

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ПРИКАРПАТСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ВАСИЛЯ СТЕФАНИКА

На правах рукопису

Безуглий Олексій Юрійович

УДК 33.658+338.45+66

**ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ЕКСПЛУАТАЦІЇ
СВЕРДЛОВИН НАФТОГАЗОВИДОБУВНИХ ПІДПРИЄМСТВ**

Спеціальність 08.00.04 – економіка та управління підприємствами
(за видами економічної діяльності)

Дисертація
на здобуття наукового ступеня
кандидата економічних наук

*Усі примірники дисертації
ідентичні за змістом*

*Внешній секретар спец. вч.
ради Дод. 052.06 Іван Ковалюк Т.В.
16.09.2014р.*

Науковий керівник
д.е.н., професор
БЛАГУН І.С.



Івано-Франківськ — 2014



d532

ЗМІСТ

| | |
|---|-----|
| ВСТУП | 4 |
| РОЗДІЛ 1. Теоретичні основи оцінювання економічної ефективності нафтогазовидобувних підприємств | 10 |
| 1.1. Концептуальні засади управління нафтогазовидобувними підприємствами та видобувними свердловинами як основною формуючою складовою їх виробничих потужностей | 10 |
| 1.2. Аналіз підходів до управління діяльністю нафтогазовидобувних підприємств | 24 |
| 1.3. Оцінювання економічної ефективності діяльності нафтогазовидобувних підприємств та свердловин | 37 |
| Висновки до розділу 1 | 67 |
| РОЗДІЛ 2. Розроблення методичного інструментарію оцінювання економічної ефективності експлуатації свердловин | 71 |
| 2.1. Класифікація заходів та формування програми із підвищення ефективності діяльності нафтогазовидобувних підприємств і управління фондом свердловин | 71 |
| 2.2. Оцінювання ризиків при управлінні фондом свердловин нафтогазовидобувних підприємств | 82 |
| 2.3. Економіко-математичне моделювання при плануванні техніко-економічної ефективності методів збільшення нафтовіддачі у свердловинах із врахуванням ризиків | 95 |
| Висновки до розділу 2 | 120 |
| РОЗДІЛ 3. Напрями підвищення ефективності експлуатації свердловин нафтогазовидобувних підприємств | 125 |
| 3.1. Аналіз ефективності методів збільшення нафтовіддачі та управління ризиками вибуття свердловин при їх експлуатації на родовищах НГВУ «Долина нафтогаз» | 125 |
| 3.2. Прогнозування обсягів додаткового видобутку нафти за рахунок | |

| | |
|--|-----|
| методів збільшення нафтовіддачі | 137 |
| 3.3. Формування ефективних портфелів методів збільшення нафтовіддачі із застосуванням економічного механізму управління ризиком вибуття свердловин | 155 |
| Висновки до розділу 3 | 164 |
| ВИСНОВКИ | 167 |
| СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ | 171 |
| ДОДАТКИ | 188 |

ВСТУП

Актуальність теми. У сучасних умовах розвитку економіки особлива увага приділяється проблемі оцінювання та забезпечення економічної ефективності діяльності підприємств. Правильна та об'єктивна оцінка економічної ефективності впроваджуваних заходів є вагомим чинником підтримки стабільного функціонування підприємства як економічної системи. Це відноситься також до впровадження заходів з підвищення нафтовіддачі, які є одними із основних засобів в процесах стабілізації видобутку нафти при експлуатації родовищ на пізніх стадіях розробки.

Економічна оцінка заходів із стабілізації видобутку нафти ґрунтується на визначенні ролі досліджуваних процесів для поліпшення техніко-економічних показників нафтовидобувного підприємства, визначення економічного ефекту і виявлення на цій основі найбільш сприятливих умов для застосування методів збільшення нафтовіддачі. Практика свідчить, що на сучасному етапі державна система регулювання нафтогазовидобувної галузі не здатна стимулювати підприємства до розробки складних і невеликих родовищ. Окрім цього, при розробці родовищ часті випадки недосягнення проектних значень нафтовіддачі, що пов'язано з порушеннями в технології, несвоєчасним або неповним аналізом фактичних даних і коригуванням системи експлуатації.

Дослідженню проблем управління діяльністю підприємств та пов'язаним з ними питанням забезпечення ефективності експлуатації фонду свердловин присвячено багато праць таких відомих вітчизняних та зарубіжних вчених як: В.І. Артемов, І.С. Благун, Я.С. Витвицький, В.М. Гончаров; М.О. Данилюк, Д. Джонсон, І. Іванченко, Н.В. Касьянова, С.М. Кафка, Г.Б. Клейнер, І.І. Кульчицький, В.В. Лук'янова, І.М. Мазур, Н.В. Навольська, В.П. Мартиненко, В.П. Петренко, К.С. Салига, С.С. Слава, Д.В. Солоха, І. Г. Фадєєва та інші.

Проте, слід зазначити, що низка питань щодо оцінювання ефективності експлуатації свердловин нафтогазовидобувних підприємств потребують подальшого доопрацювання, зважаючи на необхідність удосконалення процесу планування техніко-економічної ефективності методів збільшення нафтовіддачі на основі економічної оцінки та прогнозування ризику вибуття свердловин з експлуатаційного фонду та витрат на їх зниження.

Актуальність вказаних проблем, їх теоретичне та практичне значення, необхідність розробки нових методичних підходів до управління експлуатацією свердловин нафтогазовидобувних підприємств обумовили вибір теми дисертаційної роботи, її мету та задачі.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційна робота виконана у відповідності з планом науково-дослідних робіт Прикарпатського національного університету імені Василя Стефаника і є частиною комплексної теми «Розробка організаційно-економічного механізму удосконалення функціонування виробничо-господарських структур регіону» (ДР 0111U000875) кафедри економічної кібернетики. Особистий внесок автора полягає в розробці та удосконаленні методів і моделей оцінювання економічної ефективності експлуатації свердловин нафтогазовидобувних підприємств.

Мета та задачі дослідження. Метою дисертаційної роботи є розробка теоретичних та практичних положень щодо оцінювання економічної ефективності експлуатації свердловин НГВУ. У відповідності зі сформульованою метою дослідження були поставлені та розв'язані наступні завдання:

- уточнити сутність поняття «економічної ефективності» функціонування НГВУ;
- розвинути методи визначення показників для оцінювання економічної ефективності діяльності НГВУ;
- розробити науково-методичний підхід до формування програми підвищення економічної ефективності діяльності НГВУ;

- розробити модель управління ризиком вибуття свердловини з експлуатаційного фонду;
- запропонувати науково-методичний підхід до планування техніко-економічної ефективності методів збільшення нафтовіддачі з урахуванням ризиків;
- побудувати моделі прогнозування обсягів додаткового видобутку нафти за рахунок методів збільшення нафтовіддачі;
- розробити ефективні портфелі методів збільшення нафтовіддачі з врахуванням ризику вибуття свердловин.

Об'єктом дослідження є процеси експлуатації свердловин нафтогазовидобувних підприємств.

Предметом дослідження є теоретичні та методичні положення оцінювання економічної ефективності експлуатації свердловин.

Методи дослідження. Теоретичною та методологічною основами дослідження є фундаментальні положення з питань економічної теорії та економіки підприємства, вітчизняні та зарубіжні дослідження з питань економічної ефективності функціонування підприємств. У процесі виконання дослідження використано такі методи:

- конструктивно-логічний метод – для уточнення понятійного апарату;
- системний і процесний підходи – для аналізу підходів до управління діяльністю нафтогазовидобувних підприємств;
- аналізу і синтезу, логічного узагальнення – при визначенні показників для оцінювання економічної ефективності діяльності нафтогазовидобувних підприємств, для формування програми підвищення економічної ефективності діяльності нафтогазовидобувного підприємства;
- алгоритмічні, графічні, економіко-математичне моделювання – для планування техніко-економічної ефективності методів збільшення нафтовіддачі з урахуванням ризиків;
- методи прогнозування – для розробки моделі прогнозування обсягів додаткового видобутку нафти за рахунок методів збільшення нафтовіддачі;

стратегічний аналіз – при формуванні ефективних портфелів методів збільшення нафтовіддачі.

Інформаційною базою дослідження слугували: аналітичний огляд та систематизація публікацій вітчизняних і зарубіжних фахівців з досліджуваної проблеми, офіційна, звітна та статистична інформація щодо показників розвитку підприємств нафтогазовидобувного комплексу, періодичні видання, Internet-видання, матеріали науково-практичних конференцій.

Наукова новизна одержаних результатів полягає в розробці науково обґрунтованих теоретичних аспектів та практичних рекомендацій щодо оцінювання економічної ефективності експлуатації свердловин нафтогазовидобувних підприємств. При цьому отримано наступні результати:

вперше:

розроблено науково-методичний підхід щодо оцінювання економічної ефективності використання свердловин та прогнозування ризиків їх вибуття з експлуатаційного фонду, що дає змогу сформувати ефективні портфелі їх розвитку з метою збільшення нафтовіддачі на родовищах з прийнятним рівнем ризику;

одержали подальший розвиток:

науково-методичний підхід щодо формування програм підвищення економічної ефективності нафтогазовидобувних підприємств, з врахуванням чинника невизначеності на кожній життєвій стадії функціонування свердловин, що дає змогу розробити сценарії їх розвитку з врахуванням особливостей та специфіки галузевої структури;

моделі економічної оцінки експлуатації свердловин з використанням методів імітаційного моделювання, які, на відміну від існуючих, дають змогу побудувати області потенційних ризиків вибуття свердловин з врахуванням можливих економічних втрат і особливостей життєвих стадій розвитку;

методичні підходи до відбору показників оцінювання економічної ефективності діяльності нафтогазовидобувних підприємств, які, на відміну від існуючих, поєднують фінансові, техніко-технологічні, соціально-

економічні аспекти за всіма функціональними підрозділами підприємств, відображаючи таким чином внесок кожного із них у створенні передумов ефективної експлуатації наявного фонду свердловин;

моделі прогнозування обсягів додаткового видобутку нафти на родовищах пізніх стадій з врахуванням геолого-технічного стану свердловин та їх специфіки, що дало змогу сформувати компромісний портфель методів збільшення нафтовіддачі, а також портфель сценаріїв розвитку нафтогазовидобувних підприємств;

удосконалено:

поняття «економічна ефективність», що відображає оцінку взаємозв'язку між витратами фінансових, інформаційних, трудових та матеріальних ресурсів з метою забезпечення стабільних умов функціонування НГВУ для інноваційного їх розвитку.

Практичне значення отриманих результатів полягає в тому, що теоретичні положення в дисертації доведені дисертантом до конкретних пропозицій щодо управління ефективністю експлуатації свердловин нафтогазовидобувних підприємств.

Методологічні положення та результати дисертації впроваджені у діяльність НГВУ «Бориславнафтогаз» (довідка № 2-7/154 від 12.09.2013 р.), НГВУ «Долинанфтогаз» (довідка № 2К-1837 від 24.09.2013 р.).

Теоретичні та методичні розробки дисертаційної роботи використані автором в навчальному процесі при викладанні курсів «Економіка підприємства», «Менеджмент», «Мікроекономіка» у Прикарпатському національному університеті імені Василя Стефаника (довідка № 01-14/03/459 від 03.04.2014 р.).

Особистий внесок здобувача. Дисертаційна робота є самостійно виконаною науковою працею, в якій викладено авторський підхід щодо виявлення проблем оцінювання ефективності експлуатації свердловин нафтогазовидобувних підприємств, що слугує основою для успішного їх

функціонування. Усі наукові результати, викладені в дисертації, отримані автором особисто.

Апробація результатів дослідження. Основні положення дисертації були апробовані та обговорювались на:

Міжнародній науково-практичній конференції «Національні моделі економічних систем: формування, управління, трансформації» (Херсон, 2013);

III Міжнародній науково-практичній конференції «Сучасні тенденції в економіці і управлінні: новий погляд» (Донецьк, 2013);

Міжнародній науково-практичній конференції «Розвиток національної економіки: методологія та практика» (Івано-Франківськ, 2014);

Міжнародній науково-практичній конференції «Проблеми обліку, контролю та аналізу в економіці на сучасному етапі» (Одеса, 2014);

Міжнародній науково-практичній конференції «Економічні перспективи підприємств та регіонів України в контексті основних соціально-еколого-економічних трендів» (Харків, 2014);

теоретичних семінарах економічного факультету Прикарпатського національного університету імені Василя Стефаника (2010-2013 рр.).

Публікації. Основний зміст роботи опубліковано у 12 друкованих наукових працях загальним обсягом – 4,52 д. а. (особисто автору належать 4,52 д. а.), з них 6 у наукових фахових виданнях, 1 у виданнях іноземних держав та 5 публікацій за матеріалами конференцій.

Обсяг і структура дисертації. Дисертація складається зі вступу, трьох розділів, висновків, списку використаних джерел зі 158 найменувань на 17 стор., 3 додатків на 3 стор. Основний зміст дисертації викладено на 170 стор. Робота містить 25 таблиць на 9 стор., 22 рисунки на 11 стор.

РОЗДІЛ 1. ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ОЦІНЮВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ НАФТОГАЗОВИДОБУВНИХ ПІДПРИЄМСТВ

1.1. Концептуальні засади управління нафтогазовидобувними підприємствами та видобувними свердловинами як основною формуючою складовою їх виробничих потужностей

У сучасних ринкових умовах господарювання вітчизняні нафтогазовидобувні підприємства є одними із пріоритетних структурних елементів національної економіки, оскільки вони поєднують технологічно споріднені, послідовно здійснювані види господарської діяльності з видобутку нафти і природного газу, починаючи з геологічної розвідки запасів корисних копалин й закінчуючи підготовкою товарної нафти, газу, конденсату. Вітчизняні нафтогазовидобувні підприємства здійснюють виконання робіт з поповнення розвіданих нафти і газу, їх видобутку, первинної очистки видобутих вуглеводнів, часткової їх переробки (виробництво бутану, газового конденсату і деяких інших незначних за обсягом фракцій).

На сучасному етапі розвитку вітчизняної економіки особливо актуалізуються питання щодо підвищення ефективності функціонування нафтогазовидобувних підприємств на основі використання науково-технічного прогресу (НТП) та інноваційних технологій. Економічна ефективність діяльності нафтогазовидобувних підприємств значною мірою визначається саме інноваційними процесами та впровадженням новітніх науково-технічних рішень. Системна імплементація інноваційних рішень у нафтогазову сферу економіки може ефективно трансформувати нафтогазовидобувні, газотранспортні і розподільчі системи, забезпечити технічне оновлення виробництв та стимулювати підприємництво, забезпечити вихід на світовий ринок.

Питання економічної ефективності діяльності підприємств і управлінських передумов її підвищення досить інтенсивно досліджуються сучасною економічною наукою. Різноманітні аспекти проблеми підвищення ефективності функціонування підприємств розглянуто у працях вітчизняних та зарубіжних вчених, зокрема: Н. Алексеева, А. Богданова, Ю. М. Бажала, М. Т. Бець, Н. Ю. Брюховецької, Л. Гелловей, Ф. Друкера, Я. Б. Кваші, Г. Б. Клейнера, М. А. Козоріз, Б. І. Майданчика, Д. Морріса, П. Р. Нивена, С. Л. Оптнера, М. Й. Петровича, Л. Д. Ревуцького, Г. Фанделя, Д. Хея, Ю. Шаповалова, Д. А. Штефанича та інших. Певні галузеві особливості ефективності функціонування нафтогазовидобувних підприємств досліджувалися у працях наступних вчених: М. І. Барановського, Д. О. Єгера, М. О. Данилюка, В. М. Дорошенка, Р. А. Зайнутдінова, Ю. О. Зарубіна, М. І. Турка, Ю. П. Колбушкіна, О. О. Лапко, Б. З. Піріашвілі, В. С. Лесюка, Ю. М. Малишева, В. Е. Тищенко, Г. І. Трохтмана, І. Є. Шевалдіна, В. Ф. Шматова та інших. Проте, проблематика визначення та підвищення ефективності функціонування нафтогазовидобувних підприємств досліджена не в повній мір, а ряд питань потребують більш ширшого наукового дослідження їх формування відповідних обґрунтованих рекомендацій.

Функціонування вітчизняних нафтогазовидобувних підприємств відбувається у межах вертикально-інтегрованих компаній із визначеним чітким та системним державним регулюванням й контролюванням, що відповідним чином впливає на ефективність їх діяльності. Зокрема, діяльність вітчизняних нафтогазовидобувних підприємств регулюється наступними нормативно-правовими актами та нормативними документами, а саме: Кодекс України “Про надра” від 27.07.1994 р. № 132/94 – ВР; Закон України “Про нафту і газ” від 12.07.2001 р. № 2665 – ІІІ; Закон України “Про охорону навколишнього природного середовища” від 25 червня 1991 р. № 1264-ІІІ; Закон України „Про екологічну експертизу” від 09.02.1995 р. № 45/95-ВР; Закон України „Про захист населення і територій від надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру” від

08.06.2000 р. № 1809-III; ГСТУ 41-00032626-00-016-2000 Дослідно-промислова розробка нафтових, газових і газоконденсатних родовищ; ГСТУ 41-00032626-00-007-97 «Охорона довкілля. Спорудження розвідувальних і експлуатаційних свердловин на нафту і газ на суші»; ГСТУ 41-0032626-00-011-99 «Етапи і стадії геологорозвідувальних робіт на нафту і газу»; ГСТУ 320.00013741.017-2002. «Розвідка (дорозвідка) та облаштування родовищ нафти і газу. Складові елементи видів робіт і об'єкти будівництва»; ГСТУ 41-00032626-00-022-2000 «Визначення коефіцієнтів вилучення нафти для геолого-економічної оцінки ресурсів і запасів прогнозних і виявлених покладів»; НПАОН 11.2-4.02-89. «Положення про порядок консервування свердловин на нафтових, газових родовищах, підземних сховищах газу (ПСГ) та родовищах термальних вод»; «Положення про порядок організації та виконання дослідно-промислової розробки родовищ корисних копалин загальнодержавного значення», наказ Міністерства екології та природних ресурсів України № 34/м від 03.03.2003, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 20.05.2003 р. за № 377/769; Інструкція із застосування «Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу», наказ Державної комісії України по запасах корисних копалин (ДКЗ) від 10.07.1998 № 46, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 24.07.1998 р. за № 475/2915; «Інструкція про зміст, оформлення та порядок подання в ДКЗ України матеріалів геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу», наказ Державної комісії України по запасах корисних копалин 18.10.99 р. № 120, зареєстровано в Міністерстві юстиції України 10.12.1999 р. за №853/4146.

Слід відзначити, що відповідно до статті 8 Кодексу України про надра, здійснення державного контролю за геологічним вивченням, використанням та охороною надр, а також за утворенням та використанням техногенних родовищ і переробкою мінеральної сировини належить до компетенції Кабінету Міністрів України. Відповідно до статей 9 та 10 Кодексу України

про надра, здійснення контролю за використанням та охороною надр належить до відання Верховної Ради Республіки Крим, обласних, Київської та Севастопольської міських Рад народних депутатів на їх території, а також до відання сільських, селищних, міських та районних Рад народних депутатів на їх території. Стаття 12 Кодексу України про надра передбачає, що громадяни та їх об'єднання сприяють місцевим Радам народних депутатів і спеціально уповноваженим органам державної виконавчої влади у здійсненні заходів щодо раціонального використання та охорони надр [63].

Основний акцент у Кодексі України про надра зроблено на державному контролі за вивченням, використанням та охороною надр. Права громадян та їх об'єднань на здійснення аналогічного контролю сформульовані нечітко (передбачено право громадян лише «сприяти» органам місцевого самоврядування та державної влади у здійсненні заходів щодо раціонального використання та охорони надр), не конкретизовані та не передбачено механізм їхньої реалізації [1].

Забезпечення додержання всіма державними органами, підприємствами, установами, організаціями та громадянами встановленого порядку користування надрами, виконання інших обов'язків щодо охорони надр, встановлених законодавством України є предметом державного контролю, форми та види якого конкретизовані у розділі VII (статті 60-63) Кодексу. Натомість, у ньому відсутні положення щодо форм та видів громадського контролю і нагляду за веденням робіт з геологічного вивчення надр, їх використання та охорони. Відповідно до статті 6 Закону України «Про нафту і газ», реалізація державної політики в нафтогазовій галузі та здійснення управління нею здійснюється Кабінетом Міністрів України та іншими уповноваженими на це органами виконавчої влади в межах повноважень, визначених законом [47].

Основні правові, економічні та організаційні засади діяльності нафтогазової галузі України визначені Законом України «Про нафту і газ» від 12 липня 2001 року №2665-III, який регулює відносини, пов'язані з

особливостями користування нафтогазоносними надрами, видобутком, транспортуванням, зберіганням та використанням нафти, газу та продуктів їх переробки з метою забезпечення енергетичної безпеки України, розвитку конкурентних відносин у нафтогазовій галузі, захисту прав усіх суб'єктів відносин, що виникають у зв'язку з геологічним вивченням нафтогазоносності надр, розробкою родовищ нафти і газу, переробкою нафти і газу, зберіганням, транспортуванням та реалізацією нафти, газу та продуктів їх переробки, споживачів нафти і газу та працівників галузі.

Однак серед визначених державою на законодавчому рівні принципів державної політики у нафтогазовій галузі та основних завдань державного регулювання нафтогазової галузі відсутні такий принцип державної політики як забезпечення прозорості відносин в нафтогазовій галузі та таке завдання у сфері державного регулювання як інформування громадськості про стан справ у нафтогазовій галузі. Статтею 11 Закону України «Про нафту і газ» передбачається, що користування нафтогазоносними надрами, пошук і розвідка родовищ нафти і газу, їх експлуатація, спорудження та експлуатація підземних сховищ для зберігання нафти і газу здійснюються лише за наявності спеціальних дозволів на користування нафтогазоносними надрами, що надаються спеціально уповноваженим центральним органом виконавчої влади з геологічного вивчення та забезпечення раціонального використання надр, на умовах, визначених чинним законодавством. Вказані спеціальні дозволи на користування нафтогазоносними надрами надаються на конкурсних засадах згідно зі Статтею 14 Закону. Порядок проведення відповідного конкурсу регулюється Законом України «Про нафту і газ» та прийнятим на виконання останнього «Порядком» та загальними умовами проведення конкурсів з отримання спеціального дозволу на користування нафтогазоносними надрами, затвердженими Постановою Кабінету Міністрів України від 17 вересня 2003 року № 1475 (далі – «Постанова про конкурс»). Слід відзначити, що Постановою про конкурс передбачено опублікування в газеті «Урядовий кур'єр» лише інформації про проведення відповідного

конкурсу із зазначенням кінцевого строку подання заявок, адреси, за якою приймаються документи, телефону для довідок. Водночас, ані Закон «Про нафту і газ», ані Постанова про конкурс не містять положень, які б встановлювали обов'язок інформування громадськості про переможців конкурсів на отримання спеціальних дозволів на користування нафтогазоносними надрами. Постановою встановлено обов'язок інформування тільки учасників конкурсу про визначення переможця.

Закон України «Про нафту і газ» визначає у статті 29 механізм державного контролю за дотриманням правил і нормативів користування нафтогазоносними надрами, умов спеціальних дозволів на користування нафтогазоносними надрами та угод про умови користування нафтогазоносними надрами [47]. Одним з елементів такого механізму є обов'язок користувача нафтогазоносними надрами надавати органам державного контролю (центральні органи виконавчої влади з геологічного вивчення та забезпечення раціонального використання надр, з питань екології та природних ресурсів, з питань гірничого нагляду, органи місцевого самоврядування) необхідну для їх роботи документацію та інформацію, давати усні або письмові пояснення з питань, що належать до компетенції цих органів. Водночас, Закон України «Про нафту і газ» не передбачає механізму громадського контролю за діяльністю у сфері користування нафтогазоносними надрами [1].

Стаття 33 Закону України «Про нафту і газ» передбачає, що будь-яка юридична або фізична особа може звернутися із запитом щодо геологічної інформації (стосовно нафтогазоносності надр) в Державний інформаційний геологічний фонд України. Він може надати інформацію щодо нафтогазоносності надр за запитом будь-якої юридичної або фізичної особи в установленому законодавством порядку. Однак, це положення навряд чи може розглядатися як достатній та ефективний інструмент забезпечення прозорості відносин в нафтогазовій галузі, оскільки: по-перше, отриманню відповідної інформації має передувати запит зацікавленої юридичної або

фізичної особи, що пов'язано з необхідністю дотримання певних бюрократичних правил; по-друге, передбачається надання лише обмеженого сегменту інформації (щодо нафтогазоносності надр).

Таким чином, висновки щодо законодавчого забезпечення рівня прозорості відносин у нафтогазовій галузі ґрунтуються на наступних положеннях: забезпечення прозорості відносин у нафтогазовій галузі не належить до законодавчо визначених принципів державної політики у нафтогазовій галузі, а інформування громадськості про стан справ у вказаній галузі не згадується серед завдань державного регулювання нафтогазових відносин; законодавство України встановлює механізм державного контролю за господарською діяльністю в нафтогазовій галузі, проте прямо не передбачає можливості залучення представників громадськості до здійснення державного контролю та не встановлює обов'язку органів державної влади здійснювати ознайомлення громадськості з результатами здійснення державного контролю за господарською діяльністю в нафтогазовій галузі.

Комплексного механізму, який визначав би предмет, суб'єктів та механізм здійснення громадського контролю у нафтогазовій галузі, законодавство України також не передбачає. Передбачені законодавством України права громадян у нафтогазовій галузі є певною мірою фрагментарними, не створюють єдиної чіткої системи та не забезпечують достатній рівень інформування про стан справ у нафтогазовій галузі, зокрема, про обсяги видобутих та транзитованих нафти і газу та генеровані ними фінансові потоки [1].

Забезпечення прозорості відносин у нафтогазовій галузі можливе за рахунок: залучення виробничих та наукових організацій, а також експертів та консультантів до участі у роботі Постійно діючої міжвідомчої комісії з організації укладення та виконання угод про розподіл продукції, що передбачена Законом України «Про угоди про розподіл продукції». Однак, обов'язкової участі вказаних осіб та організацій у роботі Міжвідомчої комісії не передбачено, так само як не визначено порядок такої участі та обсяг

повноважень вказаних осіб і організацій. Також, в Україні на сьогодні розробка нафтогазоносних родовищ на підставі угод про розподіл продукції майже не здійснюється. Можливість для громадян та їхніх об'єднань брати участь у здійсненні заходів щодо раціонального використання та охорони надр (включно з нафтогазоносними родовищами) через надання сприяння місцевим Радам народних депутатів і спеціально уповноваженим органам державно виконавчої влади, що передбачено Кодексом України про надра. Однак, обсяги такого «сприяння» не конкретизовані та не передбачено механізм його практичної реалізації.

Відтак об'єктивно виникає необхідність наукових досліджень, пов'язаних із управлінням формуванням і використанням існуючих виробничих потужностей на умовах законності і прозорості, а також формування відповідних обґрунтованих рекомендацій у цій сфері для підвищення ефективності діяльності нафтогазовидобувних підприємств.

Як вже зазначалось нафтогазовий комплекс – стратегічно важлива галузь економіки України, що охоплює геологорозвідувальні, нафтогазовидобувні, нафто- та газотранспортні, нафто- та газопереробні підприємства. Економічна ефективність нафтогазовидобувних підприємств є вирішальним фактором соціально-економічного прогресу держави, забезпечення її енергетичної безпеки та політичної незалежності.

На думку І.М. Мазур, досягнення ефективності функціонування нафтогазовидобувних підприємств можна забезпечити тільки при умові задоволення інтересів усіх зацікавлених сторін – інших економічних суб'єктів, які формують умови зовнішнього і внутрішнього середовища. В ринкових умовах найбільшими резервами розвитку нафтогазовидобувних підприємств є адаптація до впливів зовнішнього і внутрішнього середовища. Процес адаптації прискорюється при певному рівні централізації, що сприяє захищеності системи і розвитку ініціативи окремих ланок, тому, на думку цієї дослідниці, згідно принципів вертикальної інтеграції у функціонуванні нафтогазовидобувних підприємств, доцільно здійснювати розмежування

функцій між підприємствами та материнськими компаніями, що дозволяє отримувати вигоди від зменшення витрат на виконання певних функцій та збільшувати їх конкурентоспроможність. В цих умовах одним із шляхів підвищення ефективності суб'єктів нафтогазовидобутку є вдосконалення організаційних форм управління, заснованих на розмежуванні функцій управління і створення якісно нових відносин між виробничими структурами [81].

Дослідник С.М. Кафка зазначає, що основна діяльність нафтогазовидобувних підприємств характеризується безперервністю видобування нафти і газу та забезпечується допоміжними виробництвами. Продукцію нафтовидобування отримують без значних прямих матеріальних затрат, що впливає на структуру собівартості видобутих нафти та газу. Останні відвантажують нафту і газ як готову продукцію, що обумовлює майже повну відсутність незавершеного виробництва та незначні залишки готової продукції. Важливою ознакою нафтогазовидобувної промисловості є її енергоємність, оскільки підняття рідини на поверхню зі значних глибин в умовах вітчизняного нафтогазовидобутку пов'язане з додатковими витратами електроенергії, стиснутого повітря, газу, пари [57].

Слід також відмітити, що з кожним роком зростають витрати на розвідку вуглеводнів, буріння свердловин та видобування нафти і газу. Зростання трудовитрат і відповідно собівартості продукції набули ще більших розмірів у міру вичерпування легковидобувних запасів нафти і газу, які залягали на невеликих глибинах. За останні 20 років значно ускладнились умови будівництва свердловин, збільшилась глибина свердловин, тиски ластові температури, що призвело до ускладнення конструкції свердловин. Значного поширення набуло використання похилоспрямованих свердловин та свердловин з горизонтально-направленими закінченнями стовбурів. Також стали більш жорсткими вимоги щодо охорони праці та захисту навколишнього середовища.

Враховуючи складність і високу собівартість видобутку нафти й газу та вартість нафтогазового обладнання, постійні зміни і ускладнення умов видобутку, важливе значення у роботі нафтогазовидобувних підприємств мають науково-дослідні та експериментально-конструкторські роботи, що здійснюються у галузі на основі НТП. Завдяки новим технічним рішенням вдається впроваджувати нові методи буріння, досягати більш повного вилучення запасів нафти і газу з надр землі, більш ефективно використовувати ресурс нафтогазового обладнання, запобігаючи при цьому аварійним ситуаціям.

Окрім цього, на сучасному етапі змінилися світові підходи та принципи нафтогазовидобування, котрі викликані значним скорочення запасів нафти і газу, порушенням природного балансу, наслідками негативних впливів на навколишнє середовище та соціальний розвиток. В умовах глобальної економічної кризи гостро постало питання поглиблення інтеграційних процесів у нафтогазовій галузі для забезпечення економічно розвинутих країн енергетичними ресурсами. Посилилась конкурентна боротьба між транснаціональними компаніями за енергетичні ресурси для повного завантаження нафтопереробних підприємств. В умовах посилення конкурентної боротьби Україна, як транзитна держава, зазнала значних зовнішніх економічних і політичних впливів інших держав, що відображається на формуванні міждержавних взаємозв'язків. Нафтогазова промисловість України зорієнтована на переробку біля 78% обсягу імпоротної нафти та 92% транзитного газу, що поставляється Російською Федерацією. Тому, як показує світова практика, ефективна робота національних нафтопереробних підприємств базується на диверсифікації джерел постачання нафти. Потреба України в нафті та продуктах її переробки становить 18 млн. тонн, з яких за останній час 4,3 млн. тонн забезпечувались нафтогазовидобувними підприємствами України, а решта імпортувалась з Росії та Казахстану. У 2010 р. обсяги власного видобутку нафти з газовим конденсатом зросли до рівня 4,6 млн. тонн. Традиційно основними

нафтогазовидобувними районами залишаються Прикарпатський (Івано-Франківська, Львівська обл.), Дніпровсько-Донецький (Сумська, Полтавська, Чернігівська обл.) і Причорноморсько-Кримський (Кримська, Миколаївська, Одеська обл.).

Незважаючи на відносно високу ефективність галузі порівняно з іншими виробництвами, питання підвищення ефективності діяльності нафтогазовидобувних підприємств є вирішальним чинником розвитком галузі. Екстенсивні методи розвитку галузі вичерпали себе, адже запаси природних ресурсів поступово зменшуються, значно зношені основні фонди потребують постійного технічного оновлення та значних капіталовкладень. Без впровадження інноваційних технологій на основі досягнень науково-технічного прогресу неможливо модернізувати нафтогазовидобувну промисловість України. Інновації дали б змогу трансформувати цю важливу базову галузь економіки України до загальноєвропейської нафто- та газотранспортної системи і забезпечити сировиною національні нафтопереробні заводи та підвищити їх потужність.

У науковій літературі виокремлюють особливості, що притаманні діяльності нафтогазовидобувних підприємств, а саме: природні - геолого-промислові умови видобування нафти та газу; територіальна розпорошеність свердловин; залежність обсягу видобутку від природнокліматичних умов; сировинно-видобувний характер основної діяльності; технологічні - безперервність процесу видобування нафти та газу; нероздільний процес видобування нафтової суміші; енергоємність видобування нафти і газу; значна вартість свердловин та іншого промислового обладнання; необхідність підтримання пластового тиску, технологічної підготовки нафти та газу; значна вартість робіт допоміжних виробництв; організаційні, індивідуальні схеми технологічної експлуатації родовищ; необхідність використання послуг сторонніх організацій [57].

У контексті забезпечення енергетичної безпеки України пріоритетними з врахуванням розвитку НТП залишаються наступні напрями, а саме:

забезпечення енергетичними ресурсами економіки і соціальної сфери країни в об'єктивно необхідних обсягах та створення умов для формування і реалізації політики захисту національних інтересів у сфері енергетики; формування державної соціально спрямованої енергетичної політики щодо енергозабезпечення населення з врахуванням регіонального розвитку; зменшення шкідливого впливу об'єктів паливно-енергетичного комплексу на навколишнє середовище й населення відповідно до національних та міжнародних вимог; диверсифікація джерел постачання нафти і газу шляхом залучення альтернативних напрямів сировини з країн Середньої Азії, Кавказу, Близького Сходу (Туркменістан, Азербайджан, Іран, Лівія); збільшення обсягів власного видобутку нафти і газу на основі інноваційних геофізичних технологій і геологорозвідувальних робіт та створення сприятливих умов для збільшення інвестиційної привабливості діючих та розробки нових родовищ; впровадження заходів енергозбереження та енергозберігаючих технологій у галузях економіки та соціально-побутовій сферах на основі впровадження досягнень НТП; покращення ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів та формування світогляду економного енергоспоживання; вдосконалення управління та регулювання нафтогазовидобувного комплексу на засадах чіткого розмежування функцій органів державного управління, енергетичних компаній та споживачів енергоресурсів (створивши відповідні умови і правила функціонування об'єктів, запровадити справедливую конкуренцію на ринках енергоносіїв); розроблення і впровадження високоефективних технологій нафтогазовидобування та устаткування для виробництва, транспортування, розподілу і споживання енергоресурсів; підвищення надійності і рівня безпеки енергетичних об'єктів щодо деструктивного впливу на довкілля та населення з метою запобігання екологічним катастрофам.

Особливої актуальності набуває нарощування виробничого потенціалу підприємств нафтогазовидобувної промисловості. Цього можна досягнути екстенсивним шляхом – за рахунок зростання сировинної бази та

формування виробничих потужностей у видобутку нафти і газу, та інтенсивним – підвищенням ефективності використання виробничих потужностей нафтогазовидобувних підприємств та більш повним вилучення запасів корисних копалин. Отже, повнота використання виробничої потужності та особливості її формування мають вирішальний вплив на ефективність виробництва і функціонування нафтогазовидобувних підприємств.

Для покращення ситуації у галузі необхідно створити цілісну систему комплексного розвитку нафтогазового комплексу з врахуванням сучасних світогосподарських тенденцій. Потрібно забезпечити сучасний інноваційний розвиток на основі впровадження нових технологічних рішень. Аналіз тенденцій розвитку нафтогазового комплексу зарубіжних країн засвідчує необхідність запровадження ефективного організаційно-економічного механізму, який буде сприяти інноваційно-інвестиційній політиці у нафтогазовому комплексі. Шляхом впровадження інноваційних заходів та сучасних технологічних процесів можна збільшити видобуток нафти і газу, ступінь переробки нафти та очищення газу, покращити конкурентоспроможність нафтопродуктів та забезпечити завантаження вітчизняних нафтопереробних заводів [108].

На основі здійсненого аналізу умов функціонування нафтогазовидобувного комплексу концептуальні особливості діяльності нафтогазовидобувних підприємств представлено на рис. 1.1.

Також слід відмітити, що вплив світових енергетичних криз дедалі сильніше дестабілізують та негативно впливають на економічний та енергетичний розвиток України. Стрімке підвищення цін на нафту призводить до значних ризиків непередбаченості у діяльності вітчизняних нафтогазовидобувних підприємств, а відсутність важелів впливу на іноземних монополістів-постачальників нафти та нафтопродуктів на внутрішній ринок – до можливих криз у нафтопродуктозабезпеченні.

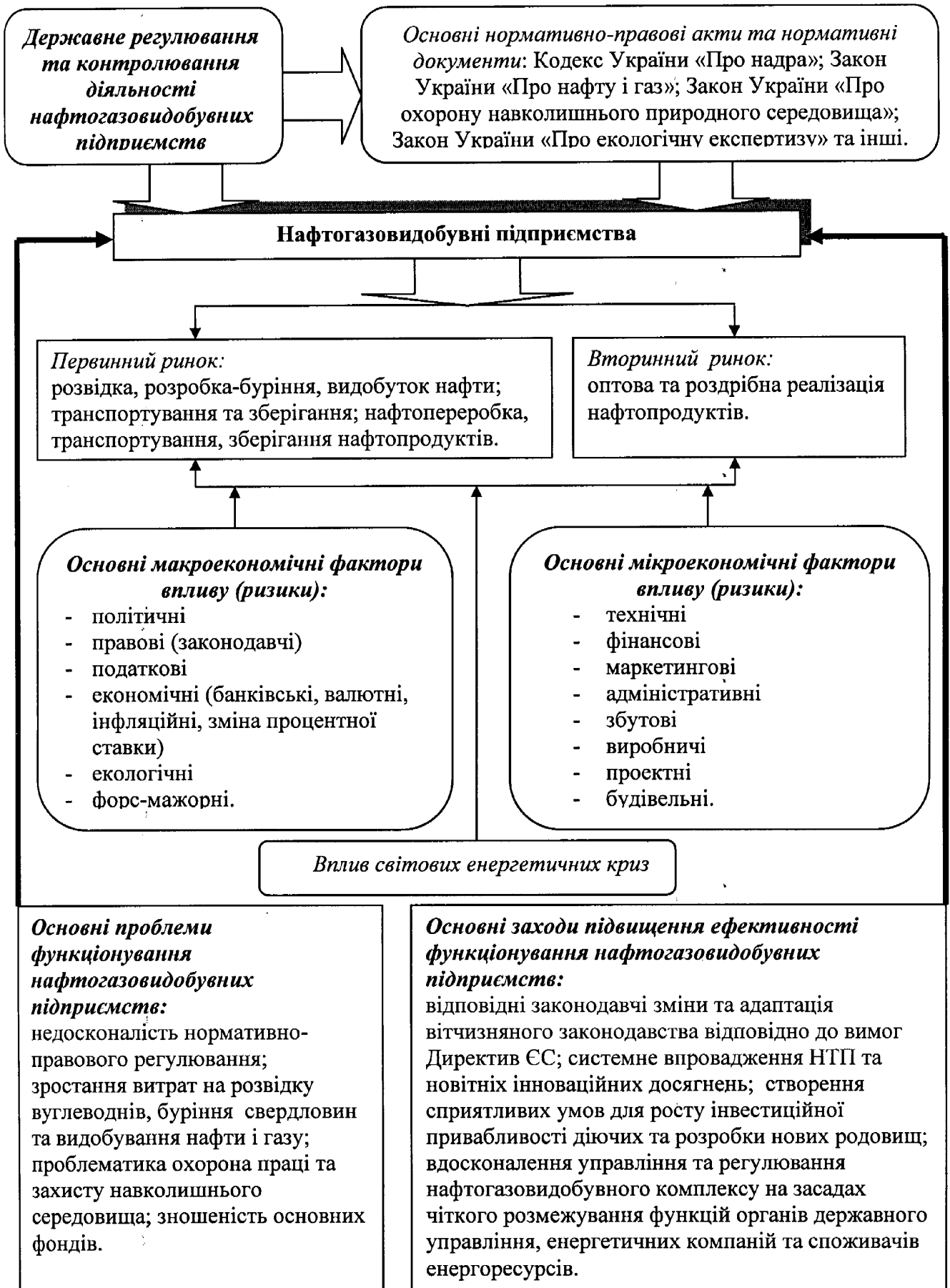


Рисунок 1.1 – Модель концептуальних засад функціонування

нафтогазовидобувних підприємств

Слід також зазначити, що діяльність нафтогазовидобувних підприємств відбувається переважно у складі вертикально-інтегрованих компаній із визначеним чітким та системним державним регулюванням й контролюванням, що впливає на можливості застосування прогресивних технологій управління та ефективності в цілому, зокрема через непрозорість нормативно-правового регулювання. Основна проблематика у ефективному функціонуванні та розвитку нафтогазовидобувних підприємств полягає у зростанні собівартості, зношеності основних фондів, не достатньому рівні захисту навколишнього середовища та охорони праці, відсутності системного впровадження НТП та інноваційних досягнень, низькому рівні інвестиційної привабливості діючих та нових родовищ тощо.

1.2. Аналіз підходів до управління діяльністю нафтогазовидобувних підприємств

Аналіз наукової літератури щодо питань управління об'єктами нафтогазовидобування показує, що у розвитку систем управління ними спостерігається тенденція до все більшої їх інтелектуалізації. Це пов'язане не тільки з розширенням діапазону завдань, які необхідно розв'язувати, але й з необхідністю забезпечення високого рівня адаптації систем управління до специфіки об'єктів і до зміни умов зовнішнього середовища їх функціонування.

Дослідженням питань щодо управління діяльністю нафтогазовидобувних підприємств, займалися ряд вчених, серед яких: В.І. Артемов [3], І.М. Мазур [81], С.М. Кафка [57], С.Б. Ільїна [51], І.Г. Фадєєва [131], В.П. Мікловда [95], Я.С. Витвицький [25], М.О. Данилюк [41] та інші. Проте, більшість сучасних досліджень у даній сфері зосереджено на адаптації зарубіжних методик, в яких недостатньо опрацьовані теоретичні основи реорганізації системи управління

нафтогазовидобувних підприємств до змін зовнішнього середовища, відсутня обґрунтована концепція реорганізації у залежності від ступеня диверсифікації ринку, не повною мірою визначено критерії оцінювання ефективності управління з урахуванням реорганізації організаційних структур.

Особливості управління діяльністю нафтогазовидобувних підприємств ґрунтуються на побудові відповідних взаємовідносин між усіма суб'єктами нафтогазовидобувного комплексу. Зокрема, на думку професора В.І. Артемова, основних суб'єктів нафтогазовидобувного комплексу, а також фінансово-господарські взаємовідносини між ними доцільно представляти наступним чином (табл. 1.1) [3].

На основі наведених процесів у табл. 1.1 між усіма суб'єктами нафтогазовидобувного комплексу, їх відповідності вимогам ринку, умовам розширеного відтворення галузі і підприємств вирішальною мірою залежить ефективність функціонування комплексу загалом та ефективність управління нафтогазовидобувного підприємства зокрема.

Нафтогазовидобувне підприємство як суб'єкт ринкової економіки, повинно адаптуватися до умов ринкової невизначеності, зміни якої є досить динамічними, а також протистояти загрозам зовнішнього середовища. Ця важлива науково-практична проблема може бути вирішена лише на базі застосування сучасних інтегрованих автоматизованих систем управління (ІАСУ) нафтогазовидобувного підприємства. ІАСУ нафтогазовидобувного підприємства необхідні перш за все для нафтогазовидобувних підрозділів де умови роботи постійно ускладнюються. За таких умов важливу роль у вирішенні задач управління відіграє системний підхід, який встановлює ряд взаємозв'язаних фундаментальних принципів управління складними системами, використовуючи які, можна спростити уявлення про складні об'єкти управління і певною мірою подолати труднощі управління ними. Саме системний підхід є основою методології управління.

