 рр. було реорганізовано управлінську структуру, створено об'єднання газовидобувних підприємств і значно обмежено їхню економічну самостійність. Це дало певні позитивні результати: підвищилася платіжна дисципліна, нормалізувалася напружена соціальна обстановка на підприємствах, викликана багатомісячними не виплатами заробітної плати. Також почали зростати обсяги інвестицій у відтворення основних фондів підприємств галузі. Основні дані про результати роботи газовидобувних підприємств України наведені в табл. 1.1 [29].

На основі результатів роботи підприємств газодобувної галузі, які наведені у табл. 1.1, можна зробити висновок про те, що витрати на видобуток газу із року в рік постійно зростають. Так, за 5 років вони збільшилися в 1,6 рази, тоді як обсяг видобутого газу виріс лише на

1,5 %. Обсяги розвідувального буріння, спрямованого на пошук нових родовищ, виросли більше, ніж у 2,5 рази, а кількість введених в експлуатацію свердловин зросла майже удвічі (це означає зменшення ефективності пошуково-розвідувальних робіт). Наведені дані свідчать про постійне скорочення обсягів видобутку газу, пов'язане із природним виснаженням великих родовищ газу, які майже всі експлуатуються кілька десятиліть. З іншого боку, газовидобувним підприємствам доводиться щороку збільшувати капіталовкладення та кількість новозбудованих газових свердловин для забезпечення досягнутого рівня газовидобутку.

Таблиця 1.1

Основні показники роботи підприємств газодобувної галузі у період 1998–2002 рр.

Показники	Роки				
	1998	1999	2000	2001	2002
1. Видобуток газу, млн м ³	13 507,9	13 418,6	13 421,6	13 585,4	13 723,0
2. Обсяги буріння, тис. м	205,6	231,0	256,5	270,8	255,7
– у т. ч. пошуково-розвідувального	55,9	94,7	128,8	144,8	140,4
3. Обсяги капіталовкладень, млн грн	727,3	956,4	1388,3	1238,3	1162,9
– у т. ч. у буріння	323,9	417,9	663,2	630,3	629,2
4. Введення свердловин, шт.	42	55	78	89	76
5. Приріст запасів газу, млн т	3,9	6,5	15,2	15,4	16,1

Наступною характерною рисою діяльності газодобувних підприємств в Україні є відсутність конкуренції між ними. Внутрішній ринок газу жорстко контролюється державою – увесь видобутий газ надходить у розпорядження НАК «Нафтогаз України», а самі вітчизняні газовидобувні підприємства позбавлені змоги безпосередньо продавати газ споживачам. За отриманий газ НАК сплачує видобувним підприємствам встановлену державою плату, яка не може змінюватися. Тобто газодобувні підприємства позбавлені необхідності проводити маркетингову політику, боротися за споживача, брати участь у конкурентному змаганні. Стабільність та постійність попиту дає сприятливі можливості для розвитку підприємств на основі отримання постійних фінансових потоків, обсяги яких нескладно спрогнозувати наперед. З іншого боку, стратегічне значення газодобувних підприємств для національної економіки, як постачальника важливого енергетичного ресурсу, обумовлює ретельний нагляд і жорсткий контроль за цими підприємствами з боку державних органів. Такий контроль не завжди сприяє діяльності підприємств, творчому підходу до вирішен-

ня проблем, виявленню ініціативи з боку керівництва газодобувних підприємств. У цьому аспекті доцільним було б надання більшої самостійності господарюючим суб'єктам щодо визначення напрямів інвестування та вирішення проблем розвитку підприємств газодобування.

Варто відзначити, що газова галузь як об'єкт управління має свою специфіку. Ця специфіка полягає у монопольному становищі підприємств, у розподілі сфер діяльності між ними за територіальним принципом («Львівгаздобування» працює на Заході України, «Полтавагаздобування» – на території Полтавської області, а «Шебелинкагаздобування» та «Харківгаздобування» – на території Харківської, Дніпропетровської та Луганської областей). Вплив результатів господарської діяльності цих підприємств на формування місцевих бюджетів через величину сплачуваних ними податків та обов'язкових платежів дуже значний. Ця обставина накладає на керівництво газодобувних підприємств значну соціальну відповідальність, що вимагає зміцнення та розвитку ділових стосунків з місцевими органами самоврядування. Газодобувні підприємства виступають структуроутворюючими виробництвами у своїх регіонах, від їхньої діяльності залежить велика кількість наукових, постачальницьких та обслуговуючих підприємств. Так, лише у Полтаві існує близько 80 підприємств та організацій, які забезпечують діяльність двох базових підприємств паливно-енергетичного комплексу регіону – газопромислового управління «Полтавагаздобування» (видобуток газу та конденсату) і нафтогазовидобувного управління «Полтаванафтогаз» (видобуток нафти).

Характерною рисою господарювання в галузі є значний ступінь криміналізації економічних відносин, через що підприємства галузі знаходяться під пильною увагою правоохоронних органів. Усі ці обставини, поряд із стратегічним значенням газодобувних підприємств для національної економіки як постачальників енергоресурсів, вимагають удосконалення існуючих і розробки нових методів управління, які враховують специфіку діяльності таких підприємств. Стандартні засоби управління для монопольних підприємств є малоефективними [157]. Сучасне розуміння статусу галузі, який сформувався протягом останніх 10–15 років, є предметом гострих наукових дискусій. Газодобувні підприємства України об'єднані в галузеву структуру «Укргаздобування», що у якості дочірньої компанії входить до складу вертикально-інтегрованої національної компанії НАК «Нафтогаз України», діяльність якої містить повний технологічний цикл пошуку, геологічної розвідки, буріння, добування, транспортування нафти і газу та їх реалізації. На сьогоднішній день НАК «Нафтогаз України» є найбільшим вітчизняним підприємством.

Національною програмою «Нафта і газ України до 2010 року» передбачено нарощення обсягів видобутку природного газу до 25–27 млрд м³ на рік у 2010 р. Однак, виходячи з обсягу та якості вітчизняних запасів вуглеводнів і проблем, які стоять перед газовидобувними підприємствами, не варто сподіватися на прихід найближчим часом достатньої кількості іноземних інвесторів у газовидобуток. Отже, інвестування за рахунок власних коштів підприємств галузі є єдиним реальним на сьогодні шляхом підтримки та нарощування видобутку природного газу до запланованих показників.

Нафтогазовидобувні компанії мають можливість обирати найбільш ефективний спосіб підтримки своєї ресурсної бази на належному рівні з трьох можливих альтернативних варіантів забезпечення приросту запасів:

- за рахунок проведення пошуково-розвідувальних робіт у відомих і перспективних нафтогазопромислових районах;
- шляхом збільшення нафтогазовіддачі покладів (удосконалення техніки та технологій видобутку);
- за рахунок використання механізмів фондового ринку (злиття та поглинання іншими, більш потужними компаніями).

Перший із запропонованих варіантів полягає у екстенсивному використанні ресурсів, а інші два передбачають інтенсифікацію виробничого процесу щодо видобутку вуглеводневих ресурсів.

НАК «Нафтогаз України» стоїть перед вибором. Можна продовжувати пошук коштів для широкомасштабного нарощування обсягів геолого-розвідувальних робіт. Однак їх ефективність постійно знижується, а пошук значних обсягів фінансових ресурсів для інвестування в сучасних кризових економічних умовах є дуже складним завданням. Можна, щоправда, змінити стратегію геологорозвідувальних робіт, зосередивши кошти на дослідженні найбільш перспективних об'єктів. Однак для того, щоб суттєво поліпшити стан сировинної бази, все одно необхідно максимально концентрувати зусилля та ресурси. Надмірне навантаження може підірвати потенціал газовидобувних підприємств та їх здатність розвиватися.

Доступним резервом підвищення ефективності видобутку газу є інтенсифікація інноваційної діяльності, спрямованої на підвищення коефіцієнта вилучення корисних вуглеводнів з надр за рахунок використання досягнень науково-технічного прогресу. Адже науково-технічний прогрес виступає найкращим інструментом нейтралізації несприятливого впливу природних факторів. Однак, виходячи з реальних інвестиційних можливостей газовидобувних підприємств, для них пріоритетним на сьогоднішній день є завдання підтримання простого відтворення ресурсної бази. Саме на це вони зараз і спрямовують усі

наявні інвестиційні ресурси. Однак, у майбутньому стабільне економічне зростання призведе до постійного підвищення попиту на вуглеводневі енергоресурси, а це, відповідно, вимагатиме нарощення їх видобутку. При цьому вартість кожних додатково видобутих 1 т нафти та 1 000 м³ газу буде постійно зростати, адже доведеться розробляти важкодобувні поклади та шукати нові родовища. Це вимагатиме великих капіталовкладень, тому газодобувне підприємство, безперечно, зустрінеться з проблемою нестачі інвестиційних ресурсів для освоєння додаткової сировинної бази. Також необхідно розробити механізм організації фінансування заходів з енергозбереження, яке виступає дієвим засобом підвищення ефективності використання енергоресурсів, у тому числі й газу.

Пріоритетним напрямом інвестування повинно стати вкладення коштів у технології та технічні засоби високої стадії готовності, що здатні забезпечити кратно (а не 5–10 %) зростання економічної ефективності видобування газу. Саме тому перспектива науково-технічного розвитку підприємств газодобувної галузі України полягає у застосуванні сучасних технологічних та інформаційних наукоємних і енергозберігаючих технологій. Потенційні можливості ефективності інновацій в нафтогазовій галузі оцінюються фахівцями у скороченні витрат на 20–30 % при фіксованому рівні видобутку [68].

У табл. 1.2 наведені дані про результати впровадження інновацій по найбільшим газовим родовищам України, які розташовані на сході нашої держави на території Полтавської та Харківської областей [80]. До того ж варто зазначити, що дана група родовищ у переважній більшості експлуатується з середини 60-х років минулого сторіччя, коли було запущено в експлуатацію найбільше в Україні Шебелинське газове родовище.

Таблиця 1.2

Зміна обсягів видобутку газу залежно від ступеня реконструкції (модернізації) Шебелинсько-Хрестищенської групи газових родовищ

Показники	Роки			
	2001	2002	2003	2004
Видобуток газу з урахуванням щорічної модернізації родовищ, млн м ³	4 150	4 125	4 350	4 580
Видобуток газу без урахування щорічної модернізації родовищ, млн м ³	4 150	4 125	3 570	2 810
Різниця, млн м ³	—	—	-780	-1 770
Економічний ефект, млн доларів США (при ціні за газ 60\$ за 1 000 м ³)	0	0	47	106

Як видно із таблиці, сумарний економічний ефект склав за чотири роки більше, ніж 150 млн доларів США. Це свідчить про те, що в майбутньому газовидобувним підприємствам доцільно переходити на видобуток газу шляхом розширення модернізації газових родовищ, тобто впровадження нових техніко-технологічних засобів видобутку.

Інноваційний фактор в умовах сьогодення має визначальне значення у забезпеченні конкурентоспроможності газовидобувного підприємства. Внаслідок цього витрати на НДДКР складають суттєву частку в бюджеті такого підприємства. Як аналог, можна навести досвід світових добувних компаній *Shell*, *Exxon*, *British Petroleum*. Вони щороку витрачають на НДДКР від 3 до 5 % балансового прибутку. Нові технології розробки родовищ є цінним нематеріальним активом компанії, які здатні забезпечити високу ефективність її господарювання, а значить, і високий прибуток. До того ж, від удосконалення технологій розробки родовищ виграють не лише газовидобувні підприємства, а й усе суспільство. Практикою доведено, що кожна додаткова гривня інвестицій, вкладена у нафтогазовий комплекс, збільшує ВВП держави на 1,5–1,6 грн [68].

Ефективність та далекоглядність системи управління ДК «Укргазвидобування» повинна полягати в тому, що при переході родовищ у стадію виснаження, необхідно реалізувати свій ресурсний потенціал з мінімальними затратами, постійним прибутком і нарощенням геологорозвідувального буріння. В такій ситуації значення системного моделювання розвитку зростає й слугує ефективним методом прийняття рішень з комплексним урахуванням основних факторів і показників роботи галузі. Базовою філософією стратегічного управління подібними корпораціями є системний аналіз, який полягає у розгляді проблеми управління корпорацією в якості керування складною самодостатньою економічною системою, що функціонує в динамічному середовищі. Кожне прийняте управлінське рішення впливатиме різною мірою на кожен елемент системи, тому управління треба здійснювати з урахуванням взаємозв'язків усередині структури системи.

Окремим є питання стабільності цілей розвитку газовидобувних підприємств, адже тут виникають серйозні проблеми [84]. Об'єктивно, повної упевненості в успіху в умовах мінливої ринкової економіки бути не може – завжди існують різного роду невизначеності, до яких, зокрема, належать маловідомі гірничо-геологічні умови родовищ, зміни у податковій політиці держави, помилки у підрахунках запасів нафти та газу, ринкова кон'юнктура ціни на нафту і газ. Між стратегічними цілями розвитку підприємства та строками їх досягнення є очевидний взаємозв'язок. Так, одна й та ж сама мета може бути досягнута у більш короткий період часу з більшими затратами, або навпаки, за довший час, але економніше. Наприклад, при прискорено-

му відборі газу, відповідно високими є також і витрати (швидке виснаження та обводнення продуктивних горизонтів). При науково обґрунтованому відборі газу максимізується не поточний, а кінцевий видобуток газу, підвищується коефіцієнт вилучуваності запасів із родовища.

Однакова для будь-якого господарюючого суб'єкта стратегічна мета реалізується, виходячи з аналізу результатів її поточної діяльності. На основі такого аналізу виявляються ті недоліки у виробництві чи в структурі управління підприємства, які складають явну чи потенційну небезпеку для величини прибутку та стабільного розвитку. Постають питання стратегічних задач і пов'язаних з ними рішень щодо перерозподілу ресурсів, їх структуризації, ліквідації старих та утворення нових більш ефективних управлінських структур. Нині аналіз практики здійснення господарської діяльності та прийняття управлінських рішень, які визначають напрям розвитку газовидобувних підприємств, виконується в мінливому та непередбачуваному середовищі ринкової економіки без достатнього обґрунтування. В таких умовах критерії і методи прийняття рішень, що були ефективними в умовах планової економіки, не завжди дають змогу обрати рішення, яке дозволить отримати для підприємства найбільшу вигоду з ситуації, що склалася.

Регулювання інноваційної діяльності в державі в цілому на даному етапі економічного розвитку послаблене. В найближчій перспективі не слід очікувати на значну активізацію державної політики в цьому напрямі. Зараз держава значно зменшила обсяги свого втручання в регулювання інноваційних процесів, зокрема відмовилася від гарантій повернення інвестицій, про що свідчить Постанова Кабінету Міністрів за № 823 від 08.06.1998 р. «Про заходи поетапного зниження дефіциту платіжного балансу». Роль гаранта кредитного ризику покладена на комерційні банки. Тобто, держава фактично страхує себе від низькорентабельних і високоризикових інвестиційних проектів, що мають могутню лоббістську підтримку на найвищих щаблях державного управління, шляхом введення додаткового контролю за відбором інноваційних проектів з боку банківського сектора, який висуватиме більш високі вимоги до запропонованих проектів, захищаючи власні фінансові інтереси. Негативним моментом є різке скорочення обсягів інноваційного інвестування через притаманну йому високу ризиковість. Подолати цю ризиковість можна шляхом удосконалення якості розробки інноваційних проектів, наприклад, з використанням інструментів проектного аналізу тощо.

Вирішення практичних проблем розвитку має забезпечуватися надійним теоретичним підґрунтям, сформованим на результатах науко-

вих досліджень. Однак, так склалося, що теоретичні розвідки щодо управління інноваційною діяльністю в умовах газодобувної галузі України роблять на сьогоднішній день лише свої перші кроки. Тому, безумовно, є об'єктивні причини. По-перше, до кінця 90-х рр. XX ст. основну увагу дослідників і фахівців галузі було приділено питанням застосування ринкових інструментів замість адміністративних важелів, що використовувалися для регулювання діяльності газовидобувних підприємств. Відбувалася дискусія щодо переваг і ризиків діяльності приватного капіталу в цьому секторі економіки. Потім, у зв'язку з послабленням фінансової дисципліни та загостренням боргової кризи, виникла нагальна необхідність у розробці теоретичного підґрунтя і методичних рекомендацій щодо забезпечення фінансової стійкості та ефективності управління фінансовими потоками газовидобувних підприємств. Це було не дивним, адже у 1999 р., за даними Державної податкової адміністрації України, із 5 підприємств – найбільших боржників перед державним бюджетом по сплаті податків – 3 становили саме підприємства газодобувної галузі («Полтавагазвидобування», «Шебелинкагазвидобування» і «Харківгазвидобування»). Причому борг лише газопромислового управління «Полтавагазвидобування» становив понад 600 млн грн, що підтверджують дані статистичної звітності про результати господарської діяльності. Ті нечисленні дослідницькі роботи, які стосуються інноваційної діяльності в газовидобутку, деякою мірою ототожнюють інноваційну діяльність з науково-дослідними розробками [24, 28, 33] і не приділяють достатньої уваги такому важливому аспекту, як управління інноваційною діяльністю газовидобувних підприємств. Однак зараз є потреба у розробці методичних рекомендацій щодо управління інноваціями з метою підтримання прибутку підприємства на заданому рівні шляхом застосування інновацій. Таке завдання управління інноваціями формулюється в дослідженнях, викладених у монографії, вперше: які інновації, в якому обсязі, в якій послідовності, в який момент часу належить вводити задля забезпечення величини прибутку на заданому рівні в прогнозованому періоді.

Необхідне також подальше вдосконалення методик прийняття управлінських рішень щодо відбору інноваційних проектів, механізмів оцінки їх адекватності фактичному поточному становищу підприємства, його стратегічним цілям і фінансово-економічним можливостям. Так, наприклад, стратегічна мета та пропоновані засоби її досягнення часто не відповідають реальним можливостям підприємства. Тому необхідно формулювати стратегічні цілі підприємства з урахуванням їх відповідності ресурсним можливостям підприємства.

1.3. Визначення основних стратегічних пріоритетів розвитку газовидобувних підприємств України

Одним з елементів системного підходу до управління є визначення стратегічних напрямів економічного розвитку підприємств. Формування економічної стратегії розвитку газовидобувних підприємств повинно здійснюватися з обов'язковим урахуванням впливу чинників внутрішнього та зовнішнього середовища. Складність прогнозування та розробки економічної стратегії пояснюється перетвореннями в економіці держави, зміною економічних відносин господарювання. До таких змін, зокрема, належать, приватизація і створення різних форм власності, формування конкурентних відносин. Перехід від адміністративно-розпорядчих до ринкових методів управління сприяв розширенню економічної ініціативи підприємств, становленню їх як самостійних суб'єктів господарської діяльності.

Відсутність належним чином економічно обґрунтованої стратегії розвитку національної економіки, нестабільність правового поля зумовили переорієнтацію менеджменту газовидобувних підприємств на вирішення питань оперативного управління. Таким чином, можна констатувати, що на сьогоднішній день економічної стратегії розвитку в газодобувній галузі, як цілісної системи, не сформовано [33].

У теорії менеджменту базовим елементом стратегічного управління виступає аналіз перспективи планування, який включає стратегічну орієнтацію підприємств, визначення потенціалу підприємств для забезпечення його конкурентних переваг шляхом дослідження ринку та внутрішніх резервів підприємств.

Економічна стратегія розвитку підприємств газодобувної галузі повинна реалізовуватися відповідно до сформульованих стратегічних цілей розвитку. Такі цілі визначаються на основі збалансування інтересів – загальнодержавних, регіональних, відомчих, бізнесових, суспільних, індивідуальних. Порушення балансу інтересів неминуче призводить до загострення протиріч між суб'єктами, які здатні цілеспрямовано впливати на процес прийняття управлінських рішень на підприємствах галузі. Дотримання балансу інтересів виступає необхідною умовою успішного функціонування системи стратегічного менеджменту підприємств [102].

На жаль, у вітчизняній економічній літературі недостатньо досліджена проблема формування стратегії підприємства саме в аспекті вираження в ній цього балансу інтересів та ступеня реалізації підприємством власних інтересів у розробленій стратегії його розвитку. Перелік проблем стратегічного менеджменту обмежується стратегічним аналізом, що ототожнюється із *SWOT*-аналізом, на основі

результатів використання якого і складається комплексний прогноз розвитку підприємств [59].

Стратегічне планування розвитку підприємств повинно враховувати необхідність вирішення також завдань, які стоять перед його підрозділами, шляхом їх узгодження і вирішення. Труднощі у розробці механізмів довгострокового прогнозування і планування полягають у суттєвій невизначеності майбутніх змін оточуючого середовища та складності у кількісному вираженні таких змін і очікуваних результатів діяльності підприємств.

Визначити і сформулювати перспективи та результати інноваційних змін – це ще складніше завдання для менеджменту газовидобувного підприємства. Дана складність викликана, по-перше, великим значенням ефективності функціонування підприємств паливно-енергетичного комплексу для певних регіонів держави зокрема (де такі підприємства виступають структуроутворюючими), а також народного господарства України в цілому, оскільки державі вкрай потрібні вітчизняні джерела енергетичних ресурсів. По-друге, газовидобувні підприємства перебувають на завершальній стадії життєвого циклу: прибутковість діяльності хоча і є досить високою, але постійно скорочується, а обсяги видобутку вдається утримувати від падіння лише за рахунок щорічного збільшення капіталовкладень.

Як перспективний засіб вирішення проблем газовидобувних підприємств України може виступити інноваційне інвестування. Однак необхідною умовою його ефективного здійснення має стати правильне визначення стратегічних напрямів інноваційного інвестування.

Для підприємства доцільною є така стратегія економічного розвитку, яка б забезпечувала стабільну прибутковість діяльності при високій нормі рентабельності капіталу. Інноваційна діяльність є ефективним засобом, який дозволяє одночасно досягти для підприємства дві мети:

- отримати високу прибутковість діяльності;
- забезпечити конкурентні переваги підприємства на ринку в довгостроковому періоді.

Однак інноваційна діяльність характеризується значно більшим, ніж у інших видах економічної діяльності, ризиком, що вимагає більш детального обґрунтування стратегії розвитку підприємств. У багатьох роботах, присвячених аналізу сучасного стану та перспектив розвитку газовидобування [7, 8, 9, 12, 16, 28, 32, 33, 36, 37, 39, 50–53, 61–65, 82, 105–110, 113, 135, 145], висувається необхідність вкладення коштів у інноваційні проекти в газодобувній галузі. Для визначення стратегії управління інноваціями проаналізуємо ті проблеми, які стоять перед газовидобувними підприємствами.

Розглядаючи газовидобувне підприємство як складну економічну систему, можна припустити, що вона функціонує в рамках векторного (багатоцільового) критерію її ефективності (якості). З точки зору системного аналізу, неможливо звести оцінку роботи складної системи до одного критерію, оскільки інші цілі системи можуть в різних умовах, що виникнуть в процесі діяльності системи, вимагати безумовного їх висування на передній план [120].

При аналізі стратегії газовидобувних підприємств пропонується узгоджувати всі наявні локальні стратегії за допомогою методу аналізу ієрархій (MAI) [111]. Цей кількісний метод системного аналізу призначений для обґрунтування вибору оптимального рішення в умовах суттєвої невизначеності розвитку та наявності великої кількості критеріїв ефективності, яким має відповідати рішення. Для цього проводиться оцінка вагомості таких критеріїв (величини їх впливу на процес прийняття рішення) та розраховується кількісно співвідношення кожної з таких вагомостей. У якості критеріїв у монографії запропоновано розглядати стратегічні напрями розвитку газовидобувних підприємств, які відповідають першочерговим напрямам інноваційного інвестування.

Для обґрунтування стратегічних пріоритетів розвитку метод аналізу ієрархій було обрано через його універсальність стосовно аналізу складних проблем і систем, простоту застосування та можливість використання експертних оцінок. При цьому можна використати відомі судження щодо становища та перспектив розвитку газовидобувних підприємств найбільш знаних фахівців і менеджерів галузі, які можна застосувати як експертні оцінки. Для аналізу та проведення ранжування даних оцінок найбільш коректним видається використання саме методу аналізу ієрархій, оскільки він дозволяє враховувати думки експертів, виражені не лише якісними факторами, але й кількісними значеннями, коли це можливо.

Відбір стратегічних завдань розвитку газовидобувних підприємств було виконано на основі аналізу 33 джерел за період 1996–2003 рр. (публікацій, виступів на галузевих конференціях керівників газовидобувних підприємств і провідних експертів з питань паливно-енергетичного комплексу України). Крім того, відбір було проведено у руслі завдань розвитку нафтогазової галузі, які сформульовані у галузевій програмі Національна програма «Нафта і газ України до 2010 року», затвердженій Кабінетом Міністрів України у 1996 та скоригованій у 2001 р. (постанова № 665 від 21.06.2001 р.). Проведений аналіз дав змогу визначити наступні першочергові завдання:

1) стабілізація та подальше збільшення видобутку газу [8, 9, 16, 67, 69, 105, 107, 113];

2) участь у розробці газових родовищ в інших країнах [16, 68, 69, 105, 113];

3) забезпечення конкурентоздатності на внутрішніх і зовнішніх ринках [8];

4) забезпечення достатнього рівня фінансування інвестиційних програм [107, 108];

5) створення сприятливого інвестиційного іміджу газовидобувних підприємств [9, 61, 113];

6) забезпечення позитивного впливу зовнішніх чинників [8, 9]:

а) соціально-політичної стабільності;

б) створення ефективної законодавчої бази, в тому числі в податковій, ціновій, інвестиційній політиці, у захисті вітчизняного товаровиробника [67, 105, 113];

в) створенні позитивного відношення у суспільстві до галузі;

7) зростання продуктивності праці [16, 69];

8) мінімізація негативного впливу на оточуюче середовище в процесі видобутку газу [16, 69];

9) збільшення прибутковості [16, 66, 110, 113];

10) забезпечення фінансової стабільності підприємства, мінімізація ризику банкрутства [8, 67, 69, 107].

Після визначення стратегічних задач підприємства необхідно встановити їх пріоритети за методом аналізу ієрархій. Для цього використовується експертний висновок за шкалою відносної важливості, яка запропонована відомим системним аналітиком Т. Сааті [111] і яка засвідчила свою високу практичну ефективність. Шкала Сааті визначає ступінь переваги одного об'єкта порівняно з іншими та числову міру цієї переваги (важливості, значущості): рівнозначна важливість, відсутність переваги – 1; слабка перевага за важливістю – 3; суттєва або сильна перевага за важливістю – 5; дуже сильна, значна перевага за важливістю – 7; абсолютна перевага – 9; проміжні оцінки міри важливості між сусідніми значеннями – 2, 4, 6, 8.

Порівняння стратегічних пріоритетів розвитку були виконані з урахуванням вищезгаданих критеріїв шляхом використання інструментарію методу аналізу ієрархій (MAI). У MAI використовуються попарні порівняння. При порівнянні n об'єктів ($A_1, A_2, \dots, A_n$) результати їх попарних порівнянь заносяться в квадратну матрицю переваг, що має порядок n : $A = (a_{ij})_{i,j=1}^n$, елементи якої обчислюються так: величину a_{ij} (або a_{ji}) вибирають зі шкали Сааті, a_{ij} показує перевагу i -го об'єкта над j -им. Симетричний до знайденого елемент матриці A визначають з умови: $a_{ij}a_{ji} = 1$. Після експертних оцінок і порівняння

кожної пари стратегічних пріоритетів і побудови матриці переваг виникає питання про ступінь узгодженості одержаних оцінок. За міру узгодженості приймають два показники: індекс узгодженості (IY) та відношення узгодженості (BY). Індекс узгодженості розраховується за

формулою: $IY = \frac{\lambda_{\max} - n}{n - 1}$, де $\lambda_{\max}$ – максимальне власне значення

матриці переваг, а n – кількість об'єктів, що порівнюються. Для одержання висновку, чи є узгодження прийнятним, IY порівнюють з величиною випадкового індексу узгодженості (BI), який для кожного n наведений у [111]. У результаті порівняння отримуємо величину відношення узгодженості (BY), яка виражається формулою:

$BY = \frac{IY}{BI}$. Якщо $BY < 0,1$, то ступінь узгодженості можна вважати прийнятним з дуже високим ступенем імовірності. У випадку, якщо ж $BY < 0,2$, то ступінь узгодженості загалом є достатньо прийнятним.

З матриці переваг (попарних порівнянь) МАІ дає можливість отримати вектор пріоритетів об'єктів (стратегічних задач), що порівнюються. Математичний аспект задачі – це обчислення головного (найбільшого) власного вектора матриці, нормалізація якого і дає вектор пріоритетів. Можна скористатися наближеним методом, що дає задовільну для практики точність. Для цього дані (матрицю та вектори) доцільно представити у формі таблиці. Наближено компоненти головного власного вектора матриці є середнім геометричним значень матриці, тобто:

$$V_i \approx \sqrt[n]{\prod_{j=1}^n a_{ij}}; \quad \lambda_i = \left(\sum_{j=1}^n a_{ij} V_j \right) / V_i; \quad \lambda_{\max} \approx \left(\sum_{i=1}^n \lambda_i \right) / n.$$

Компоненти вектора пріоритетів одержують нормуванням V_i , тобто:

$$P_i = \frac{V_i}{\sum_{i=1}^n V_i}, \quad i = 1, 2, \dots, n. \quad (1.1)$$

Отже, P_i – це питома вага стратегічного пріоритету у загальній сумі пріоритетів, або його вагомість. Вона означає значимість даного завдання розвитку або його важливість для підприємства.

Попарні порівняння досліджуваних стратегічних завдань розвитку підприємства були проведені на основі трьох критеріїв:

- частота згадування зазначених альтернатив у різних джерелах;

- ступінь відповідності завдань встановленим пріоритетам розвитку підприємств галузі у Національній програмі «Нафта і газ України до 2010 року» (затвердженій Постановою КМУ від 21.06.2001 № 665);
- значення вказаної альтернативи для інноваційного розвитку підприємств газодобувної галузі.

Підвищенню достовірності експертних оцінок могло б сприяти проведення анкетування або безпосереднього опитування вищезгаданих експертів (керівників газодобувної галузі, підприємств і провідних фахівців). Однак, в силу об'єктивних і суб'єктивних причин проведення таких досліджень є практично неможливим.

Порівняння першої із відібраних альтернатив «стабілізація та подальше збільшення видобутку газу» з іншими відбувалася за таких умов. По-перше, дана альтернатива згадується як стратегічний пріоритет у 7-ми з опрацьованих 33 джерел. По-друге, збільшення видобутку газу є одним із завдань, сформульованих у Національній програмі (якою передбачено наростити обсяги видобутку власного газу від 18 млрд м³ у 2001 р. до 24,5 млрд м³ у 2010 р.). По-третє, обсяги видобутку газу є одним із найважливіших, на нашу думку, критеріїв оцінки ефективності діяльності газовидобувних підприємств, адже призначення даних підприємств і полягає саме у забезпеченні народного господарства України «блакитним паливом». Як наслідок, даній альтернативі була надана найбільша вагомість порівняно з іншими.

Парному порівнянню «стабілізація та подальше нарощення обсягів видобутку газу/участь у розробці родовищ в зарубіжних країнах» було присвоєне значення 5, що означає істотна або сильна значимість. Таке рішення базувалося на таких передумовах.

По-перше, введення в розробку нових родовищ є дуже високовартісним заходом, адже для того, щоб окреслити контури перспективного родовища та підготувати його для дослідно-промислової експлуатації, необхідно пробурити не менше 10 свердловин (як мінімум), кожна з яких коштує від 3 до 20 млн грн. Крім того, зазвичай, коефіцієнт ефективності будівництва геологорозвідувальних свердловин складає не більше 0,30. Це означає, що із кожних трьох пробурених геологорозвідувальних свердловин лише одна передається потім в експлуатацію, а дві інші навіть не окупають витрат на їх будівництво. В умовах обмеженості інвестиційних ресурсів газовидобувні підприємства змушені дуже обережно ставитися до ризику втрати коштів на будівництво непродуктивних свердловин.

По-друге, газовидобувні підприємства України на сьогоднішній день відчувають брак досвіду розробки газових родовищ у перспективних нафтогазоносних регіонах Середньої Азії та Північної Африки

в умовах жорсткої міжнародної конкуренції з транснаціональними добувними компаніями.

По-третє, значною перешкодою для вітчизняних підприємств при участі в розробці газових родовищ за кордоном є відсутність міжнародних сертифікатів на обладнання, технологічні процеси та персонал. В усьому світі основою для такої сертифікації виступають стандарти Американського нафтового інституту (АНИ). Керівництвом підприємств галузі вживаються певні зусилля для отримання необхідних сертифікатів, але до свого успішного завершення даний процес ще далекий. Тому нині стабілізація та нарощення обсягів видобутку природного газу в Україні з уже відомих родовищ є більш доступним і дешевим варіантом. Однак у середньостроковій і довгостроковій перспективі треба обов'язково вживати заходи щодо забезпечення участі газовидобувних підприємств у розробці перспективних газових родовищ за кордоном.

Іншому парному порівнянню, такому як «стабілізація та подальше нарощення обсягів видобутку газу / збільшення прибутковості» було присвоєне значення 6, що означає проміжне значення між сильною та дуже сильною значимістю. Це свідчить також про те, що є надійні інформаційні дані або переконливі аргументи для того, щоб показати перевагу однієї альтернативи (стабілізації та подальшого нарощення видобутку газу) над іншою (збільшення прибутковості). Дані аргументи полягають в наступному:

1. Прибуток підприємства, безумовно, виступає загальноновизнаним інтегральним показником оцінки його діяльності. Однак, у питанні, що розглядається, необхідно враховувати специфіку функціонування підприємств газодобувної галузі. По-перше, ці підприємства є фактичними монополістами, а ринок видобутку газу розподілений за територіальним принципом, тобто між підприємствами практично відсутня конкуренція щодо родовищ газу, що розробляються. А, як відомо з економічної теорії, прибутковість підприємств, які займають монопольне становище на ринку, не завжди свідчить про ефективність їхньої діяльності. По-друге, часткова лібералізація ціноутворення на газ, яка мала місце у першій половині 90-х рр. минулого сторіччя, значно наблизила внутрішній рівень цін на газ до світових. Як наслідок, у той час собівартість видобутку складала не більше 30 % від вартості газу. Потім держава почала забирати надприбуток газодобувних підприємств у вигляді рентних платежів, однак прибуток таких підприємств все ще залишається одним із найвищих в Україні. Тому прибутковість газодобувних підприємств не є проблемою для менеджменту таких підприємств, вони ще мають цілком задовільний запас «міцності». По-третє, ці підприємства відносяться до видобувних підприємств – постачальників мінерально-сировинних ресурсів.

Добувні підприємства в умовах задекларованого керівництвом держави переходу на інноваційно-інвестиційну модель господарювання повинні займати допоміжне становище порівняно із підприємствами, що забезпечують виробництво високотехнологічної продукції. Крім того, відповідно до маркетингового підходу, основна мета діяльності підприємств на ринку – задоволення потреб споживачів. У такому аспекті головне призначення газовидобувних підприємств України – забезпечення національної економіки природним газом. Цей пріоритет можна вважати навіть місією таких підприємств.

2. Собівартість видобутку власного газу по газопромисловому управлінню «Полтавагазвидобування», яке забезпечує не менше як 35 % видобутку українського газу, становила у 2003 р. лише 77,6 грн за 1 000 м³. Це значно менше від вартості придбання та затрат на транспортування імпортованого туркменського газу. До того ж, внутрішня ціна на газ на сьогоднішній день залишається в Україні поки що меншою від рівня світових цін, тобто існує потенційний позитивний люфт у рентабельності газовидобувних підприємств. Таким чином, найближчим часом видобуток власного газу, незважаючи на постійне зростання його собівартості, складатиме серйозну альтернативу імпорту блакитного палива із-за кордону. Крім того, нарощення видобутку газу вітчизняними підприємствами сприятиме збільшенню кількості робочих місць, залученню компетентних фахівців і більш тісній участі науково-дослідницького сектора у розв'язку проблеми підвищення газовидобутку. Таким чином, на нашу думку, співвідношення таких стратегічних пріоритетів діяльності газовидобувного підприємства як «стабілізація та подальше нарощення обсягів видобутку газу» і «збільшення прибутковості (діяльності)» співвідносяться між собою, як 6 до 1.

Наступному попарному порівнянню «стабілізація та подальше нарощення обсягів видобутку газу / забезпечення фінансової стабільності підприємства, мінімізація ризику банкрутства» було присвоєно значення 3. Це означає, що альтернатива «нарощення видобутку природного газу» має незначну перевагу над альтернативою «забезпечення фінансової стабільності підприємства / мінімізація ризику банкрутства». Аргументи, якими керувалися при визначенні співвідношення між альтернативами, такі:

1. З формуванням ринкових умов господарювання зростає ступінь мінливості та нестабільності оточуючого середовища, в якому функціонує підприємство. В таких умовах значно посилюється роль фінансового менеджменту щодо забезпечення безперебійного обігу фінансових потоків, формування резервів коштів на випадок фінансових труднощів і підвищення ефективності використання фінансів підпри-

ємства. Керівництво газовидобувних підприємств змушене приділяти значну увагу розробці фінансового планування, фінансовому бюджетуванню тощо. Поступово відбувається перехід від функціонального до цільового або програмного фінансування господарської діяльності, що вимагає зміни звичних традицій та установок. Взагалі, в умовах ринкової економіки значення капіталу в його грошовій формі значно зростає порівняно з основними засобами, які мали пріоритет за колишніх командно-адміністративних засад господарювання.

2. Неефективне управління фінансовими потоками газовидобувних підприємств у попередні роки (90-ті роки минулого сторіччя) сформували значну кредиторську та дебіторську заборгованість газовидобувних підприємств. Однією з причин накопичення дебіторської заборгованості став величезний борг споживачів за спожитий природний газ. Так, станом на 1 липня 2003 р. він становив 11 136,303 млн грн. Зараз, внаслідок жорстких заходів, ситуація змінилася на краще і поточні розрахунки здійснюються майже стовідсотково, але накопичений борг минулих років зменшується вкрай низькими темпами. Ця заборгованість є оборотними коштами газовидобувних підприємств, які вилучені без їхньої згоди з обороту.

3. Газовидобувні підприємства є одними з найбільших боржників перед державним бюджетом. Наприклад, борг тільки газовидобувного управління ГПУ «Полтавагазвидобування» станом на 31 грудня 2003 р. становив близько 140 млн грн, а у 1999 р. він взагалі перевищував 600 млн грн [123]. Такий стан справ є прямою загрозою банкрутства підприємств газодобувної галузі, незважаючи на їх державну форму власності та стратегічне значення для національної економіки. Тому підвищення ефективності фінансового менеджменту є необхідною умовою ефективного функціонування газовидобувних підприємств на сьогоднішній день.

4. Разом з тим, незважаючи на велике значення забезпечення процесу фінансової стабільності для газовидобувного підприємства, не можна забувати про те, що дане завдання є допоміжним порівняно з основним завданням господарської діяльності газовидобувного підприємства – стабілізацією та подальшим нарощенням обсягів видобутку природного газу. Адже фінансова стійкість підприємства хоча і має визначальний вплив на його діяльність, але не вирішує безпосередньо виробничих завдань, вона лише створює належні умови для ефективного господарювання підприємства. Саме тому для порівнюваних альтернатив «стабілізація та подальше нарощення обсягів видобутку газу» і «забезпечення фінансової стабільності підприємства, мінімізація ризику банкрутства» було встановлено співвідношення 3 до 1.

Аналогічним чином було виконано попарні порівняння усіх 10 вищезгаданих стратегічних завдань (альтернатив) газовидобувних підприємств між собою. Результати порівнянь наведені в табл. 1.3. У даній таблиці кожному із 10 стратегічних завдань розвитку був присвоєний відповідний порядковий номер A1, A2, ..., A10. Була заповнена матриця попарних порівнянь наступним чином. Коли попарному порівнянню «стабілізація та подальше нарощення обсягів видобутку газу / участь у розробці родовищ у зарубіжних країнах» було присвоєне значення 5, це означало, що в комірці матриці в рядку A1 стовпця A2 було внесено значення 5, що означало більшу пріоритетність стабілізації та подальшого нарощення видобутку газу порівняно з участю в розробці газових родовищ на території інших країн. Відповідно в симетричну відносно діагоналі комірці матриці, що стоїть у рядку A2, у стовпець A1 було внесено значення 0,2, як обернене до 5. Адже відповідно до положень методу аналізу ієрархій повинно виконуватися правило: $a_{ij}a_{ji} = 1$. Добуток 5 і 0,2 дорівнює 1 — правило виконується. Таким чином була заповнена матриця попарних порівнянь, що наведена в табл. 1.3.

Таблиця 1.3

Матриця попарних порівнянь стратегічних пріоритетів розвитку газовидобувних підприємств України

Номери стратегічних завдань газовидобувного підприємства										
	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10
A1	1	5	5	5	5	5	5	4	6	3
A2	0,2	1	0,5	0,5	0,33	1	2	2	0,2	0,25
A3	0,2	2	1	0,33	2	0,5	2	3	0,25	1
A4	0,2	2	3	1	1	1	3	3	0,14	0,2
A5	0,2	3	0,5	1	1	0,2	3	3	0,2	0,33
A6	0,2	3	2	1	5	1	1	1	1	1
A7	0,2	0,5	0,5	0,33	0,33	1	1	1	0,33	0,5
A8	0,25	0,5	0,33	0,33	0,33	1	1	1	0,33	1
A9	0,17	5	4	7	5	1	3	3	1	3
A10	0,33	4	1	5	3	1	2	1	0,33	1

Потім, згідно з формулою $V_i \approx \sqrt[n]{\prod_{j=1}^n a_{ij}}$, було проведено розрахунок компонентів власного вектора матриці. На основі отриманих значень було визначено величини стратегічних пріоритетів за формулою (1.1). Значення пріоритетів розвитку газовидобувних підприємств відпо-

відають вагомості компонентів власного вектора матриці в їх загальній сумі. Результати проведених розрахунків наведено в табл. 1.4.

Таблиця 1.4

Розрахунок компонентів власного вектора матриці та вагомостей пріоритетів розвитку газовидобувних підприємств

Номери стратегічних завдань газовидобувного підприємства	Розрахункові значення при визначенні компонентів власного вектора матриці, V_i	Значущості пріоритетів розвитку в їх загальній сумі, P_i , %
A1	4,028	31,5
A2	0,5600	4,4
A3	0,8505	6,6
A4	0,8870	6,9
A5	0,7165	5,6
A6	1,1962	9,4
A7	0,4958	3,9
A8	0,5213	4,1
A9	2,2423	17,5
A10	1,2931	10,1
	Сума компонентів: $\Sigma = 12,7907$	$\Sigma = 100\%$

Для перевірки узгодженості отриманих результатів було розраховано також максимальне власне число матриці за формулами

$$\lambda_i = \left(\sum_{j=1}^n a_{ij} V_j \right) / V_i; \lambda_{\max} \approx \left(\sum_{i=1}^n \lambda_i \right) / n, \text{ а також індекс узгодженості за}$$

формулою $IU = \frac{\lambda_{\max} - n}{n - 1}$ та відношення узгодженості за формулою

$$BU = \frac{IU}{BI}, \text{ де } BI - \text{ випадковий індекс узгодженості, взятий із таблиці}$$

випадкових індексів для $n = 10$ [122].

Розраховане значення максимального власного числа матриці становить 11,9; індекс узгодженості – $IU = 0,21$; відношення узгодженості $BU = 0,14$. Ці розрахунки дають можливість зробити висновок про достатню узгодженість оцінок у матриці попарних порівнянь. Отримане значення відношення узгодженості обумовлене порівнянням 10 альтернатив, що не є цілком типовим для методу Сааті. Однак, у певних випадках величина узгодженості BU може досягати 0,2 для

складних багатокритеріальних завдань, до яких відноситься і завдання, що розглядається у монографії. У даному випадку $BU = 0,14$ є значно меншим, ніж 0,2. Тобто рівень достовірності отриманих результатів є цілком задовільним.

Таким чином, у результаті проведеного системного аналізу отримано перелік пріоритетів стратегічних завдань газовидобувного підприємства, а також проранговано ці пріоритети з позиції їх значимості для підприємства. Результати рангування наведені в табл. 1.5.

Таблиця 1.5

Пріоритети стратегічних завдань газовидобувного підприємства

№ п/п	Найменування стратегічного завдання газовидобувного підприємства	Питома вага (важливість) задачі, %
1	Стабілізація та подальше збільшення видобутку газу	31,5
2	Збільшення прибутковості діяльності	17,5
3	Забезпечення фінансової стабільності підприємства, мінімізація ризику банкрутства	10,1
4	Забезпечення позитивного впливу зовнішніх чинників	9,4
5	Забезпечення достатнього рівня фінансування інвестиційних програм	6,9
6	Забезпечення конкурентноздатності на внутрішніх і зовнішніх ринках	6,6
7	Створення сприятливого інвестиційного іміджу газовидобувних підприємств	5,6
8	Участь у розробці газових родовищ в інших країнах	4,4
9	Мінімізація негативного впливу на оточуюче середовище в процесі видобутку газу	4,1
10	Зростання продуктивності праці	3,9

Як видно з табл. 1.5, найбільш пріоритетними для газовидобувних підприємств України є такі стратегічні завдання:

- збільшення видобутку газу або, як мінімум, припинення постійного скорочення обсягів його видобутку;
- збільшення прибутковості господарської діяльності газовидобувних підприємств.

Зазначені пріоритети займають майже 50 % від загальної суми вагомості пріоритетів, що робить їх першочерговими для газовидобувних підприємств України. Таким чином, інноваційна діяльність газовидобувних підприємств України повинна бути спрямована, в першу чергу, на досягнення цих двох основних пріоритетів.

Проведене визначення пріоритетів стратегічних задач є новим системним підходом в аналізі стратегічних пріоритетів розвитку газовидобувних підприємств.

У даному розділі монографії на основі використання системного аналізу запропонований методичний підхід до визначення стратегічних напрямів розвитку газовидобувних підприємств на основі методу аналізу ієрархій та з використанням системного аналізу. Даний підхід дає можливість підвищувати обґрунтованість управлінських рішень при формулюванні стратегії розвитку газовидобувних підприємств, у тому числі з урахуванням її інноваційної складової. Наведені дослідження вбачаються необхідним етапом, який обґрунтовує визначення стратегічних напрямів інноваційного інвестування на підприємствах газодобувної галузі України. Визначення першочергових напрямів впровадження інновацій на основі проведеного аналізу стратегічних напрямів розвитку підприємства є наступним етапом роботи.

Отримані результати можуть бути використані при розробці інвестиційної стратегії газовидобувних підприємств України та мають бути враховані при формулюванні стратегії їх довгострокового розвитку.

РОЗДІЛ 2. СИСТЕМНИЙ АНАЛІЗ СТАНУ УПРАВЛІННЯ ТЕХНІЧНИМИ ІННОВАЦІЯМИ НА ГАЗОВИДОБУВНИХ ПІДПРИЄМСТВАХ УКРАЇНИ

2.1. Обґрунтування пріоритетних напрямів інновацій у будівництві свердловин

Видобування природного газу із значних глибин характеризується високим рівнем складності технологічного процесу. Для нього характерне використання технологій і технічних засобів, які вимагають високого ступеня організованості задля забезпечення ефективності процесу.

Ефективне використання техніко-технологічних засобів для збільшення видобутку газу виступає важливою задачею управління газовидобувного підприємства України. Значного збільшення видобутку природного газу можна досягти шляхом впровадження інновацій у процес будівництва та експлуатації свердловин. Інновації здатні забезпечити якісно новий рівень ефективності використання техніко-технологічних засобів буріння свердловин. Технічні засоби та технології буріння свердловин слід вважати пріоритетними сферами впровадження інновацій в галузі газодобування саме через високу технологічність видобутку газу порівняно з іншими видами промислового виробництва. Адже виробничі операції відбуваються на великих глибинах (4–6 тис. м), в умовах високих температур і тисків, що вимагає використання високоефективних і надійних технологій і технічних засобів.

У минулому вибір напрямів інноваційного інвестування диктувався суто технічною, а не економічною проблематикою діяльності підприємства; мотивація учасників інноваційної діяльності не вважалася фактором, який може суттєво впливати на ефективність такої діяльності; а аналіз ефективності діяльності підприємств не містив дослідження інноваційної складової такої діяльності, обмежуючись лише аналізом загальногосподарської діяльності. З розвитком ринкових відносин, застосуванням відповідних методів управління в газодобувній галузі та задекларованою Президентом України переорієнтацією вітчизняної економіки на інноваційний шлях розвитку, постає необхідність у дослідженні та методичному забезпеченні зазначених елементів.

Тому для ефективного управління техніко-технологічними інноваціями в монографії пропонується:

- визначити пріоритетні напрями впровадження інновацій у процесі будівництва свердловин;

- удосконалити систему показників для оцінки ефективності діяльності газовидобувного підприємства в аспекті його інноваційної діяльності;
- дослідити можливість коригування стратегії розвитку газовидобувних підприємств з метою підвищення ефективності їх діяльності на основі застосування нових показників для аналізу інноваційної діяльності;
- дослідити вплив стимулювання працівників, які займаються розробкою та впровадженням інновацій, на додатковий прибуток газовидобувного підприємства, отриманого від впровадження інновацій.

Однією з важливих наукових і практичних проблем прискорення інноваційного процесу в газодобувній промисловості України є визначення пріоритетних напрямів інноваційного інвестування. У зв'язку з цим, було проведено аналіз техніко-економічних показників будівництва свердловин за період 1994–2003 рр.

