

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ПОЛТАВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА ІМЕНІ ЮРІЯ КОНДРАТЮКА»

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

ФІРМАН МИРОН АНДРІЙОВИЧ

УДК 338.245:622.32]:338.246.88"366"](477)

ДИСЕРТАЦІЯ

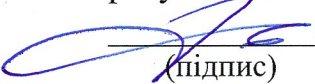
**ОРГАНІЗАЦІЙНО-ЕКОНОМІЧНИЙ МЕХАНІЗМ ВИКОРИСТАННЯ
НАФТОГАЗОВИХ РОДОВИЩ УКРАЇНИ В УМОВАХ ВОЄННОГО
ЧАСУ ТА ПОВОЄННОГО ВІДНОВЛЕННЯ**

051 Економіка

05 Соціальні та поведінкові науки

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей,
результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

 М.А.Фірман

(підпис)

Науковий керівник:
Онищенко Володимир Олександрович
доктор економічних наук, професор,
Заслужений працівник освіти України

АНОТАЦІЯ

Фірман М.А. Організаційно-економічний механізм використання нафтогазових родовищ України в умовах воєнного часу та повоєнного відновлення. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 051 Економіка (05 Соціальні та поведінкові науки). – Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». Полтава, 2026.

Дисертаційна робота присвячена вдосконаленню теоретичних положень, науково-практичних підходів та наданню практичних рекомендацій щодо розроблення та наукового обґрунтування організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ України, адаптованого до умов воєнного часу, мінімізації втрат від інфраструктурних пошкоджень та спрямованого на забезпечення ефективного повоєнного відновлення нафтогазової галузі на засадах інноваційного та низьковуглецевого розвитку паливно-енергетичного комплексу.

Узагальнено наукові підходи до трактування економічної природи та ресурсного потенціалу нафтогазових родовищ як стратегічного активу національної економіки, розмежовано суміжні категорії та встановлено їх ієрархічну взаємозалежність, що дозволило кваліфікувати родовища як стратегічний природно-економічний актив, здатний одночасно формувати енергетичний, інвестиційний та рентний потенціал держави в умовах воєнного стану, безпосередньо пов'язуючи геологічні параметри натуральної віддачі пласта із завданнями превентивного фінансового управління та антикризового планування. Досліджено структурно-функціональні складові організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ, та обґрунтовано динамічний взаємозв'язок між його аналітичними, регуляторними та організаційними елементами в умовах воєнно-економічної турбулентності.

Систематизовано принципи, функції та інституційно-правові засади формування організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ. Сформовано трирівневу структуру принципів засад, яка чітко розмежовує загальносистемні засади надрокористування, класичні управлінські принципи та галузеві специфічні принципи розробки нафтогазових покладів, що сформувало науково-методичне підґрунтя для переходу від традиційних підходів до інтелектуально орієнтованої моделі управління. Проаналізовано наявні методичні підходи до діагностики стану та ефективності використання нафтогазових родовищ та обґрунтовано ризикоорієнтовану методіку комплексної економічної діагностики, засновану на багатовимірному таксономічному аналізі та min-max лінійній нормалізації показників-стимуляторів і дестимуляторів, яка, на відміну від існуючих підходів, що обмежуються лінійною фіксацією техніко-економічних відхилень, передбачає інтеграцію воєнно-безпекового блоку шляхом його включення до внутрішньої структури оцінювання.

Оцінено сучасний стан і фактичний ресурсний потенціал нафтогазових родовищ в умовах воєнних ризиків та інфраструктурних загроз. За допомогою алгоритмів штучних нейронних мереж та методу k-means проведено автоматизовану кластеризацію масиву родовищного фонду України, за результатами якої активи було диференційовано на чотири гомогенні кластери за критеріями їхньої геологічної будови, проникненості, нафтогазового фактора й глибини, що дозволило виявити зони безпеково-економічного шоку та довести недоцільність використання шаблонних загальногалузевих рішень.

Ідентифіковано та систематизовано суперечності, деструктивні детермінанти й інституційні обмеження чинного організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ України в умовах воєнного стану, серед яких виокремлено функціональну ізольованість підрозділів, домінування оперативно орієнтованих ключових показників результативності (KPI) над вартісно орієнтованими показниками та фіскальну спрямованість регуляторного поля, що сукупно обмежує залучення інвестиційного капіталу

для відбудови та зумовлює передчасну консервацію технологічно складних активів.

Обґрунтовано концептуальні засади удосконалення організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ через розробку та впровадження прикладного аналітичного інструментарію «Матриця дій». Механізм побудовано як превентивну систему підтримки прийняття управлінських рішень на основі алгоритмів машинного навчання, що забезпечує наскрізну інтеграцію геолого-технологічних та фінансово-економічних параметрів ділянки надр і надає можливість імітаційного тестування альтернативних сценаріїв розробки покладів та капітальних ремонтів свердловин у віртуальному середовищі до початку реального фінансування.

Розроблено пріоритетні напрями підвищення економічної ефективності використання нафтогазових родовищ в умовах повоєнного відновлення паливно-енергетичного комплексу. Сформовано цілісну компенсаційну модель, як елемент системної архітектури організаційно-економічного механізму, котра на основі синергетичного ефекту поєднує фінансово-інвестиційні важелі, організаційні зміни та високотехнологічні рішення цифрової інтенсифікації видобутку вуглеводнів.