Таблиця 1.1 – Фінансово-господарські взаємовідносини між суб'єктами нафтогазовидобувного комплексу

| Суб'єкти комплексу | Роботи і послуги, що виконуються | Грошові потоки |
|--|---|---|
| 1. Держслужби надкористування (геологорозвідувальні, фінансові, природоохоронні, виробничо-технічні, ліцензійні, планові) | 1. Геологорозвідувальні дослідження загальнонаукового значення, пошук родовищ, природоохоронні заходи, бюджетне фінансування геологорозвідувальних робіт (ГРР) і технічного оснащення галузей і підприємств, виконання державного плану видобутку копалин галузями, видача ліцензій на пошук і видобуток копалин | - Купівля-продаж ліцензій на пошук та видобуток копалин. - Відшкодування підприємствами одержаних бюджетних коштів на ГРР. - Плата підприємств за надра. - Плата підприємств за землю. |
| 2. Галузеві оргструктури (НАК «Нафтогаз України», ДК «Укргазвидобування», ВАТ «Укрнафта», «Чорноморнафтогаз», геологорозвідувальні підприємства, будівельні організації) | 2. Пошук і освоєння родовищ, розробка і реалізація єдиної галузевої технічної політики, фінансування технічного розвитку і підвищення конкурентоспроможності підвідомчих підприємств, планування видобутку копалин і будівництва підвідомчими підприємствами, пошукове і експлуатаційне буріння, будівництво підземних сховищ газу, реалізація нафти і газу НАК «Нафтогаз України» кінцевим споживачам вуглеводню | - Рентні платежі підприємств в бюджет. - Відрахування підприємствами податку на прибуток, ПДВ, тарифи за продаж вуглеводню на експорт. - Фінансування галузю підвідомчих підприємств коштами на відшкодування поточних витрат, на будівництво і облаштування свердловин, підземних сховищ, на розвиток науки і техніки, на підвищення конкурентоспроможності. |
| 3. Регіональні служби надкористування (природоохоронні підприємства та служби, служби сприяння нафтогазовидобуванню) | 3. Організація природоохоронної діяльності, контроль за додержанням екологічних нормативів, інфраструктурне сприяння створенню і функціонуванню територіально-галузевих нафтогазовидобувних асоціацій | - Використання на відтворення основних фондів амортизаційного фонду, прибутку підприємств, коштів галузі, державних асигнувань. |
| 4. Нафтогазовидобувні підприємства | 4. Експлуатаційне та пошукове буріння; будівництво та облаштування свердловин; будівництво підземних сховищ газу; видобуток сировини, її очищення, первинна часткова переробка, доставка нафти і газу до магістральних трубопроводів | - Фінансування державою, галузю, підприємствами ГРР. |

На базі досвіду, набутого у нафтогазовидобувній галузі промисловості, ефективні ІАСУ це не тільки результати використання математичних методів і ЕОМ, а головним чином принципова і суттєва реорганізація та покращення

складних людино-машинних систем, які об'єднують техніку і технологію виробництва, економіку, організацію, методи і стиль планування і управління.

Слід відзначити, що більшість проблем теорії управління сьогодні породжується масовим переходом від простих систем до складних, які вимагають застосування зовсім інших, незвичних способів планування і управління, що дає змогу враховувати усі суттєві елементи і зв'язки складної системи комплексно.

При цьому найбільш важливим є розуміння суті і ролі принципу виняткової концентрації ресурсів у сучасному управлінні. Цілеспрямованість, проблемна орієнтація, ієрархічна структура тощо – це не тільки найбільш важливі прояви даного принципу, який у загальному випадку є фокусуванням усіх активних сил системи на покращення деяких її елементів, що на даному етапі планування і управління визнані виключно важливими для неї і яким надається пріоритет.

Структурний аналіз нафтогазовидобувного підприємства як об'єкта управління є актуальною науково-практичною задачею у зв'язку з тим, що для ефективного функціонування ІАСУ повинна мати багаторівневу ієрархічну структуру з розвинутими інтелектуальними можливостями для вирішення таких задач: аналізу і розпізнавання ситуацій для синтезу цілей управління; формування стратегії доцільного функціонування; планування послідовності управлінських дій, синтезу виконавських функцій для їх реалізації з необхідними показниками якості.

Необхідною умовою успішного функціонування підприємств нафтової і газової промисловості є, в першу чергу, побудова раціональної організаційної структури, яка визначає завдання і функції окремих підрозділів і відповідальність їх керівників та є відправною точкою для побудови обліку затрат.

Існуюча організаційна структура ВАТ «Укрнафта» дозволяє здійснювати тільки основні етапи нафтогазового видобутку – від будівництва

свердловин, видобутку нафти й газу до реалізації сирової нафти та продуктів переробки газу. Проте в рамках такої організаційної структури неможливо здійснити повний технологічний цикл нафтогазовидобувного виробництва, кінцевим етапом якого є виробництво і збут нафтопродуктів, що є найбільшим її недоліком.

Одним із основних факторів зміни традиційної системи управління промисловістю є становлення нових виробничих корпоративних структур [51, с. 213], які складаються з материнської та дочірніх компаній.

Згідно з Постановою Кабінету Міністрів України [108] напрямом стратегічного розвитку тут є питання диверсифікації джерел енергетичних ресурсів (освоєння, крім вуглеводневих ресурсів, також вітрових, сонячних і геотермальних джерел енергії), яке стає досить актуальним як із позиції використання ресурсного потенціалу, так із позиції розширення джерел доходів компанії. Саме тому багато нафтових компаній світу позиціонують себе дедалі частіше не як суто нафтові компанії, а як енергетичні.

Дотепер в Україні відсутня модель розвитку нафтогазового комплексу, яка б повністю забезпечувала потреби вітчизняного виробництва й ефективно використовувала географічні можливості власної території. Можна стверджувати, що вирішення проблеми полягає в реформуванні галузі в контексті створення ВІНК, які б відповідали кращим світовим стандартам управління. Створення ВІНК веде до посилення ролі державного впливу на управління внутрішнім ринком нафти, газу й нафтопродуктів. Однак у сучасних умовах після приватизації вітчизняних ГПЗ власниками нафтопереробних заводів стали створені російськими ВІНК, зокрема ЛУКОЙЛ-Україна, ТНК-ВР Україна, Альянс-Україна, Альфа-Нафта, які не несуть відповідальність за стабільне функціонування цього ринку.

Враховуючи таку ситуацію, перед вітчизняною нафтовою галуззю ставиться вже не питання створення ВІНК, а вибір оптимальної моделі інтегрованої компанії, яка має поєднувати в собі позитивні ринкові механізми регулювання галузевого сектора економіки та дієвих важелів

впливу державного регулювання цієї стратегічної сфери. Найбільш оптимальним рішенням є створення ВІНК за участю держави як одного з найпотужніших акціонерів. Доцільність створення вертикально-інтегрованих структур холдингового типу підтверджує світовий досвід.

Держава при створенні ВІНК зможе забезпечити виконання таких функцій: виконання ролі замовника фінансування державою геологорозвідувальних робіт; надання дотацій на виконання неприбуткових, але необхідних для галузі проектів; формування та управління стратегічними запасами нафти й нафтопродуктів, освоєння нових нафтогазових родовищ і фінансування нових технологій їх розробки; забезпечення поставок в енергодефіцитні регіони.

Україна володіє розвиненою системою магістральних нафтопроводів загальною довжиною понад 4, 6 тис. км і пропускною потужністю 100 млн. тонн нафти на вході та 70 млн. тонн на виході. В останні роки чітко визначилася тенденція розвитку нафтогазової промисловості в бік ускладнення організаційних структур нафтових і газових компаній. Такі зміни на підприємствах із нафтогазової промисловості зумовлені двома факторами: кількісним збільшенням масштабів діяльності аж до макроекономічних величин; диверсифікацією напрямів діяльності.

Проте, самі по собі названі фактори не призводять до зміни в системі внутрішньогосподарського управління, що пояснюється консерватизмом практики управління підприємствами. Як правило, керівництво нафтових і газових підприємств має право самостійно без узгодження з керівництвом апарату вищого рівня управління приймати рішення щодо певних питань.

Ще одним аспектом децентралізації використання управління є розподіл (делегування між управлінцями, менеджерами) у частині планування втрат і результатів діяльності в розрізі філій, структурних підрозділів. Керівництву вищого рівня управління доцільно вибрати оптимальний підхід до децентралізації підприємств. Суть такого вибору полягає у використанні максимізації переваг децентралізації над її недоліками.

Таким чином, децентралізація є не запереченням управління, а виразником його нової якості, що дозволяє мінімізувати затрати й максимізувати доходи підприємств нафтової і газової промисловості.

Впливаючи на організаційну структуру підприємств галузі, децентралізація управління сприяє чіткому визначенню всіх рівнів управління. Перші три рівні – типові управлінські організаційні структури, а єдиний виробничий рівень, нафтогазовидобувні управління не здійснюють закінчений виробничий цикл, включаючи виробництво та надання послуг, найважливіші вказівки щодо управління виробничо-комерційною діяльністю отримують зверху.

Тому вдосконалення управління виробничо-комерційною діяльністю підприємств залежить від надання нижчому рівню галузевого управління прав і функцій самостійного суб'єкта господарювання. Це дало б можливість прискорити процеси прийняття рішень, поліпшити їх ефективність, покращити систему взаєморозрахунків та активізувати процеси.

Необхідність удосконалення організаційної структури вимагає вирішення проблем, пов'язаних з орієнтацією структурних підрозділів на досягнення результатів, розмежуванням їх відповідальності, концентрацію функцій управління з метою комплексної взаємодії на відповідні об'єкти, вибором критеріїв оцінки роботи підрозділів.

У сучасних економічних умовах забезпечення належного функціонування та сталого розвитку нафтогазовидобувних підприємств зумовлює необхідність імплементації засад стратегічного управління, оскільки це дозволить вітчизняним підприємствам легко адаптуватись до постійно змінюваних умов зовнішнього середовища та відповідним чином мобілізувати власні ресурси.

Нова управлінська парадигма у своїй основі містить принципи ситуативності, системності, соціальної спрямованості і покликана забезпечити вирішення проблем гнучкості та адаптивності до постійних змін зовнішнього середовища. Вона передбачає широке використання механізмів

стратегічного управління і стратегічного планування, що особливо стосується розвитку нафтогазовидобувних підприємств і забезпечення їх стабільного розвитку.

У науковій літературі дефініція поняття «стратегія» в широкому трактуванні представляється як довгостроковий, якісно визначений напрям розвитку організації, що стосується сфери, засобів і форм її діяльності, системи взаємовідносин усередині організації, а також позиція організації в навколишньому середовищі, що приводить її до цілей. Слід відмітити, що стратегія – це ділова концепція організації на певну перспективу, що представлена у вигляді довгострокової програми дій, які спроможні реалізувати відповідну концепцію та забезпечувати організації конкурентні переваги в досягненні цілей.

Узагальнюючи різноманітні наукові трактування, сутність поняття «стратегія» доцільно визначати як системи відповідних управлінських рішень та дій щодо мобілізації певних ресурсів та активів, а також довгострокове планування підприємства на досягнення конкурентних переваг.

Сучасна наукова спільнота виділяє головним чином три підходи до визначення сутності стратегічного управління: науковий, практичний, філософський [95, с. 51].

В залежності від класифікаційної ознаки розрізняють стратегії: за рівнем управління, на якому розробляється стратегія; за стадією «життєвого циклу» підприємства (загальні); за характером поведінки на ринку; за способом досягнення конкурентних переваг. В залежності від рівня управління, на якому розробляються стратегії, виокремлюють: корпоративну, ділову, функціональну, ресурсну та операційну стратегію. Серед загальних стратегій, які мають місце впродовж «життєвого циклу» підприємства виділяють: стратегію зростання, стабілізації, скорочення та реструктуризації.

Таким чином, стратегічний потенціал нафтогазовидобувних підприємств, має розкривати його граничні можливості вирішувати

поставлені завдання щодо досягнення спільних цілей у тих чи інших умовах, створених зовнішнім середовищем.

У загальному вигляді до переваг підприємств із стратегічною орієнтацією доцільно відносити: зменшення до мінімуму впливу можливих негативних змін, а також факторів «невизначеності майбутнього»; можливість враховувати об'єктивні (зовнішні і внутрішні) фактори, що формують зміни, зосередитись на вивченні цих факторів; спрощення роботи по забезпеченню довго - та короткострокової ефективності та прибутковості; можливість зробити підприємство більш керованим, оскільки за наявності системи стратегічних планів є змога порівнювати досягнуті результати з поставленими цілями, конкретизованими у вигляді планових завдань; можливість встановлення системи стимулювання для розвитку гнучкості та пристосованості підприємства і окремих його підсистем до змін; забезпечення динамічності змін через прискорення практичних дій щодо реалізації стратегічних планів на основі відповідної системи регулювання, контролю та аналізу; розвиток виробничого потенціалу та системи зовнішніх зв'язків, що є сприйнятливими до змін і дають можливість досягти майбутніх цілей; здійснення більш ефективного розподілу ресурсів та їх концентрація на досягнення певних цілей; чітке формування загального бачення підприємства, довгострокових та середньострокових цілей, що дисциплінує всю його діяльність; змога передбачити можливі ризики діяльності підприємства.

В загальному вигляді стратегія представляє собою досить складну організаційно-економічну категорію, яка передбачає певну процедуру розробки. Традиційний підхід до формування та розробки стратегії підприємства передбачає відповідні етапи, які можна адаптувати у діяльності та забезпеченні сталого розвитку нафтогазовидобувних підприємств, зокрема: аналіз стану галузі і позиції підприємства в галузі; аналіз цілей підприємства; аналіз привабливості ринку; аналіз фінансових ресурсів; аналіз ризику; аналіз внутрішньої структури підприємства, його сильних та слабких

сторін; аналіз кваліфікації працівників; аналіз зовнішнього середовища; аналіз фактора часу.

Отже, стратегічний підхід від повсякденної діяльності відрізняється прагненням досягти поставлених цілей та далекоглядністю, підпорядкуванням сьогоденної мети ідеалу саморозвитку, вибором найбільш оптимальних сценаріїв і умінням переходити від одного сценарію розвитку до наступного, в найбільш сприятливий з погляду розвитку момент [112, с. 22].

На думку вітчизняних науковців, впровадження зарубіжного досвіду, концепцій та механізмів стратегічного управління може бути високоефективним лише у тому випадку, якщо це дійсно прогресивний досвід, який використовується з урахуванням умов конкретного підприємства. Крім того, стратегічні управлінські системи (підходи, методики, комп'ютерні програми) мають бути достатньо гнучкими для адаптування до раптових змін зовнішнього оточення нафтогазовидобувних підприємств.

Таким чином, ефективність стратегічного управління при забезпеченні сталого розвитку нафтогазовидобувних підприємств може бути дотримана за умов: планування та реалізування, що зумовлює необхідність чіткого визначення місії та цілей; стратегічні цілі повинні бути декомпозовані у систему завдань; в процесі реалізації стратегії мають бути використані механізми контролінгу; стратегія повинна бути ефективною; розроблення та впровадження стратегій інноваційного розвитку, що є головним завданням формування механізму стратегічного інноваційного розвитку, де інновації виступають і як результат і як спосіб досягнення стратегічних цілей.

В процесі управління нафтогазовидобувними підприємствами дослідник Фадеева І.Г. виокремлює три головних аспекти управління, зокрема [131]: техніко-технологічний, економічний, соціальний. Діяльність вітчизняних нафтогазовидобувних підприємств корпоративної структури характеризується високою складністю управлінських рішень, масштаб і

вартість яких у більшості випадків суттєво більші, ніж у інших сегментах економіки. Це – управління сировинними активами, введення у дію нових виробничих потужностей, прийняття рішень щодо консервації або введення у дію законсервованих свердловин; цінова політика на внутрішньому ринку нафтопродуктів та ін. Усі ці рішення пов'язані з політикою розвитку нафтогазовидобувних підприємств, яка фактично визначає фінансовий стан компанії, її виробничі та збутові можливості на тривалий період часу.

У нафтогазовидобувних підприємствах здійснюється велика кількість пов'язаних виробничих і управлінських процесів, метою яких є видобуток вуглеводнів (нафти, природного газу), саме тому діяльність таких підприємств доцільно досліджувати з позицій процесного підходу. У системі нафтогазовидобувних підприємств виокремлюють основні бізнес-процеси (буріння, свердловин, видобування нафти і природного газу), а також допоміжні (постачання, збут, управління фінансами, ремонт та обслуговування обладнання, навчання та розвиток персоналу), для яких формується сукупність ієрархічних цілей. Фадеєва І.Г. зазначає, що системно-синергетичний підхід до управління бізнес-процесами нафтогазовидобувного підприємства вимагає нових управлінських технологій, зокрема застосування методів реінжинірингу як механізму, через який досягається синергетичний ефект. Це дає значне підвищення ефективності виробництва за рахунок скорочення та оптимізації послідовності операцій. Позитивних результатів можливо досягнути лише тоді, коли оптимізується не окрема операція, а бізнес-процес у цілому, тобто коли нафтогазовидобувне підприємство корпоративної структури розглядається як єдина система з множиною вертикальних та горизонтальних потоків матеріалів, енергії та інформації [131].

Дотримання вимог міжнародного стандарту ISO 9001:2000 значно спрощується завдяки реалізації моделювання бізнес-процесів з метою їх подальшого покращення або реінжинірингу. Сутність процесного підходу відповідно до методології TQM та вимог міжнародного стандарту ISO 9001:

2000 полягає в тому, що організація: перетворює вимоги споживача у конкретні вимоги до продукції, послуги; ідентифікує ключові процеси, які впливають на якість продукції, послуги; визначає взаємозв'язок та взаємодію між ключовими процесами; описує процеси через систему показників процесів; виділяє ресурси для здійснення процесів та визначає відповідальних за процеси; розробляє методики вимірювання показників процесів; здійснює моніторинг за процесами (їх показниками); аналізує встановлені невідповідності під час протікання процесів; здійснює коригувальні та запобіжні заходи; проводить постійне удосконалення процесів; реєструє результати моніторингу та удосконалення процесів [43].

Як вже зазначалось діяльність нафтогазовидобувних підприємств характеризується високою складністю управлінських рішень, масштаб і вартість яких у більшості випадків суттєво вищі, ніж у інших сегментах економіки. Найбільш перспективним є формування ієрархічної системи інтегрованого управління, яка має розглядатися як багаторівнева структура, що складається із пов'язаних між собою та зовнішнім середовищем елементів. У результаті ієрархічна структура моделі системи управління нафтогазовидобувним підприємством матиме наступний вигляд (рис. 1.2) [131].

Таким чином, застосування процесного підходу в управлінні нафтогазовидобувних підприємств дозволяє: менеджменту формувати та використовувати систему показників та критеріїв оцінки ефективності реалізації управлінських рішень у кожному здійснюваному процесі, на кожній стадії виробничого чи управлінського ланцюжка, що дає змогу оперативно виявляти небажані відхилення від заданих стандартів діяльності та усувати їх, ліквідовуючи слабкі ланки бізнес-процесів, які знижують загальну ефективність господарської діяльності; підтримання впевненості власників компанії в тому, що існуюча система управління націлена на постійне підвищення ефективності господарської діяльності та максимальне врахування інтересів-зацікавлених у цьому сторін.

Однак, незважаючи на те, що в Україні для впровадження процесного підходу вже зроблено певні кроки, його використання у практиці управління суб'єктами господарювання стосується в основному сфери управління якістю.

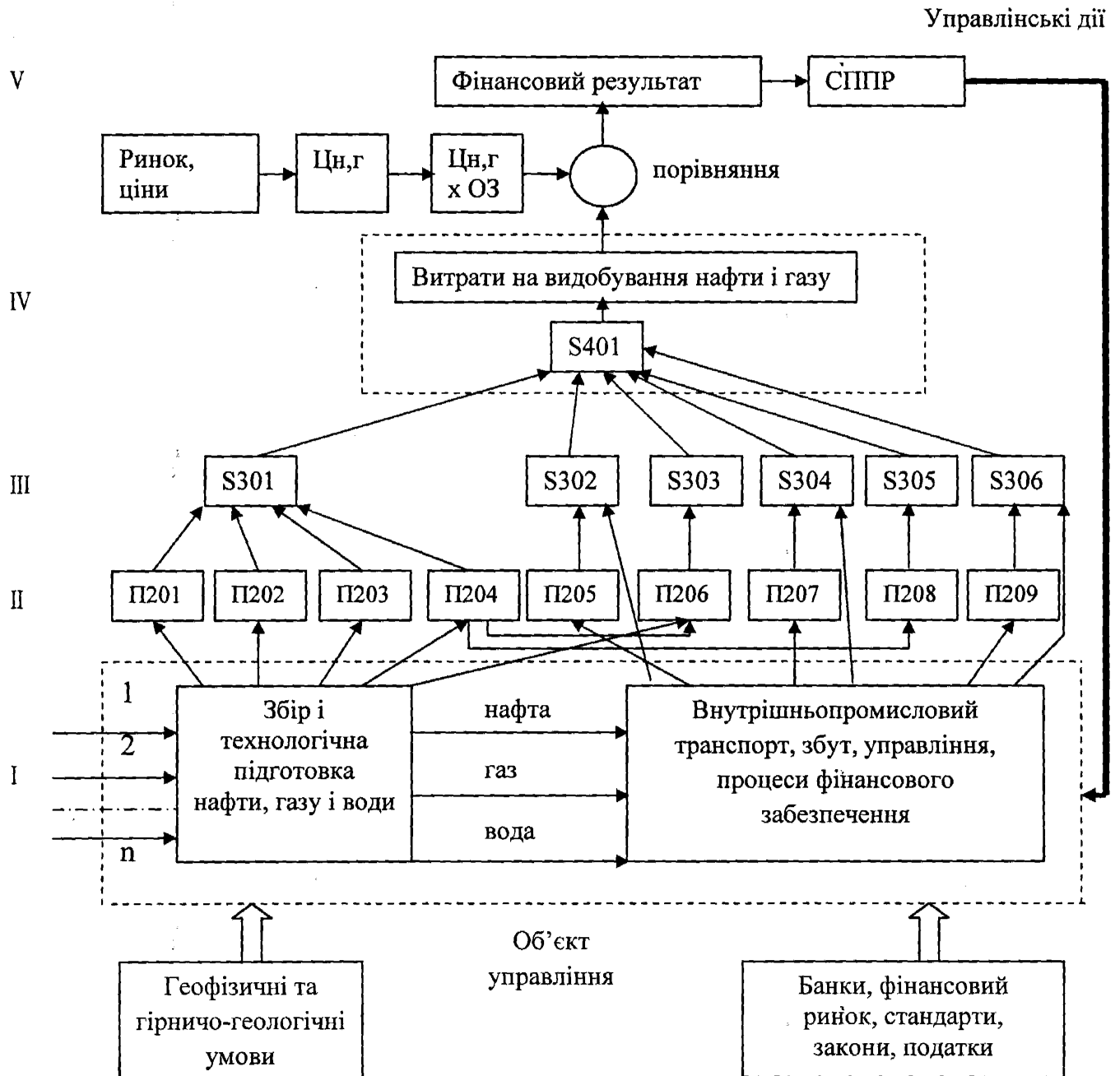


Рисунок 1.2 – Ієрархічна структура моделі системи управління нафтогазовидобувним підприємством [131]

Позначення:

i - кількість експлуатаційних свердловин; $Ц_{н,г}$ - Діна реалізації одиниці продукції (нафти, газу); СППР - система підтримки прийняття рішень; O3 -

обсяг збуту продукції; S301, S302, S303, S304, S305, S306 - відповідно підсистеми видобування нафти і газу, збору нафти і газу, нагрівання рідини, технологічної підготовки нафти (сепарація, деемульсація), перекачування товарної нафти, осушення газу, транспортування газу, технологічної підготовки води; П201 - мінімум витрат на видобування та технологічну підготовку нафти; П202 - мінімум витрат на перекачування товарної нафти; П203 - мінімум витрат на видобування та технологічну підготовку газу; П204 - мінімум витрат на транспортування газу; П205 - мінімум витрат на видобування та технологічну підготовку води; П206 - мінімум витрат на закачування води в пласт; П207- мінімум виробничої собівартості продукції.

Проте, методичний потенціал процесного підходу є набагато ширшим і його повноцінне використання може сприяти поліпшенню якості не лише внутрішніх процесів, а й тих, що складають основу ринкової взаємодії.

Отже, імплементація сучасних підходів до управління діяльністю нафтогазовидобувних підприємств має ґрунтуватись на стратегічному та превентивному управлінні із застосуванням процесного підходу, що в комплексі зумовить підвищення ефективності функціонування нафтогазового комплексу.

1.3. Оцінювання економічної ефективності діяльності нафтогазовидобувних підприємств та свердловин

Економічна ефективність є складною категорією економічної науки, оскільки у науковій літературі існують різноманітні трактування вимірювання результатів і витрат виробництва. Поклавши в основу вимірювання ефективності певні науково обґрунтовані принципи, дослідники часто порушують їх. Відбувається підміна результатів виробництва витратами. Враховують не всі результати чи витрати діяльності при

розрахунку узагальнюючого показника, результати діяльності не відповідають втратам на її здійснення.

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

Вагомий внесок у розвиток теорії та практики оцінки ефективності виробництва й діяльності на рівнях народного господарства і підприємства зробили А.Ф. Аксененко, З.В. Атлас, А.В. Бачурін, А.Х. Бенуні, Т.Г. Бень, Б.М. Болотін, О.Д. Василик, Г.В. Губін, Е.П. Дунаєв, І.Я. Кац, З.П. Коровіна, В.П. Красовський, В.Н. Лексін, В.В. Леонтьєв, Є.В. Мазаков, П.А. Малишев, В.А. Медведєв, В.В. Новожилов, А.М. Омаров, В.С. Сінавіна, М.Г. Чумаченко, Брюховецька Н.Ю., І.С. Голубєв, Л.Л. Єрмолович, І.Ф. Лісна, О.М. Папазова, Т.Є. Рубан, Є.М. Сич, В.О. Тихонов, А.А. Червоний, І.Г. Шилін, Л.О. Шишмарьова, С.Л. Брю, Е.Дж. Долан, Д. Ліндсей, К.Р. Макконел, Р. Піндайк, Д. Рубінфельд, Н. Алексєєва, А. Богданова, Ю.М. Бажала, Н.Ю. Брюховецька, Л. Гелловей, Ф. Друкер, Я.Б. Кваца, Г.Б. Клейнер, М. А. Козоріз, Б.І. Майданчик та інших.

Галузеві особливості ефективності функціонування нафтогазовидобувних підприємств досліджувалися у працях М. І. Барановського, Д.О. Єгера, М. О. Данилюка, В.М. Дорошенка, Р.А. Зайнутдінова, Ю.О. Зарубіна, М. І. Турка, Ю. П. Колбушкіна,

О.О. Лапко, Б. З. Піріашвілі, В. С. Лесюка, Ю.М. Малишева, В.Е. Тищенко, Г.І. Трохтмана, І. Є. Шевалдіна, В.Ф. Шматова. Проте, ряд питань щодо оцінювання економічної ефективності та шляхів її підвищення у діяльності нафтогазовидобувних підприємств не досліджувалися, а тому потребують більш ґрунтового наукового дослідження.

На думку Н.В. Навольської у сучасних ринкових конкурентних умовах особлива увага приділяється проблемі оцінювання та забезпечення економічної ефективності діяльності підприємств. Огляд літературних джерел дає змогу виділити два напрями дослідження економічної ефективності: традиційний, який пов'язаний з розвитком класичної політекономії і особливо марксистської економічної доктрини та тривав до кінця 90-х рр. ХХ ст.; реформаторський, що розпочався з процесами активної трансформації вітчизняної економіки на початку 90-х рр. ХХ ст. [99].

Професор В.І. Артемов зазначає, що економічна ефективність є багатоаспектною категорією, яка покликана відображати результативність національного господарства і його складових з різних сторін за допомогою інтегральних і одиничних показників. Однак, на практиці на даний час, система узагальнюючих показників ефективності не торкається деяких її важливих проявів, а також допускає включення в одні і ті самі групи активів, різні за економічним змістом елементи. Зокрема, комплексна структура складових економічної ефективності становить: основні напрями її формування (у виробничій сфері – використання живої праці та робочої сили, засобів праці та основних фондів, предметів праці та виробничих запасів, незавершеного виробництва; у сфері обігу – використання готової продукції та активів реалізації); її джерела (економія поточних затрат та раціоналізація використання ресурсів); фактори (науково-технічний прогрес, організація виробництва, управління економікою, зовнішньоекономічні фактори); рівні її управлінської ієрархії (національний, регіональний, галузевий, територіально-галузевий, внутрішньовиробничий); узагальнюючі та одиничні показники [3].

Трактування, які дають вітчизняні і зарубіжні вчені, відповідає змісту поняття економічної ефективності. Однак кожен з авторів робить наголос на різних її аспектах. Економічна сутність цього поняття зумовлює важливість проблеми забезпечення економічної ефективності діяльності підприємства у практиці господарювання. «Забезпечення» слід розуміти як сукупність заходів і способів створення умов, які разом сприяють ефективному здійсненню економічних процесів, реалізації намічених планів для підтримки стабільного функціонування економічної системи. Оцінювання економічної ефективності діяльності підприємств можна здійснювати за допомогою таких методів: нормативний метод; багатofакторна модель; багатокритеріальний метод вимірювання результативності (продуктивності). Дані методи можуть бути використані при побудові системи показників для оцінювання економічної ефективності діяльності нафтогазовидобувних підприємств.

Економічна ефективність діяльності підприємства залежить від раціонального використання кожного виду ресурсів та їхньої структури, яка визначається співвідношенням задіяних ресурсів різних факторів виробництва. Ці пропорції головним чином зумовлені специфікою виробництва, рівнем застосовуваної на підприємстві техніки, технології, організації виробництва і праці, співвідношенням екстенсивних та інтенсивних факторів розвитку виробництва. На структуру і часткову ефективність використання ресурсів підприємства значний вплив мають зовнішні фактори, зокрема ринки ресурсів, пропозиція і попит на окремі види ресурсів та урівноважені на них ціни тощо [99].

Сучасні ринкові умови господарювання потребують від підприємств підвищення ефективності виробництва, конкурентоздатності продукції і послуг на основі впровадження досягнень науково-технічного прогресу, ефективних форм господарювання і управління виробництвом, активізації підприємництва. В умовах ринку для забезпечення економічного розвитку підприємства змушені постійно контролювати і підвищувати економічну ефективність своєї діяльності. Поняття ефективності як економічної категорії

достатньо досліджувалось у вітчизняній і в зарубіжній економічній літературі, проте до цього часу немає однозначного чіткого трактування економічної сутності даної категорії та єдиних критеріїв, за якими вона може бути оцінена кількісно і якісно.

З поглибленням досліджень категорії «ефективність» змінювались підходи щодо її визначення та оцінки. Так, якщо роботи науковців кінця XIX початку XX століття присвячувались пошуку шляхів ефективного виробництва на рівні виконавців виробничих процесів, поступово акценти зміщувались у бік управління ефективністю на рівні організації та економічної системи загалом. У основних підходах, щодо визначення показників ефективності господарської діяльності науковці пішли різними шляхами.

Представники одного з них вважають за доцільне нехтувати необхідністю отримання єдиної оцінки і будувати систему показників ефективності. А остаточний висновок, на їхню думку, має зробити експерт, який аналізує цю систему показників, ураховує певні неформальні обставини, власний досвід, можливо, інтуїтивні міркування, прогнози і на базі всього цього зробить висновок. Інші вчені пропонують відразу обмежити множину факторів впливу і визначати комплексний показник ефективності. Є, звичайно, і певні компромісні підходи. Так, наприклад, відомі методики, в яких спочатку визначається система показників, а потім до неї застосовуються певні правила згортання для отримання інтегральної оцінки.

Серед прибічників єдиного показника є такі, котрі будують настільки складний комплексний показник, що він за широтою охоплення вхідних параметрів фактично не поступається системам показників. Крім того, розроблені й ситуаційні алгоритми, які дають змогу обирати той чи інший комплексний показник на базі попереднього аналізу певних характеристик підприємства. Але практика переконує в протилежному – насправді об'єктивна оцінка ефективності може бути отримана лише на основі поглибленого аналізу ситуації і врахування великої кількості обставин.

Загальне поняття ефективності є достатньо широким і уживається в найрізноманітніших сферах. Як свідчать результати досліджень, в різних галузях і сферах виробництва методологія кількісного виміру рівня ефективності базується на зіставленні результатів і витрат. Проте, такі показники мають різні форми представлення, повноти і точність виміру. Звідси випливає можливість неадекватної оцінки ефективності об'єктів, що призводить до ухвалення необґрунтованих рішень.

Відсутність чітких вимог до методики оцінки ефективності діяльності підприємства в практиці господарювання нерідко призводить до істотних прорахунків, а погіршення діяльності підприємства – до його банкрутства. Це пояснюється, передусім, тим, що ефективність досить складна, багатогранна категорія, яка пов'язана з суттю і змістом важливих економічних законів та яка відображає інтереси усього суспільства і кожного індивідуума окремо, а також охоплює усі сторони господарської діяльності – виробництво в цілому, та, зокрема, усі його сфери і ланки.

Ефективність господарської діяльності підприємства – це економічна категорія, що відображає співвідношення між одержаними результатами від господарської діяльності та витраченими на її досягнення ресурсами, причому при вимірюванні ефективності ресурси можуть бути представлені або в певному обсязі за їх первісною (переоціненою) вартістю (застосовувані ресурси), або частиною їх вартості у формі виробничих витрат (виробничо спожиті ресурси). Якщо при цьому врахувати, що результати виробництва не лише є різноманітними, але й можуть бути представлені в різних формах: вартісній, натуральній, соціальній, то стає очевидною необхідність в ідентифікації категорії ефективності господарської діяльності відповідно до тих аспектів діяльності підприємства, які важливо проаналізувати й оцінити.

Фактично визначення ефективності господарської діяльності підприємства полягає в оцінці її результатів. Такими результатами можуть бути обсяги виготовленої продукції в натуральному чи вартісному виразі або прибуток. Але ж сама по собі величина цих результатів не дає змоги робити

висновки про ефективність або неефективність роботи підприємства, оскільки невідомо, якою ціною отримані ці результати. Звідси для отримання об'єктивної оцінки ефективності господарської діяльності підприємства необхідно також урахувати оцінку тих витрат, що дали змогу одержати ті чи інші результати.

В економічній літературі запропоновано значну кількість концептуальних підходів до оцінки економічної ефективності господарської діяльності.

І.Н. Герчикова пропонує рахувати ефективність щодо реальних витрат виробництва. При цьому, вона вважає, що ефективність слід визначати по рентабельності активів, рентабельності власного капіталу і позикового капіталу [34].

О.В. Ефімова приходять до висновку, що ефективність доцільно визначати по рентабельності використаного капіталу, причому у разі залучення позикових засобів треба враховувати також фінансові витрати (відсотки). Прибуток для визначення рентабельності слід брати той, що залишається у розпорядженні підприємства, тобто чистий [43].

Г. Шмален одним з основних критеріїв оцінки діяльності підприємства в умовах ринкової економіки вважає економічність. Під економічністю цей автор розуміє отримання певного результату при найменших витратах або заданому об'ємі витрат. Основними показниками діяльності підприємства в ринкових умовах Г. Шмален називає фінансову стійкість і прибуток (рентабельність). Причому, під останньою він розуміє рентабельність власного капіталу і рентабельність всього капіталу, вкладеного в підприємство.

Наведені вище пропозиції визначати ефективність оборотності капіталу або щодо витрат виробництва, або на основі чистого прибутку, або щодо спожитих ресурсів доцільно вважати частковими, такими, що не відображають основної мети діяльності підприємства або що відображають її неповно. Ці пропозиції можна застосовувати при оцінці ефективності

використання окремих складових елементів капіталу, виробничих площ і устаткування, грошових коштів тощо. Для формування загального висновку про ефективність роботи підприємства доцільно використовувати комплексну систему показників, яка поєднує всі названі підходи.

Італійський економіст В. Парето вважає, що «економічна ефективність господарської системи – це стан, при якому неможливо збільшити міру задоволення потреб хоча б однієї людини, не погіршуючи при цьому положення іншого члена суспільства». Інакше кажучи, розподіл ресурсів вважається неефективним, якщо існує можливість виробляти більшу кількість якого-небудь товару або послуг при наявних ресурсах без скорочення випуску інших товарів або послуг.

Вважається, що це визначення відбиває момент досягнення найбільш оптимального з точки зору ефективності стану будь-якої господарської системи, тобто містить елемент критерію ефективності. Незалежно від якісного змісту різних економічних систем ефективність є взаємозв'язком результатів і витрат.

Ряд економістів робили спроби пояснити суть економічної ефективності по аналогії з ефективністю в природничих науках, тобто розглядали економічну ефективність як ефективність технічну. У зв'язку з цим Г. Гольберг підкреслював, що визначення технічної ефективності в більшості фізичних, хімічних і біохімічних процесів здійснюється через одновимірність і точність виміру величин, що характеризують витрати і результати. Процеси господарські докорінно відрізняються від процесів технологічних. Витрати і результати не можна розглядати як величини безумовно одновимірні і завдання визначення ефективності тут набагато складніше. Суть же концепції ефективності в необхідності постійного зростання результату як бази прогресу. Розвиток цього положення можна знайти в роботах економістів 70-х років. Тому можна зробити висновок про відсутність тотожності між технічною і економічною ефективністю, оскільки економічна ефективність має завжди соціальну суть на відміну від технічної.

Отже, в найбільш загальному вигляді економічна ефективність виробництва є кількісним співвідношенням двох величин – результатів господарської діяльності і виробничих витрат. Суть проблеми підвищення ефективності виробництва полягає в збільшенні економічних результатів на кожну одиницю витрат в процесі використання наявних ресурсів. Підвищення ефективності виробництва може досягатися як за рахунок економії поточних витрат (споживаних ресурсів), так і шляхом кращого використання діючого капіталу і нових вкладень в капітал (вживаних ресурсів).

Наявність різних концепцій сутності ефективності зумовлено різними теоретичними позиціями її аналізу, виділенням якогось одного аспекту із вирішення загальної проблеми. Дедалі більше науковців вважають, що приріст прибутку відображає результат реалізації та послуг, а у якості витрат, зумовивших цей приріст, доцільно застосовувати вартість використаних ресурсів, які визначають виробничий потенціал. Таким чином на ефективність господарської підприємства впливають фінансовий стан, а також певні організаційні, управлінські, технологічні та інші переваги.

Треба мати на увазі, що перелік ресурсів підприємства, котрі визначають його ефективність, не є вичерпними, тобто в конкретних умовах на ефективність діяльності підприємства можуть чинити істотний вплив інші чинники. Проте для середньостатистичного підприємства, яке діє в умовах ринку, урахування зазначених чинників гарантує отримання найбільш адекватної оцінки стану справ на підприємстві.

Економічний ефект відображає вартісні показники, що характеризують проміжні й остаточні результати господарської діяльності підприємства. Формами прояву економічної ефективності є різноманітні економічні ефекти: зростання продуктивності праці, зростання обсягу товарообігу, збільшення прибутку, зниження фондомісткості й інші. Форми прояву соціальної ефективності пов'язані з отриманням соціальних ефектів: поліпшенням умов праці, зростанням життєвого рівня населення.

Американські вчені К. Макконелл та С. Брю в своїй праці «Економікс» розглядають категорію ефективності з точки зору такого застосування ресурсів, яке б забезпечувало найбільш цінний їх внесок у загальний обсяг продукції. «Економічна ефективність, відзначають вони, характеризує зв'язок між якістю ресурсів, які застосовуються в процесі виробництва, та отриманою в результаті кількістю будь-якого споживчого продукту. Більша кількість продукту, отриманого від даного обсягу видатків, означає підвищення ефективності, менший обсяг продукту від даної кількості видатків вказує на зниження ефективності» [84].

Ряд економістів пропонують відійти від такої поширеної думки, а за основу визначення ефективності взяти ступінь (вірогідність) досягнення намічених цілей. Такий підхід розширює наукове уявлення про сутність категорії ефективності, однак може лише доповнити, а не замінити попереднє, оскільки за умов використання даного підходу не знаходить достатнього відображення значення ефективності як важливої оціночної категорії.

Треба підкреслити, що визначення ефективності господарської діяльності має важливе як наукове, так і практичне значення. За її допомогою можна не тільки оцінити ефективність роботи підприємства, проаналізувати сумарний ефект різних її структурних підрозділів та напрямків діяльності, а й визначити стратегію розвитку, розробити прогноз та план дій на перспективу, встановити результати використання витрачених ресурсів: засобів виробництва, робочої сили, інформації тощо.

Формування системи показників ефективності господарської діяльності підприємства має: створювати передумови для виявлення резервів росту ефективності; відображати витрати всіх видів ресурсів, що споживаються на підприємстві; стимулювати використання всіх резервів, наявних на підприємстві; виконувати критеріальну функцію.

Прийнято виділяти три основні системи критеріальних показників ефективності господарської діяльності:

1) система, заснована на остаточних результатах господарської діяльності підприємства, яка містить показники: прибуток до оподаткування, оподатковуваний, чистий прибуток, собівартість, рівень рентабельності, виручка від реалізації, обсяг виробництва, якість продукції, термін окупності інвестицій, рентабельність інвестицій тощо;

2) система, заснована на результативності, якості та складності трудової діяльності, яка містить показники: продуктивність праці, темпи зростання продуктивності і заробітної плати, частка фонду оплати праці в собівартості продукції, втрати робочого часу, частка браку, фондоозброєність праці, трудомісткість продукції, коефіцієнти складності праці, чисельність персоналу тощо;

3) система, заснована на формах і методах роботи з персоналом, яка охоплює показники: плинність кадрів, рівень кваліфікації персоналу, рівень трудової дисципліни, професійно-кваліфікаційна структура, співвідношення виробничого й адміністративно-управлінського персоналу, соціальна структура персоналу, рівномірність його завантаження, витрати на одного працівника, витрати на управління, соціально-психологічний клімат у колективі, привабливість праці тощо.

Загалом система показників ефективності господарської діяльності має: відображати витрати всіх видів ресурсів, що споживаються на підприємстві; створювати передумови для виявлення резервів підвищення ефективності виробництва; стимулювати використання всіх резервів, наявних на підприємстві; забезпечувати інформацією стосовно ефективності виробництва всі ланки управлінської ієрархії; виконувати критеріальну функцію. Тобто для кожного з показників мають бути визначені правила інтерпретації їх значень.

У системі показників ефективності господарської діяльності суб'єкта господарювання можна виділити такі групи показників: ефективності використання основних засобів (табл. 1.2); ефективності використання оборотних засобів (табл. 1.3); ефективності використання праці (трудовах

ресурсів) (табл. 1.4); ефективності окремих видів діяльності (табл. 1.5); узагальнюючі показники ефективності господарської діяльності підприємства (табл. 1.6).

Таблиця 1.2 – Показники ефективності використання основних засобів

| Назва | Характеристика показників | Розрахунок |
|---|---|-------------------------------------|
| Фондовіддача | Виражає ефективність використання засобів праці, тобто показує, скільки виробляється готової продукції на одиницю основних виробничих засобів | $\Phi B = \frac{ВП}{ОЗ}$ |
| Фондомісткість | Характеризує вартість основних виробничих фондів, яка припадає на одиницю вартості валової (товарної) продукції | $\Phi M = \frac{\overline{ОЗ}}{ВП}$ |
| Рентабельність основних засобів | Характеризує рівень ефективності використання основних засобів | $R\phi = \frac{\Pi}{ОЗ}$ |
| Коефіцієнт інтенсивного використання обладнання | Визначається відношенням фактичної продуктивності основного технологічного устаткування до його нормативної продуктивності | $K_{int} = \frac{ВП}{\Pi_{обл}}$ |
| Коефіцієнт змінності обладнання | Показує, скільки змін працює обладнання | $K_z = \frac{K_{ст.зм.}}{n}$ |

Позначення: ВП – обсяг реалізованої продукції (за гуртовими цінами) за рік; ОЗ – середньорічна вартість основних засобів; Π – прибутку, одержаний за певний період; $\Pi_{обл}$ – виробнича потужність обладнання у відповідних показниках; $K_{ст.зм.}$ – кількість відпрацьованих верстато-змін; n – кількість одиниць обладнання.

Таблиця 1.3 – Показники ефективності використання оборотних засобів

| Назва | Характеристика показників | Розрахунок |
|----------------------------------|---|--------------------------------------|
| Коефіцієнт оборотності | Показником ефективності використання оборотних засобів | $K_{об} = \frac{ВП}{ОК}$ |
| Коефіцієнт завантаження | Характеризує величину оборотних засобів на 1 грн. реалізованої продукції | $K_{зан} = \frac{\overline{ОК}}{ВП}$ |
| Тривалість обороту | Тривалість в днях одного обороту | $T_{об} = \frac{Д}{K_{об}}$ |
| Рентабельність оборотних засобів | Відношення прибутку (Π), одержаного за певний період, до середніх залишків оборотних засобів за той самий період (ОК) | $R_{\phi} = \frac{\Pi}{ОК}$ |

Позначення: ОК – середні залишки оборотних засобів; Д – кількість днів у періоді; $K_{об}$ – коефіцієнт оборотності.

Таблиця 1.4 – Показники ефективності використання праці (трудових ресурсів)

| Назва | Характеристика показників | Розрахунок |
|-----------------------------|--|--------------------------------------|
| Продуктивність праці | Характеризує кількість продукції, виробленої в одиницю часу, або витрати часу на виробництво одиниці продукції | $ПП = \frac{ВП}{ЖП}$ |
| Трудомісткість продукції | Характеризує затрати робочого часу на виробництві одиниці або всього обсягу виготовленої продукції | $ПП = \frac{ЖП}{ВП}$ |
| Фондоозброєність | Вартість основних виробничих засобів, що припадає на одного працівника | $\Phi_o = \frac{\overline{ОЗ}}{СЧП}$ |
| Зарплатомісткість продукції | Визначає, скільки гривень заробітної плати припадає на 1 гривню виготовленої продукції | $З_m = \frac{\Phi_{on}}{ВП}$ |

Позначення: ЖП – витрати живої праці, що відображається кількістю відпрацьованих людино-годин; СЧП – середньооблікової чисельності працівників з певний період; Фоп – фонд оплати праці.

Таблиця 1.5 – Показники ефективності використання капітальних вкладень

| Назва | Характеристика показників | Розрахунок |
|--|---|--|
| Коефіцієнт ефективності капітальних вкладень | Визначає абсолютну ефективність інвестицій | $E_p = \frac{\Delta\Pi}{KB}$ |
| Термін окупності капітальних вкладень | Період часу в роках, за який побудоване чи реконструйоване підприємство забезпечує накопичення прибутку в розмірах, що дорівнюють здійсненим капітальним вкладенням | $T_{ок} = \frac{KB}{\Delta\Pi}$ |
| Зведені витрати | Дорівнює сумі поточних витрат на одиницю продукції за i -м варіантом (C_i) та добутку нормативного коефіцієнта ефективності (E_n) та питомих (на одиницю продукції) капітальних вкладень за i -м варіантом. | $z_i = C_i + E_n K_i \rightarrow \rightarrow \min$ |

Позначення: $\Delta\Pi$ – щорічний приріст прибутку від здійснення капітальних вкладень; KB – сума капітальних вкладень.