Метою проведеного аналізу було визначення першочергових напрямів впровадження інновацій на основі аналізу техніко-економічних показників будівництва свердловин. Також передбачалося дослідити тенденції зміни показників у часі за період 1994–2003 рр., на основі яких можна було б прогнозувати розвиток ситуації з вартістю будівництва свердловин у майбутньому. Результати проведеного аналізу слугували науково-методичною базою для формування пріоритетних напрямів інноваційної діяльності газовидобувних підприємств України.

Для дослідження динаміки техніко-економічних показників і визначення тенденцій їх зміни було застосовано економетричний метод, зокрема однофакторні кореляційні моделі. Проведено вивчення і аналіз техніко-економічних показників 644 свердловин, будівництво яких завершено у 1994–2003 рр. по Полтавському, Стрийському, Хрестищенському, Шебелинському відділеннях бурових робіт. При цьому розраховані вартості свердловин у цінах 2004 р. з урахуванням індексів інфляції за 1994–2003 рр., визначена вартість одного метра буріння кожної свердловини в тис. грн у цінах 2004 р. з урахуванням інфляції, а також вартість одного дня буріння в цих же цінах. Вартісні показники буріння очищені від інфляційної складової шляхом використання при розрахунках офіційних індексів інфляції, наприклад, у 2001 р. індекс інфляції склав 106,1 %, у 2002 – 100,8 %, а у 2003 – 108,2 %. Розраховані коефіцієнти завищення: 1) кошторисної (планової) вартості до фактичної вартості свердловини; 2) кошторисної (планової) вартості одного метра буріння до його фактичної вартості; 3) кошторисної (планової) вартості одного дня буріння до його фак-

тичної вартості [115]. Дані коефіцієнти відображають авторський підхід до аналізу техніко-економічних показників будівництва свердловин. Вони були використані в ході аналізу поряд із загальноприйнятими показниками ефективності будівництва свердловин.

Існуючі залежності техніко-економічних показників будівництва свердловин були досліджені з використанням економіко-математичних методів за період 1994–2003 рр. Серед результатів досліджень варто виділити:

- динаміку вартості одного метра буріння, тис. грн (рис. 2.1);
- динаміку вартості одного дня буріння (рис. 2.2).

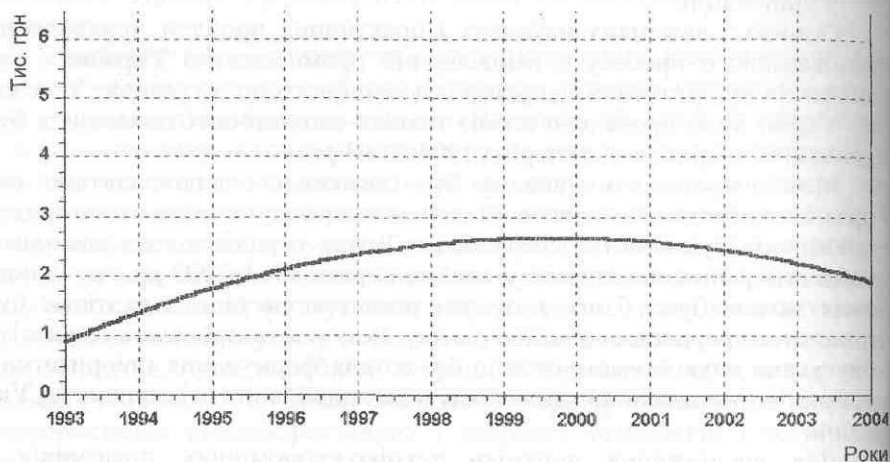


Рис. 2.1. Динаміка вартості одного метра буріння свердловини (в цінах 2004 р. з урахуванням інфляції), тис. грн

Дослідження цих двох показників є доцільним в аспекті визначення співвідношення темпів їхнього зростання. Наприклад, якщо темпи зростання вартості одного метра буріння більші, ніж темпи вартості зростання одного дня буріння, то це свідчить про те, що вартість суто бурових робіт (вони складають не менше 60 % від вартості будівництва свердловини) дорожчає значно швидше порівняно з іншими видами робіт при будівництві свердловини (проектування, підготовка бурового майданчика, кріплення і облаштування свердловини).

На представлених графіках наведені дані про те, як змінювалася вартість буріння 1 метра газових свердловин за період 1994–2003 рр., а також динаміка зміни вартості одного дня буріння цих свердловин за той же період часу. По осі ординат відкладаються відповідно вартості 1 метра та одного дня буріння газових свердловин у тисячах гривень, а

по осі абсцис – роки за період з 1994 по 2003 рр. Кожна точка на графіку відображає результат по одній конкретній свердловині (всього було враховано показники понад 600 свердловин на 30 газових і газоконденсатних родовищах України).

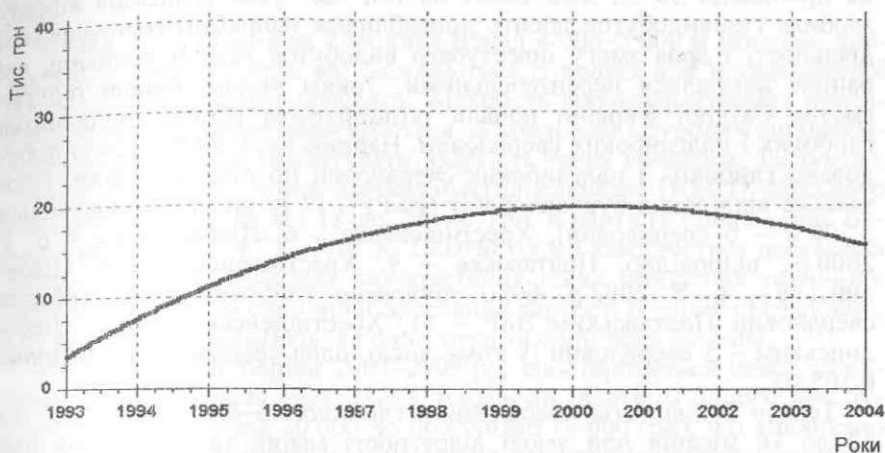


Рис. 2.2. Динаміка вартості одного дня буріння свердловини (в цінах 2004 р. з урахуванням інфляції), тис. грн

Як видно з графіків, вартість одного метра та одного дня буріння свердловини постійно зростали у період 1994–2000 рр. Можна припустити, що в цей період існувала тенденція зростання вартості одного метра буріння в розмірі, щонайменше 500 грн або 25 % за три роки (згідно з періодом 1997–2000 рр.). Вартість одного дня буріння зростала менш стрімкими темпами, але за цей же час вона також збільшилася із 15 до, приблизно, 20 тис. грн або на 30 %.

Автори вважають, що таке значне зростання витрат на буріння свердловин було спричинене двома обставинами. По-перше, почалося будівництво глибоких (глибиною 4–5 тис. м) та надглибоких свердловин (глибиною понад 5 500 тис. м), де знаходилися перспективні поклади природного газу. Бурові роботи на таких глибинах значно ускладнені високими температурами та тисками, наявністю дуже міцних порід кристалічного щита, для розбурювання яких потрібні спеціальні долота, наприклад, долота зі штучними алмазами. За часів Радянського Союзу експлуатація нафтогазових горизонтів на глибинах 5–6 тис. м на території України була економічно недоцільною, порівняно зі значними покладами нафти і газу в Західному Сибіру, де середня глибина газових свердловин становить лише 1 200 м. Потім,

після здобуття Україною незалежності у 1991 р., постала необхідність у забезпеченні вітчизняної економіки власним газом. Часткова лібералізація цін, яка мала місце у 1993–1994 рр., спричинила зростання внутрішньої ціни на газ до рівня ціни придбання імпортованого газу, а це приблизно 50–52 дол. США на той час. Така тенденція відразу зробила газовидобуток досить привабливим напрямом господарської діяльності і дала змогу інвестувати видобуток газу із родовищ, які раніше вважалися нерентабельними. Таким чином, бурові підприємства Східної України почали розширювати обсяги будівництва глибоких і надглибоких свердловин. Наприклад, у 1998 р. було побудовано глибоких і надглибоких свердловин по підприємствам: Полтавське відділення бурових робіт (ВБР) – 12 (з них глибиною понад 5 500 м – 6 свердловин), Хрестищенське – 6, Шебелинське – 6. У 2000 р., відповідно, Полтавське – 9, Хрестищенське – 8, Шебелинське – 4. У 2002 р. було збудовано глибоких і надглибоких свердловин Полтавським ВБР – 11, Хрестищенським – 8 і Шебелинським – 5 свердловин (у тому числі, одна свердловина глибиною 6 105 м).

Термін будівництва свердловини глибиною 5–6 тис. м складає від 12 до 16 місяців при умові відсутності аварій та ускладнень при бурінні. Відповідно і вартість таких свердловин дуже висока. Так, наприклад, свердловина глибиною 5 000 м коштує не менше 20 млн грн.

По-друге, будівництво таких глибоких свердловин, природньо, потребувало залучення нових технологій та технічних засобів. На жаль, у 90-х рр. ХХ ст. можливості вітчизняних підприємств, що виробляли нафтогазове обладнання і матеріали, не мали змоги за короткий час запропонувати необхідні матеріали та техніку. Газовидобувні підприємства забезпечували власні потреби за рахунок імпорту бурової техніки та бурових матеріалів іноземного виробництва. Така техніка та технічні засоби були дуже дорогими. Для порівняння, у 1997–98 рр. долота виробництва Калушського долотного заводу коштували від 900 до 1 700 грн, а долота відомих світових фірм «*Hughes Cristensen*», «*Reed Tool*» коштували, щонайменше 4 000–5 000 тис. дол. США, а вартість алмазних доліт виробництва цих же фірм становила від 20 000 дол. США і вище. Разом з тим, ефективність доліт імпортного виробництва і за стійкістю, і за швидкістю буріння значно переважала вітчизняні аналоги. Так, для будівництва свердловини глибиною 5 000 м у середньому витрачається близько 100 доліт вітчизняного виробництва, або від 20 до 40 доліт імпортного виробництва. До того ж, кожна заміна долота в бурильній колоні пов'язана із необхідністю зупиняти буріння, піднімати бурильний інструмент з глибини в кілька кілометрів, розуккомплектовувати його, потім знову збирати та спус-

кати в свердловину. Таких спуско-підйомних операцій (СПО) намагаються уникати при будівництві через те, що буріння не відбувається, а затрати все одно мають місце (електроенергія, паливо, заробітна плата персоналу тощо). До того ж, значно зростає термін будівництва свердловини і відкладається період початку її продуктивної експлуатації.

Також для буріння на глибинах понад 4 000–5 000 м потрібні спеціальні бурові розчини, які складаються із водної або вуглеводневої основи та спеціальних присадок. Більшість вискоефективних присадок для таких глибин виробляються за кордоном і буровим підприємствам доводиться їх імпортувати. Вартість таких присадок, зрозуміло, чимала. Так, одна тонна карбоксиметилцелюлози (КМЦ) фінського виробництва коштує від 18 до 20 тис. грн, а вартість спеціальних бурових реагентів (*PAC L*, *PAC R*, *Dextrid* тощо) вимірюється десятками тисяч гривень. Відповідно, використання таких імпортованих технічних засобів і матеріалів спричиняє зростання вартості буріння свердловин, а отже, і таких показників, як один метр та один день буріння.

Разом з тим, у період 2001–2003 рр. спостерігається певна стабілізація та зменшення негативних тенденцій (вартість одного дня буріння зменшилася від 20 000 до приблизно 18 000 грн), що викликано зростанням ефективності використання сучасних технічних засобів і розробкою відповідних технологій. Також розширюється асортимент нафтогазового обладнання, яке випускають вітчизняні промислові підприємства, і яке може виступати певною альтернативою високовартісним імпортованим зразкам. Так, вже згадуваний Калушський долотний завод після 2000 р. був придбаний підприємцями із Російської Федерації (Самарський завод нафтогазового обладнання) і розпочав випуск доліт, які мають удосконалені технічні та експлуатаційні характеристики. Щоправда, такі долота тепер коштують від 5 000 до 7 000 грн, але вони вже можуть певною мірою конкурувати з долотами імпортованого виробництва.

Нині позитивні зміни ще досить незначні порівняно зі стрімкою негативною тенденцією зростання вартості, яка мала місце у 1994–2000 рр., і не можуть поки що компенсувати таке збільшення затрат. Однак картина в цілому свідчить про деяке пожвавлення інвестиційної та, в тому числі, інноваційної діяльності на підприємствах газодобувної галузі.

Подальше дослідження динаміки зміни показників і кореляції техніко-економічних показників будівництва свердловин за період 1994–2003 рр. дало змогу визначити наступні тренди та залежності:

- 1) динаміка залежності глибини свердловини від часу (року), виражена лінійною функцією, не є адекватною згідно з критерієм Фішера (тобто середнє значення глибини дає кращий прогноз, ніж модель);

2) динаміка коефіцієнта завищення вартості проекту від часу (року) представлена моделлю у вигляді поліному 3-го порядку $y = a + bx + cx^2 + dx^3$ (рис. 2.3);

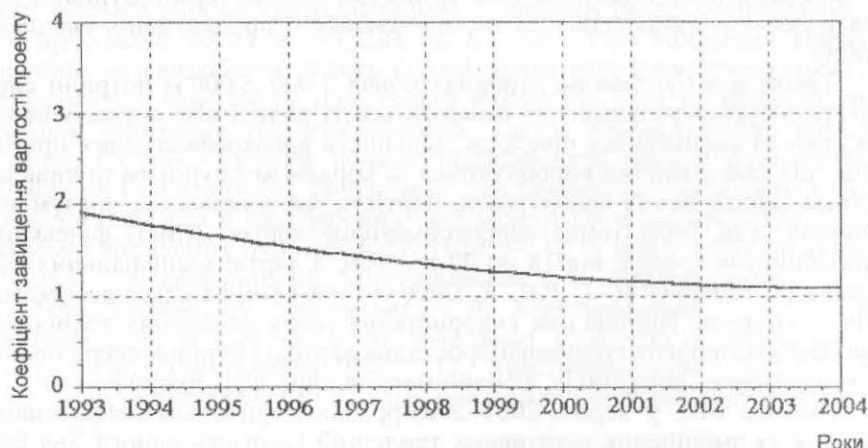


Рис. 2.3. Динаміка коефіцієнта завищення вартості проекту на будівництво свердловини

3) залежність вартості проекту, тис. грн (у цінах 2004 р. з урахуванням інфляції) від коефіцієнта завищення вартості проекту представлена на рис. 2.4;

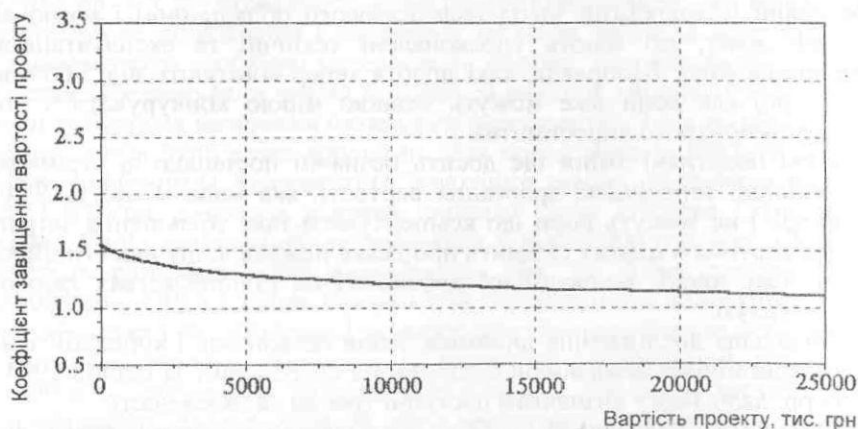


Рис. 2.4. Вплив вартості свердловини на коефіцієнт завищення вартості проекту

4) залежність коефіцієнта завищення вартості проекту від вартості проектів у цінах 2004 р. з урахуванням інфляції, в тис. грн наведена на рис. 2.5;

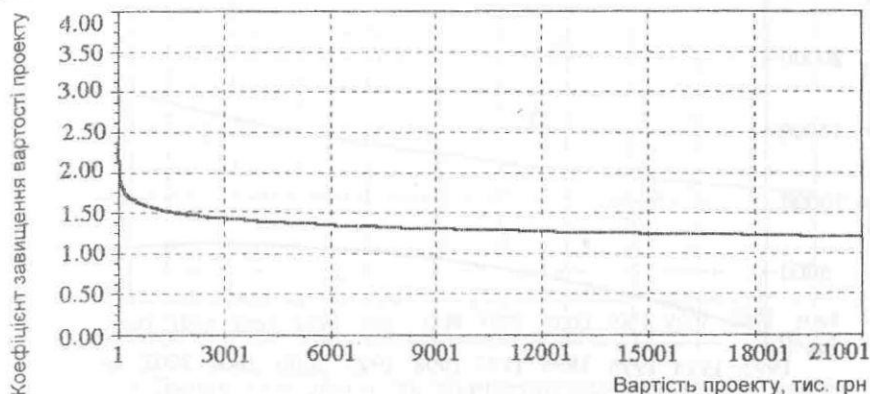


Рис. 2.5. Залежність коефіцієнта завищення вартості проекту від вартості проектів у цінах 2004 р. з урахуванням інфляції, тис. грн

5) залежність коефіцієнта завищення вартості проекту від глибини свердловини відображена на рис. 2.6;

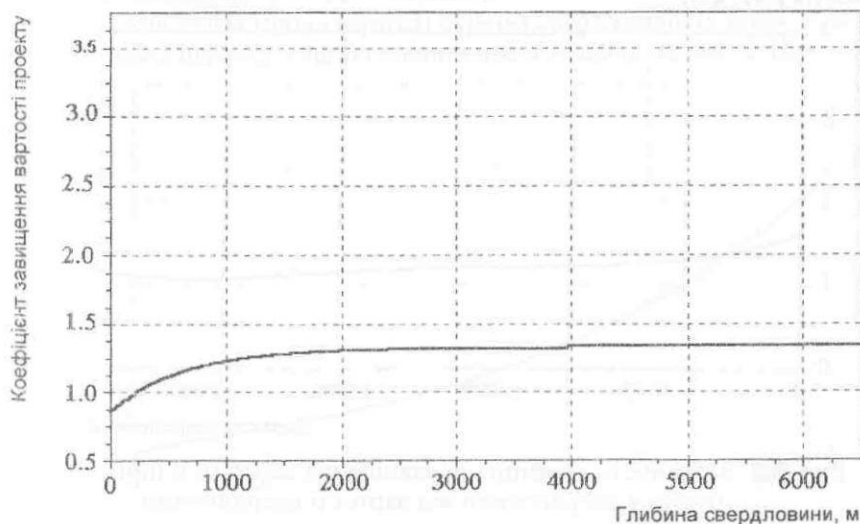


Рис. 2.6. Залежність коефіцієнта завищення вартості проекту від глибини свердловини

6) динаміка реальної вартості проекту за період 1994–2003 рр. наведена на рис. 2.7;

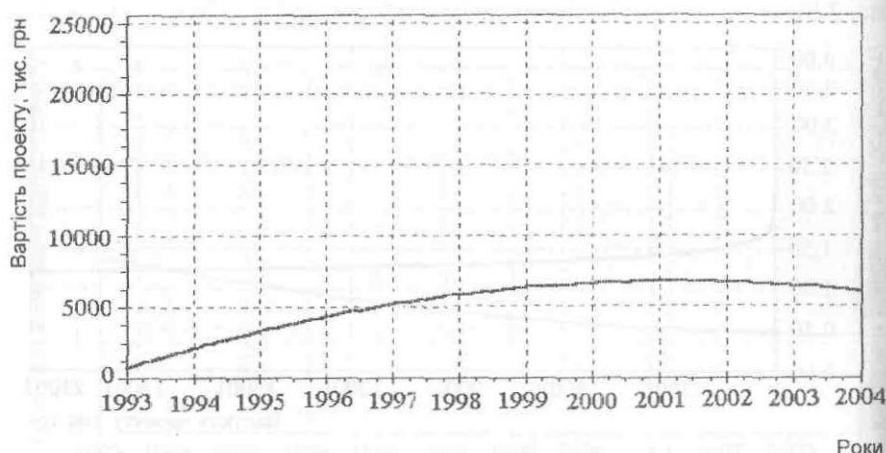


Рис. 2.7. Динаміка реальної вартості проекту

7) залежність коефіцієнта завищення вартості одного метра буріння свердловини від вартості свердловини досліджена графіком, наведеним на рис. 2.8;

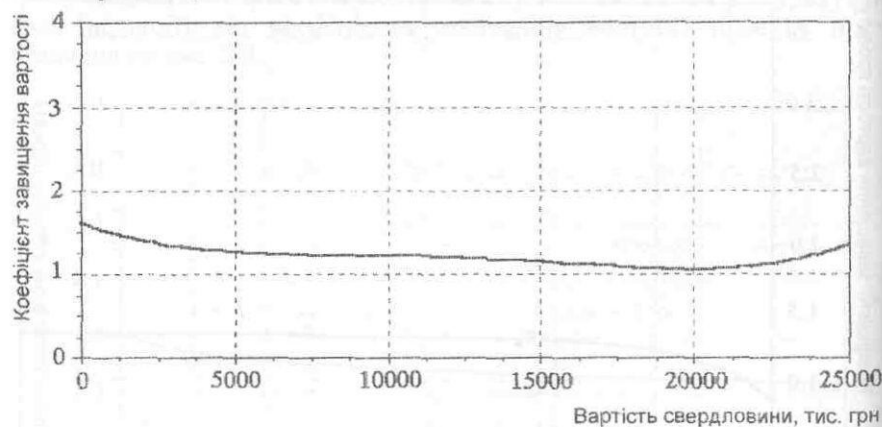


Рис. 2.8. Залежність коефіцієнта завищення вартості одного метра буріння свердловини від вартості свердловини

8) динаміка коефіцієнта завищення вартості одного метра буріння свердловини представлена на рис. 2.9;

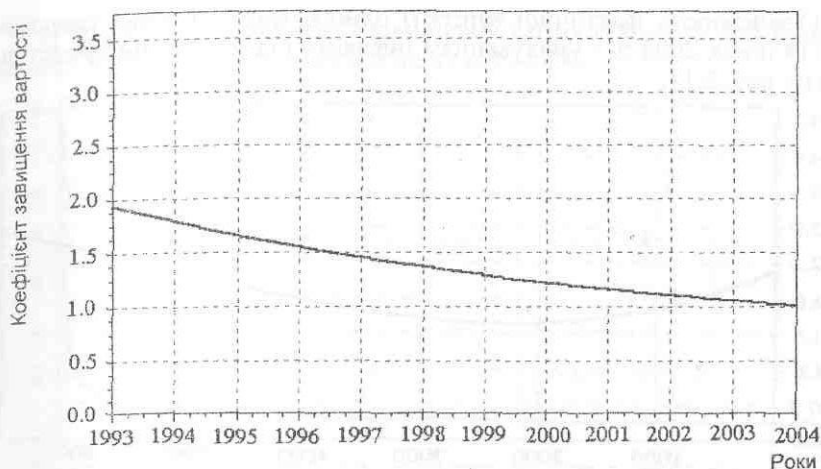


Рис. 2.9. Динаміка коефіцієнта завищення вартості одного метра буріння свердловини

9) залежність коефіцієнта завищення вартості одного метра буріння свердловини від її глибини, виражена лінійною функцією, не є адекватною згідно з критерієм Фішера (тобто середнє значення коефіцієнта дає кращий прогноз, ніж модель);

10) залежність фактичної вартості буріння свердловини (в цінах 2004 р. з урахуванням інфляції) від її глибини представлена на рис. 2.10;

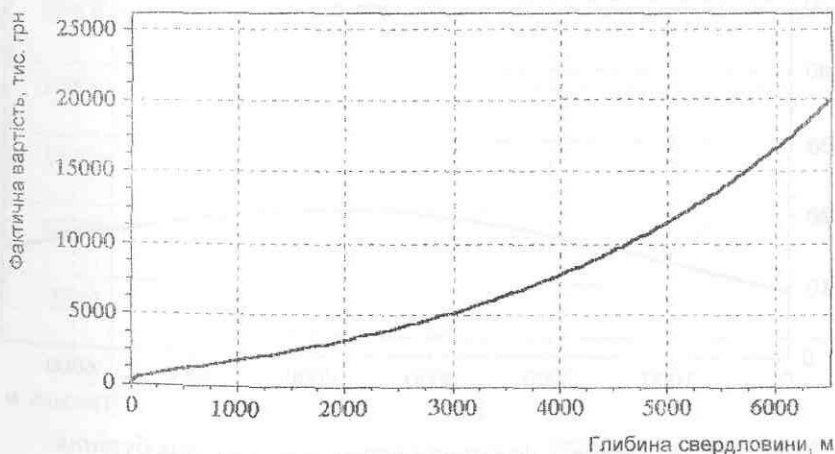


Рис. 2.10. Залежність фактичної вартості буріння свердловини (у цінах 2004 р. з урахуванням інфляції) від її глибини, тис. грн

11) залежність фактичної вартості одного метра буріння свердловини (в цінах 2004 р. з урахуванням інфляції) від її глибини представлена на рис. 2.11;

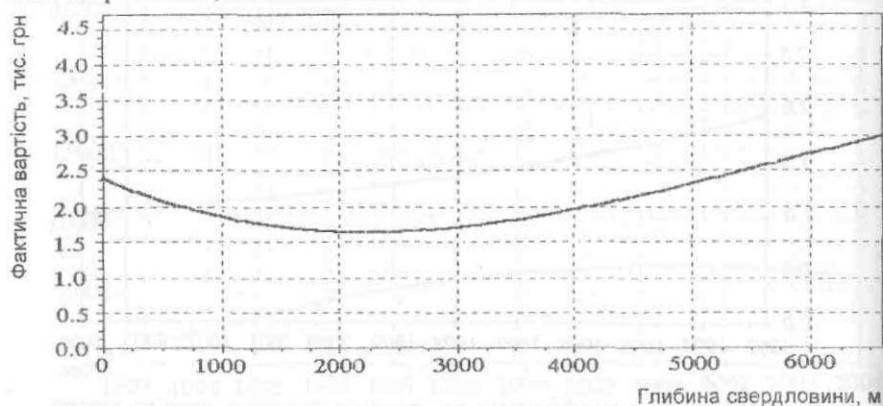


Рис. 2.11. Залежність фактичної вартості одного метра буріння свердловини (в цінах 2004 р. з урахуванням інфляції) від її глибини, тис. грн

12) залежність фактичної вартості одного дня буріння свердловини (в цінах 2004 р. з урахуванням інфляції) від її глибини відображена на рис. 2.12;

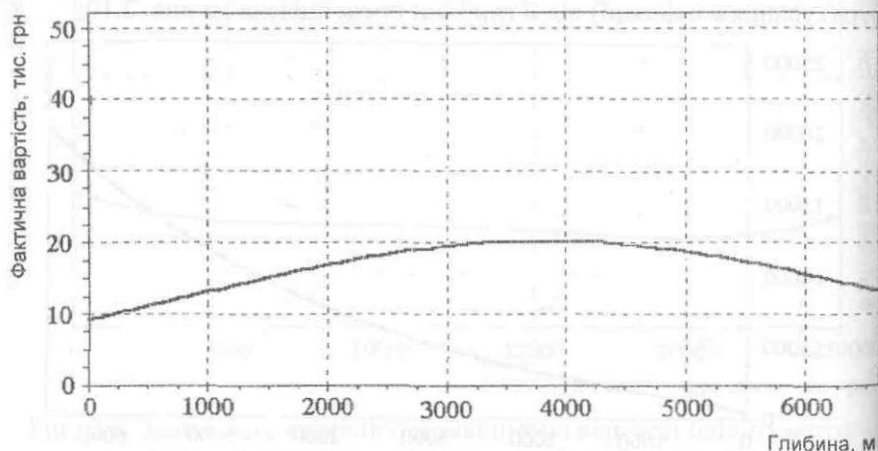


Рис. 2.12. Залежність фактичної вартості одного дня буріння свердловини (в цінах 2004 р. з урахуванням інфляції) від її глибини, тис. грн

13) залежність коефіцієнта завищення вартості одного дня буріння від вартості свердловини зазначена на рис. 2.13;

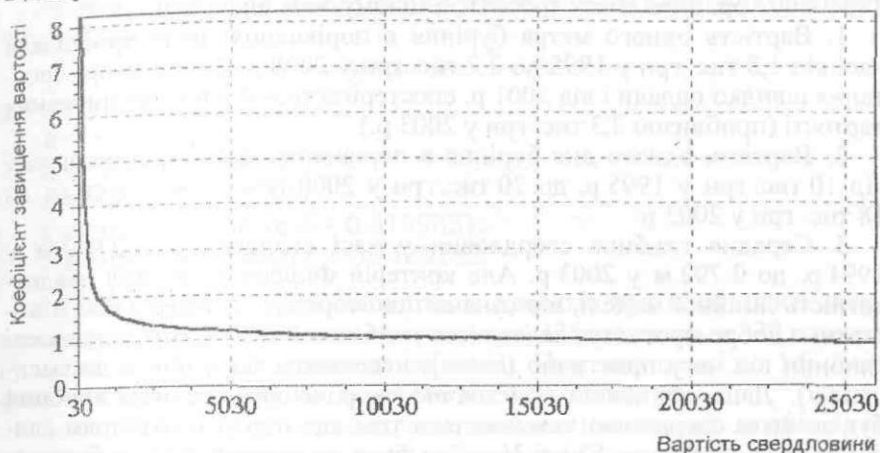


Рис. 2.13. Залежність коефіцієнта завищення вартості одного дня буріння від вартості свердловини в цінах 2004 р., тис. грн (з урахуванням інфляції)

14) залежність вартості свердловини від коефіцієнта завищення вартості одного дня буріння представлена на рис. 2.14.

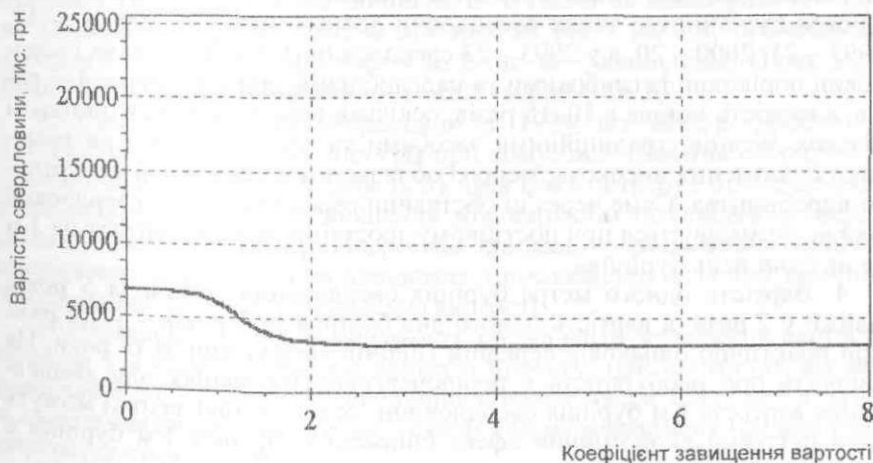


Рис. 2.14. Залежність вартості свердловини від коефіцієнта завищення вартості одного дня буріння

Дослідження динаміки та виявлених залежностей техніко-економічних показників будівництва свердловин у часовому інтервалі 1994–2003 рр. дало змогу зробити, в цілому, такі висновки:

1. Вартість одного метра буріння в порівняних цінах зростала в часі від 1,8 тис. грн у 1995 до 2,7 тис. грн у 2000 р. Темпи цього зростання швидко падали і від 2001 р. спостерігається поступове зниження вартості (приблизно 2,3 тис. грн у 2003 р.).

2. Вартість одного дня буріння в порівняних цінах зростає в часі від 10 тис. грн у 1995 р. до 20 тис. грн у 2000 році і зменшується до 18 тис. грн у 2003 р.

3. Середня глибина свердловин у часі спадаюча від 2 942 м у 1994 р. до 2 792 м у 2003 р. Але критерій Фішера встановив неадекватність лінійної моделі, що означає, що середня глибина 2 867 м достатньо добре прогнозує залежність глибини в часі (тобто залежності глибини від часу практично немає з невеликою тенденцією до зменшення). Дана обставина – незначне скорочення середньої глибини будівництва свердловин пояснюється тим, що поряд із бурінням глибоких свердловин на Сході України були розширені обсяги бурових робіт і на Заході (на території Івано-Франківської та Львівської областей). Свого часу – в 70–80-х рр. ХХ ст. тут було майже припинено будівництво нових свердловин через нерентабельність. Однак з 1995 р. у зв'язку з необхідністю розширення видобутку власного газу та підвищенням вартості газу до приблизно 50 дол. США, почалися роботи по дорозвідці та вилученню газу із уже частково виснажених родовищ. Глибина таких свердловин становить від 200 до 2 000 м. Обсяги будівництва таких свердловин досить значні (у 1994 р. – 11, 1997 – 21, 2000 – 20, а у 2003 – 23 свердловини). Глибина таких свердловин порівняно із глибокими та надглибокими менше лише у 4–5 разів, а вартість менше в 10–15 разів, оскільки вони будуються протягом кількох місяців, традиційними засобами та технологіями і не вимагають залучення високовартісного обладнання і технологій імпортного виробництва. Саме через ці обставини середня глибина свердловин майже не змінюється при постійному зростанні середніх витрат на 1 м та на один день буріння.

4. Вартість одного метра буріння свердловини зросла за 5 років майже у 2 рази, а вартість одного дня буріння за 7 років – у 1,8 рази при практично однаковій середній глибині свердловин за ці роки. Це свідчить про необхідність у першочергових інноваціях для здешевлення вартості 1 м буріння свердловини, оскільки такі заходи можуть дати суттєвий економічний ефект (зниження вартості 1 м буріння в 1,5–2 рази).

5. Виявлена наступна залежність коефіцієнта завищення кошторисної вартості проекту до фактичної вартості від часу. За 1994–

2003 рр. він спадає від 2 до 1,15 разів, що свідчить про підвищення якості планування виробничої діяльності бурових підприємств.

Зазначену залежність добре відображає модель у вигляді поліному 3-го порядку:

$$y = a + bx + cx^2 + dx^3,$$

де $a = 15\,599,453$;

$b = -10,436223$;

$c = -0,0012344906$;

$d = 1,2765202e-006$;

стандартна похибка $S = 0,3149631$;

коефіцієнт кореляції $r = 0,5439182$.

6. Максимальне значення вартості проектів при коефіцієнті завищення його вартості до фактичної рівному 1,125 становить до 20 млн грн (у цінах 2004 р. з урахуванням інфляції). При завищенні до 1,5 разів фактичні ціни проектів коливаються від 0 до 5 млн грн.

7. Слід зазначити, що найкраща знайдена залежність коефіцієнта завищення ціни проекту від реальної вартості (в цінах 2004 р. з урахуванням інфляції) показує значне падіння цього коефіцієнта при вартостях проекту від мінімальних до 3 млн грн (падає від 2 до 1,4), потім падіння дуже повільне (зі зниженням темпів цього падіння). Для максимальних вартостей (20 млн грн) цей коефіцієнт зменшується до 1,25.

8. Залежно від глибини свердловини коефіцієнт завищення вартості проектів поводить себе так: на всіх глибинах він у середньому більше 1 та менше 1,5. На глибинах 2–5 тис. м це практично 1,4–1,5; на глибинах від 0 до 2 тис. м він зростає від 1 до 1,4, причому до 1 тис. м – стрімко, а від 1 тис. м до 2 тис. м – повільніше. Після 5 до 6 тис. м – падає (зі збільшенням темпів падіння) до 1,2.

9. Реальна вартість свердловин з 1994 по 2002 р. зростає з 1,5 млн грн до майже 6,5 млн грн при тому, що глибина свердловин практично не змінюється (див. п. 3). Цей факт потребує більш детального аналізу. Таке співвідношення між вартістю та глибиною свердловин у часі вимагає першочергових інновацій у зменшення вартості свердловин для виявлення невідомих і послаблення всіх тих причин, які призвели до такого збільшення вартості.

10. Виявлена наступна залежність коефіцієнта завищення вартості буріння 1 м свердловини від вартості проекту: при вартостях від мінімальних до 3 млн грн це завищення швидко спадає від 2 до 1,4 рази, а далі це спадання повільне до 1,2 рази при максимальних (20 млн грн) вартостях свердловин.

11. Показано, що в часі (за роками) коефіцієнти завищення вартості 1 м буріння і вартості свердловин ведуть себе однаково.

12. Встановлено, що від глибини коефіцієнт завищення вартості буріння 1 м свердловини не залежить. Він складає практично 1,42 (з невеликою тенденцією до зростання при рості глибин).

13. Виявлена наступна залежність тривалості буріння свердловин від її глибини:

- при глибинах від 0 до 1 тис. м – зростає майже лінійно від 0 до півроку;
- при глибинах від 1 до 4 тис. м – повільно зростає практично лінійно від 0,5 року до року;
- при глибинах від 4 до 6 тис. м – стрімко зростає від 1 до 3-х років.

Відповідні дані наведені на рис. 2.15.

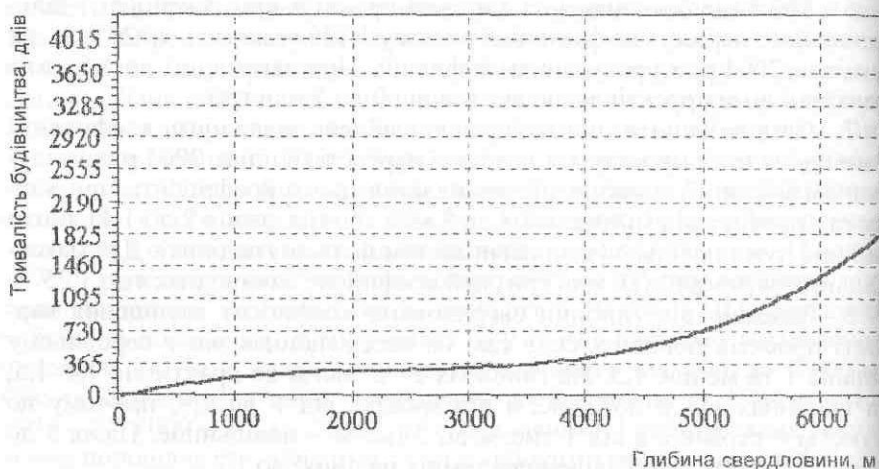


Рис. 2.15. Залежність тривалості (в днях) буріння свердловини від її глибини

Таким чином, цей аналіз підкреслює нагальну необхідність у інвестуванні, в першу чергу, в дослідження, спрямовані на визначення невідомих і послаблення негативного впливу відомих факторів, які на глибинах 4–6 тис. м значно збільшують терміни буріння свердловин.

14. Фактична вартість свердловин в залежності від глибини збільшується зі збільшенням темпів цього зростання, про що свідчать дані табл. 2.1.

Інновації, спрямовані на виявлення причин збільшення темпів зростання вартості свердловин і на зменшення темпів цього зростання, можуть дати суттєвий ефект. Як показує аналіз, їх доцільно віднести до першочергових.

Дані про співвідношення між глибиною свердловини та її вартістю

Фактична вартість свердловини, млн грн	Глибина свердловини, тис. м
1,5	1
2,5	2
5,0	3
7,0	4
11,5	5
17,0	6

15. При дослідженні залежності фактичної вартості 1 м буріння свердловини від її глибини встановлено, вона має дещо параболічний характер. При цьому на глибинах до 1 тис. м вартість 1 м буріння значно більша: від 2,4 тис. грн до 1,7 тис. грн. Це можна пояснити сталими витратами на свердловину, питома вага яких при збільшенні глибини падає. Мінімальне значення – 1,2 тис. грн на глибинах 1,5–2,5 тис. м. Після 3 тис. м іде зростання вартості метра (до 2 тис. грн при 4 тис. м та 2,7 тис. грн при 6 тис. м).

Аналіз показує, що найбільший ефект від інновацій може бути досягнутий за трьома напрямками: 1) на зменшення загальної вартості 1 м буріння свердловини; 2) на зменшення сталих витрат на свердловину; 3) на зменшення вартості свердловин глибиною більше 4 тис. м.

16. Залежність фактичної вартості одного дня буріння свердловини від глибини свердловини має загальну тенденцію до збільшення (від 12 тис. грн для свердловин глибиною 1 000 м до 20 тис. грн для свердловин глибиною 5 000 м). Далі до 6 000 м вартість дня поступово знижується, але це спричинено значним збільшенням тривалості будівництва свердловин із такою глибиною (до 3-х років). Тривалість буріння свердловин у часі практично не змінюється з роками (з невеликою тенденцією до росту в розмірі 4 дні на рік: 362,8 днів у 2000 р.).

17. Виявлена наступна залежність вартості свердловини від коефіцієнта завищення вартості одного дня буріння. При значенні коефіцієнта 0,7 крива має максимум – 6 млн грн; далі до 2 вартість свердловини знижується до 3,5 млн грн. А при вартості свердловин до 3 млн грн значення коефіцієнта стрімко зростає.

18. Залежність коефіцієнта завищення вартості одного дня буріння від вартості свердловини така: при зростанні вартості свердловини від мінімальних до 1,5 млн грн коефіцієнт стрімко падає від максимальних значень до 1,4; при подальшому зростанні вартості свердловини

до 3 млн грн – він падає до 1,3; у подальшому падіння повільне (зі зменшенням темпів падіння). При цьому коефіцієнт складає: при 6 млн грн – 1,2; при 14 млн грн – 1,1; при 20 млн грн – 1,0.

Серед виявлених тенденцій варто відмітити зменшення коефіцієнта завищення кошторисної (проектної) вартості будівництва свердловини порівняно з його фактичною вартістю. Це свідчить про підвищення якості економічних розрахунків вартості будівництва свердловин.

Однією з основних проблем будівництва свердловин, яка вимагає нагального вирішення, є значне збільшення вартості зведення свердловини. Адже середня вартість будівництва свердловин з 1994 по 1999 р. зростає з 1,5 млн грн до майже 6 млн грн (згідно з п. 9 висновків) при тому, що середня глибина пробурених свердловин практично не змінювалася. Заслуговує на увагу і проблема постійного підвищення вартості 1 м буріння свердловини, адже цей показник є одним із визначальних показників ефективності буріння. Викликає занепокоєння також стрімке зростання термінів будівництва свердловин глибиною понад 4 000 м (згідно з п. 13 висновків). У найближчому майбутньому обсяги буріння глибоких свердловин (4 000–6 000 м) мають зрости, через те що промислові поклади газу на менших глибинах практично вичерпані. А оскільки вартість одного дня буріння свердловини складає в середньому 15 тис. грн, то зростання терміну будівництва від 1 до 3-х років збільшує собівартість свердловини, як мінімум, на 11 млн грн. Скорочення термінів зведення свердловин є нагальною необхідністю для газовидобувних підприємств.

Таким чином, першочерговими напрямками інновацій слід визнати:

- на зменшення вартості буріння 1 м свердловини;
- на знаходження факторів, що зараз не враховуються, та послаблення дії виявлених факторів, які на глибинах 4–6 тис. м значно збільшують строки буріння свердловин;
- на виявлення факторів зростання темпів збільшення вартості свердловин залежно від глибини та зменшення темпів цього зростання;
- на зменшення сталих витрат на свердловину;
- на зменшення вартості будівництва свердловин глибиною понад 4 000 м.

Практична цінність проведених досліджень полягає у визначенні першочергових напрямів вкладення коштів, своєрідних «вузьких місць» процесу будівництва свердловин. Впровадження інновацій у визначених пріоритетних напрямках здатне забезпечити якісне підвищення ефективності процесу буріння свердловин, що дасть змогу прискорити процес їх будівництва. Скорочення терміну будівництва та введення свердловин в експлуатацію сприятиме прискоренню обо-

роту обігових коштів підприємства, скороченню кредиторської заборгованості. Прискорення процесу будівництва свердловин дасть змогу нарощувати річні обсяги будівництва свердловин, а отже, і обсяги видобутку природного газу.

2.2. Уточнення показників для оцінки ефективності вкладення коштів у газодобування

Ефективність будь-якого виду економічної діяльності можна визначити, використовуючи для цього необхідні економічні показники. Економічний аналіз володіє значним інструментарієм показників для дослідження ефективності господарської та інвестиційної діяльності підприємства. Однак для проведення якісного аналізу ефективності інноваційної діяльності підприємства таких інструментів на сьогоднішній день поки що недостатньо. Зокрема, існує потреба у показниках, які дають змогу визначити першочергові напрями інноваційної діяльності на підприємстві, своєрідні «вузькі місця» його господарської діяльності, вкладення в які порівняно незначних коштів призводить до суттєвого економічного ефекту. Однак в умовах жорсткого обмеження фінансових ресурсів газовидобувних підприємств і високої вартості позичкового капіталу зростає важливість ефективного аналізу інноваційної діяльності. Для підвищення ефективності аналізу інноваційної діяльності газовидобувного підприємства доцільно використовувати спеціально розроблені для цієї мети показники.

Зараз на підприємствах газодобувної галузі використовуються показники, які не в повній мірі відображають результативність вкладення коштів через недостатнє висвітлення ефективності саме інноваційного інвестування. Розширення обсягів інноваційної діяльності потребує формування належного інструментарію оцінки ефективності такої діяльності. Також виникає нагальна необхідність у розробці нових показників, використання яких здатне забезпечити інформаційне обґрунтування визначення пріоритетних напрямів впровадження інновацій для збільшення видобутку газу. Запропоновані показники призначені для поглиблення аналізу ефективності інноваційної діяльності газовидобувного підприємства.

Інформація, яку керівництво підприємства матиме змогу отримувати, застосовуючи такі показники, формуватиме базу для прийняття рішень щодо вибору пріоритетних напрямів інноваційного інвестування. Використання нових показників передбачає більш якісне дослідження інноваційного аспекту розвитку газовидобувних підприємств, що особливо актуально в умовах обмеженості інвестиційних коштів і нагальної необхідності підвищення ефективності діяльності

таких підприємств. Нові показники було запропоновано з метою визначення ефективності проведення модернізації діючих газових свердловин шляхом капремонту та порівняння прибутковості вкладення інвестиційних ресурсів у будівництво нових і модернізацію діючих свердловин.

До таких показників, зокрема, належать:

- приведена річна кількість модернізованих свердловин;
- резерв свердловин для модернізації;
- резерв видобутку газу зі свердловин, що можуть бути модернізовані;
- ефективність модернізації однієї свердловини;
- вартість газу з модернізованих свердловин;
- середня вартість модернізації, віднесена на приведену річну кількість модернізованих свердловин;
- реально можлива потреба додаткових капіталовкладень для завершення модернізації всіх свердловин;
- оцінка потреби додаткових вкладень для завершення модернізації всіх свердловин;
- оцінка кількості свердловин, що можуть бути відремонтовані за рахунок модернізації;
- ефективність вкладення грошей у модернізацію по відношенню до капітальних вкладень у будівництво нових свердловин (на одну свердловину).

Метою аналізу є дослідження ефективності інвестиційної діяльності газовидобувного підприємства з урахуванням інноваційної складової на базі застосування нових, запропонованих авторами, показників. Аналіз було проведено з використанням графічного методу досліджень.

Одним із найважливіших завдань газовидобувного підприємства є завдання збільшення видобутку газу, що розв'язується в умовах обмеженості фінансових ресурсів, і яке, як правило, вирішують при бажанні зменшити термін окупності інвестицій [122].

Нарощення видобутку газовидобувними підприємствами відбувається за рахунок двох шляхів:

- будівництва нових газових і газоконденсатних свердловин;
- модернізації діючих малодебітних або законсервованих газових свердловин шляхом здійснення капітального ремонту з використанням нових технологій і технічних засобів.

Необхідно також зазначити, що будівництво нових і модернізація діючих свердловин на сьогоднішній день не в змозі замінити, а лише доповнюють один одного. Необхідно знайти таке співвідношення між вкладенням коштів у будівництво нових свердловин і модернізацію

діючих, коли досягатиметься максимальний сукупний ефект для газовидобувного підприємства, тобто найбільший можливий видобуток природного газу при найменших інвестиціях.

Для визначення порівняльної ефективності кожного із зазначених підходів до видобутку газу необхідно обрати належні критерії їх оцінки. По-перше, з метою порівняння модернізації з будівництвом нових свердловин необхідно дослідити їх структуру. Наприклад, розглянемо кошторис стандартної свердловини, яка була пробурена у 2003 р. на Більче-Волицькому родовищі. Глибина свердловини становила 5 200 м, а кошторисна вартість будівництва (з ПДВ) – 22 млн 908 тис. грн. Склад кошторису мав наступний вигляд:

1. Підготовчі роботи (підготовка будівельного майданчика, будівництво під'їзних шляхів – 69,3 тис. грн.
2. Монтаж і демонтаж бурової вишки та коловишкових споруд – 376,1 тис. грн.
3. Буріння і кріплення свердловини – 9 906,3 тис. грн.
4. Випробування свердловини на продуктивність – 640,0 тис. грн.
5. Промислово-геофізичні роботи – 727,7 тис. грн.
6. Додаткові витрати – 254,6 тис. грн.
7. Накладні витрати (17,3 % від прямих витрат) – 2071,5 тис. грн.
8. Планові накопичення – 2 809,1 тис. грн.
9. Інші польові роботи та витрати (в т. ч. польове постачання, лабораторні роботи, рекультивация землі тощо) – 2 415,0 тис. грн.
10. Проектно-експертні роботи (в т. ч. плата за розміщення відходів) – 400,0 тис. грн.

Крім того, в загальну вартість свердловини включаються відрахування до резерву непередбачуваних витрат у розмірі 5 % від кошторисної вартості будівництва свердловини, відрахування до інноваційного фонду – 1 % від кошторисної вартості, податок на додану вартість та вартість будівництва водної свердловини для технічного водопостачання будівництва свердловини на газ.