Побудовано та верифіковано багатofакторну економетричну модель множинної регресії, оцінену методом найменших квадратів, яка емпірично підтвердила позитивний вплив рівня цифровізації на приріст чистої приведеної вартості родовищ. За результатами багатоваріантного імітаційного моделювання обґрунтовано три альтернативні сценарії розвитку галузі – базовий, цифровий та комплексний інноваційний до 2030 року, що дозволило здійснити кількісну оцінку макроекономічних і бюджетних ефектів у вигляді приросту рентних надходжень, скорочення валютних витрат держави внаслідок зменшення імпортозалежності, а також розробити прикладну дорожню карту поетапного відновлення видобувного потенціалу паливно-енергетичного комплексу України.

Наукові результати, висновки і рекомендації, що виносяться на захист, одержано автором самостійно.

Практичне значення отриманих результатів полягає в тому, що розроблені теоретико-методичні положення доведені до рівня конкретних рекомендацій, котрі можуть бути безпосередньо використані нафтогазовими підприємствами та органами державного управління для підвищення ефективності функціонування галузі та зміцнення енергетичної безпеки України.

Ключові слова: організаційно-економічний механізм, нафтогазові родовища, нафтогазовидобуток, енергетична безпека, нафтогазова галузь, енергетичний сектор, інституційна трансформація, цифрова трансформація, воєнні ризики та загрози, повоєнне відновлення, розвиток, економічна ефективність, конкурентоспроможність, антикризове управління.

ABSTRACT

Firman M. A. Organizational and Economic Mechanism of Use of Oil and Gas Fields of Ukraine in Wartime and Post-War Recovery – A qualification scientific work on the rights of a manuscript.

Dissertation for obtain the scientific degree of Doctor of Philosophy in the specialty 051 Economics (05 Social and Behavioral Sciences) – National University «Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic». Poltava, 2026.

The dissertation is devoted to the improvement of theoretical provisions, scientific and practical approaches and the provision of practical recommendations for the development and scientific substantiation of the organizational and economic mechanism for the use of oil and gas fields in Ukraine, adapted to wartime conditions, minimizing losses from infrastructure damage and aimed at ensuring effective post-war recovery of the oil and gas industry on the basis of innovative and low-carbon development of the fuel and energy complex.

Scientific approaches to the interpretation of the economic nature and resource potential of oil and gas fields as a strategic asset of the national economy have been generalized, related categories have been distinguished and their hierarchical interdependence has been established, which has made it possible to qualify fields as a strategic natural and economic asset capable of simultaneously forming the energy, investment and rental potential of the state under martial law, directly linking the geological parameters of the natural return of the reservoir with tasks of preventive financial management and anti-crisis planning. The structural and functional components of the organizational and economic mechanism for the use of oil and gas fields have been investigated, and the dynamic relationship between its analytical, regulatory and organizational elements in the conditions of military-economic turbulence has been substantiated.

The principles, functions and institutional and legal foundations of the formation of the organizational and economic mechanism for the use of oil and gas fields are systematized. A three-level structure of fundamental principles has been formed, which clearly distinguishes between the system-wide principles of subsoil use, classical management principles and sector-specific principles of oil and gas field development, which has formed a scientific and methodological basis for the transition from traditional approaches to an intellectually oriented management model. The existing methodological approaches to diagnosing the state and efficiency of the use of oil and gas fields are analyzed and the risk-oriented methodology of complex economic diagnostics based on multivariate taxonomic analysis and min-max linear normalization of indicators-stimulators and disincentives is substantiated, which, in contrast to the existing approaches, which are limited to the linear fixation of technical and economic deviations, provides for the integration of the military-security block by its inclusion in the of the internal structure of assessment.

The current state and actual resource potential of oil and gas fields in the context of war risks and infrastructure threats have been assessed. With the help of algorithms of artificial neural networks and the k-means method, an automated

clustering of the array of the deposit fund of Ukraine was carried out, according to the results of which the assets were differentiated into four homogeneous clusters according to the criteria of their geological structure, permeability, oil and gas factor and depth, which made it possible to identify zones of security and economic shock and prove the inexpediency of using template industry-wide solutions.

Contradictions, destructive determinants and institutional limitations of the current organizational and economic mechanism for the use of oil and gas fields of Ukraine under martial law have been identified and systematized, among which the functional isolation of subdivisions, the dominance of operationally oriented key performance indicators (KPIs) over value-oriented indicators and the fiscal orientation of the regulatory field, which cumulatively limits the attraction of investment capital for reconstruction and causes premature conservation of technologically complex assets.

The conceptual foundations of improving the organizational and economic mechanism for the use of oil and gas fields through the development and implementation of applied analytical tools "Action Matrices" have been substantiated. The mechanism is built as a preventive support system for managerial decision-making based on machine learning algorithms, which provides end-to-end integration of geological, technological, financial and economic parameters of the subsoil area and provides an opportunity for desk testing of alternative scenarios for the development of deposits and workovers of wells in a virtual environment before the start of real financing.

Priority directions for increasing the economic efficiency of the use of oil and gas fields in the context of post-war restoration of the fuel and energy complex have been developed. A holistic compensation model has been formed as an element of the system architecture of the organizational and economic mechanism, which, based on a synergistic effect, combines financial and investment levers, organizational changes and high-tech solutions for digital stimulus.