Таблиця 1.6 – Узагальнюючі показники ефективності діяльності підприємства

| Назва | Характеристика показників | Розрахунок |
|---|--|---|
| Норма прибутковості | Характеризує величину чистого прибутку, що приходить на одиницю інвестиційних вкладень | $H_{np} = \frac{\Pi}{OЗ+OK}$ |
| Рентабельність продукції | Характеризує ефективність витрат на виробництво продукції | $P_{prod} = \frac{\Pi}{C}$ |
| Коефіцієнт ефективності застосовуваних ресурсів | Характеризує рівень поточних витрат на виробництво | $K_{ep} = \frac{ЧП}{Ч_{np}+(OЗ+OK)K_{вне}}$ |

Позначення: ОЗ – середньорічна вартість основних засобів; ОК – середні залишки оборотних коштів; С – собівартості продукції; ЧП – чиста продукція в порівнянних цінах за рік; Чпр – витрати ресурсів, що відображені чисельністю працівників.

Узагальнюючий, кінцевий результат роботи підприємства оцінюється рівнем ефективності його господарської діяльності: загальним обсягом одержаного прибутку та в розрахунку на одиницю ресурсів. Прибуток та відносний показник прибутку – рентабельність є основними показниками ефективності роботи підприємства, які характеризують інтенсивність господарювання.

Життєдіяльність підприємства багато в чому залежить саме від того, якою мірою забезпечена фінансова віддача ресурсів та наскільки досягається рівень прибутковості в процесі формування витрат. Співвідносити витрати і доходи – головне завдання кожного учасника господарської діяльності.

Водночас абсолютна сума прибутку не характеризує рівня ефективності господарської діяльності. Щоб зробити висновок про рівень ефективності господарювання, отриманий прибуток необхідно порівняти з понесеними витратами або активами, які забезпечують підприємницьку діяльність, тобто визначити рентабельність. Рентабельність має кілька модифікованих форм залежно від того, які саме прибуток і ресурси (витрати) використовують у розрахунках. Передусім розрізняють рентабельність

інвестованих ресурсів (капіталу), рентабельність продукції і рентабельність господарської діяльності.

Професор Мочерний С.В. сформулював сутність ефективності у наступному визначенні: ефективність - це здатність приносити ефект, результативність процесу, проекту тощо, які визначаються як відношення ефекту, результату до витрат, що забезпечили цей результат [97]. Отже, ефективність визначається відношенням результату (ефекту) до витрат, що забезпечили його отримання. Ефективність розкриває характер причинно-наслідкових зв'язків виробництва. Вона показує не сам результат, а те якою ціною він був досягнутий. Тому ефективність найчастіше характеризується відносними показниками, що розраховуються на основі двох груп характеристик (параметрів) – результату і витрат. Це, втім не виключає використання і абсолютних значень вихідних параметрів. Також Мочерний С.В. розрізняє соціальну та економічну ефективність.

Теорія ефективності чітко розмежовує поняття ефекту й ефективності, розуміючи під першим результат заходу, а під другим — співвідношення ефекту і витрат, що його викликали.

Ефект (від лат. effectus — «виконання, дія») означає результат, наслідок певних причин, дій. Ефект може вимірюватися в матеріальному, соціальному, грошовому вираженні. Зокрема, ефект може оцінюватися обсягом додатково виробленої чи спожитої продукції (тобто штуками, кубічними або квадратними метрами, тоннами тощо), показниками поліпшення здоров'я населення (наприклад, зниженням захворюваності або смертності, виробничого травматизму, підвищенням середньої тривалості життя) тощо. У тому випадку, коли зазначені результати отримують грошову оцінку, говорять про економічний ефект.

Економічний ефект - виражений у вартісній (грошовій) формі результат будь-яких дій (зокрема, зазначених вище господарських заходів). Хоча за визначенням результат і ефект є близькими поняттями (ефект - певна форма результату), потреби економічної практики змушують у деяких випадках

розмежовувати зазначені терміни. При цьому під умовним поняттям економічний результат звичайно мають на увазі загальний (брутто) результат (зокрема, виручка, доход), а під поняттям економічний ефект - чистий (нетто) результат (зокрема, прибуток).

Також, економічна ефективність - це вид ефективності, що характеризує результативність діяльності економічних систем (підприємств, територій, національної економіки). Основною особливістю таких систем є вартісний характер засобів (видатків, витрат) досягнення цілей (результатів), а в деяких випадках і самих цілей (зокрема, одержання прибутку).

Кретова А.Ю. у своєму науковому дослідженні зазначає, що ефективність діяльності підприємства – це комплексна категорія з урахуванням функціонального та результативно-цільового характеру діяльності підприємства, різноманітності вияву ефекту від неї за часовим аспектом і дуалістичної природи категорії ефективності. Дана категорія відображає ступінь досягнення цілей діяльності підприємства та його економічність за функціональними підсистемами підприємства з урахуванням часового лагу шляхом виділення ефектів з ретроспективним, теперішнім і майбутнім характером вияву. У ній поєднано економічні та управлінські ознаки. Комплексність категорії ефективності пов'язана з різноманітністю видів ефекту. Відповідно до виділених видів ефекту (з ретроспективним, теперішнім і майбутнім характером вияву) в загальній ефективності діяльності підприємства виділено ретроспективну, теперішню та майбутню ефективність. Класифікація видів ефективності діяльності підприємства та зв'язок між її видами подано на рис. 1.3 [67].

Підходи до оцінювання ефективності діяльності підприємства умовно поділено на:

- економічний, способи якого ґрунтуються на ототоженні ефективності діяльності підприємства з економічною ефективністю в її різновидах (економічна ефективність господарювання, виробнича ефективність,

фінансово-економічна ефективність, економічна ефективність інвестиційних проектів та ін.);

- управлінський, способи якого базуються на порівняльно-цільових засадах діяльності підприємства

За складністю оцінювання ефективності способи можуть бути спрощеними (визначення одного показника без подальшої деталізації), спрощено-розширеними (розрахунок набору показників без встановлення взаємозв'язку між ними) та системними (виявлення комплексу показників, які за концептуальним міркуванням різних авторів складають певну систему, що дозволяє поєднати їхні значення в складі єдиного синтетично-інтегрованого показника).



Рисунок 1.3 – Види ефективності діяльності підприємства та зв'язок між ними [67]

Концептуальним підґрунтям визначення рівня ефективності діяльності підприємства є спосіб її розрахунку: співвідношення результату у формі нарощування вартості та використаних ресурсів або понесених витрат; співвідношення отриманого й запланованого результату; співвідношення отриманого результату та потенційно-можливого результату; співвідношення приросту результату до приросту забезпечувального ресурсу в складі результативності; ступінь виконання (досягнення, використання) окремих складових (елементів) діяльності підприємства; порівняння отриманого результату з альтернативними результатами в разі іншого використання ресурсів [67].

В загальному науковому трактуванні науковці виокремлюють наступну класифікацію ефективності, а саме: бюджетна ефективність; інвестиційна ефективність; соціальна ефективність; економічна ефективність; правова ефективність; інноваційна ефективність; ефективність інтеграції страхових компаній з банками.

Економічна ефективність — це таке співвідношення між ресурсами і результатами виробництва, за якого отримують вартісні показники ефективності виробництва. При цьому можливі три варіанти вказаного співвідношення: 1) ресурси і результати виражені у вартісній формі; 2) ресурси — у вартісній, а результати — у натуральній формі; 3) ресурси — у натуральній, а результати — у вартісній формі.

Автор Мазур І.М. зазначає, що згідно основних прикладних положень теорії виробництва і витрат встановлено, що виробництво регламентується технологією, яка характеризується певною комбінацією факторів, а функція виробництва описує множину технічно ефективних способів виробництва, коли витрачається менше кількість принаймні одного виду ресурсів. Економічно ефективний спосіб виробництва слід обирати з технічно ефективних, що забезпечить виробництво з мінімальними витратами, чи максимальний обсяг видобутку продукції при сталості витрат. При прийнятті управлінських рішень щодо регулювання використання виробничих

потужностей слід враховувати релевантні витрати – змінні внаслідок прийняття рішень, нерелевантні та незворотні, які здійснено раніше і їх неможливо відшкодувати. Такий підхід та специфічні особливості виробництва обмежують використання системи граничних показників для оцінки доцільності регулювання виробничих потужностей нафтогазовидобувних підприємств. Для цього слід використовувати середні питомі витрати на одиницю продукції, що також дозволяє мінімізувати незворотні витрати, оскільки максимум середнього і сукупного прибутку не співпадають, а найвище значення сукупного прибутку досягається при рівності ціни середнім питомим витратам. Нарощування обсягу видобутку нафти і газу доцільне при недосягненні середніми питомими витратами ціни ресурсів, що дозволяє відшкодувати кошти, інвестовані у розробку родовищ.

Ефективність функціонування нафтогазовидобувних підприємств виражають досягненням максимального сукупного прибутку у довготерміновому періоді, що у короткотерміновому періоді проектується у вигляді ефективності створення умов для його досягнення. Управління підприємством полягає в організації раціонального і ефективного регулювання задля досягнення максимальної продуктивності, з виділенням у виробничому процесі окремих складових та забезпечуючи адаптацію до умов зовнішнього середовища. Завдяки цьому, використання принципів побудови зведеної системи показників при розробці комплексної системи критеріїв для управління використанням виробничих потужностей дозволяє визначити ефективність господарювання підприємств за частковими етапами виробничого процесу та «центрами відповідальності».

Відомі методи і моделі оцінки ефективності функціонування підприємств не забезпечують проведення адекватного оперативного аналізу і контролю за виробничою системою, оскільки розглядають не всі аспекти ефективності, які необхідно вимірювати і контролювати. Тому комбінована система показників ефективності функціонування має формуватися за

моделлю призми ефективності, що дозволяє поєднати фінансові, техніко-технологічні, соціально-економічні показники і забезпечити їх порівнюваність за всіма функціональними підрозділами, відображаючи їх внесок у створення передумов для стабільного економічного розвитку підприємства. Комплексна системи показників оперативно характеризує ефективність управління нафтогазовидобувним підприємством та ефективність використання факторів виробництва [81].

Для нафтогазовидобувного підприємства механізм забезпечення ефективності виробництва за допомогою формування і використання виробничих потужностей доцільно представити наступним чином (табл.1.7) [81].

Таблиця 1.7 – Етапи регулювання ефективності виробництва видобувного підприємства рівнем його виробничої потужності

| Етапи | Зміст етапу | Очікувані результати |
|-------|---|---|
| I | Експрес аналіз показників 1-го рівня та результатів функціонування підприємства | Визначення основних тенденцій зміни собівартості та її структури |
| II | Аналіз показників ефективності другого рівня. Вибір виробництв, які потребують попроцесного регулювання | Визначення найбільш капіталомістких виробництв, основних тенденцій та причин зміни показників |
| III | Аналіз показників поопераційного формування витрат | Вибір операцій, які потребують регулювання, вивчення можливості їх усунення, заміни чи перебудови |
| IV | Порівняльний аналіз ефективності заходів з оптимізації виробничої потужності | Вибір рішень та розробка плану організаційно-економічних та техніко-технологічних заходів |
| V | Аналіз ефективності виробництва | Визначення планових показників виробничої потужності підприємства, та зміни показників собівартості трьохрівневої системи |
| VI | Реалізація плану організаційно-економічних та техніко-технологічних заходів | Порівняння досягнутого рівня ефективності виробництва (виробничої потужності) з плановим та проектним |

На першому етапі регулювання ефективності виробництва формуванням і використанням виробничих потужностей узагальнюючі результати діяльності нафтогазовидобувного підприємства можна оцінювати

показниками першого рівня, що дозволяє обрати виробництво для регулювання.

На другому етапі аналізуються показники другого рівня формування операційних витрат за центрами відповідальності (виробничими функціями), проводиться визначення найбільш капіталомістких виробництв і тих, виробничий процес яких потребує регулювання. Ця інтегрована частина процесу управління складається з набору управлінських рішень директивного характеру, спрямованих на коригування поточних показників згідно визначених обмежень.

На третьому етапі проводиться вибір операцій, які потребують регулювання щодо їх витратомісткості шляхом усунення, заміни або впровадження технічних і технологічних інновацій, оскільки саме таке регулювання буде найбільш ефективним. Результати дослідження на третьому етапі мають значну вагу, оскільки обмежують кількість заходів, що аналізуватимуться на наступному етапі.

На четвертому етапі відбувається аналіз економічної та технологічної ефективності заходів з оптимізації виробничих операцій, та обираються ті, які є найбільш ефективними і дають можливість досягнути планових результатів. Запропонована класифікація заходів та робіт із регулювання виробничих потужностей у нафтогазовидобутку дозволяє систематизувати види робіт за об'єктом впливу (технологічне обладнання, об'єкт розробки чи система управління) та напрямом технологічних інновацій (процес експлуатації свердловин, технічне переозброєння і реконструкція нафтового та газового обладнання, ремонт і модернізація обладнання чи нові технічні та технологічні рішення). Це створює передумови для розробки теоретико-методичних положень із визначення технологічної та економічної ефективності окремих груп робіт та заходів, які ґрунтуються на оптимізаційних підходах систем критеріальної оцінки. До них включено показник доходу на одну гривню сумарних витрат, критерій ефективності додаткових інвестицій, показник, який враховує співвідношення граничного

доходу від продажу додаткової продукції та додаткових витрат на її видобуток, що забезпечує нарощування виробничих потужностей до досягнення максимального сукупного прибутку. При проектуванні нових, реконструкції, технічному переозброєнні діючих виробничих потужностей необхідно здійснювати розрахунки економічної ефективності природоохоронних заходів, що досягається економією збору за забруднення навколишнього середовища та отриманням додаткової продукції внаслідок утилізації.

В результаті дослідження формується перелік заходів, які можуть використовуватися для досягнення запланованого рівня виробництва і безпосередньо впливають на формування виробничої потужності підприємства.

П'ятий етап дослідження характеризується визначенням планових показників виробничої потужності при різних сценаріях підвищення ефективності виробничих операцій за рахунок впровадження техніко-технологічних заходів з оптимізації операцій, що регулює ефективність виробництв [81].

Визначення економічної ефективності заходів з нової техніки, передової технології відноситься до числа найбільш складних проблем економічної науки. Від правильної та об'єктивної оцінки економічної ефективності будь-якого науково-технічного заходу залежать об'єми його впровадження і розповсюдження на нафтогазовидобувних підприємствах. Це відноситься також і до робіт із впровадження заходів з підвищення нафтовіддачі, які є одним із основних засобів в процесах стабілізації видобутку нафти при експлуатації родовищ на пізній стадії розробки.

Економічна оцінка заходів із стабілізації видобутку нафти полягає у визначенні ролі досліджуваних процесів для поліпшення техніко-економічних показників нафтовидобувного підприємства, встановлення економічного ефекту і виявлення на цій основі найбільш сприятливих умов для застосування методів дії на пласт і ПЗП [3]. Для визначення економічної

ефективності проведення заходів із ПНП необхідно, перш за все, визначитись у виборі критеріїв, що характеризують ефективність даного виду робіт, у визначенні їх відмінних ознак, що найбільш повно відображають зміст цього процесу. На даний час не існує однозначної відповіді на дане питання з технологічної та економічної точок зору, внаслідок чого, для оцінки ефективності заходів по підвищенню нафтовіддачі пластів (ПНП) відсутній загальний критерій, виражений у вартісних чи натуральних показниках, а оцінка ефективності здійснюється за окремими показниками: приросту видобутку нафти, зменшення обводненості продукції, зниження собівартості видобутку нафти, збільшенню приймальності нагнітальних свердловин, скороченню непродуктивної закачки води та інші [81].

Велика кількість робіт присвячена також визначенню економічної доцільності проведення заходів із інтенсифікації видобутку нафти. Економічно доцільними вважають роботи при умові, якщо собівартість додатково видобутої нафти є нижчою або на рівні собівартості продукції підприємства без проведення даних робіт. Реалізація даного критерію можлива при отриманні значного приросту добового дебіту нафти і суттєвого зниження дебіту води, що можливе тільки при експлуатації високодебітних свердловин. До того ж затрати на проведення заходів є достатньо високими, тому даний критерій не буде сприяти розширенню об'ємів даних робіт, а навіть їх скороченню. Також варто зазначити, що межі економічної доцільності проведення методів інтенсифікації видобутку нафти залежать від величини ціни реалізації нафти.

На даний час розрахунки ефективності методів інтенсифікації на родовищах ПАТ “Укрнафта” здійснюються згідно “Методики оцінки технологічної і економічної ефективності робіт з інтенсифікації видобування газу та нафти” [90] та “Методики визначення ефективності впровадження заходів науково-технічного прогресу ПАТ “Укрнафта” [89].

Варто зазначити, що негативним моментом у даній методиці є те, що при розрахунках не враховано фактору часу. Значні протиріччя виникають

також при розрахунку фактичного ефекту, оскільки за весь термін дії заходу його не можна визначити, якщо цей термін ще не закінчився.

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

На думку науковця І. Іванченко [49] на сучасному етапі розвитку нафтогазового комплексу України особливу роль у нафтовидобутку відводять вирішенню проблем підвищення ефективності розробки нафтових родовищ, створенню передових технологій з найповнішого вилучення запасів та інших заходів з інтенсифікації видобутку нафти, які призводять до збільшення темпів видобування нафти на пізніх стадіях розробки родовищ.

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

Методи оцінювання економічної ефективності при проведенні заходів з інтенсифікації видобутку нафти, підвищення нафтовилучення пластів пройшли певну еволюцію. Але на всіх етапах удосконалення методичних підходів основоположним моментом залишалось обґрунтоване визначення витрат або собівартості видобутку нафти в результаті проведених заходів.

Наприклад, у 60 – 70 рр. минулого століття у якості основного економічного критерію використовувалось зниження експлуатаційних витрат, за величиною яких визначалась економічна доцільність проведення науково-технічних заходів, спрямованих на збільшення видобутку нафти.

Якщо здійснювати ретроспективний аналіз підходів до оцінки методів, то наступними були "Методика визначення економічної ефективності впровадження нової техніки, механізації та автоматизації виробничих процесів у промисловості" 1961 р., "Основні методичні положення з визначення економічної ефективності науково-дослідних робіт" 1963 р.

Хоча розглянуті методики і мали незначні відмінності, але усі вони були об'єднані загальним підходом. Показник рентабельності для оцінювання ефективності капітальних вкладень майже не використовувався. Показники ефективності, визначені на основі приросту чистого продукту, на практиці знайшли обмежене застосування, оскільки в галузях і на підприємствах при тогочасному стані обліку вони не розраховувались. Крім того, широкому їх застосуванню перешкоджали різні рівні рентабельності у галузях та на підприємствах, а також недоліки в ціноутворенні, які викликали відхилення реалізованої чистої продукції від величини створеного в окремих галузях національного доходу. Таким чином, дані методики не мали достатнього теоретичного підґрунтя й чіткого обґрунтування критеріїв оцінювання ефективності капіталовкладень [49].

У 1986 р. для нафтовидобувної промисловості були розроблені «Методичні вказівки з визначення економічної ефективності нової техніки, винаходів і раціоналізаторських пропозицій у нафтовидобувній промисловості». Згідно з цими методичними вказівками необхідною умовою визначення річного економічного ефекту була співставність порівнюваних варіантів нової і базової техніки за обсягами продукції, її якісними параметрами, природними умовами використання техніки, рівнем втрат нафти і газу в галузі, фактором часу, спеціальними факторами виробництва й використання продукції, включаючи вплив на навколишнє середовище.

У розрахунок економічного ефекту було введено норматив питомих приведених витрат на 1 т приросту видобутку нафти по заходах, що збільшують видобуток нафти і нафтовіддачу пластів. Величина нормативу встановлювалась по так званих замикаючих витратах, які визначались як гранично допустимі з народногосподарських позицій витрати на приріст (підтримання) видобування нафти для періоду, що розглядався.

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

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

Реалізація такого підходу вимагала обов'язкового приведення різночасових витрат, а також основних і супутніх результатів до єдиного для всіх варіантів моменту часу – розрахункового року. За розрахунковий рік рекомендувалося приймати найбільш ранній з усіх варіантів рік, який передував початку використання нової технології. Дані рекомендації відіграли позитивну роль у подальшому формуванні теоретико-методологічних основ оцінювання ефективності інвестицій, оскільки саме ними були введені дисконтовані грошові потоки, а показник за своїм змістом був аналогічним показникові чистої теперішньої вартості (NPV). Разом з тим чимало суперечливих моментів так і залишились не вирішеними [49].

Мазур І.М. для нафтогазовидобувного підприємства пропонує трьохрівневу систему показників, які характеризують собівартість на рівні підприємства загалом, його структурних підрозділів - цехів (виробництв) та на поопераційному (функціональному) рівнях (рис. 1.4) [79].

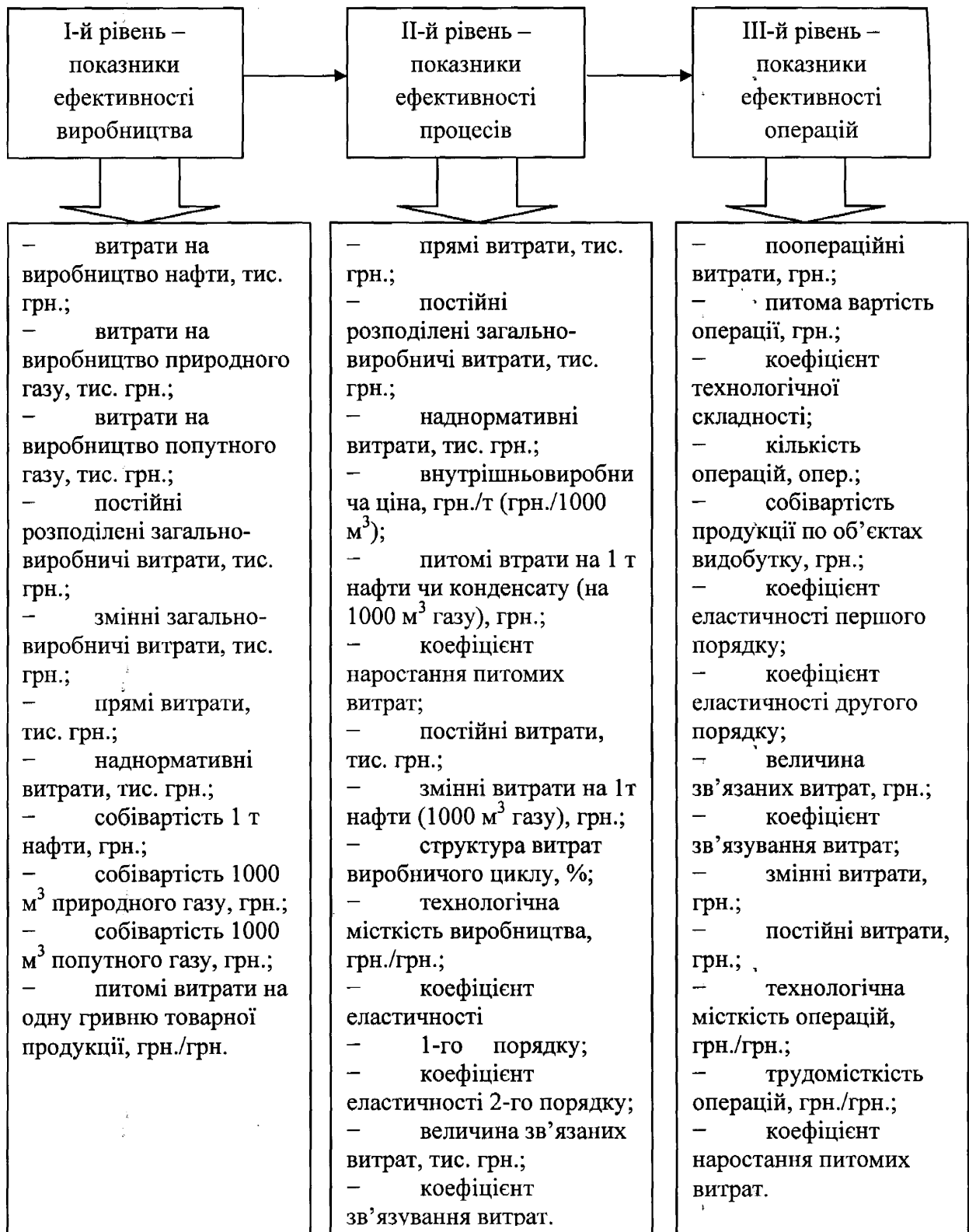


Рисунок 1.4 – Трьохрівнева система показників ефективності виробництва та регулювання процесів і операцій для нафтогазовидобувного підприємства

Аналіз цих витрат дає можливість визначити основні тенденції зміни собівартості і її структури, що дозволяє більш детально розглянути показники другого рівня і визначити чинники, що впливають на зміну операційних витрат.

«До основних показників другого рівня введено: прямі витрати, постійні розподілені і змінні загально-виробничі витрати, наднормативні витрати; структуру витрат; проміжну собівартість або внутрішньовиробничу ціну - вартість одиниці продукції після віднесення витрат процесу; питомі витрати на виробництво; коефіцієнти наростання питомих витрат - співвідношення питомих витрат процесу до питомих витрат першого в технологічній послідовності; постійні і змінні витрати; трудомісткість виробництва, фондомісткість виробництва; коефіцієнти еластичності першого та другого порядку: величину зв'язаних витрат; середню тривалість або коефіцієнт зв'язування витрат.

Аналізуються показники другого рівня формування операційних витрат за центрами відповідальності (виробничими функціями): видобутком нафти і газу; збиранням, зберіганням і внутрішньовиробничим транспортуванням нафти і газу; підтриманням пластового тиску; водопостачанням; стиснутим газом; ремонтом експлуатаційного обладнання; прокатом експлуатаційного обладнання; електропостачанням; ремонтом електрообладнання; обслуговуванням та ремонтом контрольно-вимірювальних приладів; поточним ремонтом свердловин; капітальним ремонтом свердловин - вони є центрами відповідальності і калькуляційними об'єктами»[79, с. 47].

В сучасних умовах існує необхідність постійного контролю за економічними показниками роботи кожної свердловини з метою виявлення нерентабельних свердловин по родовищу, нафтогазовидобувному підприємству і визначення їх впливу на фінансовий стан нафтової компанії. Це потрібно для прийняття обґрунтованих рішень щодо ефективного використання фонду видобувних свердловин. У зв'язку з цим необхідно

зазначити, що так звану «свердловинну» собівартість можна і потрібно використовувати для визначення ефективності дії на ПЗП по окремих свердловинах, дослідних роботах, визначенні економічно доцільних меж експлуатації високообводнених і низькодебітних свердловин, а також для окремих видів аналізу експлуатації свердловин.

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

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

На основі проведеного аналізу доцільно визначити систему основних показників, що характеризують ефективність діяльності нафтогазовидобувного підприємства наступним чином (рис. 1.5).

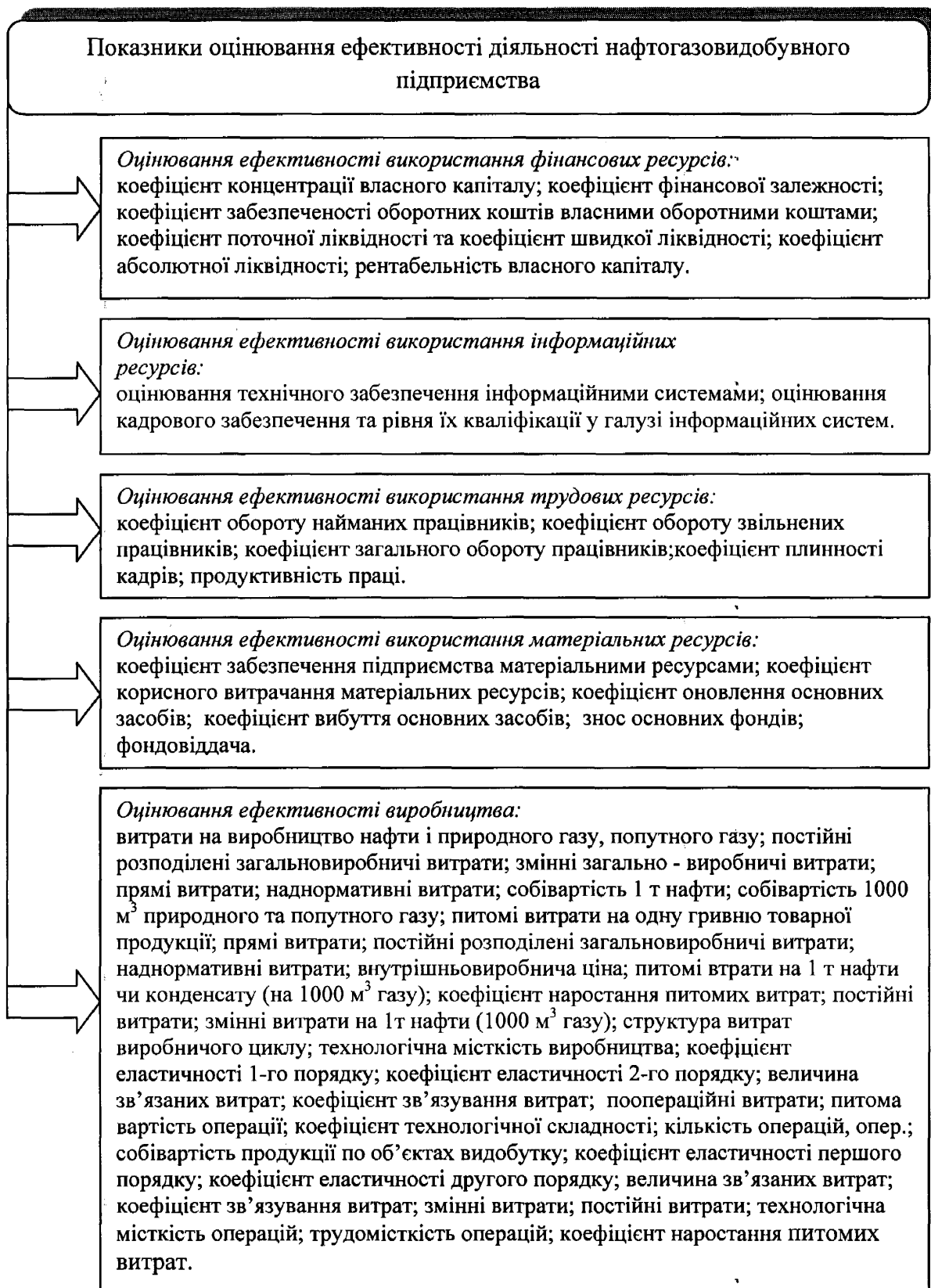


Рисунок 1.5 – Узагальнення показників оцінювання ефективності діяльності нафтогазовидобувного підприємства

Тому комбінована система показників ефективності функціонування повинна формуватися за моделлю призми ефективності, що дозволяє

поєднати фінансові, техніко-технологічні, соціально-економічні показники і забезпечити їх порівнюваність за всіма функціональними підрозділами, відображаючи їх внесок у створення передумов для стабільного економічного розвитку підприємства. Таким чином, комплексна система показників покликана оперативно характеризувати ефективність управління нафтогазовидобувним підприємством та використання сновних факторів виробництва.

Висновки до розділу 1

На підставі проведеного дослідження сутності теоретичних та методологічних основ функціонування нафтогазовидобувних підприємств можна зробити наступні висновки.

1. Встановлено, що функціонування вітчизняних нафтогазовидобувних підприємств відбувається у межах вертикально-інтегрованих компаній із визначеним чітким та системним державним регулюванням й контролюванням, що відповідним чином впливає на ефективність їх діяльності. Досліджено та ґрунтовно проаналізовано нормативно-правові акти та нормативні документи, що регулюють діяльність вітчизняних нафтогазовидобувних підприємств. Сформульовано відповідні висновки щодо законодавчого забезпечення рівня прозорості відносин у нафтогазовій галузі.

2. На основі проведеного аналізу умов функціонування нафтогазовидобувного комплексу запропоновано концептуальні особливості діяльності нафтогазовидобувних підприємств групувати відповідним чином, а саме із виокремленням основних макроекономічних та мікроекономічних факторів впливу (ризиків), основних проблем та основних заходів підвищення ефективності функціонування нафтогазовидобувних підприємств.

3. Визначено, що управління об'єктами нафтогазовидобування ґрунтується на інтелектуалізації систем управління ними, що пов'язано не тільки з розширенням діапазону завдань, які необхідно розв'язувати, але й з необхідністю забезпечення високого рівня адаптації систем управління до специфіки об'єктів і до зміни умов зовнішнього середовища їх функціонування. Аналіз підходів до управління діяльністю нафтогазовидобувних підприємств дозволив виокремити наступні їх аспекти: необхідність удосконалення організаційної структури вимагає вирішення проблем, пов'язаних з орієнтацією структурних підрозділів на досягнення результатів, розмежуванням їх відповідальності, концентрацією функцій управління з метою комплексної взаємодії на відповідні об'єкти, вибором критеріїв оцінки підрозділів; необхідність імплементації засад стратегічного управління, оскільки це дозволить вітчизняним підприємствам легко адаптовуватись до постійно змінюваних умов зовнішнього середовища та відповідним чином мобілізувати власні ресурси.

4. Досліджено дефініцію сутності поняття «стратегія», що в широкому трактуванні представляється як довгостроковий, якісно визначений напрям розвитку організації, що стосується сфери, засобів і форм її діяльності, системи взаємовідносин усередині організації, а також позиція організації в навколишньому середовищі, що приводить її до цілей. Узагальнюючи різноманітні наукові трактування, сутність поняття «стратегія» доцільно визначати як модель відповідних управлінських рішень та дій щодо мобілізації певних ресурсів та активів, а також довгострокове планування підприємства на досягнення конкурентних переваг.

5. Запропоновано досягнення ефективності стратегічного управління при забезпеченні сталого розвитку нафтогазовидобувних підприємств визначати, за умов: планування та реалізування, що зумовлює необхідність чіткого визначення місії та цілей; стратегічні цілі мають бути декомповані у систему завдань; в процесі реалізації стратегії мають бути використані механізми конкролінгу; стратегія повинна бути ефективною; розроблення та

впровадження стратегій має будуватись на засадах інноваційного розвитку, що є головним завданням формування механізму стратегічного інноваційного розвитку.

6. Досліджено застосування процесного підходу в управлінні нафтогазовидобувними підприємствами. Визначено, що імплементація сучасних підходів до управління діяльністю нафтогазовидобувних підприємств має ґрунтуватись на стратегічному та превентивному управлінні із застосуванням процесного підходу, що в комплексі зумовить підвищення ефективності функціонування нафтогазового комплексу.

7. Проаналізовано складну категорію економічної науки - економічну ефективність, яка має: відображати витрати всіх видів ресурсів, що споживаються на підприємстві; створювати передумови для виявлення резервів підвищення ефективності виробництва; стимулювати використання всіх резервів, наявних на підприємстві; забезпечувати інформацією стосовно ефективності виробництва всі ланки управлінської ієрархії; виконувати критеріальну функцію. Досліджено систему показників ефективності господарської діяльності суб'єкта господарювання із виокремленням груп показників: ефективності використання основних засобів; ефективності використання оборотних засобів; ефективності використання праці (трудових ресурсів); ефективності окремих видів діяльності; узагальнюючі показники ефективності господарської діяльності підприємства.

8. Запропоновано на основі проведеного аналізу визначати систему основних показників, що характеризують ефективність діяльності нафтогазовидобувного підприємства відповідним чином. Саме комбінована система показників ефективності функціонування повинна формуватись за моделлю призми ефективності, що дозволяє поєднати фінансові, техніко-технологічні, соціально-економічні показники і забезпечити їх порівнюваність за всіма функціональними підрозділами, відображаючи їх внесок у створення передумов для стабільного економічного розвитку підприємства. Така комплексна система показників повинна оперативно

характеризувати ефективність управління нафтогазовидобувним підприємством та ефективність використання факторів виробництва.

Основні результати розділу 1 опубліковані у працях [8, 9, 12, 13].

РОЗДІЛ 2. РОЗРОБЛЕННЯ МЕТОДИЧНОГО ІНСТРУМЕНТАРІЮ ОЦІНЮВАННЯ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН

2.1. Класифікація заходів та формування програми із підвищення ефективності діяльності нафтогазовидобувних підприємств і управління фондом свердловин

Аналіз ефективності управління фондом свердловин нафтогазовидобувних підприємств передбачає оцінювання економічної ефективності їх діяльності із врахуванням умов, особливостей та тенденцій функціонування, обумовлених низкою чинників, зокрема:

- технології - відсутність радикальних змін в технологіях видобутку; неповнота вилучення вуглеводнів; багатоваріантність застосування різних технологій; накопичення інформації про об'єкт розробки по ходу здійснення робіт; рівень розвитку альтернативної енергетики;
- природні чинники - геологія родовищ; різна цінність запасів нафти і газу у надрах, обмеженість і невідновність запасів;
- держава - фіскальна політика; правове регулювання;
- фактори ринку - багатофакторна залежність світової ціни на нафту; основні споживачі нафти і газу - країни, що імпортують їх; доступність фінансових ресурсів.

Слід відмітити, що в сучасних економічних умовах вітчизняні нафтогазовидобувні підприємства на рівні державного регулювання потребують заходів із підвищення їх зацікавленості у, максимальному вилученні запасів із пластів вкладенні коштів в розвідку і приріст запасів, залучені у розробку невеликих родовищ, інтенсифікації науково-технічного прогресу в галузі. Проте, практика свідчить, що на сучасному етапі державна система регулювання нафтогазовидобувної галузі не здатна стимулювати

нафтогазовидобувні підприємства до розробки складно пербудованих і невеликих родовищ. Окрім цього, при розробці родовищ часті випадки недосягнення проектних значень нафтовіддачі, що пов'язане із порушеннями в технології розробки, несвоєчасному або неповному аналізі фактичних даних і необхідному коригуванні системи розробки.

Велике значення вуглеводневої сировини в світовій економіці і глобалізація світового нафтового ринку призвели до того, що ціна на нафту є важливим світовим економічним показником, зміна котрого вже не можна однозначно прив'язати до одного-двох факторів. Ціна газу на сьогоднішній день безпосередньо залежить від ціни нафти. До зміни цін на енергоресурси можуть привести такі фактори: інформація про зміни світових запасів або видобутку нафти, військові дії (особливо в нафтоносних регіонах), зниження курсу долара, нетипові погодні явища, спекуляції на ринку нафтогазової сировини тощо.

Таким чином, обмеженість ресурсної бази, ускладнення структури запасів, державне регулювання надрокористування і глобалізація нафтового ринку ведуть до зростання конкуренції компаній в області нафтозаговидобувних технологій і управління ними.

Тому висококонкурентні нафтові компанії переслідують мету створення збалансованої структури своїх активів і управління відповідними ризиками при їх формуванні. Стратегії їх розвитку передбачають інтенсивне впровадження технологічних та управлінських новацій як основних факторів витримання гострої конкурентної боротьби в умовах відкритості енергетичного сировинного ринку.

Таким чином, вітчизняним нафтогазовидобувним підприємствам, щоб забезпечити зростання видобутку і надовго зберегти свою частку на світовому ринку, необхідні масштабні інвестиції в розвідку і розробку нових родовищ, а також вкладення в нові технології до розробки існуючих родовищ. Проте, незважаючи на сприятливу цінову кон'юнктуру і потребу галузі в нарощенні запасів, обсяги робіт у цьому напрямку недостатні. Проблема в тому, що

інвестиції в підтримку видобутку забезпечують високу і негайну віддачу, тоді як, інвестиції в розвідку і розробку нових родовищ значно більш довгострокові і ризиковані. А це означає, що для втілення нових проектів компаніям необхідний інший набір управлінських і технологічних знань та вмінь, а також потрібні такі умови діяльності, що заохочують значні довгострокові інвестиційні вкладення.

Одним з важливих моментів при формуванні стратегій підвищення економічної ефективності функціонування нафтогазовидобувних підприємств є систематизація заходів, що входять в стратегічні плани підвищення економічної ефективності діяльності нафтогазовидобувних підприємств. З цією метою нами запропонована класифікація, що розвиває існуючі класифікації геолого-технічних і організаційно-економічних заходів у окремих напрямках діяльності нафтогазовидобувних підприємств та пропонує деякі нові групувальні ознаки цих заходів.

Так, всю сукупність заходів, спрямованих на підвищення економічної ефективності діяльності нафтогазовидобувних підприємств пропонується класифікувати залежно: від характеру заходів; цільової спрямованості; за факторами розвитку виробництва; за напрямками підвищення економічної ефективності; за часом охоплення (рис. 2.1).

За характером заходів виділено 4 групи заходів, а саме:

1. У нарощення мінерально-сировинної бази.
2. Ефективність використання основних фондів.
3. Ресурсозберігаючі заходи.
4. Заходи, спрямовані на підвищення експлуатаційної надійності та довговічності нафтопромислових об'єктів.

Більшість заходів, спрямованих на поліпшення мінерально-сировинної бази носять інвестиційний характер, тому відразу слід виділити поняття інвестиції в мінерально-сировинну базу. Інвестиції в мінерально-сировинну базу – це інвестиції, спрямовані на зміну розмірів, структури запасів усіх видів вуглеводнів, темпів і ступеня їх використання.

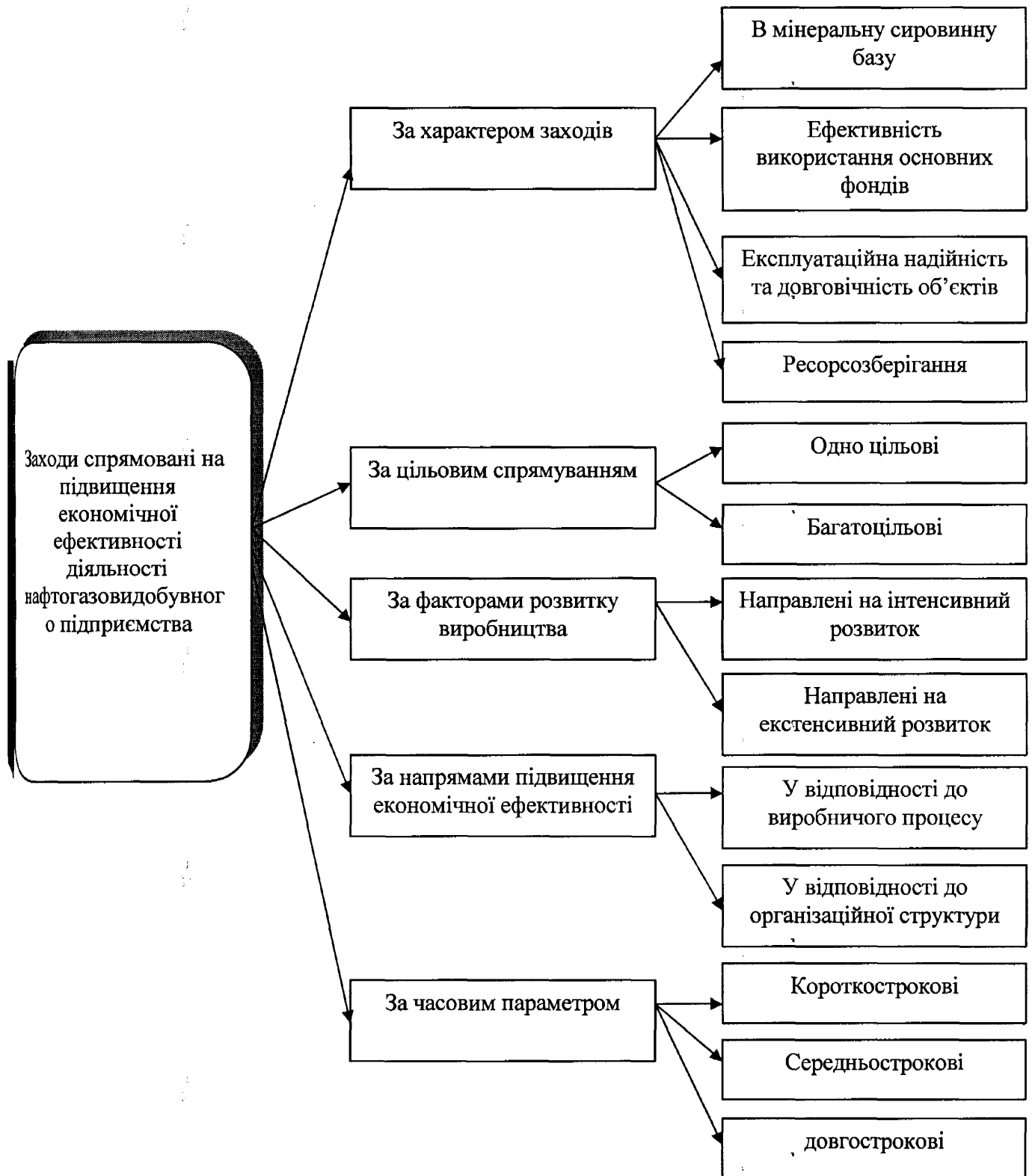


Рисунок 2.1 – Класифікація заходів спрямованих на підвищення економічної ефективності діяльності нафтогазовидобувних підприємств

Основними цілями інвестування в мінерально-сировинну базу є: приріст запасів та підвищення їх якості, що дає нафтогазодобувним компаніям довгострокові конкурентні переваги; інтенсифікація використання мінерально-сировинної бази (збільшення обсягів видобутку), що дає як поточні, так і довгострокові конкурентні переваги.