Як видно із наведених даних, найбільшу питому вагу мають витрати на буріння свердловини – не менше 50 % від прямих витрат на свердловину. Значну частку займають також витрати на геофізичні роботи, рекультивацию земель, розміщення відходів. Такий вигляд має типовий кошторис будівництва газової свердловини глибиною 5 000 – 5 500 м.

Щодо модернізації, то скласти її типовий кошторис не представляється можливим через ту обставину, що структура робіт при модернізації свердловини залежить від причин виходу свердловини з робочого стану, тобто від причин падіння видобутку газу. Такі причини можуть бути різні. Від простого перекирвання стовбура сверд-

ловини вибуреною породою – глиною, аргілітами (так звана «пробка», для ліквідації якої достатньо просто підготувати для свердловини буровий промивальний розчин необхідної рецептури і вимити ним цю «пробку») до виснаження зони продуктивного пласта навколо свердловини або закупорювання тріщин і пор у породі, через які газ попадає із породи у свердловину (в такому разі необхідно здійснювати гідророзрив пласта або його кислотну обробку, або навіть бурити невеликий горизонтальний інтервал довжиною до кількох сотень метрів). Зрозуміло, що якщо приготування відповідного промивального розчину та промивка ним свердловини обходиться газовидобувному підприємству в середньому у 80–100 тис. грн, то забурування горизонтального стовбура може коштувати кілька мільйонів гривень. Отже, порівняння лише показників витрат на будівництво нової свердловини та модернізацію діючої не в змозі повною мірою відобразити порівняльну ефективність кожного з видів діяльності через значну специфіку та різну вартість виробничих операцій для кожного з цих напрямів вкладення коштів.

Відповідно, малоефективним також буде використання суто натуральних показників у вигляді витрат матеріальних ресурсів, часу або витрат праці через використання різних технологій та технічних засобів і матеріальних ресурсів у процесі будівництва нової та модернізації діючої свердловини.

На думку авторів, одним з небагатьох натуральних показників, які доцільно застосувати для порівняння ефективності вкладення коштів у будівництво нових і модернізацію діючих свердловин, може виступити обсяг додатково видобутого природного газу. Відповідно, за мірило ефективності вкладення коштів варто прийняти величину витрат на видобуток кожної додаткової одиниці (тисячі кубометрів) природного газу за рахунок введення нових свердловин і модернізації діючих експлуатаційних свердловин. Для порівняння переваг двох зазначених напрямів розширення видобутку газу доцільно дослідити деякі економічні показники газопромислового управління (ГПУ) «Полтавагазовидобування» за період 1996–2003 рр. (систему показників наведено в табл. 2.2, розміщений в кінці розділу, нові показники виділені у ній жирним шрифтом). Для цього необхідно ввести ряд нових показників і розрахувати їх значення:

- приведену річну кількість модернізованих шляхом капітального ремонту свердловин (рядок 3 табл. 2.2) як ефективність модернізації, поділену на середній дебіт такої свердловини;

- резерв свердловин для модернізації (рядок 4 табл. 2.2) як різницю кількості свердловин, що підлягають модернізації (рядок 2 табл. 2.2) та приведеної річної кількості модернізованих свердловин. Результати розрахунків наведені у табл. 2.2.

Таблиця 2.2

Вихідні дані та запропоновані показники для оцінки ефективності інвестиційної діяльності газовидобувного підприємства

№ п/п	Назва показника	Роки							
		1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
1	Введення в експлуатацію нових газових свердловин, шт.	18	22	24	21	25	27	22	24
2	Капітальний ремонт свердловин, що простоюють, шт.	28	33	40	40	45	45	52	62
3	Приведена річна кількість модернізованих свердловин (ефективність модернізації / середній дебіт), шт.	6,20	14,30	7,76	8,20	16,19	10,93	14,95	35,89
4	Резерв свердловин для модернізації, шт.	21,8	18,7	32,24	31,8	28,81	34,07	37,05	26,11
5	Додатковий видобуток газу від вводу нових свердловин, млн м ³	126,90	134,00	137,00	170,20	435,00	325,96	218,78	205,99
6	Ефективність модернізації, млн м ³	142,0	284,9	144,8	149,3	286,6	178,4	231,9	530,6
7	Резерв видобутку газу зі свердловин, які можуть бути модернізовані, млн м ³	498,79	372,76	601,26	579,24	510,01	555,80	574,75	385,92
8	Видобуток газу, всього, млн м ³	5 524,14	9 270,4	9 237,4	9 671,5	15 093,3	14 941,9	14 948,8	17 971,0
9	Середній дебіт модернізованої свердловини (ефективність однієї свердловини / 365 · 1 000), тис. м ³ на добу	62,7	54,6	51,1	49,9	48,5	44,7	42,5	40,5
10	Середній дебіт свердловини (видобуток / кількість свердловин / 365 · 1 000), тис. м ³ на добу	37,37	32,29	30,8	29,39	28,65	26,29	25,49	24,49

№ п/п	Назва показника	Роки							
		1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
11	Середній дебіт працюючих свердловин (видобуток / кількість працюючих свердловин / $365 \times 1\,000$), тис. м^3 на добу	44,25	38,9	36,96	36	33,54	32,55	30,88	29,67
12	Ефективність модернізації однієї свердловини, (ефективність модернізації / приведена річна кількість модернізованих свердловин), млн м^3	22,89	19,93	18,65	18,21	17,7	16,32	15,51	14,78
13	Обсяг капіталовкладень на додатковий видобуток $1\,000 \text{ м}^3$ газу з нових свердловин, тис. грн	0,852	1,368	2,661	2,044	1,224	0,752	1,140	0,953
14	Собівартість газу, грн/тис. м^3	17,34	20,85	22,5	29,51	40,84	39,29	67,57	77,76
15	Вартість газу з модернізованої свердловини, грн/ тис. м^3	28,73	18,68	68,06	74,77	40,61	49,14	40,82	22,83
16	Витрати на видобуток газу без модернізації (обсяг капіталовкладень / (видобуток мінус ефективність модернізації), грн/ тис. м^3	20,08	39,48	76,28	72,21	110,81	51,44	99,20	122,54
17	Середня вартість введення однієї нової свердловини (капіталовкладення на кількість нововведених свердловин), млн грн	6,0	8,33	15,19	16,57	21,31	9,076	21,27	24,54

№ п/п	Назва показника	Роки							
		1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
18	Середня вартість модернізації, віднесена на приведену річну кількість модернізованих свердловин, млн грн	0,66	0,37	1,27	1,36	0,72	0,80	0,63	0,34
19	Середня вартість нової свердловини, млн грн	5,23	7,2	6,39	8,22	7,99	9,08	11,33	8,18
20	Реально можлива потреба додаткових вкладень для проведення модернізації всіх свердловин (резерв свердловин, помножений на вартість модернізації, що віднесена на приведену річну кількість модернізованих свердловин), млн грн	14,33	6,96	40,92	43,31	20,71	27,31	23,46	8,81
21	Оцінка потреби додаткових вкладень для завершення модернізації всіх свердловин (резерв свердловин, помножений на вартість однієї модернізації), млн грн	9,24	8,67	5,73	7,25	5,19	6,64	6,75	5,10
22	Середня вартість однієї модернізації, млн грн	0,424	0,464	0,178	0,228	0,180	0,195	0,182	0,195
23	Всього свердловин газових і газоконденсатних, шт.	405	418	438	463	487	515	532	556
24	Кількість свердловин, що можуть бути модернізовані за рахунок кап. вкладень (кап. вкладення / вартість однієї модернізації), шт.	254,87	395,43	2052,5	1526,5	2959,1	1258,0	1369,6	1005,0

№ п/п	Назва показника	Роки							
		1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
25	Оцінка кількості свердловин, що можуть бути модернізовані за рахунок кап. вкладень (кап. вкладення / вартість модернізації, що віднесена на приведену річну кількість модернізованих свердловин), шт.	164,34	492,25	287,18	255,46	740,97	305,67	393,73	581,84
26	Ефективність вкладення коштів у модернізацію порівняно з кап. вкладеннями в будівництво нових свердловин, раз	12,34	15,53	35,96	36,06	44,38	46,61	62,23	41,87
27	Частка резерву видобутку газу в його загальному видобутку, %	9,03	7,57	12,21	11,66	10,01	11,25	11,61	7,76
28	Частка додаткового видобутку (за рахунок нових свердловин) у загальному видобутку газу, %	2,30	2,72	2,78	3,43	8,54	6,60	4,42	4,14
29	Відношення частки резерву в видобутку за рахунок модернізації до частки додаткового видобутку (за рахунок нових свердловин) у загальному видобутку газу, раз	3,93	2,78	4,39	3,4	1,17	1,71	2,63	1,87
30	Відношення середньої вартості однієї модернізації свердловини до вартості нової свердловини, %	8,11	6,44	2,78	2,77	2,25	2,15	1,61	2,39

№ п/п	Назва показника	Роки							
		1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
31	Відношення вартості газу з модернізованої свердловини до собівартості газу, раз	1,66	0,9	3,02	2,53	0,99	1,25	0,60	0,29
32	Недіючий фонд свердловин, шт.	19	36	30	39	45	55	59	72
33	Свердловини, які простоюють після буріння, шт.	11	8	13	22	0	23	13	8
34	У консервації свердловини, шт.	33	27	30	24	26	21	21	17
35	Обсяг капітальних вкладень, млн грн	108,06	183,28	364,53	347,89	532,63	245,05	468,00	589,01
36	Витрати на модернізацію свердловин, млн грн	4,080	5,323	9,855	11,163	11,638	8,766	9,467	12,114
37	Вартість свердловин, млн грн	94,16	158,34	153,28	172,58	199,71	223,16	245,62	268,06
38	Середній видобуток газу із нових свердловин, млн м ³	7,05	6,09	5,71	8,10	17,40	12,07	9,94	8,58

На рис. 2.16 наведені показники, які характеризують обсяги будівництва нових і модернізації діючих свердловин у натуральному вираженні.

Значення за 1996–2003 рр. показників, які представлені на рис. 2.16, переконливо свідчать, що резерв свердловин для модернізації завжди більший (крім 1997 р.), ніж кількість нових свердловин, які вводяться в експлуатацію. Резерв видобутку газу зі свердловин, що можуть бути модернізовані (рядок 7 табл. 2.2), можна визначити як добуток середнього дебіту таких свердловин на резерв свердловин для модернізації і на 365 діб за рік. Значення показників видобутку на рис. 2.17 показує, що резерв видобутку значно перевищує ефективність модернізації, додатковий видобуток від вводу нових свердловин (часто разом узятих) і складає значну частину видобутку газу.

Середній дебіт модернізованих свердловин відомий з економічних показників, але може бути розрахований (числа збігаються) як добова ефективність модернізованої свердловини, виражена в тис. м³ [116]. Середній дебіт свердловини розраховують як річний видобуток газу,

віднесений на кількість свердловин і на 365 діб, виміряний у тис. м³. Середній дебіт працюючих свердловин розраховують аналогічно, використовуючи кількість працюючих свердловин (кількість свердловин всього мінус кількість свердловин у недіючому фонді, в консервації, а також тих, що простоюють в очікуванні після буріння).



Рис. 2.16. Газові свердловини, які введені в експлуатацію, ті, що модернізуються та загальний обсяг свердловин, які підлягають модернізації

Постійне скорочення середнього дебіту працюючих свердловин (який включає в себе дебет як модернізованих, так і нововведених свердловин поряд з іншими діючими свердловинами) свідчить про те, що введення нових свердловин поки що не може переломити негативну тенденцію постійного скорочення обсягів видобутку газу. Зараз видобуток газу із діючих свердловин скорочується в більших обсягах, ніж видобувається газу із нововведених свердловин. До того ж, питома вага видобутку газу з нововведених свердловин є незначною порівняно з загальним обсягом видобутку газу по підприємству. Відповідно до даних, наведених у рядку 28 табл. 2.2, питома вага видобутку газу із нових свердловин становила за період

1996–2003 рр. всього 2,3–8,5 % від загального щорічного видобутку газу підприємством, а у 2003 р. даний показник склав лише 4,14 %.

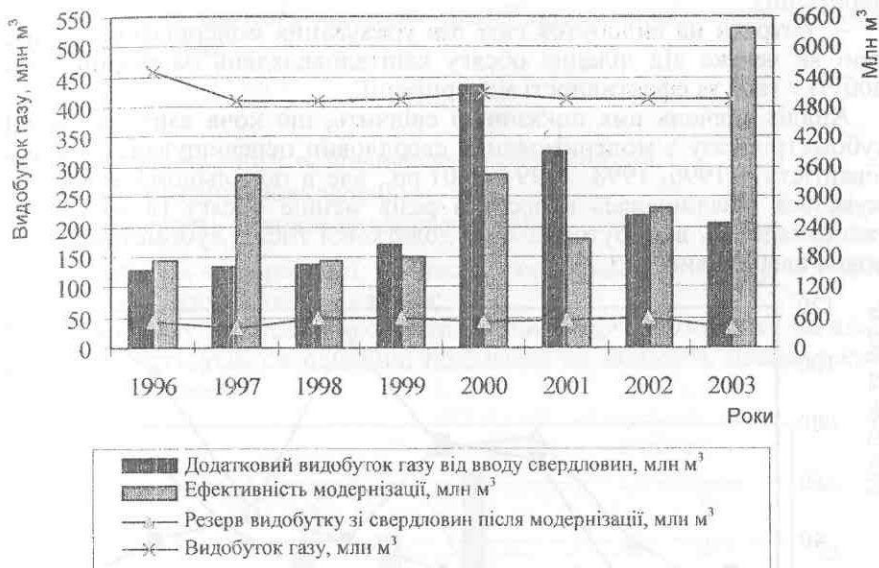


Рис. 2.17. Видобуток газу, його збільшення і резерв видобутку

Ефективність модернізації однієї газової свердловини (рядок 12 табл. 2.2) визначається як частка від ділення загальної ефективності модернізації (виражена обсягом додатково видобутого газу) на приведену річну кількість модернізованих свердловин. Хоч ця величина за п'ять років, що розглядаються, дещо зменшилась порівняно з 1996 р. (що є закономірним, бо існує постійний спад продуктивності свердловин у часі), але і в 2003 р. вона становила 14,78 млн м³ газу на рік, що в 1,72 рази перевищує середній дебіт нової свердловини.

Для аналізу ефективності капіталовкладень необхідно розрахувати обсяг капітальних вкладень, віднесений до додаткового видобутку однієї тисячі кубометрів газу з нововведених свердловин (рядок 13 табл. 2.2). Дана величина спочатку зростала від 0,85 тис. грн у 1996 до 2,66 тис. грн у 1998 р., а потім знизилася до 0,95 тис. грн у 2003 р. Це значно перевищує ціну газу, за якою газовидобувні підприємства передають його державі (близько 50 дол. США або 270 грн), і свідчить про збитковість поточної інвестиційної діяльності.

У зв'язку з цим, варто проаналізувати показники, представлені на рис. 2.18:

— собівартість газу;

– вартість газу з модернізованих свердловин (рядок 15 табл. 2.2), знайдено як витрати на модернізацію, віднесені до ефективності модернізації);

– витрати на видобуток газу без урахування модернізацій, обчислені як частка від ділення обсягу капіталовкладень на різницю видобутку газу та ефективності модернізації.

Аналіз значень цих показників свідчить, що хоча вартість тисячі кубометрів газу з модернізованих свердловин перевищувала його собівартість у 1996, 1998, 1999 і 2001 рр., але в подальшому вона знижувалася і залишалась в десятки разів менше обсягу (в грн) капіталовкладень у видобуток кожної додаткової тисячі кубометрів газу з нових свердловин.



Рис. 2.18. Витрати на видобуток газу та його собівартість

Значне скорочення витрат на видобуток газу в 2001 р. пов'язане з суттєвим зменшенням обсягів інвестування у будівництво свердловин у цьому році. Дана ситуація спричинена наявністю величезного податкового боргу у підприємства, більшу частину якого ГПУ «Полтавагазвидобування» погасило у протягом 2001 р. — всього на суму близько 350 млн грн. Як наслідок, значна частина чистого прибутку газопромислового управління замість вкладення у розвиток підприємства була спрямована на розрахунки з бюджетом з метою ліквідації заборгованості, що виникла ще у 1999 р.

Проаналізуємо значення показників, наочно представлених гістограмами на рис. 2.19. Для цього необхідно обчислити наступні показники:

- 1) середня вартість введення однієї нової свердловини за такою формулою:

$$P_H = \frac{K}{N_H}$$

де P_H – середня вартість нововведеної свердловини;

K – обсяг капіталовкладень;

N_H – кількість нововведених свердловин;

- 2) вартість модернізації, віднесена на приведену річну кількість модернізованих свердловин;
- 3) відносну вартість нової свердловини, що одержана як загальна вартість усіх свердловин, поділених на кількість нововведених свердловин.

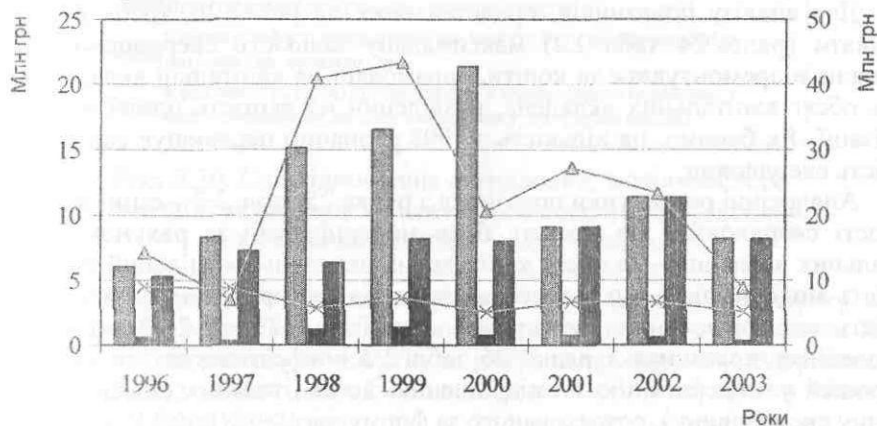


Рис. 2.19. Вартість свердловини та її модернізації, а також потреба у вкладеннях для завершення модернізації

Порівнюючи ці показники, маємо дані, які свідчать про те, що вартість модернізації, віднесена на приведену річну кількість модернізованих свердловин (що дає, як правило, величину більшу, ніж вартість однієї модернізації) у декілька разів (від 7,9 у 1996 до 24,1 у 2003 рр.) менше вартості нової свердловини та ще менше (від 9 у 1996 р. до 72,2 рази в різні роки) від капітальних вкладень, віднесених на кількість нововведених свердловин;

- 4) рядок 20 (табл. 2.2) – реально можлива потреба додаткових вкладень для завершення модернізації всіх свердловин, визначена як резерв свердловин для модернізації, перемножений на загальну вартість модернізації, що поділена на приведену річну кількість модернізованих свердловин;
- 5) рядок 21 (табл. 2.2) – оцінка потреби додаткових вкладень для завершення модернізації всіх свердловин, одержана як резерв свердловин модернізації, перемножений на вартість однієї модернізації.

Для аналізу показників, представлених на рис. 2.20, треба розрахувати (рядок 24 табл. 2.2) максимальну кількість свердловин, що можна відремонтувати за кошти, спрямовані на капітальні вкладення, як обсяг капітальних вкладень, розділений на вартість однієї модернізації. Як бачимо, ця кількість з 1998 р. значно перевищує всю кількість свердловин.

Аналогічні розрахунки показника з рядка 25 табл. 2.2 – оцінки кількості свердловин, що можуть бути модернізовані за рахунок капітальних вкладень – це обсяг капітальних вкладень, розділений на вартість модернізації, що віднесена (поділена) на приведену річну кількість модернізованих свердловин. Графіком на рис. 2.20 показана поведінка показника з рядка 26 табл. 2.2 – ефективності вкладення грошей у модернізацію по відношенню до капітальних вкладень (на одну свердловину), розрахованого за формулою:

$$E_{\Pi} = \frac{P_H}{P_M},$$

де E_{Π} – порівняльна ефективність вкладення коштів у модернізацію;
 P_H – середня вартість нововведеної свердловини;
 P_M – середня вартість однієї модернізації.

Як бачимо, ця ефективність за 8 років зростає: від 12,3 раз у 1996 р. до 62,2 рази в 2002 р. Тобто, за 7 років ефективність вкладення коштів у модернізацію свердловин у співвідношенні вкладені кошти/отриманий додатково видобуток газу зросла у 5 разів.



Рис. 2.20. Співвідношення свердловин, можливості їх модернізації за рахунок капітальних вкладень та ефективність вкладення коштів у модернізацію

Рис. 2.21 дає змогу проаналізувати частку резерву видобутку за рахунок модернізації та за рахунок введення нових свердловин. Як бачимо, частка резерву видобутку за рахунок проведення модернізації за кожен рік у кілька разів більша. Зауважимо, що ці частки обчислюються за формулою:

$$D = \frac{R_m(n)}{Q_r},$$

де D – частка резерву видобутку газу;

$R_m(n)$ – резерв видобутку газу за рахунок модернізації (чи введення нових свердловин);

Q_r – загальний обсяг видобутку газу як частка від ділення, відповідно, резерву видобутку за рахунок модернізації (або додаткового видобутку з нововведених свердловин, відповідно) на видобуток газу.

Значення середньої вартості модернізації свердловини та середньої вартості будівництва нової свердловини розраховані в табл. 2.2. Вони

отримані шляхом ділення, відповідно, загальних витрат на будівництво нових свердловин на кількість нововведених свердловин і загальних витрат на модернізацію свердловин на кількість модернізованих свердловин для кожного року із досліджуваного періоду.

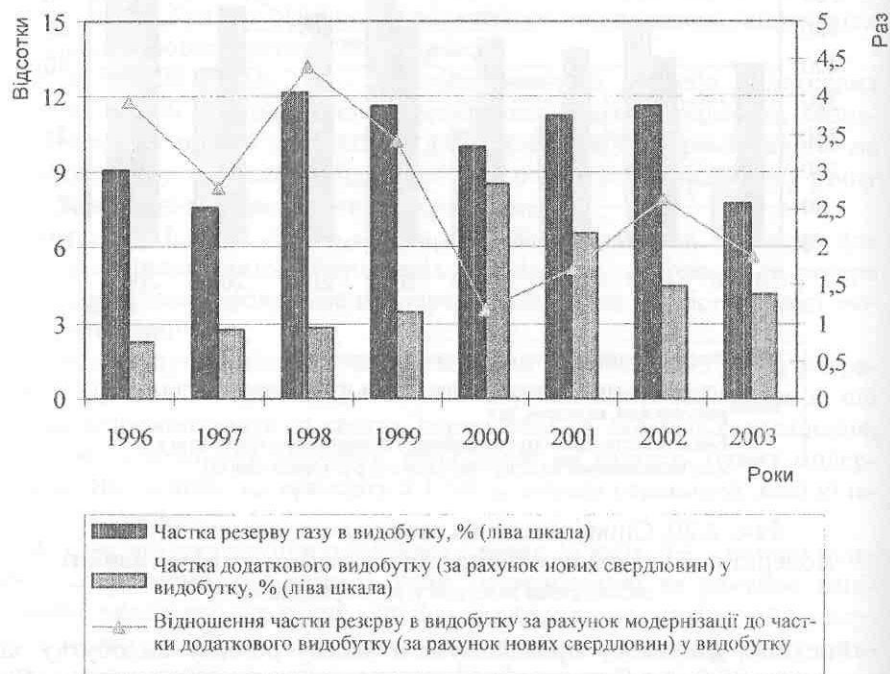


Рис. 2.21. Порівняння частки резерву видобутку за рахунок модернізації з часткою видобутку з нових свердловин

Показники, що представлені на рис. 2.22, також наглядно підкреслюють переваги проведення модернізації свердловин поряд із будівництвом нових газових свердловин. Так, значення середньої вартості однієї модернізації порівняно із вартістю новозбудованої свердловини (виражене у %) постійно зменшується від 8,11 до 2,39 %. Це свідчить про постійне зростання вартості будівництва нових свердловин. А середній дебіт модернізованої свердловини значно перевищує середній дебіт нової свердловини. Тобто з точки зору нарощення обсягів видобутку газу, значно дешевше вкладати кошти у модернізацію, ніж у будівництво нових свердловин.

Також графік свідчить про те, що витрати на видобуток газу за рахунок модернізації (тобто вартість газу, отриманого після проведення

модернізації свердловин) після досягнення свого максимального значення у 1999 р. постійно знижуються і у 2003 р. становлять лише 29 % від загальної собівартості видобутого газу. Таке співвідношення між вартістю видобутого газу із модернізованих свердловин і загальною собівартістю видобутку газу можна пояснити наступним чином. Зазвичай, модернізації підлягають свердловини із законсервованого фонду, або свердловини, продуктивний дебіт яких наскільки низький, що вони є повністю збитковими. Це свердловини, які вже тривалий час перебувають в експлуатації, їх вартість повністю або майже повністю відамортизована. Проведення модернізації свердловин дає цим свердловинам «друге дихання» і вони знову деякий час працюють продуктивно. Звичайно, такий період продуктивної роботи триває недовго – не більше кількох років, тоді як нововведена свердловина здатна продукувати газ протягом десятків років. Виключенням є модернізація у вигляді забурювання бічних або похилоспрямованих стовбурів із експлуатаційної колони вертикальної діючої свердловини, але такий вид модернізації через технологічну складність, необхідність використання спеціального обладнання та спеціально навченого персоналу на сьогоднішній день здійснюється вибірково на окремих свердловинах.



Рис. 2.22. Порівняння показників ефективності модернізації свердловин

Витрати на модернізацію свердловини є незначними порівняно з вартістю нової свердловини через те, що модернізація відбувається в уже побудованій діючій чи законсервованій експлуатаційній свердловині, яка давно пробурена й оснащена відповідним обладнанням. Модернізація шляхом проведення капітального ремонту полягає у виконанні певного, обумовленого конкретними геологічними та промисловими обставинами, комплексу робіт у свердловині з використанням нових технічних та технологічних засобів з метою повернення їй продуктивності. Модернізація, у переважній більшості випадків, не вимагає проведення бурових робіт, які займають від 55 до 65 % загальної вартості прямих витрат на будівництво свердловини. Також немає необхідності проводити роботи з облаштування майданчика, рекультивациі земель. Скорочуються витрати на промислово-геофізичні роботи, транспортування вахт, витрати на розміщення відходів (дана стаття витрат для свердловини глибиною 5 200 м складає не менше 400 тис. грн при загальній вартості свердловини 22 млн 700 тис. грн у цінах 2003 р.). Відповідно, скорочуються обсяги накладних витрат, резерву непередбачуваних витрат і податків, що включаються до кошторисної вартості проведення робіт. До того ж, термін проведення модернізації триває залежно від виду робіт від кількох тижнів до кількох місяців, у той час, як будівництво глибоких свердловин триває від одного до трьох років. Як наслідок, вартість газу із модернізованої свердловини виявляється значно дешевішою за вартість газу із діючої свердловини, а тим більше із нововведеної свердловини.

Отже, вкладення грошей у модернізацію свердловин ефективніше, ніж нововведення свердловин, збільшує обсяг додаткового видобутку газу та дебіт свердловин, а також покращує інші (крім собівартості газу) економічні показники газовидобувних підприємств. Єдиною негативною обставиною в даному випадку виступає обмеження у кількості придатних для капітального ремонту свердловин. Адже резерв недіючих свердловин, які ще містять промислові поклади природного газу, на газовидобувних підприємствах досить незначний порівняно з загальним парком свердловин (наприклад, у 2000 р. фонд недіючих і законсервованих свердловин, з частини яких формується даний резерв, складав 81 свердловину, а загальна кількість газових і газоконденсатних свердловин становила 487 одиниць). Тому, незважаючи на високу ефективність інвестування модернізації, вона не може повністю замінити будівництво нових газових свердловин.

При прийнятті управлінського рішення про вкладення обмежених інвестиційних ресурсів у кожному конкретному випадку виникає необхідність у використанні надійного засобу порівняння ефективності будівництва нової свердловини чи модернізації уже існуючої. Таким

ефективним інструментом може бути, на думку авторів, певне математичне співвідношення, що дає змогу порівнювати очікуваний прибуток від видобутку газу із новозбудованої свердловини з прибутком від видобутку газу із уже діючої свердловини, яка модернізована внаслідок капітального ремонту.

На ефективність вкладення коштів у будівництво нової або модернізацію діючої свердловини впливають наступні фактори:

- 1) очікуваний обсяг видобутого газу на рік у грошовій оцінці (зазвичай дебіт свердловини визначається на один майбутній рік експлуатації);
- 2) прогнозна кількість років експлуатації новозбудованої чи модернізованої газової свердловини, тобто той період часу, за який вона може давати природний газ;
- 3) також, безперечно, вартість проведеного будівництва чи модернізації свердловини. Дана вартість складатиме основну частину собівартості видобутку газу. Поточні витрати на перекачування газу, підтримання пластового тиску, оплату роботи персоналу будуть приблизно однаковими як для новозбудованої, так і для модернізованої свердловини, тому автори пропонують їх не враховувати як такі, що не впливають на надійність оцінки ефективності вкладення коштів;
- 4) наступний фактор, який варто врахувати, це фактор ризику. Адже може виявитися так, що запланований видобуток газу може виявитися меншим, ніж очікуваний, або свердловина взагалі може виявитися «сухою». Треба зазначити, що ризик є більш високим при будівництві нових свердловин, ніж при модернізації уже діючих. Це пов'язано, передусім, з меншою обізнаністю щодо майбутніх гірничо-геологічних умов експлуатації, пластових тисків на глибині, потенційної небезпеки обводнення свердловини тощо. Адже при модернізації інвестори мають справу з уже побудованою свердловиною і можуть прогнозувати процеси, які відбуваються на глибині, та очікуваний видобуток газу з більшою надійністю, ніж при будівництві нової свердловини.

Тому, на нашу думку, співвідношення таке:

$$\frac{Q_M \cdot T_M}{C_M} K_M \geq \frac{Q_H \cdot T_H}{C_H} K_H,$$

де Q_M і Q_H – запланований річний обсяг видобутку газу у грошовій оцінці відповідно з модернізованої та нової свердловини;
 T_M і T_H – прогнозна кількість років експлуатації модернізованої та нової свердловини;

C_m і C_n – вартість проведення модернізації діючої і будівництва нової свердловини;

K_m і K_n – коефіцієнт ризику вкладення коштів відповідно у модернізацію діючої та будівництво нової свердловини.

Введення у формулу коефіцієнтів ризику є доцільним через різний його ступінь при будівництві нових і модернізації діючих свердловин. Нову свердловину бурять у менш досліджених гірничо-геологічних умовах, що значно утруднює прогнозування рентабельності її експлуатації. У той же час, при модернізації інвестор забезпечений більш надійною і достовірною інформацією про наявність та потужність газонасних покладів, адже дана свердловина раніше вже працювала, що дає можливість накопичити більш надійну інформаційну базу для прогнозу про її подальшу експлуатацію. Окрім того, будівництво нових свердловин завжди пов'язане з більшим ступенем ризику щодо аварій, які можуть відбутися при бурінні свердловин. Адже буріння – це найбільш складний процес у ході зведення свердловини. Натомість, процес модернізації свердловини не завжди вимагає проведення бурових робіт. Якщо ж такі роботи проводяться, то їх обсяг значно менший, ніж при будівництві нової свердловини. Саме ці два моменти і визначають основну відмінність у ступенях ризику при будівництві нових і модернізації діючих свердловин.

Очевидно, що прибутковість вкладення коштів у модернізацію діючих свердловин має бути, як мінімум, не меншою за прибутковість інвестицій у будівництво нових свердловин. У таких випадках менеджмент газовидобувного підприємства може прийняти обґрунтоване рішення про здійснення модернізації газових свердловин. Відповідно, даним розрахункам має передувати розробка техніко-економічного обґрунтування та аналіз геологічних умов у кожному конкретному випадку будівництва нової чи модернізації діючої свердловини.

Сформульовані в даному розділі роботи висновки отримано за допомогою застосування нових показників для аналізу ефективності інвестиційної діяльності газовидобувного підприємства та моделі порівняння прибутковості вкладення коштів у будівництво нових і модернізацію діючих газових свердловин. Дані показники та запропонована модель призначені для забезпечення керівництва газовидобувного підприємства надійною інформацією щодо визначення та обґрунтування пріоритетних напрямів інноваційної діяльності.

У даному випадку модернізацію діючих експлуатаційних газових свердловин доцільно розглядати в аспекті запропонованого в роботі нового визначення поняття «інноваційна діяльність». З урахуванням специфіки виробничого та інвестиційного процесів у газодобувній

галузі саме модернізація свердловин може виступити таким багатообіцяючим напрямом отримання значного корисного ефекту (прибутку) з використанням принципово нових засобів наукового, техніко-технологічного, організаційного або іншого характеру.

Практична цінність використовуваних нових показників полягає у більш якісному інформаційному забезпеченні управління інноваційною діяльністю газовидобувного підприємства в умовах значної економічної невизначеності, притаманної такій діяльності. Також виконано економічне обґрунтування переваги проведення модернізації свердловин порівняно із будівництвом нових газових і газоконденсатних свердловин.

Викладені в роботі висновки та запропоновані нові показники можуть використовуватися на підприємствах газодобувної галузі для визначення пріоритетних напрямів інноваційної діяльності, одним з яких може стати здійснення модернізації свердловин. У цілому застосування викладених у даному розділі пропозицій здатне підвищити обґрунтованість інвестиційних рішень, що приймаються менеджментом газовидобувних підприємств, які входять до складу Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України».

2.3. Обґрунтування методами системного аналізу необхідності коригування стратегії розвитку газовидобувних підприємств

Найважливішим завданням для газовидобувних підприємств України є скорочення темпів падіння видобутку газу, стабілізація і нарощування його видобутку. На це спрямовані зусилля фахівців підприємств і відповідні капіталовкладення.

Для прогнозування розвитку газовидобувних підприємств доцільно проаналізувати стан їхніх економічних показників. Метою аналізу є перевірка відповідності задекларованих пріоритетів розвитку реальним можливостям газовидобувних підприємств. Дослідження виконано із застосуванням графічного методу – для аналізу собівартості газу та прибутку газовидобувного підприємства та кореляційного методу – для визначення динаміки та прогнозування зміни собівартості видобутого газу, а також вартості його видобутку з модернізованої свердловини.

Аналіз виконано на основі показників господарської діяльності газопромислового управління (ГПУ) «Полтавагазвидобування». Також змодельовано розвиток економічної системи підприємства при наявних тенденціях на найближчий час. На основі застосованої при аналізі інформаційної інновації показано, як доцільно переорієнтувати

стратегію ГПУ «Полтавагазвидобування» для отримання в майбутньому прийнятних економічних показників [125].

Аналіз ґрунтується на вивченні показників діяльності ГПУ «Полтавагазвидобування» за період 1996–2003 рр. (див. табл. 2.3), а також дослідженні тенденцій їх зміни протягом даного проміжку часу у співставлених цінах. Для проведення аналізу необхідно дослідити (рис. 2.23) вартісні показники ефективності газовидобутку та зміну собівартості видобутку однієї тисячі кубометрів газу в часі, вартість тисячі кубометрів газу з модернізованої свердловини, витрати на видобуток однієї тисячі кубометрів газу (табл. 2.4).

Таблиця 2.3

**Показники господарської діяльності ГПУ
«Полтавагазвидобування» за період 1996–2003 рр.**

№ п/п	Назва показника	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
1	Обсяг капі- тальних вкладень, млн грн	108,06	183,28	364,53	347,89	532,63	245,05	468,00	589,01
2	Видобуток газу, млн м ³	5 524,1	4 927,0	4 923,7	4 967,1	5 093,3	4 941,9	4 948,8	4 971,0
3	Ефективність модернізації, млн м ³	142,0	284,9	144,8	149,3	286,6	178,4	231,9	530,6
4	Собівартість газу, грн/тис. м ³	17,34	20,85	22,5	29,51	40,84	39,29	67,57	77,76
5	Прибуток від реалізації, млн грн	193,744	368,57	451,297	1 182,754	796,359	762,577	623,696	575,836
6	Заборгова- ність перед бюджетом, млн грн	—	—	—	625,545	546,974	496,300	146,840	136,940
7	Введення в експлуатацію нових газо- вих сверд- ловин, шт.	18	22	24	21	25	27	22	24
8	Витрати на модернізацію свердловин, млн грн	4,080	5,323	9,855	11,163	11,638	8,766	9,467	12,114

Таблиця 2.4

Показники ефективності діяльності ГПУ «Полтавагазвидобування»

№ п/п	Назва показника	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
1	Вартість газу з модернізованої свердловини, грн/тис. м ³	28,73	18,68	68,06	74,77	40,61	49,14	40,82	22,83
2	Витрати на видобуток газу без модернізації, грн/тис. м ³	20,08	39,48	76,28	72,21	110,81	51,44	99,22	132,65
3	Вартість нової свердловини, млн грн	5,231	7,197	6,387	8,218	7,988	8,265	11,165	11,169
4	Залишок прибутку після сплати податку на прибуток, млн. грн.	135,621	257,999	315,908	827,928	557,451	533,804	436,587	403,085
5	Залишок прибутку після кап. вкладень та сплати податку, млн грн	27,557	74,719	-48,621	480,037	24,821	288,750	-31,413	-185,915
6	Залишок прибутку після кап. вкладень та сплати податку з урахуванням заборгованості перед бюджетом, млн грн	27,557	74,719	-48,621	-145,509	-522,152	-207,550	-178,253	-322,855

№ п/п	Назва показника	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
7	Прибуток від реалізації мінус податок мінус заборгованість перед бюджетом, млн грн	135,621	257,999	315,908	202,382	10,478	37,504	289,747	266,145
8	Кількість свердловин, що можуть бути побудовані за рахунок прибутку після сплати податку, шт.	26	36	49	101	70	65	39	36
9	Кількість свердловин, що можуть бути побудовані за рахунок прибутку після сплати податку з урахуванням заборгованості перед бюджетом, шт.	26	36	49	25	1	5	26	24

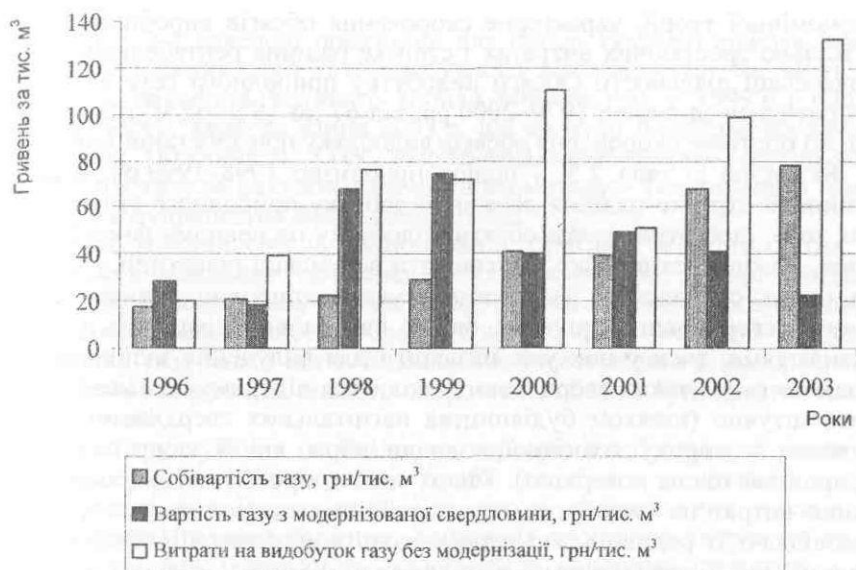


Рис. 2.23. Діаграма вартісних показників ефективності газовидобутку

Діаграма на рис. 2.23 свідчить про стабільно зростаючу собівартість видобутку газу, а також про те, що витрати на видобуток газу із нововведених свердловин зросли за 8 років більше, ніж у 6,5 разів. Таке становище спричинене двома потужними тенденціями, які на сьогоднішній день здійснюють вирішальний вплив на формування витрат на видобуток газу:

1) по-перше, це постійне і неухильне зростання вартості будівництва нових свердловин, викликане бурінням глибоких свердловин глибиною 4 000–6 000 м і пов'язаною з цим необхідністю залучення високовартісних технічних засобів і матеріалів, які вітчизняна промисловість нафтогазового обладнання тільки починає освоювати, а також використання дорогих технологій проведення бурових робіт на таких глибинах. Детальний аналіз цієї тенденції викладено у розділі 2.1 монографії;

2) по-друге, має місце постійне скорочення обсягів видобутку газу, пов'язане із природним виснаженням запасів родовищ. Так, відсоток вилучення корисних вуглеводнів із найбільших в Україні Шебелинського та Западно-Хрестищенського родовищ становить близько 85 %. Газодобувна галузь України нині знаходиться на завершальному етапі свого розвитку – на етапі старіння, для якого згідно з положеннями

економічної теорії, характерне скорочення обсягів виробництва при стабільно зростаючих витратах і стрімке падіння рентабельності господарської діяльності. Обсяги видобутку природного газу в Україні скоротилися за період 1970–2000 рр. від 67 до 18 млрд м³ газу. Отже, маємо постійне скорочення обсягів видобутку при зростанні витрат.

Як видно із табл. 2.3, у період приблизно 1998–1999 рр. вдалося зупинити стрімке падіння обсягів видобутку природного газу. Однак для того, щоб утримувати обсяги видобутку на певному фіксованому рівні, доводиться щороку здійснювати все більші інвестиції у введення нових свердловин, щоб компенсувати природне падіння дебіту діючих свердловин. Причому, багато свердловин працюють уже десятиліттями, тиск у них уже низький і для вилучення залишків природного газу з таких свердловин доводиться підтримувати необхідний тиск штучно (шляхом будівництва нагнітальних свердловин і закачування в породи технічної води та пари, які б «виштовхували» природний газ на поверхню). Таким чином, має місце тенденція зростання витрат на видобуток при постійному природному скороченні газовіддачі із родовищ, які перебувають в експлуатації. Однак, природний газ є стратегічним паливом для України (більше 40 % загального енергоспоживання) і до того ж майже три чверті природного газу наша держава отримує із-за кордону.

Оскільки забезпеченість власним газом є життєво важливою для вітчизняної економіки, то вживаються всі необхідні зусилля для стабілізації обсягів видобутку природного газу. Для утримання такої стабілізації газовидобувним підприємствам України доводиться щороку інвестувати все більше коштів у розширення газовидобутку із виснажених родовищ (рядок 35 табл. 2.3). Оскільки нових значних родовищ відкрити поки що не вдалося, тому кошти переважно вкладаються в дорозвідку та дооблаштування існуючих родовищ.

На сьогоднішній день вдалося призупинити тенденцію постійного скорочення обсягів видобутку газу за рахунок розширення інвестування у будівництво нових свердловин та у будівництво свердловин глибиною понад 5 000 м. Однак більш ефективним було б інвестування на інноваційних засадах із залученням нових технологій і технічних засобів, впровадженням нових підходів до організації газовидобутку. Одним із таких підходів могло б виступити розширення обсягів модернізації шляхом проведення капітального ремонту недіючих і малодебітних свердловин з метою відновлення продуктивної експлуатації. Адже вартість газу, видобутого із капітально відремонтованих свердловин, залишається набагато меншою за загальну собівартість газу – близько 23 грн у 2003 р. (загальна собівартість газу у 2003 р. становила 77,76 грн за 1 000 м³).

У табл. 2.4 наведені показники для більш якісного аналізу інвестиційних можливостей газовидобувного підприємства. Як видно із табл. 2.4, наявність великого (понад 600 млн грн у 1999 р.) податкового боргу, який до кінця 2003 р. ще не було повністю погашено, утруднює можливість ГПУ «Полтавагазвидобування» нарощувати видобуток газу за рахунок традиційного методу – розширеного інвестування в будівництво нових свердловин.

Однак, поставлене у Національній програмі «Нафта і газ до 2010 року» завдання збільшення газодобувними підприємствами видобутку власного газу майже на 40 % вимагає пошуку нових шляхів вирішення інвестиційної проблеми. Одним з таких засобів збільшення видобутку газу може стати інноваційне інвестування в модернізацію свердловин за рахунок деякого скорочення обсягів будівництва нових свердловин.

Для обґрунтування необхідності переорієнтації стратегії розвитку газовидобувного підприємства треба дослідити тенденцію зміни собівартості видобутого газу – одного з визначальних показників ефективності газовидобування. Тенденція зростання витрат на видобуток газу без проведення модернізації існуючих свердловин (за рахунок лише будівництва нових свердловин) як лінія регресії являє собою лінійну функцію (рис. 2.24).

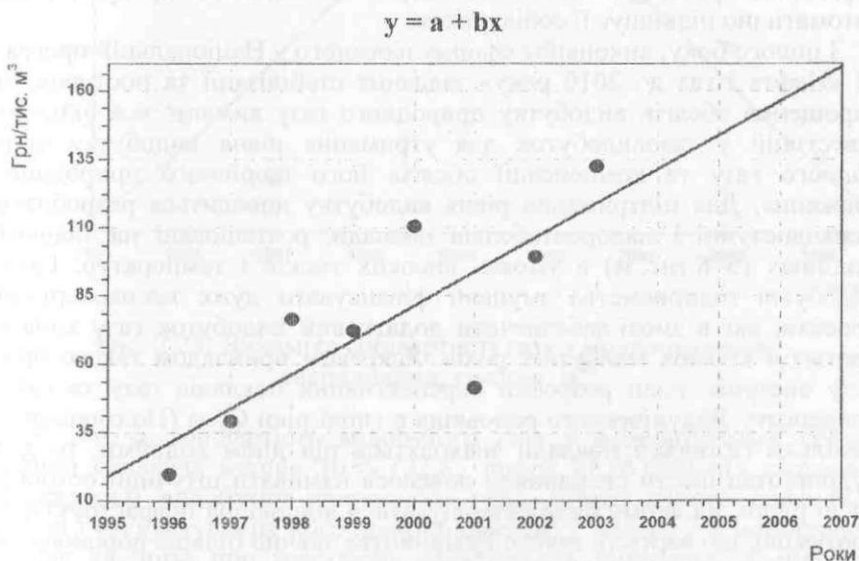


Рис. 2.24. Динаміка витрат на видобуток газу без проведення модернізації, грн/тис. м³

Розрахунки дають значення параметрів $a = -24\,936,808$; $b = 12,509$. Коефіцієнт кореляції $r \approx 0,81$, стандартна помилка $S \approx 24,02$. Тобто, щорічне збільшення показника – 12 грн 51 коп. Це означає, що собівартість видобутку 1 000 м³ природного газу зростатиме в майбутньому щороку на 12,5 грн, або на 16 % (якщо порівнювати із собівартістю газу станом на 2003 р.).

В основі постійно зростаючої собівартості видобутку природного газу лежить щорічне природне скорочення обсягів видобутку газу газовидобувними підприємствами України (від близько 18 млрд м³ у 1990 р. до 13,2 млрд м³ видобутого у 2003 р. суто газовидобувними підприємствами України, не рахуючи видобутку газу ВАТ «Укрнафта», а також ДАТ «Чорноморнафтогаз» на шельфі Чорного й Азовського морів, що не перевищує разом 5 млрд м³). У результаті такого зниження обсягів видобутку сукупність постійних витрат, пов'язаних із необхідністю облаштування родовищ, утриманням розгалуженої мережі соціальної інфраструктури, проведенням геологічних досліджень лягає все більшим навантаженням на все менші обсяги виробництва. Тобто, на підприємствах галузі можна спостерігати своєрідне «згортання» дії ефекту масштабу виробництва: зниження обсягів виробленої продукції (у нашому випадку – видобутого природного газу) спричиняє зростання постійних витрат на одиницю продукції, що автоматично підвищує її собівартість.

З іншого боку, виконання сформульованого у Національній програмі «Нафта і газ до 2010 року» завдання стабілізації та поступового нарощення обсягів видобутку природного газу вимагає все більших інвестицій у газовидобуток для утримання рівня видобутку природного газу та компенсації обсягів його щорічного природного зниження. Для підтримання рівня видобутку доводиться розробляти важкодоступні і малорентабельні поклади, розташовані на значних глибинах (5–6 тис. м) в умовах високих тисків і температур. Газовидобувні підприємства змушені фінансувати дуже високовартісні проекти, які в змозі забезпечити додатковий видобуток газу хоча б протягом кількох майбутніх років. Яскравим прикладом такого проекту виступає план розробки перспективних покладів газу та газоконденсату Яблунівського родовища в гирлі ріки Сула (Полтавщина). Оскільки газonosні поклади знаходяться під дном водойми, то для будівництва шести свердловин довелося намічати штучний острів у руслі річки, на якому буде розміщуватися відповідна інфраструктура. Зрозуміло, що вартість такого будівництва значно більша порівняно зі стандартними методами. Так, лише розробка проекту будівництва таких свердловин обійшлася в 1 млн грн, тоді як виконання стандартного проекту на одну газову свердловину коштує, залежно від її гли-

бини та складності геологічної структури, від 30 до 60 тис. грн. Як бачимо, вартість лише проектування свердловин на штучному острові перевищує звичайну вартість проектування у 3–6 разів.

Постійно зростаючі інвестиції у газовидобуток перетворюються у витрати газовидобувних підприємств і спричиняють постійний тиск на собівартість видобутку газу. Як наслідок, собівартість видобутку природного газу в Україні постійно і неухильно зростає (про це свідчать дані з рядка 14 табл. 2.4).

Для порівняння варто дослідити тенденцію зміни собівартості газу з модернізованої свердловини. Як видно з графіка на рис. 2.25, вона змінюється інакше: спочатку зростає до 1999 р., а потім постійно знижується, залишаючись значно меншою за загальну собівартість видобутку газу.