A multivariate econometric model of multiple regression, estimated by the method of least squares, was constructed and verified, which empirically confirmed

the positive impact of the level of digitalization on the increase in the net present value of deposits. Based on the results of multivariate simulation modeling, three alternative scenarios for the development of the industry were substantiated - basic, digital and complex innovative until 2030, which made it possible to quantify macroeconomic and budgetary effects in the form of an increase in rent revenues, a reduction in foreign exchange costs of the state due to a decrease in import dependence, as well as to develop an applied roadmap for the phased restoration of the production potential of the fuel and energy complex of Ukraine.

Scientific results, conclusions and recommendations submitted for defines were obtained by the author independently.

The practical significance of the results obtained lies in the fact that the developed theoretical and methodological provisions have been brought to the level of specific recommendations that can be directly used by oil and gas enterprises and public administration bodies to improve the efficiency of the industry and strengthen the energy security of Ukraine.

Keywords: organizational and economic mechanism, oil and gas fields, oil and gas production, energy security, oil and gas industry, energy sector, institutional transformation, digital transformation, war risks and threats, post-war recovery, development, economic efficiency, competitiveness, crisis management.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

Публікації у виданнях, що включені до міжнародних наукометричних баз

1. Onyshchenko V. O., Vitryk I. V., Firman M. A. Economic modeling and evaluation of the success of oil and gas field exploration projects in Ukraine. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. 2026. №2. P. 158 – 166. (Scopus). DOI: <https://doi.org/10.33271/nvngu/2026-2/158> (1,02 друк. арк.).

Особистий внесок здобувача: розроблено інтегровану модель оцінки успіху відкриття та економічної ефективності нафтогазових проєктів в Україні, яка враховує взаємозв'язок між геологічними умовами, технічними параметрами розвитку та економічними детермінантами; запропоновано алгоритм для оцінки ймовірності комерційного успіху у відкритті нових родовищ, включно з моделюванням розподілу проєктованих видобувних ресурсів і використанням спеціалізованих формул для кількісної оцінки шансів на успіх (0,34 друк. арк.).

Публікації в наукових фахових виданнях України

2. Firman M. Principles of building an organizational and economic mechanism for managing oil and gas fields. *Ефективна економіка*. 2025. № 3. DOI: <http://doi.org/10.32702/2307-2105.2025.3.85> (1,27 друк. арк.).

3. Firman Myron. The essence and structure of the organizational and economic mechanism for ensuring the economic efficiency of oil and gas producing fields in Ukraine. *Economy and region*. 2025. №1(96). P. 88-97. DOI: 10.26906/EiR.2025.1(96).3751. (1,12 друк. арк.).

4. Onyshchenko V., Firman M. Formation of an adaptive mechanism for ensuring the economic efficiency of oil and gas fields. *Galician Economic Bulletin*.

2025. № 97(6). Р. 46-58. DOI: https://doi.org/10.33108/galicianvisnyk_tntu_2025.06.046 (0,64 друк. арк.).

Особистий внесок здобувача: обґрунтовано концептуальні засади удосконалення механізму управління, що базуються на принципах системної інтеграції, проактивного ризик-менеджменту, цифрової трансформації, ESG-орієнтації, стратегічної гнучкості та довгострокового створення вартості. Центральним елементом запропонованого підходу є інноваційний інструмент авторської розробки «Матриця дій», яка виконує функції аналітичного ядра адаптивного механізму.

5. Фірман М.А. Кластерний підхід до оцінювання економічної ефективності експлуатації нафтогазових родовищ. Цифрова економіка та економічна безпека. 2026. Вип. 1(22)/2026. С. 237-245. DOI: <https://doi.org/10.32782/dees.22-33> (0,82 друк. арк.).

Тези доповідей на наукових конференціях

6. Фірман М. Цифровізація нафтогазових родовищ як чинник інноваційної трансформації економіки України. *Трансформація національної моделі фінансово-кредитних відносин: виклики глобалізації та регіональні аспекти*: збірник матеріалів VIII Всеукраїнської науково-практичної конференції (м. Ужгород, 1 грудня 2023 р.). Ужгород: ДВНЗ «УжНУ», 2023. С. 72-74. (0,14 друк. арк.).

7. Firman M.A. Analysis of the risk environment of oil and gas extraction fields. *Modern Approaches to Problem Solving in Science and Technology: Materials II International scientific and practical conference*. Warsaw, Poland, International Science Unity (November 15-17, 2023) Warsaw, Poland, International Science Unity. 2023. P. 102-104. (0,18 друк. арк.).

8. Фірман М.А. Енергетична безпека України в умовах євроінтеграції. *Економічна безпека: держава, регіон, підприємство*: Матеріали VIII Міжнародної науково-практичної конференції, 16 травня 2024 р. Полтава: НУПП, 2024. С. 246-249. (0,16 друк. арк.).

9. Фірман М.А. Енергетична складова відновлення України-ЄС: виклики та перспективи. *II Міжнародна науково-практична Інтернет-конференція «Сталий розвиток: виклики та загрози в умовах сучасних реалій»*: матеріали II Міжнародної науково-практичної Інтернет-конференції, 06 червня 2024 р. Полтава: НУПП, 2024. С. 276-277. (0,18 друк. арк.).

10. Фірман М.А. Передумови інноваційного розвитку нафтогазових родовищ України. *Молодіжна наука: інновації та глобальні виклики*: матеріали Міжнародної науково-практичної конференції студентів, аспірантів та молодих вчених, 06 листопада 2024 р. Полтава: НУПП, 2024. С. 386-387. (0,12 друк. арк.).