Особливо важливу роль серед заходів спрямованих на підвищення ефективності діяльності А.Т.П. мають доходи спрямовані на більш ефективне використання основних фондів. Серед основних фондів найбільш цінною і вартісною їх частиною є фонд свердловин.

В старих нафтових районах, експлуатаційні свердловини, що знаходяться на пізній стадії розробки становлять основну частину загального фонду свердловин, а відповідно, і видобутку нафти з них. У районах, що тільки вступають в експлуатацію, спочатку провідне положення займає категорія нових свердловин. Збереження в тривалій експлуатації свердловин діючого фонду і організація повсякденного контролю за роботою цих свердловин продовжують залишатися одними з найважливіших завдань. Поліпшення використання свердловин вимагає постійного спостереження за їх станом, систематичного проведення робіт з підтримки їх в працездатному стані, організації технічно грамотної експлуатації. Ремонт нафтових свердловин є умовою їх часткового відтворення. Раціональна організація системи ремонтів підтримує свердловини в стані експлуатаційної готовності, покращує їх використання. Це позитивно впливає на обсяг видобутку вуглеводнів, продуктивність праці, рентабельність виробництва та інші показники.

До інших заходів, спрямованих на підвищення ефективності використання свердловин відносяться: забезпечення оптимальної видобутку нафти з кожної свердловини, залучення в експлуатацію недіючих свердловин з проведенням геолого-технічних заходів, збільшення міжремонтного періоду свердловин.

На рис. 2.2. наведено програмно-методичний комплекс завдань, за допомогою якого вирішуються питання з управління рухом фонду свердловин і націй підставі оптимізації плану видобутку нафти.



Рисунок 2.2 – Комплекс завдань з управління рухом фонду свердловин та оптимізацією видобутку нафти

Ресурсозберігаючі заходи спрямовані на раціональне використання матеріалів, виробничих запасів, використовуються у виробничому процесі ґрунтуються на економії паливно-енергетичних ресурсів, що може досягатися за рахунок: підвищення рівня використання попутного газу; зниження споживання електроенергії шляхом удосконалення технології заводнення;

зниження обводнення нафти; переходу до динамічного режиму розробки; економії теплової енергії.

За цільовим спрямуванням можна виділити одноцільові і багатоцільові заходи. Проведення одноцільових заходів спрямоване виключно на підвищення економічної ефективності діяльності нафтогазовидобувного підприємства, їх результатом є зниження витрат підприємства. Багатоцільові заходи спрямовані як на покращення виробничої діяльності, так і на зниження забруднення навколишнього середовища, зниження технічних ризиків.

За факторами розвитку виробництва виділяють дві групи заходів:

1. Спрямовані на екстенсивний розвиток виробництва за рахунок: збільшення кількості засобів праці, збільшення чисельності робочої сили; збільшення часу використання робочої сили, збільшення тривалості функціонування основних виробничих фондів, покращуванням оборотних коштів, усунення непродуктивного використання засобів праці, збільшення обсягів випуску і реалізації продукції та послуг.

2. Спрямовані на інтенсивний розвиток виробництва за рахунок: вдосконалення використовуваних засобів праці, вдосконалення використовуваних предметів праці, вдосконалення використовуваної робочої сили, вдосконалення технології та організації виробництва, вдосконалення організації праці, вдосконалення системи управління організацією, вдосконалення використання основних виробничих засобів.

У напрямку підвищення економічної ефективності у виробничому ланцюжку виділяють заходи, спрямовані на підвищення ефективності роботи у: видобутку нафти і газу; підготовці нафти і транспортуванні нафти і газу; ремонті свердловин; будівельно-монтажних роботах; утилізації відходів; інших непрямих (транспортування, обслуговування виробничого процесу).

Заходи, спрямовані на вдосконалення організаційної структури проводяться, торкаючись трьох можливих напрямів діяльності підприємства: зміна масштабів операційної діяльності; зміна напрямків діяльності (структурні зміни); реструктуризація всього підприємства (організаційної структури).

За часом охоплення, тобто за тривалістю дії економічного ефекту заходи поділяються на: з короткостроковим періодом ефективності (до 1 року); середньостроковим періодом ефективності (до 5 років); довгостроковим періодом ефективності (понад 5 років).

Запропонована класифікація дає змогу системно підійти до питань формування програми підвищення ефективності нафтогазовидобувного підприємства як одного із видів довгострокового планування заходів із вирішення цієї проблеми, виявлення пріоритетних напрямків підвищення ефективності.

Існуючі підходи до оцінки результатів реалізації підвищення ефективності діяльності нафтогазовидобувного підприємства, мають ряд недоліків, в тому числі, в частині обліку комплексності впливу програми на результати підприємства.

У свою чергу, залежно від джерел фінансування і напрямків реалізації програми підвищення економічної ефективності, комплексність впливу цього процесу на підприємство виражається в таких аспектах:

- програма підвищення ефективності діяльності нафтогазовидобувного підприємства змінює форму і структуру активів підприємства, визначаючи тим самим його майновий потенціал і виробничі можливості;

- програма має бути спрямована на розвиток підприємства незалежно від її конкретного напрямку (розробка та впровадження нових технологій, розширення сфер діяльності, виробничих ланок, вихід на нові ринки тощо) вимагає адекватного розвитку системи управління підприємством і реалізації кадрового потенціалу;

- джерела здійснення програми підвищення ефективності діяльності нафтогазовидобувного підприємства утворюють портфель боргових зобов'язань підприємства і впливають на розмір вільних власних коштів, що визначає фінансовий стан підприємства.

У дисертаційному дослідженні автором розроблено процедуру (рис. 2.3) формування програми підвищення економічної ефективності діяльності

підприємства, що враховує комплексну взаємодію програми на процес розвитку підприємства.

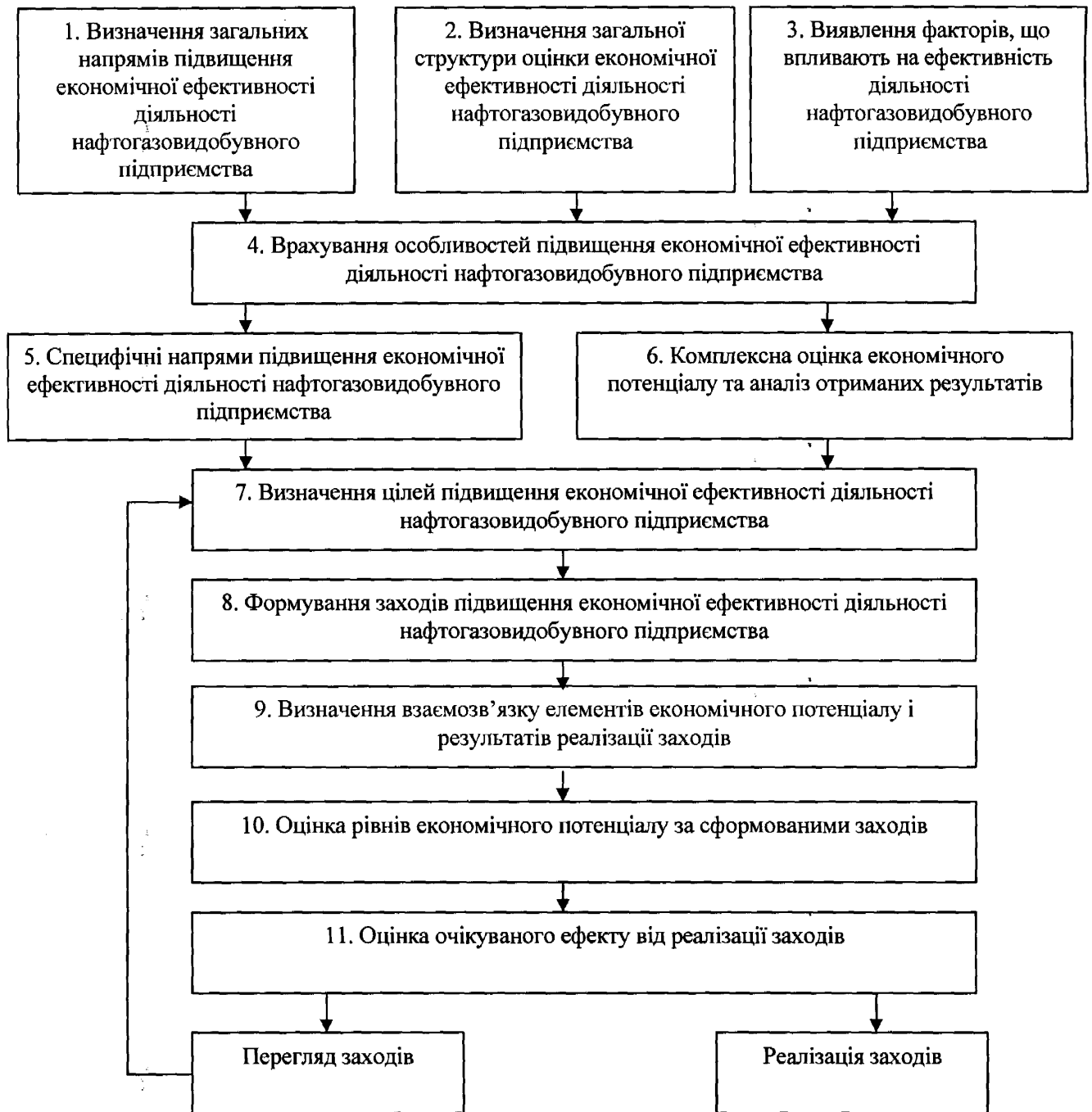


Рисунок 2.3 – Процедура формування програми підвищення ефективності діяльності нафтогазовидобувного підприємства

На першому та другому етапах цієї процедури визначаються загальні напрями підвищення економічної ефективності діяльності нафтогазовидобувних підприємств і загальна структура оцінки економічної

ефективності . Дані етапи типові для підприємств будь-яких видів виробничої діяльності і не враховують галузеву специфіку.

Третій і четвертий етапи процедури враховують особливості функціонування галузі через фактори, що впливають на діяльність підприємств галузі.

Врахування особливостей дає можливість виявити специфічні напрями підвищення економічної ефективності діяльності нафтогазовидобувних підприємств (етап 5).

На шостому етапі проводиться комплексна оцінка економічної ефективності діяльності нафтогазовидобувного підприємства. В основу методичного підходу комплексної оцінки діяльності нафтогазовидобувного підприємства покладено поняття економічного потенціалу. Аналіз результатів комплексної оцінки і виділені специфічні напрями підвищення економічної ефективності діяльності нафтогазовидобувного підприємства дають змогу визначити цілі підвищення економічної ефективності діяльності нафтогазовидобувного підприємства і сформулювати заходи із реалізації програми підвищення економічної ефективності діяльності нафтогазовидобувного підприємства (етапи 7 і 8).

На дев'ятому етапі відбувається визначення взаємозв'язку економічного потенціалу за сформованим портфелем заходів , що дає можливість оцінити рівень економічного потенціалу за сформованими заходами програми підвищення економічної ефективності діяльності нафтогазовидобувного підприємства (етап 10), а також провести оцінку задоволеності результатами оцінки (етап 11) цілям підвищення економічної ефективності діяльності та стратегії розвитку нафтової компанії в даному сегменті бізнесу. Таким чином, процес реалізації програми підвищення економічної ефективності діяльності нафтогазовидобувного підприємства знаходиться в тісному взаємозв'язку з виробничим , фінансовим і управлінським потенціалом підприємства: з одного боку, для реалізації програми підприємство має сукупність технологій, активів, фінансових ресурсів і компетенцій, з іншого

боку, інвестиційна діяльність має бути спрямована саме на збільшення потенціалу підприємства.

Комплексної оцінка програми з підвищення економічної ефективності діяльності підприємства може проводитися за трьома групами методів: динамічних, методів реальних опціонів, методи на основі оцінки вартості компанії. Їх аналіз дає змогу стверджувати доцільність розробки вдосконаленого методичного підходу до оцінки економічної ефективності діяльності нафтогазовидобувних підприємств, що враховує особливості його функціонування.

Такий методичний підхід до оцінки економічної ефективності діяльності нафтогазовидобувного підприємства, заснований на механізмі формування програми підвищення економічної ефективності діяльності нафтогазовидобувного підприємства, має складатися з шести послідовних етапів: 1) класифікація заходів із підвищення ефективності діяльності нафтогазовидобувного підприємства; 2) процедури формування програми підвищення економічної ефективності діяльності нафтогазовидобувного підприємства; 3) моделі комплексної оцінки програми підвищення економічної ефективності діяльності нафтогазовидобувного підприємства; 4) аналізу груп факторів, що впливають на економічну ефективність діяльності нафтогазовидобувного підприємства; розробки показників комплексної оцінки економічної ефективності діяльності нафтогазовидобувного підприємства з урахуванням галузевої структури; 6) механізму формування сценаріїв програми підвищення економічної ефективності діяльності нафтогазовидобувного підприємства. Реалізації такого економічного механізму формування програми і оцінка підвищення економічної ефективності діяльності нафтогазовидобувних підприємств, дають змогу управляти їх економічною ефективністю як в короткостроковий, так і в довгостроковий періоди.

2.2. Оцінювання ризиків при управлінні фондом свердловин нафтогазовидобувних підприємств

Трансформаційні економічні процеси в Україні вимагають поглиблення теоретичних і практичних доробок щодо оцінювання та управління ризиками господарської діяльності нафтогазовидобувних підприємств, оскільки у науковій літературі до цього часу відсутня ефективна комплексна система оцінки та управління господарськими ризиками підприємств, недостатньо висвітлені практичні аспекти управління господарським ризиком із врахуванням галузевої специфіки.

Як вже зазначалось у сучасних умовах господарювання на ефективність функціонування нафтогазовидобувних підприємств значною мірою впливають різноманітні зовнішні та внутрішні фактори, що пов'язані із різноманітними ризиками та можливими втратами. Саме тому актуалізуються питання щодо вивчення та розроблення відповідного механізму, який би дозволив найраціональнішим способом оцінювання ризику та мінімізувати втрати при управлінні фондом свердловин нафтогазовидобувних підприємств.

Загалом науковий доробок із проблем оцінювання та управління ризиками значний і включає наукові праці таких відомих українських та зарубіжних вчених як: В. В. Вітлінський, Г.І. Великоіваненко, С.І. Наконечний [26-28], Т.С. Клебанова, Е.В. Раєвнева [62], В. В. Лук'янова [76], Н. І.Машина [87], В.М. Трояновский [126], Д. А. Штефаніч [127], А. О. Єпіфанов, Т. А. Васильєва, С. М. Козьменко [128], О.Л. Устенко [130], В. А. Швандар [141] та інших. Ці праці присвячені дослідженню сутності ризику, визначенню факторів і причин його виникнення, характеристиці методів оцінки ступеня ризику.

Поняття ризику має різні трактування в сучасній економічній літературі, що ускладнює розуміння сутності даного явища. Ризик розглядають як дію, подію, ситуацію, невизначеність, вірогідність. Ризик можна розглядати як ймовірність відхилення фактичного результату від очікуваного і, як дію

навмання, сподіваючись на позитивний результат, як невпевненість у можливому результаті або атрибут прийняття рішення у ситуації невизначеності.

У сучасній інтерпретації ризик – це не лише можливі збитки, що можуть виникнути в ході реалізації господарських рішень, а передусім можливість відхилення у несприятливий бік від цілей, задля яких приймалося відповідне рішення. Тобто ризик трактується як відсутність позитивних результатів та несприятливе відхилення від окресленої цілі, як небезпека можливих (ймовірних) втрат порівняно з варіантом розробленого бізнес-плану.

Основною причиною цих втрат є непередбачуваність ринкової кон'юнктури (попиту, цін, поведінки споживачів, дій покупців та конкурентів).

У вітчизняному законодавстві узагальнене трактування процедури оцінювання ризиків представляється як науково обґрунтований процес, який складається з ідентифікації та характеристики небезпеки, оцінки впливу, характеристики ризику.

Функціонуванню будь-якого підприємства, в тому числі й нафтогазовидобувного, в ринковому середовищі притаманні багато ризиків. Деякі з них є спільними для підприємств різних галузей, деякі враховують специфічні галузеві особливості.

В умовах ринкових відносин проблема управління ризиками набула самостійного теоретичного і прикладного значення як складова частина теорії і практики управління. Управління і ризик - взаємопов'язані компоненти економічної системи. Однак перше може бути і джерелом другого. Тому прийняття управлінських рішень вимагає необхідності опиратися на методологію і науково обґрунтовані організаційні методи управління ризиком.

Цілісної теорії управління ризиками у вітчизняній економічній науці поки немає [26, 62]. Практика аналізу та оцінки ризиків вимагають нових підходів, створення більш сучасних методів оцінки, а найголовніше – накопичений досвід нерідко дозволяє використовувати його для інтенсифікації і просування вперед [27, 28].

Особливості процесу переходу України до ринкової економіки, а також постійно мінливі умови зовнішнього або внутрішнього середовища нафтової галузі, обумовлюють необхідність безперервного вдосконалення методів оцінки та експертизи ризиків нафтогазовидобувних підприємств, а також методів їх аналізу.

Практично затребуваною теорія ризику стала в період становлення ринкових відносин [126, 130]. Якщо стадії розробки нафтових родовищ характеризуються різними техніко-економічними показниками, то чинники ризику і невизначеності підлягають необхідному виявленню та аналізу для найбільш ефективного управління нафтопромисловими об'єктами.

Оцінка ризику залежить від ідентифікації небезпек і складається з оцінки ймовірності наслідків, які з них виникають, з можливістю їх контролю або уникнення. Оцінка ризику по суті є оцінкою ймовірності. Іноді формулюється як середня величина реалізації події, яка очікується за певний час. Основна концепція оцінок ризику полягає в тому щоб ідентифікувати ризики кількісно або щонайменше в порівняльному вигляді (якісно) по відношенню до будь-яких інших ризиків. Вони можуть бути комплексними і можуть включати різні ризики, що визначають сумарне значення ризику.

Модель ризику - цей вербальний (задане за допомогою опису послідовності виникнення подій або випадків) або математичний вираз ймовірності загрози бажано запланованому функціонуванню об'єкту оцінки (дослідження). Типова модель ризиків - це узагальнена модель, яка враховує тільки базові, фундаментальні групи чинників, які можуть привести до виникнення небезпеки.

Концепція ризику включає два елементи - оцінку ризику (Risk Assessment) і управління ризиком (Risk Management). Оцінка ризику - науковий аналіз генезису і масштабів ризику в конкретній ситуації, тоді як управління ризиком - аналіз ризикової ситуації і розробка рішення, направлено на мінімізацію ризику.

Процес оцінки ризику базується на двох головних елементах: характеристиці впливу і характеристиці експозиції. Вони є фокусом для проведення наступних етапів оцінки ризику: формулювання проблеми, аналізу, оцінки експозиції, оцінки ефектів і характеристика ризику.

Поняття «управління ризиками» по-різному трактується різними авторами. Зокрема, ступінь ризику характеризує величини втрат, зниження прибутку, доходу в порівнянні з очікуваними величинами. Ризик розглядають також як загрозу, що виникає при будь-яких видах діяльності, пов'язаних з виробництвом продукції, товарів і послуг, їх реалізації, товарно-грошовими і фінансовими операціями, здійсненням проектів.

Управління ризиками визначає шляхи і можливості забезпечення стійкості нафтогазовидобувного підприємства, його здатність протистояти несприятливим ситуаціям. Тому у вітчизняних умовах управління ризиками нафтогазовидобувного підприємства набуває серйозного значення.

В розвинених країнах з ринковою економікою наявний інструментарій управління ризиками нафтопромислових об'єктів значною мірою забезпечує стійкі і стабільні умови для розробки їх нафтових родовищ.

Механічне перенесення існуючого у західній економіці досвіду управління ризиками на вітчизняні підприємства недоцільне з багатьох причин. Перш за все необхідний спеціальний аналіз умов і практики застосування управління ризиками стосовно діяльності українських нафтогазовидобувних підприємств. Найбільш значні відмінності в цій області існують у сфері: виникнення ризиків; часі їх виникнення; способах врахування; характері наслідків.

Складність врахування ризиків полягає в їх різноманітті, а це потребує відповідної класифікації. Науково обгрунтована класифікація ризику дозволяє чітко визначити місце кожного ризику в їх загальній системі. Вона створює можливості для ефективного застосування відповідних методів, прийомів управління ризиком.

По суті, в економічній літературі, що досліджує ризики і пов'язані з цим проблеми, єдиної системи їх класифікації немає. Тому пропонується удосконалити класифікацію ризиків виокремивши їх види за такими критеріями (класифікаційними ознаками, можливими результатами і причинами виникнення; функціональним видами і галузями виробництва); масштабами виробництва; тривалістю впливу, можливостями страхування, рівнем допустимості тощо.

Залежно від можливого результату (ризикової події) ризики можна поділити на дві великі групи:

- чисті;
- спекулятивні.

Чисті ризики означають можливість отримання негативного або нульового результату. Спекулятивні ризики виражаються в можливості одержання як позитивного, так і негативного результату. До цих ризиків відносяться фінансові ризики, які є частиною комерційних ризиків.

Залежно від основної причини виникнення ризиків (базисний ризик) вони поділяються на такі категорії:

- природні (ризики, пов'язані з проявом стихійних сил природи: землетрус, повінь, буря, пожежа, епідемія тощо);
- екологічні (ризики, пов'язані із забрудненням навколишнього середовища);
- політичні (пов'язані з політичною ситуацією в країні і діяльністю держави, виникають при порушенні умов виробничо-торговельного процесу з причин, які безпосередньо не залежать від господарюючого суб'єкта);
- транспортні (ризики, пов'язані з перевезеннями вантажів транспортом: автомобільним, морським, річковим, залізничним, літаками тощо);
- комерційні (являють собою небезпеку втрат у процесі фінансово-господарської діяльності і означають невизначеність результатів від даної комерційної справи).

За функціональними видами комерційні ризики поділяються на:

- майнові (ризики, пов'язані з імовірністю втрат майна підприємця через крадіжку, диверсії, недбалості, перенапруги технічної і технологічної систем тощо);
- виробничі (ризики, пов'язані зі збитком від зупинки виробництва внаслідок впливу різних факторів і насамперед із загибеллю або ушкодженням основних і оборотних фондів (обладнання, сировина, транспорт тощо), а також ризики, пов'язані з впровадженням у виробництво нової техніки і технології);
- торгові (ризики, пов'язані зі збитком через затримку платежів, відмови від платежу в період транспортування товару, нестачання товару тощо);
- фінансові (ризики, пов'язані з імовірністю втрат фінансових ресурсів (тобто грошових коштів)).

Фінансові ризики підрозділяються на два види: ризики, пов'язані з купівельною спроможністю грошей; ризики, пов'язані з вкладенням капіталу (інвестиційні ризики).

До ризиків, пов'язаних з купівельною спроможністю грошей, відносяться наступні різновиди ризиків: інфляційні (ризик того, що при зростанні інфляції одержувані грошові доходи знецінюються з погляду реальної купівельної спроможності швидше, ніж ростуть). У таких умовах підприємець несе реальні втрати; дефляційні (ризик того, що при зростанні дефляції відбуваються падіння рівня цін, погіршення економічних умов підприємництва і зниження доходів); валютні (являють собою небезпеку валютних втрат, пов'язаних зі зміною курсу однієї іноземної валюти стосовно іншої, при проведенні зовнішньоекономічних, кредитних та інших валютних операцій); ризики ліквідності (ризики, пов'язані з можливістю втрат при реалізації цінних паперів або інших товарів через зміну оцінки їхньої якості і споживчої вартості).

Узагальнюючи досвід зарубіжних і вітчизняних досліджень в управлінні ризиками, з урахуванням пропонованих класифікаційних ознак

доцільно уточнити види ризиків в управлінні нафтопромисловими об'єктами, у першу чергу розділяючи їх на зовнішні та внутрішні ризики.

Зовнішні ризики пов'язані з несподіваними змінами в економічній політиці, в макро умовах виробництва, зі стихійними лихами поділяються на непередбачувані і передбачувані ризики.

Непередбачувані з точки зору експлуатації нафтогазових свердловин ризики можуть бути такі:

1. Макроекономічні ризики, в тому числі:

- заходи із державного регулювання у сферах надрокористування, промислової безпеки, охорони навколишнього середовища, виробничих нормативів, ціноутворення, оподаткування;
- невизначеність і мінливість природно-кліматичних умов.

2. Екологічні ризики.

3. Ризики, пов'язані з виникненням непередбачених подій, у тому числі: у виробничо-технологічній системі (аварії і відмова обладнання тощо), у фінансуванні, у зриві договірних зобов'язань підрядними організаціями.

У число передбачуваних ризиків входять:

1. Ринковий ризик, пов'язаний з погіршенням отримання матеріалів, енергії і підвищенням їх вартості тощо.

2. Операційні ризики, викликані неможливістю проведення природоохоронних заходів, пов'язаних із капітальними і поточними ремонтами свердловин; порушенням техніки безпеки; відхиленнями від проектно-кошторисної документації.

Внутрішні ризики виникають в результаті спеціалізації підприємства. Вони виникають в результаті:

- зриву планів робіт з причини: нестачі робочої сили або матеріалів; запізнювання в постачанні матеріалів; погіршення умов на будівельних майданчиках; помилок проектування; важкодоступності об'єкта недостатньої координації робіт; зміни керівництва; недостатнього рівня управління:

- перевитрат коштів через: недоліки планування робіт; не достатньої кваліфікації персоналу; недосконалих кошторисів; неврахованих зовнішніх факторів.

Тому практика управління вимагає наукових рекомендацій на основі вивчення взаємозв'язку ризиків в управлінні об'єктами нафтовидобутку з організацією виробничого процесу нафтовидобувного підприємства. Стохастичний характер ризиків і стан фонду свердловин визначають багатоваріантність економічних рішень, а ріст кількості варіантів збільшує ризик розбіжності прогнозів виникнення аварійних ситуацій на розроблюваних родовищах з реальними результатами діяльності нафтовидобувного підприємства.

В умовах переходу до ринкових відносин ситуація з виникненням і оцінкою ризиків ще більше загострилася. Однак до теперішнього часу в нашій країні в основному робилися спроби визначення і оцінки ризику тільки в деяких областях людської діяльності. У коло уваги вітчизняних вчених надзвичайно рідко потрапляв економічний ризик, пов'язаний з виробничо-господарською діяльністю. Результатом такого ставлення до проблеми стало відставання в області теоретичного дослідження ризиків, а тим більше ризиків, що існують у сфері експлуатації фонду свердловин нафтогазовидобувних підприємств.

Тому для нафтогазовидобувного підприємства проблема оцінки ризиків та управління ними має велике значення, особливо в питаннях управління ризиком передчасного вибуття свердловин. Аналіз і оцінка ризиків пов'язаних із вибуття свердловин є тим інструментом, за допомогою якого негативні наслідки такого явища можуть бути оцінені кількісно.

Потенційна небезпека вибуття свердловин з експлуатаційного фонду характеризується наступними кількісними характеристиками:

- величиною необхідних витрат у зв'язку з вибуттям свердловини;
- ймовірністю вибуття свердловин з експлуатаційного фонду.

Враховуючи фактор невизначеності в стратегії прийняття економічних рішень на кожній життєвого циклу стадії свердловини, пропонується використовувати методичний підхід до економічної оцінки та прогнозування ризику вибуття свердловин з експлуатаційного фонду та зниженням пов'язаним із цим витрат на основі імітаційної моделі. Загальна логічна послідовність кількісного аналізу ризику вибуття свердловин може бути представлена у вигляді такої схеми (рис. 2.4).

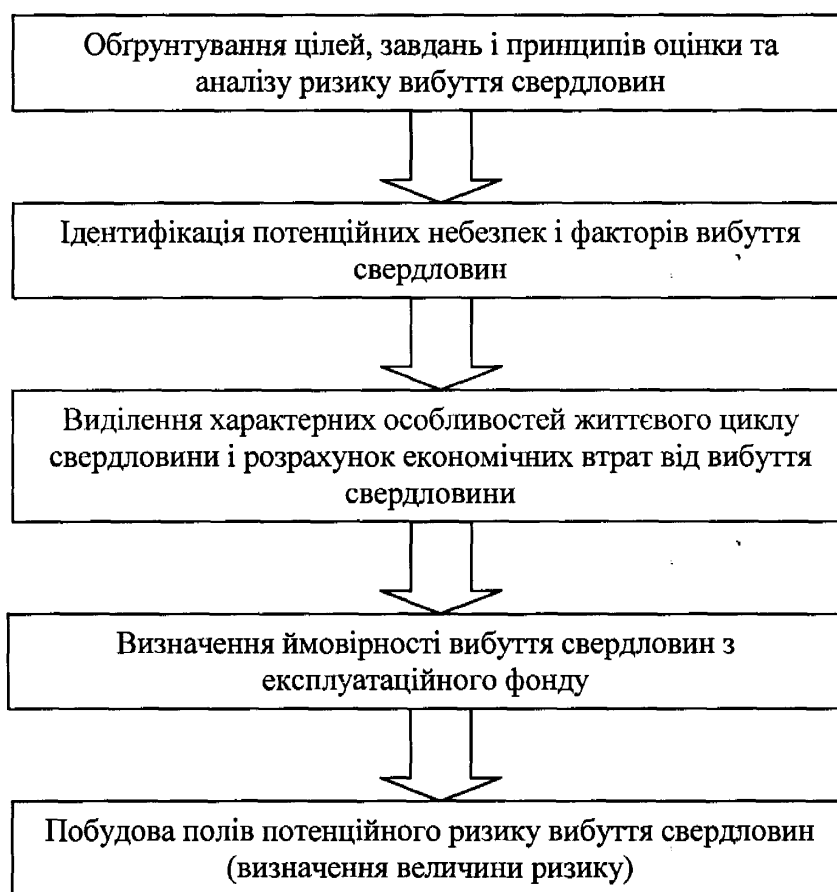


Рисунок 2.4 – Логічна послідовність кількісного аналізу ризику вибуття свердловин з експлуатаційного фонду та його економічної оцінки

В економічних дослідженнях використовують різні методи кількісної оцінки ризику вибуття свердловини. До найбільш поширених з них стосовно нафтової промисловості відносяться статистичний метод, метод експертних оцінок, метод використання аналогів [27, 28].

Для прогнозування величини ризику вибуття свердловини найбільш підходить статистичний метод і метод експертних оцінок. Таким чином, одночасно можна використати об'єктивний і суб'єктивний підходи, що значно полегшує роботу з аналізу та управління ризиками.

Статистичний метод аналізу ризику базується на ряді фундаментальних понять, зокрема, поняття ймовірності, яке в даному випадку пов'язує з можливістю виникнення несприятливої події. Величина очікуваного ризику може бути описана функцією наступного виду:

$$R = f(P_o, P_i, P_s), \quad (2.1)$$

де R - величина очікуваного ризику;

P_o - реальна ймовірність несприятливого результату - об'єктивне значення ризику, одержуване на основі дослідження статистичних закономірностей;

P_i - реальна ймовірність успішного результату - об'єктивне значення шансу, одержуване на основі статистичних значень;

P_s - суб'єктивна складова при оцінці ризику.

Шанс і ризик утворюють повну групу подій:

$$P_o + P_i = 1. \quad (2.2)$$

При цьому $P_o = \frac{N_n}{N}$, де N_n - число подій з несприятливим результатом; N - загальне число аналогічних подій.

На першому етапі формулюються основні цілі і завдання оцінки ризику вибуття свердловин. З урахуванням вихідної інформації визначається необхідна глибина аналізу і будується загальний алгоритм (стратегія) вирішення поставленого завдання.

Основною метою оцінки ризику вибуття свердловин є забезпечення мінімізації ризику вибуття свердловин шляхом застосування різних методів та інструментів на основі своєчасної та повної інформації про потенційні причини його виникнення.

Оцінка ризику вибуття свердловин має бути спрямована на вирішення наступних завдань:

- максимальне покращення техніко-економічних показників використання фонду свердловин нафтогазовидобувного підприємства;
- оптимізація фінансування поточної діяльності підприємства та науково-технічних заходів в галузі надрокористування;
- забезпечення своєчасної та регулярної інформації про можливі потенційні небезпеки у зв'язку із вибуттям свердловин;
- формування оптимальної програми по зниженню ризику вибуття свердловин в рамках ризикологічної стратегії управління фондом свердловин;
- побудова прогнозного бюджету фінансування заходів, спрямованих на зниження ризику вибуття свердловин з експлуатаційного фонду.

Оцінка ризиків вибуття свердловин з експлуатаційного фонду має базуватися на наступних принципах:

- методологічних – це принципи, що визначають концептуальні положення, які є найбільш загальними, а головне не залежать від специфіки видів ризику;
- методичних – це принципи, безпосередньо пов'язані з діяльністю нафтогазовидобувного підприємства, його специфікою;
- операційних - принципи, пов'язані з наявністю, достовірністю, однозначністю інформації та можливостями її обробки.

Вибудовуючи систему методологічних принципів оцінки ризиків вибуття необхідно враховувати:

- однотипність ризиків, яка визначається тим, що не можна будувати стратегію і тактику ризику в управлінні фондом свердловин, коли у фахівців щодо їх реалізації є суперечливі думки;
- позитивність ризиків, яка означає, що інтегральний показник ризику вибуття свердловин має бути не більший за рівень прийнятності. В управлінні фондом свердловин цей принцип, як правило, пов'язують з

перевищенням оцінки сукупності одержуваних результатів з урахуванням ризику вибуття свердловин над очікуваними сукупними витратами, необхідними для управління фондом свердловин;

- об'єктивність ризику, яка означає, що при оцінці необхідно забезпечити точне відображення стану фонду свердловин і його характеристик, а також по можливості враховувати ступінь недостовірності і невизначеності;
- комплексність ризику, яка передбачає, що у своїй сукупності він має класифікуватися, систематизуватися, структуруватися;
- взаємозалежність ризику, означає, що виникнення одного ризику спричиняє виникнення іншого. Наприклад, виникнення ризику аварійних ситуацій в управлінні фондом свердловин завжди пов'язане з ризиком вибуття свердловин з експлуатаційного фонду.

Також при розгляді ризиків вибуття фонду свердловин, необхідно врахувати:

- ризик вибуття свердловин впливає на навколишнє середовище. Величина ризику тим більша, чим більш значуща величина деструктивного впливу від вибуття свердловин;
- прийнятність ризику пов'язана з розбіжністю інтересів у питаннях надрокористування держави і нафтогазовидобувного підприємства. Звідси впливає необхідність оцінки ризику вибуття з позиції кожного учасника взаємовідносин;
- динамічність ризику передбачає, що методичне забезпечення враховує мінливість причин ризику вибуття і дозволяє однозначно дати характеристику передбачуваної динаміки процесів;
- узгодженість ризику виходить з несинхронності окремих етапів природоохоронної діяльності в галузі надрокористування, і, отже, непослідовності реалізації цільових установок науково-технічних заходів.

Область операційних принципів можна охарактеризувати наступним чином:

- моделювання ризику пов'язане з тим, що ситуація при якій виникає ризик вибуття свердловин може бути описана моделлю;
- при оцінці ризику вибуття свердловин вибирають той метод, який найбільш «простий» з інформаційно-обчислювальної точки зору. Отже, на родовищах дуже важлива інформація, що характеризує динамічний стан свердловини і фонду в цілому.

Отже, одним з головних напрямків підтримки стабільного рівня видобутку вуглеводнів і збільшення коефіцієнта вилучення нафти є належне управління фондом свердловин в експлуатаційний період. Для цього необхідно проводити оцінку ризику вибуття свердловин, яка має бути спрямована на вирішення наступних завдань: максимальне покращення техніко-економічних показників стану фонду свердловин НГВУ, безперебійне фінансування поточної діяльності НГВУ та науково-технічних заходів в галузі надрокористування, забезпечення своєчасною та регулярною інформацією про можливі потенційні небезпеки в управлінні фондом свердловин; формування оптимальної програми по зниженню ризику вибуття свердловин в рамках ризикологічної стратегії управління фондом свердловин; побудова прогнозного бюджету фінансування заходів, спрямованих на зниження ризику вибуття свердловин з експлуатаційного фонду.

Концептуальна модель управління ризиком вибуття свердловини з експлуатаційного фонду дозволяє виокремити її наступні етапи: аналіз об'єктивних і суб'єктивних факторів середовища нафтогазовидобувного підприємства та геолого-технічного стану фонду свердловин з урахуванням технологічної специфіки свердловин; визначення факторів ризику вибуття свердловини і невизначеності в управлінні фондом свердловин; ідентифікація найбільш значущих ризиків вибуття, їх оцінка та формування певної ризикологічної стратегії, пов'язаної з управлінням фондом свердловин; розробка програм дій щодо зниження ризику вибуття за допомогою вибору методів та інструментів управління ризиками з урахуванням виявлених

факторів; виконання програм дій щодо зниження ризику вибуття свердловини; оцінка фактичних результатів управління ризиком вибуття фонду свердловин.

2.3. Економіко-математичне моделювання при плануванні техніко-економічної ефективності методів збільшення нафтовіддачі у свердловинах із врахуванням ризиків

У зв'язку із особливостями проведення МЗН на родовищах пізніх стадій експлуатації пропонується комплексний методичний підхід, що включає різні економіко-математичні методи і моделі, і складається з геолого-технічного, економічного та оптимізаційних блоків. У техніко-технологічному блоці вирішується завдання прогнозування додаткового видобутку нафти за рахунок МЗН. В економіко-імітаційному блоці здійснюється оцінка прогнозних значень техніко-економічної ефективності кожного МЗН із врахуванням ризику. У оптимізаційному блоці вирішується завдання щодо складання портфелю комплексу МЗН на розроблюваних родовищах НГВУ з прийнятним рівнем ризику.

Введемо наступні позначення:

s - індекс геолого-фізичного параметра, $s = 1, \dots, m$;

g - номер спостереження, $g = 1, \dots, n$;

i - індекс родовища, $i = 1, \dots, W$;

j - індекс МЗН, $j = 1, \dots, l$;

k - індекс групи свердловин, $k = 1, \dots, n$;

h - індекс, що позначає проект по j -му МЗН на i -му родовищі по k -ій групі свердловин;

u - індекс, що позначає будь-який інший МЗН крім h ;

b - рівень значимості.

I етап. Підготовчий.

На підготовчому етапі розробки ймовірно-статистичної моделі прогнозування технологічних показників МЗН необхідно вибрати основні параметри, варіація яких може значно впливати на технологічну ефективність заходу:

- 1) дебіт рідини до заходу, м³/добу - x_1 ;
- 2) дебіт нафти до заходу, т/добу - x_2 ;
- 3) обводненість до заходу, % - x_3 ;
- 4) відібрано нафти з початку розробки, т - x_4 ;
- 5) відношення відібрано води/відібрано нафти, м³/т - x_5 ;
- 6) ефективна перфорована товщина пласта, м - x_6 ;
- 7) пластовий тиск до заходу, МПа - x_7 ;
- 8) коефіцієнт продуктивності, т/добу атм. - x_8 ;
- 9) кількість проведених кислотних обробок до заходу - x_9 ;
- 10) початкова пористість, ч. од. - x_{10} ;
- 11) початкова нафтонасиченість, ч. од. - x_{11} ;
- 12) початкова абсолютна проникність, мкм² - x_{12} ;
- 13) час роботи свердловини після введення з буріння, міс. - x_{13} .

Ці фактори відібрані виходячи з можливості отримання інформації по них не тільки за проведеними, але й запланованими свердловино-операціями. Значний інтерес для прогнозування очікуваних показників приросту видобутку нафти могло б скласти значення поточного коефіцієнта нафтонасиченості продуктивних пластів. Проте в даний час для отримання відносно точної величини цього показника потрібне проведення достатньо дорогих геофізичних досліджень. Також треба зазначити, що для побудови математичної моделі, що дозволяє на базі наявної інформації проводити розрахунок очікуваної технологічної ефективності МЗН у свердловинах в

залежно від їх геолого-фізичної характеристики, необхідна інформаційна підтримка існуючих баз даних АСУ НГВУ.

II етап. Ідентифікація свердловин групи.

Для більшості геолого-промислових параметрів характерна велика варіація, що відповідає значному розкиду даних щодо середніх значень. Крім того, фактичні щільності розподілу параметрів далекі від нормального закону і в багатьох випадках мають кілька максимумів. Це свідчить про можливість об'єднання окремих свердловин в групи, які певною мірою однорідні за загально фізичними та технологічними властивостями. Тому по всьому експлуатаційного фонду нафтових свердловин НГВУ, на яких проводитимуться МЗН, пропонується проводити об'єднання свердловин в групи, що володіють близькими геолого-технічними і технологічними особливостями. Відзначимо, що достатньо легко розділити або класифікувати свердловини за 1-3 параметрами, в той час як ідентифікація за 4 і більше ознаками вже представляється ускладненою. Тому таке завдання треба вирішувати економетричними методами, які дозволяють поєднувати об'єкти дослідження, враховуючи всі вихідні характеристики.

Ефективне вирішення різних завдань аналізу, проектування, контролю та регулювання систем розробки нафтових родовищ значною мірою визначається наявністю якісної і достатньої за обсягом інформації про продуктивний пласт і процеси, що відбуваються у ньому. Отримання цієї інформації можливим після проведення геофізичних, гідродинамічних і лабораторних досліджень, а також на підставі вивчення історії розробки родовищ. Тому вимоги до вибору об'єктів групування мають бути такі:

- об'єкти знаходяться тривалий час в розробці і по них наявний достатній для вирішення поставлених завдань геолого-промисловий матеріал;

- об'єкти розбурені досить щільною системою свердловин різного призначення;

- на об'єктах проведено достатнє для вирішення поставлених завдань число гідродинамічних досліджень свердловин, геофізичних досліджень та лабораторних досліджень.

Повний комплекс зазначених робіт здійснюється тільки на пізніх стадіях розробки нафтогазових родовищ. При виділенні таких об'єктів бажано брати до уваги гідродинамічний зв'язок між окремими пластами. При виділенні однорідних груп в умовах значного числа об'єктів дослідження і параметрів, що характеризують їх, процес ефективного і надійного групування стає можливим лише з використанням методу, в основі якого лежить логічний і математичний аналіз.

Широко розповсюдженими методами групування в даний час є різні методи теорії розпізнавання образів: факторний аналіз, метод головних компонент, дискримінантний аналіз, логістична регресія, кластерний аналіз та інші, а також ряд методів теорії нейронних мереж, наприклад, карти Кохонена, радіальні базисні мережі. Вибір того чи іншого методу визначається постановкою завдання і перевагами методу. При вирішенні подібного ряду завдань найбільше застосування знаходить метод головних компонент (МГК) і дискримінантний аналіз.

Для групування свердловин пропонується використовувати МГК, що обумовлено такими причинами:

- групування множини об'єктів дослідження проводиться за узагальненими, незалежним показниками (головним компонентом) і є об'єктивнішим, ніж групування за окремими вихідними параметрами;

- групування проводиться залежно не тільки від загальних особливостей геологічної будови покладів, а й від сполучень параметрів, які більшою мірою впливають на ефективність процесу розробки;

- об'єкти дослідження описуються числом факторів (головних компонент), значно меншим, ніж число початково взятих параметрів, тобто проводиться стиск багатовимірному простору, в межах якого групування є складним;

- головні компоненти адекватно відображають вихідну інформацію і, в той же час, містять більше інформації, ніж окремо взяті параметри;

- вивчення структури факторів (головних компонент) дозволяє перевіряти наявні і висувати нові гіпотези про причини, що породжують взаємозв'язки між параметрами, давати причинно-наслідкову інтерпретацію отриманих результатів, а також дозволяє виробляти і приймати науково обґрунтовані управлінські рішення, що сприяє підвищенню ефективності процесу розробки покладів нафти;

- головні компоненти є взаємно корельованими, що значно полегшує завдання побудови різних моделей процесу розробки за отриманими головними компонентами.

Нехай ефективність проведення МЗН на об'єкті розробки (свердловині) залежить від множини геолого-промислових факторів $X_s = \{x_1, \dots, x_m\}$, де m - кількість параметрів. Потрібно знайти таке перетворення величин X_s в новий набір величин $Z_s = \{z_1, \dots, z_p\}$, які були б незалежними і розташовувалися в порядку спадання дисперсій.

Кожна величина Z_s є лінійною комбінацією m вихідних величин. Ця величина і називається головною компонентою. Загалом випадкове число p головних компонент дорівнює числу m вихідних випадкових величин. Однак на практиці p вибирають значно меншим, ніж m , так як зазвичай кілька перших головних компонент враховують більшу частину загальної дисперсії параметрів. Таким чином, МГК дозволяє значно скоротити число прийнятих до уваги випадкових величин без істотної втрати інформації про мінливість досліджуваних об'єктів.

Властивості головних компонент такі, що опис об'єктів у просторі s головних компонент дає найменші спотворення особливостей їх взаємного розташування в порівнянні з описом в будь-якому іншому підпросторі тієї ж розмірності. Інтерес представляє випадок, коли s не велике. Тоді розташування об'єктів у просторі обраних головних компонент легко

визначається візуально. При цьому стає можливим робити висновки загального характеру, наприклад, виділити скупчення об'єктів розробки (свердловин) і провести їх поєднання в групи.

III етап. Ідентифікація відхилень за ознакою додаткового видобутку нафти в виділених групах свердловин.