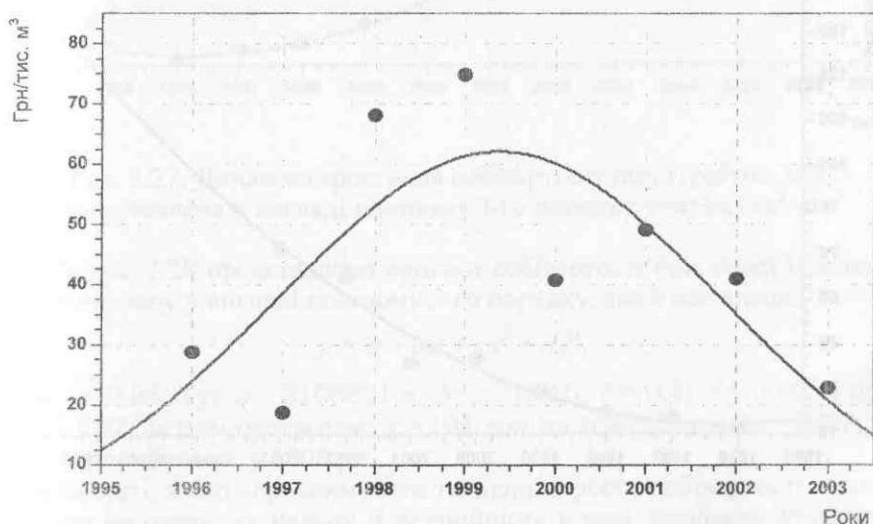


Рис. 2.25. Динаміка собівартості газу з модернізованої свердловини, грн/тис. м³

У 2003 р. собівартість видобутого газу з модернізованої свердловини складала менше 30 % (22,83 проти 77,76 грн) від загальної собівартості видобутку природного газу. Аналіз даного співвідношення і обґрунтування його причин наведені у розділі 2.2 монографії. Графік свідчить про зростаючу ефективність видобутку з модернізованих свердловин порівняно з традиційними методами видобутку природного газу.

Економічна ситуація в ГПУ «Полтавагазвидобування» дозволяє зробити прогноз стосовно собівартості видобутку газу. При цьому розглянуто практично всі можливі функції зміни собівартості. Наведемо результат аналізу найбільш адекватних з розглянутих функцій (за коефіцієнтом кореляції), а також лінійної залежності від часу (рис. 2.26, рис. 2.27 і 2.28).

При цьому визначається рік, коли собівартість стане рівною 194 грн (точніше 193,6). Ця величина вибрана як оптова ціна підприємства на газ [51] за одну тисячу кубометрів за виключенням ПДВ (20 %), тобто поділена на 1,2 та за виключенням рентної плати за газ (28,9 грн за кожні 1 000 м³).

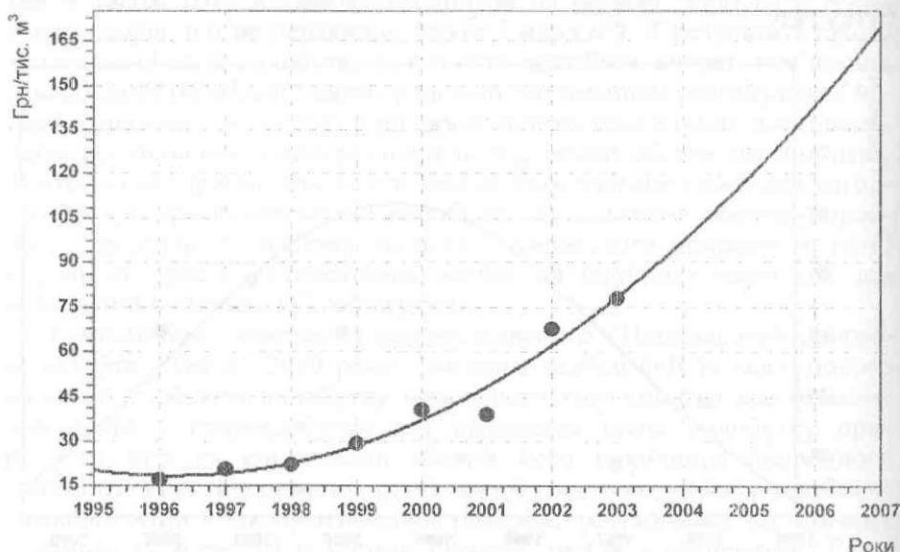


Рис. 2.26. Динаміка собівартості газу (грн/тис. м³), виражена квадратичною функцією

На рис. 2.26 представлено прогноз із найбільшим коефіцієнтом кореляції $r \approx 0,98$ (мірою адекватності моделі) у вигляді (як виявилося при дослідженні) квадратичної функції $y = a + bx + cx^2$, де $a = 5147019,7$; $b = -5156,8$; $c = 1,3$ при $S \approx 5,105$.

Цей прогноз свідчить, що собівартість (у) досягне величини 194 грн при такому значенні року (x): $x = 2007,85$. У 2005 р. за цим прогнозом собівартість становила 120 грн/тис. м³.

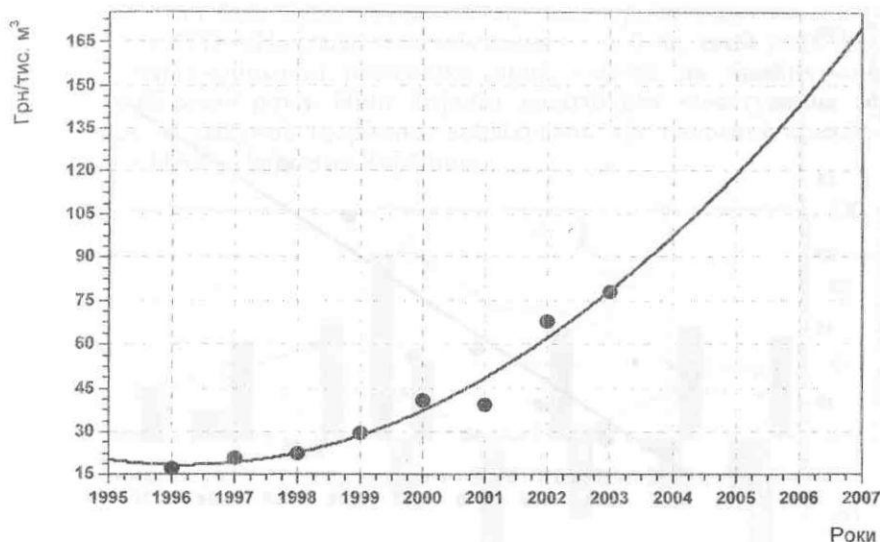


Рис. 2.27. Динаміка зростання собівартості газу (грн/тис. м³), представлена у вигляді поліному 3-го порядку $y=a+bx+cx^2+dx^3$

На рис. 2.28 представлено прогноз собівартості при описі її залежності від часу у вигляді поліному 3-го порядку, який має вигляд:

$$y = a + bx + cx^2 + dx^3,$$

при $r \approx 0,98$. Тут $a = 3168691,8$; $b = -2188,5$; $c = 0,2$; $d = 0,0002$ при $S \approx 5,707$. За цим прогнозом: $y = 194$ грн досягається при $x = 2007,84$ (тобто, приблизно, у 2008 р.).

Нарешті, якщо апроксимувати тенденцію росту собівартості, незважаючи на очевидну наявну її нелінійність у часі, лінійною функцією вигляду (2.3), то отримаємо при $r \approx 0,939$; $S \approx 8,27$; $a = -17057,2$; $b = 8,6$ (рис. 2.28).

Тут, при $y = 194$, маємо $x = 2017$. Але нагадаємо, що такий прогноз рекомендують використовувати на третині інтервалу, за ті роки, де є статистичні дані, тобто в цьому випадку на два майбутні роки. Тому варто зазначити, що згідно з прогнозом за даною функцією собівартість видобутку газу у 2005 р. складатиме близько 90 грн.

Для визначення потенційних інвестиційних можливостей газовидобувного підприємства доцільно проаналізувати його прибуток порівняно з необхідними інвестиціями для будівництва нових свердловин (рис. 2.29).

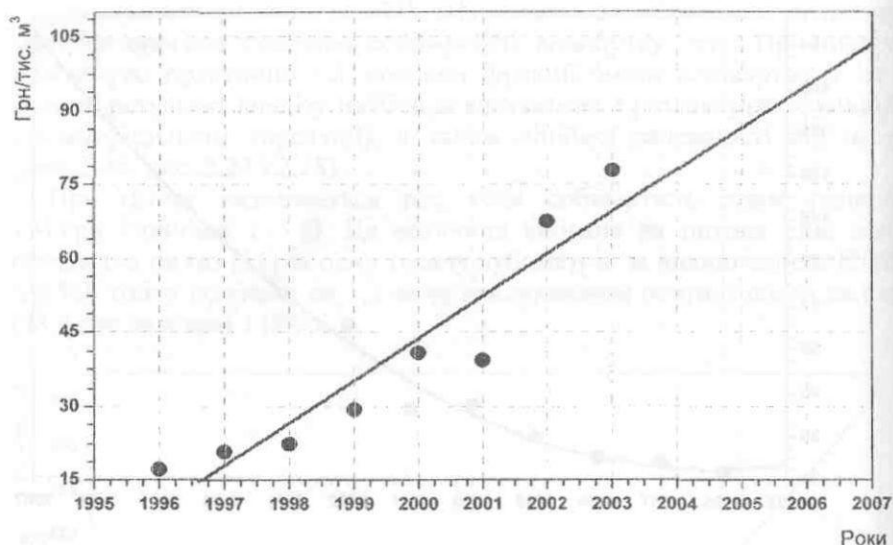


Рис. 2.28. Динаміка зростання собівартості газу (грн/тис. м³), представлена лінійною функцією

Числові характеристики цих показників занесені в табл. 2.4. Це такі розрахункові показники:

- залишок прибутку після сплати податку на прибуток (30 %), млн грн;
- залишок прибутку після кап. вкладень і сплати податку, млн грн;
- залишок прибутку після кап. вкладень і сплати податку з урахуванням заборгованості перед бюджетом, млн грн;
- прибуток від реалізації мінус податок мінус заборгованість перед бюджетом, млн грн;
- кількість свердловин, що можуть бути побудовані за рахунок прибутку після сплати податку, шт.;
- кількість свердловин, що можуть бути побудовані за рахунок прибутку після сплати податку з урахуванням заборгованості перед бюджетом, шт.

Аналіз дає можливість зробити висновок, що прибутку підприємства в 1998–2003 рр. не вистачало на сплату заборгованості до бюджету та капітальні вкладення. Про можливість такої ситуації ще в 1996 р. зазначалося в [51], де середньорічний дефіцит інвестиційних коштів по «Полтавагазпрому» прогнозувався на 1995–2000 рр. на рівні 4,5 млн дол. США. У монографії, а також у [113], пропонується відносити частину інвестиційних витрат на собівартість. Прогнози росту

собівартості ми вже аналізували, і тому таку пропозицію не можна вважати для ГПУ «Полтавагазвидобування» засобом, який дозволить стабілізувати економічні показники підприємства на прийнятному рівні в найближчі роки. Нині дефіцит коштів для інвестування покривається за рахунок щорічних відрхувань від головної компанії холдингу – НАК «Нафтогаз України».

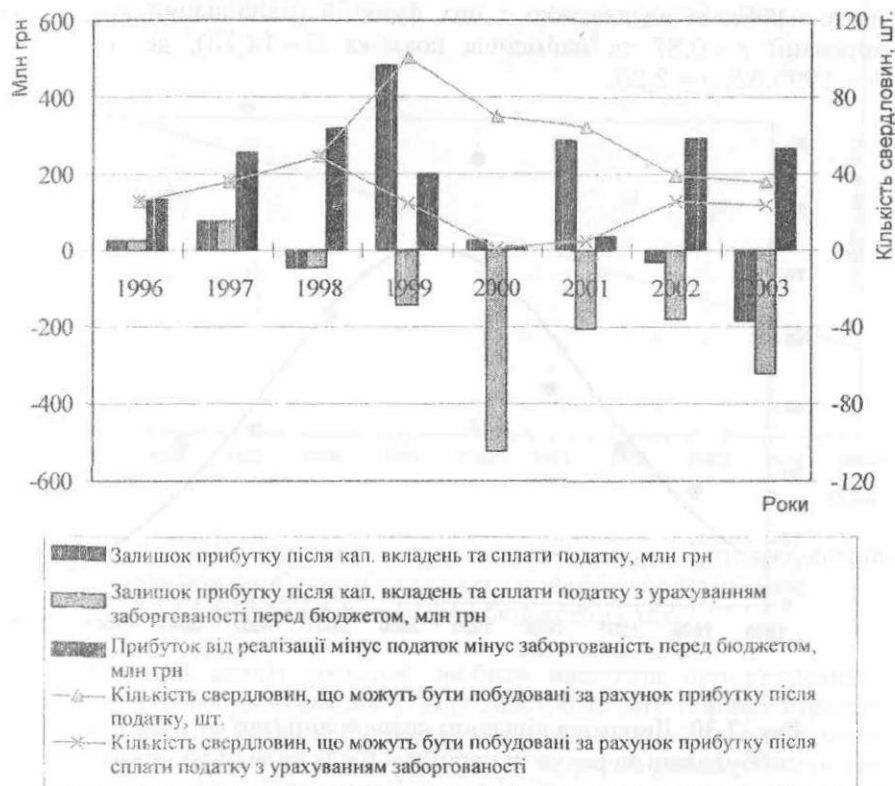


Рис. 2.29. Діаграми прибутку та його залишків і графіки можливих кількостей нових свердловин

У зв'язку з цим, необхідно проаналізувати залежність кількості нових свердловин, що можуть бути побудовані ГПУ «Полтавагазвидобування» (див. табл. 2.4). Це необхідно для визначення інвестиційних можливостей підприємства по будівництву свердловин. Якщо не враховувати заборгованості перед бюджетом та шукати тенденцію зміни кількості свердловин, що можуть бути побудовані за рахунок

прибутків після сплати податку за період 1996–2003 рр., то дана залежність найбільш наочно зпоміж інших функцій відображається у вигляді кривої Гауса (рис. 2.30):

$$y = ae^{-\frac{(b-x)^2}{2c^2}},$$

що є найбільш адекватною з цих функцій (найбільший коефіцієнт кореляції $r \approx 0,87$ та найменша похибка $S \approx 14,13$), де $a = 81,20$; $b = 1999,62$; $c = 2,20$.

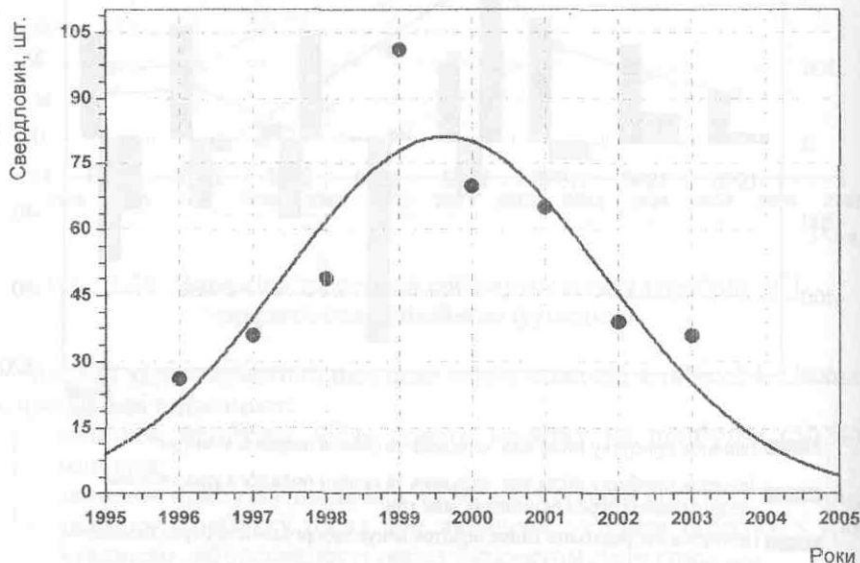


Рис. 2.30. Динаміка кількості свердловин (що можуть бути побудовані за рахунок прибутку після сплати податку) у вигляді кривої Гауса, шт.

Ця залежність прогнозує різке спадання кількості новозбудованих свердловин у наступні роки (до 13 уже в 2004 р.). Якщо ж врахувати заборгованість перед бюджетом, то ситуація, як видно з рис. 2.31, є більш песимістичною. Тенденція кількості новозбудованих свердловин (рис. 2.31) показує постійне та неухильне скорочення можливості їх вводу в експлуатацію. Лінійна функція, що описує залежність, має такі параметри $a = 5260,79$; $b = -2,62$ при $S \approx 15,17$ та коефіцієнти кореляції $r \approx 0,42$.

На основі проведеного аналізу можна зробити такий висновок. Економічно доцільним представляється внести корективи в стратегію розвитку газовидобувних підприємств в аспекті виконання завдання стабілізації і поступового нарощення видобутку газу.

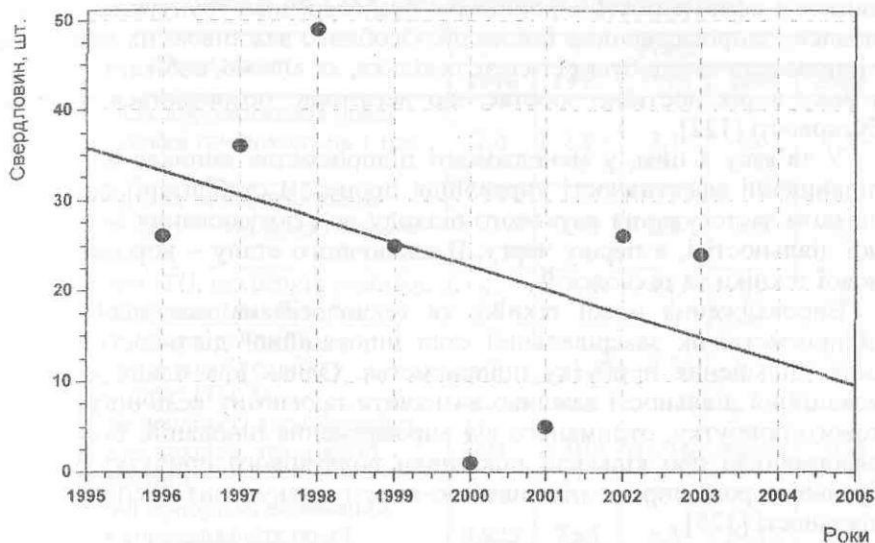


Рис. 2.31. Динаміка кількості свердловин (які можуть бути побудовані за рахунок прибутку після сплати податку з урахуванням заборгованості перед бюджетом), шт.

Проведений аналіз дозволяє зробити висновок про економічну доцільність переорієнтування у короткостроковому періоді стратегії розвитку газовидобувних підприємств України на збільшення видобутку газу з меншими витратами шляхом розширення обсягів модернізації діючих свердловин за рахунок певного скорочення обсягів капіталовкладення на будівництво нових свердловин.

До речі, сформульований прогноз щодо стрімкого зростання собівартості видобутого природного газу підтверджується даними фінансової і статистичної звітності основних газовидобувних підприємств України за 2007 р. Так, собівартість видобутку природного газу для трьох компаній, на які в сумі припадає понад 95 % всеукраїнського видобутку природного газу, становила у 2007 р.:

- для ВАТ «Укрнафта» – 349,7 грн за 1 тис. м³;
- для ДК «Укргазвидобування» – 120,3 грн за 1 тис. м³;
- і для ДАТ «Чорноморнафтогаз» – 290,0 грн за 1 тис. м³.

2.4. Дослідження залежності прибутку газовидобувного підприємства від розміру виплати заохочення за впровадження інновацій

У сучасних економічних умовах незаперечним є той факт, що підвищення ефективності виробництва безпосередньо ґрунтується і обумовлене запровадженням інновацій. Особливо важливою ця теза є для підприємств газодобувної галузі, оскільки, як відомо, собівартість газу з року в рік постійно зростає, що негативно позначається на прибутковості [122].

У зв'язку з цим, у менеджменті підприємства виникає потреба в підвищенні ефективності управління процесом стабілізації прибутку шляхом застосування наукового підходу до стимулювання інноваційної діяльності і, в першу чергу, її заключного етапу – впровадження нової техніки та технологій.

Впровадження нової техніки та технологій на газовидобувному підприємстві як завершальний етап інноваційної діяльності має на меті збільшення прибутку підприємства. Однак для планування інноваційної діяльності важливо визначити прогнозу величину додаткового прибутку, отриманого від впровадження інновацій. Володіння інформацією про кількісні показники додаткового прибутку у майбутньому році сприяє підвищенню якості планування господарської діяльності [125].

Для визначення величини додаткового прибутку від інноваційної діяльності доцільно звернути увагу на один із факторів забезпечення ефективності цієї діяльності – мотивацію учасників інноваційної діяльності. Даний аспект поряд з іншими умовами, які визначають ефективність інноваційної діяльності, такими як продуктивність нових технологій і технічних засобів, обсяг вкладених коштів тощо, має важливе значення для забезпечення успіху впровадження інновацій.

Метою проведеного аналізу було визначення залежності зміни додаткового прибутку – ефекту від впровадження інновацій від зміни заохочень працівників-інноваторів. Для досліджень було використано графічний та аналітичний методи.

Аналізуючи в цьому аспекті деякі дані зі звітності ГПУ «Полтавагазвидобування» (табл. 2.5), які стосуються запровадження інновацій, можна побачити, що при практично незмінному (70–76%) відсотку інженерно-технічних працівників (ІТП), які беруть участь у впровадженні нової техніки, при виконанні плану заходів впровадження, кількість яких з року в рік зростає, спостерігаються суттєві коливання ефективності впровадження нової техніки, наявне коливання суми заохочень (у відсотках до фонду оплати праці) та питомої ваги заохочень у фонді оплати праці, а також, що головне, – додаткового при-

бутку, що одержується внаслідок впровадження інновацій, від 0,025 до 39,75 млн грн.

Таблиця 2.5

Показники, що характеризують здійснення інноваційної діяльності на ГПУ «Полтавагазвидобування»

Показники	Роки				
	1996	1997	1998	1999	2000
Ефективність впровадження нової техніки, скільки грн доходу на 1 грн затрат	2,6	2,9	3,1	9,6	4,7
Сума заохочень за впровадження нової техніки (у % від фонду оплати праці)	0	0,12	6,8	6,9	0
Питома вага ІТП, що беруть участь у впровадженні нової техніки, %	72	70	71	75	76
Питома вага заохочення за впровадження нової техніки у заробітній платі ІТП, %	0	1	9,3	9,1	0
Кількість (план/факт) впроваджених зразків нової техніки, технологій, інших інновацій	4/4	12/12	16/16	44/44	55/55
Додатковий прибуток, отриманий внаслідок впровадження нової техніки, млн грн	0,025	7,65	6,3	39,75	10,5

На рис. 2.32 наведено основні показники, які характеризують вплив заохочення на ефективність інноваційної діяльності. Наочне представлення на одному рисунку динаміки додаткового прибутку, а також суми заохочень поточного та минулого років дозволяє висунути гіпотезу, що додатковий прибуток поточного року $ДП(t)$ є деякою функцією від сум заохочень поточного $СЗ(t)$ та минулого $СЗ(t-1)$ років, вираженої у відсотках до фонду оплати праці, тобто додатковий прибуток може бути представлено у вигляді:

$$ДП(t) = f(СЗ(t), СЗ(t-1)). \quad (2.1)$$

Урахування сум заохочень не лише поточного, а й минулого років необхідне через значний термін стимулюючої дії заохочення на працівників-інноваторів. Коли такі працівники займаються впровадженням інновацій у поточному році, то мають на меті отримати матеріальне заохочення за нововведення. Що ж до ймовірної величини заохочення, то вони орієнтуються на суми заохочень, виплачені за інновації в минулому році. Тобто стимулювання працівників-інно-

ваторів відбувається подвійним чином: через майбутнє заохочення за впроваджені інновації в поточному році та через заохочення, що вже виплачене за впроваджені інновації в минулому році. Саме за цієї обставини необхідно передбачати вплив майбутнього заохочення поточного року та вплив виплаченого заохочення минулого року, а також можливість певного спільного їх впливу (оскільки важко розділити величини впливу заохочень поточного та минулого років).

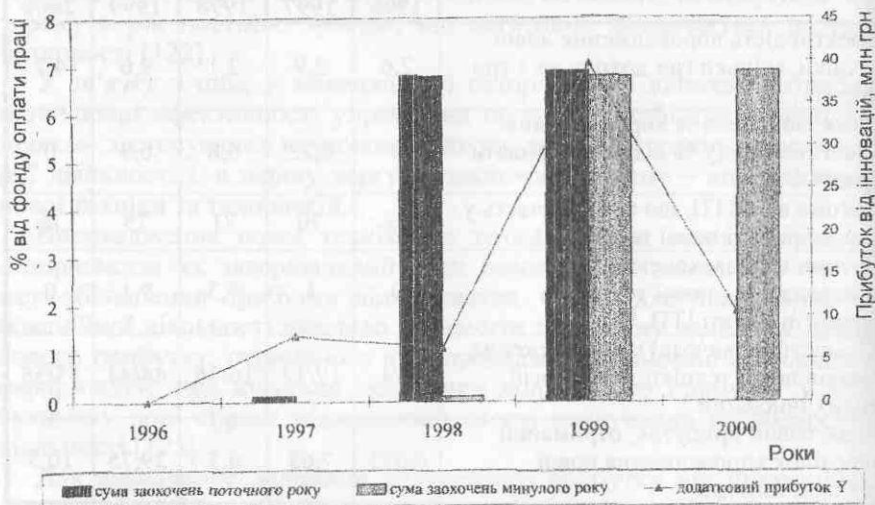


Рис. 2.32. Залежність у часі додаткового прибутку, сум заохочень поточного і минулого років

Дані в табл. 2.5 представлені за період з 1996 по 2000 р. Це зумовлено тим, що починаючи з 2001 р. відбулися деякі зміни у структурі заробітної плати працівників підприємства і виплата у вигляді заохочення за впровадження нової техніки увійшла до складу інших надбавок до їх основної заробітної плати. Тому, починаючи з 2001 р., не представляється можливим дослідити зв'язок величини додаткового прибутку підприємства від впровадження зразків нової техніки від виплаченого заохочення працівникам-раціоналізаторам.

З метою розрахунку величини параметрів впливу заохочення на додатковий прибуток, залежність (2.1) доцільно представити у вигляді многочлена:

$$ДП(t) = a_0 + a_1CЗ(t) + a_2CЗ(t-1) + a_3CЗ(t)CЗ(t-1), \quad (2.2)$$

де наявність останнього члена обумовлюється явною залежністю додаткового прибутку від одночасної наявності заохочення в поточний і минулий роки (див. рис. 2.33), а a_0 , a_1 , a_2 , a_3 — параметри, що підлягають встановленню.

Обрана формула найкраще відображає форму зв'язку через можливість урахування трьох видів впливу заохочення на додатковий прибуток від впровадження інновацій:

- впливу майбутнього заохочення за інновації, що впроваджуються у поточному році;
- впливу виплаченого заохочення за впроваджені інновації у минулому році;
- сукупного впливу виплаченого заохочення минулого року та очікуваного заохочення поточного року;

Останній з видів впливу необхідно враховувати через наявність стійкого зв'язку між впливом виплаченого заохочення за минулий рік та очікуваного заохочення за поточний рік. Через свою складність та опосередкованість залежність цього виду впливу має нелінійний характер. Врахування даного впливу необхідне для визначення взаємозв'язку між виплаченим заохоченням за впроваджені інновації у минулому році та очікуваним заохоченням за інновації, що впроваджуються в поточному році.

Розрахунки зі знаходження параметрів рівняння регресії (2.2) за методом найменших квадратів дали від'ємний коефіцієнт a_1 , що не має іншої економічної інтерпретації, окрім як відсутності безпосередньої залежності $ДП(t)$ від суми заохочення $СЗ(t)$ ($a_1 = 0$), тому рівняння (2.2) приймає такий вигляд:

$$ДП(t) = a_0 + a_2 CЗ(t-1) + a_3 CЗ(t) CЗ(t-1). \quad (2.3)$$

Параметри, розраховані за методом найменших квадратів, мають наступне значення: $a_0 = 6,695808$; $a_2 = 0,551297$; $a_3 = 0,624222$.

Величини розрахованих параметрів означають, що кожен додатковий відсоток від фонду оплати праці, виплачений як заохочення за впровадження нової техніки в минулому році, дає більше 0,551 млн грн додаткового прибутку в поточному. Якщо ж один відсоток виплатити у вигляді заохочення з фонду оплати праці в поточному році, то в цьому ж році додатковий прибуток збільшиться більше, ніж на 0,624 млн грн. Величина $a_0 \approx 6,7$ вказує на наявність інших чинників формування додаткового прибутку, окрім розглянутих. Графічне зображення знайденої залежності представлено на рис. 2.33.

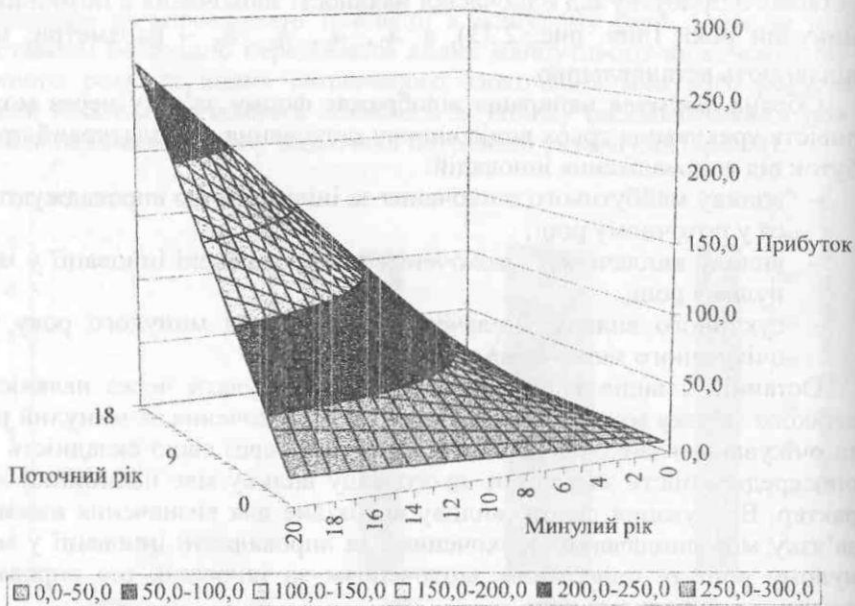


Рис. 2.33. Графік залежності додаткового прибутку від виплаченого заохочення за впроваджені інновації

Аналіз рівняння на адекватність за допомогою критерію Фішера порівнянням спостереженого $F_{\text{спост.}}$ й критичного $F_{\text{кр.}}$ значень цього критерію при рівні значущості 0,05 при ступенях вільності 1 та 4 дає співвідношення: $F_{\text{спост.}} = 4 < F_{\text{кр.}} = 7,70865$. Отже, це означає, що рівняння адекватне. Але малий обсяг динамічних рядів, щої використовуються, дещо зменшує достовірність отриманих прогностичних значень.

Разом з тим, підтвердження висунутої гіпотези щодо наявності залежності (2.1), її вигляду (2.3) та знаходження числових параметрів забезпечує менеджмент газовидобувного підприємства дієвим важелем впливу, спрямованим на збільшення додаткового прибутку за рахунок застосування заходів економічного стимулювання працівників-інноваторів. Очевидно, що при збільшенні обсягів статистичних даних збільшиться якість числових прогнозів за даним підходом.

Доцільно також використати інший інструмент управління прибутком, а саме шляхом визначення взаємозв'язку між питомою вагою виплаченого заохочення у заробітній платі працівників-інноваторів і

величиною ефективності впровадження нової техніки на підприємстві. Запропонований підхід можна використовувати для управління прибутком лише як допоміжний інструмент, оскільки додатковий прибуток від впровадження інновації та ефективність впровадження нової техніки – величини не тотожні, хоч і споріднені. Однак використання даного підходу дасть можливість визначати ефективність впровадження інновацій, базуючись на питомій вазі виплаченого заохочення у заробітній платі інженерно-технічних працівників.

Залежність між величинами, які аналізуються, доцільно виразити формулою, аналогічною формулам (2.1)–(2.3), з тих же причин, що викладені для обґрунтування виду залежності додаткового прибутку за рахунок впровадження інновацій від суми заохочення працівників-інноваторів (у % до фонду заробітної плати).

Тому форма залежності ефективності впровадження нової техніки від питомої ваги виплаченого заохочення у заробітній платі працівників-інноваторів матиме вигляд:

$$EB(t) = 2,637517 + 0,226724 \text{ ПВ}(t-1) + 0,056973 \text{ ПВ}(t) \text{ ПВ}(t-1), \quad (2.4)$$

де $EB(t)$ – ефективність впровадження нової техніки в поточному році (кількість грн доходу на 1 грн затрат);

$\text{ПВ}(t)$ – питома вага заохочень поточного ($\text{ПВ}(t-1)$ – минулого) року у заробітній платі (у відсотках).

Дана формула означає, що кожен додатковий відсоток від питомої ваги заохочення у заробітній платі, виплачений працівникам-інноваторам у минулому році, збільшує ефективність впровадження нової техніки в поточному році на 0,23 грн доходу на одну гривню затрат на впровадження нової техніки (без урахування того додаткового прибутку, який приносить впровадження нової техніки саме по собі через вищу продуктивність нових технічних засобів порівняно з традиційними аналогами). Як що ж один відсоток питомої ваги від фонду оплати праці виплатити у вигляді заохочення в поточному році, то в цьому ж році ефективність впровадження нової техніки збільшиться більше, ніж на 0,06 грн доходу на одну гривню затрат на впровадження.

Величина $a_0 \approx 2,6$ вказує на наявність інших факторів впливу на величину ефективності впровадження нової техніки, окрім розглянутих.

Аналогічно до розглянутих залежностей можна також визначити залежності:

– додаткового прибутку за рахунок впровадження інновацій від питомої ваги заохочення за інноваційну діяльність у заробітній платі

працівників-інноваторів. Залежність матиме такий вигляд:

$$ДП(t) = f(ПВ(t), ПВ(t-1)),$$

а розрахунок параметрів методом найменших квадратів дасть наступні їх значення:

$$ДП(t) = 5,246525 + 0,570820 ПВ(t-1) + 0,340683 ПВ(t) ПВ(t-1). \quad (2.5)$$

Це означає, що кожен додатковий відсоток питомої ваги заохочення у фонді оплати праці, виплачений в минулому році, збільшить додатковий прибуток підприємства в поточному році на 0,5708 млн грн, а якщо питому вагу заохочення у заробітній платі у поточному році збільшити на один відсоток, то підприємство отримає ще 0,34 млн грн прибутку;

– залежність ефективності впровадження нової техніки від величини заохочення (у % до фонду оплати праці) працівників-інноваторів матиме наступний вигляд:

$$ЕВ(t) = 2,898481 + 0,126523 СХ(t) + 0,261090 СХ(t-1) + 0,103129 СХ(t) СХ(t-1),$$

де $ЕВ(t)$ – ефективність впровадження нової техніки в поточному році (грн доходу на 1 грн затрат).

Розраховані за методом найменших квадратів параметри рівняння означають, що кожен відсоток від оплати праці, виплачений у вигляді заохочення в поточному році, збільшує ефективність впровадження нової техніки на 0,13 грн (на кожну гривню затрат на впровадження), а виплачений у минулому році – відповідно, на 0,26 грн. Окрім цього, внаслідок сукупного позитивного впливу від виплати заохочення в минулому та поточному роках ефективність впровадження нової техніки збільшується ще на 0,10 грн. Графічний вигляд проаналізованих залежностей аналогічний до залежності, показаної на рис. 2.18–2.19, тому наводити його немає потреби.

Таким чином, обґрунтовано запропонований підхід у менеджменті інновацій для керування ефективністю впровадження нової техніки та прибутковістю газовидобувного підприємства на основі встановлених залежностей величини додаткового прибутку від суми заохочень за впровадження нової техніки (у % від фонду оплати праці) та питомої ваги (у %) цих заохочень у заробітній платі інженерно-технічних працівників, а також залежності величини ефективності впровадження нової техніки (відношення кількості гривень отриманого доходу на одну гривню затрат) від суми заохочень за впровадження нової техніки (у % від фонду оплати праці) та питомої ваги (у %) цих заохочень у заробітній платі інженерно-технічних працівників.

При проведених дослідженнях не враховувалися інші, окрім стимулювання, фактори інноваційної діяльності, що мають позитивний вплив на додатковий прибуток підприємства, отриманий внаслідок впровадження інновацій. А саме: вища ефективність нових технічних засобів і технологій порівняно з традиційними аналогами, вдосконалення організації робочого процесу, викликане впровадженням інновацій тощо.

Практична цінність запропонованого підходу полягає у можливості практичного використання нового інструменту управління ефективністю діяльності підприємства при плануванні його розвитку. Розглянутий підхід дає змогу управляти додатковим прибутком від інновацій та показником ефективності впровадження нової техніки шляхом цілеспрямованого та кількісно обгрунтованого стимулювання інженерно-технічних працівників, які займаються впровадженням інновацій на газовидобувному підприємстві.

РОЗДІЛ 3. РОЗРОБКА МЕТОДИЧНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПРИЙНЯТТЯ РІШЕНЬ ЩОДО УПРАВЛІННЯ ІННОВАЦІЙНОЮ ДІЯЛЬНІСТЮ НА ПІДПРИЄМСТВАХ ГАЗОДОБУВНОЇ ГАЛУЗІ УКРАЇНИ

3.1. Удосконалення методами системного аналізу планування інноваційної діяльності на газовидобувних підприємствах

Інноваційна діяльність характеризується значним ступенем невизначеності майбутніх результатів. Така невизначеність обумовлює високу ризиковість інноваційних проєктів, що не приваблює потенційних інвесторів. Невизначеність майбутніх результатів впливає на процес прийняття рішень щодо вибору інноваційних проєктів для конкретних економічних умов.

Одним із визначальних факторів, що впливає на невизначеність здійснення інноваційного проєкту, є наявність великої кількості учасників інноваційної діяльності, кожен з яких переслідує власні цілі. Розбіжності в цілях і шляхах щодо досягнення даних цілей значно посилюють невизначеність. Для врахування невизначеності при плануванні інноваційної діяльності на газовидобувних підприємствах України доцільно використовувати інструменти аналітичного планування, що дають змогу узгоджувати цілі та політику учасників інноваційної діяльності.

Для урахування фактора невизначеності на процес прийняття управлінських рішень також передбачається використати методи прийняття рішень на основі аналізу ієрархій та елементів теорії нечітких множин, застосування яких отримало розвиток у дослідженнях, викладених у монографії. Дані методи дають змогу оптимізувати процес прийняття рішень в умовах багатокритеріальності вибору, яка відповідає невизначеності.

Однією з основних проблем інноваційної діяльності виступає визначення та вираження кількісними показниками величини впливу інновацій на прибуток підприємства. Володіння інформацією про необхідний момент часу для впровадження інновації дає змогу інвестору узгоджувати інноваційну діяльність із господарською діяльністю підприємства та підтримувати прибуток підприємства на постійному запланованому рівні.

Розроблені інструменти аналітичного планування інноваційної діяльності, управління інноваціями на основі методу аналізу ієрархій та з використанням теорії нечітких множин, а також визначення кількісно величини впливу від впроваджених інновацій на прибуток під-

приємства та моменту часу, необхідного для їх впровадження, виступають елементами механізму управління інноваційною діяльністю газовидобувного підприємства. Використання даних інструментів на системній основі дозволяє газовидобувним підприємствам України підвищити ефективність своєї інноваційної діяльності, що, безумовно, сприятиме розвитку даних підприємств.

Серед інструментів управління інноваційною діяльністю також заслуговують на увагу математичні моделі прийняття рішень щодо вибору інноваційних проектів з використанням таких критеріїв:

- на основі прибутковості та терміну амортизації проектів [126];
- на основі врахування витрат у заданому періоді [114].

Зазначені інструменти можуть доповнити механізм управління інноваційною діяльністю газовидобувних підприємств України, але в даній роботі вони не розглядаються.

Серед значної кількості відомих підходів до планування та управління [3] заслуговують на увагу в контексті проведених досліджень три такі підходи:

- задовільне (ставить на меті одержання добрих, але не обов'язково найкращих результатів в умовах стабільного та передбачуваного середовища);
- оптимізаційне (коли є повна визначеність вихідних даних, у тому числі і в майбутньому, та ставиться завдання знаходження оптимізаційного розв'язку тактичних завдань управління і планування);
- аналітичне (спрямоване на розв'язування стратегічних завдань, що характеризуються значною невизначеністю вихідних даних у майбутньому).

Ці три підходи були відібрані авторами через те, що кожен з них відображає різний ступінь невизначеності майбутньої ситуації, яка впливає на обґрунтованість управлінських рішень, що приймаються.

Під аналітичним плануванням [3] розуміють процес планування з навчанням та еволюцією, при якому проектується найбільш ймовірне (логічне) майбутнє (узагальнений сценарій) та ідеалізовані бажані майбутні стани системи.

Процес аналітичного планування складається з трьох компонентів:

- початковий стан;
- кінцевий стан (мета планування);
- засоби, які пов'язують початковий стан з метою.

На початковому стані враховуються економічний, політичний і соціальний стан суспільства, при якому починається планування, початкове обмеження оточуючого середовища тощо. Кінцевий стан визначає бажаний стан системи, який хотілося б досягнути. Засоби – це

сам план, шляхом реалізації якого передбачається перевести систему з початкового в кінцевий стан.

Аналітичне планування як процес здійснюється і в прямому, і в зворотному напрямках. Він включає в себе обидва напрямки через те, що базується на двох основних умовах планування.

Перша умова передбачає, що фактори, які впливають на систему, залишаться суттєво незмінними по відношенню до теперішнього стану системи. Їх вплив також залишиться сталим, або зміна впливу буде настільки незначною, що нею можна буде знехтувати. Друга умова передбачає, що створення бажаного стану системи вимагатиме певних, можливо, великих змін на входах системи (з початком трансформації вихідного стану). Ці зміни повинні набути незворотнього характеру.

З погляду авторів, назва методу має відображати поєднання двох підходів до планування: аналітичного, який полягає у визначенні стратегічних цілей розвитку підприємства та його бажаного стану в майбутньому, та оптимізаційного, який має на меті узгодити вирішення тактичних завдань розвитку із досягненням стратегічних цілей підприємства. В такому аспекті назва запропонованого методу планування використовується вперше.

Планування в прямому напрямку – це упорядкована в часі послідовність подій, що починаються з вихідного стану. Планування в зворотному напрямку починається з бажаного стану системи в майбутній момент часу. Потім процес розглядається у зворотному напрямку в часі з метою оцінити проблеми та перешкоди, подолання яких є необхідною умовою для досягнення бажаного стану. Таким чином, зворотній процес планування дає можливість поглянути на прямий процес немовби з боку, щоб визначити його слабкі місця. Це забезпечує прямий процес планування необхідними засобами контролю.

На нашу думку, об'єднання прямого та зворотного процесів планування доцільно здійснювати з використанням ієрархічної структури процесу в аналітичному плануванні, адже при цьому мінімізується розбіжність між майбутнім станом, якого досягне система, та бажаним майбутнім станом системи. В процесі планування проектується найбільш ймовірне (логічне) майбутнє. Цей процес складає так званий перший прямий процес планування. Потім, в якості цілі приймають бажаний майбутній стан системи, виробляються нові політики. Це складає перший зворотний процес планування. Знайдені політики приєднуються до набору тих політик, які існували в прямому процесі планування. З урахуванням цих змін знову здійснюється проектування ймовірного майбутнього, що складає другий прямий процес планування. Після цього кількісно порівнюються перший і другий варіант

ймовірного майбутнього стану, бажаний стан відносно значень критеріїв, що відображають мету планування.

Розрахунок прямих і зворотних процесів планування передбачається здійснювати на основі методу аналізу ієрархій [111]. При цьому ієрархічні системи планування складаються з таких елементів:

- фокус – загальна ціль ієрархії;
- суб'єкти;
- цілі суб'єктів;
- політики суб'єктів;
- контрастні сценарії;
- узагальнений сценарій.

Під фокусом ієрархії мається на увазі загальна ціль прямого (зворотного) процесу планування. Суб'єктами називають діючі сили, які з різною силою впливають на досягнення системою кінцевого стану. Цілі – це бажані межі або параметри розвитку системи, яких сподіваються досягнути. Рівень політик–напрямів дій суб'єктів (не обов'язковий рівень ієрархії планування) – це рівень допустимих засобів досягнення цілей, причому ці засоби ґрунтуються на загально-прийнятих процедурах прийняття рішень. Контрастні сценарії – це потенційно можливі стани системи, в які вона переходить при досягненні цілей суб'єктів (після застосування політик суб'єктів). Узагальнений сценарій – це інтегральне врахування контрастних сценаріїв для оцінки досягнення мети планування.

При дослідженні ієрархій у процесах планування розраховуються вектори пріоритетів сценаріїв у прямих процесах планування і вектори пріоритетів цілей (політик) у зворотних процесах планування.

З урахуванням викладеного, прямий процес планування передбачає побудову такої ієрархії рівнів (зверху вниз):

- фокус (логічне майбутнє);
- суб'єкти;
- цілі суб'єктів;
- можливі сценарії;
- узагальнений сценарій як результат конкретної реалізації всіх можливих сценаріїв.

Узагальнений сценарій кількісно оцінюється за множиною критеріїв, що визначаються метою планування та точкою зору того, для кого це планування проводиться. Значення критерію для можливого сценарію визначається відносно поточного стану системи за шкалою різниць, яка наведена в таблиці 3.1 та взята із [3].

При розрахунку значення інтегральної оцінки узагальненого сценарію відповідають на два питання:

- в якому напрямку в майбутньому (збільшиться, зменшиться чи

залишиться незмінним) відбудеться зміна кожного критерію при реалізації кожного можливого сценарію;

- яка інтенсивність зміни кожного критерію.

Таблиця 3.1

Шкала для оцінювання критеріїв

Інтенсивність зміни критерію	Різниця
Значення не змінюється	0
Невелике збільшення (зменшення) значення	+2 (-2)
Велике збільшення (зменшення) значення	+4 (-4)
Значне збільшення (зменшення) значення	+6 (-6)
Максимальне збільшення (зменшення) значення	+8 (-8)
Проміжні значення між двома суміжними	$\pm 1, \pm 3, \pm 5, \pm 7$

Інтегральна оцінка узагальненого сценарію знаходиться як сума (за всіма критеріями та за всіма сценаріями) добутків значень інтенсивності змін критеріїв, вагових коефіцієнтів критеріїв і значень векторів пріоритетів можливих сценаріїв.

Як наслідок, інтегральна оцінка дає змогу одночасно визначати вплив кожного з вагових коефіцієнтів критеріїв, а також загальну ефективність запропонованого сценарію розвитку.

Планування в зворотному напрямку здійснюється на основі такої ієрархії рівнів (зверху вниз):

- фокус (бажане майбутнє);
- бажані сценарії;
- проблеми та ситуації, що можуть перешкодити реалізації сценаріїв (не обов'язковий рівень);
- суб'єкти (серед яких можуть бути і нові по відношенню до прямого процесу);
- цілі суб'єктів;
- політики суб'єктів (не обов'язковий рівень).

При побудові цієї ієрархії рівень бажаних сценаріїв, як відомо, доцільно формувати, на думку авторів, за одним із таких п'яти підходів:

- 1) за бажаний сценарій приймається один з імовірних сценаріїв, який визначено при попередньому прямому процесі планування;
- 2) бажані сценарії за кількістю та назвами відповідають імовірним сценаріям при попередньому прямому процесі планування, але відрізняються від останніх пріоритетами (відсотками) в узагальненому сценарії;
- 3) бажані сценарії є підмножиною з множини ймовірних сценаріїв, яку визначено при попередньому прямому процесі планування;

- 4) генеруються нові бажані сценарії, відмінні від тих, що розглядалися в попередньому прямому процесі планування;
- 5) множина бажаних сценаріїв включає як деякі зі сценаріїв попереднього прямого процесу планування, так і нові бажані сценарії.

Після визначення за методом аналізу ієрархії векторів пріоритетів цілей (політик) суб'єктів здійснюється перехід до другого прямого процесу планування. При цьому рівень суб'єктів (і наступні за ним рівні) другого прямого процесу може відрізнятися (за складом) від аналогічного рівня першого прямого процесу. Другий (як і перший) прямий процес планування закінчується визначенням інтегральної оцінки узагальненого сценарію.

Після цього відбувається порівняльний аналіз інтегральних оцінок першого та другого прямих процесів планування. Якщо покращення інтегральної оцінки не задовольняє планувальника, то здійснюються наступні зворотний та прямий процеси планування до отримання задовільної інтегральної оцінки. Одночасно відбувається дослідження структурних змін у складі інтегральної оцінки, які відображають майбутній стан реалізації стратегічних пріоритетів розвитку газовидобувних підприємств.

На сьогоднішній день загальні методичні підходи до здійснення процесу оптимізаційного аналітичного планування розроблені досить ґрунтовно [3], однак використання даних інструментів планування для управління інноваційною діяльністю, а також адаптація методу для потреб підприємств газовидобувної галузі відбувається в монографічній літературі вперше.

В аспекті аналітичного планування варто розглянути процес оптимізації управління інноваційним інвестуванням підприємств газовидобування, спрямований на досягнення стратегічних цілей підприємства за рахунок покращення техніко-економічних показників будівництва свердловин. За критерій оптимізації, який мінімізується, доцільно прийняти розбіжність логічного (при наявних тенденціях) і бажаного майбутнього в досягненні стратегічних завдань підприємства. Такий підхід і будемо називати оптимізаційним аналітичним плануванням.

Проведений аналіз стратегічних завдань розвитку газовидобувного підприємства (див. розд. 1.3) дав змогу визначити їх пріоритети. Виконаний аналіз техніко-економічних показників свердловин (див. розд. 2.1) визначив першочергові напрями впровадження інновацій у процесі буріння свердловин.