11. Фірман М.А. Трансформація підходів до оцінки загроз у нафтогазовому секторі України в умовах інтеграції з ЄС. *Сталий розвиток: виклики та загрози в умовах сучасних реалій*: матеріали III Міжнар. наук.-практ. Інтернет-конф., 05 черв. 2025 р. Полтава: НУПП, 2025. С. 178–180. (0,18 друк. арк.).

12. Firman M.A. European experience of financial engineering in construction projects. *Achievements of 21st Century Scientific Community: Proceedings of the 3rd International Scientific and Practical Internet Conference, September 18-19, 2025*. FOP Marenichenko V.V., Dnipro Ukraine. P. 30-32. (0,28 друк. арк.).

13. Фірман М. А. Застосування big data та предиктивної аналітики для оптимізації економічної ефективності нафтогазовидобування. *Актуальні аспекти організації бізнес-процесів у сучасних умовах*: матер. наук.-практ. конф., (19-20 грудня 2025 р., м. Кременчук) / упорядн.: Сніщенко Р.Г. Кременчук: Комунальний заклад вищої освіти «Кременчуцька гуманітарно-технологічна академія» Полтавської обласної ради, 2025. С. 246-249. (0,2 друк. арк.).

14. Фірман М.А. Адаптація світових моделей «lean production» в організаційно-економічному механізмі українських нафтогазових родовищ. *Молодіжна наука: інновації та глобальні виклики*: матеріали II Міжнародної

науково-практичної конференції студентів, аспірантів та молодих вчених, 07 листопада 2025 року, Полтава: НУПП імені Юрія Кондратюка, 2025. С. 162-164. (0,13 друк. арк.).

15. Фірман М.А. Економічна ефективність видобутку нафти і газу як фундаментальна основа енергетичної стійкості та прискореної реіндустріалізації України. *Актуальні проблеми економіки, підприємництва та менеджменту в епоху глобальних загроз*: матеріали всеукр. наук.-практ. конфер., 27 листопада 2025 р. ННІ ДМетІ УДУНТ. Дніпро. 2025. С. 83-85. (0,16 друк. арк.).

ЗМІСТ

ВСТУП	15
РОЗДІЛ 1. ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ФОРМУВАННЯ ОРГАНІЗАЦІЙНО-ЕКОНОМІЧНОГО МЕХАНІЗМУ ВИКОРИСТАННЯ НАФТОГАЗОВИХ РОДОВИЩ В УКРАЇНІ	26
1.1. Економічна природа та ресурсний потенціал нафтогазових родовищ як стратегічного активу національної економіки	26
1.2. Структурно-функціональна характеристика організаційно- економічного механізму використання нафтогазових родовищ	47
1.3. Принципи та функціональні засади організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ	61
1.4. Інституційні засади та нормативно-правове регулювання використання нафтогазових родовищ в Україні	71
Висновки до розділу 1	94
РОЗДІЛ 2. МЕТОДИЧНІ ЗАСАДИ ТА ІНСТРУМЕНТАРІЙ ОЦІНЮВАННЯ ВИКОРИСТАННЯ НАФТОГАЗОВИХ РОДОВИЩ	96
2.1. Методичні підходи до діагностики стану та ефективності використання нафтогазових родовищ України	96
2.2. Сучасний стан і ресурсний потенціал нафтогазових родовищ України в умовах воєнних ризиків та загроз	118
2.3. Комплексна оцінка ресурсного потенціалу та ефективності використання нафтогазових родовищ України	136
2.3. Ідентифікація суперечностей та системних обмежень чинного організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ України в умовах воєнного часу	166
Висновки до розділу 2	176

РОЗДІЛ 3. УДОСКОНАЛЕННЯ ОРГАНІЗАЦІЙНО-ЕКОНОМІЧНОГО МЕХАНІЗМУ ВИКОРИСТАННЯ НАФТОГАЗОВИХ РОДОВИЩ УКРАЇНИ В УМОВАХ ВОЄННОГО ЧАСУ ТА ПОВОЄННОГО ВІДНОВЛЕННЯ	180
3.1. Концептуальні засади удосконалення організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ України	180
3.2. Пріоритетні напрями підвищення ефективності використання нафтогазових родовищ України з урахуванням розвитку цифрової трансформації	194
3.3. Сценарне моделювання ефективності впровадження удосконаленого організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ України	210
Висновки до розділу 3	225
ВИСНОВКИ	229
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	234
ДОДАТКИ	272

ВСТУП

Актуальність теми. Сучасний етап розвитку національної економіки України характеризується високим рівнем енергетичних ризиків, що зумовлені коливанням світових енергетичних ринків, посиленням геополітичної нестабільності, наслідками воєнних дій та потребою післявоєнного відновлення енергетичного сектору. За цих умов особливої ваги набуває забезпечення енергетичної безпеки держави, одним із основних елементів якої є ефективне та раціональне використання нафтогазових родовищ України.

Водночас, незважаючи на значний ресурсний потенціал, нафтогазові родовища України характеризуються складними геолого-технічними умовами розробки, високим ступенем виснаженості запасів, значною диференціацією економічних результатів їх експлуатації та зростанням інвестиційних і безпекових ризиків. У таких умовах традиційні підходи до управління використанням родовищ, що базуються переважно на фрагментарних та недостатньо адаптивних моделях, не забезпечують необхідного рівня ефективності, гнучкості й стійкості функціонування галузі.