Поряд з групуванням важливим завданням при розробці прогнозів приросту видобутку нафти за рахунок МЗН є виявлення відхилень (цензурування). У кожній групі і по кожному МЗН пропонується проводити процедуру цензурування по параметру додаткового видобутку нафти. Це необхідно для того, щоб виявити грубі помилки в даних, які можуть бути пояснені порушенням регламенту проведення МЗН (якість хімічних реагентів, недотримання режиму закачування тощо), невірним підбором свердловини внаслідок недостатності геофізичних досліджень, гідродинамічних досліджень і т.д. Необхідно зазначити, що за максимальними значеннями приросту видобутку нафти геологічним службам НГВУ слід проводити додаткові дослідження, так як вони представляють підвищений економічний інтерес. Добре відомий метод виявлення аномальних спостережень та їх видалення із сукупності, але в цьому випадку у дослідника завжди залишається відчуття незадоволеності при застосуванні цього методу. При обробці багатовимірної статистичної інформації такий підхід може привести до відкидання занадто великої кількості точок спостереження. В результаті цензурування спостережуваний ряд даних по приросту видобутку нафти за рахунок МЗН стане більш стійкий і буде більш точно відображати ефективність тієї чи іншої технології в даній групі свердловин.

Для цензурування вибірки по приросту видобутку нафти за рахунок МЗН нами пропонується використовувати критерій Тітьєна-Мура, коли кількість спостережень більше 30, і критерій Діна-Діксона, коли число спостережень знаходиться в межах від 3 до 30, що в практиці нафтовидобутку зустрічається досить часто.

Критерій Тітьєна-Мура є узагальненням критерію Граббса на випадок декількох відхилень. Статистика критерію виключення найбільших або найменших аномальних значень ґрунтується на розрахунку величини:

$$L_k = \frac{\sum_{g=1}^{n-k} (y_g - \bar{y}_k)}{\sum_{g=1}^n (y_g - \bar{y})}, \quad (2.3)$$

де y_1, \dots, y_n - впорядковані за зростанням результати n спостережень;

\bar{y} - вибіркове середнє значення (для всієї вибірки).

Середні значення після відкидання k найбільших або найменших значень розраховуються, відповідно, за формулою:

$$\bar{y}_k = \frac{1}{n-k} \sum_{g=1}^{n-k} y_g. \quad (2.4)$$

Величина статистики критерію порівнюється з табличним значенням. При величині статистики меншій від табличного значення спостереження виключаються.

Критерій Діна-Діксона застосовується для виключення одного максимального або мінімального різко виділяється спостереження, що у вибірці обсягом від 3 до 30 значень. У якості критерію для виключення відхилень використовується статистика:

$$Q = \frac{|z_1 - z_q|}{|z_1 - z_n|}, \quad (2.5)$$

де $z_q, q = 1, \dots, m$ - впорядковані за спаданням (при тестуванні максимального значення) або за зростанням (при тестуванні мінімального значення) n спостережень.

Якщо значення статистики перевищує критичне значення, яке співпадає з критичним значенням статистики критерію Діксона t_1 на заданому рівні значущості, аномальне спостереження, відповідне z_1 , виключається.

Виявивши і видаливши з даних аномальні явища, щодо приросту видобутку нафти по кожній технології МЗН на кожному родовищі і групах свердловин можна приступити до реалізації наступного етапу економіко-математичного моделювання.

IV етап. Ідентифікація закону розподілу додаткового видобутку нафти за рахунок МЗН в цензурованих групах свердловин і прогнозування їх технологічних результатів.

Після групування і цензурування даних необхідно встановити закон розподілу приросту видобутку нафти в кожній групі свердловин і по кожному МЗН, після чого можна робити детермінований прогноз технологічної ефективності МЗН.

Гістограми додаткового видобутку нафти за рахунок МЗН є унімодальними, але при цьому значно відрізняються від нормального розподілу, є правоасиметричними і велика частина спостережень зосереджена на початку розподілів (у зоні відносно невеликих приростів видобутку нафти).

Необхідно відзначити, що визначення виду розподілу за фактичними вибірками є одним з основних завдань будь-якого статистичного аналізу. Якщо точно відомо розподілу параметру у вибірці, то на цьому можна завершити статистичний аналіз, оскільки відома функція розподілу може дати вичерпну інформацію для прогнозування. На жаль, в даний час відсутні надійні методи визначення виду розподілу для існуючих в реальних умовах вибірок. Як відомо, від визначення меж і кількості інтервалів залежить оцінка закону розподілу.

В якості методу розбиття на групи пропонується використовувати добре відпрацьоване правило Г.А. Стерджесса. Можна рекомендувати при визначенні частот і в меж груп провести таким чином, щоб групування не перетиналися. Справа в тому, що зміна меж і ширини інтервалу групування призводить до зміщення розподілу частот. Особливо це спостерігається при

відносно малих обсягах вибірки, що характерно для вибірок ефективності МЗН.

В якості гіпотез про можливих закони розподілу додаткового видобутку нафти від МЗН можна прийняти такі закони: логнормальний, експоненційний, Вейбулла, Парето, Пірсона, гамма-розподіл. Перевага застосування цих законів розподілу полягає в їх достатній вивченості та можливості отримання незміщених і ефективних оцінок їх параметрів. Крім того, ці закони розподілу володіють необхідною визначеністю форм і їх застосування надає необхідну обґрунтованість представлення випадкових величин з приросту видобутку від МЗН.

Для того щоб побудувати рівняння абсолютної щільності розподілу при n спостереженнях необхідно знайдену функцію щільності розподілу помножити на коефіцієнт d , що розраховується за формулою:

$$d = \frac{\max y_{ijk} - \min y_{ijk}}{u} n, \quad (2.6)$$

де u - кількість інтервалів, розрахована за формулою Г.А. Стерджесса;

$\max y_{ijk}$ - максимальне значення приросту видобутку нафти за рахунок МЗН у вибірці, т;

$\min y_{ijk}$ - мінімальне значення приросту видобутку нафти за рахунок МЗН у вибірці, т.

Для перевірки гіпотези про приналежність розподілу вибірки певному класу розподілів в статистиці використовуються такі критерії: критерії Холлендера-Прошана, Манна-Шойера-Фертіга, Андерсона-Дарлінга, Пірсона, критерій А.Н. Колмогорова та ін. [26, 62].

Застосування того чи іншого критерію зумовлено насамперед кількістю спостережень за даним МЗН в даній групі свердловин. Якщо $n < 10$, то можна застосовувати тільки критерій А.Н. Колмогорова. Якщо $10 < n < 40$, пропонується застосовувати два критерії, після чого складаються рейтинги законів розподілів за цими критеріями і за сумою рангів вибирається найкращий закон розподілу, що описує додатковий видобуток нафти від

МЗН в даній групі свердловин. Якщо $n > 40$, то застосовується тільки критерій А.Н. Колмогорова. Слід зазначити, що оцінка за двома критеріями є найбільш точною.

У силу зазначених причин, а також через неефективність застосування нелінійних методів прогнозування, для детермінованого прогнозування приросту видобутку нафти в кожній групі об'єктів розробки по кожній технології МЗН в якості статистичних оцінок пропонується використовувати медіану, розрахунок якої проводиться залежно від виду встановленого закону розподілу. Вибір медіани в якості прогнозного значення обґрунтований її найбільш адекватною характеристикою в якості «центральної тенденції» для асиметричного розподілу.

Для оцінки медіани як прогнозного значення додаткового видобутку нафти від МЗН по кожному родовищу в кожній групі свердловин пропонується використовувати критерій Г.Тейла, який дозволяє більш адекватно оцінити медіанне значення. Даний критерій заснований на розрахунку наступного коефіцієнта:

$$T = \frac{\sqrt{\frac{1}{n} \sum_{g=1}^n (y_g - \mathcal{E}_g)^2}}{\sqrt{\frac{1}{n} \sum_{g=1}^n y_g^2 + \frac{1}{n} \sum_{g=1}^n \mathcal{E}_g^2}}, \quad (2.7)$$

де y_g - фактичні значення додаткового видобутку нафти від j -го МЗН на i -му родовищі в k -ій групі свердловин, т;

\mathcal{E}_g - прогнозне (медіанне) значення додаткового видобутку нафти від j -го МЗН на i -му родовищі в k -ій групі свердловин, т.

Коефіцієнт Г.Тейла, на відміну від багатьох інших критеріїв оцінки прогнозу, простий в розрахунку та інтерпретації. Так, при $T = 0$ - відмінна якість прогнозу, при $T = 1$ - якість прогнозу погана. Слід також відзначити, що цей критерій може застосовуватися як у випадку статистичного, так і в випадку якісного прогнозування.

В якості додаткової оцінки прогнозних значень приросту видобутку нафти пропонується використовувати не тільки точкові, а і інтервальні оцінки - довірчий інтервал медіани, нижня і верхня межі якого розраховуються за формулою:

$$\left(y \left[\left\{ \frac{n}{2} - t_b(n) \frac{\sqrt{n}}{2} \right\} \right]; y \left[n + 1 - \left\{ \frac{n}{2} - t_b(n) \frac{\sqrt{n}}{2} \right\} \right] \right), \quad (2.8)$$

де $\{.\}$ - знак округлення до цілого числа;

$t_b(n)$ - квантиль розподілу Стюдента порядку b зі ступенем свободи n .

Довірчий інтервал медіани при рівні значущості b покриває значно більшу кількість значень, ніж довірчий інтервал середнього значення, що ще раз підкреслює необхідність використання для визначення прогнозного значення додаткового видобутку нафти за рахунок МЗН медіани. Отже, точність прогнозу (PA) можна розрахувати за формулою:

$$PA = \frac{n_{me}}{n}, \quad (2.9)$$

де n_{me} - кількість значень в довірчому інтервалі при рівні значущості b ;

Таким чином, результатом послідовного вирішення завдань на перерахованих чотирьох етапах є визначення прогнозного значення додаткового видобутку нафти в кожній групі свердловин по кожному МЗН. Ці етапи формують техніко-технологічний блок прогнозування пропонованого комплексного підходу.

V етап. Визначення планової техніко-економічної ефективності МЗН в кожній групі свердловин з урахуванням ризику.

На даний час існують спроби кількісного визначення ризиків при реалізації нафтогазових проектів. При оцінці планової економічної ефективності МЗН в них, як правило, або не розглядається проблема різних значень приросту видобутку по місяцях, тобто прогнозний приріст видобутку нафти просто рівними частинами ділиться на очікувану тривалість технологічної ефективності. Насправді приріст видобутку нафти за рахунок

МЗН здебільшого розподілений за часом нерівномірно, отже, необхідний підхід, що враховує таку ситуацію. У результаті дослідження зміни приросту видобутку нафти протягом тривалості технологічного ефекту за результатами 125 свердловинно-операцій на родовищах НГВУ «Долинанафтогаз» для різних МЗН була підібрана функція $K(t)$, що найбільш точно описує ці зміни:

$$K(t) = \frac{t^2}{Te^{0,5t}}, \quad (2.10)$$

де t - поточний місяць; T - прогнозна тривалість технологічного ефекту, міс.

Причому має виконуватися такі умови:

$$T = \sum_{t=0}^T \frac{t^2}{e^{0,5t}}, \quad (2.11)$$

$$\sum_{t=0}^T K(t) = 1. \quad (2.12)$$

Отже, приріст видобутку нафти за місяць t визначається за формулою:

$$DQ(t) = \text{€}K(t). \quad (2.13)$$

Існуючі обмеження щодо можливостей чистого дисконтованого доходу (ЧДД) як критерію оцінки планової техніко-економічної ефективності МЗН пропонується усунути за допомогою методів ризик-менеджменту. Нами проведено короткий аналіз різних методів ризик-менеджменту щодо оцінки ефективності проектів у нафтогазовидобутку. Як показує дослідження діяльності нафтогазових компаній світу [150], при аналізі ризиків проектів 32 % нафтогазових компаній застосовують аналіз чутливості, 23 % - зменшення терміну реалізації проекту (коригування параметрів проекту) і 15% компаній - суб'єктивний аналіз, 31 % - ймовірнісні методи, метод Монте-Карло - 12 %. Також, як показує дослідження [156], найбільш поширеним на практиці методом врахування ризиків проектів у нафтовидобувних компаній є метод дисконтування. Більше 46 % компаній використовують тільки цей метод, причому частка невеликих компаній, що використовують цей метод, становить 55 %. Однак слід зазначити, що

застосування даного підходу і премії за ризики у більшості випадків встановлюються суб'єктивно, що, природно, може призводити до необ'єктивних результатів.

Загалом, якщо вести мову про тип математичного інструментарію, що використовується для побудови функціоналу агрегованої корисності прийнятого рішення, можна виділити наступні основні класи моделей ризик-менеджменту:

- ймовірнісні;
- на основі методів нечіткої логіки;
- нестохастичні (ігрові) – (до найпростіших із них відносяться критерії Байеса- Лапласа, Вальда, Гурвіца, Севіджа і Ходжа-Лемана);
- на базі комп'ютерних методів штучного інтелекту - методи засновані на застосування штучних нейронних мереж, генетичних алгоритмів і методів імітаційного моделювання наприклад, методи системної динаміки.

Доцільним є розгляд двох типів ризиків - економічних і технічних, - які слід оцінювати різним економіко-математичним інструментарієм. Детальніше зупинимось на розгляді використовуваних у дослідженні поняттях економічних і технічних ризиків.

Економічні ризики - це функція зовнішніх по відношенню до заходу факторів, таких як загальні ринкові умови, тобто економічні ризики корелюють із загальною ситуацією в економіці. Отже, в умовах наявності високих економічних ризиків, особа, що приймає рішення (ОПР), може відкласти захід до отримання більш достовірної інформації про фактори впливу.

Технічні ризики, навпаки, - це функція внутрішніх по відношенню до заходу факторів. В умовах наявності високих технічних ризиків, ОПР може вирішити здійснити захід для того, щоб отримати додаткову інформацію, тобто технічні ризики можуть бути тільки зменшені в результаті фактичного здійснення заходу. Це означає, що інвестиційне рішення приймається до виникнення ризиків-і ОПР піддається можливим збиткам, тому що вона

зможе реально оцінити ефективність заходу тільки після його реалізації. З іншого боку, економічні ризики дозволяють ОПР відкласти рішення до отримання більш достовірних даних. Отже, інвестиційне рішення виникає після прийняття ризиків, тобто ОПР в цьому випадку більше не буде піддаватися невраховуваним можливим збиткам, бо відповідно до гіпотези раціональних очікувань, ОПР буде приймати рішення про додаткові інвестиції тільки у випадку, якщо будуть сприятливі умови.

Наприклад, розглянемо діяльність НГВУ в сфері геологорозвідки. Припустимо, що відкрите нафтове родовище і НГВУ приймає рішення про можливу його розробку. Існує значний економічний ризик, пов'язаний з майбутньою динамікою цін на нафту, і технічний ризик, пов'язаний з невизначеністю геологічних запасів. Поточна ціна на нафту відома, а майбутня ціна на нафту невідома. Отже, у разі наявності економічних ризиків, додаткова інформація про ризик може бути отримана тільки в результаті очікування. Таку ситуацію охарактеризуємо як «навчання за допомогою очікування». З іншого боку, до тих пір, поки кількість запасів нафти невідома, реальні запаси з часом не зміняться. Отже, НГВУ може прийняти рішення вкласти кошти в додаткове вивчення родовища, щоб отримати достовірну оцінку запасів родовища і тим самим знизити технічний ризик. Слід зазначити, що у разі технічного ризику, очікування не приносить ніякої додаткової інформації. Цю ситуацію можна назвати як «навчання за допомогою вивчення». Пропонується робити вибір методів оцінки ризику залежно від типу наявності ризику заходу.

За допомогою теорії дерева рішень (DTA) можна адекватно оцінювати проекти з високим технічним ризиком і низьким економічним ризиком. Застосування імітаційного моделювання (методу Монте-Карло) базується на відмові від умов детермінованості через введення у якості вихідних даних випадкових величин, тобто за наявності ймовірнісної невизначеності. Необхідно зазначити, що відсутність врахування ймовірнісної залежності змінних, зокрема, корельованості, може привести до помітних спотворень

результатів моделювання. Тому проводиться спеціальний етап встановлення наявності ймовірнісної залежності, причому це стосується як парної, так і множинної кореляції.

У практиці проектування і планування багато завдань вимагають аналізу послідовності рішень і станів середовища, коли одна сукупність стратегій і станів природи породжує інший стан подібного типу. Оцінка альтернатив впровадження МЗН, коли дія, що робиться на одній стадії, залежить від дії попередньої, є досить складною. Крім того, очевидно, що для НГВУ при проведенні МЗН існують достатньо високі технічні та економічні ризики. Отже, оптимальним методом врахування ризиків при плануванні МЗН є використання ймовірнісного дерева рішень.

Зробимо деякі пояснення до використання теорії дерева рішень при плануванні МЗН. На пізніх стадіях розробки родовищ накопичуються досить достовірні геолого-промислові, а також фактичні статистичні дані по проведених заходах щодо МЗН, зокрема - технологічному ефекту МЗН, які можна використовувати для оцінки техніко-економічного ризику проведення МЗН при плануванні діяльності НГВУ. Отже, якщо в результаті проведення МЗН значення $DQ > 0$, то можна говорити тільки про технічну успішність цього заходу. Якщо технологічний ефект цього заходу покриває всі витрати, то буде спостерігатися техніко-економічний ефект. Коефіцієнт технічного успіху зазвичай перевищує коефіцієнт техніко-економічного успіху, тому рішення про інвестування не може бути прийняте без чіткого розуміння відмінностей між ними.

Коефіцієнт технічного успіху - це ймовірність наявності приросту видобутку нафти в результаті i -го МЗН на j -му родовищі в k -ій групі свердловин (p_{ijk}^{ts}). Отже, відсутність технологічного ефекту від МЗН є ймовірністю технічного неуспіху проведення МЗН (p_{ijk}^{tf}). Коефіцієнт техніко-економічного успіху - ймовірність приросту видобутку нафти в тій кількості, реалізація якої покриє всі витрати (p_{ijk}^{es}), а протилежна подія - ймовірність

непокриття всіх витрат від проведення по МЗН (p_{ijk}^{ef}). Таким чином, різниця між технічним і техніко-економічним успіхом визначається граничним рівнем приросту видобутку нафти за рахунок даного МЗН (DQ^B).

Як відомо, метод дерева рішень відноситься до системно-структурних методів прогнозування і являє собою графічне зображення послідовності рішень і станів середовища із зазначенням відповідних ймовірностей і вигравів для будь-яких комбінацій альтернатив і станів середовища. Процес прийняття рішень за допомогою дерева рішень у загальному випадку передбачає послідовне виконання наступних етапів:

1. Формулювання задачі.
2. Побудова дерева рішень.
3. Оцінка ймовірності кожного сценарію розвитку заходу.
4. Встановлення вигравів (програвів) для кожної можливої комбінації альтернатив і стану середовища.
5. Розв'язання задачі.

Як вже зазначалося, на пізніх стадіях розробки родовищ по результатах МЗН накопичуються значний обсяг статистичних даних, тому ймовірності наслідків заходів можуть бути емпірично обґрунтовані. Однією з проблем застосування дерева рішень є визначення можливих результатів низки подій. При прогнозуванні результатів низки можливих подій пропонується використовувати 5 квантилів рівнів 0,1; 0,3; 0,5; 0,7 і 0,9 з рівною ймовірністю настання кожної події 0,2.

Встановивши закон розподілу, по оберненій функції можна встановити ймовірності настання тієї чи іншої події. Так, якщо $f(y)$ - встановлена функція щільності розподілу технологічного ефекту, а $F(y)$ - її функція розподілу, причому $f(y) = F'(y)$, то $R(y) = 1 - F(y)$ - функція ймовірності настання того чи іншого результату при проведенні МЗН, яку називають ще функцією ризику.

Маючи в своєму розпорядженні ймовірності технічної та техніко-економічної успішності проведення МЗН, можна визначити найбільш ймовірний згенерований грошовий потік від проведення МЗН з урахуванням різних результатів його здійснення, який назовемо очікуваною грошовою вигодою МЗН і позначимо як EV .

Пропонується оцінювати детерміновану очікувану грошову вигоду за рахунок проведення j -го МЗН на i -му родовищі в k -ій групі свердловин ($E[EV_{ijk}]$) за формулою:

$$E[EV_{ijk}] = -\tilde{K}_{ijk} \tilde{p}_{ijk}^{ef} + NPV_{0ijk} \tilde{p}_{ijk}^{ts} \tilde{p}_{ijk}^{ef} + \overline{NPV}_{ijk} \tilde{p}_{ijk}^{ts} \tilde{p}_{ijk}^{es}, \quad (2.14)$$

де NPV_{0ijk} - оцінка чистого дисконтованого доходу граничного приросту видобутку нафти;

\tilde{K}_{ijk} - оцінка середніх одноразових витрат на проведення j -го МЗН на i -му родовищі в k -ій групі свердловин, тис. грн.;

\overline{NPV}_{ijk} - оцінка середнього чистого дисконтованого доходу за рахунок проведення j -го МЗН на i -му родовищі в k -ій групі свердловин МЗН, тис. грн.

Розрахунок NPV_{ijk} за рахунок проведення МЗН пропонується проводити з урахуванням обмеження (збільшення) попутно видобутої води і часу, необхідного на проведення заходу, а саме:

$$NPV_{ijk} = \sum_{t=1}^{T_{ijk}} \frac{[G - (C_{ni} + PV)] DQ_{tijk} \pm DQ_{wtijk} C_{wik}}{(1 + E_m)^t} (1 - H) - (K_{ijk} + V_{ijk}), \quad (2.15)$$

$$V_{ijk} = q_{nijk} t_{zi} k_{eik} (G - C'_i - PV)(1 - H), \quad (2.16)$$

де DQ_{tijk}, DQ_{wtijk} - прогнольні значення додаткового видобутку нафти (тис. т) і обмеження (збільшення) попутно видобутої води (тис. м³) за місяць t в результаті проведення j -го МЗН на i -му родовищі в k -ій групі свердловин;

PV - податок на видобуток корисних копалин, грн./т;

G - ціна реалізації нафти для НГВУ грн./т;

H - ставка податку на прибуток;

K_{ijk} - одноразові витрати на проведення j -го МЗН на i -му родовищі в k -ій групі свердловин, тис. грн.;

E_m - місячна ставка дисконтування;

T_{ijk} - прогнозна тривалість технологічного ефекту j -го МЗН на i -му родовищі в k -ій групі свердловин, міс;

t - номер місяця (кроку);

q_{nijk} - дебіт нафти до проведення j -го МЗН на i -му родовищі в k -ій групі свердловин, т/добу;

k_{eik} - середній коефіцієнт експлуатації k -ої групи свердловини i -го родовища;

t_{zi} - час, необхідний на проведення i -го МЗН, діб;

V_{ijk} - неотримання прибутку через зупинку (простій) свердловини на проведення j -го МЗН на i -му родовищі в k -ій групі свердловин, тис. грн.;

C_{ni} - умовно-змінні витрати на видобуток 1 т нафти по i -ому родовищу до проведення заходу, грн./т;

C'_i - собівартість видобутку 1 т нафти по i -му родовищу до проведення заходу, грн./т.

Розрахунок порогового рівня приросту видобутку нафти (DQ^B), необхідного для обґрунтування економічної ефективності проведення j -го МЗН на i -му родовищі в k -ій групі свердловин пропонується здійснювати за формулою:

$$DQ_{ijk}^B = \sum_{t=1}^T \frac{\left[(K_{ijk} + V_{ijk}) \mp DQ_w C_w \sum_{t=1}^T \frac{K(t)}{(1 + E_m)^t} (1 - H) \right]}{\left[(G - (C_{ni} + PV)) \sum_{t=1}^T \frac{K(t)}{(1 + E_m)^t} (1 - H) \right]}. \quad (2.17)$$

Так як досліджувана сукупність є вибірковою і, отже, немає точної оцінки зазначених ймовірностей, в дисертаційному дослідженні будемо

використовувати їх оцінки ($\tilde{p}_{ijk}^{tf}, \tilde{p}_{ijk}^{ef}, \tilde{p}_{ijk}^{ts}, \tilde{p}_{ijk}^{es}$), які пропонується розраховувати за формулами:

$$\tilde{p}_{ijk}^{tf} + \tilde{p}_{ijk}^{ts} (\tilde{p}_{ijk}^{ef} + \tilde{p}_{ijk}^{es}) = 1, \quad (2.18)$$

$$\tilde{p}_{ijk}^{ts} = \frac{n_{ijk}^{ts}}{n_{ijk}}, \quad (2.19)$$

$$\tilde{p}_{ijk}^{tf} = 1 - \tilde{p}_{ijk}^{ts}, \quad (2.20)$$

де n_{ijk} - фактично проведена загальна кількість свердловино-операцій j -го МЗН на i -му родовищі в k -ій групі свердловин, свердл.-опер.;

n_{ijk}^{ts} - фактично проведена загальна кількість технологічно успішних свердловино-операцій j -го МЗН на i -му родовищі в k -ій групі свердловин, свердл.-опер.

Зазначимо, що при виборі альтернатив проведення МЗН може виникнути ситуація, коли при більшому технологічному ефекті одного порівняно з іншим МЗН, ЧДД може бути по ньому більше, а EV менше. Це пояснюється тим, що по першому МЗН щільність розподілу приросту видобутку має позитивну асиметрію розподілу, тобто за даним методом спостерігається велика кількість свердловино-операцій з технологічним ефектом нижче DQ^B .

В якості оцінки економічної ефективності МЗН в дисертаційному дослідженні запропоновано використовувати критерій очікуваної грошової вигоди, що враховує техніко-економічні ризики МЗН. Отже, замість дисконтування очікуваної віддачі за скоригованою на ризик ставкою, проводиться коригування на ризик грошового потоку, приписуючи йому скориговані на ризик ймовірності, або, інакше кажучи, ймовірності при нейтральному відношенні до ризику, а потім вже необхідно здійснити дисконтування за безризиковою ставкою.

Таким чином, пропонується підхід до розрахунку техніко-економічної ефективності МЗН на пізніх стадіях розробки нафтогазових родовищ,

базується на використанні ймовірностно-статистичних методів, теорії дерева рішень, методі імітаційного моделювання і дозволяє планувати заходи щодо МЗН не тільки з урахуванням можливої прибутковості і приросту видобутку нафти, а й з урахуванням комплексного впливу існуючих техніко-економічних ризиків. Це особливе актуально для НГВУ в сучасних кризових умовах, так як на пізніх стадіях розробки скорочується прибутковість діяльності за рахунок об'єктивного зростання витрат і зменшення обсягів видобутку нафти, а необхідне використання різних заходів зі скорочення витрат, врахування ризику у своїй діяльності і вибору найкращого варіанту використання обмежених ресурсів.

Слід зазначити, що при оцінці ризику необхідно виділяти такі поняття як міра ризику і рівень ризику. Одну з перших мір ризику, засновану на застосуванні дисперсії або середньоквадратичного відхилення, запропонував у 1952 р. Г. Марковіц. Огляд вимірників ризику, альтернативних дисперсійній мірі, що застосовуються практиками на фондовому (фінансовому) ринку, показує, що в основному використовують: ризик зниження прибутку, середнє абсолютне відхилення, середній абсолютний ризик зниження, ймовірність очікуваного зниження ризику.

Відповідно до запропонованого визначення техніко-економічного ризику проведення МЗН, в умовах асиметричності прогнозованої економічної ефективності МЗН в якості міри ризику їх проведення нами пропонується використовувати критерії напівдисперсії (SV^2) і напівсередньоквадратичного відхилення (SV). Напівдисперсія враховує дві статистики - дисперсію та асиметричність моделі - в одному показнику, таким чином, даючи досліднику можливість застосовувати однофакторну модель для пошуку очікуваної прибутковості.

Надалі для спрощення позначень у формулах будемо використовувати наступні індекси:

h - індекс, що позначає j -ий МЗН на i -му родовищі в k -ій групі свердловин,

i - індекс, що позначає будь-який інший МЗН крім h -ий МЗН.

Напівдисперсію SV_h^2 очікуваної грошової вигоди $E[EV_h]$ за рахунок проведення h -го МЗН будемо розраховувати за формулою:

$$SV_h^2 = E[\min\{0, (EV_h - E[EV_h])\}^2], \quad (2.21)$$

де $E[\cdot]$ - операнд обчислення середнього;

EV_h - очікувана грошова вигода одного із сценаріїв, що оцінюється методом Монте-Карло.

При порівнянні двох МЗН пропонується використовувати коефіцієнт напівваріації, що розраховується за формулою:

$$r_h = \frac{SV_h}{E[EV_h]}. \quad (2.22)$$

Показник r_h оцінює стійкість значення $E[EV_h]$. Для більш точної інтерпретації цього критерію пропонується розглядати 4 області ризику проведення МЗН і числові значення r_h в кожній з областей які подані у (табл.2.1).

Таблиця 2.1 – Пропонована шкала областей ризику МЗН

| Інтервал | Область ризику |
|-----------------------|----------------|
| $0 \leq r_h < 0,25$ | низька |
| $0,25 \leq r_h < 0,5$ | середня |
| $0,5 \leq r_h < 1$ | висока |
| $1 \leq r_h$ | дуже висока |

VI етап. Економіко-математична модель формування комплексу заходів за методами збільшення нафтовіддачі в координатах «ризик-прибутковість».

Враховуючи безумовну значимість характеристик кожного МЗН, що входять в план видобутку, зазначимо, що стратегічна

конкурентоспроможність і розвиток НГВУ залежить від характеристики всього комплексу (або портфелю) заходів, що обумовлює необхідність розробки ефективних методів управління портфелями МЗН.

Для прийняття обґрунтованого рішення потрібно розробити економіко-математичну модель формування портфелю МЗН, яка враховуватиме всі суттєві взаємозв'язки між родовищами (групами свердловин), обмеження по ресурсах (матеріальних і трудових), а також обмеження встановлені законодавством про надрокористування.

Пропонується модель оптимізації інвестиційної діяльності в області МЗН, побудована на основі теорії портфельного інвестування з урахуванням обмежень, специфічних для діяльності НГВУ. Якщо розглядати комплекс МЗН як портфель проектів, то можна використати положення сучасної теорії портфельних інвестицій Марковіца-Тобіна. Введемо поняття портфелю методів збільшення нафтовіддачі.

Портфель методів збільшення нафтовіддачі - сукупність різноманітних МЗН, спрямованих на досягнення стратегічних цілей нафтогазовидобувного підприємства, які мають загальні обмеження по ресурсах.

Постановка задачі може бути сформульована таким чином: на основі вихідних даних сформувати ефективний портфель МЗН, тобто портфель, що максимальною мірою відповідає стратегічним цілям підприємства і володіє властивостями непогіршуваності за характеристиками «дохідність» і «ризик».

Ризик портфелю МЗН будемо трактувати як дисперсію (напівсередньоквадратичне відхилення) очікуваної грошової вигоди портфеля заходів.

Для формування ефективних портфелів МЗН на плановий період пропонується двокритеріальна економіко-математична модель, як передбачає:

- максимізацію очікуваної грошової вигоди портфелю МЗН з урахуванням можливості вкладення грошових коштів за мінімально прийнятною прибутковістю:

$$\left[\sum_{h=1}^L a_h EV_h - R_a \sum_{h=1}^L a_h K_h \right] \rightarrow \max, \quad (2.23)$$

де a_h - можлива кількість заходів h -го МЗН;

EV_h - очікувана грошова вигода за рахунок проведення h -го МЗН;

R_a - мінімальна дохідність на вкладений капітал (наприклад, можна використовувати середньозважену вартість капіталу);

K_h - одноразові витрати на проведення h -го МЗН, тис. грн.;

L - кількість МЗН в ijk - множині;

- мінімізацію сумарної напівдисперсії портфелю МЗН:

$$\left[\sum_{h=1}^L \sum_{u=1}^M \text{cov}(EV_h, EV_u) a_h a_u \right] \rightarrow \min, \quad (2.24)$$

де a_u - можлива кількість заходів u -го МЗН;

EV_h - очікувана грошова вигода за рахунок проведення h -го МЗН.

Існують обмеження:

- на максимально можливе число свердловино-операцій j -го МЗН, яке може бути проведене на всіх родовищах і групах свердловин в плановому періоді при існуючому ресурсному і технологічному оснащенні:

$$\sum_{h=1}^L a_h \leq Z_j, \quad (2.25)$$

де Z_j - максимально можливе число свердловино-операцій j -го МЗН, яке може бути проведене на всіх родовищах і групах свердловин в плановому періоді при існуючому ресурсному і технологічному оснащенні;

- обмеження по економічній ефективності планованих МЗН:

$$\sum_{h=1}^L a_h EV_h \geq \sum_{h=1}^L a_h K_h z_j, \quad (2.26)$$

де z_j - мінімальний рівень рентабельності j -го МЗН;

- обмеження по пропускній здатності нафтопроводів з i -го родовища:

$$\sum_{h=1}^L a_h DQ_h + Q_i^C + Q_i^N \leq Q_i^T, \quad (2.27)$$

де DQ_h - додатковий видобуток нафти від j -го МЗН на i -му родовищі в k -ій групі свердловин, тис. т.;

Q_i^C - прогнозний видобуток нафти зі старих свердловин в плановому періоді, по яких не планується проводити МЗН на i -му родовищі, тис. т.;

Q_i^N - прогнозна видобуток нафти з нових свердловин, які будуть введені в плановому періоді на i -му родовищі, тис. т.;

Q_i^T - пропускна потужність нафтопроводів i -го родовища в плановому періоді, тис. т.;

- обмеження по досягненню мінімально прийнятних техніко-економічних показників у цілому по нафтогазовидобувному підприємству:

$$\sum_{h=1}^L a_h K_h \leq C_{pi} \left(\sum_{i=1}^W (Q_i^C - Q_i^N) + \sum_{h=1}^L a_h DQ_h \right) - C_0 \sum_{i=1}^W (Q_i^C - Q_i^N), \quad (2.28)$$

де C_{pi} - середня планова собівартість видобутку нафти по НГВУ, що забезпечує мінімально прийнятну рентабельність виробництва (грн./т), яка знаходиться як

$$C_{pi} = G - (1 - H) / (1 + P - H), \quad (2.29)$$

де G - ціна реалізації нафти, грн./т.;

P - мінімально прийнятна рентабельність НГВУ;

W - кількість родовищ;

C_0 - середня планова собівартість видобутку нафти по перехідному фонду і по нових свердловинах, грн./т.

Для застосування моделі пропонується використовувати ітеративний підхід, що використовує методи математичного програмування. Алгоритм дозволяє відшукати ефективну межу двохкритеріальної моделі за допомогою використання спочатку у ролі цільової функції одного з критеріїв при введенні додаткового обмеження.

Запропонована модель забезпечує:

- формування портфелю МЗН з прийнятними для управління НГВУ рівнями доходу та ризику;
- рівень видобутку нафти по НГВУ відповідно до проектів розробки;
- досягнення НГВУ найкращих за інших рівних умов техніко-економічних показників.

Для виявлення та коригування параметрів, значення яких будуть значно впливати на виконання плану, пропонується проводити факторний аналіз сформованого комплексу МЗН за допомогою широко поширеної методології аналізу чутливості.

Необхідно відзначити, що МЗН проводяться із значними витратами часу, фінансових коштів і втратами нафти. Для підвищення ефективності роботи НГВУ потрібно розробити ефективні методи організації робіт ремонтних бригад для забезпечення безперебійної роботи фонду свердловин. Кількість ремонтних бригад також обмежена. Отже, потрібно скласти черговість проведення МЗН протягом планового періоду так, щоб, наприклад, мінімізувати втрати нафти. На рівні поточного планування графік проведення ремонтних робіт на свердловинах відповідно до складеного портфелю МЗН можна розрахувати виходячи з надання пріоритету свердловинам з максимальним дебітом, що знаходяться на найкоротшій відстані від ремонтної бригади. Пропонуємо встановити черговість проведення заходів груп свердловин за критеріями $\max EV_h - \min SV_h$, так як у першому критерії через витрати і доходи враховуються як відстань до свердловин, так і їх дебїти, а в другому критерії - ймовірнісні результати проведення МЗН в даній групі свердловин.

Таким чином, запропонований підхід урахування ризиків при плануванні МЗН на пізніх стадіях розробки родовищ, що дозволяє на основі використання критеріїв очікуваної грошової вигоди і техніко-економічного ризику методів збільшення нафтовіддачі проводити оцінку ефективності заходів з урахуванням різних їх наслідків, оцінювати вплив геолого-

промислових параметрів на техніко-економічний ризик заходів щодо збільшення нафтовіддачі. Запропонована модель формування оптимальних портфельів заходів щодо збільшення нафтовіддачі враховує стратегічні пріоритети діяльності нафтогазовидобувного підприємства, схильність до ризику компанії, ресурсні, транспортні, законодавчі та інші обмеження.

Висновки до розділу 2

1. Встановлено, що при аналіз ефективності управління фондом свердловин нафтогазовидобувних підприємств необхідне врахування умов, особливостей та тенденцій їх функціонування, обумовлених низкою чинників, зокрема: технологічних; природних; державної політики; факторів ринку. Обмеженість ресурсної бази, ускладнення структури запасів, державне регулювання надрокористування і глобалізація нафтового ринку ведуть до зростання конкуренції нафтогазових компаній в області технологій виробництва і управління. Висококонкурентні нафтові компанії переслідують мету створення збалансованої структури активів і управління відповідними ризиками. Стратегії їх розвитку передбачають інтенсивне впровадження технологічних та управлінських новацій як основних факторів конкурентної боротьби за умови відкритості енергетичного сировинного ринку.

2. Одним з важливих моментів при формуванні програм підвищення економічної ефективності нафтогазовидобувних підприємств є класифікація заходів, що входять в програму підвищення економічної ефективності їх діяльності. Запропоновано класифікацію, що систематизує та доповнює існуючі класифікації геолого-технічних і організаційно-економічних заходів у окремих напрямках діяльності нафтогазовидобувних підприємств шляхом заснування додаткових групувальних ознаки заходів. Так, вся сукупність заходів, спрямованих на підвищення економічної ефективності діяльності нафтогазовидобувних підприємств пропонується класифікувати залежно від

характеру заходів; цільової спрямованості, за факторами розвитку виробництва; за напрямками підвищення економічної ефективності; за часом охоплення. Запропонована класифікація дає змогу виважено підійти до формування програми підвищення ефективності нафтогазовидобувного підприємства і виявити пріоритетні напрямки підвищення ефективності.

3. Встановлено, що залежно від джерел фінансування і напрямків реалізації програми підвищення економічної ефективності, комплексність впливу цього процесу на нафтогазовидобувне підприємство виражається в таких аспектах: програма підвищення ефективності діяльності нафтогазовидобувного підприємства змінює форму і структуру активів підприємства, визначаючи тим самим його майновий потенціал і виробничі можливості; програма має бути спрямована на розвиток підприємства незалежно від її конкретного напрямку та вимагає адекватного розвитку системи управління підприємством і реалізації кадрового потенціалу; джерела здійснення програми підвищення ефективності діяльності нафтогазовидобувного підприємства утворюють портфель боргових зобов'язань підприємства і впливають на розмір вільних власних коштів, що визначає фінансовий стан підприємства. Розроблена процедура формування програми підвищення економічної ефективності діяльності підприємства, що враховує її комплексну дію на процес розвитку підприємства.

4. Запропоновано методичний підхід до формування програми підвищення економічної ефективності діяльності нафтогазовидобувного підприємства, що складається з семи послідовних етапів: класифікації заходів підвищення ефективності діяльності, процедури формування програми підвищення економічної ефективності діяльності, моделі комплексної оцінки програми підвищення економічної ефективності діяльності, формуванні груп факторів, що впливають на економічну ефективність діяльності, розробці показників для комплексної оцінки економічної ефективності діяльності нафтогазовидобувного підприємства з урахуванням галузевої структури, механізмі формування сценаріїв програми підвищення економічної

ефективності. Реалізації такого економічного механізму формування програми підвищення економічної ефективності і оцінки діяльності нафтогазовидобувних підприємств, дають змогу управляти їх економічною ефективністю як в короткостроковий, так і в довгостроковий періоди.

5. Управління ризиками визначає шляхи і можливості забезпечення стійкості нафтогазовидобувного підприємства, його здатність протистояти несприятливим ситуаціям. Запропоновано класифікувати ризики за такими критеріями (класифікаційними ознаками): причинами виникнення; функціональними видами і галузями виробництва, масштабами останнього; етапами вирішення проблем; тривалістю впливу, можливостями страхування, рівнем допустимості тощо. Науково обґрунтована класифікація ризику дозволяє чітко визначити місце кожного ризику в їх загальній системі. Представлено види ризиків в управлінні нафтопромисловими об'єктами, з поділом їх на зовнішні та внутрішні.

6. Враховуючи фактор невизначеності в стратегії прийняття економічних рішень на кожній стадії життєвого циклу свердловини, пропонується використовувати методичний підхід до економічної оцінки та прогнозування ризику вибуття свердловин з експлуатаційного фонду та втрат від цього на основі імітаційної моделі та розроблено загальну логічну послідовність кількісного аналізу ризику вибуття свердловин.

7. У зв'язку із особливостями прогнозування МЗН на родовищах пізніх стадій розробок пропонується комплексний методичний підхід, що включає різні економіко-математичні методи і моделі, і складається з геолого-технічного, економічного та оптимізаційних блоків. У техніко-технологічному блоці вирішується завдання прогнозування додаткового видобутку нафти за рахунок МЗН. В економіко-імітаційному блоці здійснюється оцінка прогнозних значень техніко-економічної ефективності кожного МЗН в умовах ризику. У оптимізаційному блоці вирішується завдання щодо складання портфелю комплексу МЗН на розроблюваних родовищах НГВУ з прийнятним рівнем ризику.

8. Важливими завданнями при розробці прогнозів приросту видобутку нафти за рахунок МЗН є групування свердловин за однорідними геолого-технологічними властивостями і виявлення відхилень (цензурування від запланованих показників). У кожній групі і по кожному МЗН пропонується проводити процедуру цензурування по параметру додаткового видобутку нафти. Це необхідно для того, щоб виявити грубі помилки, які можуть бути пояснені порушенням регламенту проведення МЗН, невірним підбором свердловини для МЗН внаслідок недостатності геофізичних досліджень, гідродинамічних досліджень тощо.

9. Для оцінки економічної ефективності МЗН в дисертаційному дослідженні запропоновано критерій очікуваної грошової вигоди, що враховує техніко-економічні ризики МЗН. Замість дисконтування очікуваної віддачі за скоригованою на ризик ставкою дисконту, проводиться коригування на ризик грошового потоку використовуючи ймовірності визначені при нейтральному відношенні до ризику, а вже після цього здійснюється дисконтування за безризиковою ставкою дисконтування. Запропонований підхід до розрахунку техніко-економічної ефективності МЗН на пізніх стадіях розробки нафтогазових родовищ, використовує ймовірностно-статистичні методи, теорію дерева рішень, метод імітаційного моделювання та дозволяє планувати заходи щодо МЗН не тільки з урахуванням можливої прибутковості і приросту видобутку нафти, а й з урахуванням комплексного впливу техніко-економічних ризиків. Це особливо актуально для НГВУ в сучасних кризових умовах, так як на пізніх стадіях розробки скорочується прибутковість їх діяльності за рахунок природного зростання витрат і зменшення обсягів видобутку нафти.

10. Відповідно до запропонованого визначення техніко-економічного ризику проведення МЗН, в умовах асиметричності прогнозної економічної ефективності МЗН в якості міри ризику їх проведення в дисертаційному дослідженні пропонується використовувати критерії напівдисперсії (SV^2) і напівсередньоквадратичного відхилення (SV). Пропонується модель

оптимізації інвестиційної діяльності стосовно МЗН, яка побудована на основі теорії портфельного інвестування з урахуванням обмежень, специфічних для діяльності НГВУ. При застосуванні моделі пропонується використовувати ітеративний підхід, що використовує методи математичного програмування. Алгоритм дозволяє відшукати ефективну межу застосування двокритеріальної моделі за допомогою використання спочатку у ролі цільової функції одного з критеріїв і введенням додаткових обмежень. Розроблена модель забезпечує: формування портфелю МЗН з прийнятними для управління НГВУ рівнями доходу та ризику; видобуток нафти по НГВУ відповідно до проектів розробки; досягнення НГВУ найвищих за інших рівних умов техніко-економічних показників.

Основні результати розділу 2 опубліковані у працях [6, 7, 10, 15].

РОЗДІЛ 3. НАПРЯМИ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН НАФТОГАЗОВИДОБУВНИХ ПІДПРИЄМСТВ

3.1. Аналіз ефективності методів збільшення нафтовіддачі та управління ризиками вибуття свердловин при їх експлуатації на родовищах НГВУ «Долинанафтогаз»

Експлуатаційний фонд видобувних свердловин НГВУ «Долинанафтогаз» на початок 2012 року складав 336 свердловин (в тому числі 335 діючих), з яких 40 свердловин експлуатувалися фонтанним способом (всі діючі) і 296 свердловин експлуатувалися механізованим способом (в тому числі 295 діючих: ШГН-281 свердловина, ЕВН- 14 свердловин). В бездії знаходилась одна свердловина 45-Струтинь Струтинського родовища.

Протягом 2012 року дана категорія свердловин поповнилася чотирма свердловинами: 202-ПД Північно-Долинського родовища та 111-Струтинь Струтинського родовища, які введені в експлуатацію з експлуатаційного буріння, а-також 171-ПД Північно-Долинського родовища, яка переведена в експлуатаційний фонд видобувних свердловин з фонду нагнітальних свердловин Північно-Долинського родовища, та 73-ВВ Вигода-Витвицького родовища, яка переведена в експлуатаційний фонд видобувних свердловин з фонду п'єзометричних свердловин.

З експлуатаційного фонду протягом року виведено 16 свердловин: три свердловини 241-Д, 707-Д, 905-Д Долинського родовища переведені в фонд нагнітальних свердловин Долинського родовища, та тринадцять свердловин: 8-ПД, 34-ПД, 124-ПД Північно-Долинського родовища, 14-Стр, 24-Стр, 59-Стр, 91-Стр, 96-Стр, 97-Стр Струтинського родовища, 75-Сп, 80-Сп

Спаського родовища та 25-Т, 26-Т Тянявського родовища переведені в фонд п'єзометричних свердловин.