Зрозуміло, що не всі із запропонованих напрямів впровадження інновацій у бурінні забезпечують досягнення стратегічних завдань. Виділимо ті з них, які обумовлюються визначеними напрямами іннова-

ційного інвестування, і в цьому дослідженні обмежимося аналізом взаємозв'язків між ними. Співставлення стратегічних завдань та інноваційних напрямів дає змогу виділити завдання, представлені в табл. 3.2. У ній також вказано пріоритети та стратегічні напрями інноваційної діяльності, які впливають на процес аналітичного планування і питома вага (важливість) яких перерахована для виділеної сукупності завдань.

Аналіз діючих сил – суб'єктів розвитку (далі по тексті просто суб'єктів), що впливають на вирішення проблеми, виокремлює таких суб'єктів: керівництво підприємства, науковці та розробники інновацій, виробничники, споживачі, конкуренти, інвестори, влада. Їхні цілі наведено в табл. 3.3.

3 точки зору авторів, застосування суб'єктами своїх політик призводить до розвитку одного з контрастних сценаріїв: 1) збереження статус-кво (проекція сучасного стану на майбутнє); 2) зростання позитивного впливу інновацій на майбутнє підприємства газовидобувної галузі; 3) спадання позитивного впливу інновацій на діяльність підприємства.

Таблиця 3.2

Взаємозв'язок стратегічних завдань і напрямів інновацій

№ завдання	Назва завдання	Переобчислені (перенормовані) пріоритети завдань	Які напрями інновацій впливають	Характер впливу
1	Збільшення прибутковості	27,82 %	1–5	безпосередньо
2	Забезпечення фінансової стабільності підприємства, мінімізація ризику банкрутства	20,07 %	1–5	безпосередньо
3	Забезпечення конкурентоспроможності на внутрішніх і зовнішніх ринках	12,32 %	1–5	опосередковано
4	Забезпечення достатнього рівня фінансування інвестиційних програм	11,50 %	4	опосередковано
5	Мінімізація негативного впливу на оточуюче середовище в процесі видобутку газу	9,86 %	1–5	безпосередньо
6	Участь у розробці газових родовищ в інших країнах	9,39 %	2, 3, 4, 5	опосередковано
7	Зростання продуктивності праці	9,04 %	1–5	безпосередньо

Узагальнений сценарій – стан проблеми впливу інновацій на майбутнє газовидобувного підприємства – інтегрує окремі контрастні сценарії з метою оцінки наслідків планувальних рішень, наслідків діяльності суб'єктів. Таким чином, зроблений аналіз дає можливість представити процес планування в прямому напрямку у вигляді ієрархічної системи, що представлена на рис. 3.1.



Рис. 3.1. Схема прямого процесу планування

Алгоритм дослідження проблеми організації управління інноваційною діяльністю з використанням методу аналізу ієрархій може бути представлений декількома узагальненими етапами (які наведено в табл. 3.4.–3.20).

Таблиця 3.3

Цілі суб'єктів прийняття рішень та їх умовні позначення

№ п/п	Суб'єкти	Назва цілі суб'єкта	Позначення цілі суб'єкта
1	Керівництво підприємства	стабілізація та подальше збільшення видобутку газу	Π_1^1
		збільшення прибутковості	Π_2^1

№ п/п	Суб'єкти	Назва цілі суб'єкта	Позначення цілі суб'єкта
		забезпечення фінансової стабільності підприємства, мінімізація ризику банкрутства	$Ц_3^1$
		участь у забезпеченні позитивного впливу зовнішніх чинників	$Ц_4^1$
		забезпечення достатнього рівня фінансування інвестиційних програм	$Ц_5^1$
		забезпечення конкурентноздатності на внутрішніх і зовнішніх ринках	$Ц_6^1$
		створення сприятливого інвестиційного іміджу газодобувних підприємств	$Ц_7^1$
		участь у розробці газових родовищ в інших країнах	$Ц_8^1$
		мінімізація негативного впливу на оточуюче середовище в процесі видобутку газу	$Ц_9^1$
		зростання продуктивності праці	$Ц_{10}^1$
2	Науковці та розробники інновацій	матеріальне благополуччя	$Ц_1^2$
		соціальний захист	$Ц_2^2$
		професійне зростання	$Ц_3^2$
		збереження роботи	$Ц_4^2$
		запровадження розроблених інновацій	$Ц_5^2$
		збільшення фінансування наукових розробок, інновацій	$Ц_6^2$
3	Виробничники	матеріальне благополуччя	$Ц_1^3$
		соціальний захист	$Ц_2^3$
		професійне зростання	$Ц_3^3$
		збереження роботи	$Ц_4^3$
		стабільність чи покращення виробничих умов	$Ц_5^3$
4	Споживачі	зниження закупівельної ціни газу	$Ц_1^4$
		забезпечення споживання газу в необхідних обсягах	$Ц_2^4$

№ п/п	Суб'єкти	Назва цілі суб'єкта	Позначення цілі суб'єкта
5	Конкуренти	розвиток	$Ц_1^5$
		збільшення частки на ринку збуту	$Ц_2^5$
		забезпечення конкурентноздатності	$Ц_3^5$
6	Інвестори	економічна стабільність	$Ц_1^6$
		прибуток	$Ц_2^6$
		передові технології	$Ц_3^6$
7	Влада	стабілізація та подальше збільшення видобутку газу в країні	$Ц_1^7$
		участь у забезпеченні позитивного впливу зовнішніх чинників	$Ц_2^7$
		забезпечення зовнішніх інвестицій	$Ц_3^7$
		нарощування відтворення сировинної бази	$Ц_4^7$
		введення в розробку нових родовищ	$Ц_5^7$
		збереження створених транспортних потоків газу	$Ц_6^7$
		участь у забезпеченні надійності й ефективності газопровідних систем	$Ц_7^7$
		наповнення бюджету	$Ц_8^7$
		соціальна стабільність	$Ц_9^7$

Етапи прямого процесу аналітичного планування та розрахунки впливу інновацій на майбутній стан підприємства

Етап 1. Визначення впливу суб'єктів на інноваційну діяльність – майбутнє впливу стратегій інноваційної діяльності газовидобувного підприємства. Воно виконується на основі матриці попарних порівнянь суб'єктів відносно цілі ієрархії (табл. 3.4).

Етап 2. Визначення важливості цілей суб'єктів.

Цілі керівництва та їх пріоритети розраховано раніше (розділ 1.3). При цьому $\lambda_{max} = 11,19$; $IV = 0,21$; $BU = 0,14$. Пріоритет цілей науковців і розробників інновацій визначається за допомогою табл. 3.5. Пріоритети цілей виробничників визначено в табл. 3.6.

Таблиця 3.4

Вплив суб'єктів на процес прийняття рішень

№	Суб'єкти	Суб'єкти							Вектор пріоритетів P_i
		1	2	3	4	5	6	7	
1	Керівництво	1	5	5	9	5	0,33	3	28,9 %
2	Науковці	0,2	1	5	7	1	1	3	16,4 %
3	Виробничники	0,2	0,2	1	1	0,33	0,33	0,2	3,9 %
4	Споживачі	0,11	0,14	1	1	0,2	0,2	0,2	2,9 %
5	Конкуренти	0,2	1	3	5	1	0,2	0,2	7,8 %
6	Інвестори	3	1	3	5	5	1	3	26,9 %
7	Влада	0,33	0,33	5	5	5	0,33	1	13,2 %
$\lambda_{max} = 8,192$		$IU = 0,199$				$BU = 0,150$			

Таблиця 3.5

Важливість цілей вчених

№	Науковці	Цілі						Вектор пріоритетів P_i
	Цілі	1	2	3	4	5	6	
1	Матеріальне благополуччя	1	3	3	3	3	3	33,8 %
2	Соціальний захист	0,33	1	3	1	5	3	21,2 %
3	Професійне зростання	0,33	0,33	1	0,2	1	3	8,6 %
4	Збереження роботи	0,33	1	5	1	5	3	23,1 %
5	Запровадження розроблених інновацій	0,33	0,2	1	0,2	1	3	7,9 %
6	Збільшення фінансування наукових розробок, інновацій	0,33	0,33	0,33	0,33	0,33	1	5,4 %
$\lambda_{max} = 6,669$		$IU = 0,133$			$BU = 0,107$			

Таблиця 3.6

Важливість цілей виробничників

№	Виробничники	Цілі					Вектор пріоритетів P_i
	Цілі	1	2	3	4	5	
1	Матеріальне благополуччя	1	3	3	3	7	43,2 %
2	Соціальний захист	0,33	1	5	3	5	28,8 %
3	Професійне зростання	0,33	0,2	1	0,33	3	8,8 %
4	Збереження роботи	0,33	0,33	3	1	2	14,0 %

№	Виробничники	Цілі					Вектор пріоритетів P_i
	Цілі	1	2	3	4	5	
5	Стабільність чи покращення виробничих умов	0,14	0,2	0,33	0,5	1	5,2 %
$\lambda_{max} = 5,391$		$IY = 0,097$			$BY = 0,087$		

Важливість цілей споживачів визначена в табл. 3.7.

Таблиця 3.7

Пріоритети цілей споживачів

№	Споживачі	Цілі		Вектор пріоритетів P_i
	Цілі	1	2	
1	Зниження закупівельної ціни газу	1	0,33	25,0 %
2	Забезпечення споживання газу в необхідних обсягах	3	1	75,0 %
$\lambda_{max} = 2$		$IY = 0,000000$		$BY = 0$

Для визначення важливості цілей конкурентів необхідно заповнити табл. 3.8 та обчислити вектор пріоритетів цих цілей.

Таблиця 3.8

Важливість цілей конкурентів

№	Конкуренти	Цілі			Вектор пріоритетів P_i
	Цілі	1	2	3	
1	Розвиток	1	0,33	1	22,1 %
2	Збільшення долі на ринку збуту	3	1	1	46,0 %
3	Забезпечення конкурентноздатності	1	1	1	31,9 %
$\lambda_{max} = 3,135$		$IY = 0,067$		$BY = 0,116$	

Цілі інвесторів проранжовано в табл. 3.9.

Таблиця 3.9

Вага цілей інвесторів

№	Інвестори	Цілі			Вектор пріоритетів P_i
	Цілі	1	2	3	
1	Стабільність	1	0,14	3	17,0 %
2	Прибуток	7	1	5	73,8 %
3	Передові технології	0,33	0,2	1	9,2 %
$\lambda_{max} = 3,233$		$IY = 0,117$		$BY = 0,201$	

Для владних структур першочерговість цілей та їх вага визначається за допомогою матриці їх попарних порівнянь (табл. 3.10).

Таблиця 3.10

Ранжування цілей влади

№	Влада	Цілі									Вектор пріоритетів P_i
	Цілі	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
1	Стабілізація та подальше збільшення видобутку газу в країні	1	7	3	5	5	0,33	1	0,11	0,2	7,6 %
2	Участь у забезпеченні позитивного впливу зовнішніх чинників	0,14	1	1	1	1	0,33	0,2	0,11	0,14	2,5 %
3	Забезпечення зовнішніх інвестицій	0,33	1	1	3	5	0,33	5	0,11	0,13	5,2 %
4	Нарощування відтворення сировинної бази	0,2	1	0,33	1	5	0,33	3	0,11	0,14	3,7 %
5	Введення в розробку нових родовищ	0,2	1	0,2	0,2	1	0,33	0,2	0,11	0,14	1,8 %
6	Збереження діючих транспортних потоків газу	3	3	3	3	3	1	1	0,11	0,11	7,4 %
7	Участь у забезпеченні надійності й ефективності газопровідних систем	1	5	0,2	0,33	5	1	1	0,11	0,14	4,4 %
8	Наповнення бюджету	9	9	9	9	9	9	9	1	3	41,0 %
9	Соціальна стабільність	5	7	8	7	7	9	7	0,33	1	26,5 %
$\lambda_{\max} = 10,995$		$IU = 0,249$					$BU = 0,172$				

Етап 3. Далі визначається важливість цілей відносно фокуса. Для цього відбувається перемноження пріоритету цілі суб'єкта на вагу цієї цілі (кількість цілей суб'єкта поділену на сумарну кількість цілей усіх суб'єктів). Отримані ранги цілей суб'єкта множаться на пріоритет суб'єкта. Результуючий вектор нормується для отримання пріоритетів цілей. Об'єднуються однакові цілі різних суб'єктів шляхом додавання їх пріоритетів (табл. 3.11).

Таблиця 3.11

Пріоритети цілей відносно фокуса планування

№ цілі суб'єкта	Цілі	№ цілі, що додається	Сумарний пріоритет, %	Суттєвий вплив
1.1	Стабілізація та подальше збільшення видобутку газу	7.1	15,73 %	++
1.2	Нарощування, відтворення сировинної бази	7.4	2,70 %	
1.3	Забезпечення конкурентоспроможності на внутрішніх і зовнішніх ринках	—	3,02 %	
1.4	Забезпечення достатнього рівня фінансування інвестиційних програм	—	3,16 %	
1.5	Забезпечення зовнішніх інвестицій	7.3	3,52 %	+
1.6	Участь у забезпеченні позитивного впливу зовнішніх чинників	7.2	4,72 %	++
1.7	Зростання продуктивності праці	—	1,77 %	
1.8	Мінімізація негативного впливу на оточуюче середовище в процесі видобутку газу	—	1,86 %	
1.9	Збільшення прибутковості	6.2	17,32 %	++
1.10	Забезпечення фінансової стабільності підприємства, мінімізація ризику банкрутства	—	4,60 %	++
2.1	Матеріальне благополуччя	3.1	6,56 %	++
2.2	Соціальний захист	3.2	4,16 %	+
2.3	Професійне зростання	3.3	1,60 %	
2.4	Збереження роботи	3.4	4,00 %	+
2.5	Запровадження розроблених інновацій	—	1,22 %	
2.6	Збільшення фінансування наукових розробок, інновацій	—	0,84 %	
3.1	Матеріальне благополуччя			
3.2	Соціальний захист			
3.3	Професійне зростання			
3.4	Збереження роботи			
3.5	Стабільність чи покращення виробничих умов	—	0,16 %	
4.1	Зниження закупівельної ціни газу	—	0,23 %	
4.2	Забезпечення споживання газу в необхідних обсягах	—	0,68 %	

№ цілі суб'єкта	Цілі	№ цілі, що додається	Сумарний пріоритет, %	Суттєвий вплив
5.1	Розвиток	—	0,81 %	
5.2	Збільшення частки на ринку збуту	—	1,69 %	
5.3	Забезпечення конкурентоздатності	—	1,17 %	
6.1	Стабільність	—	2,16 %	
6.2	Прибуток			
6.3	Передові технології	—	1,17 %	
7.1	Стабілізація та подальше збільшення видобутку			
7.2	Участь у забезпеченні позитивного впливу зовнішніх чинників			
7.3	Забезпечення зовнішніх інвестицій			
7.4	Нарощування відтворення сировинної бази			
7.5	Введення в розробку нових родовищ		0,34 %	
7.6	Збереження діючих транспортних потоків газу		1,38 %	
7.7	Участь у забезпеченні надійності й ефективності газопровідних систем		0,82 %	
7.8	Наповнення бюджету		7,66 %	++
7.9	Соціальний захист		4,95 %	++

Виділені в останньому стовпці +, ++ 10 факторів (цілей), кожна з яких впливає більше, ніж в середньому (3,45 %), дають 73,22 % впливу на фокус проблеми. Фактори (позначені ++) 1, 6, 9, 10, 11, 37, 38, що є найбільш впливовими, разом дають 61,53 % впливу. Для спрощення аналізу далі доцільно застосовувати лише ці сім найвпливовіших цілей суб'єктів.

Етап 4. Необхідно визначити частку кожного з контрастних сценаріїв відносно кожної з семи найголовніших цілей суб'єктів.

Спершу відбувається перенормування ваги даних цілей (табл. 3.12).

Таблиця 3.12

Перенормовані ваги найбільш важливих цілей

Цілі	Стара вага	Нова вага
Стабілізація та подальше збільшення видобутку газу	0,157251	0,255578
Соціальний захист	0,049522	0,080487

Цілі	Стара вага	Нова вага
Участь у забезпеченні позитивного впливу зовнішніх чинників	0,047152	0,076635
Збільшення прибутковості	0,173153	0,281424
Забезпечення фінансової стабільності підприємства, мінімізація ризику банкрутства	0,046011	0,074781
Матеріальне благополуччя	0,065569	0,106568
Наповнення бюджету	0,076619	0,124528
Сума ваг	0,615276	1

Таблиця 3.13

Порівняння сценаріїв за ціллю «стабілізація та подальше збільшення видобутку газу»

№	Стабілізація та подальше збільшення видобутку газу	Сценарій			Вектор пріоритетів P_i
	Сценарій	1	2	3	
1	Статус-кво	1	0,14	3	14,9 %
2	Позитивний вплив інновацій зростає	7	1	9	78,5 %
3	Позитивний вплив інновацій спадає	0,33	0,11	1	6,6 %
$\lambda_{max} = 3,080$ $IU = 0,040$ $BU = 0,069$					

Таблиця 3.14

Порівняння сценаріїв за ціллю «соціальний захист»

№	Соціальний захист	Сценарій			Вектор пріоритетів P_i
	Сценарій	1	2	3	
1	Статус-кво	1	0,25	5	24,4 %
2	Позитивний вплив інновацій зростає	4	1	7	68,7 %
3	Позитивний вплив інновацій спадає	0,20	0,143	1	6,9 %
$\lambda_{max} = 3,124$ $IU = 0,062$ $BU = 0,107$					

Таблиця 3.15

**Порівняння сценаріїв за ціллю «участь у забезпеченні
позитивного впливу зовнішніх чинників»**

№	Участь у забезпеченні позитивного впливу зовнішніх чинників	Сценарій			Вектор пріоритетів P_i
		1	2	3	
1	Статус-кво	1	0,25	2	20,0 %
2	Позитивний вплив інновацій зростає	4	1	5	68,3 %
3	Позитивний вплив інновацій спадає	0,50	0,20	1	11,7 %
$\lambda_{max} = 3,025 \quad IY = 0,012 \quad BY = 0,021$					

Таблиця 3.16

Порівняння сценаріїв за ціллю «прибуток»

№	Прибуток	Сценарій			Вектор пріоритетів P_i
		1	2	3	
1	Статус-кво	1	0,11	5	15,1 %
2	Позитивний вплив інновацій зростає	9	1	9	79,7 %
3	Позитивний вплив інновацій спадає	0,2	0,11	1	5,2 %
$\lambda_{max} = 3,295 \quad IY = 0,147 \quad BY = 0,254$					

Таблиця 3.17

**Порівняння сценаріїв за ціллю «забезпечення фінансової
стабільності підприємства, мінімізація ризику банкрутства»**

№	Забезпечення фінансової стабільності підприємства, мінімізація ризику банкрутства	Сценарій			Вектор пріоритетів P_i
		1	2	3	
1	Статус-кво	1	0,14	4	16,2 %
2	Позитивний вплив інновацій зростає	7	1	9	77,8 %
3	Позитивний вплив інновацій спадає	0,25	0,11	1	5,9 %
$\lambda_{max} = 3,145 \quad IY = 0,072 \quad BY = 0,125$					

Таблиця 3.18

Порівняння сценаріїв за ціллю «матеріальне благополуччя»

№	Матеріальне благополуччя	Сценарій			Вектор пріоритетів P_i
	Сценарій	1	2	3	
1	Статус-кво	1	0,25	4	22,9 %
2	Позитивний вплив інновацій зростає	4	1	7	69,6 %
3	Позитивний вплив інновацій спадає	0,25	0,14	1	7,5 %
$\lambda_{\max} = 3,076 \quad IU = 0,038 \quad BU = 0,066$					

Таблиця 3.19

Порівняння сценаріїв за ціллю «наповнення бюджету»

№	Наповнення бюджету	Сценарій			Вектор пріоритетів P_i
	Сценарій	1	2	3	
1	Статус-кво	1	0,2	4	20,5 %
2	Позитивний вплив інновацій зростає	5	1	7	72,2 %
3	Позитивний вплив інновацій спадає	0,25	0,14	1	7,3 %
$\lambda_{\max} = 3,124 \quad IU = 0,062 \quad BU = 0,107$					

Етап 5. Далі визначається структура узагальненого сценарію. Для отримання ваги сценаріїв відносно фокуса ієрархії необхідно помножити матрицю, що складається з векторів пріоритетів сценаріїв, на вектор ваг цілей:

$$\begin{pmatrix} 0,1488 & 0,2437 & 0,1998 & 0,1514 & 0,1623 & 0,2291 & 0,2050 \\ 0,7854 & 0,6871 & 0,6833 & 0,7968 & 0,7784 & 0,6955 & 0,7223 \\ 0,0658 & 0,0692 & 0,1169 & 0,0518 & 0,0593 & 0,0754 & 0,0727 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} 0,2238 \\ 0,0777 \\ 0,1145 \\ 0,2828 \\ 0,1161 \\ 0,0851 \\ 0,0998 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0,17765 \\ 0,75492 \\ 0,06743 \end{pmatrix}$$

Отже, сценарій «статус-кво» має вагу 17,8 %, сценарій «позитивний вплив інновацій зростає» – 75,5 %, сценарій «позитивний вплив інновацій зменшується» – 6,7 % в узагальненому сценарії.

Етап 6. Визначаються наслідки від прийняття найбільш ймовірних сценаріїв та оцінка узагальненого сценарію.

Кожний зі сценаріїв окремо та узагальнений сценарій можуть бути кількісно оцінені за множиною критеріїв. Значення критерію для сценарію визначаються відносно поточного стану за шкалою різниць (табл. 3.1).

Для цього необхідно виконати оцінку сценаріїв з точки зору одного суб'єкта – керівництва газовидобувного підприємства. Критеріями ефективності сценаріїв при цьому виступають цілі керівництва підприємства.

Таблиця 3.20

Розрахунок змінних стану відносно запропонованих сценаріїв розвитку

№ п/п	Змінна стану (критерій для оцінки наслідків)	Сценарій та його вага			Узагальнений сценарій
		статус-кво	позитивний вплив зростає	позитивний вплив спадає	
1.1*	Стабілізація та подальше збільшення видобутку газу	2	8	-6	5,976547
1.2*	Нарощування, відтворення сировинної бази	1	4	-6	2,7822415
1.3	Підвищення віддачі родовищ, інтенсифікація видобутку газу на основі прогресивних методів	2	8	-6	5,976547
1.4	Збереження діючих транспортних потоків газу	2	6	-4	4,6051172
1.5	Збереження встановлених господарських зв'язків	1	2	-2	1,5481663
1.6*	Забезпечення конкурентоздатності на внутрішніх і зовнішніх ринках	2	6	-6	4,4677625
1.7	Диверсифікація робіт	1	4	-1	3,1256282
1.8	Участь у промисловому освоєнні родовищ на території інших країн	2	6	-6	4,4677625
1.9*	Забезпечення достатнього рівня фінансування інвестиційних програм	1	3	-5	2,0965266
1.10	Введення в розробку нових родовищ	2	8	-6	5,976547

* найбільш значимі змінні стану

№ п/п	Змінна стану (критерій для оцінки наслідків)	Сценарій та його вага			Узагаль- нений сценарій
		статус- кво	позитив- ний вплив зростає	позитив- ний вплив спадає	
1.11	Збільшення обсягів експлуатаційного буріння, введення свердловин в експлуатацію	2	8	-8	5,8391924
1.12*	Забезпечення зовнішніх інвестицій	1	6	-6	4,291026
1.13	Участь у забезпеченні надійності й ефективності газопровідних систем	1	2	-6	1,273457
1.14	Покращення системи управління за рахунок підвищення кваліфікації керівного складу стосовно вирішення завдань, що висуваються ринковими умовами господарювання	1	3	-3	2,2338813
1.15*	Участь у забезпеченні позитивного впливу зовнішніх чинників	1	4	-4	2,9195962
1.16	Розвиток сучасної автоматизації й інформатизації виробництва, управління та інших сфер діяльності	2	8	-8	5,8391924
1.17*	Зростання продуктивності праці	2	8	-4	6,1139017
1.18*	Мінімізація негативного впливу на оточуюче середовище в процесі видобутку газу	2	8	-6	5,976547
1.19*	Збільшення прибутковості	1	6	-6	4,291026
1.20*	Забезпечення фінансової стабільності підприємства, мінімізація ризику банкрутства	1	6	-6	4,291026
Інтегральна оцінка узагальненого сценарію					84,0916918
Інтегральна оцінка узагальненого сценарію за найбільш значимими змінними стану (які позначені*)					43,2062006

Результати аналізу змінних, наведені в табл. 3.20, дають змогу зробити такі висновки щодо ймовірних напрямів розгортання подій на підприємствах газодобувної галузі України. Як видно з проведеного аналізу, ситуація з інноваціями в близькому майбутньому трохи покращиться. На цьому буде ґрунтуватися значне розширення роботи зі стабілізації та збільшення видобутку газу. На цій основі підвищиться віддача родовищ та інтенсифікація видобутку газу на базі прогресивних технологій. Інновації призведуть до незначного введення в розробку нових родовищ, невеликого збільшення обсягів експлуатаційного буріння, введення свердловин в експлуатацію. Відбудеться деяке поліпшення керованості за рахунок підвищення кваліфікації керівного складу підприємств стосовно вирішення завдань, що виникають в нових ринкових умовах господарювання. Відбудеться невелике збільшення прибутковості. Незначно збільшиться участь у забезпеченні позитивного впливу зовнішніх чинників; збільшення фінансової стабільності підприємства та забезпечення достатнього рівня фінансування виробничих програм. За іншими завданнями (цілями) підприємства також будуть зрушення в позитивному напрямі, але дуже незначні.

Даний аналіз, проведений при першому прямому плануванні, дав можливість досягти мети прямого планування – спроектувати майбутній стан, спираючись на існуючі тенденції.

Зворотній процес планування (ЗПП).

Як відомо, ЗПП є нормативною гілкою методу аналізу ієрархій на противагу описовій гілці цього методу – прямому процесу планування. В процесі зворотного планування ідентифікуються політики суб'єктів, які можуть призвести до наближення, до збіжності ймовірного (логічного) та бажаного майбутнього. Крім ідентифікації найкращих політик, під якими розуміють санкціоновані та такі, що надаються загальноприйнятими процедурами прийняття рішень, засоби, для досягнення цілей в ЗПП виявляються різні проблеми, які можуть виникнути при здійсненні різних політик, реалізації різних сценаріїв. ЗПП має такі рівні (рис. 3.2):

- 1 рівень (фокус проблеми) – бажане майбутнє.
- 2 рівень – бажані сценарії майбутнього.
- 3 рівень – проблеми, що виникають при реалізації майбутнього.
- 4 рівень – суб'єкти, які контролюють ці проблеми.
- 5 рівень – цілі (або політики) окремих суб'єктів, що прагнуть впливати на інших суб'єктів.

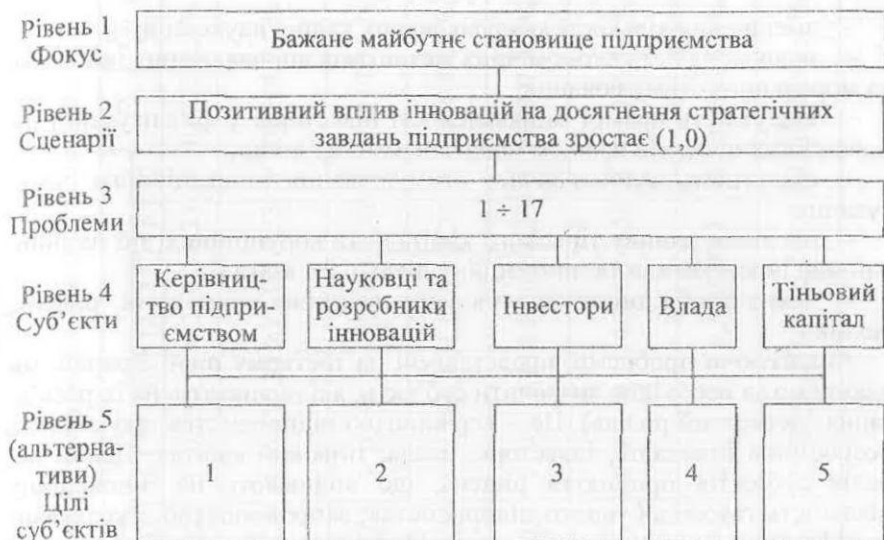


Рис. 3.2. Схема зворотного процесу планування

На думку авторів, на третьому рівні ієрархії ЗПП слід розглянути такі елементи (проблеми та можливості, що виникають при реалізації бажаного сценарію):

- тенденція збільшення вартості свердловин;
- збільшення термінів буріння свердловин на глибинах 4–6 тис. метрів з часом;
- збільшення темпів зростання вартості свердловин залежно від глибини за останні роки;
- тенденція збільшення вартості 1 м свердловини;
- збільшення сталих витрат на свердловину за останні роки;
- збільшення вартості свердловин глибиною більше 4 тис. метрів, що відзначається останнім часом;
- проблема вибору проекту інноваційного інвестування при багатокритеріальності оцінок проектів;
- проблема вибору часу запровадження інновацій з метою підтримання прибутковості на певному рівні в умовах обмеженості фінансових ресурсів, що направляються на інноваційне інвестування;
- проблема збільшення рівня фінансування інновацій;
- недостатній рівень автоматизації збору первинної інформації для отримання об'єктивних даних про роботу бурової техніки;
- протекціонізм при розподілі фінансів, які спрямовуються на інноваційні проекти;

- зменшення кількості кваліфікованих кадрів науковців;
- недосконалість економічних механізмів впровадження інновацій та морального стимулювання;
- відсутність прямої зацікавленості інвесторів у фінансуванні інноваційних проєктів шляхом податкових пільг тощо;
- відсутність законодавчого стимулювання інноваційного інвестування;
- наслідки впливу тіньового капіталу та корупційних дій на інноваційне інвестування та інноваційну діяльність взагалі;
- певна необхідність закупівлі інноваційних технологій, рішень, техніки.

Аналізуючи проблеми, представлені на третьому рівні ієрархії, ми вважаємо за необхідне визначити суб'єкти, які впливають на їх розв'язання (четвертий рівень). Це – керівництво підприємства, науковці та розробники інновацій, інвестори, влада, тіньовий капітал. Даний перелік суб'єктів прийняття рішень, що впливають на інноваційну діяльність газовидобувного підприємства, запропоновано з урахуванням фактичного становища з управління інноваційною діяльністю на газовидобувних підприємствах.

П'ятий рівень ієрархії – це визначення альтернатив (цілей, що застосовуються суб'єктами):

1. Запровадження інновацій для покращення техніко-економічних показників (ТЕП) свердловин і збору об'єктивної первинної інформації зі свердловин.
2. Запровадження системи вибору проєктів інноваційних інвестицій та часу їх запровадження;
3. Розвиток на підприємстві ефективної системи стимулювання інноваційної діяльності (стимулювання залучення інвестицій; заохочення зменшення протекціонізму, економічна зацікавленість у стабілізації та вдосконаленні кадрового потенціалу вчених; економічного стимулювання впровадження інновацій та заміни інноваційних рішень (технологій, техніки), що закуповується, своїми розробками).
4. Розробка законодавчих актів і нормативних документів, що стимулюють інновації.
5. Збільшення капіталу.

Розрахунки ЗПП, проведені в кілька етапів, наведено нижче.

Розрахунок зворотного етапу процесу аналітичного планування

1-й етап ЗПП: визначаються пріоритети проблем (елементи 3-го рівня ієрархії ЗПП) відносно бажаного сценарію майбутнього (другого рівня ієрархії ЗПП) – зростання позитивного впливу інновацій на досягнення стратегічних завдань підприємства (табл. 3.21).

Таблиця 3.21

Матриця попарних порівнянь проблем та їх пріоритети відносно бажаного сценарію

№	2 рівень ієрархії Проблема	Проблема																	P_i	$P_i, \%$
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17		
1	Збільшення вартості свердловин	1	1	1	1	0,5	2	0,2	0,25	0,14	0,25	3	0,25	0,33	0,2	0,2	0,33	1	0,0222	2,2 %
2	Збільшення термінів буріння на глибинах 4-6 тис. м	1	1	1	1	0,25	1	0,2	0,2	0,14	0,25	3	0,33	0,33	0,25	0,2	0,33	1	0,0208	2,1 %
3	Темпи росту вартості свердловин з глибиною	1	1	1	1	0,33	1	0,2	0,25	0,17	0,25	3	0,25	0,33	0,2	0,2	0,33	1	0,0210	2,1 %
4	Збільшення вартості метра свердловини	1	1	1	1	0,33	1	0,2	0,2	0,14	0,33	3	0,33	0,33	0,25	0,2	0,33	1	0,0215	2,2 %
5	Збільшення сталих витрат на свердловину	2	4	3	3	1	2	0,17	0,33	0,2	0,5	1	0,33	0,33	0,25	0,2	0,33	1	0,0307	3,1 %
6	Збільшення вартості свердловин глибиною більше 4 тис. м	0,5	1	1	1	0,5	1	0,33	0,33	0,17	0,5	0,25	0,25	0,33	0,2	0,2	0,33	1	0,0195	1,9 %
7	Вибір проекту інноваційного інвестування	5	5	5	5	6	3	1	3	0,2	4	2	3	1	0,25	0,25	1	2	0,0806	8,1 %
8	Вибір часу запровадження інновацій	4	5	4	5	3	3	0,33	1	1	1	1	0,25	0,25	0,25	0,2	0,2	0,33	0,0415	4,1 %

[illegible]

Далі проводиться перенормування ваги п'яти найбільш значущих проблем, які разом мають частку 0,59192 (табл. 3.22).

Таблиця 3.22

Перенормовані ваги найбільш значущих проблем

№	Проблема	Стара вага	Нова вага
1	Вибір проекту інноваційного інвестування	0,08064	0,1362346
2	Проблема збільшення рівня фінансування	0,13017	0,2199115
3	Відсутність прямої зацікавленості інвесторів	0,13968	0,2359778
4	Відсутність законодавчого стимулювання	0,16056	0,2712529
5	Наслідки впливу тіньового капіталу	0,08087	0,1366232
Сума ваг		0,59192	1,0000000

2-й етап ЗПП: визначається вплив суб'єктів на найбільш значущі проблеми (табл. 3.23–3.27).

Таблиця 3.23

Вплив суб'єктів на вибір проекту інноваційного інвестування

№	Вибір проекту інноваційного інвестування	Суб'єкти					Вектор пріоритетів P_i
	Суб'єкти	1	2	3	4	5	
1	Керівництво підприємства	1	2	2	3	2	0,35039
2	Науковці та розробники інновацій	0,5	1	3	3	0,33	0,20125
3	Інвестори	0,5	0,33	1	3	2	0,18557
4	Влада	0,33	0,33	0,33	1	2	0,11027
5	Тіньовий капітал	0,5	3	0,5	0,5	1	0,15252
$\lambda_{\max} = 6,072$		$IU = 0,268$					$BU = 0,239$

Таблиця 3.24

Вплив суб'єктів на проблему збільшення рівня фінансування

№	Проблема збільшення рівня фінансування	Суб'єкти					Вектор пріоритетів P_i
	Суб'єкти	1	2	3	4	5	
1	Керівництво підприємства	1	5	2	3	2	0,37368
2	Науковці та розробники інновацій	0,2	1	0,2	0,33	0,33	0,05577
3	Інвестори	0,5	5	1	3	2	0,2832
4	Влада	0,33	3	0,33	1	2	0,15193
5	Тіньовий капітал	0,5	3	0,5	0,5	1	0,13542
$\lambda_{\max} = 5,207$		$IU = 0,052$					$BU = 0,046$

Таблиця 3.25

**Пріоритет суб'єктів стосовно проблеми відсутності прямої
зацікавленості інвесторів в інноваціях**

№	Відсутність прямої зацікавленості інвесторів	Суб'єкти					Вектор пріоритетів P_i
	Суб'єкти	1	2	3	4	5	
1	Керівництво підприємства	1	2	0,2	3	1	0,18051
2	Науковці та розробники інновацій	0,5	1	0,2	0,2	0,2	0,05769
3	Інвестори	5	5	1	1	1	0,33132
4	Влада	0,33	5	1	1	2	0,22143
5	Тіньовий капітал	1	5	1	0,5	1	0,20905
$\lambda_{max} = 5,852$		$IU = 0,213$			$BU = 0,190$		

Таблиця 3.26

**Ранги суб'єктів за проблемою відсутності законодавчого
стимулювання інноваційної діяльності**

№	Відсутність законодавчого стимулювання	Суб'єкти					Вектор пріоритетів P_i
	Суб'єкти	1	2	3	4	5	
1	Керівництво підприємства	1	1	1	3	3	0,27967
2	Науковці та розробники інновацій	1	1	0,2	0,2	0,2	0,06862
3	Інвестори	1	5	1	1	1	0,24866
4	Влада	0,33	5	1	1	2	0,22929
5	Тіньовий капітал	0,33	5	1	0,5	1	0,17377
$\lambda_{max} = 5,933$		$IU = 0,233$			$BU = 0,208$		

Таблиця 3.27

**Вага суб'єктів у контролі проблеми «наслідки впливу
тіньового капіталу»**

№	Наслідки впливу тіньового капіталу	Суб'єкти					Вектор пріоритетів P_i
	Суб'єкти	1	2	3	4	5	
1	Керівництво підприємства	1	2	0,33	0,33	0,14	0,07804
2	Науковці та розробники інновацій	0,5	1	0,2	0,2	0,2	0,05157
3	Інвестори	3	5	1	1	3	0,33313

№	Наслідки впливу тіньового капіталу	Суб'єкти					Вектор пріоритетів P_i
	Суб'єкти	1	2	3	4	5	
4	Влада	3	5	1	1	3	0,33313
5	Тіньовий капітал	7	5	0,33	0,33	1	0,20414
$\lambda_{\max} = 5,466$		$IU = 0,117$			$BU = 0,104$		

3-й етап ЗПП: визначається пріоритет (вага) суб'єктів у ЗПП стосовно фокуса (1-го рівня) ієрархії ЗПП. Для цього необхідно перемножити матрицю пріоритетів проблем по суб'єктам на вектор пріоритетів проблем відносно фокуса ієрархії.

$$\begin{pmatrix} 0,3504 & 0,3737 & 0,1805 & 0,2797 & 0,780 \\ 0,2013 & 0,0558 & 0,0577 & 0,0686 & 0,0516 \\ 0,1856 & 0,2832 & 0,3313 & 0,2487 & 0,3331 \\ 0,1103 & 0,1519 & 0,2214 & 0,2293 & 0,3331 \\ 0,1525 & 0,1354 & 0,2091 & 0,1738 & 0,2041 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} 0,1362 \\ 0,2199 \\ 0,2360 \\ 0,2713 \\ 0,1366 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0,2590 \\ 0,0790 \\ 0,2784 \\ 0,2084 \\ 0,1749 \end{pmatrix}$$

У результаті, розраховані наступні пріоритети суб'єктів відносно фокуса ієрархії в ЗПП:

- 1) керівництво підприємства 25,9 %
- 2) науковці та розробники інновацій 7,9 %
- 3) інвестори 27,87 %
- 4) влада 20,84 %
- 5) тіньовий капітал 17,49 %

4-й етап ЗПП: розрахунок пріоритетів альтернатив (цілей суб'єктів) відносно суб'єктів (див. табл. 3.28–3.32).

Таблиця 3.28

**Матриця порівнянь і пріоритети цілей у ЗПП
для керівництва підприємства**

№	Керівництво	Цілі					Вектор пріоритетів P_i
	Цілі	1	2	3	4	5	
1	Запровадження інновацій	1	1	0,2	1	5	0,15906
2	Система вибору проектів	1	1	1	3	3	0,24684
3	Система стимулювання інновацій	5	1	1	5	5	0,41779
4	Розробка законодавчих актів	1	0,33	0,2	1	5	0,12769
5	Збільшення капіталу	0,2	0,33	0,2	0,2	1	0,04861
$\lambda_{\max} = 5,506$		$IU = 0,127$			$BU = 0,113$		

Таблиця 3.29

**Визначення пріоритетів цілей у ЗПП для науковців
і розробників інновацій**

№	Науковці та розробники інновацій	Цілі					Вектор пріоритетів P_i
	Цілі	1	2	3	4	5	
1	Запровадження інновацій	1	1	0,14	5	9	0,17421
2	Система вибору проектів	1	1	0,14	5	9	0,17421
3	Система стимулювання інновацій	7	7	1	5	9	0,55993
4	Розробка законодавчих актів	0,2	0,2	0,2	1	9	0,07094
5	Збільшення капіталу	0,11	0,11	0,11	0,11	1	0,0207
$\lambda_{max} = 5,979$		$IV = 0,245$			$BU = 0,219$		

Таблиця 3.30

Визначення рангів цілей у ЗПП з точки зору інвесторів

№	Інвестори	Цілі					Вектор пріоритетів P_i
	Цілі	1	2	3	4	5	
1	Запровадження інновацій	1	0,2	0,2	0,14	0,14	0,03115
2	Система вибору проектів	5	1	0,33	0,14	0,2	0,07026
3	Система стимулювання інновацій	5	3	1	0,2	0,2	0,11662
4	Розробка законодавчих актів	7	7	5	1	0,2	0,28131
5	Збільшення капіталу	7	5	5	5	1	0,50066
$\lambda_{max} = 5,820$		$IV = 0,205$			$BU = 0,183$		

Таблиця 3.31

Значимість цілей ЗПП для влади

№	Влада	Цілі					Вектор пріоритетів P_i
	Цілі	1	2	3	4	5	
1	Запровадження інновацій	1	1	1	0,14	0,2	0,06719
2	Система вибору проектів	1	1	1	0,14	0,2	0,06719
3	Система стимулювання інновацій	1	1	1	0,2	0,2	0,07187
4	Розробка законодавчих актів	7	7	5	1	0,2	0,29796
5	Збільшення капіталу	5	5	5	5	1	0,49579
$\lambda_{max} = 5,443$		$IV = 0,111$			$BU = 0,099$		

Вага цілей ЗПП з точки зору тіньового капіталу

№	Тіньовий капітал	Цілі					Вектор пріоритетів P_i
	Цілі	1	2	3	4	5	
1	Запровадження інновацій	1	0,33	0,33	0,2	0,11	0,0342
2	Система вибору проектів	3	1	0,33	0,33	0,11	0,05878
3	Система стимулювання інновацій	3	3	1	0,33	0,11	0,09122
4	Розробка законодавчих актів	5	3	3	1	0,11	0,15678
5	Збільшення капіталу	9	9	9	9	1	0,65902
$\lambda_{max} = 5,487$		$IU = 0,122$					$BU = 0,109$

5-й етап ЗПП: отримання ваги альтернатив – цілей суб'єктів стосовно фокуса – бажаного майбутнього. Для цього треба перемножити матрицю пріоритетів альтернатив відносно суб'єктів на вектор пріоритетів суб'єктів відносно фокуса ієрархії. Результатом розрахунків будуть пріоритети альтернатив відносно фокуса.

$$\begin{pmatrix} 0,1591 & 0,1742 & 0,0312 & 0,0672 & 0,0342 \\ 0,2468 & 0,1742 & 0,0703 & 0,0672 & 0,0588 \\ 0,4178 & 0,5599 & 0,1166 & 0,0719 & 0,0912 \\ 0,1277 & 0,0709 & 0,2813 & 0,2980 & 0,1568 \\ 0,1486 & 0,0207 & 0,5001 & 0,4958 & 0,6590 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} 0,2590 \\ 0,0790 \\ 0,2787 \\ 0,2840 \\ 0,1749 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0,0836 \\ 0,1216 \\ 0,2159 \\ 0,2066 \\ 0,3723 \end{pmatrix}$$

Таким чином, у результаті проведення зворотного процесу планування отримано такі пріоритети альтернатив (цілей суб'єктів) відносно фокуса ієрархії ЗПП – проблеми зростання позитивного впливу інновацій на досягнення стратегічних завдань підприємства газодобувної галузі:

- 1) запровадження інновацій, які покращують техніко-економічні показники свердловин – 8,36 %;
- 2) запровадження системи вибору проектів і часу їх впровадження – 12,16 %;
- 3) розвиток системи стимулювання інновацій – 21,59 %;
- 4) розробка законодавчих актів, що стимулюють інновації – 20,66 %;
- 5) збільшення капіталу – 37,23 %.

Отримані результати дозволяють перейти до другого прямого процесу планування задля оптимізації планування (за схемою, що наведена на рис. 3.3).

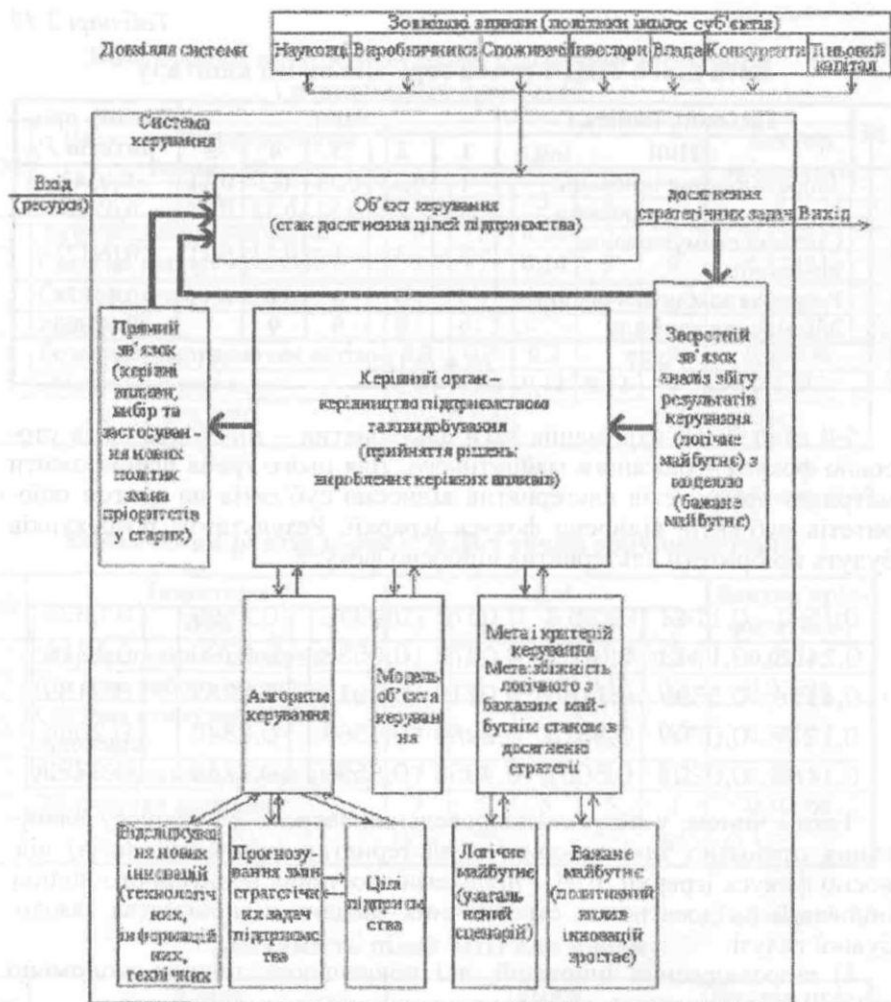


Рис. 3.3. Структурна схема системи управління прийняттям рішень стосовно інновацій на основі аналітичного планування

Другий прямий процес планування (ДППП).

Схема ДППП матиме вигляд, який наведено на рис. 3.4:

Перший рівень – мета (фокус): майбутнє стратегій інноваційної діяльності на газодобувному підприємстві.

Другий рівень – суб'єкти:

1) керівництво підприємства;

- 2) науковці та розробники інновацій;
- 3) інвестори;
- 4) влада;
- 5) тіньовий капітал.



Рис. 3.4. Ієрархія другого прямого процесу планування

З метою оптимізації аналітичного планування залишено найбільш впливові серед суб'єктів першого ППП та додатково введені найбільш впливові суб'єкти ЗПП.

Третій рівень – цілі суб'єктів:

- C_1 : стабілізація та подальше збільшення видобутку газу;
- C_2 : участь у забезпеченні позитивного впливу зовнішніх чинників;
- C_3 : збільшення прибутку;
- C_4 : соціальний захист;

Таблиця 3.33

Розрахунок пріоритетів суб'єктів відносно мети

№	Мета	Суб'єкти					Вектор пріоритетів P_i
	Суб'єкти	1	2	3	4	5	
1	Керівництво	1	5	3	5	5	0,50384
2	Науковці	0,2	1	1	4	3	0,18345
3	Інвестори	0,33	1	1	1	2	0,14199
4	Влада	0,2	0,25	1	1	4	0,11161
5	Тіньовий капітал	0,2	0,33	0,5	0,25	1	0,05911
$\lambda_{max} = 5,459$		$IY = 0,115$			$BV = 0,102$		

Таблиця 3.34

Розрахунок пріоритетів цілей керівництва

№	Керівництво	Цілі						Вектор пріоритетів P_i
	Цілі	$Ц_1$	$Ц_2$	$Ц_3$	$Ц_7$	$Ц_8$	$Ц_9$	
1	$Ц_1$	1	5	6	1	1	1	0,267516
2	$Ц_2$	0,2	1	1	0,33	0,33	0,33	0,067005
3	$Ц_3$	0,17	1	1	1	1	1	0,112582
5	$Ц_7$	1	3	1	1	1	0,33	0,151762
6	$Ц_8$	1	3	1	1	1	1	0,182256
7	$Ц_9$	1	3	1	3	1	1	0,218879
$\lambda_{max} = 6,546$		$IY = 0,101$			$BV = 0,088$			

Таблиця 3.35

Розрахунок пріоритетів цілей науковців

№	Науковці	Влада				Вектор пріоритетів P_i
	Влада	$Ц_4$	$Ц_5$	$Ц_7$	$Ц_9$	
1	$Ц_4$	1	1	5	2	0,37071
2	$Ц_5$	1	1	4	3	0,38800
3	$Ц_7$	0,2	0,25	1	0,5	0,08289
4	$Ц_9$	0,5	0,33	2	1	0,15840
$\lambda_{max} = 4,027$		$IY = 0,009$			$BV = 0,010$	

Таблиця 3.36

Розрахунок пріоритетів цілей інвесторів

№	Інвестори	Цілі		Вектор пріоритетів P_i
	Цілі	U_3	U_{10}	
1	U_3	1	5	0,83333
2	U_{10}	0,2	1	0,16667
$\lambda_{\max} = 2$		$IU = 0$		$BU = 0$

Таблиця 3.37

Розрахунок пріоритетів цілей влади

№	Керівництво	Влада				Вектор пріоритетів P_i
	Влада	U_1	U_2	U_6	U_{10}	
1	U_1	1	7	0,11	1	0,13834
2	U_2	0,14	1	0,11	1	0,05229
3	U_6	9	9	1	7	0,71882
4	U_{10}	1	1	0,14	1	0,09056
$\lambda_{\max} = 4,506$		$IU = 0,169$				$BU = 0,187$

Матриця А (табл. 3.38) утворюється шляхом проставлення в ній пріоритетів цілей, які є у суб'єктів. Всі елементи, що відповідають відсутнім (з одинадцяти) аналізованим цілям, – нулі.