У світовій практиці провідними тенденціями підвищення ефективності нафтогазової галузі є цифровізація виробничих процесів, впровадження концепції «розумних родовищ», використання технологій «цифрових двійників», предиктивної аналітики та методів підвищення нафтовилучення. Інтеграція зазначених інструментів у систему управління дозволяє забезпечити оптимізацію витрат, підвищення коефіцієнта вилучення вуглеводнів та зниження операційних витрат. Водночас в Україні теоретико-методичні та прикладні засади формування сучасного організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ залишаються недостатньо розробленими, особливо з урахуванням викликів воєнного стану та завдань повоєнного відновлення. Це зумовлює необхідність проведення системного наукового дослідження, спрямованого на удосконалення

організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ України, що сприятиме підвищенню ефективності функціонування нафтогазової галузі, зміцненню енергетичної безпеки держави та забезпеченню умов для її сталого повоєнного розвитку.

Проблематика забезпечення ефективного використання нафтогазових родовищ України в умовах воєнного часу та повоєнного відновлення є предметом ґрунтовних досліджень у працях вітчизняних науковців, зокрема: Витвицького Я., Лебеги О., Петрунчака І., Пілки М., Саблуки П., Цигилики І., Кузьміна О., Мельника О., Брича В., Нікитенка Д. та інших. У цих дослідженнях значна увага приділяється питанням формування та удосконалення організаційно-економічного механізму управління нафтогазових родовищ, спрямованих на підвищення стійкості функціонування нафтогазової галузі в умовах зростання безпекових, інвестиційних та інфраструктурних ризиків.

У фундаментальних працях з економіки нафтогазової галузі висвітлюються теоретико-методичні засади геолого-економічної оцінки родовищ та управління видобувними підприємствами з позицій системного підходу, що представлено у роботах Рудька Г. та Михайліва І. Питання цифровізації нафтогазовидобутку, впровадження інноваційних інформаційних технологій в управління виробничими процесами та застосування економіко-математичного моделювання вартісних параметрів капіталомісткості буріння, динаміки інвестиційних грошових потоків та інтегрального рівня капіталовіддачі нафтогазових активів досліджуються у працях Гафича О., Горобця Є., Краснюка М., Кулиничя Ю., Невмержицької С., Пістунова І., Птащенко Л., Цалко Т., Маслій А. та інших учених. Поєднання сучасних технологічних трансформацій, процесів євроінтеграції, декарбонізації та зростання безпекових загроз зумовлює необхідність формування адаптивного організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ із урахуванням високого рівня невизначеності та ризиків енергетичної безпеки держави, що знаходить відображення у працях як вітчизняних, так і зарубіжних науковців, зокрема,

Артима В., Балашової О., Добрянської Н., Чичкало-Кондрацької І., Данилюк Н., Іоніна Є., Михайличенко Н., Онищенко В., Опанасенка О., Пасіки С., Чомка Д.

Водночас, попри значний науковий доробок у сфері управління нафтогазовими родовищами, сучасні тенденції енергетичного переходу, виснаження легкодоступних запасів та загострення воєнно-геополітичних викликів формують нові ризики та трансформують існуючі підходи до управління галуззю. Це обумовлює об'єктивну необхідність подальшого розвитку теоретико-методичних засад та прикладних інструментів формування організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ України в умовах воєнного часу та повоєнного відновлення.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Робота відповідає пріоритетним напрямкам наукових досліджень кафедри фінансів, банківського бізнесу та оподаткування Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». Зокрема, в рамках виконання науково-дослідної роботи «Стратегічні засади зміцнення енергетичної безпеки України: зелений перехід та децентралізація енергетичної системи» (номер держреєстрації 0126U000629, 2026 – 2028 рр.), автором виокремлено науково-методичні підходи до зміцнення фінансово-економічної стійкості нафтогазових проєктів, що є необхідною умовою забезпечення енергетичної незалежності України та створення ресурсного підґрунтя для поступового енергетичного переходу. В рамках виконання науково-дослідної роботи «Моделювання динаміки соціально-економічного розвитку регіонів України» (номер державної реєстрації 0120U101496, 2020–2024 рр.) автором обґрунтовано концептуальні засади формування організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ як стратегічно економічного активу, що визначає рівень енергетичної безпеки та ресурсного суверенітету територіальних систем. В рамках виконання науково-дослідної теми «Менеджмент в умовах глобальних викликів і сучасних реалій» (номер державної реєстрації 0123U102795, 2023–2027 рр.) автором розроблено архітектуру цифрової моделі організаційно-економічного

механізму використання нафтогазових родовищ, що базується на розгортанні інтелектуальних систем «розумних родовищ» та «цифрових двійників».

Мета і завдання дослідження. Метою дисертаційної роботи є наукове обґрунтування та удосконалення організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ України, адаптованого до умов воєнного часу та спрямованого на забезпечення ефективного повоєнного відновлення нафтогазового сектору.