Тому на кінець 2012 року експлуатаційний фонд видобувних свердловин склав 324 свердловини (в тому числі 319 діючих та 5 бездіючих), з яких 29 свердловин експлуатуються фонтанним способом (всі діючі) і 295 свердловин механізованим способом (в тому числі 290 діючих: ШГН-255 свердловин, ЕВН-35 свердловин). В бездії знаходились п'ять свердловин: 237-Д Долинського родовища, 45-Стр, 79-П Струтинського родовища та 12-Р, 22-Р Ріпнянського родовища. Експлуатаційний фонд нагнітальних свердловин на початок 2012 року складав 125 свердловин (в тому числі 117 діючих). Протягом року до експлуатаційного фонду нагнітальних свердловин було введено чотири свердловини: 241-Д, 707-Д, 905-Д Долинського родовища з експлуатаційного фонду видобувних свердловин та 115-ПД Північно-Долинського родовища з фонду п'єзометричних свердловин.

З фонду нагнітальних свердловин протягом року виведено дві свердловини: 171-ПД Північно-Долинського родовища переведена в експлуатаційний фонд видобувних свердловин та 76-Сп Спаського родовища в фонд п'єзометричних. Тому на кінець 2012 року експлуатаційний фонд нагнітальних свердловин склав 127 свердловин (в тому числі 114 діючих).

Фонд п'єзометричних свердловин на початок 2012 року складав 100 свердловин. Протягом року в цей фонд введено 14 свердловин: 8-ПД, 34-ПД, 124-ПД Північно-Долинського родовища, 14-Стр, 24-Стр, 59-Стр, 91-Стр свердловин і 76-Сп Спаського родовища, які переведені з експлуатаційного фонду нагнітальних свердловин. Виведено з фонду протягом року дві свердловини: 73-ВВ Вигода-Витвицького родовища в експлуатаційний фонд видобувних свердловин та 115-ПД Північно-Долинського родовища в експлуатаційний фонд нагнітальних свердловин. Тому на кінець року фонд п'єзометричних свердловин налічував 112 свердловин.

Фонд законсервованих свердловин протягом 2012 року складав 34 свердловини. Фонд свердловин, які перебувають в очікуванні ліквідації на

початок 2012 року налічував 18 свердловин. Протягом року з фонду виведено 10 свердловин в фонд ліквідованих свердловин: 116-Д, 226-Д, 232-Д, 283-Д, 290-Д, 510-Д, 603-Д Долинського родовища, 102-ПД Північно-Долинського родовища, 4-П Струтинського родовища та 86-Сп Спаського родовища. Тому на кінець року він налічував 8 свердловин.

Фонд ліквідованих свердловин на початок 2012 року налічував 414 свердловин. Протягом року в фонд введено 10 Свердловин: 116-Д, 226-Д, 232-Д, 283-Д, 290-Д, 510-Д, 603-Д Долинського родовища, 102-ПД Північно-Долинського родовища, 4-П Струтинського родовища та 86-Сп Спаського родовища з фонду свердловин, які перебувають в очікуванні ліквідації. Тому на кінець року він налічував 424 свердловини.

Розробка основних об'єктів видобутку нафти НГВУ „Долинанафтогаз“, а саме менілітового, вигода-бистрицького та манявського покладів Долинського родовища, менілітового (в межах Болехівської ділянки) та еоценового покладів Північно-Долинського родовища, менілітового (блок ППТ) та вигодського покладів Струтинського родовища, менілітового покладу Спаської складки Спаського родовища здійснюється з підтриманням пластового тиску шляхом нагнітанням води з забезпеченням в пластових умовах компенсації відбору флюїду. Свердловинами, які експлуатують вищезгадані об'єкти розробки, забезпечується 93,4% від річного видобутку нафти по НГВУ. Інші родовища (Танявське, Вигода-Витвицьке, Ріпнянське, Рожнятівське і Чечвинське) розробляються на природних режимах.

У 2012 році із нової свердловини 202-ПД Північно-Долинського родовища видобуто 1,33 тис.т нафти, а з свердловини 111-Стр - 0,53 тис.т нафти. Перебіг основних показників розробки по перехідному фонду свердловин обумовлений закономірностями, характерними для витіснення газованої рідини водою і режиму розчиненого газу.

Так по Струтинському, Спаському, Ріпнянському, Рожнятівському, Вигода-Витвицькому і Чечвинському родовищах в 2012 році видобуто практично такі ж обсяги нафти, як в 2011 році.

Зниження видобутку нафти в 2012 році порівняно з 2011 роком спостерігається по Північно-Долинському родовищу (-3,62 тис.т), що є закономірним, оскільки його розробка ведеться з ППТ заводненням та знаходиться на завершальній стадії. В цьому випадку характерним є зниження видобутку нафти.

Ріст видобутку нафти в 2012 році в порівнянні з 2011 роком спостерігається по Долинському родовищу (+2,65 тис.т), що обумовлено успішним проведенням на свердловинах цього родовища гідравлічного розриву пласта (свердловини 830-Д та 612-Д) та забезпеченням стабільної роботи свердловин цього родовища завдяки проведенню ряду організаційно-технічних заходів.

З метою зниження темпу падіння видобутку нафти в 2012 році було проведено ряд геолого-технічних заходів (ГТЗ), в результаті чого додатково видобуто нафти: по Долинському родовищу - 19,616 тис.т; по Північно-Долинському родовищу - 9,312 тис.т; по Струтинському родовищу - 4,120 тис.т; по Спаському родовищу - 1,044 тис.т; по Вигода-Витвицькому родовищу - 0,035 тис.т.

В 2013 році завдяки проведенню геолого-технічних заходів, оздоровленню експлуатаційного фонду видобувних свердловин шляхом проведення підземних та капітальних ремонтів та введенню в експлуатацію однієї нової видобувної свердловини 112-Стр прогнозувався річний видобуток нафти з конденсатом в обсязі 264,0 тис.т та газу в обсязі 97,0 млн.м³.

В умовах, коли основні родовища НГВУ «Долинанафтогаз» вступили в пізні стадії розробки особливої актуальності набувають МЗН. На родовищах НГВУ "Долинанафтогаз" використовуються наступні методи збільшення нафтовилучення:

- *підтримання пластового тиску нагнітанням води* із забезпеченням в пластових умовах компенсації відбору флюїду, що застосовується на основних об'єктах видобутку нафти НГВУ "Долинанафтогаз", а саме в

менілітовому, вигодсько-бистрицькому та манявському покладах Долинського родовища, еоценовому покладі та Болехівській ділянці менілітового покладу Північно-Долинського родовища, менілітовому (блок ППТ) та вигодському покладах Струтинського родовища та менілітовому покладі Спаської складки Спаського родовища. Нагнітання води в вищезгадані поклади проводиться у 114 діючих нагнітальних свердловинах;

- *дренування застійних зон* - полягає в експлуатації свердловин, пробурених в слабодренованих зонах. Цей метод застосовується на Долинському, Північно-Долинському та Струтинському родовищах. До додатково видобутої відноситься вся нафта, видобута із свердловин, які дренують застійні зони;

- *просування облямівки водних розчинів ПАР* закачуванням води, об'єм яких становить 30% від загального об'єму порового простору в менілітовому і вигодському покладах Струтинського родовища.

Результати від впровадження вищевказаних методів збільшення нафтовилучення наведені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Ефект від використання методів збільшення нафтовилучення на родовищах НГВУ «Долинанaftогаз» за 2012 р.

| Методи збільшення нафтовилучення | Долинське родовище | Північно-Долинське родовище | Струтинське родовище | Спаське родовище | Всього по НГВУ |
|---|--------------------|-----------------------------|----------------------|------------------|----------------|
| ППТ нагнітанням води, тис. т. | 63,299 | 17,554 | 14,612 | 3,146 | 98,611 |
| Дренування застійних зон, тис. т. | 39,564 | 34,381 | 3,115 | - | 77,060 |
| Просування облямівки водних розчинів ПАР закачуванням води, тис. т. | - | - | 1,560 | - | 1,560 |
| Всього, тис. т. | 102,863 | 51,935 | 19,287 | 3,146 | 177,231 |

В табл. 3.2 представлено показники техніко-економічної ефективності методів збільшення нафтовіддачі з урахуванням перехідних ефектів по трьох

свердловинах Долинського, Північно-Долинського і Танаявського родовищ НГВУ «Долинанافتогаз».

Таблиця 3.2 – Показники техніко-економічної ефективності методів збільшення нафтовіддачі на родовищах НГВУ «Долинанافتогаз» за 2012 р.

| № з/п | Показники | Одиниця виміру | Долинське родовище, свердловина 830-Д | | Північно-Долинське родовище, свердловина 141-ПД | | Танаявське родовище, свердловина 100-Танаявка | |
|-------|--|----------------|---------------------------------------|------|---|-------|---|------|
| | | | Гідравлічний розрив пласта | | Обробки привібійної зони пласта | | Обробки привібійної зони пласта | |
| | | | план | факт | план | факт | план | факт |
| 1 | Кількість св.-опер. | шт. | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 2 | Додатковий видобуток нафти | тис. т | 4,4 | 4,85 | 1,643 | 1,808 | 1,1 | 1,2 |
| 3 | Обсяг товарної нафти | тис. т | 3,7 | 4,12 | 1,381 | 1,536 | 0,9 | 1 |
| 4 | Середній додатковий видобуток нафти за рахунок МЗН | т / св.-опер. | 4,4 | 4,85 | 1,6 | 1,8 | 1,1 | 1,2 |

За рахунок виконання організаційно-технічних заходів по НГВУ «Долинанافتогаз» у 2011р. додатково видобуто 21,125 тис. т нафти, 7,039 млн. м³ газу та додатково закачано 39,203 тис. м³ води. Додатковий видобуток нафти за рахунок виконання організаційно-технічних заходів у 2011р. склав 7,8% від загального по НГВУ, газу – 7,1%.

Протягом 2011 року за рахунок обробок привібійних зон продуктивних пластів нафтових свердловин додатково видобуто 17,932 тис. т нафти, 5,272 млн. м³ газу і додатково закачано в продуктивні пласти 39,203 тис. м³ води. Додатковий видобуток нафти за рахунок обробок привібійних зон продуктивних пластів у 2011р. склав 6,6% від загального по НГВУ, газу – 5,3%.

На основі проведеного аналізу роботи експлуатаційного фонду видобувних свердловин, зокрема, кількості виведених та ліквідованих, а також дослідження ефективності методів збільшення нафтовіддачі на

родовищах НГВУ «Долинанaftогаз» доцільно запровадження економічного механізму управління ризиками вибуття свердловин при їх експлуатації.

Для нафтогазовидобувних підприємств управління ризиками має ґрунтуватися на комплексній системі економічного, фінансового, екологічного аналізу, основою яких має стати економічний механізм, що представляє собою систему управління ризиком вибуття свердловини з урахуванням фінансових відносин, що виникають у процесі прийняття управлінських рішень: цілеспрямований аналіз і передбачення ризиків; визначення їх ймовірних розмірів і наслідків; організація політики нафтогазового підприємства по зниженню ступеня ризику вибуття свердловини.

Економічний механізм управління ризиком вибуття свердловини з експлуатаційного фонду нафтогазового підприємства в умовах забезпечення сталого розвитку має формувати його стратегію і тактику. Отже, НГВУ «Долинанaftогаз» в процесі своєї діяльності при створенні системи управління ризиками фонду свердловин необхідно виходити з того, що ризик має стратегічну і тактичну основу.

Стратегія управління ризиком вибуття свердловини - це сукупність процедур, правил, алгоритмів з управління ризиком в невизначеній господарській ситуації, заснована на прогнозуванні ризику і засобів із його зниження. Стратегічний ризик вибуття пов'язаний з тими проблемами, які можуть виникнути в майбутньому. Тактика управління ризиком вибуття свердловини - це конкретні методи і прийоми для досягнення поставленої мети в конкретних умовах. Завданням тактики управління ризиком вибуття свердловини є вибір найбільш оптимального рішення і найбільш прийнятних у даній ситуації методів і прийомів управління.

Кінцева мета управління полягає в побудові стратегії на базі вибору оптимальної тактики з метою досягнення прийняттого співвідношення прибутку і ризику вибуття свердловини. У межах часових рамок планування існує різниця між стратегічним і тактичним плануванням. Чим більші масштаби підприємства - надрокористувача, тим складніший об'єкт

планування і тим складніша за своєю структурою сукупність ризиків. Чим далі в майбутнє планування, тим менш точними виявляються його результати. Тому стратегічне планування, що носить довгостроковий характер, має інший зміст та інші інструменти в порівнянні з тактичним плануванням, а з урахуванням впливу ризиків вибуття свердловин стратегічне планування перетворюється в ризик -планування.

Відмінності між стратегічним і тактичним ризик -планування особливо помітні в контексті управління ризиками вибуття свердловин. У той час як при стратегічному ризик-плануванні створюються необхідні передумови до вирішення проблем майбутнього, в сфері тактичного планування домінує результат, який може бути досягнутий в короткий термін і який піддається виміру, шляхом використання таких критеріїв як економічність або ефективність.

Аналогічну роль при стратегічному ризик-плануванні такий якісний параметр, як ризик вибуття свердловини, в той час, як в області тактичного ризик-планування домінують чітко визначені величини, такі як наприклад витрати, пов'язані з аварійною ситуацією.

Стратегічне ризик-планування в управлінні фондом свердловин є відносно новим інструментом, що використовується в діяльності нафтогазовидобувних підприємств. Воно являє собою управлінську технологію створення і підтримки стратегічної відповідності між цілями, потенційними можливостями, ризиками і результатами при управлінні фондом свердловин. Залежно від стадії життєвого циклу окремо взятої свердловини воно опирається на основні цілі і завдання, а також чітко розроблені техніко-економічні документи: технологічну схему і кошторис будівництва; план проведення капітальних ремонтів свердловин; план проведення робіт з ліквідації свердловини і кошторис витрат на нього. В основу економічного механізму управління ризиком вибуття із фонду свердловин покладено певні функціональні складові і принципи, а саме: визначення структури ризиків вибуття свердловин; прогнозування

виникнення ризиків вибуття, їх кількісне вимірювання; фінансування зменшення ризику вибуття свердловин; відповідальність та зобов'язання нафтогазовидобувного підприємства, чіткість політики і механізмів управління ризиками вибуття свердловин; координований контроль ризиків вибуття свердловин, спостереження за ефективністю процедур управління ризиками фонду свердловин.

На основі наведеного сформовано модель управління ризиками вибуття свердловин у НГВУ (рис. 3.1), яка складається з двох підсистем: керованої (об'єкт управління) і керуючої підсистеми (суб'єкт управління).

Керована підсистема містить об'єкт і предмет дослідження. Як об'єкт розглядається свердловина як складна система, що здійснює видобуток нафти і газу, в процесі якого існують небезпеки, що здатні або дезорганізувати, чи завдати шкоди самій системі або її структурним складовим. Предметом дослідження є ризик вибуття свердловини з експлуатаційного фонду. У якості керуючої підсистеми виступає НГВУ , яке за допомогою різних методів і засобів здійснює цілеспрямований вплив на об'єкт управління з метою зменшення можливих ризиків вибуття їх з експлуатації. Завдання в управлінні ризиком вибуття фонду свердловин визначаються залежно від планованих науково-технічних заходів.

В узагальненій формі завдання зводиться до планування: прогнозних ризиків вибуття свердловин із діючого фонду і заходів щодо їх зниження; витрат і потенційних втрат, збитків НГВУ і, як наслідок, їх мінімізації; оздоровлення фонду нафтових свердловин; ефективності науково-технічних заходів.

Враховуючи фактор ризиків вибуття свердловини і існуючу невизначеність в стратегії прийняття економічних рішень при управлінні фондом свердловин, пропонується використовувати економічний механізм управління ризиком вибуття свердловини НГВУ.

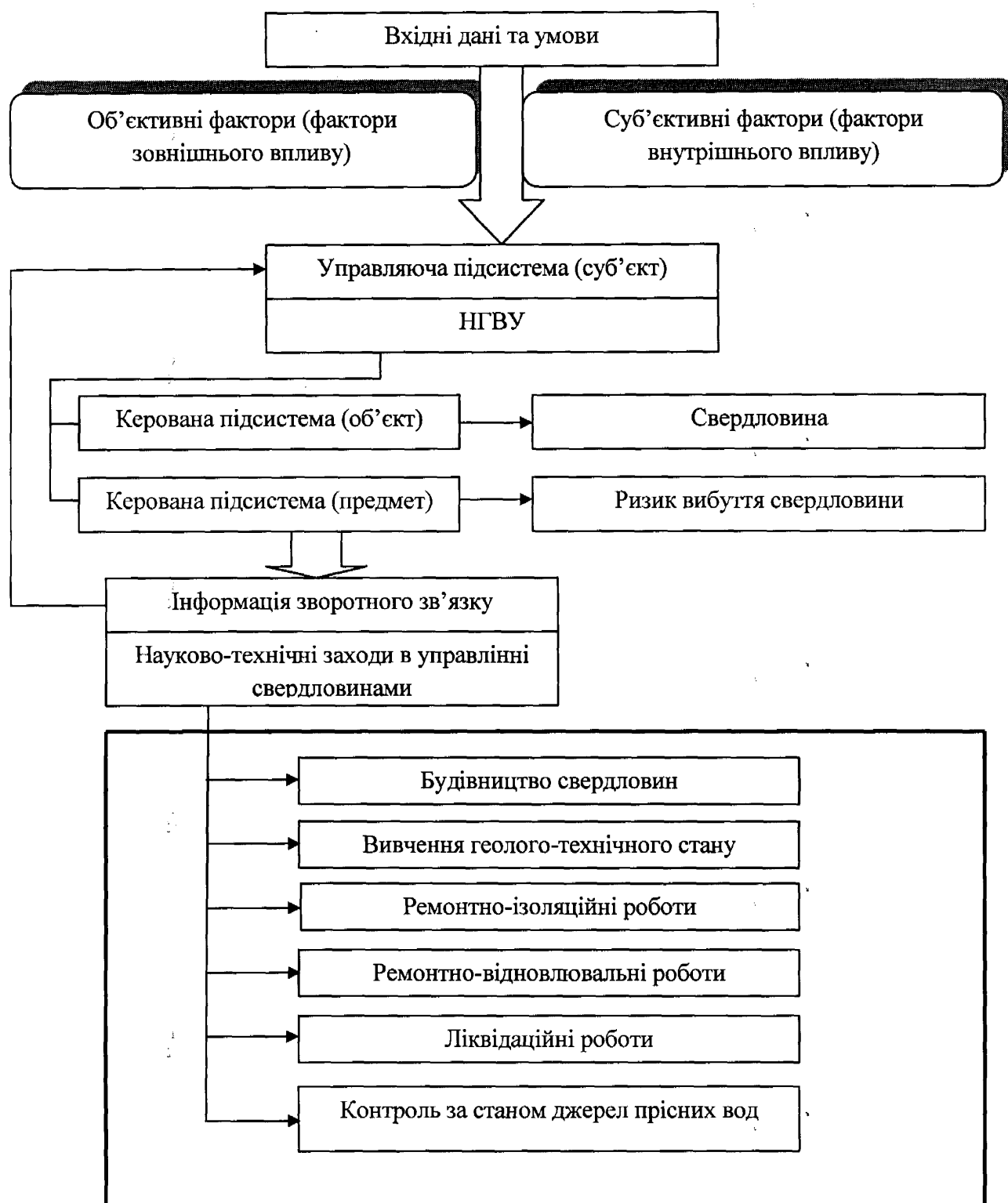


Рисунок 3.1 – Модель управління ризиками вибуття свердловин НГВУ

Загальна логічна послідовність процесу управління ризиком вибуття свердловини НГВУ економічний механізм може бути представлена у вигляді наступної блок-схеми (рис. 3.2).

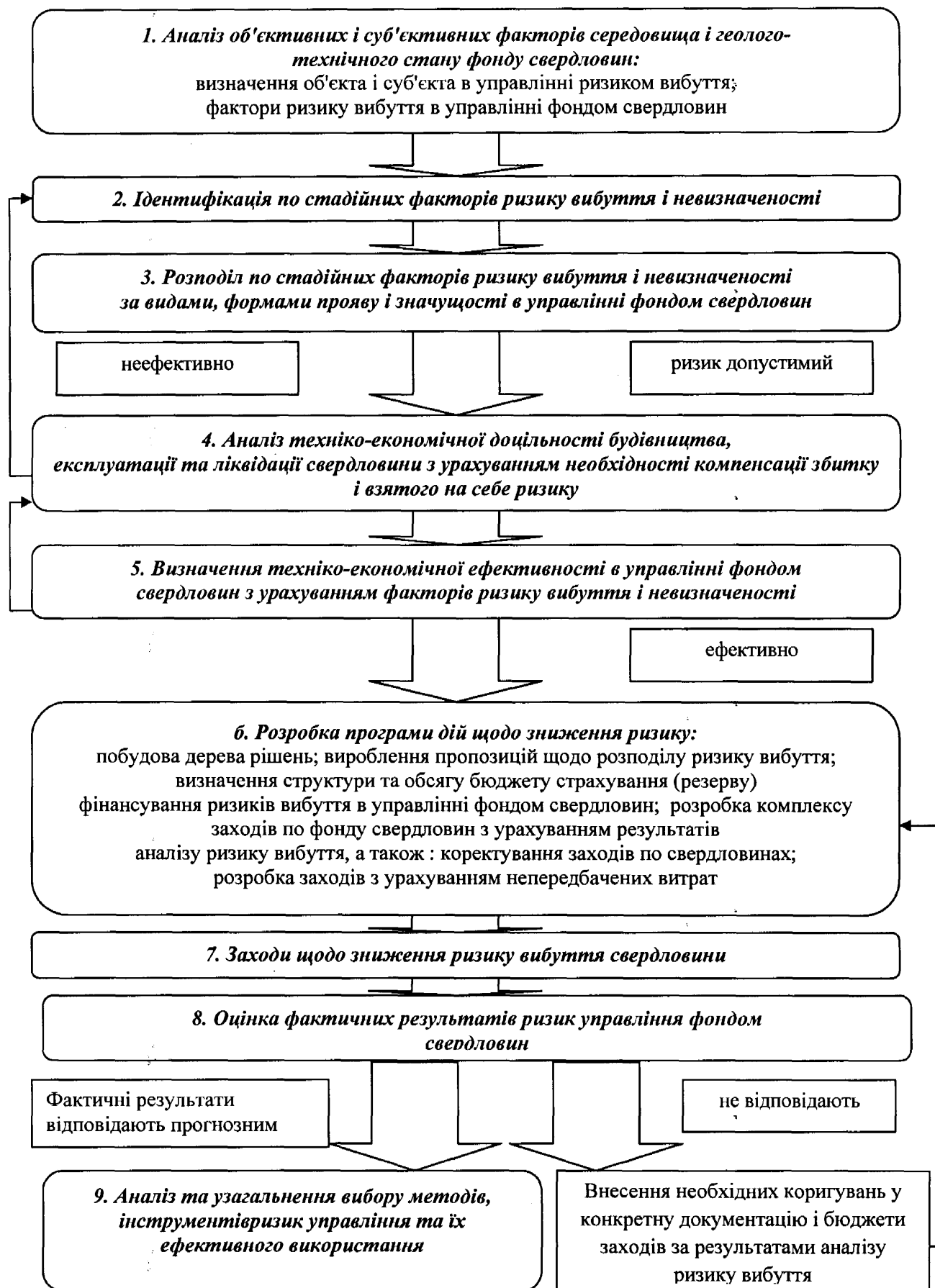


Рисунок 3.2 – Економічний механізм управління ризиком вибуття фонду свердловин НГВУ

Концептуальна модель управління ризиком вибуття свердловини з експлуатаційного фонду передбачає наступні етапи:

1. Аналіз об'єктивних і суб'єктивних факторів середовища НГВУ і геолого-технічного стану фонду свердловин з урахуванням технологічної специфіки свердловин.

2. Визначення поетапних факторів ризику вибуття свердловини і невизначеності в управлінні фондом свердловин.

3. Вибір найбільш значущих ризиків вибуття свердловин, їх оцінка та формування певної ризик стратегії, пов'язаної з управлінням фондом свердловин.

4. Розробка поетапних програм дій щодо зниження ризику вибуття за допомогою вибору методів та інструментів управління ризиками з урахуванням виявлених факторів.

5. Виконання програм дій щодо зниження ризику вибуття свердловини.

6. Оцінка фактичних результатів управління ризиком вибуття фонду свердловин.

Зміст цих етапів визначається тими цілями, які ставить перед собою нафтогазовидобувне підприємство в управлінні ризиком вибуття свердловин.

Цілі і завдання стратегії управління ризиком вибуття фонду свердловин більшою мірою визначаються постійними змінами зовнішнього економічного середовища, в якому доводиться працювати нафтогазовидобувному підприємству.

Процес впливу суб'єкта на об'єкт управління, тобто сам процес управління, може здійснюватися тільки за умови циркулювання певної інформації між керуючою і керованою підсистемами.

Процес управління незалежно від його конкретного змісту завжди передбачає отримання, передачу, переробку і використання інформації. В управлінні ризиком вибуття свердловин отримання надійної і достатньої інформації відіграє визначальну роль, так як сама інформація дозволяє прийняти конкретне рішення в умовах ризику.

Таким чином, проведений аналіз ефективності використовуваних методів збільшення нафтовіддачі та відповідних організаційно-технічних заходів показав, що попри певні позитивні результати, що виражаються у додаткових обсягах видобутку нафти та економічних вигодах від покращеної роботи свердловин, перед НГВУ стоїть проблема постійного вдосконалення планування техніко-економічної ефективності проведення МЗН. Одним з можливих шляхів вирішення даної проблеми є реалізація запропонованого підходу урахування ризиків при плануванні МЗН на пізніх стадіях розробки родовищ.

Отже, створення економічного механізму управління ризиком вибуття свердловини НГВУ «Долинанaftогаз» передбачає наявність стратегії і тактики управління ризиком, тобто управління ризиком як на перспективу, так і в конкретній ситуації на сьогоднішній момент часу. Незважаючи на різноманіття існуючих прийомів і методів управління ризиком велику роль відіграє застосування економічного моделювання ризиків вибуття свердловини, яке саме по собі є універсальним інструментом кількісної оцінки ризику.

3.2. Прогнозування обсягів додаткового видобутку нафти за рахунок методів збільшення нафтовіддачі

У відповідності з розробленою у п. 2.3 методикою врахування ризиків при плануванні техніко-економічної ефективності методів збільшення нафтовіддачі проведемо прогнозні розрахунки обсягів додаткового видобутку нафти.

В якості інформаційної бази дослідження використовуються дані про свердловино-операції, проведені на об'єктах розробки НГВУ «Долинанaftогаз» в 2007-2012 рр. Експертним методом були обрані фактори, які суттєво впливають на техніко-економічну ефективність

проведення МЗН. В якості методів впливу обрані впроваджені протягом 2012 р. в НГВУ «Долина нафтогаз» технології: підтримання пластового тиску нагнітанням води (ППТНВ), дренавання застійних зон (ДЗЗ), просування облямівки водних розчинів ПАР закачуванням води (ПОВР).

Для проведення розрахунків сформована матриця даних по 36 свердловинах, які групувалися за визначеними вище 13 параметрами ($x_1 - x_{13}$).

Аналіз отриманих результатів (табл. 3.3) показав, що з 13 головних компонент на перші 3 припадає 85 % загальної дисперсії параметрів, тобто при виділенні відносно однорідних груп свердловин цілком достатньо розглянути тільки ці головні компоненти. Кожна з 3 головних компонент має змістовний характер, піддається смисловій інтерпретації, відображаючи ту або іншу властивість, що характеризує геолого-фізичні, технологічні і організаційно-технічні особливості свердловини.

Перша головна компонента, Z_1 – чинник (66,23 % загальної дисперсії параметрів), що обумовлює техніко-геологічні особливості свердловин, такі як ефективна перфорована товщина пласта (9,94 %), відбір нафти з початку розробки (9,93 %), час роботи свердловини після введення з буріння (9,93 %), дебіт рідини до заходу (9,81 %), обводненість до заходу (9,78 %) та кількість проведених кислотних обробок до цього заходу (9,63 %). Величина цього внеску складає 59,02 % дисперсії параметрів. Рівняння першої головної компоненти записується як:

$$Z_1 = -0,975x_1 - 0,676x_2 - 0,972x_3 + 0,987x_4 - 0,700x_5 + 0,988x_6 - 0,885x_7 - 0,846x_8 + 0,957x_9 + 0,530x_{10} + 0,057x_{11} - 0,381x_{12} + 0,987x_{13}. \quad (3.1)$$

Друга головна компонента, Z_2 – чинник (11,18 % загальної дисперсії параметрів), що обумовлює геологічні особливості свердловин, такі як початкова нафтонасиченість (35,30 %), початкова пористість (27,74 %), пластовий тиск до заходу (6,84 %), коефіцієнт продуктивності (5,14 %). Величина цього внеску складає 75,01 % дисперсії параметрів. Рівняння другої головної компоненти записується як:

$$Z_2 = -0,072x_1 + 0,033x_2 - 0,079x_3 + 0,068x_4 - 0,094x_5 + 0,056x_6 + 0,177x_7 - 0,133x_8 + 0,051x_9 - 0,718x_{10} - 0,914x_{11} - 0,127x_{12} + 0,069x_{13}. \quad (3.2)$$

Таблиця 3.3 – Навантаження (величина по модулю/% сумарних) чинників для методу головних компонент

| Головні компоненти | Абсолютна величина | | | Частка, у % до загальної суми | | |
|--------------------|--------------------|------|------|-------------------------------|-------|-------|
| | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 |
| Параметри | | | | | | |
| x_6 | 0,99 | 0,06 | 0,10 | 9,94 | 2,16 | 4,53 |
| x_4 | 0,99 | 0,07 | 0,10 | 9,93 | 2,61 | 4,89 |
| x_{13} | 0,99 | 0,07 | 0,10 | 9,93 | 2,66 | 4,88 |
| x_1 | 0,98 | 0,07 | 0,14 | 9,81 | 2,76 | 6,32 |
| x_3 | 0,97 | 0,08 | 0,14 | 9,78 | 3,04 | 6,64 |
| x_9 | 0,96 | 0,05 | 0,01 | 9,63 | 1,96 | 0,31 |
| x_{11} | 0,06 | 0,91 | 0,08 | 0,57 | 35,30 | 3,76 |
| x_{10} | 0,53 | 0,72 | 0,03 | 5,33 | 27,74 | 1,55 |
| x_7 | 0,88 | 0,18 | 0,08 | 8,90 | 6,84 | 3,60 |
| x_8 | 0,85 | 0,13 | 0,03 | 8,51 | 5,14 | 1,48 |
| x_{12} | 0,38 | 0,13 | 0,90 | 3,83 | 4,91 | 41,81 |
| x_5 | 0,70 | 0,09 | 0,23 | 7,04 | 3,61 | 10,54 |
| x_2 | 0,68 | 0,03 | 0,21 | 6,80 | 1,26 | 9,69 |

Третя головна компонента, Z_3 – чинник (7,58 % загальної дисперсії параметрів) відображає початкову абсолютну проникність (41,81 %), відношення відібрано води/відібрано нафти (10,54 %), дебіт нафти до заходу (9,69 %). Величина цього внеску складає 62,04 % дисперсії параметрів. Рівняння третьої головної компоненти записується як:

$$Z_3 = 0,136x_1 - 0,208x_2 + 0,143x_3 - 0,105x_4 - 0,226x_5 - 0,097x_6 + 0,077x_7 + 0,032x_8 + 0,007x_9 + 0,033x_{10} + 0,081x_{11} - 0,898x_{12} - 0,105x_{13}. \quad (3.3)$$

Як видно, кожна з головних компонент відображає геологічні, технологічні і організаційно-технічні особливості свердловин на тому чи іншому ієрархічному рівні.

На рис. 3.3-3.5 наведено геометричне представлення свердловин в координатних осях головних компонент. З них видно, що свердловини утворюють 2 однорідні скупчення.

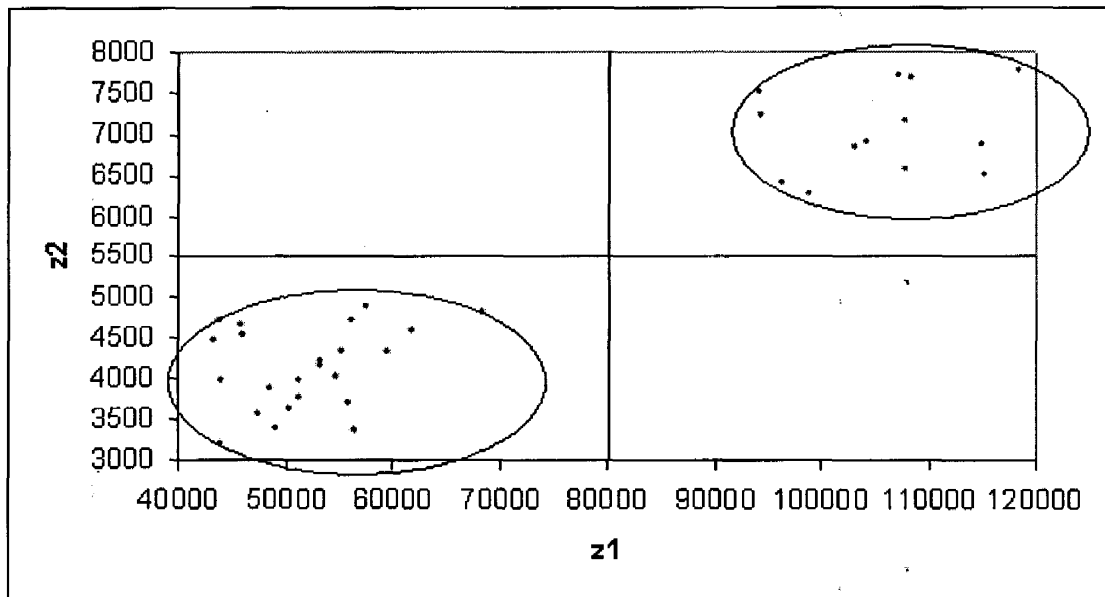


Рисунок 3.3 – Розподіл свердловин в осях головних компонент $Z_1 - Z_2$

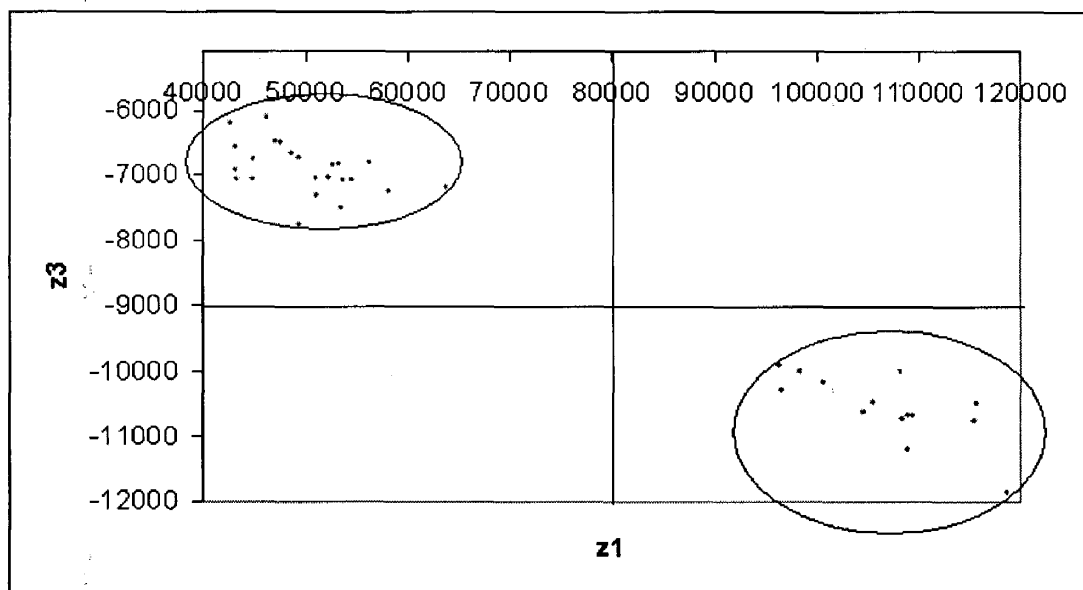


Рисунок 3.4 – Розподіл свердловин в осях головних компонент $Z_1 - Z_3$

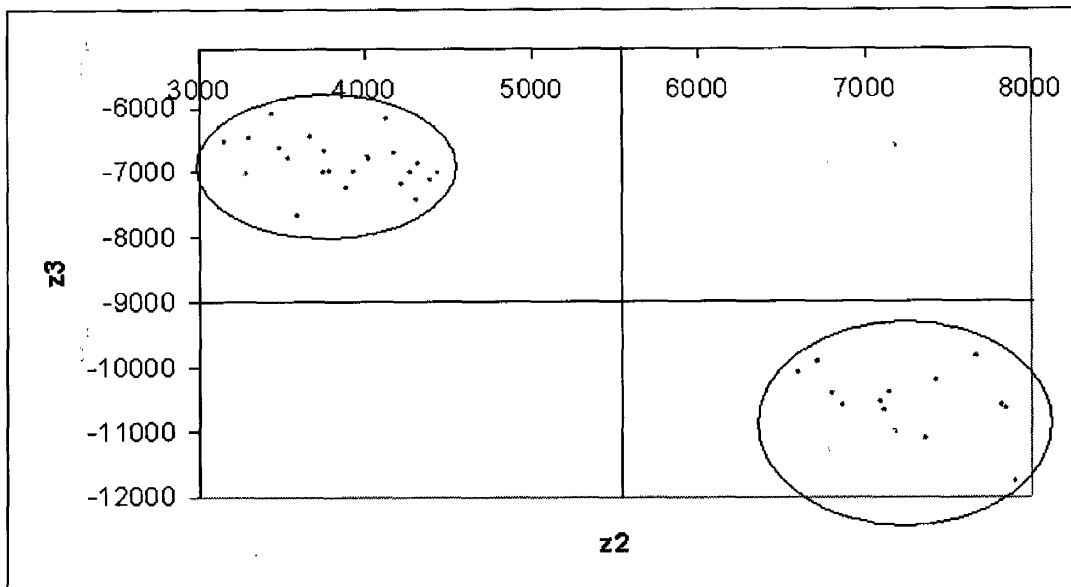


Рисунок 3.5 – Розподіл свердловин в осях головних компонент $Z_2 - Z_3$

Як видно, геометричне представлення свердловин в координатних осях головних компонент $Z_1 - Z_2$, $Z_1 - Z_3$, $Z_2 - Z_3$ дозволяє виділити 2 однорідні групи свердловин, причому в 1-й групі знаходиться 23 свердловини, а в 2-й групі – 13 свердловин.

Для якісної характеристики і виявлення особливостей виділених груп свердловин за вихідними параметрами в табл. 3.4 наведені середні значення параметрів груп. Кожна з виділених груп об'єктів володіє своїми властивостями і специфічними особливостями.

Як видно з табл. 3.4, перша група свердловин характеризується більшим дебітом рідини і нафти до заходу, вищими значеннями коефіцієнта продуктивності та початкової абсолютної проникності. Водночас відзначимо для свердловин першої групи більше значення обводненості до заходу у порівнянні зі свердловинами другої групи.

Після виділення свердловин в групи проведемо класифікацію свердловин за середнім значенням одноразових витрат на МЗН, очікуваним тривалістю технологічної ефективності за технологіями, результати якої наведені відповідно в табл. 3.5 і табл. 3.6.

Таблиця 3.4 – Середні значення параметрів у виділених групах свердловин

| Параметри | Групи свердловин | |
|--|------------------|--------|
| | I | II |
| Дебіт рідини до заходу, м ³ /добу | 32 | 19,5 |
| Дебіт нафти до заходу, т/добу | 10,6 | 8,8 |
| Обводненість до заходу, % | 70 | 55 |
| Відібрано нафти з початку розробки, т | 48464 | 114482 |
| Відношення відібрано води/відібрано нафти, м ³ /т | 1,451 | 0,307 |
| Ефективна перфорована товщина пласта, м | 114 | 168 |
| Пластовий тиск до заходу, МПа | 23 | 19,6 |
| Коефіцієнт продуктивності, т/добу атм. | 6,6 | 3,5 |
| Кількість проведених кислотних обробок до цього заходу | 1 | 6 |
| Початкова пористість, ч.од. | 0,12 | 0,19 |
| Початкова нафтонасиченість, ч.од. | 0,79 | 0,79 |
| Початкова абсолютна проникність, мкм ² | 0,0094 | 0,0013 |
| Час роботи свердловини після введення з буріння, міс. | 122 | 519 |

У табл. 3.6 представлені дані за середньою очікуваною тривалістю технологічної ефективності на різних родовищах і групах свердловин, розраховані за фактичними значеннями за 2007-2012 рр.

Далі проведемо ідентифікацію відхилень в групах по параметру розподілу додаткового видобутку нафти за рахунок проведених на даних свердловинах МЗН. Згідно з критерієм Діна-Діксона, у першій групі свердловин за технологією ППТНВ відхиленням є значення приросту видобутку в 7,94 тис. т нафти. У другій групі свердловин виявлено два відхилення 1,83 тис. т і 8,61 тис. т.

Таблиця 3.5 – Середні витрати на технології МЗН по родовищах і групах свердловин, тис. грн. / свердл.-опер.

| Родовище, група | | Технологія | | |
|--------------------|----|------------|--------|-------|
| | | ПІТГВ | ДЗЗ | ПОВР |
| Долинське | I | 133,24 | 127,36 | - |
| | II | 144,62 | 134,23 | - |
| Північно-Долинське | I | 117,43 | 117,56 | - |
| | II | 103,28 | 104,71 | - |
| Струтинське | I | 97,38 | 93,24 | 92,74 |
| | II | 87,64 | 84,76 | 81,84 |
| Спаське | I | 117,35 | - | - |
| | II | 127,46 | - | - |

Таблиця 3.6 – Очікувані тривалості ефекту від технологій МЗН по родовищах і групах свердловин, міс.

| Родовище, група | | Технологія | | |
|--------------------|----|------------|-----|------|
| | | ПІТГВ | ДЗЗ | ПОВР |
| Долинське | I | 12 | 11 | - |
| | II | 9 | 13 | - |
| Північно-Долинське | I | 14 | 12 | - |
| | II | 11 | 16 | - |
| Струтинське | I | 8 | 9 | 11 |
| | II | 12 | 12 | 10 |
| Спаське | I | 10 | - | - |
| | II | 14 | - | - |

Після поділу свердловин на групи встановлюється закон розподілу додаткового видобутку нафти за рахунок проведених на даних свердловинах МЗН. З розглянутих законів розподілу найбільш точно приріст видобутку нафти від проведення вказаних технологій описується логнормальним і експоненціальним законами (табл. 3.7).

Таблиця 3.7 – Закони розподілу приросту видобутку нафти по родовищах і групах свердловин

| Родовище, група | | Технологія | | |
|--------------------|----|--|---|--|
| | | ІШГНВ | ДЗЗ | ПОВР |
| Долинське | I | $f(y) = \frac{1}{\sqrt{2p0,447y}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{\ln y - 8,08}{0,447}\right)^2}$ | $f(y) = \frac{1}{\sqrt{2p0,581y}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{\ln y - 7,314}{0,384}\right)^2}$ | - |
| | II | $f(y) = \frac{1}{\sqrt{2p0,45y}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{\ln y - 7,448}{0,45}\right)^2}$ | $f(y) = \frac{1}{\sqrt{2p0,431y}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{\ln y - 7,183}{0,431}\right)^2}$ | - |
| Північно-Долинське | I | $f(y) = \frac{e^{-y/1786,36}}{1786,36}$ | $f(y) = \frac{e^{-y/1675,93}}{1675,93}$ | - |
| | II | $f(y) = \frac{e^{-y/1363,49}}{1363,49}$ | $f(y) = \frac{e^{-y/1468,09}}{1468,09}$ | - |
| Струтинське | I | $f(y) = \frac{e^{-y/1576,31}}{1576,31}$ | $f(y) = \frac{e^{-y/1593,26}}{1593,26}$ | $f(y) = \frac{1}{\sqrt{2p0,583y}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{\ln y - 8,12}{0,583}\right)^2}$ |
| | II | $f(y) = \frac{e^{-y/1269,15}}{1269,15}$ | $f(y) = \frac{e^{-y/1397,18}}{1397,18}$ | $f(y) = \frac{e^{-y/1718,76}}{1718,76}$ |
| Спаське | I | $f(y) = \frac{1}{\sqrt{2p0,324y}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{\ln y - 6,93}{0,324}\right)^2}$ | - | - |
| | II | $f(y) = \frac{1}{\sqrt{2p0,428y}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{\ln y - 7,12}{0,428}\right)^2}$ | - | - |

На рис. 3.6-3.7 представлені гістограми та функції щільності розподілу приросту видобутку нафти від технології ППТНВ відповідно в першій і другій групах свердловин Долинського родовища.