Таблиця 3.38

Матриця А пріоритетів цілей суб'єктів

Цілі		Суб'єкти				
№	Керівництво	Науковці	Інвестори	Влада	Тінювики	
1	0,26752	0	0	0,13834	0	
2	0,06702	0	0	0,05229	0	
3	0,11258	0	0,83333	0	0	
4	0	0,37071	0	0	0	
5	0	0,38800	0	0	0	
6	0	0	0	0,71882	0	
7	0,15176	0,08289	0	0	0	
8	0,18226	0	0	0	0	
9	0,21888	0,15840	0	0	0	
10	0	0	0,16667	0,09056	0	
11	0	0	0	0	1,00000	

3-й етап ДППП: визначається важливість цілей відносно фокуса. Для цього необхідно розрахувати структурну матрицю $L = \|l_{ij}\|$

(табл. 3.39), де $l_{ij} = \frac{k_i}{k}$, $l_{ij} = 0$, ($i \neq j$); k_i – кількість цілей суб'єкта i , ($i, j=1, 2, \dots, 5$); k – сумарна кількість цілей всіх суб'єктів (рис. 5); $k = k_1 + \dots + k_5$, ($k_1 = 6, k_2 = 4, k_3 = 2, k_4 = 4, k_5 = 1$).

Таблиця 3.39

Структурна матриця L

0,352941	0	0	0	0
0	0,235294	0	0	0
0	0	0,117647	0	0
0	0	0	0,235294	0
0	0	0	0	0,058824

Розраховується добуток матриць $A \cdot L$.

$$A \times L = \begin{pmatrix} 0,094419 & 0 & 0 & 0,032551 & 0 \\ 0,023654 & 0 & 0 & 0,012304 & 0 \\ 0,039734 & 0 & 0,098039 & 0 & 0 \\ 0 & 0,087226 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,091294 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0,169134 & 0 \\ 0,053562 & 0,019504 & 0 & 0 & 0 \\ 0,064327 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0,077252 & 0,037271 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0,019608 & 0,021308 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0,058824 \end{pmatrix}.$$

X – вектор пріоритетів суб'єктів відносно фокуса ДППП (див. табл. 3.3).

$$X = \begin{pmatrix} 0,50384 \\ 0,18345 \\ 0,14199 \\ 0,11161 \\ 0,05911 \end{pmatrix}.$$

Визначається добуток матриць $(A \cdot L) \cdot X$

$$A \cdot L \cdot X = \begin{pmatrix} 0,0512049 \\ 0,0132911 \\ 0,0339402 \\ 0,0160016 \\ 0,0167479 \\ 0,0188770 \\ 0,0305648 \\ 0,0324105 \\ 0,0457598 \\ 0,0051624 \\ 0,0034771 \end{pmatrix}.$$

Для нормування матриці ALX треба знайти суму її елементів – це: $G = 0,2674372$.

Матрицю (вектор-стовпець) W можна отримати шляхом ділення кожного елемента стовпця ALX на G :

$$W = \begin{pmatrix} 0,191465 \\ 0,049698 \\ 0,126909 \\ 0,059833 \\ 0,062624 \\ 0,070585 \\ 0,114288 \\ 0,121189 \\ 0,171105 \\ 0,019303 \\ 0,013002 \end{pmatrix}.$$

Стовпець W – це пріоритети цілей суб'єктів відносно фокуса ДППП.

4-й етап ДППП: розрахунок пріоритетів даних цілей відносно контрастних сценаріїв C_1 , C_2 , C_3 ДППП (див. рис. 3.4). Результати розрахунків представлено в таблицях 3.40–3.50.

Таблиця 3.40

Пріоритети сценаріїв відносно цілі «стабілізація та збільшення видобутку газу»

№	Стабілізація та збільшення видобутку газу	Сценарії			Вектор пріоритетів P_i
	Сценарії	C_1	C_2	C_3	
1	C_1	1	0,14	3	0,14882
2	C_2	7	1	9	0,78539
3	C_3	0,33	0,11	1	0,06579
$\lambda_{max} = 3,080$		$IY = 0,040$		$BY = 0,069$	

Таблиця 3.41

Пріоритети сценаріїв відносно цілі «участь у забезпеченні позитивного впливу зовнішніх чинників»

№	Участь у забезпеченні позитивного впливу зовнішніх чинників	Сценарії			Вектор пріоритетів P_i
	Сценарії	C_1	C_2	C_3	
1	C_1	1	0,25	2	0,19981
2	C_2	4	1	5	0,68334
3	C_3	0,5	0,2	1	0,11685
$\lambda_{max} = 3,025$		$IY = 0,012$		$BY = 0,021$	

Таблиця 3.42

Пріоритети сценаріїв відносно цілі «прибуток»

№	Прибуток	Сценарії			Вектор пріоритетів P_i
	Сценарії	C_1	C_2	C_3	
1	C_1	1	0,11	5	0,1514
2	C_2	9	1	9	0,79683
3	C_3	0,2	0,11	1	0,05178
$\lambda_{max} = 3,295$		$IY = 0,147$		$BY = 0,254$	

Таблиця 3.43

Пріоритети сценаріїв відносно цілі «соціальний захист»

№	Соціальний захист	Сценарії			Вектор пріоритетів P_i
	Сценарії	C_1	C_2	C_3	
1	C_1	1	0,14	3	0,148815
2	C_2	7	1	9	0,785391
3	C_3	0,33	0,11	1	0,065794
$\lambda_{max} = 3,080$		$IY = 0,040$		$BY = 0,069$	

Таблиця 3.44

Пріоритети сценаріїв відносно цілі «матеріальне благополуччя»

№	Матеріальне благополуччя	Сценарії			Вектор пріоритетів P_i
	Сценарії	C_1	C_2	C_3	
1	C_1	1	0,25	4	0,22905
2	C_2	4	1	7	0,69552
3	C_3	0,25	0,14	1	0,07543
$\lambda_{max} = 3,076$		$IY = 0,038$		$BY = 0,066$	

Таблиця 3.45

Пріоритети сценаріїв відносно цілі «бюджет»

№	Бюджет	Сценарії			Вектор пріоритетів P_i
	Сценарії	C_1	C_2	C_3	
1	C_1	1	0,2	4	0,20499
2	C_2	5	1	7	0,72230
3	C_3	0,25	0,14	1	0,07272
$\lambda_{max} = 3,124$		$IY = 0,062$		$BY = 0,107$	

Таблиця 3.46

Пріоритети сценаріїв відносно цілі «запровадження інновацій»

№	Запровадження інновацій	Сценарії			Вектор пріоритетів P_i
	Сценарії	C_1	C_2	C_3	
1	C_1	1	0,2	3	0,17818
2	C_2	5	1	9	0,7514
3	C_3	0,33	0,11	1	0,07042
$\lambda_{max} = 3,029$		$IY = 0,015$		$BY = 0,025$	

Таблиця 3.47

Пріоритети сценаріїв відносно цілі «запровадження системи вибору проектів»

№	Запровадження системи вибору проектів	Сценарії			Вектор пріоритетів P_i
	Сценарії	C_1	C_2	C_3	
1	C_1	1	0,13	7	0,17818
2	C_2	8	1	9	0,77500
3	C_3	0,14	0,11	1	0,04682
$\lambda_{max} = 3,383$		$IY = 0,191$		$BY = 0,330$	

Таблиця 3.48

Пріоритети сценаріїв відносно цілі «стимулювання інновацій»

№	Стимулювання інновацій	Сценарії			Вектор пріоритетів P_i
	Сценарії	C_1	C_2	C_3	
1	C_1	1	0,13	9	0,19149
2	C_2	8	1	9	0,76596
3	C_3	0,11	0,11	1	0,04255
$\lambda_{max} = 3,500$		$IY = 0,250$		$BY = 0,431$	

Таблиця 3.49

Пріоритети сценаріїв відносно цілі «закони, що стимулюють інновації»

№	Закони, що стимулюють інновації	Сценарії			Вектор пріоритетів P_i
	Сценарії	C_1	C_2	C_3	
1	C_1	1	0,11	7	0,16728
2	C_2	9	1	9	0,78701
3	C_3	0,14	0,11	1	0,04571
$\lambda_{max} = 3,436$		$IU = 0,218$		$BU = 0,376$	

Таблиця 3.50

Пріоритети сценаріїв відносно цілі «збільшення капіталу»

№	Збільшення капіталу	Сценарії			Вектор пріоритетів P_i
	Сценарії	C_1	C_2	C_3	
1	C_1	1	0,13	8	0,19048
2	C_2	8	1	8	0,76190
3	C_3	0,13	0,13	1	0,04762
$\lambda_{max} = 3,500$		$IU = 0,250$		$BU = 0,431$	

5-й етап ДППП: визначається структура узагальненого сценарію. Для цього необхідно перемножити матрицю, складену з пріоритетів цілей відносно сценаріїв (ці пріоритети беремо з табл. 3.40–3.50), на стовпець W пріоритетів цілей суб'єктів відносно фокуса. Результатом буде пріоритет сценаріїв відносно фокуса ДППП. Це частка сценаріїв C_1, C_2, C_3 в узагальненому сценарії (див. рис. 3.4):

$$\begin{pmatrix} 0,1488 & 0,1998 & 0,1514 & 0,1488 & 0,2291 & 0,2050 & 0,1782 & 0,1782 & 0,1915 & 0,1673 & 0,1905 \\ 0,7854 & 0,6833 & 0,7968 & 0,7854 & 0,6955 & 0,7223 & 0,7514 & 0,7750 & 0,7660 & 0,7870 & 0,7619 \\ 0,0658 & 0,1169 & 0,0518 & 0,0658 & 0,0754 & 0,0727 & 0,0704 & 0,0468 & 0,0426 & 0,0457 & 0,0476 \end{pmatrix} \times$$

$$\begin{pmatrix} 0,191465 \\ 0,049698 \\ 0,126909 \\ 0,059833 \\ 0,062624 \\ 0,070585 \\ 0,114288 \\ 0,121189 \\ 0,171105 \\ 0,019303 \\ 0,013002 \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} 0,176960 \\ 0,754544 \\ 0,068497 \end{pmatrix} =$$

6-й етап ДППП: за табл. 3.51 проводиться оцінка узагальненого сценарію за цілями керівництва підприємства.

Таблиця 3.51

**Калібровка змінних стану відносно сценаріїв у другому
прямому процесі планування**

№ п/п	Змінна стану (критерій для оцінки наслідків)	Сценарій та його вага			Узагаль- нений сценарій
		статус- кво	позитив- ний вплив зростає	позитив- ний вплив спадає	
1.1*	Стабілізація та подальше збільшення видобутку газу	2	8	-6	5,97929
1.2*	Нарощування, відтворення сировинної бази	1	4	-6	2,784154
1.3	Підвищення віддачі родовищ, інтенсифікація видобутку газу на основі прогресивних методів	2	8	-6	5,97929
1.4	Збереження створених транспортних потоків газу	2	6	-4	4,607196
1.5	Збереження встановлених господарських зв'язків	1	2	-2	1,549054
1.6*	Забезпечення конкурентоспроможності на внутрішніх і зовнішніх ринках	2	6	-6	4,470202
1.7	Диверсифікація робіт	1	4	-1	3,126639

* найбільш значимі змінні стану

№ п/п	Змінна стану (критерій для оцінки наслідків)	Сценарій та його вага			Узагаль- нений сценарій
		статус- кво	позитив- ний вплив зростає	позитив- ний вплив спадає	
1.8	Участь у промисловому освоєнні родовищ на території інших країн	2	6	-6	4,470202
1.9*	Забезпечення достатнього рівня фінансування інвестиційних програм	1	3	-5	2,098107
1.10	Введення в розробку нових родовищ	2	8	-6	5,97929
1.11	Збільшення обсягів експлуатаційного буріння, введення свердловин в експлуатацію	2	8	-8	5,842296
1.12*	Забезпечення зовнішніх інвестицій	1	6	-6	4,293242
1.13	Участь у забезпеченні надійності й ефективності газопровідних систем	1	2	-6	1,275066
1.14	Удосконалення керування за рахунок підвищення кваліфікації керівного складу стосовно вирішення завдань, які висувуються ринковими умовами господарювання	1	3	-3	2,235101
1.15*	Участь у забезпеченні позитивного впливу зовнішніх чинників	1	4	-4	2,921148
1.16	Розвиток сучасної автоматизації та інформатизації виробництва, управління та інших сфер діяльності	2	8	-8	5,842296
1.17*	Зростання продуктивності праці	2	8	-4	6,116284
1.18*	Мінімізація негативного впливу на оточуюче середовище в процесі видобутку газу	2	8	-6	5,97929
1.19*	Збільшення прибутковості	1	6	-6	4,293242
1.20*	Забезпечення фінансової стабільності підприємства, мінімізація ризику банкрутства	1	6	-6	4,293242
Інтегральна оцінка узагальненого сценарію					84,134631
Інтегральна оцінка узагальненого сценарію за найбільш значимими змінними стану (які позначені *)					43,228201

Оцінки щодо проблем розвитку газовидобувних підприємств, учасників процесу прийняття рішень, значимості різних альтернатив з позицій суб'єктів прийняття рішень багато в чому відображають підхід авторів. Однак, і при можливій зміні зазначених оцінок іншими експертами, запропонований метод як інструмент управління інноваційною діяльністю в умовах підприємств газодобувної галузі, що розроблений на основі відомих загальних методичних підходів до оптимізаційного аналітичного планування, буде залишатися працездатним та ефективним.

Порівнявши інтегральні оцінки узагальнених сценаріїв першого (84,0916918 і 43,2062) та другого (84,134631 і 43,228201) прямих процесів планування, бачимо, що відносне покращення складає 0,042939 і 0,022, або 0,05106 % і 0,05092 % інтегральних оцінок. При цьому відбудуться деякі позитивні структурні зміни інтегральної оцінки.

Проведений аналіз змінних (табл. 3.51) дає змогу зробити такі висновки щодо ймовірних напрямів розгортання подій на підприємствах газодобувної галузі України.

Як видно з проведеного аналізу, ситуація з інноваціями в близькому майбутньому буде трохи сприятливіша, ніж при першому прямому процесі планування, тобто при плануванні без урахування майбутніх проблем розвитку. Передусім, матиме місце деяке, але незначне, розширення роботи зі стабілізації та збільшення видобутку газу (показник зміниться з 5,976 до 5,979). Як наслідок, деякою мірою підвищиться віддача родовищ та інтенсифікація видобутку газу на базі прогресивних технологій (від 5,976 до 5,979). Інновації майже не призведуть до збільшення обсягів експлуатаційного буріння (від 0,583 до 0,584) і введення свердловин в експлуатацію. Відбудеться деяке скорочення собівартості видобутку газу (показник змінився від 5,979 до 5,976). Незначно зросте продуктивність праці (від 6,114 до 6,116). Трохи посиляться господарські зв'язки між підприємствами (від 1,548 до 1,549). Матиме місце певне поліпшення конкурентоспроможності підприємств, вони активно братимуть участь у розробці родовищ газу на території інших країн. Відбудеться невелике збільшення прибутковості. Незначно збільшиться участь у забезпеченні позитивного впливу зовнішніх чинників; збільшення фінансової стабільності підприємства та забезпечення достатнього рівня фінансування виробничих програм.

Загалом, майже за всіма показниками відбудеться стабілізація або матиме місце мінімальний приріст. Така суттєва обмеженість позитивних зрушень спричинена двома об'єктивними обставинами:

По-перше, газовидобувні підприємства України тільки починають виходити з того критичного стану, в який вони потрапили під час економічної кризи середини 90-х рр. Негативні наслідки впливу ото-

чуючого ринкового середовища були поглиблені неефективними діями менеджменту газовидобувних підприємств, що призвели до значних фінансових ускладнень (податкові борги обсягом кілька сотень мільйонів гривень, величезна дебіторська та кредиторська заборгованість). Ознаки виходу з кризи почали з'являтися лише з 2001 р.

По-друге, нині газовидобувні підприємства майже повністю вичерпали екстенсивні ресурси розвитку, що примушує їх переходити на інтенсивні засади, тобто на ефективніше використання наявних засобів. Це зумовлює певні труднощі для керівництва підприємств, яке змушене діяти в нових умовах господарювання і здійснювати комплексну переорієнтацію напрямів розвитку підприємств.

Тому, на нашу думку, основним позитивним результатом застосування методу аналітичного планування, адаптованого до умов підприємств газодобувної галузі України, виступає підтвердження стабілізації показників та відсутності їх негативних змін. Це означає, що проблеми розвитку, що були введені в схему на етапі зворотнього процесу планування, не в змозі подолати позитивних змін, які відбуваються на сьогоднішній день. Можна припустити, що на сьогоднішній день газовидобувні підприємства перебувають на переломному етапі свого розвитку і починають виходити з того кризового стану, в якому перебували протягом 90-х рр. Тобто, можна із достатнім ступенем достовірності говорити про злам негативної тенденції, яка мала місце, як мінімум, до кінця минулого десятиріччя. На газовидобувних підприємствах уже створено достатню критичну масу позитивних перетворень, яка генеруватиме імпульс для подальшого розвитку газовидобувних підприємств і подолання негативних наслідків кризи минулих років.

Розроблений метод аналітичного планування для потреб управління інноваційною діяльністю підприємства дає змогу не лише аналізувати стратегічні пріоритети розвитку газовидобувних підприємств, але також досліджувати можливість їх узгодження та ступінь складності досягнення з урахуванням проблем, які виникають при здійсненні інноваційної діяльності. Переваги даного методу досліджень обумовлені також його здатністю узгоджувати різні критерії прийняття рішень щодо управління інноваційною діяльністю, адже процес управління інноваційною діяльністю підприємства цілком можна розглядати як багатокритеріальну задачу, яка потребує належних ефективних інструментів вирішення. Також даний метод адаптовано для підприємств газодобувної галузі України, діяльність в якій ускладнюється наявністю значної кількості специфічних передумов здійснення інноваційної діяльності.

Розглянутий підхід може, з одного боку, виступати методичною основою управління інноваціями, а з іншого — як це розглянуто в

роботі – бути практичним, науково обґрунтованим інструментом оптимізаційного управління інноваційною діяльністю; таким інструментом, що ґрунтується на системному аналізі проблеми та всебічно враховує і використовує всі фактори-обмеження, проблеми та можливості, всіх суб'єктів, які фігурують у проблематиці, всі їх цілі та політики, всі альтернативи та можливі сценарії розвитку подій. Застосування аналітичного планування в управлінні інноваційною діяльністю сприятиме підвищенню якості планування інноваційного процесу на газовидобувних підприємствах України. Практична цінність запропонованого методу планування полягає в зростанні імовірності досягнення запланованих цілей через узгодження дій з їх досягнення із діями з вирішення поточних і прогностичних проблем газовидобувного підприємства.

3.2. Методи відбору інноваційних проектів у газовидобутку

Система прийняття рішень у процесі вибору інноваційного проекту для підприємства газовидобувної промисловості вимагає надійного методичного обґрунтування. Це складна організаційно-економічна система і сучасний менеджмент не може залишати поза увагою доцільність економіко-математичного моделювання процесів прийняття рішень з урахуванням системного підходу. Однією з головних особливостей завдання прийняття рішення по інноваційному інвестуванню є його багатокритеріальність. Далі розглядається підхід до прийняття рішення при інноваційному інвестуванні в газодобувній галузі на основі використання елементів теорії нечітких множин.

Множина елементів є нечіткою, якщо їх неможливо оцінити з позиції одного критерію. Іноді критерії можуть вступати між собою у протиріччя і, навіть, деякою мірою, взаємовиключати один одного. Наприклад, ознаками привабливого інноваційного проекту виступають максимальний прибуток і мінімальні капіталовкладення. Але, зазвичай, щоб отримати значний фінансовий потік у вигляді прибутку спочатку треба здійснити значне вкладення коштів. Як наслідок, відсутня можливість формулювання однозначної оцінки через багатокритеріальність оцінюваного явища. Розбіжність в оцінках елементів утруднює їх класифікацію та впорядкування для подальшого прийняття рішень. Для проведення оцінки елементів і прийняття оптимального рішення попередньо необхідно виконати узгодження критеріїв за допомогою спеціальних математичних інструментів. Ефективність використання елементів теорії нечітких множин для прийняття рішень щодо вибору інноваційного проекту полягає у можливості

розширення бази аналізу, зверненні уваги на ті критерії ефективності інноваційного проекту, якими раніше доводилося нехтувати через їхню неузгодженість із такими базовими критеріями оцінки проекту як прибутковість та термін окупності. Розширення бази оцінки інноваційних проектів дає змогу приймати рішення на основі врахування більшої кількості факторів. Як наслідок, такі рішення будуть більш обґрунтованими та зваженими.

Інноваційний проект характеризується рядом відомих і нових показників, які використовуються для розрахунку узагальненого критерію ефективності у нормованій формі у вигляді нечіткої множини [12]. Розглядаються декілька нових функцій належності нечітких множин, які відображають специфіку інноваційного інвестування газодобувних підприємств. Ці ж особливості враховані у вигляді узагальненого критерію ефективності [48].

Механізм прийняття рішень у процесі вибору інноваційного проекту є складною системою [77]. Складність цієї організаційно-економічної системи вимагає застосування навичок сучасного менеджменту, який оптимізує її діяльність та ґрунтується на економіко-математичному моделюванні механізму прийняття рішень. Однією з головних особливостей задачі прийняття інноваційних рішень є її багатокритеріальність. Відома велика кількість критеріїв, за якими можуть порівнюватися інноваційні проекти [12]. У даній роботі розглядаються критерії, які характерні для інвестування взагалі, а також ті, що відображають специфіку газодобувної галузі.

До них, у першу чергу, належать: 1) накопичений дисконтований дохід ($НДД$); 2) внутрішня норма рентабельності ($ВНР$); 3) сума капітальних вкладень, необхідних для інвестування ($СКВ$); 4) термін окупності ($ТО$); а також коефіцієнти еластичності (або стійкості): накопиченого дисконтованого доходу (за ціною газу $K_{ц}^{НДД}$, рівнем добутку газу $K_{рд}^{НДД}$, сумою капітальних витрат на інвестування $K_{СКВ}^{НДД}$); внутрішньої норми рентабельності (за ціною газу, рівнем добутку газу, сумою капітальних витрат на інвестування: $K_{ц}^{ВНР}$, $K_{рд}^{ВНР}$, $K_{СКВ}^{ВНР}$) [12].

Крім відомих перерахованих критеріїв вважаємо доцільним використовувати і такі, в яких пропонується врахування терміну введення інвестиційного проекту в експлуатацію: витрати (B) на періоді прогнозування; середній річний прибуток проекту ($ПП$) за прогнозний період; рентабельність як відношення розміру прибутку до обсягу капіталу, що інвестується, в двох варіантах: 1) P_1 – відношення середнього прибутку до середніх витрат капіталу; 2) P_2 – відношення се-

реднього виторгу (тобто суми середнього прибутку та середніх виплат за відсотками) до середніх витрат капіталу [126].

Крім терміну окупності (TO) доцільно розглядати $T_{ам}$ – термін амортизації з урахуванням терміну введення проекту в експлуатацію.

Таким чином, кожен інноваційний проект Π_i може бути характеризований вектором з 15 параметрів: $V_i = (HDD(i); BHP(i); SKBI(i); TO(i); K_{II}^{HDD}(i); K_{PD}^{HDD}(i); K_{SKBI}^{HDD}(i); K_{II}^{BHP}(i); K_{PD}^{BHP}(i); K_{SKBI}^{BHP}(i); B(i); PI(i); P_1(i); P_2(i); T_{ам}(i))$, де номером проекту виступає змінна величина i : $i = 1, 2, \dots, n$; n – кількість проектів, що розглядаються.

З метою подальшого використання необхідно пронормувати координати вектора V_i для отримання безвимірних величин, які лежать в межах від нуля до одиниці. Результати нормування наведені нижче.

Координати вектора, що характеризують інноваційний проект:

$$a_1(i) = \frac{HDD(i)}{HDD_{max}}, \quad HDD_{max} = \max_{1 \leq i \leq n} HDD(i);$$

$$a_2(i) = \frac{BHP(i)}{BHP_{max}}, \quad BHP_{max} = \max_{1 \leq i \leq n} BHP(i);$$

$$a_3(i) = \frac{SKBI_{min}}{SKBI(i)}, \quad SKBI_{min} = \min_{1 \leq i \leq n} SKBI(i);$$

$$a_4(i) = \frac{TO_{min}}{TO(i)}, \quad TO_{min} = \min_{1 \leq i \leq n} TO(i);$$

$$a_5(i) = \left| \frac{K_{II}^{HDD}(min)}{K_{II}^{HDD}(i)} \right|, \quad K_{II}^{HDD}(min) = \min_{1 \leq i \leq n} K_{II}^{HDD}(i);$$

$$K_{PD}^{HDD}(min) = \min_{1 \leq i \leq n} K_{PD}^{HDD}(i);$$

$$a_7(i) = \left| \frac{K_{SKBI}^{HDD}(max)}{K_{SKBI}^{HDD}(i)} \right|, \quad K_{SKBI}^{HDD}(max) = \max_{1 \leq i \leq n} K_{SKBI}^{HDD}(i);$$

$$a_8(i) = \left| \frac{K_{II}^{BHP}(min)}{K_{II}^{BHP}(i)} \right|, \quad K_{II}^{BHP}(min) = \min_{1 \leq i \leq n} K_{II}^{BHP}(i);$$

$$a_9(i) = \left| \frac{K_{PД}^{BHP}(\min)}{K_{PД}^{BHP}(i)} \right|, \quad K_{PД}^{BHP}(\min) = \min_{1 \leq i \leq n} K_{PД}^{BHP}(i);$$

$$a_{10}(i) = \left| \frac{K_{СКВІ}^{BHP}(\max)}{K_{СКВІ}^{BHP}(i)} \right|, \quad K_{СКВІ}^{BHP}(\max) = \max_{1 \leq i \leq n} K_{СКВІ}^{BHP}(i);$$

$$a_{11}(i) = \frac{B_{\min}}{B(i)}, \quad B_{\min} = \min_{1 \leq i \leq n} B(i);$$

$$a_{12}(i) = \frac{\Pi\P(i)}{\Pi\P_{\max}}, \quad \Pi\P_{\max} = \max_{1 \leq i \leq n} \Pi\P(i);$$

$$a_{13}(i) = \frac{P_1(i)}{P_1(\max)}, \quad P_1(\max) = \max_{1 \leq i \leq n} P_1(i);$$

$$a_{14}(i) = \frac{P_2(i)}{P_2(\max)}, \quad P_2(\max) = \max_{1 \leq i \leq n} P_2(i);$$

$$a_{15}(i) = \frac{T_{ам}(\min)}{T_{ам}(i)}, \quad T_{ам}(\min) = \min_{1 \leq i \leq n} T_{ам}(i).$$

При такому нормуванні найкращий проект визначається як розв'язок багатокритеріальної задачі оптимізації 15-ти змінних $a_j(i)$

$$\max_{1 \leq i \leq n} a_j(i), \quad j=1, 2, \dots, 15.$$

Векторний критерій якості $A_j = (a_1(i), \dots, a_j(i), \dots, a_{15}(i))$ проекту Π_j можна розглядати як задання 15 нечітких множин $A_j(i)$, що можна вважати оптимальними значеннями критерію з номером j проекту Π_j відносно екстремуму цього критерію:

$$A_j(i) = \{k_j(i), \mu_j(k_j(i)) \mid k_j(i) \in K_j(i)\},$$

де $k_j(i)$ – значення (до нормування) критерію з номером j , ($j=1, 2, \dots, 15$) для проекту Π_j , ($i=1, 2, \dots, n$); $K_j(i)$ – вся множина таких значень; $\mu_j(k_j(i))$ – функція належності значення $k_j(i)$ до нечіткої множини $A_j(i)$. Головна властивість, яку повинна мати функція належності, – це бути в межах від 0 до 1. Така функція належності, що

нормалізує значення критерію, зрозуміло, не єдина. При її побудові важливо відтворити в ній розуміння якості значення критерію відносно екстремальних значень.

Це означає, що можна заздалегідь встановити такі межі критерію, які означатимуть прийнятність чи неприйнятність інноваційного проекту для подальшого розгляду та прийняття рішення про його фінансування. Отже, аналіз будь-якого інноваційного проекту в газодобудку з позицій цих 15 критеріїв даватиме змогу прийняти обґрунтоване рішення з приводу прийняття або відхилення інноваційного проекту з урахуванням основних факторів, що впливають на ефективність проекту.

При цьому корисним може бути підхід, викладений у роботі [83], для побудови функції належності у вигляді

$$\mu_j(k_j(i)) = \left(\frac{k_j(i) - k_{jnr}(i)}{k_{jnk}(i) - k_{jnr}(i)} \right)^{\alpha_j}, \quad (3.1)$$

де α_j – додатня константа, величини $k_{jnr}(i)$, $k_{jnk}(i)$ – відповідно найгірше та найкраще значення критерію з номером j для проекту Π_j до нормування. Функція (3.1) приймає значення 0 при $k_j(i) = k_{jnr}(i)$, при $k_j(i) = k_{jnk}(i)$ вона є одиницею. Найкраще значення – це найбільше, найгірше – найменше (або навпаки) залежно від економічного змісту того чи іншого чинника. При $0 < \alpha_j < 1$ функція (3.1) є опуклою, при $\alpha_j = 1$ вона – лінійна, а при $\alpha_j > 1$ – угнута. Тому за її допомогою можна врахувати практично будь-який вигляд розподілу значень критерію відносно екстремальних значень.

Дані підходи полегшують процес прийняття рішення шляхом використання математичного інструментарію при відборі інноваційних проектів. Математичний інструментарій має перевагу при аналізі економічних явищ через його чітку формалізованість та високу надійність результатів.

Для порівняння інвестиційно-інноваційних проектів від векторних критеріїв A_j , що складаються з 15 чисел, переходять до узагальненого критерію F_j . Це згортання векторного критерію $\mu(i) = (\mu_1(i), \dots, \mu_j(i), \dots, \mu_N(i))$ може відбуватися за різними правилами:

– адитивне згортання:

$$F_i = \sum_{j=1}^N c_j \mu_j(i), \quad (3.2)$$

– мультиплікативне згортання:

$$F_i = \mu_1^{c_1}(i) \mu_2^{c_2}(i) \dots \mu_N^{c_N}(i), \quad (3.3)$$

де сталі c_j характеризують «вартість», «вплив» кожного критерію, а N – кількість критеріїв. У роботі [12] узагальнений критерій має вигляд:

$$F_i = \sqrt[m]{\mu_1^{n_1}(i) \cdot \dots \cdot \mu_j^{n_j}(i) \cdot \dots \cdot \mu_N^{n_N}(i)}, \quad (3.4)$$

де $m = n_1 + \dots + n_j + \dots + n_N$, а $n_j \in \{1, 2, \dots, 10\}$. Формула (3.4) є частковим випадком формули (3.3), якщо покласти $c_j = \frac{n_j}{m}$.

Такий узагальнений критерій дає змогу звести кожну із 15 отриманих оцінок за 15 окремими критеріями до єдиної загальноприйнятої оцінки. Отримана зведена оцінка інноваційного проекту виступає своєрідним універсальним показником його ефективності і може бути надійною основою при прийнятті інвестиційних рішень менеджментом газовидобувних підприємств.

Підрахувавши значення узагальненого критерію F_i для кожного проекту Π_i за допомогою функції належності μ_j до нечіткої множини кращих значень критерію, можемо порівняти їх, упорядкувавши по спаданню значень F_i . Кращими є ті проекти, в яких F_i – найбільше. Якщо c_j у (3.3), (3.4) у межах $[0, 1]$, то і $F_i \in [0, 1]$. Величини F_i , розраховані за (3.2), можна нормувати розділивши на $F_{\max} = \max_{1 \leq i \leq n} F_i$. Вибравши декілька кращих (у яких нормовані значення F_i мало відрізняються), аналізують проекти для прийняття остаточного вибору.

Зразок розрахунку узагальненого критерію для прийняття рішень з вибору інноваційного проекту представлено у таблицях 3.52–3.54 (вихідні дані наведено в табл. 3.52, а розрахунки та результати в табл. 3.53 і 3.54). Значення F_i знаходимо за (3.4), а значення функції належності обчислюємо за формулою $\mu_j(i) = a_j(i)$.

Вихідні дані до розрахунку узагальненого критерію при
виборі інноваційного проекту

Про- ект	НДД	ВНР	СКВІ	ТО	$K_{НДД}^{\text{НДД}}$	$K_{НДД}^{\text{НДД}}$	$K_{НДД}^{\text{НДД}}$	$K_{НДД}^{\text{НДД}}$	$K_{ВНР}^{\text{ВНР}}$	$K_{ВНР}^{\text{ВНР}}$	$K_{ВНР}^{\text{ВНР}}$	$K_{ВНР}^{\text{ВНР}}$	$K_{ВНР}^{\text{ВНР}}$	В	ПП	P_1	P_2	$T_{ам}$
1	35	24,00	55	10	677	821	-1,50	0,77	0,82	0,79	-0,17	31	3,00	0,0968	0,0865	11		12
2	37	23,35	54	10	690	880	-1,47	0,82	0,79	-0,17	31	3,00	0,0968	0,0865	11			11
3	39	22,30	59	9	674	834	-1,30	0,74	0,77	-0,15	33	3,50	0,1061	0,0949	10			10
4	42	21,86	62	11	590	890	-1,49	0,84	0,84	-0,23	37	4,10	0,1108	0,0995	11			11
5	40	22,92	55	8	600	850	-1,55	0,82	0,87	-0,15	35	5,00	0,1429	0,1282	9			9
n_1	8	6	4	2	2	2	2	2	2	2	2	7	9	1	1	1	1	2

Таблиця 3.53

Розрахунки значень показників, що характеризують інноваційний проект

Про- ект	a_1	A_2	a_3	a_4	a_5	a_6	a_7	A_8	a_9	a_{10}	a_{11}	a_{12}	a_{13}	a_{14}	a_{15}
1	0,8333	1,0000	0,9818	0,8000	0,8715	1,0000	0,8667	0,9610	0,9390	0,9375	1,0000	0,8000	0,9333	0,9313	0,7500
2	0,8810	0,9729	1,0000	0,8000	0,8551	0,9330	0,8844	0,9024	0,9747	0,8824	0,9677	0,6000	0,6774	0,6744	0,8182
3	0,9286	0,9292	0,9153	0,8889	0,8754	0,9844	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	0,9091	0,7000	0,7424	0,7398	0,9000
4	1,0000	0,9108	0,8710	0,7273	1,0000	0,9225	0,8725	0,8810	0,9167	0,6522	0,8108	0,8200	0,7757	0,7762	0,8182
5	0,9524	0,9550	0,9818	1,0000	0,9833	0,9659	0,8387	0,9024	0,8851	1,0000	0,8571	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000

Результати розрахунків

Проект	1	2	3	4	5
F	0,8979	0,8436	0,8807	0,8635	0,9490
ранг	2	5	3	4	1

Після проведення розрахунків векторних критеріїв (які наведені у табл. 3.53) здійснюється розрахунок узагальненого критерію для кожного з п'яти проектів. Розрахунок узагальненого критерію відбувається за правилами адитивної або мультиплікативної згортки. Застосування даного математичного інструменту дає змогу звести нечітку множину критеріїв до одного критерію, за яким легко можна буде визначити відносну привабливість кожного проекту. Результати розрахунку узагальненого критерію для кожного з п'яти досліджуваних інноваційних проектів наведено в табл. 3.54. Як видно із таблиці, найкращим за узагальненим критерієм є проект під номером 5. Значення узагальненого критерію цього F дорівнює 0,9490. Це свідчить про більшу привабливість даного проекту серед п'яти запропонованих до розгляду.

Даний підхід забезпечує системну оцінку інноваційних проектів із використанням такої сукупності показників, що відображають різні критерії ефективності проектів. Використання елементів теорії нечітких множин дає змогу узгоджувати дані показники та зводити їх до єдиної інтегральної оцінки очікуваної ефективності інноваційного проекту. Запропонований підхід удосконалює механізм прийняття управлінських рішень при багатокритеріальному виборі інноваційного проекту на підприємствах газодобувної галузі України. Застосування такого підходу значно зменшує суб'єктивізм при прийнятті рішень, переносючи його на етапи вибору критеріїв, вибору правила згортки критеріїв і вибору величин параметрів, які характеризують відносну важливість критеріїв відбору проекту.

Представлений методичний підхід може виступати дієвим засобом підвищення якості управлінських рішень при виборі конкретних інноваційних проектів в умовах суттєвої обмеженості інвестиційних ресурсів на газодобувних підприємствах України.

У процесі відбору інноваційного проекту на підприємстві газодобувної галузі за наявності значної кількості неузгоджених критеріїв вибору доцільно також застосувати метод аналізу ієрархій (МАІ). Розглядаючи економічну систему підприємства у взаємодії із зовнішніми чинниками, можна констатувати той факт, що управління ін-

новаційною діяльністю є одним із головних важелів управління розвитком цієї системи. Для економічних систем, які досягли певного рівня складності, сама інноваційна діяльність, що здійснюється на основі інвестування, може розглядатися з точки зору системного аналізу як певна ієрархічна система. Метою цієї системи є вибір такого інвестиційного проекту, при якому економічна система досягає найкращих результатів роботи [14, 18, 22, 23]. При цьому, зокрема, виділено рівень ієрархії, який відповідає критеріям оцінки інноваційних проектів. Серед критеріїв оцінки проектів пропонується використовувати як відомі [59], так і нові, що враховують період прогнозування, врахування інвестиційно-інноваційної діяльності як позитивно діючого дестабілізуючого фактора [140].

На основі методу аналізу ієрархій [111] розглядається інноваційна діяльність на підприємствах газодобувної галузі України. Передбачається провести аналіз локальних пріоритетів на всіх рівнях ієрархії управління інноваціями. Необхідно виконати синтез локальних пріоритетів для отримання глобальних пріоритетів з вибору того чи іншого інноваційного проекту згідно з фокусом (ціллю) ієрархії.

Відносно мети досягнення найкращих результатів роботи важливим аспектом інноваційної діяльності є вибір інвестиційного проекту. Мета – фокус ієрархії, тобто її найвищий рівень.

Суттєвою особливістю завдання прийняття інноваційних рішень є його багатокритеріальність. Відомо ряд критеріїв, за якими порівнюються інвестиційні проекти [12]. У даному розділі уже розглянуто 15 критеріїв, які як характеризують процес інвестування в цілому, так і відображають специфіку підприємств газодобувної галузі.

Пропонується додатково характеризувати проект коефіцієнтом його ризикованості $K_{риз}$ та коефіцієнтом позитивності впливу інвестиційно-інноваційної дестабілізації $K_{пц}$. Ці два елементи збільшують кількість розглянутих раніше показників до сімнадцяти.

Таким чином, кожен інноваційно-інвестиційний проект Π_i може бути охарактеризовано вектором з 17 параметрів $V_i = (HDD(i); BHP(i); SKB(i); TO(i); K_{цц}^{HDD}(i); K_{цц}^{HDD}(i); K_{цц}^{HDD}(i); K_{цц}^{HDD}(i); K_{цц}^{HDD}(i); K_{цц}^{HDD}(i); K_{цц}^{HDD}(i); K_{цц}^{HDD}(i); K_{цц}^{HDD}(i); K_{цц}^{HDD}(i); K_{цц}^{HDD}(i); K_{цц}^{HDD}(i); K_{цц}^{HDD}(i))$, де змінна i є номером проекту, $i = 1, 2, \dots, n$; n – кількість проектів, що розглядаються.

Отже, декомпозиція проблеми проведена – визначена мета системи та показники-критерії. Оскільки показників з точки зору МАІ небагато, можна для них обмежитись одним (наступним) рівнем ієрархії,

не об'єднуючи їх у групи. На останньому (нижньому) рівні ієрархії проблеми стоять проекти, з яких потрібно зробити вибір згідно з метою системи. Розрахунки за даним методичним підходом наведені нижче.

Методика вибору інноваційного проекту за методом аналізу ієрархій

Маючи матрицю переваг (попарних порівнянь), МАІ дає можливість отримати вектор пріоритетів об'єктів, що порівнюються. Математична сторона задачі – це обчислення головного (найбільшого) власного вектора матриці, нормалізація якого і дає вектор пріоритетів. Можна скористатися наближеним методом, що дає задовільну точність. Для цього дані (матрицю та вектори) зручно представити у вигляді таблиці (див. табл. 3.56). Формули, що використовуються для наближеного обчислення вектора пріоритетів $P = (P_1, \dots, P_1, \dots, P_n)$ і максимального власного числа λ_{max} матриці порівнянь наведено в розділі 1.3. З формальної точки зору, заповнення експертом табл. 3.55, 3.56 є аналізом впливу факторів 2-го рівня на мету аналізу – перший (верхній рівень) ієрархії. Рівень узгодженості повинен відповідати тому ризику, який виникає при роботі з неузгодженими даними. Значення випадкового індексу наведено в табл. 3.57, а індекс узгодженості та відношення узгодженості в табл. 3.58.

Тепер необхідно розглянути вплив факторів 3-го рівня на фактори 2-го рівня, тобто визначити перевагу (значущість, «вагу») кожного з проектів (табл. 3.59) по відношенню до кожного з факторів 2-го рівня. Це робиться на основі даних задачі побудовою 17-ти (за кількістю факторів 2-го рівня) матриць парних порівнянь для п'яти (проекти 1, 2, 3, 4, 5) факторів 3-го рівня. Результати – матриці та результати їх аналізу (вектори пріоритетів і міри узгодженості) наведені в табл. 3.60–3.93. Вектори пріоритетів нижнього рівня ієрархії – це локальні пріоритети. На наступному етапі здійснюється синтез локальних пріоритетів (оцінка узагальнених (глобальних) пріоритетів). Це означає одержання глобальних пріоритетів проектів 1, 2, 3, 4, 5 по відношенню до мети верхнього рівня – вибору найкращого проекту. Розрахунок глобальних пріоритетів відбувається шляхом перемноження матриці локальних пріоритетів 2-го рівня (табл. 3.94) на вектор локальних пріоритетів (з табл. 3.95). Результат – глобальні пріоритети проектів наведено в табл. 3.96.