Для досягнення поставленої мети були визначені такі завдання:

- поглибити теоретичні засади дослідження економічної природи та ресурсного потенціалу нафтогазових родовищ як стратегічного активу національної економіки;
- дослідити структурно-функціональні складові організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ та обґрунтувати взаємозв'язок між його елементами;
- систематизувати принципи, функції та інституційно-правові засади формування організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ України;
- проаналізувати методичні підходи до оцінювання ефективності використання нафтогазових родовищ;
- оцінити сучасний стан і ресурсний потенціал нафтогазових родовищ в умовах воєнних ризиків та загроз;
- ідентифікувати суперечності та системні обмеження чинного організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ України в умовах воєнного стану;
- обґрунтувати концептуальні засади удосконалення організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ України;
- розробити пріоритетні напрями підвищення економічної ефективності використання нафтогазових родовищ України в умовах повоєнного відновлення.

Об'єктом дослідження є процеси використання нафтогазових родовищ України в умовах воєнного часу та повоєнного відновлення.

Предметом дослідження є теоретичні положення, методичні підходи та прикладні засади формування та реалізації організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ України в умовах воєнного часу та повоєнного відновлення.

Методи дослідження. Теоретичні та методологічну основу дослідження становлять фундаментальні положення сучасної економічної теорії, наукові праці вітчизняних та зарубіжних вчених з питань управління нафтогазовим комплексом, інноваційного розвитку та інвестиційного аналізу.

Для досягнення поставленої мети та розв'язання поставлених завдань у дисертаційній роботі використані загальнонаукові та спеціальні методи дослідження: теоретичне узагальнення, аналіз і синтез – для уточнення понятійно-категоріального апарату щодо сутності організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ та його складників; статистично-економічний та порівняльний аналіз – для оцінки динаміки видобутку вуглеводнів, аналізу фінансового стану галузі та виявлення основних тенденцій розвитку нафтогазової галузі України; кластерний аналіз – для групування нафтогазових родовищ за рівнем їхньої економічної ефективності та інвестиційної привабливості, що дозволило диференціювати підходи до управління цими родовищами; економетричне моделювання (регресійний аналіз) – для визначення ступеня впливу факторів цифровізації та технологічного розвитку на показник NPV родовищ; сценарний аналіз та метод дисконтованих грошових потоків – для розрахунку прогнозних показників ефективності використання нафтогазових родовищ (NPV, IRR, термін окупності) за базовим, цифровим та інноваційним сценаріями; метод експертного оцінювання та метод опитування – при проведенні оцінювання та опитування з метою виявлення ступеня вагомості та встановлення експертно узгоджених вагових коефіцієнтів структурних складових комплексної діагностики стану та ефективності використання

нафтогазових родовищ (ресурсно-геологічного, виробничо-технічного, економічного, інвестиційного, організаційно-управлінського та воєнно-безпекового блоку); графічний та табличний методи – для візуалізації результатів моделювання, побудови дорожньої карти поетапної модернізації нафтогазової галузі України та систематизації отриманих даних. Розрахунки здійснено з використанням програмних продуктів MS Excel, Minitab, Datawraper та інструментів статистичного аналізу при первинному зборі, систематизації, нормалізації й математичній обробці масивів статистичних даних щодо функціонування нафтогазових об'єктів України.

Інформаційну базу дослідження сформовано на основі нормативно-правової бази України та міжнародних стандартів, що включає Конституцію України, Кодекс України «Про надра», Земельний та Податковий кодекси, галузеві закони («Про нафту і газ», «Про угоди про розподіл продукції», «Про ліцензування видів господарської діяльності», «Про державний контроль за використанням та охороною надр», «Про охорону навколишнього природного середовища»), постанови Кабінету Міністрів України (КМУ), накази Державної служби геології та надр України (Держгеонадр), а також міжнародні договори, вимоги Третього та Четвертого енергопакетів ЄС і стандарти ISO; офіційні дані та статистика державних органів і реєстрів, зокрема інформація з Єдиного державного реєстру нафтових та газових свердловин та офіційні дані Державної комісії України по запасах корисних копалин; фінансова звітність та корпоративні дані суб'єктів господарювання нафтогазової галузі, зокрема офіційна фінансова звітність НАК «Нафтогаз України» та міжнародні статистичні дані світових агентств, зокрема BP Statistical Review, Rystad Energy, IHS Markit, звіти компанії Wood Mackenzie, аналітичні звіти Міжнародного валютного фонду (МВФ) та Організації економічного співробітництва та розвитку (ОЕСР), а також матеріали Міжнародного енергетичного агентства (IEA) та Світового банку (World Bank).

Наукова новизна одержаних результатів. Результатом проведеного дослідження є отримання таких наукових результатів:

удосконалено:

організаційно-економічний механізм використання нафтогазових родовищ України в умовах воєнного часу та повоєнного відновлення, який функціонує як адаптивна циклічна система на основі поєднання аналітично-діагностичного, організаційно-управлінського й економіко-регуляторного блоків та модуля формування управлінських рішень, що реалізує багаторівневий ітераційний алгоритм обробки великих даних і штучного інтелекту для імітаційного тестування альтернативних сценаріїв розробки родовищ і капітальних ремонтів свердловин до початку реального фінансування, забезпечуючи превентивне антикризове управління та диференційоване регулювання умов реалізації інвестиційних проєктів нафтогазовидобутку за критерієм максимізації розширеної чистої теперішньої вартості залежно від рівня технологічної складності та ступеня обводненості ресурсної бази, що відрізняє його від наявних підходів, які не враховують специфіку воєнного стану;