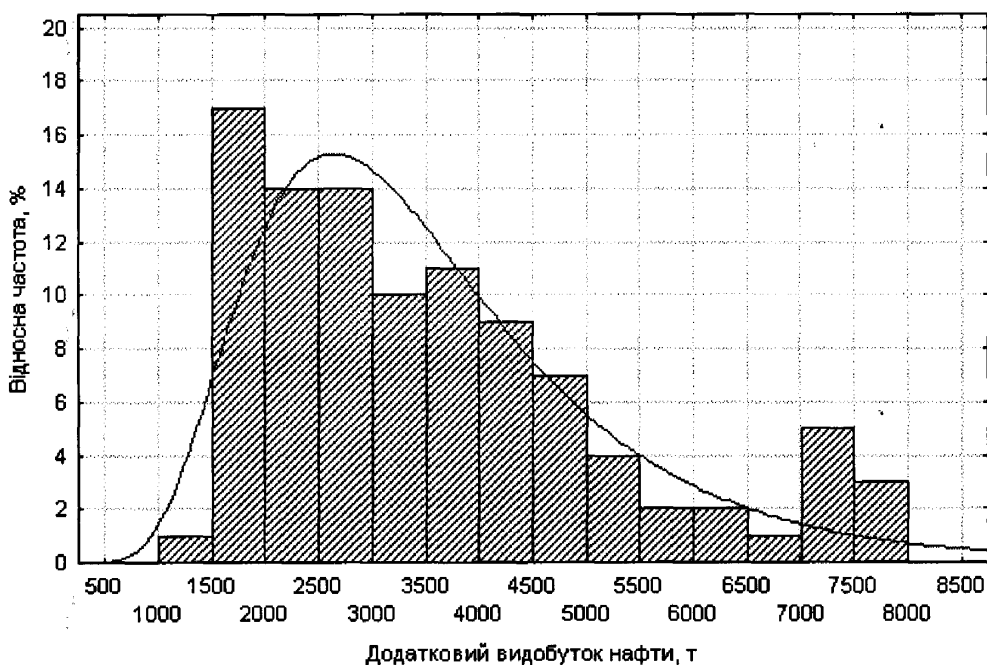


Рисунок 3.6 – Гістограма розподілу додаткового видобутку нафти від технології ППТНВ на Долинському родовищі в I групі свердловин

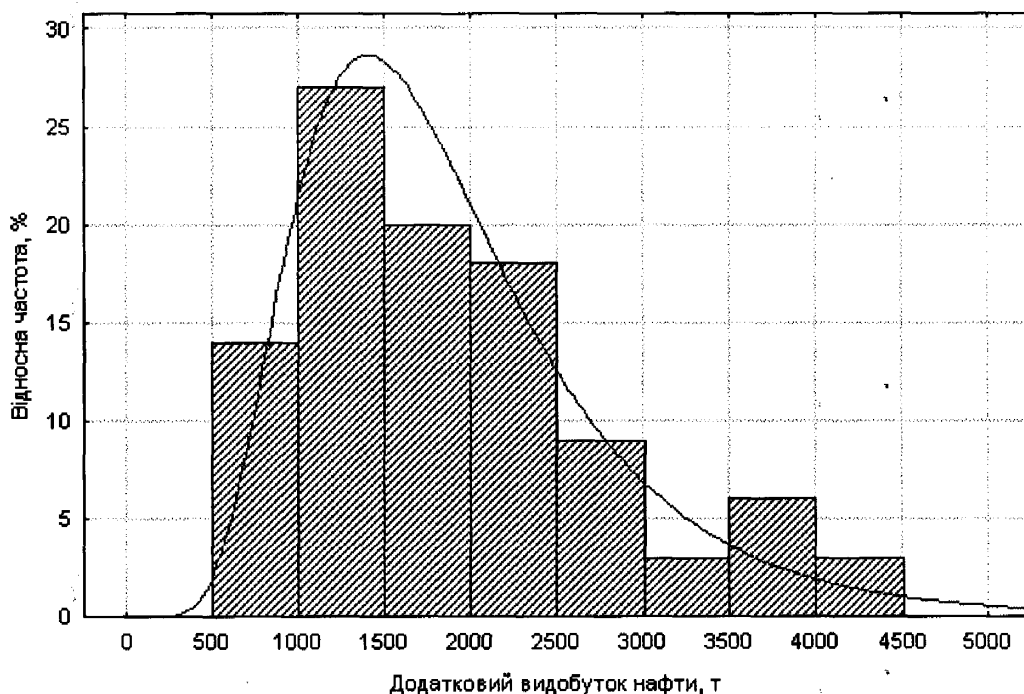


Рисунок 3.7 – Гістограма розподілу додаткового видобутку нафти від технології ППТНВ на Долинському родовищі в II групі свердловин

У I-ій групі свердловин від технології ППТНВ на Долинському родовищі найбільш ймовірний приріст видобутку нафти \mathcal{E}_{11} (DQ_{11}) складає 4829,23 т. Значення критерію Г. Тейла становить 0,24, що свідчить про прийнятні прогностні властивості медіани розподілу (табл. 3.8). Довірчий інтервал медіани при $b = 0,05$ покриває 78,34% спостережуваних значень. Тоді як довірчий інтервал середнього значення $b = 0,05$ покриває тільки 11,23%.

Таблиця 3.8 – Значення критерію Г. Тейла за прогностними рівнями приросту видобутку нафти за рахунок МЗН

| Родовище, група | | Технологія | | |
|--------------------|----|------------|------|------|
| | | ППТНВ | ДЗЗ | ПОВР |
| Долинське | I | 0,24 | 0,17 | - |
| | II | 0,22 | 0,19 | - |
| Північно-Долинське | I | 0,18 | 0,22 | - |
| | II | 0,21 | 0,23 | - |
| Струтинське | I | 0,22 | 0,19 | 0,25 |
| | II | 0,19 | 0,24 | 0,21 |
| Спаське | I | 0,23 | - | - |
| | II | 0,21 | - | - |

У II-ій групі свердловин найбільш ймовірний приріст видобутку нафти \mathcal{E}_{112} (DQ_{112}) від технології ППТНВ становить 3216,43 т. Значення критерію Г. Тейла становить 0,22, що також свідчить про прийнятні прогностні властивості медіани розподілу (табл. 3.8). Довірчий інтервал медіани при $b = 0,05$ покриває 82,57% спостережуваних значень. Тоді як довірчий інтервал середнього значення $b = 0,05$ покриває тільки 12,48%.

У табл. 3.9 наведені детерміновані прогностні значення додаткового видобутку нафти за різними технологіями, родовищами і групами свердловин НГВУ «Долинанафтогаз».

Таблиця 3.9 – Детерміновані прогнози значення додаткового видобутку нафти за різними технологіями, родовищами і групами свердловин НГВУ «Долинанафтогаз», т

| Родовище, група | | Технологія | | |
|--------------------|----|------------|---------|---------|
| | | ПШГНВ | ДЗЗ | ПОВР |
| Долинське | I | 4829,23 | 4401,17 | - |
| | II | 3216,43 | 3316,85 | - |
| Північно-Долинське | I | 2938,21 | 3161,67 | - |
| | II | 1945,16 | 2017,60 | - |
| Струтинське | I | 2192,62 | 2304,36 | 2161,02 |
| | II | 1779,71 | 1568,45 | 1691,35 |
| Спаське | I | 2422,49 | - | - |
| | II | 1536,45 | - | - |

Таким чином, властивості медіани забезпечують високу точність прогнозування технологічних показників застосування МЗН. Як видно з табл. 3.5, критерій Г. Тейла знаходиться в інтервалі $[0,17; 0,25]$ при середньому значенні 0,21, тобто забезпечується 75-83% точності розрахунків.

В табл. 3.10 наведено прогнози значення ЧДД за різними технологіями, родовищами і групами свердловин НГВУ «Долинанафтогаз».

Таблиця 3.10 – Прогнози значення ЧДД за технологіями, родовищами і групами свердловин НГВУ «Долинанафтогаз», тис. грн.

| Родовище, група | | Технологія | | |
|--------------------|----|------------|---------|---------|
| | | ПШГНВ | ДЗЗ | ПОВР |
| Долинське | I | 3073,17 | 3486,94 | - |
| | II | 1885,68 | 2493,41 | - |
| Північно-Долинське | I | 2121,52 | 2713,71 | - |
| | II | 1596,95 | 1944,27 | - |
| Струтинське | I | 1909,35 | 2493,81 | 1916,34 |
| | II | 1721,90 | 1867,18 | 1699,55 |
| Спаське | I | 1750,34 | - | - |
| | II | 1022,05 | - | - |

Тривалість технологічного ефекту від технології ППТНВ по Долинському родовищу в I-ій групі свердловин складає 12 міс., в II-ій групі - 9 місяців (табл. 3.6). Як видно, NPV_{111} на 38,64 % (1187,48 тис. грн.) більше NPV_{112} , при цьому прогнозний технологічний ефект по I-ій групі свердловин більший від технологічного ефекту 2-ї групи на 37,24 %.

Ймовірність техніко-технологічної успішності (дискретна ймовірність) застосування технології ППТНВ на Долинському родовищі в I-ій групі свердловин складає 0,84, у II-ій групі свердловин – 0,86. Порогові (беззбиткові) рівні видобутку нафти за даною технологією по I-ій групі свердловин складає 1021,8 т нафти, по II-ій групі - 946,7 т.

Функції ризику по I-ій і II-ій групах свердловин Долинського родовища мають відповідно такий вигляд:

$$R(y_{111}) = \frac{1}{2} + \frac{1}{2} \operatorname{Erf} \left[\frac{\ln y - 8,08}{0,447\sqrt{2p}} \right], \quad (3.4)$$

$$R(y_{112}) = \frac{1}{2} + \frac{1}{2} \operatorname{Erf} \left[\frac{\ln y - 7,448}{0,45\sqrt{2p}} \right]. \quad (3.5)$$

Ймовірність техніко-економічного успіху в I-ій групі свердловин складає $0,84(1-0,15)=0,71$, у II-ій групі – $0,87(1-0,27)=0,64$. Відзначимо, що, хоча беззбитковий рівень видобутку нафти в I-ій групі свердловин більший ніж у II-ій групі на 7,35 %, ймовірність ж економічної успішності по I-ій групі вища на 6,31 %. Ймовірності отримання високих технологічних ефектів у I-ій групі свердловин становить 0,16, у II-ій групі – 0,02. Аналізуючи отримані результати, можна сказати, що цілком природно виглядає більш швидке в II-ій групі, ніж в I-ій групі, зниження ймовірності (підвищення ризику) отримання приросту видобутку, так як у II-ій групі основні (переважаючі) аналізовані геолого-фізичні параметри гірші, ніж у I-ій групі.

Розрахункові значення ймовірностей становлять:

по I-ій групі свердловин: $p_{111}^{tf} = 0,16$, $p_{111}^{ts} = 0,84$, $p_{111}^{ef} = 0,15$, $p_{111}^{es} = 0,85$;

по II-ій групі свердловин: $p_{111}^{ff} = 0,13$, $p_{111}^{ts} = 0,87$, $p_{111}^{ef} = 0,27$,
 $p_{111}^{es} = 0,73$.

Прогнозні середні значення $E[EV_{ijk}]$ по розглядуваних родовищах представлені в табл. 3.11.

Таблиця 3.11 – Середні очікувані грошові вигоди МЗН ($E[EV]$) на різних родовищах по групах свердловин НГВУ «Долинанافتогаз», тис. грн.

| Родовище, група | | Технологія | | |
|--------------------|----|------------|---------|---------|
| | | ППТНВ | ДЗЗ | ПОВР |
| Долинське | I | 2020,49 | 2274,29 | - |
| | II | 1098,55 | 1261,99 | - |
| Північно-Долинське | I | 1350,35 | 1548,33 | - |
| | II | 918,56 | 1053,44 | - |
| Струтинське | I | 1209,71 | 1692,18 | 1138,20 |
| | II | 898,86 | 1166,73 | 919,18 |
| Спаське | I | 1061,49 | - | - |
| | II | 567,31 | - | - |

Як видно з табл. 3.11, $E[EV]$ по I-ій групі свердловин Долинського родовища на 45,63% (921,94 тис. грн.) більше ніж у II-ої групи.

На рис. 3.8 представлені залежності $E[EV]$ від ймовірності техніко-економічної успішності проведення технології ППТНВ по обох групах свердловин.

Як видно з рис. 3.8, в I-ій групі свердловин Долинського родовища ймовірність техніко-економічної беззбитковості становить 0,21, а під II-ій групі свердловин – 0,45. Отже, запас міцності по отриманню $E[EV] > 0$ в I-ій групі свердловин складає 50%, а по II-ій групі свердловин – 19%.

Абсолютні значення $E[EV]$ не показують ступінь ризику при проведенні певної технології на розглянутому родовищі в даній групі свердловин. Тому проведено розрахунки SV і SV^2 проведення МЗН на даному родовищі по групах свердловин. Результати розрахунків

напівсередньоквадратичного відхилення і напівваріації по всіх родовищах і групах свердловин наведені в табл. 3.12, 3.13.

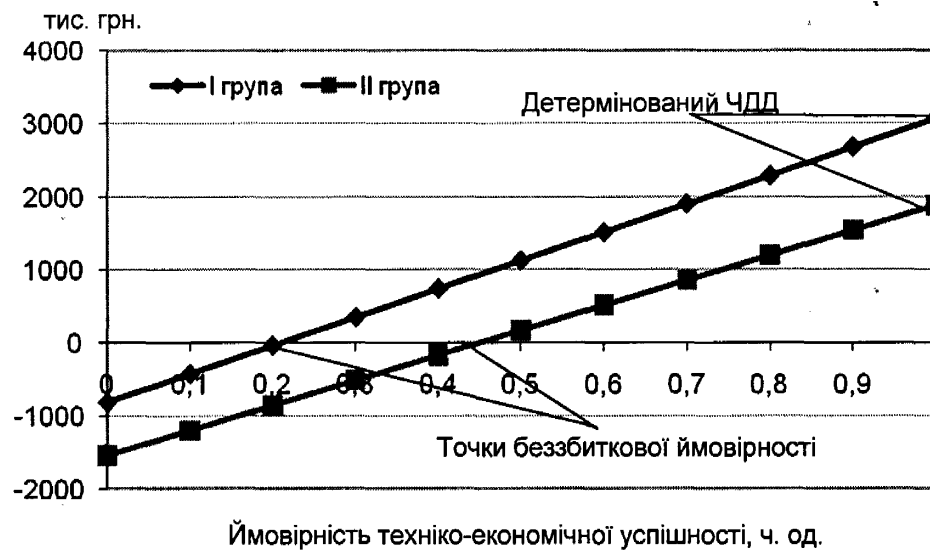


Рисунок 3.8 – Залежність $E[EV]$ від ймовірності техніко-економічної успішності проведення технології ППТНВ в I-й і II-й групах свердловин Долинського родовища

Таблиця 3.12 – Напівсередньоквадратичні відхилення проведення розглянутих заходів на різних родовищах по групах свердловин НГВУ «Долина нафтогаз»

| Родовище, група | | Технологія | | |
|--------------------|----|------------|---------|--------|
| | | ППТНВ | ДЗЗ | ПОВР |
| Долинське | I | 622,56 | 967,97 | - |
| | II | 491,47 | 569,64 | - |
| Північно-Долинське | I | 549,64 | 542,03 | - |
| | II | 735,70 | 489,38 | - |
| Струтинське | I | 407,69 | 1465,22 | 921,95 |
| | II | 517,89 | 1195,85 | 876,42 |
| Спаське | I | 430,11 | - | - |
| | II | 312,30 | - | - |

Таблиця 3.13 – Коефіцієнти напівваріації розглянутих заходів на різних родовищах по групах свердловин НГВУ «Долинанафтогаз»

| Родовище, група | | Технологія | | |
|--------------------|----|------------|------|------|
| | | ПШТНВ | ДЗЗ | ПОВР |
| Долинське | I | 0,31 | 0,43 | - |
| | II | 0,45 | 0,45 | - |
| Північно-Долинське | I | 0,41 | 0,35 | - |
| | II | 0,80 | 0,46 | - |
| Струтинське | I | 0,34 | 0,87 | 0,81 |
| | II | 0,58 | 1,02 | 0,95 |
| Спаське | I | 0,41 | - | - |
| | II | 0,55 | - | - |

Як видно з проведених вище розрахунків, очевидним результатом є та обставина, що в II-ій групі свердловин Долинського родовища проведення технології ПШТНВ є більш ризиковим. Так, відповідно до проведених розрахунків, ризик проведення технології ПШТНВ в I-ій групі свердловин Долинського родовища становить 0,31, а в II-ій групі - 0,45, тобто за інших рівних умов рекомендується проводити дану технологію в I-ій групі свердловин.

При комплексному аналізі наслідків ризику вибуття свердловин внаслідок дії різного роду факторів необхідно виділити часовий інтервал вибуття свердловини. У першу чергу, це необхідно для визначення величини ризиків вибуття свердловин і формування прогнозного бюджету фінансування програми щодо зниження цього вибуття.

Вибуття свердловини з експлуатаційного фонду НГВУ «Долинанафтогаз» може бути:

- тимчасовим;
- остаточним;
- повторним.

Тимчасове вибуття свердловини можливе тільки в результаті виникнення аварійних ситуацій. Для усунення наслідків аварії необхідне проведення капітальних робіт, після чого свердловини передаються в експлуатаційний фонд для подальшої експлуатації. Ризик остаточного вибуття можливий в міру дії всіх без винятку факторів ризику з урахуванням проведення робіт з ліквідації свердловини.

Після того, як свердловина ліквідована, вона потребує періодичного контролю за її станом внаслідок впливу зовнішніх факторів. При необхідності можливе проведення робіт з переліквідації свердловини, тобто відбувається повторне її вибуття.

Статистична оцінка ризику в залежності від стадії життєвого циклу свердловин дозволяє враховувати різні аспекти оцінюваних подій. У зв'язку з цим пропонується новий методичний похід побудови інформаційної моделі остаточного вибуття нафтових свердловин з експлуатаційного фонду НГВУ «Долинанафтогаз», в основу якого покладено застосування методів багатофакторного статистичного аналізу даних первинної обробки матеріалів. Зміст моделювання полягає в тому, що по обмеженій частині досліджуваної генеральної сукупності можна виносити обґрунтовані судження про закономірності сукупності загалом.

Цілі розробки економіко-математичної моделі вибуття свердловин експлуатаційного фонду НГВУ «Долинанафтогаз» наступні:

- визначення прогнозного вибуття свердловин, що характеризує поточний стан фонду свердловин і розвиток програми щодо його оздоровлення;
- імітація різних можливих варіантів вибуття свердловин;
- взаємозв'язок показників прогнозного вибуття свердловин з виробничо-економічним плануванням, що дозволяє збалансувати грошові потоки надходжень і витрат на ліквідацію свердловин;
- оцінка ефективності виконання програми з оздоровлення фонду свердловин нафтових родовищ.

Для створення економіко - математичної моделі необхідно володіти достатньою емпіричною базою.

Аналіз причин (факторів), що впливають на вибуття свердловин НГВУ «Долинанафтогаз», дозволяє виявити й описати існуючу між ними залежність, досліджувати структуру цих зв'язків, а також дає можливість з ймовірністю, необхідною для вирішення питання фінансування робіт щодо зниження ризику вибуття свердловин, визначати відповідність і фактичних витрат.

Для аналізу вибуття пропонується формування трьох планів ризику вибуття свердловини НГВУ «Долинанафтогаз»:

- ризику вибуття після буріння;
- ризику вибуття після експлуатації;
- ризику повторного вибуття.

Ризик остаточного вибуття можливий на перших двох стадіях, а саме, після буріння та експлуатації.

При розробці економіко-математичної моделі прогнозування ризиків вибуття доводиться враховувати той факт, що основна частина простору вхідних параметрів за своєю природою є випадковою. У розглянутій моделі практично всі дії зовнішнього середовища носять випадковий характер. Зокрема, при прогнозуванні економічної величини збитку від вибуття свердловин з експлуатаційного фонду НГВУ «Долинанафтогаз» слід враховувати випадковий характер аварійності, наслідком чого і є вибуття, коли в певний період часу може не відбутися жодної аварії, а може статися кілька аварійних ситуацій.

Відповідно до цього запропоновано використовувати імітаційне моделювання для визначення ймовірності виникнення ризиків вибуття свердловин та економічного збитку, пов'язаного з даним ризиком. Структура моделі імітації ризиків вибуття свердловини за методом Монте-Карло, представлена на рис. 3.9.

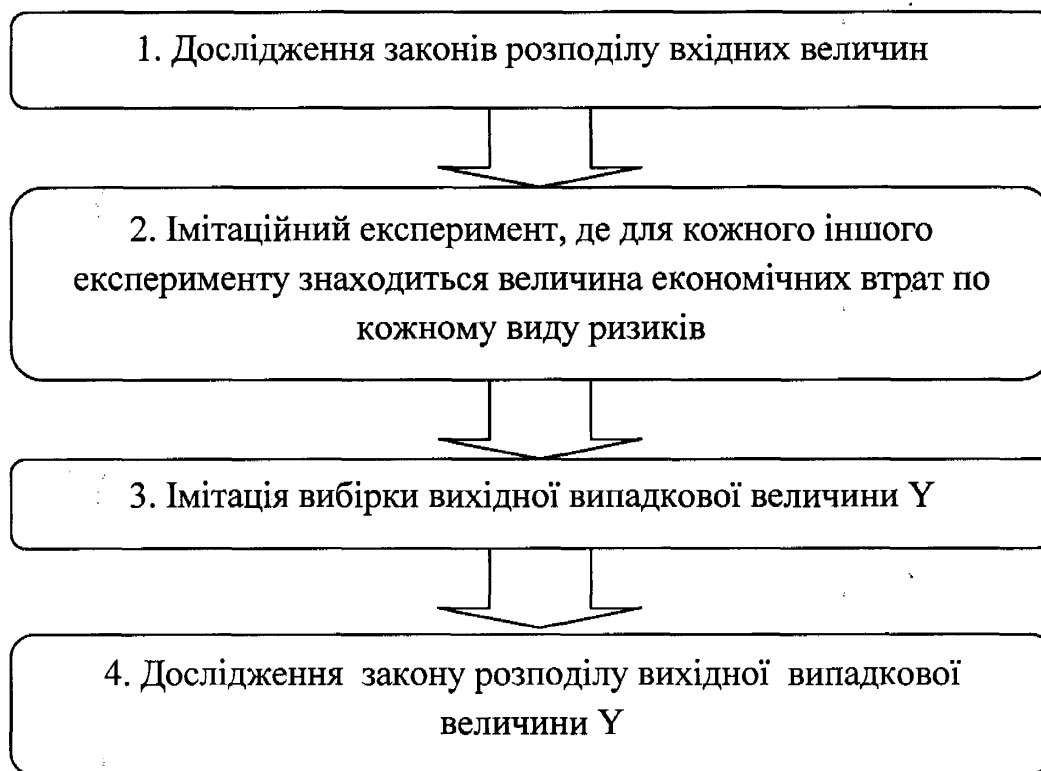


Рисунок 3.9 – Структура моделі імітації об'єктів нафтогазовидобування за методом Монте-Карло

У імітаційному експерименті розігрується аварійність свердловин. Кількість експериментів може бути різноманітна, проте для отримання найбільш достовірних результатів проводиться 1000 експериментів. Немає змісту проводити більшу кількість експериментів, тому що результати розрахунків не зміняться. Для кожного j -го експерименту знаходиться величина економічного збитку по кожному ризику вибуття свердловини.

Слід відмітити, що при розгляді комплексу МЗН в цілому по НГВУ «Долина нафтогаз» аналітичний спосіб вибору тієї чи іншої технології ускладнений, тому в наступному підрозділі розглянемо застосування запропонованої моделі формування портфеля МЗН з прийнятним рівнем ризику.

3.3 Формування ефективних портфелів методів збільшення нафтовіддачі із застосуванням економічного механізму управління ризиком вибуття свердловин

Аналізуючи вихідну структуру витрат на проведення розглянутих МЗН на родовищах по групах свердловин (рис. 3.10), можна відзначити, що при загальних витратах 2180,75 тис. грн. 37,5% припадає на заходи з високим ризиком і 6,25% - з дуже високим ризиків.



Рисунок 3.10 – Структура витрат базового варіанту проведення розглянутих МЗН в НГВУ «Долинанафтогаз»

У табл. 3.14 представлений вихідний базовий план проведення розглянутих МЗН в НГВУ «Долинанафтогаз».

Примітка: $E[EV_{ik}]$, $E[EV_j]$ – середні очікувані грошові вигоди МЗН відповідно по родовищу і групах свердловин і за технологіями, грн.; $E[SV_{ik}]$, $E[SV_j]$ – середні техніко-економічні ризики МЗН відповідно по родовищу, групах свердловин і за технологіями, грн.

Як видно з табл. 3.14, на плановий період необхідно сформувати ефективні за Парето портфелі з 16 різних варіантів МЗН на різних

родовищах. Оскільки приріст видобутку на одній свердловині не залежить від приросту видобутку на інший, то очікувана грошова вигода проведення j -го МЗН не залежить від очікуваних грошових вигода інших заходів, тобто спостерігається нульова коваріація між усіма МЗН.

Таблиця 3.14 – Базовий план проведення розглянутих МЗН в НГВУ
«Долинанафтогаз»

| Родовище, група | | Технологія | | | E[EV _{ik}], тис. грн. | E[SV _{ik}], тис. грн. |
|---------------------------|----|------------|---------|---------|------------------------------------|------------------------------------|
| | | ПШТНВ | ДЗЗ | ПОВР | | |
| Долинське | I | 10 | 11 | - | 2063,17 | 756,91 |
| | II | 6 | 9 | - | 1135,41 | 510,23 |
| Північно- Долинське | I | 9 | 11 | - | 1403,62 | 531,35 |
| | II | 7 | 5 | - | 956,09 | 604,96 |
| Струтинське | I | 6 | 7 | 6 | 1325,72 | 889,52 |
| | II | 3 | 4 | 5 | 978,16 | 832,94 |
| Спаське | I | 11 | - | - | 987,31 | 400,05 |
| | II | 7 | - | - | 523,79 | 288,34 |
| E[EV _j], грн. | | - | 1437,18 | 1276,73 | 801,07 | - |
| E[SV _j], грн. | | - | 762,31 | 688,47 | 354,59 | - |

Слід зазначити, що існує множина ефективних портфельів і визначення оптимального можливо з використанням кривих корисності ОПР.

В табл. 3.15 представлений компромісний портфель розглянутих МЗН НГВУ «Долинанафтогаз» в координатах «ризик-дохід».

Проведемо оцінку ефективності запропонованих методів формування портфелю МЗН. Якщо розглядати структуру витрат на заходи за ступенем ризику в порівнянні з базовим варіантом, то спостерігаються істотні зміни. Загальні планові витрати на МЗН зменшилися на 24,05 % до 1656,393 тис. грн., при цьому витрати на заходи з середнім ризиком збільшилися на 7,5 % (92,31 тис. грн.), на заходи з високим ризиком скоротилися на 63,1 % (515,66 тис. грн.) і на заходи з дуже високим ризиком також скоротилися на 74,1 % (101,02 тис. грн.).

Таблиця 3.15 – Компромісний портфель розглянутих МЗН НГВУ
«Долинанафтогаз» в координатах «ризик-дохід»

| Родовище, група | | Технологія | | | $E[EV_{ik}]$, грн. | $E[SV_{ik}]$, грн. |
|------------------------|----|------------|---------|---------|------------------------|------------------------|
| | | ПШТНВ | ДЗЗ | ПОВР | | |
| Долинське | I | 2 | 27 | - | 3247,53 | 1862,68 |
| | II | 1 | 3 | - | 518,41 | 320,98 |
| Північно- Долинське | I | 1 | 2 | - | 514,72 | 321,65 |
| | II | 2 | 24 | - | 2357,08 | 1352,16 |
| Струтинське | I | 1 | 1 | 2 | 784,52 | 448,37 |
| | II | 2 | 1 | 26 | 2074,46 | 1209,68 |
| Спаське | I | 25 | - | - | 1763,14 | 1007,26 |
| | II | 1 | - | - | 321,53 | 202,75 |
| $E[EV_j]$, грн. | | - | 1423,76 | 1864,17 | 1055,091 | - |
| $E[SV_j]$, грн. | | - | 781,61 | 1141,70 | 598,75 | - |

Структура витрат складеного плану МЗН представлена на рис. 3.11.

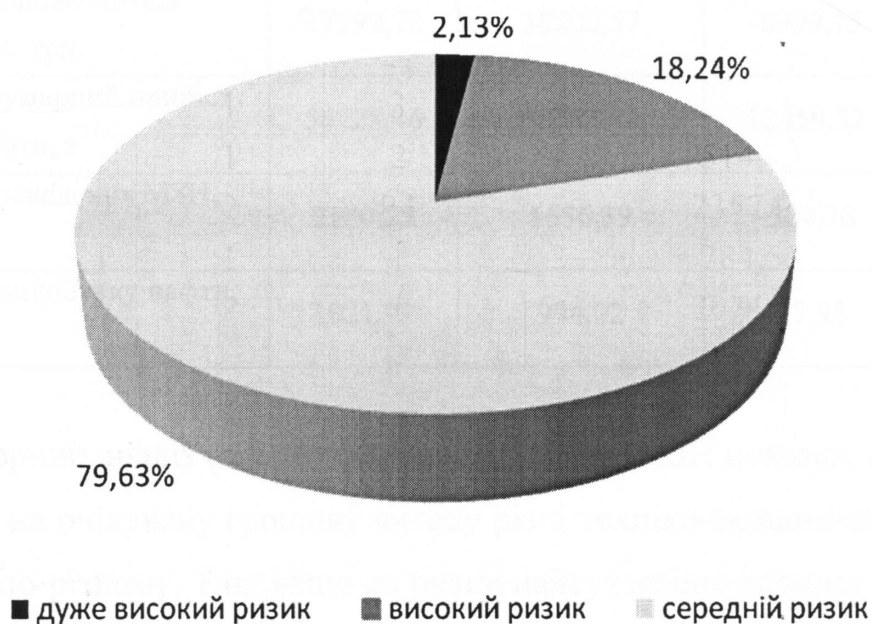


Рисунок 3.11 – Структура витрат оптимального варіанту проведення розглянутих МЗН в НГВУ «Долинанафтогаз»

Зазначимо, що незначне зниження планових витрат на МЗН і перерозподіл ресурсів між заходами і об'єктами розробки дають змогу значно підвищити економічну ефективність виробництва. Порівняння техніко-економічних показників базового та сформованого планів МЗН представлено в табл. 3.16. Як видно з табл. 3.16, при зниженні сукупного ризику портфелю МЗН на 28,42 % очікувана грошова вигода портфелю зменшиться 19,07 %. При цьому забезпечується приріст видобутку нафти по розглянутих МЗН у порівнянні з базовим планом на 12459,32 т (22,16 %). Планова собівартість видобутку нафти порівняно з базовим варіантом знижується на 2,74 %.

Таблиця 3.16 – Порівняльний аналіз базового та сформованого портфелю МЗН НГВУ «Долина нафтогаз»

| Показник | Базовий варіант | Сформований варіант | Відхилення | |
|--|-----------------|---------------------|------------|-------------|
| | | | Абсолютне | Відносне, % |
| Ризик портфелю, тис. грн. | 24149,57 | 17286,86 | -6862,71 | -28,42 |
| Очікувана грошова вигода портфелю, тис. грн. | 47199,72 | 38200,57 | -8999,15 | -19,07 |
| Прогнозний сумарний приріст видобутку нафти, т | 56228,46 | 68687,78 | 12459,32 | 22,16 |
| Витрати на проведення МЗН, тис. грн. | 2180,75 | 1656,39 | -524,36 | -24,05 |
| Собівартість видобутку нафти, грн./т | 1021,97 | 994,02 | -27,95 | -2,74 |

Факторний аналіз (аналіз чутливості) плану МЗН показав, що на ризик портфелю і на очікувану грошову вигоду різні техніко-економічні показники впливають по-різному. Так, якщо на ризик найсуттєвіше впливає ймовірність техніко-економічної успішності проведення МЗН і (39,65 % загальної дисперсії), то на очікувану грошову вигоду - ціна реалізації нафти (35,41 % загальної дисперсії).

Як показують результати факторного аналізу, на значення очікуваної грошової вигоди портфелю розглянутих МЗН найбільше впливають зміни наступних параметрів (у порядку спадання):

- техніко-економічна ймовірність проведення МЗН;
- ціна реалізації нафти;
- податок на видобуток корисних копалин, сплата за надра;
- одноразові витрати на МЗН;
- додатковий видобуток нафти за рахунок МЗН;
- ймовірність техніко-технологічного неуспіху проведення МЗН;
- умовно - змінні витрати на видобуток нафти.

Очевидно, що за параметрами, які є чисто внутрішніми для НГВУ (умовно-змінні витрати, витрати на МЗН) необхідний контроль і розробка заходів щодо їх зниження.

В основі економічного механізму управління ризиком вибуття свердловин лежить визначення економічних втрат, що виникають у зв'язку з фактом вибуття свердловин. Для вищевказаних часових інтервалів вибуття втрати будуть різними.

Залежно від стадії життєвого циклу свердловини, а також часового інтервалу вибуття свердловини економічні витрати у зв'язку з вибуттям свердловини з експлуатаційного фонду можна представити в наступному вигляді (табл. 3.17).

Структура витрат на будівельній стадії життєвого циклу складається з таких компонентів:

1. Величини витрат незавершеного будівництва свердловини.
2. Величини витрат, пов'язаних з усуненням впливу негативних факторів:
 - витрат на проведення капітального ремонту свердловини;
 - збитків завданих довкіллю;
 - збитків персоналу нафтогазовидобувного підприємства;
 - збитків третіх у осіб;
 - збитків у зв'язку вимушеним простоем свердловини на час проведення капітального ремонту.

Таблиця 3.17 – Витрати на вибуття свердловин на різних стадіях життєвого циклу свердловин

| Стадія життєвого циклу свердловини | Витрати у зв'язку із вибуттям свердловини | |
|------------------------------------|---|--|
| | тимчасове вибуття | остаточне вибуття |
| Будівельна | витрати на відшкодування збитку від аварій на свердловині; витрати на проведення ремонтних робіт | витрати незавершеного будівництва свердловини; витрати на відшкодування збитку від аварій на свердловині; витрати на проведення робіт з ліквідації свердловини |
| Експлуатаційна | витрати на відшкодування збитку від аварій на свердловині; витрати на проведення ремонтних робіт | витрати на відшкодування збитку від аварій на свердловині; залишкова (недоамортизована) вартість свердловини; витрати на проведення робіт з ліквідації свердловини |
| ліквідаційна | - | витрати на відшкодування збитку від аварій на свердловині; витрати на переліквідацію свердловини |

Структура збитків від аварій на свердловині, як правило, включає: повні фінансові втрати організації, що експлуатує свердловину, на якій сталася аварія; витрати на ліквідацію аварії; соціально-економічні втрати, пов'язані з травмуванням та загибеллю людей (як персоналу організації, так і третіх осіб); шкоду, завдану навколишньому природному середовищу; непрямі збитки. Алгоритм розрахунку витрат при вибутті свердловин на стадії експлуатації представлений на рис. 3.12.

При розрахунку визначають три групи витрат: недоамортизовану вартість свердловини, величину витрат, пов'язаних з усуненням негативних факторів і витрати на ліквідацію свердловини, внаслідок неможливості її подальшої експлуатації.

На рис. 3.13 представлено алгоритм розрахунку витрат при вибутті свердловин на стадії ліквідації.

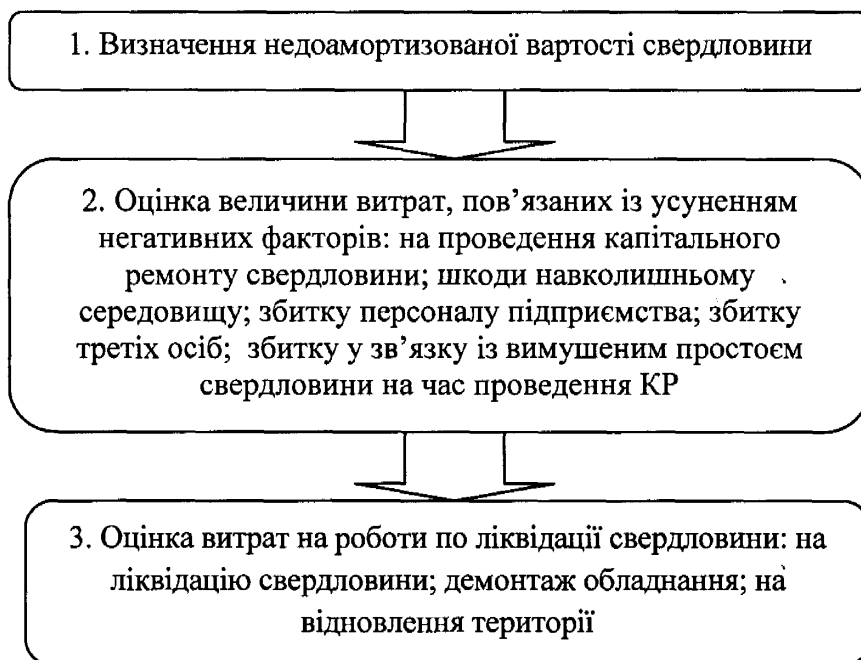


Рисунок 3.12 – Алгоритм розрахунку економічних витрат при вибутті свердловин з експлуатаційного фонду на стадії експлуатації

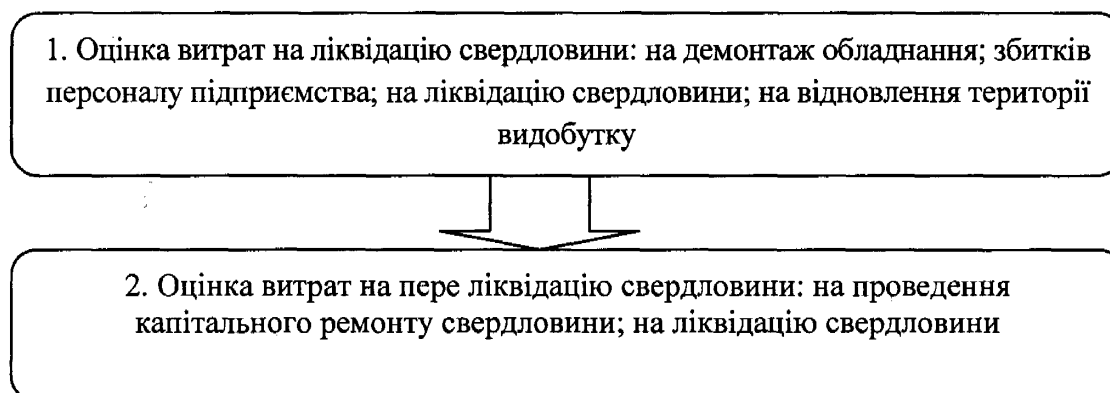


Рисунок 3.13 – Алгоритм розрахунку економічних витрат при вибутті свердловин з експлуатаційного фонду на стадії ліквідації

Структура витрат на ліквідацію аварії обумовлена витратами на проведення капітальних ремонтів. Витрати на проведення капітального ремонту свердловини розраховуються на основі комплексу програм з формування типових нарядів, наряд-завдань на виконання капітального ремонту свердловин, кошторисів витрат з капітального ремонту свердловин та опису фактично виконаних робіт. Програмний комплекс передбачає розрахунок кошторисної і фактичної вартостей капітального ремонту

свердловини. При розробці програм були використані і переведені в електронний вигляд нормативні джерела: укрупнені норми часу на капітальний ремонт нафтових свердловин та інші дані, використовувані як довідкова база даних.

При розрахунку кошторисної вартості капітального ремонту свердловин необхідно розбитий на три логічних етапи:

I. Підготовка типових нарядів, що визначають перелік операцій з визначенням нормативного часу, кошторисів витрат за видами капітального ремонту свердловин.

II. Формування наряд-завдань на капітальний ремонт свердловин. На цьому етапі проводиться опис виконуваних робіт на конкретній свердловині. У процесі формування наряд-завдань вводяться відомості про використовувану спецтехніку, матеріали, заробітну плату бригади. На основі введеної інформації формується бланк наряд-завдання і кошторис на капітальний ремонт свердловини.

III. Формування опису виконаних робіт з подальшим розрахунком фактичної вартості ремонту свердловин на основі введення відомостей про виконані роботи. Таким чином, програма здійснює розрахунок кошторисної вартості капітального ремонту свердловини, враховуючи особливості кожної свердловини, визначаючи склад і послідовність технологічних операцій з її ліквідації, що дозволяє досить точно визначити поточні та прогнозувати майбутні витрати.

Собівартість робіт з капітального ремонту свердловин формується в розрізі видів витрат, пов'язаних з підготовчими роботами, ремонтно-відновлювальними роботами, геофізичними дослідженнями і чисто ліквідаційними роботами. Склад витрат на капітальний ремонт свердловини, що входять до її кошторисної вартості, включає всі витрати, прямо пов'язані з їх виконанням або такі, що можуть бути обґрунтовано віднесені до робіт з капітального ремонту свердловин.

Таким чином, проведені розрахунки показують, що при реалізації розробленого комплексного підходу з урахування ризиків при плануванні методів збільшення нафтовіддачі на пізніх стадіях розробки родовищ успішно вирішуються такі завдання:

- в умовах значної мінливості геолого-промислових параметрів, малих вибірок спостережень підвищується точність прогнозування приросту видобутку нафти за рахунок методів збільшення нафтовіддачі;
- запропоновані критерії очікуваної грошової вигоди і техніко-економічного ризику методу збільшення нафтовіддачі дають змогу проводити оцінку ефективності заходу з урахуванням різних його наслідків;
- в рамках розробленого комплексного підходу можна оцінювати вплив геолого-промислових параметрів на техніко-економічний ризик заходів щодо збільшення нафтовіддачі;
- розроблена економіко-математична модель формування ефективних портфелів методів збільшення нафтовіддачі дозволяє керівництву нафтогазовидобувного підприємства формувати програми заходів, що забезпечують виконання ліцензійних угод, зниження собівартості видобутку нафти з прийнятним рівнем ризику;
- розроблена модель дозволяє також проводити аналіз результатів впровадження методів збільшення нафтовіддачі з різними рівнями ризику, здійснювати факторний аналіз портфелю для різних техніко-економічних та ймовірнісних параметрів і на цій основі розробляти додаткові заходи щодо зниження ризиків проведення методів збільшення нафтовіддачі, що забезпечить підвищення ефективності всього виробництва загалом.

Отже, наведені підходи із визначення витрат при вибутті свердловин дають змогу вибрати найбільш ефективні методи з метою мінімізації ризику вибуття свердловини і розрахувати витрати надкористувача, що є однією з

головних складових економічного механізму управління ризиками нафтогазовидобувного підприємства.

Висновки до розділу 3

1. Аналіз експлуатаційного фонду видобувних свердловин НГВУ «Долинанафтогаз» дозволив встановити, що в умовах, коли основні родовища НГВУ «Долинанафтогаз» вступили в пізні стадії розробки особливої актуальності набувають МЗН. На родовищах НГВУ "Долинанафтогаз" використовуються наступні методи збільшення нафтовилучення: підтримання пластового тиску нагнітанням води із забезпеченням в пластових умовах компенсації відбору флюїду дренажування застійних зон; просування облямівки водних розчинів ПАР закачуванням води. Результати від впровадження вищевказаних методів збільшення нафтовилучення формують позитивний ефект також узагальнено показники техніко-економічної ефективності методів збільшення нафтовіддачі на родовищах НГВУ «Долинанафтогаз» за 2012 р.

2. Для нафтогазовидобувних підприємств управління ризиками має ґрунтуватися на використанні комплексної системи економічного, фінансового, екологічного аналізу, і формують економічний механізм, що представляє собою систему управління ризиками вибуття свердловини з урахуванням фінансових відносин, що виникають у процесі прийняття управлінських рішень. Економічний механізм управління ризиком вибуття свердловини з експлуатаційного фонду нафтогазового підприємства для забезпечення його сталого розвитку має застосовуватись на стратегічному та тактичному рівні .

3. Запропоновано модель управління ризиками вибуття свердловин НГВУ «Долинанафтогаз», яка складається з двох підсистем: керованої (об'єкт управління) і керуючої підсистеми (суб'єкт управління). Враховуючи фактор ризиків вибуття свердловини і невизначеність в стратегії прийняття

управлінських рішень при управлінні фондом свердловин, пропонується використовувати відповідний методичний підхід до формування такого економічного механізму.

4. Відповідно до розробленої методики врахування ризиків при плануванні техніко-економічної ефективності методів збільшення нафтовіддачі проведено прогностичні розрахунки обсягів додаткового видобутку нафти. Для проведення розрахунків сформовано матрицю даних по 36 свердловинах, які групувалися за визначеними 13 параметрами ($x_1 - x_{13}$). Аналіз отриманих результатів показав, що з 13 головних компонент на перші 3 припадає 85 % загальної дисперсії параметрів, тобто при виділенні відносно однорідних груп свердловин цілком достатньо розглянути тільки ці головні компоненти. Кожна з трьох головних компонент має змістовний характер, піддається смисловій інтерпретації, відображаючи геолого-фізичні, технологічні і організаційно-технічні особливості свердловин.

5. Після об'єднання свердловин в групи здійснено класифікацію свердловин за середнім значенням одноразових витрат на МЗН, очікуваного тривалістю технологічної ефективності за окремими технологіями. Отримано дані про середню очікувану тривалість технологічної ефективності на різних родовищах і групах свердловин, що розраховані за фактичними результатами МЗН значеннями за 2007-2012 рр., а також проведено ідентифікацію відхилень в групах по параметру розподілу додаткового видобутку нафти внаслідок проведення на свердловинах МЗН.

6. Статистична оцінка ризику залежно від стадії життєвого циклу свердловин дає змогу враховувати різні аспекти оцінюваних подій. У зв'язку з цим пропонується новий методичний похід побудови інформаційної моделі остаточного вибуття нафтових свердловин з експлуатаційного фонду в основу якого покладено застосування методів багатofакторного статистичного аналізу даних первинної обробки матеріалів. Зміст моделювання полягає в тому, що по обмеженій частині досліджуваної

генеральної сукупності можна робити обґрунтовані судження про закономірності сукупності загалом.