Матриця попарних порівнянь для критеріїв

Критерії	НДД	ВНР	СКВІ	ТО	$K_{\Pi}^{НДД}$	$K_{\Pi}^{НДД}$	$K_{СКВІ}^{НДД}$	$K_{\Pi}^{ВНР}$	$K_{РД}^{ВНР}$	$K_{СКВІ}^{ВНР}$	В	ПП	P_1	P_2	$T_{ак}$	$K_{РД}$	$K_{РД}$
НДД A1	1	5	5	7	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10	A11	A12	A13	A14	A15	A16
ВНР A2	-	1	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1	-	2	2	-	5
СКВІ A3	-	4	1	-	7	7	7	7	7	7	7	2	-	3	3	-	4
ТО A4	-	4	3	1	6	6	6	6	6	6	6	2	-	4	4	1	5
$K_{\Pi}^{НДД}$ A5	-	-	-	-	1	2	3	1	2	3	3	3	-	3	3	-	3
$K_{РД}^{НДД}$ A6	-	-	-	-	-	1	1	2	3	4	1	1	-	1	1	-	6
$K_{СКВІ}^{НДД}$ A7	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	-	1	1	-	3
$K_{\Pi}^{ВНР}$ A8	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	-	1	1	-	6
$K_{РД}^{ВНР}$ A9	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	-	-	-	2	2	-	5
$K_{СКВІ}^{ВНР}$ A10	-	-	-	-	-	-	-	-	3	1	3	-	-	3	3	-	4
В A11	-	-	-	-	-	-	-	-	2	-	1	-	-	2	2	-	3
ПП A12	-	5	5	7	9	9	9	9	9	9	5	1	5	5	7	3	8
P_1 A13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	3	-	2
P_2 A14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	5

Критерії		НДД	ВНР	СКВІ	ТО	$K_{НДД}$ ц	$K_{НДД}$ рн	$K_{НДД}$ СКВІ	$K_{ВНР}$ ц	$K_{ВНР}$ рн	$K_{ВНР}$ СКВІ	B	ПП	P ₁	P ₂	T _{ам}	K _{риз}	K _{ПД}
		A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10	A11	A12	A13	A14	A15	A16	A17
T _{ам}	A15	–	4	3	–	6	6	6	6	6	6	2	–	4	4	1	–	5
K _{риз}	A16	–	2	3	5	7	7	7	7	7	7	2	–	4	4	5	1	9
K _{ПД}	A17	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1

Таблиця 3.56

Розрахунок локальних пріоритетів для критеріїв

	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10	A11	A12	A13	A14	A15	A16	A17	V _i	P _i	Li	P _i , %
A1	1	5	5	7	9	9	9	9	9	9	5	1	5	5	7	3	8	5,284	0,20124	20,0	20,1
A2	0,2	1	0,25	0,25	1	1	1	1	1	1	1	0,2	2	2	0,25	0,5	5	0,742	0,02825	18,2	2,8
A3	0,2	4	1	0,33	7	7	7	7	7	7	2	0,2	3	3	0,33	0,33	4	1,89	0,07198	21,0	7,2
A4	0,14	4	3	1	6	6	6	6	6	6	2	0,14	4	4	1	0,2	5	2,124	0,0809	20,2	8,1
A5	0,11	1	0,14	0,17	1	2	3	1	2	3	3	0,11	3	3	0,17	0,14	3	0,795	0,03029	20,3	3,0
A6	0,11	1	0,14	0,17	0,5	1	1	2	3	4	1	0,11	1	1	0,17	0,14	6	0,64	0,02436	20,2	2,4
A7	0,11	1	0,14	0,17	0,33	1	1	1	1	1	1	0,11	1	1	0,17	0,14	3	0,497	0,01894	17,7	1,9
A8	0,11	1	0,14	0,17	1	0,5	1	1	1	1	1	0,11	1	1	0,17	0,14	6	0,531	0,02021	18,3	2,0
A9	0,11	1	0,14	0,17	0,5	0,33	1	1	1	0,33	0,5	0,11	2	2	0,17	0,14	5	0,481	0,0183	19,2	1,8
A10	0,11	1	0,14	0,17	0,33	0,25	1	1	3	1	3	0,11	3	3	0,17	0,14	4	0,604	0,023	21,6	2,3
A11	0,2	1	0,5	0,5	0,33	1	1	1	2	0,33	1	0,2	2	2	0,5	0,5	3	0,745	0,02836	18,9	2,8
A12	1	5	5	7	9	9	9	9	9	9	5	1	5	5	7	3	8	5,284	0,20124	20,0	20,1

Продовж. табл. 3.56

	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10	A11	A12	A13	A14	A15	A16	A17	V_i	P_i	L_i	$P_i, \%$
A13	0,2	0,5	0,33	0,25	0,33	1	1	1	0,5	0,33	0,5	0,2	1	3	0,25	0,25	2	0,525	0,01998	19,4	2,0
A14	0,2	0,5	0,33	0,25	0,33	1	1	1	0,5	0,33	0,5	0,2	0,33	1	0,25	0,25	5	0,487	0,01853	19,6	1,9
A15	0,14	4	3	1	6	6	6	6	6	6	2	0,14	4	4	1	0,2	5	2,124	0,0809	20,2	8,1
A16	0,33	2	3	5	7	7	7	7	7	7	2	0,33	4	4	5	1	9	3,272	0,12461	20,6	12,5
A17	0,13	0,2	0,25	0,2	0,33	0,17	0,33	0,17	0,2	0,25	0,33	0,13	0,5	0,2	0,2	0,11	1	0,233	0,00888	20,8	0,9

Таблиця 3.57

Значення випадкового індексу

n	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
BI	0	0	0,58	0,9	1,12	1,24	1,32	1,41	1,45	1,49	1,51	1,54	1,56	1,57	1,59	1,6	1,61

Таблиця 3.58

IY, BY

max L	19,8
IY	0,17
BY	0,10

Вихідні дані

Проект	$H_{ДД}$	$B_{НР}$	$С_{КВІ}$	$Т_0$	$K_{ДД}^{HDD}$	$K_{РД}^{HDD}$	$K_{СКВІ}^{HDD}$	K_{Π}^{BHP}	$K_{РД}^{BHP}$	$K_{СКВІ}^{BHP}$	B	$ПП$	P_1	P_2	$T_{ам}$	$K_{риз}$	$K_{ПД}$
1	35	24,00	55	10	677	821	-1,50	0,77	0,82	-0,16	30	4,00	0,1333	0,1194	12	1	2
2	37	23,35	54	10	690	880	-1,47	0,82	0,79	-0,17	31	3,00	0,0968	0,0865	11	2	5
3	39	22,30	59	9	674	834	-1,30	0,74	0,77	-0,15	33	3,50	0,1061	0,0949	10	3	1
4	42	21,86	62	11	590	890	-1,49	0,84	0,84	-0,23	37	4,10	0,1108	0,0995	11	5	3
5	40	22,92	55	8	600	850	-1,55	0,82	0,7	-0,15	35	5,00	0,1429	0,1282	9	4	5

Таблиця 3.60

Розрахунок локальних пріоритетів проектів за критерієм 1

$A1$	1	2	3	4	5	V_i	P_i	L_i	$P_i, \%$
1	1	1,057143	1,114286	1,2	1,142857	1,100679	0,219697	5,000000	21,97 %
2	0,945946	1	1,054054	1,135135	1,081081	1,041183	0,207822	5,000000	20,78 %
3	0,897436	0,948718	1	1,076923	1,025641	0,987789	0,197164	5,000000	19,72 %
4	0,833333	0,880952	0,928571	1	0,952381	0,917233	0,183081	5,000000	18,31 %
5	0,875	0,925	0,975	1,05	1	0,963094	0,192235	5,000000	19,22 %
—	—	—	—	—	—	5,009977	—	25,000000	—

Таблиця 3.61

Розрахунок IY , BY для порівняння проектів за критерієм 1

$\max L =$	5
$IY =$	0
$BY =$	0

Таблиця 3.62

Розрахунок локальних пріоритетів проектів за критерієм 2

A2	1	2	3	4	5	V_i	P_i	L_i	$P_i, \%$
1	1	0,972917	0,929167	0,910833	0,955	0,953065	0,190509	5,000000	19,05 %
2	1,027837	1	0,955032	0,936188	0,981585	0,979595	0,195813	5,000000	19,58 %
3	1,076233	1,047085	1	0,980269	1,027803	1,02572	0,205032	5,000000	20,50 %
4	1,097896	1,068161	1,020128	1	1,04849	1,046365	0,209159	5,000000	20,92 %
5	1,04712	1,018761	0,972949	0,953752	1	0,997973	0,199486	5,000000	19,95 %
~	~	~	~	~	~	5,002718	~	25,000000	~

Таблиця 3.63

Розрахунок IY , BY для порівняння проектів за критерієм 2

$\max L =$	5
$IY =$	0
$BY =$	0

Таблиця 3.64

Розрахунок локальних пріоритетів проектів за критерієм 3

A3	1	2	3	4	5	V_i	P_i	L_i	$P_i, \%$
1	1	0,981818	1,072727	1,127273	1	1,034927	0,206705	5,000000	20,67 %
2	1,018519	1	1,092593	1,148148	1,018519	1,054093	0,210533	5,000000	21,05 %
3	0,932203	0,915254	1	1,050847	0,932203	0,964763	0,192691	5,000000	19,27 %
4	0,887097	0,870968	0,951613	1	0,887097	0,918081	0,183367	5,000000	18,34 %
5	1	0,981818	1,072727	1,127273	1	1,034927	0,206705	5,000000	20,67 %
—	—	—	—	—	—	5,006791	—	25,000000	—

Таблиця 3.65

Розрахунок ІУ, ВУ для порівняння проектів за критерієм 3

$\max L =$	5
$IY =$	0
$BY =$	0

Таблиця 3.66

Розрахунок локальних пріоритетів проектів за критерієм 4

A4	1	2	3	4	5	V_i	P_i	L_i	$P_i, \%$
1	1	1	0,9	1,1	0,8	0,954432	0,189746	5,000000	18,97 %
2	1	1	0,9	1,1	0,8	0,954432	0,189746	5,000000	18,97 %
3	1,111111	1,111111	1	1,222222	0,888889	1,06048	0,210829	5,000000	21,08 %
4	0,909091	0,909091	0,818182	1	0,727273	0,867666	0,172496	5,000000	17,25 %
5	1,25	1,25	1,125	1,375	1	1,19304	0,237183	5,000000	23,72 %
—	—	—	—	—	—	5,03005	—	25,000000	—

Таблиця 3.67

Розрахунок IY , BY для порівняння проектів за критерієм 4

$\max L =$	5
$IY =$	0
$BY =$	0

Таблиця 3.68

Розрахунок локальних пріоритетів проектів за критерієм 5

A5	1	2	3	4	5	V_i	P_i	L_i	$P_i, \%$
1	1	1,019202	0,995569	0,871492	0,886263	0,952427	0,190063	5,000000	19,01 %
2	0,981159	1	0,976812	0,855072	0,869565	0,934482	0,186483	5,000000	18,65 %
3	1,004451	1,023739	1	0,875371	0,890208	0,956666	0,190909	5,000000	19,09 %
4	1,147458	1,169492	1,142373	1	1,016949	1,092869	0,21809	5,000000	21,81 %
5	1,128333	1,15	1,123333	0,983333	1	1,074655	0,214455	5,000000	21,45 %
—	—	—	—	—	—	5,011099	—	25,000000	—

Таблиця 3.69

Розрахунок IY , BY для порівняння проектів за критерієм 5

$\max L =$	5
$IY =$	0
$BY =$	0

Таблиця 3.70

Розрахунок локальних пріоритетів проектів за критерієм 6

A6	1	2	3	4	5	V_i	P_i	L_i	$P_i, \%$
1	1	1,071864	1,015834	1,084044	1,035323	1,040919	0,208085	5,000000	20,81 %
2	0,932955	1	0,947727	1,011364	0,965909	0,97113	0,194134	5,000000	19,41 %
3	0,984412	1,055156	1	1,067146	1,019185	1,024694	0,204842	5,000000	20,48 %
4	0,922472	0,988764	0,937079	1	0,955056	0,960219	0,191953	5,000000	19,20 %
5	0,965882	1,035294	0,981176	1,047059	1	1,005405	0,200986	5,000000	20,10 %
—	—	—	—	—	—	5,002367	—	25,000000	—

Таблиця 3.71

Розрахунок IY, BY для порівняння проектів за критерієм 6

$\max L =$	5
$IY =$	0
$BY =$	0

Таблиця 3.72

Розрахунок локальних пріоритетів проектів за критерієм 7

A7	1	2	3	4	5	V_i	P_i	L_i	$P_i, \%$
1	1	0,98	0,866667	0,993333	1,033333	0,972933	0,195114	4,975720	19,51 %
2	1,020408	1	0,884354	1,013605	1,054422	0,992788	0,199096	4,975720	19,91 %
3	1,153846	1,130769	1	1,146154	1,192308	1,122614	0,225131	4,975720	22,51 %
4	1,006711	0,986577	0,872483	1	1,040268	0,979462	0,196423	4,975720	19,64 %
5	0,967742	0,83871	0,83871	0,96129	1	0,918687	0,184235	4,981013	18,42 %
—	—	—	—	—	—	4,986484	—	24,883893	—

Таблиця 3.73

Розрахунок IY , BY для порівняння проектів за критерієм 7

$\max L =$	5,0232215
$IY =$	0,005805
$BY =$	0,005183

Таблиця 3.74

Розрахунок локальних пріоритетів проектів за критерієм 8

A8	1	2	3	4	5	V_i	P_i	L_i	$P_i, \%$
1	1	1,064935	0,961039	1,090909	1,064935	1,035226	0,206814	5,000000	20,68 %
2	0,939024	1	0,902439	1,02439	1	0,972102	0,194204	5,000000	19,42 %
3	1,040541	1,108108	1	1,135135	1,108108	1,077195	0,215199	5,000000	21,52 %
4	0,916667	0,97619	0,880952	1	0,97619	0,948957	0,18958	5,000000	18,96 %
5	0,939024	1	0,902439	1,02439	1	0,972102	0,194204	5,000000	19,42 %
—	—	—	—	—	—	5,005583	—	25,000000	—

Таблиця 3.75

Розрахунок IY , BY для порівняння проектів за критерієм 8

$\max L =$	5
$IY =$	0
$BY =$	0

Розрахунок локальних пріоритетів проектів за критерієм 9

A9	1	2	3	4	5	V_i	P_i	L_i	$P_i, \%$
1	1	0,963415	0,939024	1,02439	1,060976	0,996626	0,199139	5,000000	19,91 %
2	1,037975	1	0,974684	1,063291	1,101266	1,034473	0,206701	5,000000	20,67 %
3	1,064935	1,025974	1	1,090909	1,12987	1,061342	0,21207	5,000000	21,21 %
4	0,97619	0,940476	0,916667	1	1,035714	0,972897	0,194397	5,000000	19,44 %
5	0,942529	0,908046	0,885057	0,965517	1	0,939349	0,187694	5,000000	18,77 %
—	—	—	—	—	—	5,004686	—	25,000000	—

Таблиця 3.77

Розрахунок IY, BY для порівняння проектів за критерієм 9

$\max L =$	5
$IY =$	0
$BY =$	0

Таблиця 3.78

Розрахунок локальних пріоритетів проектів за критерієм 10

A10	1	2	3	4	5	V_i	P_i	L_i	$P_i, \%$
1	1	1,0625	0,9375	1,4375	0,9375	1,060659	0,210802	4,975278	21,08 %
2	0,941176	1	0,882353	1,352941	0,882353	0,998267	0,198402	4,975278	19,84 %
3	1,066667	1,133333	1	1,533333	1	1,13137	0,224855	4,975278	22,49 %
4	0,695652	0,73913	0,652174	1	0,652174	0,73785	0,146645	4,975278	14,66 %
5	1,066667	1	1	1,533333	1	1,1034	0,219296	4,980765	21,93 %
—	—	—	—	—	—	5,031547	—	24,881877	—

Таблиця 3.79

Розрахунок IY , BY для порівняння проектів за критерієм 10

$\max L =$	5,0236245
$IY =$	0,005906
$BY =$	0,005273

Таблиця 3.80

Розрахунок локальних пріоритетів проектів за критерієм 11

A_{11}	1	2	3	4	5	V_i	P_i	L_i	$P_i, \%$
1	1	1,033333	1,1	1,233333	1,166667	1,103398	0,220032	5,000000	22,00 %
2	0,967742	1	1,064516	1,193548	1,129032	1,067804	0,212935	5,000000	21,29 %
3	0,909091	0,939394	1	1,121212	1,060606	1,003089	0,200029	5,000000	20,00 %
4	0,810811	0,837838	0,891892	1	0,945946	0,894647	0,178405	5,000000	17,84 %
5	0,857143	0,885714	0,942857	1,057143	1	0,945769	0,188599	5,000000	18,86 %
—	—	—	—	—	—	5,014707	—	25,00000	—

Таблиця 3.81

Розрахунок IY , BY для порівняння проектів за критерієм 11

$\max L =$	5
$IY =$	0
$BY =$	0

Таблиця 3.82

Розрахунок локальних пріоритетів проектів за критерієм 12

A12	1	2	3	4	5	V_i	P_i	L_i	$P_i, \%$
1	1	0,75	0,875	1,025	1,25	0,965919	0,190411	5,000000	19,04 %
2	1,333333	1	1,166667	1,366667	1,666667	1,287892	0,253881	5,000000	25,39 %
3	1,142857	0,857143	1	1,171429	1,428571	1,103907	0,217612	5,000000	21,76 %
4	0,97561	0,731707	0,853659	1	1,219512	0,94236	0,185767	5,000000	18,58 %
5	0,8	0,6	0,7	0,82	1	0,772735	0,152329	5,000000	15,23 %
—	—	—	—	—	—	5,072813	—	25,0000	—

Таблиця 3.83

Розрахунок IY, BY для порівняння проектів за критерієм 12

$\max L =$	5
$IY =$	0
$BY =$	0

Таблиця 3.84

Розрахунок локальних пріоритетів проектів за критерієм 13

A13	1	2	3	4	5	V_i	P_i	L_i	$P_i, \%$
1	1	0,726182	0,795949	0,831208	1,072018	0,875726	0,173331	5,000000	17,33 %
2	1,377066	1	1,096074	1,144628	1,47624	1,205933	0,238688	5,000000	23,87 %
3	1,256362	0,912347	1	1,044298	1,346843	1,100229	0,217766	5,000000	21,78 %
4	1,203069	0,873646	0,957581	1	1,289711	1,053559	0,208529	5,000000	20,85 %
5	0,93282	0,677397	0,742477	0,775367	1	0,816895	0,161686	5,000000	16,17 %
—	—	—	—	—	—	5,052343	—	25,0000	—

Таблиця 3.85

Розрахунок IY , BY для порівняння проектів за критерієм 13

$\max L =$	5
$IY =$	0
$BY =$	0

Таблиця 3.86

Розрахунок локальних пріоритетів проектів за критерієм 14

A_{14}	1	2	3	4	5	V_i	P_i	L_i	$P_i, \%$
1	1	0,724456	0,794807	0,833333	1,073702	0,87578	0,173314	5,000000	17,33 %
2	1,380347	1	1,09711	1,150289	1,482081	1,208881	0,239234	5,000000	23,92 %
3	1,258166	0,911486	1	1,048472	1,350896	1,101878	0,218058	5,000000	21,81 %
4	1,2	0,869347	0,953769	1	1,288442	1,050936	0,207977	5,000000	20,80 %
5	0,931357	0,674727	0,74025	0,776131	1	0,815664	0,161417	5,000000	16,14 %
—	—	—	—	—	—	5,05314	—	25,00000	—

Таблиця 3.87

Розрахунок IY , BY для порівняння проектів за критерієм 14

$\max L =$	5
$IY =$	0
$BY =$	0

Розрахунок локальних пріоритетів проектів за критерієм 15

A15	1	2	3	4	5	V_i	P_i	L_i	$P_i, \%$
1	1	0,916667	0,833333	0,916667	0,75	0,879145	0,174973	5,000000	17,50 %
2	1,090909	1	0,909091	1	0,818182	0,959067	0,19088	5,000000	19,09 %
3	1,2	1,1	1	1,1	0,9	1,054974	0,209968	5,000000	21,00 %
4	1,090909	1	0,909091	1	0,818182	0,959067	0,19088	5,000000	19,09 %
5	1,333333	1,222222	1,111111	1,222222	1	1,172194	0,233298	5,000000	23,33 %
—	—	—	—	—	—	5,024448	—	25,00000	—

Таблиця 3.89

Розрахунок IY , BY для порівняння проектів за критерієм 15

$\max L =$	5
$IY =$	0
$BY =$	0

Таблиця 3.90

Розрахунок локальних пріоритетів проектів за критерієм 16

A16	1	2	3	4	5	V_i	P_i	L_i	$P_i, \%$
1	1	3	5	9	7	3,936283	0,510039	5,276307	51,00 %
2	0,333333	1	3	7	5	2,036168	0,263834	5,197107	26,38 %
3	0,2	0,333333	1	5	3	1	0,129574	5,209569	12,96 %
4	0,111111	0,142857	0,2	1	0,333333	0,254047	0,032918	5,298233	3,29 %
5	0,142857	0,2	0,333333	3	1	0,491119	0,063636	5,204755	6,36 %
—	—	—	—	—	—	7,717617	—	26,18597	—

Таблиця 3.91

Розрахунок IY , BY для порівняння проектів за критерієм 16

$\max L =$	5,237194
$IY =$	0,059299
$BY =$	0,052945

Таблиця 3.92

Розрахунок локальних пріоритетів проектів за критерієм 17

$A17$	1	2	3	4	5	V_i	P_i	L_i	$P_i, \%$
1	1	0,142857	3	0,333333	0,142857	0,459157	0,05795	5,200191	5,80 %
2	7	1	9	5	1	3,159818	0,398802	5,133989	39,88 %
3	0,333333	0,111111	1	0,2	0,111111	0,241593	0,030492	5,287414	3,05 %
4	3	0,2	5	1	0,2	0,90288	0,113953	5,263425	11,40 %
5	7	1	9	5	1	3,159818	0,398802	5,133989	39,88 %
–	–	–	–	–	–	7,923267	–	26,01900	–

Таблиця 3.93

Розрахунок IY , BY для порівняння проектів за критерієм 17

$\max L =$	5,203802
$IY =$	0,050950
$BY =$	0,045491

У таблицях 3.73, 3.79 використана формула $IU = \left| \frac{\lambda_{\max} - n}{n - 1} \right|$, яка враховує наближене обчислення власних чисел.

Таблиця 3.94

Матриця локальних пріоритетів 2-го рівня

A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10	A11	A12	A13	A14	A15	A16	A17
0,2197	0,1905	0,2067	0,1897	0,1901	0,2081	0,1951	0,2068	0,1991	0,2108	0,22	0,1904	0,1733	0,1733	0,175	0,51	0,058
0,2078	0,1958	0,2105	0,1897	0,1865	0,1941	0,1991	0,1942	0,2067	0,1984	0,2129	0,2539	0,2387	0,2392	0,1909	0,2638	0,3988
0,1972	0,205	0,1927	0,2108	0,1909	0,2048	0,2251	0,2152	0,2121	0,2249	0,2	0,2176	0,2178	0,2181	0,21	0,1296	0,0305
0,1831	0,2092	0,1834	0,1725	0,2181	0,192	0,1964	0,1896	0,1944	0,1466	0,1784	0,1858	0,2085	0,208	0,1909	0,0329	0,114
0,1922	0,1995	0,2067	0,2372	0,2145	0,201	0,1842	0,1942	0,1877	0,2193	0,1886	0,1523	0,1617	0,1614	0,2333	0,0636	0,3988

Таблиця 3.95

Вектор локальних пріоритетів 1-го рівня

A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10	A11	A12	A13	A14	A15	A16	A17
0,2012	0,0283	0,072	0,0809	0,0303	0,0244	0,0189	0,0202	0,0183	0,023	0,0284	0,2012	0,02	0,0185	0,0809	0,1246	0,0089

Таблиця 3.96

Розрахунок глобальних пріоритетів для проектів

№ проекту	P_i	$P_i, \%$
1	0,2365	23,6 %
2	0,2225	22,2 %
3	0,1961	19,6 %
4	0,1667	16,7 %
5	0,1782	17,8 %

Таблиця 3.97

Вектор локальних індексів узгодженості 2-го рівня

A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10	A11	A12	A13	A14	A15	A16	A17
0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0058	0,0000	0,0000	0,0059	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0593	0,0510

Таблиця 3.98

Вектор локальних відношень узгодженості 2-го рівня

A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10	A11	A12	A13	A14	A15	A16	A17
0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0052	0,0000	0,0000	0,0053	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0529	0,0455

Отже, в наведеному розрахунку найкращим є проект 1 (з пріоритетом 23,6 %).

Аналогічно розраховуються індекс узгодженості I_U та відношення узгодженості B_U для усієї ієрархії. Для другого рівня I_U – це скалярний добуток [124] вектора локальних індексів узгодженості 2-го рівня (табл. 3.97) на вектор локальних пріоритетів 1-го рівня (табл. 3.95). Отримуємо для 2-го рівня: $I_U = 0,00808734 \approx 0,01$.

Для усієї ієрархії I_U – це сума індексів узгодженості за рівнями (табл. 3.58): $I_U = 0,01 + 0,17 = 0,18$.

Відповідно відношення узгодженості B_U для 2-го рівня – це скалярний добуток векторів з табл. 3.95 і табл. 3.98: $B_U = 0,00722084 \approx 0,01$. Для усієї ієрархії B_U – це сума відношень узгодженості за рівнями (табл. 3.58). Отже, $B_U = 0,01 + 0,10 = 0,11$, що показує достатню узгодженість висновків відносно вибору проекту.

Далі проводиться експертне оцінювання переваг та оцінка узгодженості висновків для критеріїв. Після побудови ієрархічної моделі постає питання встановлення пріоритетів. Складність цього процесу полягає в тому, що різні критерії оцінки проектів вимірюються в різних шкалах (як слабких, так і сильних), а якщо і в однакових шкалах – то, можливо, в різних одиницях. Для зведення всіх шкал в єдину, використовується шкала Т. Сааті [111], яка розглянута в розділі 1.3.

Після отримання експертних оцінок за методом парних порівнянь (для критеріїв – це табл. 3.55) вирішується питання про ступінь узгодженості одержаних оцінок. Зазначимо, що якщо $B_U < 0,1$, то ступінь узгодженості вважають повністю прийнятним [111]. В іншому разі експерту радять переглянути свої висновки на основі більш глибокого аналізу питання, або вважати узгодженість допустимою в певній мірі. При цьому виявляють елементи матриці, які вносять найбільшу неузгодженість, і переоцінюють їх, щоб уникнути суперечності експерта при оцінці впливів різних об'єктів у сукупності. Таким чином МАІ забезпечує суттєве зменшення суб'єктивності оцінок експертів. Методика корекції узгодженості матриці переваг детально викладена в [111].

Отримані результати забезпечують подальший розвиток засобів оцінки та вибору інноваційних проектів шляхом використання такого підходу до вибору інноваційних проектів у процесі управління ними, який базується на основі спеціально сформованої сукупності показників ефективності інноваційного проекту, використовує інструментарій методу аналізу ієрархій і дає змогу узгоджувати вагомість різних показників ефективності інноваційних проектів у процесі вибору найкращого проекту.

Цінність запропонованих інструментів вибору інноваційних проєктів на основі використання елементів теорії нечітких множин і методу аналізу ієрархій полягає у забезпеченні керівництва газовидобувного підприємства ефективними інструментами прийняття рішень у процесі здійснення інноваційної діяльності. Використання науково обґрунтованих методів сприятиме підвищенню ефективності управлінської діяльності газовидобувних підприємств України.

3.3. Використання інструментів управління інноваціями для забезпечення сталої прибутковості підприємств

Здійснення інноваційної діяльності на промисловому підприємстві вимагає ретельного узгодження заходів по впровадженню інновації з поточною та перспективною господарською діяльністю. Необхідність такого узгодження спричинена значним впливом, який інновації здійснюють на прибуток підприємства. Як зазначають деякі відомі дослідники, інновації виступають фактором дестабілізації прибутку підприємства [140].

У цьому аспекті актуальним є вирішення завдання визначення моменту здійснення інноваційної діяльності, коли інноваційний вплив на прибуток підприємства буде найбільш сприятливим. Критерієм найбільш сприятливого впливу виступають два фактори:

- мінімізації негативного впливу на прибуток (це явище притаманне для першого етапу здійснення інновації, коли затрати перевищують ефект від впровадження);
- максимізації позитивного впливу (цей момент характерний для періоду, коли інновація вже підприємством освоєна і приносить ефект).

Актуальність вирішення цього завдання обумовлена тим, що в умовах мінливої ринкової економіки стабільність прибутку значно посилює стійкість підприємства та здатність його керівництва організовувати свою поточну та планувати майбутню господарську діяльність. Крім того, можливість цілеспрямованого впливу на прибуток шляхом своєчасного впровадження інновацій даватиме змогу керівництву підприємства підтримувати прибуток на рівні, який їх влаштовує. Тобто знання необхідного моменту для впровадження інновації дозволяє змінювати інноваційний вплив на прибуток. Це означає, що менеджмент підприємства отримує в своє розпорядження ефективний інструмент з управління прибутком підприємства.

У наукових дослідженнях [59, 72, 139], зазвичай, виділяють два етапи інноваційної діяльності, а саме розробку інновації та її впровадження.

Процес створення інновації включає в себе науково-дослідні та проектно-конструкторські роботи, виготовлення дослідних зразків, стендові та виробничі випробування. На даному етапі проводиться оцінка технічних, технологічних і економічних параметрів інновації та їх порівняння з параметрами аналогів.

На другому етапі здійснюються маркетингові дослідження, визначається потенціал ринку збуту інновації, майбутні конкуренти, життєвий цикл інновації. На основі проведених досліджень розраховуються обсяги виробництва, ціна інновації як товару, рентабельність. Інновація надходить на ринок у вигляді товару, займає свою нішу на ньому і починає окупатися. Після досягнення свого максимального значення прибуток від впровадження інновації поступово, але неухильно знижується. Даний етап закінчується зняттям інновації з виробництва через зниження її ефективності з часом – «старіння» інновації.

У межах другого етапу варто також оцінити майбутній вплив інновації на прибуток підприємства. Форма впливу визначається фазою розвитку інновації, яка, в свою чергу, багато в чому залежить від методів управління інноваційною діяльністю. О.М. Лапко пропонує розбити процес розвитку інновації на чотири фази залежно від форми впливу інновації на прибуток підприємства:

- створення та освоєння інновації: вплив на прибуток підприємства негативний через великі затрати;
- зростання виробництва: перехід від негативного до позитивного впливу на прибуток, позитивний вплив швидко зростає;
- стабілізація виробництва, фаза зрілості: позитивний вплив стабілізується на постійному рівні;
- занепад, моральне старіння, витіснення з ринку конкурентами, новими інноваціями: перехід від позитивного впливу до негативного [72].

У ході впровадження інновації перед підприємцем постає ряд питань, на які він повинен отримати відповідь. Яким є вплив виробництва інноваційного товару на прибуток підприємства в кількісному виразі в конкретно визначений момент часу? Ця інформація потрібна йому для визначення моменту, коли треба впроваджувати інновацію на ринок. Однак, на сьогоднішній день бракує показників, які б характеризували інноваційну діяльність не лише якісно, але й кількісно.

Невизначеність дестабілізуючого інноваційного фактора ускладнює можливість аналізу розвитку ситуації та прогнозування її впливу на прибутковість підприємства. Ця обставина поряд із традиційною високою ризикованістю інноваційної діяльності значно послаблює стабільність становища підприємства на ринку і може загрожувати банкрутством. Відсутність можливості оцінити поточну та перспективну прибутковість інноваційної діяльності в ході її виконання з точки зору фінансової стійкості підприємства виступає однією з причин банкрутства багатьох інноваційних фірм у країнах з розвинутою ринковою економікою.

Світова та вітчизняна економічна наука та практика господарювання [20, 88, 131] свідчать про те, що універсальним кількісним індикатором ефективності здійснення інноваційної діяльності виступає прибуток підприємства. При цьому несуттєвою є обставина: використовується власна чи придбана інновація. Решта показників, які характеризують виробничу діяльність: обсяги випуску та реалізації продукції, собівартість, мультиплікатор впливу інновації на прибуток та ряд інших не відображають достатньою мірою ефективність інноваційної діяльності.

Натомість дослідження впливу інновацій на прибуток підприємства дає змогу обґрунтовано відповісти на питання: чи ефективною є ця інновація, чи ні? З іншого боку, знання величини впливу інновації на прибуток підприємства суттєво зменшує невизначеність майбутнього розвитку і, навіть, дає можливість прогнозувати стабільний прибуток на основі цілеспрямованого введення інновацій.

Неоднозначна фінансова ситуація, спричинена дестабілізацією діяльності підприємства від освоєння інновацій, відображається складною виробничою функцією, яка має невизначений (недетермінований) характер. Фактори впливу на прибуток підприємства мають різний інформаційний спосіб відображення. Частина з них може бути кількісно оцінена. Вплив решти чинників виражається опосередковано і не має кількісних характеристик.

Для вивчення впливу дестабілізуючих чинників інноваційної діяльності на прибуток підприємства необхідно побудувати математичну модель, яка забезпечує належне дослідження проблеми аналізу й управління інноваційною діяльністю виробничо-економічної системи в умовах дії дестабілізуючих чинників.

При управлінні інноваційною діяльністю на підприємствах газодобувної галузі спостерігається явище тимчасового зниження прибутку підприємства при здійсненні інновацій з подальшим його зростанням

до певної величини з наступним спаданням [117]. Тобто інновацію можна розглядати як позитивний дестабілізуючий фактор у процесі розвитку виробничо-економічної системи підприємства [140]. Однак, у моделях, що пропонуються в [140] для врахування впливу дестабілізуючих факторів на прибуток підприємства, не передбачено наявність екстремумів (максимуму та мінімуму) функції, що є певним недоліком цих моделей.

Найбільш доцільним засобом визначення моменту, необхідного для впровадження інновації, на нашу думку, виступає економіко-математичне моделювання. Застосування математичного інструментарію дає змогу кількісно обчислювати інноваційний вплив на прибуток підприємства і, головне, визначати момент, коли такий вплив дасть найбільший ефект для господарської діяльності підприємства. Визначення даного моменту дасть змогу підприємству найбільш раціонально управляти власною інноваційною діяльністю і, навіть, утримувати прибуток на певному, заздалегідь визначеному рівні.

Метою викладених у цьому розділі досліджень виступає розробка загального формального підходу до побудови математичної моделі, що відображає вплив інноваційної діяльності на прибуток підприємства та дозволяє визначити момент часу, необхідний для впровадження інновації. Такий підхід забезпечує необхідну якість дослідження проблеми аналізу й управління прибутком газовидобувного підприємства в умовах дестабілізуючого впливу факторів інноваційної діяльності.

Дана математична модель має відображати вплив інновації на прибуток підприємства під час усього життєвого циклу інновації: від її розробки та впровадження до виводу інновації із користування в той момент, коли вона перестане приносити прибуток. Відповідно до положень інноваційної теорії такий вплив має хвилеподібний характер [59, 72]. На початку свого життєвого циклу інновація спричиняє витрати, пов'язані з її розробкою і виведенням на ринок, потім, коли споживач сприйняв інновацію позитивно, доходи підприємства зростають значно більшими темпами, ніж витрати. Тобто вплив впровадженої інновації на прибуток підприємства змінюється з негативного на позитивний. Через деякий час інновація вже не в змозі задовольняти потребу найбільш ефективним способом і доходи від її використання знижуються, прямуючи до нуля. Як наслідок, інновація знімається з виробництва і її життєвий цикл завершується.

Результат діяльності підприємства з впровадження інновацій можна представити у вигляді функції, яка виступає математичною сумою двох складових доданків:

- функції, яка враховує вплив на прибуток підприємства від здійснення інновації;

- функції, яка враховує вплив інших (крім інноваційної діяльності) факторів на прибуток підприємства.

Така функція матиме вигляд:

$$P(K, L, t) = f(K, L, t) + \phi(K, L, t), \quad (3.5)$$

де P – функція прибутку;

t – час;

$K = K(t)$ – функція залежності капіталу підприємства від часу;

$L = L(t)$ – функція залежності живої праці від часу;

f – складова прибутку, що не враховує вплив інновацій;

ϕ – складова прибутку, що враховує вплив інновацій.

Той складовий доданок функції (3.5), що враховує вплив інновацій на прибуток підприємства, можна представити у вигляді функції, для якої характерна властивість спадання до певної величини з подальшим зростанням до деякого максимального значення з наступним плавним спаданням [44]. Такий вигляд функції виражає залежність інноваційного процесу від часу і має два перегини з точкою мінімуму (максимальні затрати) та точкою максимуму (максимальний доход) і охоплює всі фази інноваційного процесу. Хвилеподібний характер кривої інноваційного впливу відображає циклічний характер інноваційного впливу, який впливає із достатньо розроблених наукових положень щодо етапів життєвого циклу інновацій [72]. Циклічний характер інноваційного впливу на прибуток підприємства спричинений, як відомо, необхідністю здійснення початкових витрат на розробку та впровадження інновації, що означає зниження обсягів прибутку підприємства на початковому етапі (тобто спочатку вплив інновації на прибуток має негативний характер). Потім, коли інновація починає приносити ефект, що виражається у збільшенні фінансових потоків і у зростанні обсягів прибутку підприємства, можна говорити, що вплив інновації на прибуток газоповидобувного підприємства має позитивний характер. Отже, вплив інновацій на прибуток підприємства носить нелінійний, циклічний характер.

Функція, що відображає циклічний вплив від впровадження інновацій на прибуток підприємства, повинна відповідати ряду обмежень:

1) дана функція повинна описувати усі етапи реалізації інноваційного проекту, починаючи від розробки і завершуючи виводом інновації з використання;

2) крива на графіку такої функції повинна відображати спочатку спад, а потім підйом, що відповідає впливу інновації на прибуток підприємства (спочатку витрати, а потім прибуток від реалізації інноваційного проекту);

3) функція, що відображає інноваційний вплив, повинна мати дві точки екстремуму (максимум і мінімум), причому момент досягнення мінімального значення повинен передувати моменту часу досягнення максимального значення позитивного впливу інновації на прибуток;

4) функція, що відображає інноваційний вплив на прибуток, повинна передбачати можливість несиметричних розмірів екстремуму відносно нульової відмітки, адже найбільш ефективними інноваціями є такі, що здатні приносити прибуток, тобто здійснювати на прибуток позитивний вплив більшої потужності, ніж негативний;

5) значення функції повинно починатися приблизно від нульової відмітки та після проходження значення максимального екстремуму знову наближатися до нуля. Термін інноваційного впливу на прибуток підприємства має відповідати довжині життєвого циклу інновації;

6) параметри досліджуваної функції повинні передбачати можливість варіювати довжину кривої, характер, протяжність, величину негативного та позитивного вигинів кривої, значення точок екстремуму та їх співвідношення, що дасть змогу проводити розрахунки для кожного інноваційного проекту.

Природно, що дестабілізація прибутку підприємства під час впровадження інновацій тягне за собою певні незручності, пов'язані з необхідністю вжиття додаткових заходів з боку менеджерів для забезпечення фінансової стабільності та стійкості підприємства, його платоспроможності під час здійснення витрат на впровадження інновації (тобто, коли вплив впровадженої інновації на прибуток підприємства є негативним), а також наявності значної кількості вільних фінансових ресурсів у моменти, коли інновація починає приносити ефект (вплив впровадженої інновації має позитивний характер). Наявність циклічного характеру впливу інновації на прибуток ставить перед менеджментом підприємства завдання обчислювати найважливіші параметри такого впливу, зокрема час початку і закінчення дії впливу інновації на прибуток.

Для дослідження можливості визначення параметрів впливу інновації на прибуток доцільно використати математичний інструментарій. Прибуток від впровадження інновації або заплановану рентабельність, яка відображена графічно у вигляді циклічної хвилеподібної кривої (що відповідає життєвому циклу інновації) [72, ст. 40], цілком можна представити у вигляді математичної моделі. Вона має вигляд такої функції:

$$P_i(t) = \frac{a_i(t - b_i)}{1 + c_i(t - b_i)^2} + k_i(t - d_i) + e_i, \quad (3.6)$$

де t – час;

i – номер інновації;

P_i – функція прибутку;

$a_i = a_i(K, L)$, $b_i = b_i(K, L)$, $c_i = c_i(K, L)$, $k_i = k_i(K, L)$, $d_i = d_i(K, L)$,
 $e_i = e_i(K, L)$ – функції-параметри інноваційних дестабілізацій,
які відображають вплив інших, крім моменту введення інно-
вації, факторів на прибуток підприємства (термін окупності,
рентабельність, внутрішня норма доходності інноваційних про-
єктів тощо). Значення параметрів інноваційного дестабілізую-
чого впливу визначаються економетричними методами.

Запропонована математична модель поєднує в собі як функцію, що відображає прибуток підприємства, отриманий внаслідок застосуван-
ня традиційних засобів і методів господарювання (графік цієї функ-
ції – лінійний), так і функцію, що представляє дестабілізуючий вплив
інновації на прибуток підприємства. Графік цієї другої функції має
нелінійний циклічний характер, який відображає нерівномірний вплив
інновації на прибуток: від нульового до максимального від'ємного
впливу під час фінансування затрат на розробку і впровадження
інновації, потім від максимального від'ємного значення впливу до
максимального додатнього під час введення інновації на ринок та
сприйняття її споживачем і потім від свого максимального додатнього
значення вплив поступово спадає, наближаючись до нульової по-
значки – відбувається старіння інновації. Таким чином, даний графік
дає змогу представити функцію прибутку підприємства (3.6) як скла-
дову двох функцій: функції, яка відображає прибуток підприємства,
що формується за рахунок звичайних факторів господарювання, та
функції, яка відображає вплив інновацій. Зразки графіка функції, що
відображає вплив інновацій, наведено на рис. 3.6 і 3.7.

Враховуючи властивості впливу інновації на прибуток (спадання,
зростання з подальшим повільним спаданням), функцію впливу $\phi_i(t)$
доцільно представити у вигляді:

$$\phi_i(t) = \frac{a_i(t - b_i)}{1 + c_i(t - b_i)^2} + k_i(t - d_i) + e_i, \quad (3.7)$$

яка, як неважко показати, відтворює в часі перераховані коливання, де
 a_i , b_i , c_i , k_i , d_i , e_i – величини, що враховують параметри інновації
з номером i .

Як бачимо, функція (3.7) (при $k < 0$) має такі властивості (індекс i в
подальших записах для спрощення опустимо): спадає до мінімуму

$$\phi_{min} \text{ при } t = t_{min} = b - \frac{1}{\sqrt{c}},$$

$$\text{де } \phi_{\min} = -\frac{a+2k}{2\sqrt{c}} + k(b-d) + e;$$

потім зростає до максимуму $\phi_{\max}$ при $t = t_{\max} = b + \frac{1}{\sqrt{c}}$,

$$\text{де } \phi_{\max} = \frac{a+2k}{2\sqrt{c}} + k(b-d) + e,$$

з подальшим спаданням.

Графік функції ϕ_i при $k = e = 0$, $a = 20$; $b = 16$; $c = 0,25$ для t з проміжку від 0 до 30 наведено на рис. 3.6, а при тих же параметрах, крім $k = -0,4$; $d = 40$; $e = -12$ — на рис. 3.7.

Розглянемо, яким чином розв'язати задачу управління прибутком з метою підтримання його на рівні не менше заданого $P_{\min}$. Тобто, треба визначити час t_i запровадження інновації, яка має функцію впливу на прибуток $\phi_i(t)$ вигляду (3.7), щоб забезпечити прибуток хоча б $P_{\min}$, та розрахувати момент часу T_i , коли цей вплив вже закінчиться (тобто P знову зменшиться до $P_{\min}$).

Очевидно, що ці розрахунки для кожної інновації аналогічні, якщо кожна з них має достатній позитивний вплив. Позначимо: $f_1 = f$; $f_2 = f_1 + \phi_1$; $f_3 = f_2 + \phi_2$, ..., $f_i = f_{i-1} + \phi_{i-1}$, ..., $f_n = f_{n-1} + \phi_{n-1}$.

Викладки зробимо для спрощеного випадку, коли $k = e = 0$. Тоді час $t_{i \text{ найм.}}$ запровадження інновації визначимо з умови:

$$\phi_i(t_{i \text{ min}}) + f_i(t_{i \text{ min}}) = P_{\min}. \quad (3.8)$$

Співвідношення (3.8) визначає величину $t_{i \text{ min}} = b_i - \frac{1}{\sqrt{c_i}}$, або

$$b_i = t_{i \text{ min}} + \frac{1}{\sqrt{c_i}}.$$

Як відомо, час $t_{i \text{ найм.}}$, коли зменшення є прибутку в зв'язку з інновацією, ще можна знехтувати, знаходиться як менший з коренів рівняння $\phi_i(t) = -\varepsilon$. Або

$$\frac{a_i(t - b_i)}{1 + c_i(t - b_i)^2} = -\varepsilon,$$

$$\begin{aligned} \text{тобто} \quad & a_i(t - b_i) = -\varepsilon - c_i \varepsilon (t - b_i)^2, \\ \text{або} \quad & c_i \varepsilon (t - b_i)^2 + a_i(t - b_i) + \varepsilon = 0. \end{aligned} \quad (3.9)$$

З квадратного рівняння (3.9) при умові, що дискримінант його $a_i^2 - 4c_i\varepsilon^2 \geq 0$, маємо:

$$t - b_i = \frac{-a_i \pm \sqrt{a_i^2 - 4c_i\varepsilon^2}}{2c_i\varepsilon}. \quad (3.10)$$

Менший з двох коренів (3.10) (тобто той, для якого $t < t_{min}$):

$$t_{min}^* = b_i - \frac{a_i + \sqrt{a_i^2 - 4c_i\varepsilon^2}}{2c_i\varepsilon} \quad (3.11)$$

квадратного рівняння (3.9) і дає можливість визначити час здійснення інновації підстановкою в (3.11) виразу для b_i з (3.8):

$$t_{i \text{ найм}} = t_{i \text{ min}} + \frac{1}{\sqrt{c_i}} - \frac{a_i + \sqrt{a_i^2 - 4c_i\varepsilon^2}}{2c_i\varepsilon}.$$

Час T_i , коли вплив інновації закінчиться (P знову зменшується до P_{min}) визначаємо з умови:

$$\begin{cases} T_i \geq t_{max}; \\ \phi_i(T_i) + f_i(T_i) = P_{min}. \end{cases}$$

Ця умова з урахуванням виразів для t_{max} та b_i набуває вигляду:

$$\begin{cases} T_i \geq t_{i \text{ min}} + \frac{2}{\sqrt{c_i}}; \\ \phi_i(T_i) + f_i(T_i) = P_{min}, \end{cases},$$

де $t_{i \text{ min}}$ визначається зі співвідношення (3.8). Практичні розрахунки, наведено в табл. 3.99 та на рис. 3.8, а графіки функції прибутку від впровадження інновацій при різних значеннях параметрів наведені на рис. 3.6 і 3.7.

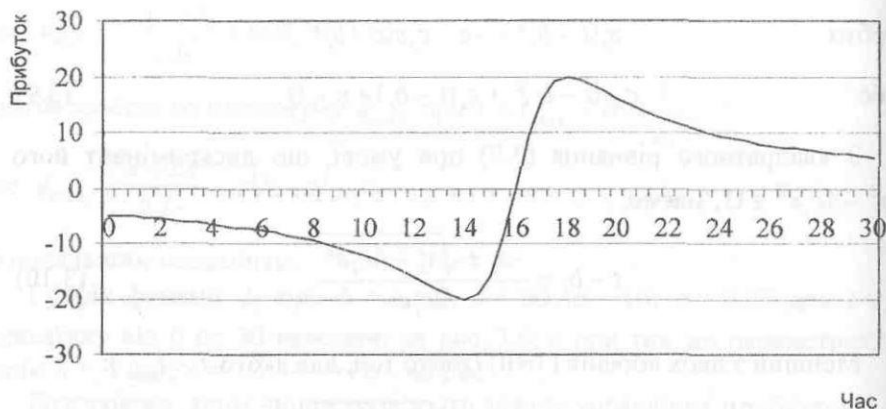


Рис. 3.6. Графік складової прибутку, що враховує інноваційний вплив при $k = e = 0$, $a = 20$; $b = 16$; $c = 0,25$ для t з проміжку від 0 до 30

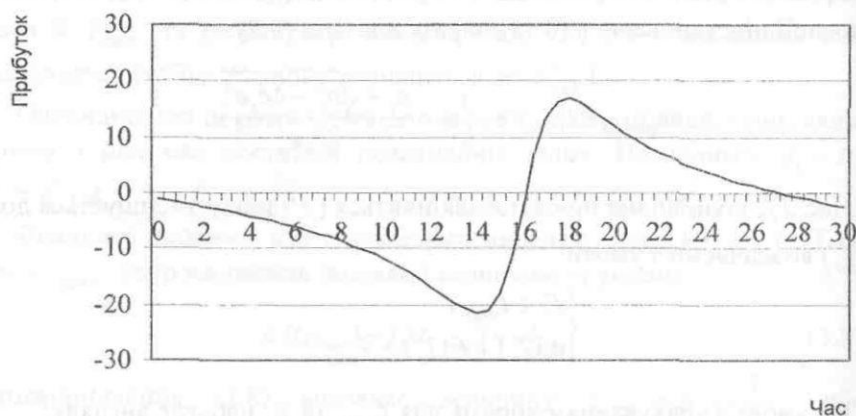


Рис. 3.7. Графік складової прибутку, що враховує інноваційний вплив при $k = -0,4$; $d = 40$; $e = -12$; $a = 20$; $b = 16$; $c = 0,25$ для t з проміжку від 0 до 30

Зазначена функція була обрана для вираження впливу впроваджені інновації на прибуток підприємства через свої математичні можливості щодо вираження економічних процесів, а саме: залежно від параметрів функції існує можливість змінювати величину та термін як негативного, так і позитивного впливу впроваджені інновації на прибуток. Також хвилястий характер кривої має спочатку форму

попереднього спадання (від 0 і нижче), а потім зростання до певного позитивного значення з наступним спаданням (знову до 0). Тобто суттєвий функціональний вплив має початок і кінець, що цілком відповідає впливу інновації на прибуток підприємства. Саме цим дана функція відрізняється від близьких функцій, які однак не в змозі відобразити вплив інновації на прибуток не лише в короткостроковому, але і в довгостроковому періоді саме через свою нескінченність. З іншого боку, дана функція має точки екстремуму в своїх мінімальних і максимальних значеннях, що дає можливість визначати моменти найбільшої прибутковості та збитковості інноваційного проекту. Володіння інформацією про значення параметрів інноваційного проекту дає змогу моделювати як величину, так і форму інноваційного впливу на прибуток підприємства та отримувати його чисельне вираження.

З метою дослідження функцію впливу інновацій на прибуток варто представити у вигляді сукупності двох функцій:

$$\phi = y + z,$$

де

$$y = \frac{a(t-b)}{1+c(t-b)^2},$$

$$z = k(t-d) + e.$$

Функція $z = z(t)$ – лінійна відносно часу, тобто не враховує вплив інновації на прибуток. Вона відображає вплив інших, окрім інновації, традиційних факторів, які формують прибуток підприємства і тому, порівняно з функцією, що відображає вплив інновації, має стабільний лінійний характер.

Для визначення моменту часу, коли вплив інновації на прибуток розпочнеться і закінчиться, доцільно звернути увагу на функцію $y = y(t)$. Момент початку та закінчення впливу інновації на прибуток підприємства можна виразити через точки екстремуму функції. Дані точки відображають наступні моменти:

- коли вплив інновації на прибуток розпочинається та закінчується;
- коли цей вплив має додатний або від’ємний характер.

Для визначення моменту, коли вплив інновації на прибуток підприємства змінюється від негативного до позитивного і навпаки, необхідно знайти точки екстремуму за допомогою похідної функції впливу на прибуток підприємства.

Як відомо, для того, щоб функція мала екстремум, необхідно, щоб її перша похідна y' дорівнювала нулю. Обчислимо y' для $y = y(t)$:

$$y' = a \frac{1 - c(t-b)^2}{(1 + c(t-b)^2)^2}.$$

З умови $y' = 0$ при $c > 0$ маємо:

$$t_1 = \frac{1}{\sqrt{c}} + b,$$

$$t_2 = -\frac{1}{\sqrt{c}} + b.$$

Оскільки при $a > 0$ y' міняє знак з плюса на мінус при переході через точку t_1 , то в цій точці знаходиться максимум функції,

$t_{max} = \frac{1}{\sqrt{c}} + b$. При переході через точку t_2 похідна міняє знак також, але з мінуса на плюс. Отже, за достатньою ознакою екстремуму в точці t_2 знаходиться мінімум функції $t_{min} = t_2$. Значення екстремумів такі:

$$y_{max} = y(t_{max}) = \frac{a}{2\sqrt{c}},$$

$$y_{min} = y(t_{min}) = -\frac{a}{2\sqrt{c}}.$$

Отже, отримані значення $t_{max} = \frac{1}{\sqrt{c}} + b$ і $t_{min} = -\frac{1}{\sqrt{c}} + b$ і є тими необхідними моментами часу, коли величина інноваційного впливу на прибуток підприємства має, відповідно, найбільше та найменше значення.

Для визначення моменту часу, коли вплив впровадженої інновації на прибуток підприємства розпочинає і закінчує свою дію, треба взяти другу похідну від функції $y = y(t)$.

Друга похідна функції $y = y(t)$ така:

$$y'' = 2ac \frac{(t-b)(c(t-b)^2 - 3)}{(1 + c(t-b)^2)^3}.$$

Тобто функція $y = y(t)$ має дві точки перегину графіка, які знаходять з умови $y'' = 0$:

$$t_1 = b + \sqrt{\frac{3}{c}},$$

$$t_2 = b - \sqrt{\frac{3}{c}}.$$

При $t \rightarrow +\infty$ функція $y(t) \rightarrow 0$ залишається додатною; при $t \rightarrow -\infty$ функція $y(t) \rightarrow 0$ залишається від'ємною. Тобто існують значення часу $t_{\text{найм.}}$ та $t_{\text{найб.}}$, такі, що при більших від $t_{\text{найб.}}$ і менших від $t_{\text{найм.}}$ значеннях часу впливом функції $y(t)$ можна знехтувати. Ці величини ($t_{\text{найм.}}$ і $t_{\text{найб.}}$) знаходяться як розв'язок рівняння:

$$\left| \frac{a(t-b)}{1+c(t-b)^2} \right| = \varepsilon,$$

де $\varepsilon > 0$ – достатньо мале значення $y(t)$, яке вже можна, з точки зору впливу на прибуток, вважати нулем.

Економічне значення отриманих результатів полягає у тому, що розроблена модель дає також змогу визначити момент часу початку дії інноваційного впливу на прибуток, а також момент закінчення дії такого впливу. Маючи в своєму розпорядженні інструменти розрахунку моментів початку і закінчення дії інноваційного впливу на прибуток підприємства, менеджмент підприємства має змогу заздалегідь визначати та планувати очікувану зміну величини прибутку від інновації, а також термін дії такого впливу.

Приклад розрахунку спадаючого, а потім зростаючого інноваційного впливу з наступним спаданням у часовому проміжку від введення інновації і до її ліквідації наведено на рис. 3.8 і в табл. 3.99.