теоретичне обґрунтування поняття «нафтогазове родовище» в межах організаційно-економічного підходу, яке на відміну від наявних законодавчих та ресурсно-облікових дефініцій, що акцентують увагу переважно на фізико-геологічній та просторовій сутності об'єкта, розкриває його комплексну природу як стратегічного природно-економічного ресурсу надрокористування. Це дозволило дефініціювати його як багатовимірний актив, здатний одночасно формувати енергетичний, інвестиційний та рентний потенціал держави в умовах воєнного стану, безпосередньо пов'язуючи параметри натуральної віддачі пласта із завданням превентивного фінансового управління та мінімізації втрат від інфраструктурних пошкоджень;

методичні засади комплексної економічної діагностики стану та ефективності використання нафтогазових родовищ, які на відміну від

традиційних підходів, що обмежуються лінійним фіксуванням техніко-економічних відхилень, ґрунтуються на авторській ризикоорієнтованій методиці, інноваційність якої полягає в наскрізній декомпозиції та імплементації воєнно-безпекових, інфраструктурних та логістичних дестимуляторів безпосередньо у виробничо-технологічний та інвестиційний блоки оцінювання, що забезпечує інтегральне моделювання повної життєвої вартості активу в умовах воєнних викликів і загроз;

набули подальшого розвитку:

концептуальні засади ієрархічної структуризації принципів функціонування організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ, що, на відміну від наявних підходів, які характеризуються термінологічною невизначеністю та змістовним перетином загальних і специфічних принципів, передбачають формування трирівневої структури принципів засад, яка чітко розмежовує загальносистемні, управлінські та галузеві принципи розробки нафтогазових покладів;

науково-методичний підхід до економетричного моделювання та прогнозування капітальних витрат у нафтогазовому секторі, що, на відміну від загальних методик оцінювання вартості параметрів буріння, ґрунтується на застосуванні штучних нейронних мереж для кластеризації родовищного фонду та побудові кластерно-диференційованих моделей множинної регресії, з урахуванням особливостей глибокого залягання та продуктивних горизонтів покладів;

методичні засади оцінювання інвестиційних проєктів відбудови нафтогазових родовищ на основі критерію розширеної чистої теперішньої вартості, що на відміну від традиційних підходів, які обмежуються грошовими індикаторами, передбачають введення коефіцієнта ефективності, який встановлює пряму залежність фінансової капіталомісткості робіт від натуральної віддачі надр у перерахунку на нафтовий еквівалент, що забезпечує обґрунтоване ранжування інвестиційних проєктів;

економіко-регуляторні та нормативно-правові інструменти екологічної капіталізації родовищ, виведених з активної експлуатації, що, на відміну від наявних підходів, які не передбачають повторного господарського використання виснаженої ресурсної бази, обґрунтовують доцільність їх правової та фінансової трансформації у геологічні сховища вуглекислого газу в межах вимог європейського екологічного законодавства щодо декарбонізації та механізму транскордонного вуглецевого коригування Європейського Союзу (СВАМ), що забезпечує формування додаткового операційного доходу та зниження суверенної премії за ризик капіталу.

Практичне значення одержаних результатів полягає в тому, що розроблені теоретико-методичні положення доведені до рівня конкретних рекомендацій, котрі можуть бути безпосередньо використані нафтогазовидобувними підприємствами та органами державного управління для підвищення ефективності нафтогазової галузі.

Науково-практичні результати пройшли апробацію та впроваджені в діяльність Комітету Верховної Ради України з питань енергетики та житлово-комунальних послуг (довідка № 04-17/12-2025/15770(4) від 11.12. 2025 р.) при опрацюванні проєкту Закону України «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України щодо імплементації норм європейського права з інтеграції енергетичних ринків, підвищення безпеки постачання та конкурентоспроможності у сфері енергетики»; Міністерства енергетики України (довідка від 10 грудня 2025 р. № 2488-12/25) при формуванні положень Енергетичної стратегії України на період до 2050 року. Окремі наукові положення дисертанта використані у практичній діяльності нафтогазових підприємств. Зокрема, апробація авторського аналітичного інструменту прийняття управлінських рішень, а саме модуля «Матриця дій», що являє собою багаторівневий ітераційний алгоритм синтезу геологічних, вартісних та воєнних індикаторів, була реалізована у процесі оцінювання та планування розвитку нафтогазових родовищ СП «Полтавська газонафтова компанія» (довідка від 10 березня 2026 р. №94-00/316). Рекомендації автора

щодо удосконалення організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ України, що базується на комплексному поєднанні фінансово-інвестиційних, організаційних, технологічних та нормативно-правових інструментів використано у господарської діяльності АТ «Укргазвидобування» (довідка від 13 квітня 2026 р. №09-00/302) під час впровадження інноваційних та цифрових рішень, спрямованих на підвищення рівня ефективності експлуатації та оптимізацію витрат нафтогазових родовищ.

Результати дисертації впроваджено в освітній процес Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка» при викладанні лекцій з навчальних дисциплін «Фінансово-економічна безпека», «Моделювання родовищ нафти і газу» та при підготовці завдань для практичних занять, самостійної та індивідуальної роботи студентів з дисциплін «Управління інформаційно-аналітичним забезпеченням фінансової безпеки бізнесу», «Основи методів підвищення нафтовилучення та інтенсифікації» (довідка від 09 квітня 2026 р. № 01.1-9/1218).