7. Оскільки існує множина ефективних портфелів МЗН, то визначення оптимального із них можливе з використанням кривих корисності ОПР. Сформовано компромісний в координатах «ризик-дохід» портфель розглянутих МЗН у НГВУ «Долинанафтогаз». Проведено оцінку ефективності запропонованих методів формування портфелю МЗН. Слід відзначити, що незначне зниження планових витрат на МЗН і перерозподіл ресурсів між заходами і об'єктами розробки дають змогу значно підвищити економічну ефективність нафтогазовидобування. В основі економічного механізму управління ризиком вибуття свердловин лежить визначення економічних витрат, що виникають у зв'язку з фактом вибуття свердловин. Узагальнено ці економічні витрати на різних стадіях життєвого циклу а також часового інтервалу вибуття свердловини.

Основні результати розділу 3 опубліковані у працях [7, 11, 14, 15, 17].

ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі подано теоретичне обґрунтування і нове вирішення наукової задачі розроблення теоретико-методичних та практичних рекомендацій щодо управління ефективністю експлуатації свердловин нафтогазовидобувних підприємств. Результати проведеного наукового дослідження дають можливість зробити наступні висновки:

1. На основі проведеного аналізу умов функціонування нафтогазовидобувного комплексу, підходів до управління діяльністю нафтогазовидобувних підприємств встановлено, що імплементація сучасних підходів до управління ефективністю експлуатації свердловин повинна ґрунтуватись на стратегічному та превентивному управлінні із застосуванням процесного підходу, що в комплексі зумовить підвищення ефективності функціонування нафтогазового комплексу. Обґрунтовано, що економічна ефективність функціонування нафтогазовидобувних підприємств повинна відображати витрати всіх використовуваних для видобування вуглеводнів видів ресурсів, створювати передумови для виявлення та стимулювати використання всіх наявних резервів підвищення ефективності експлуатації фонду свердловин. При цьому забезпечення економічної ефективності діяльності підприємства слід розуміти як сукупність заходів і способів створення умов, що сприяють ефективному здійсненню економічних процесів, реалізації намічених планів для підтримки стабільного функціонування підприємства як економічної системи.

2. Аналіз підходів до оцінювання економічної ефективності діяльності нафтогазовидобувних підприємств дав змогу визначити систему показників ефективності діяльності нафтогазовидобувних підприємств із виокремленням окремих груп показників (ефективності використання основних засобів, оборотних фондів, трудових ресурсів, окремих видів діяльності) та агрегованих показників ефективності діяльності підприємств. Запропонована комбінована система показників ефективності

функціонування дозволяє поєднати фінансові, техніко-технологічні, соціально-економічні показники і забезпечити їх порівняння за всіма функціональними підрозділами, відображаючи їх внесок у створення передумов для стабільного економічного розвитку підприємства в цілому.

3. Розроблено науково-методичний підхід до формування програми підвищення економічної ефективності діяльності нафтогазовидобувного підприємства, що передбачає класифікацію напрямків підвищення ефективності діяльності, реалізацію алгоритму формування програми підвищення економічної ефективності діяльності та моделі комплексної оцінки економічної ефективності діяльності нафтогазовидобувного підприємства з урахуванням галузевої структури, формування сценаріїв програми підвищення економічної ефективності діяльності нафтогазовидобувного підприємства. Заходи, спрямовані на підвищення економічної ефективності діяльності нафтогазовидобувних підприємств запропоновано класифікувати залежно від їх характеру, цільової спрямованості, за факторами розвитку виробництва, за напрямом підвищення економічної ефективності та часом охоплення. Запропонована класифікація дозволяє цілісно підійти до питання формування програми підвищення ефективності нафтогазовидобувного підприємства і виявити пріоритетні напрямки підвищення ефективності діяльності нафтогазовидобувних підприємств.

4. Розроблено моделі управління ризиком вибуття свердловини з експлуатаційного фонду, що дозволяють забезпечити максимальне зростання техніко-економічних показників стану фонду свердловин нафтогазовидобувних підприємств, безперебійне фінансування їх поточної діяльності та науково-технічних заходів в галузі надрокористування, формування оптимальної програми по зниженню ризику вибуття свердловин в рамках ризикологічної стратегії управління фондом свердловин, побудову прогнозного бюджету фінансування заходів, спрямованих на зниження ризику вибуття свердловин з експлуатаційного фонду.

5. Запропоновано науково-методичний підхід до планування техніко-економічної ефективності методів збільшення нафтовіддачі на основі економічної оцінки та прогнозування ризику вибуття свердловин з експлуатаційного фонду та витрат на їх зниження з використанням імітаційної моделі, що передбачає формування ефективних портфелів методів збільшення нафтовіддачі на родовищах з прийнятним рівнем ризику. Запропонований підхід включає різні моделі, згруповані у блоки (геолого-технічний, економічний та оптимізаційний) блоків. У техніко-технологічному блоці вирішується завдання прогнозування додаткового видобутку нафти за рахунок МЗН. В економіко-імітаційному блоці здійснюється оцінка прогнозних значень техніко-економічної ефективності кожного МЗН в умовах ризику. У оптимізаційному блоці вирішується завдання щодо складання портфелю комплексу МЗН на розроблюваних родовищах НГВУ з прийнятним рівня ризику.

6. Розроблено моделі прогнозування обсягів додаткового видобутку нафти за рахунок методів збільшення нафтовіддачі, які дають можливість визначення прогнозного вибуття свердловин, встановлення взаємозв'язку показників прогнозного вибуття свердловин з виробничо-економічним плануванням, що дозволяє збалансувати грошові потоки надходжень і витрат на ліквідацію, а також здійснити оцінку ефективності виконання програми з оздоровлення фонду свердловин нафтових родовищ. В якості оцінки економічної ефективності МЗН запропоновано критерій очікуваної грошової вигоди, що враховує техніко-економічні ризики МЗН. Замість дисконтування очікуваної віддачі за скоригованою на ризик ставкою, проводиться коригування на ризик самого грошового потоку, приписавши йому скориговані на ризик ймовірності. Запропонований критерій розрахунку техніко-економічної ефективності МЗН на пізніх стадіях розробки нафтогазових родовищ дозволяє планувати заходи щодо МЗН не тільки з урахуванням можливої прибутковості і приросту видобутку нафти, а й з урахуванням комплексного впливу техніко-економічних ризиків.

7. Запропоновано науково-методичне обґрунтування можливості формування ефективних портфелів методів збільшення нафтовіддачі з врахуванням економічного механізму управління ризиком вибуття свердловин, що дозволяє визначити економічні витрати, які виникають у зв'язку з вибуттям свердловини з експлуатаційного фонду залежно від стадії життєвого циклу свердловини, а також часового інтервалу вибуття свердловини. Розроблена модель оптимізації інвестиційної діяльності в області МЗН, побудована на основі теорії портфельного інвестування з урахуванням обмежень, специфічних для діяльності НГВУ, реалізація якої забезпечує формування портфелю МЗН з прийнятними для управління НГВУ рівнями доходу та ризику, рівень видобутку нафти по НГВУ відповідно до проектів розробки, досягнення НГВУ найкращих за інших рівних умов техніко-економічних показників.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Аналіз стану транспарентності компаній з видобутку вуглеводнів та суб'єктів природних монополій, відповідальних за трубопровідне транспортування вуглеводневих ресурсів в Україні з використанням адаптованих форм звітності Ініціативи прозорості видобувних галузей [Електронний ресурс] : Асоціація «ЕнергоТранспарентість» Центр НОМОС. – Київ, 2010. – Режим доступу: <http://ua-energy.org>.
2. Анализ хозяйственной деятельности предприятий нефтяной и газовой промышленности / [Злотникова Л.Г., Колосков В.А., Матвеев В.Р. и др.]. – М.: Недра, 1980. – 203 с.
3. Артемов В.І. Оцінка використання активів у аналізі ефективності підприємства / С.Г.Галуза, В.І.Артемов // Економіка України. – 2005. – № 6. – С. 86-89.
4. Артёмов В.И. Управление процессом повышения экономической эффективности нефтегазодобывающего комплекса Украины / В.И.Артёмов. – Харьков: Харьковский национальный университет имени В.Н.Каразина, 2006. – 284 с.
5. Бартовский М.Н. Экономико–математическое моделирование в нефтяной промышленности / М.Н. Бартовский. – М.: Недра, 1991. – 168 с.
6. Безуглый А. Ю. Оценка экономической эффективности деятельности нефтегазодобывающих предприятий / А. Ю. Безуглый // Российский Академический Журнал. – 2013. – Т. 24, №2. – С. 10-14.
7. Безуглий О. Ю. Врахування ризиків під час планування економічної ефективності методів збільшення нафтовіддачі / О. Ю. Безуглий // Науковий вісник Східноєвропейського національного університету імені Лесі Українки. Серія Економічні науки. – 2014. – № 3(280). – С. 136-142.
8. Безуглий О. Ю. Аналіз підходів до оцінювання економічної ефективності діяльності нафтогазовидобувних підприємств / О. Ю. Безуглий

// Вісник Хмельницького національного університету. – 2013. – Т. 1, № 4. – С. 72-77.

9. Безуглий О. Ю. Аналіз підходів до управління діяльністю нафтогазовидобувних підприємств / О. Ю. Безуглий // Інституціональний вектор економічного розвитку : зб. наук. праць МІДМУ «КПУ». – Мелітополь: Вид-во КПУ, 2013. – Вип. 6 (1). – С. 161-169.

10. Безуглий О. Ю. Оцінювання ризиків при управлінні фондом свердловин нафтогазовидобувних підприємств / О. Ю. Безуглий // Моделювання регіональної економіки : збірник наукових праць. – Івано-Франківськ: Плай, 2012. – №2(20). – С. 341-351.

11. Безуглий О. Ю. Модель взаємодії в промислових комплексах / О. Ю. Безуглий // Моделювання регіональної економіки : збірник наукових праць. – Івано-Франківськ: Плай, 2011. – №2(18). – С. 322-332.

12. Безуглий О. Ю. Формування механізмів узгодженої взаємодії в промислових комплексах / О. Ю. Безуглий // Моделювання регіональної економіки : збірник наукових праць. – Івано-Франківськ: Плай, 2011. – №1(17). – С. 347-357.

13. Безуглий О. Ю. Особливості процесу управління діяльністю нафтогазовидобувних підприємств / О. Ю. Безуглий // Розвиток національної економіки: методологія та практика : зб.наук.пр. Міжнародної науково-практичної конференції, (м. Івано-Франківськ, 15-16 квітня 2014 р.). – Івано-Франківськ: ДВНЗ «Прикарпатський національний університет ім. В. Стефаника», 2014. – С. 81-83.

14. Безуглий О. Ю. Моделі вибуття свердловин з експлуатаційного фонду нафтогазовидобувних підприємств/ О. Ю. Безуглий: // Економічні перспективи підприємств та регіонів України в контексті основних соціально-еколого-економічних трендів: зб.наук.пр. Міжнародної науково-практичної конференції, (м. Харків, 22 травня 2014 р.). – Харків: Харківський гуманітарний університет «Народна українська академія», 2014. – С. 12-14.

15. Безуглий О. Ю. Управління ризиками вибуття свердловин нафтогазовидобувних підприємств / О. Ю. Безуглий: // Проблеми обліку, контролю та аналізу в економіці на сучасному етапі: зб. наук. пр. Міжнародної науково-практичної конференції, (м. Одеса, 23-24 травня 2014 р.). – Одеса: Центр економічних досліджень та розвитку, 2014. – С. 120-122.

16. Безуглий О. Ю. Оцінювання ефективності діяльності нафтогазовидобувних підприємств / О. Ю. Безуглий // Національні моделі економічних систем: формування, управління, трансформації : зб. наук. пр. Міжнародної науково-практичної конференції, (м. Херсон, 6-7 грудня 2013 р.). – Херсон : Херсонський державний університет, 2013. – С. 50-52.

17. Безуглий О. Ю. Шляхи підвищення економічної ефективності діяльності нафтогазовидобувних підприємств / О. Ю. Безуглий // Сучасні тенденції в економіці і управлінні: новий погляд : зб. наук. пр. III Міжнародної науково-практичної конференції, (м. Донецьк, 29-30 листопада 2013 р.). – Донецьк : Східноукраїнський інститут економіки та управління, 2013. – С. 6-8.

18. Богданов С.Д. Целесообразность продления срока эксплуатации нефтяных добывающих скважин / С.Д. Богданов, Э.М. Халилов // Геология нефти и газа. – 1998. – №1. – С.8-9.

19. Бойко В.С. Підземний ремонт свердловин: підручник для вищих навчальних закладів. У 4-х частинах. Частина I / В.С. Бойко. – Івано-Франківськ: Факел, 2002. – 465 с.

20. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ : Підручник / В.С. Бойко. – К.: ІСДО, 1995. – 496 с.

21. Буряк П.Ю. Інтегровані підприємницькі структури: формування, ефективність, потенціал : Монографія / П.Ю. Буряк. – Л. : Логос, 2007. – 468 с.

22. Бутрин А.Г. Управление материальными, финансовыми и информационными потоками на промышленном предприятии: монография / А. Г. Бутрин. – Челябинск: ЮУрГУ, 1999. – 108 с.

23. Буянов В.П. Управление рисками (рискология) / В.П. Буянов, К.А. Кирсанов, Л.А. Михайлов. – М.: Экзамен, 2002. – 384 с.
24. Ващенко Т.В. Математика финансового менеджмента / Т.В. Ващенко. – М.: Перспектива, 1996. – 82 с.
25. Витвицький Я.С. Економічна оцінка гірничого капіталу нафтогазових компаній : Монографія / Я.С. Витвицький. – Івано–Франківськ: ІФНТУНГ, 2007. – 431 с.
26. Вітлінський В.В. Моделювання економіки: навч. посіб. / В.В. Вітлінський. – К.: КНЕУ, 2003. – 408 с.
27. Вітлінський В.В. Ризикологія в економіці та підприємстві: Монографія / В.В. Вітлінський, Г.І. Великоіваненко– К.:КНЕУ, 2004. – 480с.
28. Вітлінський В.В. Ризик у менеджменті / В.В. Вітлінський, С.І. Наконечний. – К.: ТОВ «Борисфен-М», 1996. – 336 с.
29. Возний В. Р. Основи гірничого виробництва: видобування нафти, газу і твердих копалин: Підручник/ В. Р. Возний, Р. С. Яремійчук. – Кондор, 2006. – 376с. – ISBN 966-351-013-7.
30. Воронкова А. Е. Управлінські рішення в забезпечення конкурентоспроможності підприємства: організаційний аспект: Монографія / А.Е. Воронкова, Н.Г. Капюжна, В.І. Отенко. – Х.: ІНЖЕК, 2008. – 512 с.
31. Воронкова А. Э. Современные технологии управления промышленным предприятием: монография / А. Э.Воронкова, А.В. Козаченко, С. К. Рамазанов, Л. Е. Хлапенюв. – К.: Либра, 2007. –256 с.
32. Выгон Г.В. Оценка фундаментальной стоимости нефтяных месторождений: метод реальных опционов / Г.В. Выгон // Экономика и математические методы. – 2001. – Т. 37, №2. – С. 54–69.
33. Герасимчук В. Г. Стратегічне управління підприємством: графічне моделювання: навчальний посібник. / В.Г. Герасимчук. – К.: КНЕУ, 2000. – 457 с.
34. Герчикова И.Н. Менеджмент: учебник для вузов / И.Н. Герчикова. – М. : ЮНИТИ, 2010. – 512 с.

35. Гончаров В.М. Організація управління ефективним розвитком промислових підприємств в умовах ринкового середовища: Монографія / В.М. Гончаров, Д.В. Солоха, В.Ю. Припотень. – Донецьк: СПД Купріянов В.С. – 2006. – 206 с.

36. Гранатуров В. М. Аналіз підприємницьких ризиків: проблеми визначення, класифікації та кількісні оцінки : Монографія / В. М. Гранатуров, І. В. Литовченко, С. К. Харічков ; за наук. ред. В. М. Гранатурова. – Одеса : Ін-т проблем ринку та екон.-екол. досліджень НАН України, 2003. – 164 с.

37. Гришаненко В. П. Розроблення управлінських рішень та прогнозування рівнів видобутку вуглеводнів із використанням системи моніторингу родовищ нафти і газу / В.П. Гришаненко, О. В. Горбунов, М.В. Гунда, А .В. Павлів // Нафтова і газова промисловість. – 2007. – № 6. – С. 25-30.

38. Гришаненко В. П. Сучасні методи оцінки технологічної ефективності систем розробки родовищ нафти і газу / В.П. Гришаненко, М.В. Гунда, Ю. О. Зарубін // Нафтова і газова промисловість. – 2007. – № 5. – С. 33-35.

39. Гужновский Л.П. Планирование добычи нефти и подготовки запасов / Л.П. Гужновский, С.Е. Казаков. – Москва: Недра, 1989. – 190 с.

40. Данилишин Б.М. Оцінка техніко-економічного стану об'єктів інфраструктури та виробничих фондів України: Монографія / Б.М. Данилишин, М.А. Хвесик, М.Х. Корецький, О.І. Дацій. – Донецьк: ТОВ «Юго-Восток, Лтд», 2008. – 375 с.

41. Данилюк М.О. Стан і перспективи розвитку нафтогазовидобувної галузі України та необхідність інвестування як фактор її економічного зростання / М.О. Данилюк, У.Я. Витвицька // Енергетика: економіка, технології, екологія. – К.: Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут», 2001. – №3. – С. 14–16.

42. Діак І.В. Енергетична безпека України/ І.В. Діак. – К.: АТ „Книга”, 2001. – 179с.-

43. ДСТУ ISO 9000–2001: Системи управління якістю. Основні положення та словник. – К.: Держстандарт України, 2001. – 27 с.
44. Економіка транспорту и хранения нефти и газа: учеб. для вузов / А.Д. Бренц, Л.В. Колядов, А.А. Комарова и др. – М.: Недра, 1989. – 287с.
45. Єгер Д.О. Економічні передумови та нормативно-правове забезпечення розробки виснажених родовищ нафти і газу / Д.О. Єгер, В.М. Дорошенко, Ю. О. Зарубін [та ін.] // Нафтова і газова промисловість. – 2005. – № 5. – С. 11-15.
46. Зозуля Ю.И. Разработка алгоритмов контроля и управления объектами нефтегазодобычи в нейросетевом бизнесе / Ю.И. Зозуля, В.А. Палагушкин // Проблемы нефтегазового комплекса России. – Уфа: УНИ. – 1998. – С. 49-52.
47. Закон України “Про нафту і газ” від 12.07.2001 р. № 2665 – III.
48. Іванишин В. С. Нафтогазопромислова геологія / В. С.Іванишин. – Львів, 2003. – 648с.
49. Іванченко І. Методичні підходи до оцінювання економічної ефективності методів збільшення нафтовилучення / І. Іванченко // Галицький економічний вісник (економіка та управління національним господарством). – 2012. – №6(39). – С. 41–52.
50. Іващук О. Т. Економетричні методи та моделі: Навчальний посібник/ О. Т. Іващук Тернопіль: ТАНГ “Економічна думка”, 2003. – 348 с.
51. Ільїна С. Б. Теоретичні та організаційні засади формування та розвитку виробничо-комерційних корпорацій України : Монографія / С.Б. Ільїна. – Дніпропетровськ : Наука і освіта, 2007. – 423 с.
52. Інвестиційно-інноваційні чинники формування розвитку й управління конкурентоспроможним потенціалом підприємства: Монографія / Д.В. Солоха, В.В. Морева, С.О. Чирков, В.Я. Козлова, О.В. Белякова – Донецьк: СПД Дмитренко Л.Р., 2010. – 400 с.
53. Інструкція з планування, обліку і калькулювання собівартості видобутку нафти і газу. – Івано-Франківськ: Центр організації, управління і

економіки нафтогазової промисловості Міністерства палива та енергетики України, 2003. – 152 с.

54. Карп І. М. Нафтогазовий комплекс України / І.М. Карп // Вісник НАН України. – 2006. – № 2. – С. 32-41.

55. Касьянова Н.В. Управління розвитком підприємства на основі кумулятивного підходу: концепція, моделі та методи: Монографія / Н.В. Касьянова. – Донецьк: НАН України, Ін-т економіки пром-ті. – СПД Куприянов В.С., 2011. – 374 с.

56. Касьянова Н.В. Формування стратегії розвитку підприємства: методичні аспекти: Монографія / Н. В. Касьянова. – Донецьк: ДонУЕП, 2009. – 182 с.

57. Кафка С. М. Аналітичні елементи системи управління витратами на підприємстві / С. М. Кафка // Вісник ЖДТУ. Економічні науки. – 2004. – № 3 (29). – С. 71–75.

58. Квасній Л.Г. Оптимізація системи управління матеріальними потоками нафтогазової промисловості / Л.Г. Квасній // Економіка, планування і управління галузі. Науковий вісник НЛТУ України. – 2011. – Вип. 215. – С. 225–230.

59. Квасній Л. Г. Ефективний розвиток нафтогазового комплексу як важлива умова економічної безпеки ринку енергоносіїв / Л.Г. Квасній // Вісн. Нац. ун-ту "Львів. політехніка". Менедж. та підприємництво в Україні: етапи становлення і пробл. розв. – 2007. – С.212-217.

60. Киба Л. М. Інноваційні системні підходи до керування матеріально-технічним забезпеченням підприємств нафтогазового комплексу / Л.М. Киба // Вісник Національного університету «Львівська політехніка». – 2007. – № 579. Проблеми економіки та управління. – С. 457 – 462.

61. Киба Л. Порівняльна характеристика моделей керування виробничими запасами / Л. Киба // Вісник Тернопільського державного економічного університету. – 2006. – № 1. – С. 81 – 86.

62. Клебанова Т.С. Теория экономического риска: Учебное пособие / Т.С. Клебанова, Е.В. Раевнева. – Харьков: ИД «ИНЖЭК», 2003. – 156 с.
63. Кодекс України “Про надра” від 27.07.1994 р. № 132/94 – ВР.
64. Козаченко А. В. Управление крупным предприятием: Монография / А. В. Козаченко. – К.: Либра, 2006. – 384 с.
65. Коласс Б. Управление финансовой деятельностью предприятия. Проблемы, концепции и методы: Пер. с фр.; Под ред. проф. Я.В. Соколова. – М.: Финансы; ЮНИТИ, 1997. – 576 с.
66. Кретьова А. Ю. Тривимірна модель оцінювання ефективності діяльності промислового підприємства / А.Ю. Кретьова // Економіка. Менеджмент. Підприємництво. – 2011. – № 23. – С. 111–120.
67. Кретьова А.Ю. Оцінка майбутньої ефективності діяльності промислового підприємства / А.Ю. Кретьова // Управління проектами та Розвиток виробництва: Зб. наук. пр. – Луганськ: вид-во СНУ ім. В.Даля, 2011. – № 4 (40). – С. 83-87.
68. Кривов’язюк І.В. Економічна діагностика підприємства: теорія, методологія та практика застосування : Монографія / І.В. Кривов’язюк. – Луцьк : Вид-во «Надстир’я», 2007. – 260 с.
69. Крикавський Є. В. Промисловий маркетинг і логістика / Є.В. Крикавський, Н. І. Чухрай. – Львів: Вид-во Нац. ун-ту "Львівська політехніка", 2004. – 448 с.
70. Крушельницька О.В. Управління матеріальними ресурсами: [навчальний посібник] / О.В. Крушельницька. – К. : Кондор, 2007. – 162 с.
71. Кукшев В. И. Международные стандарты в системе управления нефтяной компании [Текст] / В. И. Кукшев // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 9. – С. 119-121.
72. Кульчицький І.І. Економічні механізми оптимізації виробничого потенціалу нафтогазовидобувних підприємств / І.І. Кульчицький // Вісник Хмельницького національного університету. – Хмельницький. – №4, Т.3 (138), 2009. – С.42 –48.

73. Кульчицький І.І. Аналіз підходів до оцінки виробничого потенціалу підприємства // Науковий інформаційний журнал «Бізнес Інформ». – Харків. – 2008. – №12. – С. 18-24.
74. Кэмбел Э. Стратегический синергизм [Текст] / Кэмбел Э., Лачс Саммерс К. – СПб.: Питер, 2004. – 418 с.
75. Лесюк О.І. Організація виробництва: навч. посібник для студентів спеціальності «Економіка підприємства»/ О.І. Лесюк. – Івано-Франківськ: Місто НВ, 2002. – 204 с.
76. Лук'янова В.В. Оцінка агрегованого ризику діяльності підприємства / В.В. Лук'янова // Фінанси України. – 2004. – №10. – С. 10–18.
77. Льюис К. Методы прогнозирования экономических показателей / К. Льюис, Д. Колин. – М.: Финансы и статистика, 1986. – 130 с.
78. Маєвський Б. Й. Прогнозування, пошуки та розвідка нафтових і газових родовищ. Підручник/ Б. Й. Маєвський, О.Е. Лозинський, В.В. Гладун, П.М. Чепіль – К.: Наукова думка, 2004. – 446 с.
79. Мазур І.М. Механізм забезпечення економічної ефективності функціонування нафтогазовидобувних підприємств : Монографія / І.М. Мазур. – Івано-Франківськ : Симфонія форте, 2011. – 296 с.
80. Мазур І.М. Обґрунтування ефективності запровадження системи планово-попереджувальних поточних ремонтів нафтових свердловин / І.М. Мазур // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2004. – Вип. 1 (7). – С. 73–76.
81. Мазур І. М. Регулювання виробничої потужності підприємства в системі управління ефективністю виробництва / І.М. Мазур // Економіка: проблеми теорії та практики. Збірник наукових праць. Випуск 207: в 5 т. Т. 1. – Дніпропетровськ, 2005. – № 207. – С.114-123.
82. Мазур І. М. Основні принципи та підходи до визначення ефективності функціонування виробничих систем // Економіка і ринок: облік, аналіз, контроль. Науковий журнал ТДЕУ: Випуск 15. – Тернопіль: Економічна думка, 2006. – №15. – С.33-42.

83. Малышев Ю.М. Экономика, организация и планирование буровых и нефтегазодобывающих предприятий / Ю.М. Малышев, В.Е. Тищенко, В.Ф. Шматов. – М.: Недра, 1978. – 391 с.
84. Макконнелл К.Р. Экономикс / Макконнелл К.Р., Брю С.Л. – М.: ИНФРА-М, 2003. – 972 с.
85. Мартиненко В.П. Стратегія життєздатності промислових підприємств: Монографія / В.П. Мартиненко. – К.: Центр навчальної літератури, 2006. – 328 с.
86. Математичні методи та моделі прийняття рішень: Навчальний посібник / О. Т. Іващук, О. С. Башуцька. – Т: ТАНГ “Економічна думка”, 2004. – 237 с.
87. Машина Н.И. Экономический риск и методы его измерения: Учеб.-метод. пособие/ Н.И. Машина. – Донецк : Юго-Восток, 2004. – 192с.
88. Мельник А. Ю. Математичні методи виявлення та оцінювання залишкових запасів нафти родовищ Долинського нафтопромислового району / А.Ю. Мельник, В.В. Гнатюк // Нафтова і газова промисловість. – 2007. – № 3. – С. 17-19.
89. Методика визначення ефективності впровадження заходів науково-технічного прогресу : СОУ 73.1–00135390–038:2007. – [Чинний від 2008–05–01]. – ПАТ “Укрнафта”, 2008. – 169 с.
90. Методика оцінки технологічної і економічної ефективності робіт з інтенсифікації видобування газу та нафти розроблено. – К.: ДП “Науканафтогаз” НАК “Нафтогаз України”, 2008. – 89 с.
91. Методические положения оптимального отраслевого планирования в промышленности / [под. ред. А.Г.Аганбегяна, Д.Н. Казакевича, Л.А. Козлова]. – Новосибирск: Наука, 1972.
92. Механізм забезпечення розвитку підприємства: еколого-економічний аспект: Монографія / В.М. Хобта, У.В. Лаврик, О.Ю. Попова, О.Ю. Шилова. – ДВНЗ “Донецький національний технічний університет”; ННІ “Вища школа економіки та менеджменту”. – Донецьк, 2009. – 272 с.

93. Минцберг Г. Школы стратегий / Минцберг Г., Альстренд Б., Лемпел Дж. – Спб: Питер, 2002. – 336 с.
94. Михайловська О.В. Операційний менеджмент: навч. посібник / О.В. Михайловська. – К.: Кондор, 2008. – 550 с.
95. Мікловда В.П. Стратегічне управління конкурентоспроможністю: епістемологічні підходи та практична проблематика : Монографія / В.П. Мікловда, І.Г. Брітченко, Н.Ю. Кубіній, С.Б. Колодинський, Л.М. Ціцак. – Полтава, 2012. – 297с.
96. Моисеев Н.Н. Математические задачи системного анализа / Н.Н. Моисеев. – Москва: Наука, 1981.
97. Мочерний С. В. Економічна теорія : навч. посіб. / С.В. Мочерний. – К. : ВЦ «Академія», 2009. – 640 с.
98. Мур Дж. Экономическое моделирование в Microsoft Excel. 6–изд. / Мур Дж., Уэдерфорд Л.Р. – М.: Вильямс, 2004. – 1024 с.
99. Навольська Н.В. Оцінювання та забезпечення економічної ефективності діяльності підприємств : автореф. дис. на здоб. наук. ступ. к.е.н.: спец. 08.00.09 «Економіка, організація і управління підприємствами» / Н.В. Навольська. – Тернопіль : Тернопільський державний економічний університет Міністерства освіти і науки України, 2006. – 28 с.
100. Науменко В.І. Впровадження методів прогнозування і планування в умовах ринкової економіки / В.І. Науменко, Б.Я. Панасюк. – К., 1995. – 140 с.
101. Нефтяное обозрение «Терминал» [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://oilreview.kiev.ua>.
102. Организация текущего ремонта скважин / В.С. Лесюк, М.И. Турко, И.Е. Шевалдин, В.И. Воробец. – М.: Недра, 1983. – 136 с.
103. Організація і управління виробництвом: нафтогазовий комплекс: Навчальний посібник для ВНЗ / За ред. О.І. Лесюка. – Івано-Франківськ, 1999. – 507с.

104. Осовська Г.В. Стратегічний менеджмент: теорія та практика: Навч. посібник / Г.В. Осовська, О.Л. Фіщук, І.В. Жалінська. – К: Кондор, 2003. – 200с.
105. Оцінка ефективності інвестицій у розвідку і розробку нафтових родовищ: Монографія / За ред. Витвицького Я.С. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2006. – 248 с.
106. Перекрест Т. В. Методологія оцінювання ефективності діяльності підприємства / Т. В. Перекрест // Держава та регіони. – 2011. – № 4. – С. 130–136.
107. Положення про порядок техніко-економічного обґрунтування кондицій для підрахунку запасів родовищ нафти і газу. – К.: ДКЗ України, 2006. – 14 с.
108. Постанова Кабінету Міністрів України від 08.11.2006 року № 1572 “Про затвердження програми диверсифікації джерел постачання нафти в Україну” // Офіційний вісник України. – 2006. – № 45. – Ст. 84. – С. 3016.
109. Постанова КМУ “Про затвердження методики визначення вартості запасів і ресурсів корисних копалин родовища або ділянки надр, що надаються у користування” від 25.08.2004 №1117.
110. Прядко В. В. Економічна ефективність виробництва: проблеми теорії та методології управління / В.В. Прядко. – НАН України; Рада по вивченню продуктивних сил України. – К. : Наукова думка, 2003. – 282с.
111. Раєвнева О.В. Управління розвитком підприємства: методологія, механізми, моделі: Монографія / О.В. Раєвнева. – Х.: ІНЖЕК, 2006. – 496 с.
112. Рибчич І.Й. Щодо підвищення ефективності використання запасів нафти і газу в Україні / І.Й. Рибчич, Д.О. Єгер, Ю.О. Зарубун, Б.Л. Крупський // Нафтова і газова промисловість. – 2004. – № 1. – С. 5-8.
113. Румянцев Н.В. Моделирование гибких производственно-логистических систем / Н.В. Румянцев. – Донецк: ДонНУ, 2004. – 235 с.

114. Савицкая Г.В. Анализ эффективности деятельности предприятия: методологические аспекты/ Г.В. Савицкая. – М.: Новое знание, 2003. – 160 с.
115. Салига К. С. Економічна ефективність інвестицій у рекламну діяльність підприємств: Монографія / К.С. Салига, О. А. Лозова. – Запоріжжя: ЗЦНТЕІ, 2008. – 206 с.
116. Салига К.С. Эффективность господарської діяльності підприємства: Монографія / К.С. Салига. – Запоріжжя: ЗЦНТІ, 2005. –180с.
117. Саприкін В. Л. Нафтогазовий комплекс та енергетична безпека України: нові виклики і нові можливості / В. Л. Саприкін // Вісник НГСУ. – 2004. – № 4 – С. 15-18.
118. Сміх П. М. Визначення кількості свердловин для раціональної розробки покладу на основі методики 3S оптимізації та економічного аналізу / П.М. Сміх // Нафтова і газова промисловість. – 2012. – № 6. – С. 26-29.
119. Смоляк В.А. Алгоритмізація процедури оцінки ризику діяльності підприємств / В.А. Смоляк // Управління розвитком. –2004. – №2. – С.104-105.
120. СОУ 11.2–30019775–168:2010 Свердловини на нафту і газ. Поточний та капітальний ремонт свердловин. Класифікатор робіт та порядок їх проведення, 2010. – 118 с.
121. Стасюк В.П. Модели адаптивного управления предприятием / В.П. Стасюк. – Донецк: ДонНУ; ООО "Юго-Восток, Лтд.", 2002. – 224 с.
122. Стохастическое моделирование и прогнозирование / Под ред. А.Г. Гранберга. – М.: Финансы и статистика, 1990. – С. 180 – 192.
123. Стратегічне управління потенціалом підприємства: Монографія / Б.Г. Шелегеда, Н.В. Касьянова, А.Я. Берсуцький. – Донецьк: ІЕП НАН України, 2006. – 219 с.
124. Сумец А.М. Логистика: Теория, ситуации, практические задания: Учебное пособие / А.М. Сумец. – К.: «Хай – Тек Пресс», 2008. – 320с.

125. Ткач А.А. Інституціональні основи ринкової інфраструктури : Монографія / А.А. Ткач. – К.: НАНУ Об'єднаний ін-т економіки, 2005. – 295 с.
126. Трояновский В. М. Математическое моделирование в менеджменте : Учеб. пособие/ В.М. Трояновский. – М.: Русская деловая литература, 1999. – 240 с.
127. Управління підприємницьким ризиком / [за заг. ред. д.е.н. Д.А. Штефанича]. – Тернопіль : «Економічна думка», 1999. – 224 с.
128. Управління ризиками банків [Текст] : Монографія у 2 томах. Т. 1: Управління ризиками базових банківських операцій / [А. О. Єпіфанов, Т. А. Васильєва, С. М. Козьменко та ін.] / за ред. д-ра екон. наук, проф. А.О. Єпіфанова і д-ра екон. наук, проф. Т. А. Васильєвої. – Суми : ДВНЗ “УАБС НБУ”, 2012. – 283 с.
129. Уринсон Г.С. Экономика разработки газовых месторождений / Г.С. Уринсон, И.С. Тышляр, М.М. Хош. – М.: Недра, 1973. – 304с.
130. Устенко О. Л. Теория экономического риска : Монографія / О.Л. Устенко. – К. : МАУП, 1997. – 164 с.
131. Фадеева І.Г. Структурний аналіз нафтогазовидобувного підприємства як об'єкта управління / І.Г. Фадеева // Вісник Хмельницького національного університету. – 2011. – Т. 1, № 2. – С. 55–61.
132. Фадеева І.Г. Синтез структури моделі ефективного управління нафтогазовидобувною компанією / І.Г. Фадеева // Економічний часопис-XXI. – 2012. – № 5-6. – С. 46-49.
133. Фадеева І.Г. Синергізм та координація роботи підсистем в інтегрованій системі управління нафтогазовидобувної корпорації / І.Г. Фадеева // Економічний часопис-XXI. – 2012. – № 1-2. – С. 32-35.
134. Фігурка М.В. Управління організаційними змінами в корпоративному секторі нафтогазової промисловості / М.В. Фігурка // Моделювання регіональної економіки. – 2005. – №1(5). – с.145-153.

135. Формирование стратегии реализации потенциала предприятия: монография / В.М. Гончаров, Н.В. Касьянова, Д.В. Солоха и др. – Донецк: СПД Куприянов В.С., 2008. – 304 с.

136. Халявко М.П. Нафтогазовий комплекс України. Напрямки реалізації основних положень енергетичної стратегії до 2030 року / М.П. Халявко // Хімічна промисловість. – 2007. – № 2. – С. 3-10.

137. Хасанов М. М. О методах анализа и управления самоорганизующимися процессами нефтегазодобычи / М. М. Хасанов // Нефтяное хозяйство. – 1994. – № 2. – С. 74–77.

138. Черняк Ю.И. Системный анализ в управлении экономикой / Ю.И. Черняк. – М.: Экономика, 1975. – 308 с.

139. Чорна І. М. Економічна оцінка нафтових родовищ (на прикладі Передкарпатського нафтогазоносного басейну): Автореф. Дис. на здобуття наук ступеня кандидата економічних наук: 08.07.01/ Інститут економіки НАН України. – К., 1999. – 18с.

140. Шадрин В.П. Анализ эффективности эксплуатационных добывающих скважин в системах управления / В.П. Шадрин // Проблемы нефтегазового комплекса России. – Уфа : УНИ, 1998. – С. 152–156.

141. Шадрин В.П. Основы развития эффективного управления в нефтедобычи / В.П. Шадрин, С.В. Шадрин // Проблемы нефтегазового комплекса России. – Уфа : УНИ, 1998. – С. 147–151.

142. Шашко В.О. Реорганізація виробничої інфраструктури промислового підприємства : дис. кандидата екон. наук : 08.00.04 / Шашко В.О. – Луганськ, 2012. –198 с.

143. Швандар В.А. Риски в экономике / В.А. Швандар. – М.: Юнити-Дана, 2002. – 380с.

144. Шевцов А.І. Енергетика України на шляху до європейської інтеграції: Монографія / А.І. Шевцов. – Дніпропетровськ, 2004. – 149с.

145. Шерстюк Р. В. Развитие нефтегазового комплекса Украины в условиях глобализации мирового ТЭК / Р. В. Шерстюк // Актуальні проблеми економіки. – 2006. – № 1. – С.140-148.

146. Экономико-математические методы и прикладные модели / [Федосеев В.В., Гармаш А.Н., Дайитбегов Д.М. и др.]; под ред. В.В. Федосеева. – М: ЮНИТИ, 2001. – 391 с.

147. Экономико-математическое моделирование в нефтяной промышленности / М.И. Барановский, Ю.С. Волков, Г.И. Овсиенко. – Москва: Недра, 1979. – 135 с.

148. Юрчишин В.М. Економіко-екологічні аспекти інформаційного моделювання нафтогазових об'єктів / В.М. Юрчишин // Нафтова і газова промисловість. – 2001. – №4. – С. 54-56.

149. Atkinson E. S. An Economic Analysis of an Enhanced Oil Recovery Process/ E. S. Atkinson. – Tulsa: Institute for Policy Research, 1985. – 541 p.

150. Bickela Eric J. From Uncertainty Quantification to Decision Making in the Oil and Gas Industry / J. Eric Bickela, Reidar B. Bratvold // Energy Exploration & Exploitation. – 2008. – Vol. 26, №5. – P. 311-325.

151. Davenport Fr. J. Financial management through MRP / Fr. J. Davenport // Production and Inventory Management. – 1983. – №2. – P. 63-70.

152. Dixit A. K. Investment Under Uncertainty / A. K. Dixit, R. S. Pindyck. – New Jersey: New Jersey University Press, 1994. – 765 p.

153. Manual for Discounting Oil and Gas Income / ed. Combs S. – Houston: Texas Comptroller Accounts. – 2000. – 45 p.

154. McMillan F. World Oil Production Efficiency / F. McMillan //The McKinsey Quarterly. – 2005. – №4. – P. 120-156.

155. Megill Robert E. An Introduction to Risk Analysis, 2nd ed. / Robert E. Megill – Tulsa: Penn Well Books, 1985. – 274 p.

156. Robichek A. A. Conceptual Problems in the Use of Risk Adjusted Discount Rates/ A. A. Robichek, S.C. Myers // Journal of Finance. – 2005. – Dec. – P. 727-230.

157. Standard Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering Vol. 2/ Ed. by William C. Lyons. – Houston, TX.: Gulf Publishing Company, 1996. – 1090 p.

158. Zekri A.Y. Economic Evaluation of Enhanced Oil Recovery / A.Y. Zekri, K.K. Jerbi // Oil&Gas Science and Technology - Rev. IFP, Vol. 57. – 2002. – P. 259-291.



UKRНАFTA

УКРНАФТА

Публічне акціонерне товариство
«Укрнафта»
НГВУ «Долинанافتогаз»
вул.Промислова, 7
м.Долина, Івано-Франківська обл., 77503, Україна
тел./факс +3803477 26020
dngvu@dngvu.dolnet.com.ua

Public joint stock company
"Ukrnafta"
"Dolynanaftogaz"
7, Promyslova str.
Dolyna, Ivano-Frankivsk region, 77503, Ukraine
tel./fax +3803477 26020
dngvu@dngvu.dolnet.com.ua

24.09.2013 № 2К-1237

ДОВІДКА

про використання результатів дисертаційної роботи Безуглого О. Ю.

«Економічна ефективність експлуатації свердловин нафтогазовидобувних підприємств»

Результати дисертаційного дослідження Безуглого О. Ю. «Економічна ефективність експлуатації свердловин нафтогазовидобувних підприємств» використано в роботі НГВУ «Долинанافتогаз».

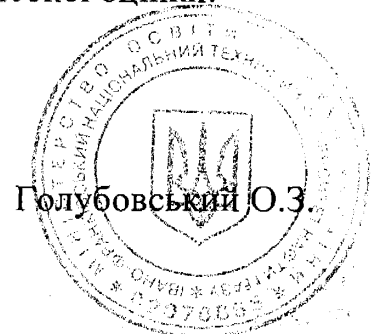
Практичне використання розробленого науково-методичного підходу до планування техніко-економічної ефективності методів збільшення нафтовіддачі на основі економічної оцінки та прогнозування ризику вибуття свердловин з експлуатаційного фонду та витрат на їх зниження дозволило сформуванню ефективні портфелі методів збільшення нафтовіддачі на родовищах управління.

Реалізація економічного механізму управління ризиком вибуття свердловин дозволила визначити економічні витрати, які виникають у зв'язку з вибуттям свердловини з експлуатаційного фонду залежно від стадії життєвого циклу свердловини, а також часового інтервалу вибуття свердловини.

В цілому результати дисертаційного дослідження Безуглого О. Ю., зважаючи на їх практичну значущість, заслуговують високої оцінки.



Начальник ЦЕВ
НГВУ «Долинанافتогаз»



Голубовський О.З.



UKRНАFTA

УКРНАФТА

Публічне акціонерне товариство
«Укрнафта»
НГВУ «Бориславнафтогаз»
вул. Карпатська Брама, 26
м. Борислав, 82300, Україна
тел. +3803248 52 850
факс +3803248 50 109
www.bngdu.bimcom.lviv.ua

Public joints stock company
"Ukrnafta"
NGVU "Boryslawnaftogaz"
Str. Karpatska Brama, 26
Boryslaw, 82300, Ukraine
tel. +3803248 52 850
fax +3803248 50 109
www.bngdu.bimcom.lviv.ua

12.09.2013 № 2-7/154

На № _____

ДОВІДКА

про використання результатів дисертаційної роботи Безуглого О. Ю. «Економічна ефективність експлуатації свердловин нафтогазовидобувних підприємств»

Результати дисертаційного дослідження Безуглого О. Ю. «Економічна ефективність експлуатації свердловин нафтогазовидобувних підприємств» використано в роботі НГВУ «Бориславнафтогаз».

На основі моделі управління ризиком вибуття свердловини з експлуатаційного фонду розроблено заходи щодо зниження ризику вибуття свердловин з експлуатаційного фонду з урахуванням виявлених чинників, а також проведено оцінку фактичних результатів управління ризиком вибуття фонду свердловин.

Реалізація моделі прогнозування обсягів додаткового видобутку нафти за рахунок методів збільшення нафтовіддачі дозволила збалансувати грошові потоки надходжень і витрат на ліквідацію, а також здійснити оцінку ефективності виконання програми з оздоровлення фонду свердловин нафтових родовищ.

Результати дисертаційного дослідження Безуглого О. Ю., зважаючи на важливість їх практичного використання при управлінні ефективністю експлуатації свердловин нафтогазовидобувних підприємств, заслуговують високої оцінки.

Заступник начальника
з фінансів НГВУ «Бориславнафтогаз»



Скверіш Д.



Міністерство освіти і науки України
 Державний вищий навчальний заклад
Прикарпатський національний університет імені Василя Стефаника

вул. Шевченка, 57, м. Івано-Франківськ, 76018. тел. (0342) 75-23-51. факс: (0342) 3-15-74
 e-mail inst@pu.if.ua Код СДРНОУ 02125266

03.04.2014 № 01-Р4/03 - 459

На № _____ від _____



04.04.14 *[Signature]*

Довідка

про впровадження результатів дисертаційної роботи Безуглого О. Ю.

Результати дисертаційного дослідження використовуються в навчальному процесі на економічному факультеті при викладанні курсів «Економіка підприємства», «Менеджмент» та «Мікроекономіка».

Проректор
 з наукової роботи



[Signature]

А.В. Загороднюк