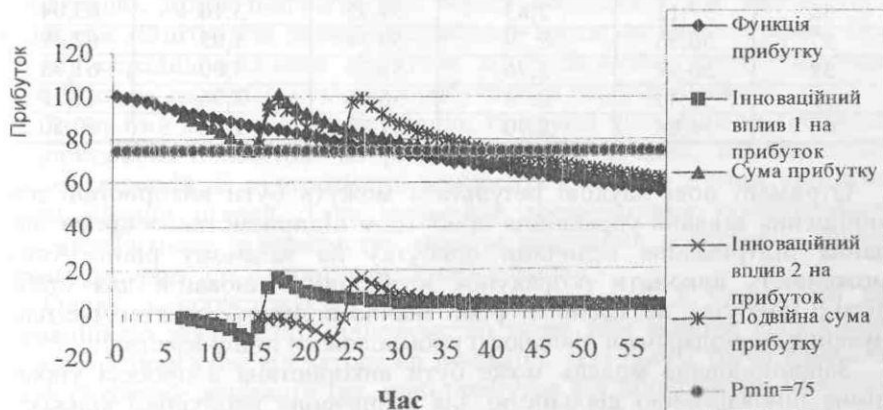


Рис. 3.8. Динаміка інноваційного впливу на прибуток підприємства

Припустимо, параметри досліджуваної функції мають такі значення $a = 20$, $b = 16$, $c = 0.5$, $d = 40$, $e = 2$, $k = -0.01$, $n = 2$, $\varepsilon = 2$,

$P_{min} = 75$, а функція прибутку підприємства має вигляд $f(t) = 100e^{-0,01t}$ (оскільки прибуток газовидобувного підприємства постійно зменшується у часі в зв'язку з падінням видобутку газу).

Таблиця 3.99

Результати розрахунків впливу інновацій на прибуток підприємства

Час	Функція прибутку	Інноваційний вплив 1 на прибуток	Сума прибутку	Інноваційний вплив 2 на прибуток	Подвійна сума прибутку
0	100,00	—	—	—	—
1	99,00	—	—	—	—
2	98,02	—	—	—	—
3	97,04	—	—	—	—
4	96,08	—	—	—	—
5	95,12	—	—	—	—
6	94,18	—	—	—	—
7	93,24	-2,26	90,98	—	—
13	87,81	-9,91	77,90	—	—
14	86,94	-11,87	75,07	—	—
15	86,07	-6,29	79,78	-1,97	77,81
16	85,21	11,46	96,68	-2,46	94,22
17	84,37	16,33	100,70	-3,07	97,63
56	57,12	2,83	59,95	3,10	63,04
57	56,55	2,79	59,34	3,05	62,39
58	55,99	2,76	58,75	3,00	61,75
59	55,43	2,73	58,16	2,96	61,12
60	54,88	2,70	57,58	2,92	60,50

Отримані нові наукові результати можуть бути використані для вирішення завдань управління прибутком підприємства, зокрема завдання підтримання величини прибутку на заданому рівні. Адже можливість виконати розрахунок необхідних інновацій для стабілізації прибутку на заданому рівні значно полегшує стратегічне планування господарської діяльності промислового підприємства.

Запропонована модель може бути використана в процесі управління інноваційною діяльністю для визначення необхідної кількості інновацій та моменту часу, необхідного для їх здійснення, з метою підтримання прибутку підприємства на заданому рівні.

Успішне вирішення проблеми управління інноваційною діяльністю з метою визначення впливу інновації на величину прибутку підприємства дасть змогу ставити та розв'язувати практичні завдання з уп-

равління прибутком газовидобувного підприємства шляхом застосування інновацій як своєрідного «важеля» регулювання прибутку підприємства через прибуток від впроваджених інновацій. Серед таких завдань можна, зокрема, виділити:

- підтримання у плановому періоді прибутку підприємства на рівні, не менше заданого;
- забезпечення у плановому періоді середнього прибутку підприємства на рівні, не менше заданого.

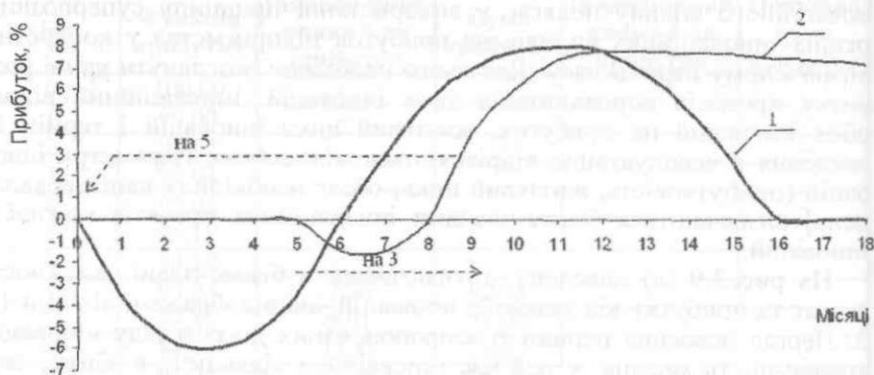
Принцип вирішення проблеми управління прибутком шляхом інноваційного впливу полягає у використанні принципу суперпозиції різних інноваційних впливів на прибуток підприємства у конкретно визначеному періоді часу. Для цього необхідно розглянути криві розвитку процесів впровадження двох інновацій. Інноваційний вплив обох інновацій на прибуток, життєвий цикл інновацій і термін їх введення в експлуатацію відрізняються між собою. Параметри інновацій (прибутковість, життєвий цикл, обсяг необхідних капіталовкладень) визначаються бізнес-планами інноваційних проектів кожної з інновацій.

На рис. 3.9 (а) наведено зпрогнозовані в бізнес-плані залежності затрат та прибутку від кожної з інновацій, які відображені лініями 1 і 2. Період освоєння першої із запропонованих до розгляду інновацій триває шість місяців, у цей час інноваційна діяльність є збитковою. Потім протягом 10 місяців інновація приносить прибуток підприємству, причому прибуток від інновації у 3 рази перевищує затрати на її реалізацію. Друга інновація має період введення в дію три місяці і здійснює позитивний вплив на прибуток протягом кількох років. При цьому середньомісячний прибуток від здійснення другої інновації такий же, як середньомісячний прибуток від першої інновації.

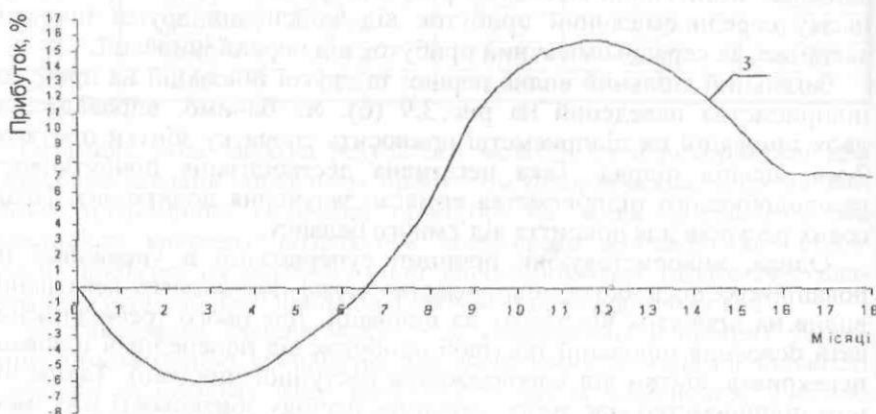
Загальний спільний вплив першої та другої інновацій на прибуток підприємства наведений на рис. 3.9 (б). Як бачимо, впровадження двох інновацій на підприємстві приносить спочатку збитки протягом 7-ми місяців підряд. Така негативна дестабілізація прибутковості газовидобувного підприємства вимагає залучення додаткових фінансових ресурсів для покриття від'ємного балансу.

Однак, використовуючи принцип суперпозиції в управлінні інноваційною діяльністю, підприємство може пом'якшити негативний вплив на прибуток від затрат на інновації. Для цього треба здійснювати освоєння інновацій так, щоб прибуток від попередньої інновації перекривав збитки від впровадження наступної інновації. Таким чином підприємство має змогу уникнути періоду збитковості або зменшити його тривалість. Виходячи з умов наведеного прикладу, першою з двох запропонованих інновацій за характеристиками її впливу на прибуток доцільно здійснювати інновацію № 2 (її вплив на прибуток

підприємства наведено на рис. 3.9 (а), лінія 2). Потім, на 4-му місяці реалізації інновації № 2, доцільно реалізувати інновацію № 1 (її вплив на прибуток наведено на рис. 3.9 (а), лінія 1). У такому випадку негативний вплив на прибуток підприємства, спричинений впливом інновації № 1, мінімізується за рахунок прибутковості від раніше впровадженої інновації № 2, про що свідчить рис. 3.9 (в). Як результат, період збитковості підприємства від впровадження інновації зменшується до трьох місяців.



а)



б)

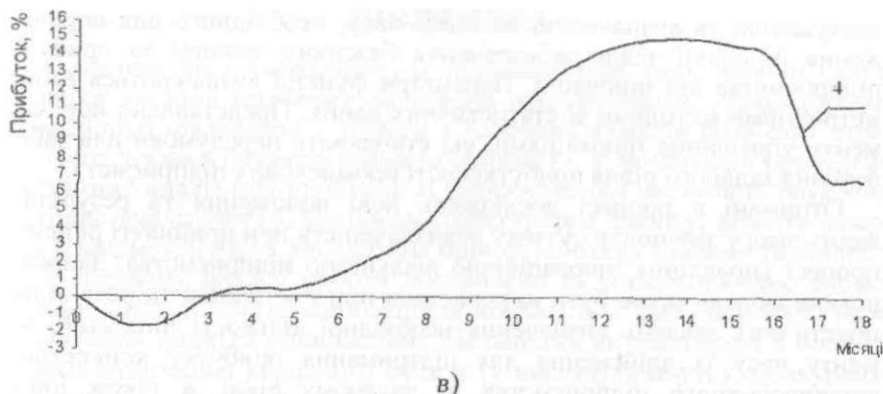


Рис. 3.9. Графік впливу інновацій на прибуток підприємства

Тому загальною умовою управління інноваційною діяльністю газовидобувного підприємства при відсутності зовнішніх джерел фінансування повинно стати освоєння некапіталоємних високоефективних інновацій з достатнім життєвим циклом.

Функція прибутку підприємства $P(t)$ від використання декількох інновацій буде мати вигляд:

$$P(t) = f(t) + \sum_{i=1}^n \phi_i(t),$$

де $f(t)$ – спадна з часом функція, що описує прибуток, який не пояснюється (забезпечується) інноваціями, що запроваджуються;

n – кількість інновацій;

$\phi_i(t)$ – складова прибутку, що пояснюється (забезпечується) інноваціями, які запроваджуються;

t – час (від 0 – початку періоду аналізу – до T – величини прогнозного періоду).

Розв’язок завдання управління інноваційною діяльністю з метою визначення впливу інновацій на прибуток підприємства та підтримання цього прибутку на рівні не менше заданого із використанням запропонованої математичної моделі наведено вище, так само, як і графік функції впливу інновацій на прибуток підприємства та підтримання його на заданому рівні. Аналогічно може бути розв’язане друге із поставлених завдань: забезпечення у запланованому періоді середнього прибутку підприємства на рівні не менше, від заданого.

Таким чином, розроблена економіко-математична модель аналізу інноваційного впливу на прибуток підприємств, яка може сприяти

врахуванню та визначенню моменту часу, необхідного для впровадження інновації задля забезпечення бажаного впливу на прибуток підприємства від інновацій. Параметри функції визначаються економічними методами зі статистичних даних. Представлено нові елементи управління інноваціями, які створюють передумови для забезпечення заданого рівня прибутковості промислових підприємств.

Отримані в процесі досліджень нові положення та результати дають змогу зменшити суттєву невизначеність при прийнятті рішень в процесі управління інноваційною діяльністю підприємства. Запропонована модель може бути використана при постановці та розв'язанні практичних завдань визначення необхідної кількості інновацій, моменту часу їх здійснення для підтримання прибутку конкретного газовидобувного підприємства на заданому рівні, а також інших завдань, які виникають в процесі управління інноваційною діяльністю підприємства. Наявність можливості визначати момент часу впровадження інновацій, момент початку і закінчення дії інноваційного впливу та величину такого впливу можуть виступити методичною основою для подальшого розвитку теоретичних засад управління прибутком підприємства та відбору інноваційних проектів.

Наведені алгоритми розв'язання завдань з управління інноваційною діяльністю газовидобувних підприємств шляхом використання інноваційного впливу на прибуток підприємства сприятимуть вирішенню проблеми стабілізації економічного становища газовидобувних підприємств України та їх переходу на інноваційну модель розвитку в умовах конкурентного ринкового середовища.

ПІСЛЯМОВА

Сучасний стан управління на підприємствах газодобувної галузі України висуває проблему наукового обґрунтування управління інноваційною діяльністю – одного з головних важелів розв'язку стратегічних завдань розвитку таких підприємств. У монографії проведено системний аналіз цієї проблеми із застосуванням наступних наукових методів: аналітичного, системно-структурного аналізу, аналізу ієрархій, економетричного, експертних оцінок, нечітких множин та інших.

У першому розділі роботи поглиблено та конкретизовано економічний зміст категорії «інноваційна діяльність». Запропоновано нове визначення поняття «інноваційна діяльність» як діяльності з пошуку шляхів отримання корисного ефекту (у вигляді прибутку, конкурентної переваги, або іншого економічного ефекту, а також соціального чи екологічного вдосконалення) з використанням принципово нових засобів наукового, технічного, організаційного або іншого характеру. Обґрунтована необхідність узгоджувати розробку інноваційної стратегії підприємств із загальною стратегією їх розвитку, а також спрямовувати поточну та перспективну інноваційну діяльність на вирішення проблем розвитку підприємств.

Досліджені характерні риси та умови здійснення інноваційної діяльності на підприємствах газодобувної галузі України. Визначено основні проблеми розвитку газодобувних підприємств: падіння видобутку газу, скорочення розвіданих запасів природного газу; придатних для розробки; нестача коштів для інвестування. Обґрунтована доцільність переходу даних підприємств на інноваційні засади розвитку.

Удосконалено методичні підходи до визначення стратегічних пріоритетів розвитку газодобувних підприємств. Досліджені стратегічні напрями розвитку підприємств газодобувної галузі на основі застосування методу аналізу ієрархій, який полягає в узгодженні цілей за їх значущістю для підприємства. Серед них першочерговими є: збільшення видобутку газу та збільшення прибутковості господарської діяльності. Таким чином, стратегія розвитку та впровадження інновацій повинна бути спрямована саме на досягнення цих двох пріоритетів.

У другому розділі проведено аналіз основних техніко-економічних показників будівництва газових свердловин на території України за десятирічний період. Сформульовані основні тенденції зміни даних показників за цей час, визначені фактори, що формують такі тенденції. Показано значне зростання витрат на будівництво свердловин. Визначено основні напрями впровадження інновацій задля здешевлення вартості буріння газових свердловин в Україні.

Запропоновано комплексну сукупність показників, які дають змогу порівнювати ефективність вкладення коштів у будівництво нових свердловин та у модернізацію діючих газових свердловин. Розроблена формула для оцінки порівняльної ефективності вкладення коштів у модернізацію діючих і в будівництво нових свердловин, що дасть змогу підвищити ефективність використання обмежених інвестиційних ресурсів газовидобувних підприємств. У результаті проведеного аналізу показано, що ефективність видобутку газу за рахунок модернізації діючих свердловин у деяких випадках майже у 40 разів більша за ефективність видобутку із новозбудованих свердловин. Запропонована сукупність показників дає змогу обґрунтувати доцільність переорієнтації інвестиційної стратегії газовидобувних підприємств.

На основі порівняння ефективності видобутку газу із новозбудованих і модернізованих свердловин зроблено висновок про необхідність часткової зміни в інвестиційній стратегії газовидобувних підприємств на розширення обсягів модернізації діючих свердловин із використанням новітніх технологій та технічних засобів за рахунок деякого скорочення обсягів будівництва нових свердловин у найближчому періоді. Проаналізовано розвиток собівартості видобутку газу в короткостроковому періоді, за допомогою економіко-математичних методів спрогнозовано, який вигляд буде мати функція росту собівартості видобутку природного газу.

Розроблено новий підхід у менеджменті інновацій для регулювання величини додаткового прибутку підприємства, отриманого від впровадження інновацій, на основі дослідження та використання його взаємозв'язку із величиною виплаченого заохочення працівникам підприємства, які приймали участь у розробці інновацій. Даний підхід дозволяє прогнозувати додаткові обсяги отриманого прибутку від впроваджених інновацій у поточному та майбутньому роках, використовуючи не лише дані про рентабельність інновацій, але й інформацію про відсоток виплаченого заохочення від фонду оплати праці.

У третьому розділі роботи вдосконалено й адаптовано для умов газовидобувних підприємств України метод аналітичного планування в інноваційному менеджменті. Розроблені нові елементи методу аналітичного планування, зокрема визначено коло суб'єктів, які впливають на процес прийняття управлінських рішень у сфері інноваційної діяльності на газовидобувних підприємствах України. Зазначений підхід виступає, з одного боку, як методичне обґрунтування процесу управління інноваційною діяльністю, а з іншого, – як науково обґрунтований інструмент практичної управлінської діяльності, що системно враховує і використовує всі фактори та можливості, наявні

альтернативи та сценарії розвитку газовидобувних підприємств. Даний метод дає змогу узгоджувати процес планування досягнення стратегічних цілей розвитку газовидобувних підприємств на інноваційних засадах із визначенням проблем розвитку, що виникнуть в ході реалізації стратегії, та пошуком шляхів їх вирішення.

Розроблені методичні підходи до прийняття рішень з управління інноваційною діяльністю в умовах економічної невизначеності та багатоаспектності підходу до оцінки ефективності інноваційного проекту на основі методу аналізу ієрархій та елементів теорії нечітких множин. Запропоновано системний підхід до вибору інноваційного проекту, який удосконалює механізм прийняття управлінських рішень при відборі інновацій, а також передбачає формування комплексної бази показників для оцінки інноваційних проектів, у тому числі і з використанням нових показників.

Розроблено концептуальний підхід до дослідження впливу інновацій на прибуток підприємств. Запропонована й обґрунтована економіко-математична модель оцінки впливу інновації на прибуток підприємства з моменту її впровадження і до припинення використання. Ця модель описує весь процес інноваційного впливу системно, враховуючи не лише позитивний, але і негативний вплив впровадженої інновації на загальний прибуток підприємства. Запропонований підхід може бути використаний для вирішення завдань забезпечення фінансової стійкості та стабільної прибутковості підприємства у довгостроковому періоді. Крім того, можна визначати таке оптимальне співвідношення у часі процесу одночасного здійснення декількох інноваційних проектів, яке забезпечує найменший сукупний негативний вплив на прибуток підприємства, тобто мінімізує загрозу для його фінансової стабільності.

Розроблені методичні підходи і результати проведеного аналізу, зокрема метод аналітичного планування та комплекс показників для порівняння ефективності видобутку газу з нових і модернізованих свердловин, можуть використовуватись у практичному інноваційному менеджменті газовидобувних підприємств.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Александрова В.П. Економічні передумови інноваційної трансформації державних науково-технічних програм // Економіст. – 1999. – № 4. – С. 22–25.
2. Алфимов М.В. Новая модель инновационного процесса // Проблемы науки. – 1998. – № 8. – С. 30–33.
3. Андрейчиков А.В., Андрейчикова О.Н. Анализ, синтез, планирование решений в экономике: Учебное пособие. – М.: Финансы и статистика, 2000. – 368 с.
4. Андрощук Г.А. Инновационная активность промышленных предприятий: сдерживающие факторы // Проблемы науки. – 2000. – № 2. – С. 13–25.
5. Ансофф И. Стратегическое управление: Учебное пособие. – М.: Экономика, 1989. – 519 с.
6. Антонюк Л.Л., Поручник А.С., Савчук В.С. Інновації: теорія, механізм розробки та комерціалізації: Монографія. – К.: КНЕУ, 2003. – 394 с.
7. Байков Н.М. Инвестиции в отраслях ТЭК и естественные монополии // Мировая экономика и международные отношения. – 1998. – № 1. – С. 130–134.
8. Бакай І.М. Інвестиційні пріоритети НАК Нафтогаз України // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – № 1. – С. 3–4.
9. Бакай І.М. Перспективи розвитку видобутку нафти і газу в Україні // Нафтова і газова промисловість. – 1999. – № 4. – С. 22–23.
10. Баланс на грани // Инвестгазета. – 2005. – № 3–4. – С. 16.
11. Барабанов П.Г. Формирование приоритетных направлений науки и технологий на современном этапе развития Украины // Проблемы науки. – 2000. – № 4. – С. 6–12.
12. Бахитов Р.Р., Коробейников Н.Ю. Принятие решений о выборе инвестиционного проекта // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 1. – С. 34–35.
13. Березовская М. Инновационный аспект экономического развития // Вопросы экономики. – 1997. – № 3. – С. 58–66.
14. Богорош А.Т., Зубенко С.Н. Инновационная политика в странах с развитой и переходной экономикой // Проблемы науки. – 1999. – № 12. – С. 24–35.
15. Борисов А.Г. Принципы отбора научно-технических проектов, направляемых в исследовательские программы ЕС и 5-ю рамочную программу 1998–2002 гг. // Проблемы науки. – 2000. – № 1. – С. 34–42.
16. Бражина Г.Й., Коцкулич Я.С., Рибич Я.Й. Стан та перспектива розвитку бурових робіт на нафту і газ // Проблеми питання наф-

- тогазового комплексу України: Матеріали шостої Міжнародної конференції «Нафта і газ України – 2000» (31 жовтня – 3 листопада 2000 р.). – Івано-Франківськ: Українська нафтогазова академія, 2000. – Т. 1. – С. 19–22.
17. Брігхем Е.Ф. Основи фінансового менеджменту: Навчальний посібник. – К.: Молодь, 1997. – 1000 с.
 18. Бублик С.Г., Калитович Г.І., Лукомский В.Г. Науково-технологічний та інноваційний розвиток як головний чинник національної безпеки України // Наука та наукознавство. – 1999. – № 2. – С. 50–53.
 19. Бузько И., Спивак С. Управление инновациями на предприятии // Бизнесинформ. – № 6. – 1998. – С. 69–72.
 20. Войтович А.И., Соловьев В.П. Поддержка инновационной деятельности в регионах США: опыт малых предприятий и исследовательских центров // Проблемы науки. – 2000. – № 2. – С. 26–32.
 21. Воронов Д. Инновации и риск // Бизнесинформ. – № 6. – 1998. – С. 69–72.
 22. Гальчинський А. Україна: поступ у майбутнє: Монографія. – К.: Основи, 1999. – 220 с.
 23. Гаузнер Н.Д., Иванов Н.П. Инновационная экономика и человеческие ресурсы // Мировая экономика и международные отношения. – 1994. – № 3. – С. 16–29.
 24. Глова Г.І., Полубедова Т.С., Ярошенко А.М., Вайсберг Ю.В. Стан інноваційної діяльності у газовидобувній галузі // Питання розвитку газової промисловості. – Харків, 2004. – № 32. – С. 339–342.
 25. Гойло В.С. Интеллектуальный капитал // Мировая экономика и международные отношения. – 1998. – № 11. – С. 68–77.
 26. Гонта И. Программа увеличения добычи газа в Украине будет выполнена // Зеркало недели. – 2004. – № 11. – С. 8.
 27. Гончаров В.В. Руководство для высшего управленческого персонала: Учебное пособие. – М.: МНИИПУ, 1992. – Т. 2. – С. 258–261.
 28. Грейфер В.И., Галустьян В.А., Виницкий М.М. Производство топливно-энергетических ресурсов и научно-технический прогресс // Нефтегазодобывающее производство. – 2000. – № 3. – С. 28–32.
 29. Григорьева И. ДК «Укргаздобыча»: итоги за 2002 год // Нефть и газ. – № 1. – 2003. – С. 12–14.
 30. Гринев Б.Ф. Инновационный менеджмент: Учебное пособие. – К.: МАУП, 2000. – 148 с.
 31. Гриньова В.М. Функціонально-вартісний аналіз в інноваційній діяльності підприємства: Монографія. – Харків: ВД «Інжек», 2004. – 128 с.

32. Губанова, Ярославцева. О проблемах мотивации инновационной деятельности и финансирования научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 2. – С. 50–53.
33. Данилюк М.О. Організаційно-економічні основи реформування нафтогазового комплексу України: Монографія. – К.: Манускрипт, 1998. – 237 с.
34. Данько М.С., Яковлев В.А. Пріоритети та можливості інноваційного розвитку в промисловості України // Проблеми науки. – 2000. – № 6. – С. 29–37.
35. Демин А.И. Информационная модель экономики: Макромодель: Монографія. – М.: Экономика, 1996. – 348 с.
36. Діак І.В. Сировинна база та потенційні можливості видобутку нафти і газу // Нафтова і газова промисловість. – 1999. – № 3. – С. 3–6.
37. Довжок Е.М. Нафтогазовий комплекс України (стан, проблеми, пріоритети) // Нафтова і газова промисловість. – 1996. – № 2. – С. 3–5.
38. Друкер П. Практика менеджмента / Пер. с англ. Я. Мариновича. – М.: Издательский дом «Вильямс», 2000. – 398 с.
39. Економіка й організація інноваційної діяльності: Навчальний посібник / Волков О., Денисенко М., Гречан А. та інші. – К.: Професіонал, 2004. – 960 с.
40. Євдошук М.І., Галко Т.М. Стан і шляхи підвищення результативності прогнозу нафтогазоносності надр України // Нафтова і газова промисловість. – 1999. – № 4. – С. 3–5.
41. Ємець О.О., Ємець Є.М. Метод відсікання в евклідовій комбінаторній оптимізації: Навч. посіб. – Полтава, 1997. – 30 с.
42. Ємець О.О., Колечкіна Л.М. Задачі комбінаторної оптимізації з дробово-лінійними цільовими функціями: Монографія. – К.: Наук. думка, 2005. – 117 с.
43. Ємець О.О., Роскладка О.В. Задачі оптимізації на полікомбінаторних множинах: властивості та розв'язування: Монографія. – Полтава: РВЦ ПУСКУ, 2006. – 129 с.
44. Ємець О.О., Світалка В.П. Врахування інноваційних інвестицій у газодобувній галузі в виробничих функціях // Міжнародна школа із застосування статистичних та математичних методів у економіці, фінансах та страхуванні: Матеріали міжнародної наукової конференції (23–30 червня 2001 р.). – К.: Київський нац. ун-т ім. Тараса Шевченка, 2001. – С. 15.
45. Ємець О.О., Світалка В.П. Моделювання інноваційно-інвестиційного ризику // Ризикологія в економіці та підприємстві: Ма-

- теріали міжнародної науково-практичної конференції (27–28 березня 2001 р.). – К.: Київський нац. екон. ун-т, Академія державної податкової служби України, 2001. – С. 142–143.
46. Ємець О.О., Світалка В.П. Управління інноваціями газовидобувного підприємства за методом аналізу ієрархій // Регіональні перспективи. – 2001. – № 5–6. – С. 213–215.
47. Ємець О.О., Світалка В.П. Управління інноваціями на основі методу аналізу ієрархій // Автоматика 2001: Матеріали міжнародної конференції з управління (10–14 вересня 2001 р.). – Одеса: Одеський держ. політехн. ун-т, 2001. – Т. 2. – С. 46–47.
48. Ємець О.О., Світалка В.П. Управління інноваціями на основі методу нечітких множин // Контроль і управління в складних системах: Матеріали 6 науково-технічної конференції (8–12 жовтня 2001 р.). – Вінниця: Вінницький держ. техн. ун-т, 2001. – С. 186.
49. Ємець О.О., Світалка В.П. Управління інноваціями як аналіз ієрархії // Економічні проблеми розвитку регіонів та підприємств на початку ХХІ століття: Матеріали Всеукраїнської науково-практичної конференції (22–23 листопада 2001 р.). – Полтава: Полтавський держ. техн. ун-т ім. Юрія Кондратюка, 2001. – Т. 2. – С. 80–82.
50. Єна В.М., Курочкін К.С., Мудрий І.В. Питання оптимізації амортизаційних відрахувань на підприємствах ДК «Укргазвидобування» // Нафтова і газова промисловість. – 2001. – № 2. – С. 3–6.
51. Єна В.М., Педько Б.І., Медведєв А.І. Визначення договірних цін на нове обладнання для газової промисловості в умовах ринку // Нафтова і газова промисловість. – 1997. – № 4. – С. 5–8.
52. Єна В.М., Туманова Л.О., Мудрий І.В., Іллінський Ю.О. Фінансування інвестиційних проєктів за рахунок собівартості видобутку газу // Нафтова і газова промисловість. – 1996. – № 2. – С. 6–8.
53. Єна В.М., Туманова П.О., Дакшина Л.Т. та інші. Питання ефективності видобутку газу та газового конденсату в умовах ринку // Нафтова і газова промисловість. – 1996. – № 3. – С. 3–6.
54. Еременко А. «Нефтегаз Украины»: Краткая история в событиях и лицах // Зеркало недели. – 2003. – № 19. – С. 8.
55. Еременко А. Доходы НАКа за два года мы увеличили почти вдвое // Зеркало недели. – 2003. – № 49. – С. 9.
56. Еременко А. Украинский ТЭК: Разделяй и властвуй? // Зеркало недели. – 2003. – № 47. – С. 9.
57. Жилияев І.Б. Інвестиційні завдання й інвестиційні можливості України // Проблеми науки. – 2000. – № 5. – С. 11–17.

58. Жовнір Г. Необхідність розвитку нових фінансових механізмів в інноваційній сфері // Економіст. – 2000. – № 6. – С. 14–15.
59. Завлин П.Н. Основы инновационного менеджмента: Учебное пособие. – М.: Экономика, 2000. – С. 12.
60. Завлин П.Н., Ипатов А.А. Государственные научные центры в РФ и их роль в повышении инновационной активности // Наука та наукознавство. – 1998. – № 4. – С. 84–93.
61. Іванух Р.А. Мінерально-сировинний потенціал України і шляхи підвищення економічної ефективності його використання // Регіональна економіка. – 1999. – № 1. – С. 25–34.
62. Ільїнський Ю.О., Мудрий І.В. Питання методики визначення прибутку від впровадження науково-технічних заходів у видобуванні газу // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – № 4. – С. 22–23.
63. Ильницкий Н.К. Состояние и перспективы добычи нефти и газа в Азово-Черноморском регионе // Проблемні питання нафтогазового комплексу України. Матеріали шостої міжнародної конференції «Нафта і газ України – 2000» (31 жовтня – 3 листопада 2000 р.). – Івано-Франківськ: Українська нафтогазова академія, 2000. – Т. 1. – С. 43–48.
64. Карамішев О.С., Романюк В.А. Значення геолого-економічної оцінки геологорозвідувальних робіт в ринкових умовах надрокористування // Нафтова і газова промисловість. – 1998. – № 6. – С. 3–5.
65. Карп І.Н. Основные задачи по устойчивому развитию нефтегазового комплекса // Экотехнологии и ресурсосбережение. – 2001. – № 2. – С. 3–7.
66. Клюк Б.А. Надежный транзитер газа // Нефтегазовая вертикаль. – 1998. – № 5. – С. 24–26.
67. Ковалко М.П. Роль Української нафтогазової академії у забезпеченні науково-технічного розвитку нафтогазового комплексу України // Проблемні питання нафтогазового комплексу України. Матеріали шостої міжнародної конференції «Нафта і газ України – 2000» (31 жовтня – 3 листопада 2000 р.). – Івано-Франківськ: Українська нафтогазова академія, 2000. – Т. 1. – С. 14–18.
68. Конопляник А.А. Российский ТЭК на пути к новой энергетической политике страны (переосмысливая задачи развития и возможные их решения) // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 4. – С. 7–13.
69. Копилов В.А. Стан і перспективи розвитку нафтогазового комплексу України // Проблемні питання нафтогазового комплексу України. Матеріали шостої міжнародної конференції «Нафта і газ України – 2000» (31 жовтня – 3 листопада 2000 р.). – Івано-Франківськ: Українська нафтогазова академія, 2000. – Т. 1. – С. 9–14.

70. Коробов М.Я. Фінансово-економічний аналіз діяльності підприємств: Навчальний посібник. – К.: Вид-во «Знання», КОО, 2000. – 378 с.
71. Лапко О.М. Інноваційна модель розвитку економіки та проблеми її встановлення в Україні // Економіка і прогнозування. – 2002. – № 4. – С. 145–149.
72. Лапко О.М. Інноваційна діяльність в системі державного регулювання: Монографія. – К.: Інститут економічного прогнозування НАНУ, 1999. – 254 с.
73. Лелій В.Р. Інформаційне забезпечення управління підприємством // Фінанси України. – 1999. – № 5. – С. 53–59.
74. Лук'яненко І.Г., Краснікова Л.І. Економетрика: Навчальний посібник. – К.: Вид-во «Знання», КОО, 1998. – 494 с.
75. Лукінов І. Інвестиційна активність в економічному оновленні та зростанні // Економіка України. – 1997. – № 8. – С. 4–8.
76. Лукінов І. Інвестиційна політика в стабільному ринковому розвитку // Економіка України. – 1997. – № 10. – С. 4–9.
77. Лямец В.І., Тевяшев А.Д. Системний аналіз: Навчальний посібник. – Харків: ХНУРЕ, 1998. – 252 с.
78. Макаренко І.П. Інновація: порятунок чи кризова пастка // Вісник НАН України. – № 7–8. – С. 28–42.
79. Мартынов А. Инвестирование структурных преобразований экономики // Экономист. – 1998. – № 12. – С. 40–47.
80. Маскалевич И. Рента против рентабельности // Зеркало недели. – 2004. – № 27. – С. 9.
81. Махмудов А. Методология определения приоритетных объектов финансирования // Проблемы науки. – 1999. – № 8. – С. 34–41.
82. Миронов Ю.В., Рибчич І.Й., Федорів В.В. Інформаційне забезпечення оптимального процесу буріння свердловин // Нафтова і газова промисловість. – 1998. – № 4. – С. 15–16.
83. Михайленко В.М., Федоренко Н.Д. Спеціальні розділи математики: Навчальний посібник. – К.: Вища школа, 1992. – С. 214.
84. Мухин А. Российские вертикально интегрированные нефтяные компании: проблемы управления // Вопросы экономики. – 1998. – № 1. – С. 148–153.
85. Наконечний С.І., Терещенко Т.О., Романюк Т.П. Економетрія: Навчальний посібник. – К.: КНЕУ, 2000. – 296 с.
86. Нарзыкулов В. Планирование развития в условиях рыночной экономики // Вопросы экономики. – № 4. – 1994. – С. 49–58.
87. Новикова І.В. Інноваційні моделі економічного розвитку // Проблеми науки. – 2000. – № 10. – С. 36–41.
88. Новицкий Н. Ориентиры инвестиционной и инновационной деятельности // Экономист. – 1999. – № 3. – С. 27–34.

89. Одотюк І.В. Основні фактори прискорення інноваційного розвитку економіки України // Проблеми науки. – 2000. – № 7. – С. 21–27.
90. Оксфордський тлумачний бізнес-словник / Пер. з англ. Щедрін С., Кричигіна Н., Островська О.; За ред. Осадчої О. – М.: Прогрес-Академія, 1995. – С. 318.
91. Онишко С.В. Фінансове забезпечення інноваційного розвитку: Монографія. – Ірпінь: Національна академія державної податкової служби, 2004. – 434 с.
92. Панасюк Б., Панасюк О. Інвестування за рахунок внутрішніх резервів // Економіка України. – 1997. – № 3. – С. 4–17.
93. Пастухова В.В. Аналіз системи стратегічного управління підприємством: методологічний аспект // Фінанси України. – 2000. – № 10. – С. 69–74.
94. Платонова Е.Б. Экономические системы и их трансформация // Мировая экономика и международные отношения. – № 7. – 1998. – С. 30–40.
95. Половинкин П.Д., Зозулюк А.В. Предпринимательские риски и управление ими (теоретико-методологический и организационный аспекты) // Российский экономический журнал. – 1997. – № 9. – С. 70–81.
96. Положення про роботу з резервом кадрів та їх ротацію для висунення на керівні посади в національній акціонерній компанії «Нафтогаз України». Затверджено наказом НАК «Нафтогаз України» від 15.02.99 № 30 // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – № 2. – С. 60–63.
97. Пономаренко В.С. Стратегічне управління підприємством: Монографія. – Харків: Основа, 1999. – 620 с.
98. Порев С.М. Інноваційний підхід: теорія і практика // Наука та наукознавство. – 1998. – № 2. – С. 53–60.
99. Прейгер Д.К. Методичні проблеми планування витрат на науку в умовах економічної кризи // Наука та наукознавство. – 1998. – № 4. – С. 31–35.
100. Про інвестиційну діяльність. Закон України від 18.09.1991 № 1560-XII // <http://rada.kiev.ua>
101. Про інноваційну діяльність. Закон України від 04.07.2002 № 40-IV // Урядовий кур'єр. – 2002. – № 143. – С. 5–11.
102. Путятин Ю., Пушкар А., Тридід А. Стратегия развития предприятия // Бизнес-информ. – 1998. – № 23–24. – С. 103–109.
103. Резниченко В.С. Проблемы и механизмы обновления экономики и управления в инвестиционно-строительной сфере // Экономика строительства. – 1998. – № 5. – С. 2–15.
104. Резниченко В.С., Ларин С.Н., Суханов Ю.Р., Клакоцкий В.В. Методы оценки экономической эффективности инвестиционно-

- строительных проектов и программ // Экономика строительства. – 1997. – № 1. – С. 26–41.
105. Рибичч І.Й., Бенько В.М., Олексюк В.І. Стан видобутку газу, конденсату і нафти на родовищах ДК «Укргазвидобування» і перспективи його нарощування в майбутньому // Проблеми питання нафтогазового комплексу України. Матеріали шостої міжнародної конференції «Нафта і газ України – 2000» (31 жовтня – 3 листопада 2000 р.). – Івано-Франківськ: Українська нафтогазова академія, 2000. – Т. 1. – С. 29–38.
106. Родвански Р. Больше заплатишь – больше получишь // Зеркало недели. – 2002. – № 27. – С. 9.
107. Розгонюк В.В., Білик С.Ф., Марухняк М.Й. Науково-технічний прогрес у нафтогазовій галузі на порозі ХХІ століття // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – № 5. – С. 3–5.
108. Розгонюк В.В., Медведєва Л.М., Шевчук А.С. До питання побудови комплексної системи керування в НАК «Нафтогаз України» // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – № 3. – С. 52–53.
109. Руднік А.А., Дубровський В.В. Основні напрямки розвитку газотранспортної системи України // Нафтова і газова промисловість. – 1999. – № 4. – С. 35–38.
110. Рудник А.А. Компания является отражением работы всего газового комплекса страны // Инвестгазета. – 2005. – № 15. – С. 16.
111. Саати Т. Принятие решений. Метод анализа иерархий / Пер. с англ. – М.: Радио и связь, 1989. – 316 с.
112. Савельєв Е., Куриляк В. Нова економіка: мода чи єдиний шанс для нової країни // Дзеркало тижня. – 2002 р. – № 12. – С. 11.
113. Салмін О.В., Окрепкий Р.М., Зарубін Ю.О. Проблеми стабілізації та збільшення видобутку нафти і газу у ВАТ «Укрнафта» // Проблеми питання нафтогазового комплексу України. Матеріали шостої міжнародної конференції «Нафта і газ України – 2000» (31 жовтня – 3 листопада 2000 р.). – Івано-Франківськ: Українська нафтогазова академія, 2000. – Т. 1. – С. 22–28.
114. Санто Б. Инновация как средство экономического развития / Пер. с венг. – М.: Прогресс, 1990. – 296 с.
115. Світалка В.П. Аналіз техніко-економічних показників свердловин для визначення першочергових напрямів інновацій // Вісник Донецького університету. Серія В. Економіка і право. – 2001. – № 2. – С. 111–118.
116. Свігалка В.П. Визначення пріоритетності вкладення коштів для збільшення газовидобутку на основі інформаційних інновацій // Наука і освіта 2002: Матеріали міжнародної науково-практичної конференції (5–7 березня 2002 р.). – Дніпропетровськ: Дніпропетровський нац. ун-т, 2002. – Т. 15. Економіка. – С. 28–29.

117. Світалка В.П. Врахування впливу інновацій у функціях прибутку підприємств газовидобувної галузі // Регіональні перспективи. – 2002. – № 2. – С. 148–149.
118. Світалка В.П. До механізму прийняття рішень при управлінні інноваційною діяльністю // Економіка: проблеми теорії та практики: Зб. наук. пр. – Дніпропетровськ: ДНУ, 2002. – Вип. 139. – С. 48–53.
119. Світалка В.П. До питання активізації інноваційного процесу в нафтогазовій галузі // Проблемні питання нафтогазового комплексу України. Матеріали шостої міжнародної конференції «Нафта і газ України – 2000» (31 жовтня – 3 листопада 2000 р.). – Івано-Франківськ: Українська нафтогазова академія, 2000. – Т. 3. – С. 382–383.
120. Світалка В.П. До питання визначення стратегічних напрямків інноваційного інвестування в газовидобувній галузі // Економіка: проблеми теорії та практики: Зб. наук. пр. – Дніпропетровськ: ДНУ, 2002. – Вип. 147. – С. 162–169.
121. Світалка В.П. Економічна сутність інноваційної діяльності // Економіка: проблеми теорії та практики: Зб. наук. пр. – Дніпропетровськ: ДНУ, 2002. – Вип. 132. – С. 105–111.
122. Світалка В.П. Інформаційні інновації в менеджменті газовидобування, спрямовані на визначення пріоритетності вкладення коштів для збільшення видобутку // Економіка: проблеми теорії та практики: Зб. наук. пр. – Дніпропетровськ: ДНУ, 2002. – Вип. 125. – С. 183–198.
123. Світалка В.П. Обґрунтування необхідності зміни в пріоритетах підприємства газовидобування на базі застосування інформаційної інновації в його менеджменті // Економіка: проблеми теорії та практики: Зб. наук. пр. – Дніпропетровськ: ДНУ, 2002. – Вип. 128. – С. 113–125.
124. Світалка В.П. Оптимізаційне аналітичне планування інновацій на газовидобувних підприємствах // Економіка: проблеми теорії та практики: Зб. наук. пр. – Дніпропетровськ: ДНУ, 2001. – Вип. 117. – С. 111–132.
125. Світалка В.П. Про залежність економічних показників ГПУ «Полтавагазвидобування» від заохочення впровадження інновацій // Економіка: проблеми теорії та практики: Зб. наук. пр. – Дніпропетровськ: ДНУ, 2002. – Вип. 124. – С. 24–28.
126. Світалка В.П. Про механізм прийняття рішень при виборі інновацій на основі порівняння прибутковості та терміну амортизації проектів // Вісник НТУ «ХПІ». Серія: технічний прогрес та ефективність виробництва. – Харків, 2002. – № 148. – С. 193–198.
127. Світалка В.П. Управління інноваційно-інвестиційною діяльністю з використанням теорії нечітких множин // Економіка: проблеми

- теорії та практики: Зб. наук. пр. – Дніпропетровськ: ДНУ, 2002. – Вип. 149. – С. 139–145.
128. Світалка В.П. Управління прибутком підприємств газовидобувної галузі за рахунок врахування інноваційного впливу // Вісник Східноукраїнського національного університету. – 2002. – № 2. – С. 137–141.
129. Світалка В.П. Проблемы и перспективы развития газодобывающих предприятий Украины // Экономика: проблемы теории и практики: Сб. научн. тр. – Днепропетровск: ДНУ, 2004. – Вып. 187. – Т. 4. – С. 1006–1013.
130. Світалка В.П. Пути развития предприятий газодобывающей отрасли Украины // Динамика научных исследований 2004: Материалы 3 международной научно-практической конференции (21–30 июня 2004 г.). – Днепропетровск: Днепропетровский нац. ун-т, 2004. – Т. 38. – С. 49–51.
131. Соловьев В.П. Проблемы инновационного развития экономики // Проблемы науки. – 1999. – № 8. – С. 26–33.
132. Соловьев В.П., Феденко В.Ф. Принципы создания территориальных инновационных структур // Проблемы науки. – 1999. – № 1. – С. 55–62.
133. Стоян Ю.Г., Ємець О.О. Теорія і методи евклідової комбінаторної оптимізації. – К.: Ін-т систем. досліджень освіти, 1993. – 188 с.
134. Стоян Ю.Г., Ємець О.О., Ємець Є.М. Оптимізація на полірозміщеннях: теорія та методи: Монографія. – Полтава, РВЦ ПУСКУ, 2005. – 103 с.
135. Строй А.Ф., Ковалев О.В. Комерційні втрати газу та шляхи його скорочення // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – № 6. – С. 49–51.
136. Трапезников В.А. Управление и научно-технический прогресс: Монография. – М.: Наука, 1983. – 224 с.
137. «Укргаздобыча» завершила реконструкцию газопровода-отвода к Юльевскому месторождению // Зеркало недели. – 2003. – № 28. – С. 8.
138. Устенко А., Хвостіна І., Лукіна М. Оцінка технологічного ризику в бурінні // Проблемні питання нафтогазового комплексу України. Матеріали шостої міжнародної конференції «Нафта і газ України – 2000» (31 жовтня – 3 листопада 2000 р.). – Івано-Франківськ: Українська нафтогазова академія, 2000. – Т. 3. – С. 393–394.
139. Фатхудинов Р.А. Инновационный менеджмент: Учебное пособие. – М.: Бизнес-школа «Интел-Синтез», 2000. – 624 с.
140. Христиановский В.В. Процессы дестабилизации в производственных системах: аксиоматика и анализ: Монография. – Донецк: Донецкий государственный университет, 1998. – 208 с.

141. Черваньов Д.М., Нейкова Л.І. Менеджмент інноваційно-інвестиційного розвитку підприємств України: Монографія. – К.: Знання, 1999. – С. 25.
142. Чумаченко М.Г., Амоша М.І. Проблеми інвестування реструктуризації промисловості України // Регіональна економіка. – 1999. – № 2. – С. 7–15.
143. Шелобаев С.И. Математические методы и модели в экономике, финансах, бизнесе: Учебное пособие. – М.: ЮНИТИ, 1999. – 367 с.
144. Шеффер Утц, Вебер Юнгер, Гельдель Ханс. Организация стратегического и оперативного планирования на предприятии // Проблемы теории и практики управления. – 1998. – № 2. – С. 105–110.
145. Шпак П.Ф., Крупський Б.Л. Стратегія пошуків родовищ вуглеводнів і нагорування видобутку нафти та газу в Україні // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – № 3. – С. 3–4.
146. Шумпетер Й.А. Теория экономического развития (Исследование предпринимательской прибыли, капитала и цикла конъюнктуры) / Пер. с нем. – М.: Прогресс, 1982. – 455 с.
147. Яковлев А.І. Методика визначення ефективності інвестицій, інновацій, господарських рішень в сучасних умовах: Навчальний посібник. – Харків: Бізнес Інформ, 2001. – 55 с.
148. Яковлев А.І. Проектний аналіз інвестицій і інновацій: Навчальний посібник. – Харків: Бізнес Інформ, 1999. – 116 с.
149. Ackoff R.L. Creating the Corporate Future. – New-York, 1981. – p. 3–4, Ibid p. 9.
150. Digman L. Strategic Management. Concepts, Decisions, Cases. – Richard D. Irwin, 1990.
151. Drucker P.F. Our Entrepreneurial Economy// Harvard Business Review. – 1984. – Jan.-Febr. – pp. 64–68.
152. Kalecki M. Theory of Economic Dynamics. An Essay on Cyclical and Long-run Changes in Capitalist Economy. – New York: Richart & Co, 1954. – 336 p.
153. Kamin I. Cost Distribution in Technological Innovation // Research Policy. – 1982. – № 11. – pp. 92–97.
154. Kotler Ph. Marketing Management: Analysis, Planning, Implementation and Control. – New Jersey: Prentice Hall, 1998. – 948 p.
155. Northcott D. Capital Investment Decision-Making. – London: Academic Press Inc., 1992. – 192 p.
156. Porter M. Competitive Strategy: Techniques for Analyzing Industries and Competitions. – Macmillan Inc., 1980.
157. Utility Pricing and Access: Competition or Monopolies. – Published by OECD and International Energy Agency, 1991.
158. Waterston A. Development Planning (Lessons of Experience). – Baltimore, 1965.

Наукове видання

Ємець Олег Олексійович
Світалка Володимир Петрович

СИСТЕМНИЙ АНАЛІЗ ІННОВАЦІЙНОЇ ДІЯЛЬНОСТІ НА ПІДПРИЄМСТВАХ ГАЗОДОБУВНОЇ ГАЛУЗІ УКРАЇНИ

Головний редактор **Гречук М.П.**
Комп'ютерна верстка **Бжікян Г.А.**

*Свідоцтво про внесення до Державного реєстру видавців,
виготівників і розповсюджувачів видавничої продукції ДК № 2288 від 5.09.2005 р.*

*Здано до редакції 04.04.2008 р. Підписано до друку 19.03.2008 р.
Формат 148×210. Папір 70 г/м². Ум. друк. арк. 12,6 + 0,1 (обкл.).
Тираж 500 прим. Зам. № 93/443*



Видано редакційно-видавничим відділом ПУСКУ
к. 115, вул. Коваля, 3, Полтава 36014; Тел.(0532) 50-24-81



ЄМЕЦЬ

ОЛЕГ ОЛЕКСІЙОВИЧ,

доктор фізико-математичних наук, професор, завідувач кафедри математичного моделювання та соціальної інформатики Полтавського університету споживчої кооперації України. Підготував 10 кандидатів наук за спеціальностями: теоретичні основи інформатики та кібернетики, математичне моделювання.

Має більше 220 наукових публікацій, у тому числі 5 монографій та 3 навчальних посібника.



СВІТАЛКА

ВОЛОДИМИР ПЕТРОВИЧ,

кандидат економічних наук, доцент кафедри економіки підприємства Полтавського університету споживчої кооперації України. Автор 15 наукових праць. Наукові інтереси в економіці: інноваційна діяльність, економічні цикли та проблеми управління економічними циклами.