Особистий внесок здобувача. Дисертаційна робота є завершеним та самостійно виконаним науковим дослідженням, у межах якого поглиблено теоретичні положення, удосконалено методичні підходи й розроблено практичні рекомендації щодо формування та вдосконалення організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ України в умовах воєнного часу та повоєнного відновлення. Отримані наукові результати відображені в опублікованих працях автора. Особистий внесок здобувача у результати досліджень, виконаних у співавторстві, конкретизовано у наведеному списку публікацій.

Апробація результатів дисертації. Основні положення і результати дисертації пройшли апробацію й отримали схвальну оцінку на всеукраїнських та міжнародних науково-практичних конференціях, у тому числі: VIII Всеукраїнській науково-практичній конференції «Трансформація національної моделі фінансово-кредитних відносин: виклики глобалізації та регіональні аспекти» (м. Ужгород, 2023 р), II Міжнародній науково-

практичній конференції «Сучасні підходи до розв'язання проблем у науці та технологіях» (Польща, м. Варшава, 2023 р), VIII Міжнародній науково-практичній конференції «Економічна безпека: держава, регіон, підприємство» (м. Полтава, 2024 р), II Міжнародній науково-практичній Інтернет-конференції «Сталий розвиток: виклики та загрози в умовах сучасних реалій» (м. Полтава, 2024 р), Міжнародній науково-практичній конференції студентів, аспірантів та молодих вчених «Молодіжна наука: інновації та глобальні виклики» (м. Полтава, 2024 р), III Міжнародній науково-практичній Інтернет-конференції «Сталий розвиток: виклики та загрози в умовах сучасних реалій» (м. Полтава, 2025 р), 3rd International Scientific and Practical Internet Conference «Achievements of 21st Century Scientific Community» (Україна, Дніпро, 2025 р), Науково-практичній конференції «Актуальні аспекти організації бізнес-процесів у сучасних умовах» (м. Кременчук, 2025 р), II Міжнародній науково-практичній конференції «Молодіжна наука: інновації та глобальні виклики» (м. Полтава, 2025 р.), Всеукраїнській науково-практичній конференції «Актуальні проблеми економіки, підприємництва та менеджменту в епоху глобальних загроз» (м. Дніпро, 2025 р.).

Публікації. Основні результати дослідження за темою дисертації опубліковано у 15 наукових працях, з яких 5 статей у наукових фахових виданнях, з них 1 стаття у науковому виданні, що входить до міжнародної наукометричної бази даних Scopus, 10 тез доповідей у матеріалах всеукраїнських та міжнародних науково-практичних конференціях. Загальний обсяг публікацій – 5,92 д.а.

Структура й обсяг дисертації. Дисертаційна робота складається із вступу, трьох розділів, висновків, списку використаних джерел й додатків. Повний обсяг роботи становить 320 сторінок комп'ютерного тексту та містить 32 рисунків, 50 таблиць, 9 додатків. Список використаних джерел містить 330 найменувань.

РОЗДІЛ 1

ТЕОРЕТИЧНІ ОСНОВИ ФОРМУВАННЯ ОРГАНІЗАЦІЙНО-ЕКОНОМІЧНОГО МЕХАНІЗМУ ВИКОРИСТАННЯ НАФТОГАЗОВИХ РОДОВИЩ В УКРАЇНІ

1.1. Економічна природа та ресурсний потенціал нафтогазових родовищ як стратегічного активу національної економіки

Нафтогазові родовища в сучасних умовах виступають одним із стратегічних активів ресурсного потенціалу держави, оскільки забезпечують енергетичну безпеку, формують основу функціонування паливно-енергетичного комплексу та мають вагомe значення для макроекономічної стабільності країни. Для України проблема ефективного використання нафтогазових родовищ набуває особливої актуальності в умовах воєнного часу та повоєнного відновлення, коли питання забезпечення енергетичної незалежності, стабільності внутрішнього ринку енергоносіїв і відновлення економічного потенціалу держави стають стратегічними пріоритетами.

У сучасній економічній науці нафтогазові родовища розглядаються не лише як природні об'єкти надрокористування, а і як складна багатокomпонентна економічна система, що поєднує природно-ресурсний, виробничий, інвестиційний, технологічний та інституційний аспекти [1]. Їхня економічна природа визначається подвійним характером: з одного боку, нафтогазові родовища є невідновлюваними природними ресурсами, обмеженими у просторі та часі, а з іншого вони є стратегічним активом держави, використання якого формує значну частину доходів бюджету, стимулює розвиток суміжних галузей економіки та впливає на рівень енергетичної й економічної безпеки держави.

Відповідно до Закону України «Про нафту і газ» № 2665-III [2], родовище нафти і газу визначається як «природне скупчення нафти і газу, що складається з одного чи кількох покладів, які в плані (горизонтальній проекції) частково або повністю збігаються між собою». Відзначимо, що законодавче

трактування акцентує увагу переважно на геологічній характеристиці родовища як об'єкта надрокористування. Водночас положення Кодексу України про надра розширюють підхід до розуміння родовищ корисних копалин через включення до державного кадастру інформації про кількість та якість запасів, гірничо-технічні, гідрогеологічні умови розробки та геолого-економічну оцінку родовища [3]. Це свідчить про поєднання природно-ресурсної та економічної складових освоєння нафтогазових родовищ.

Аналіз наукових джерел та нормативно-правової бази дозволяє виокремити три ключові підходи до трактування сутності нафтогазових родовищ. У межах геологічного підходу, закріпленого Законом України «Про нафту і газ», родовище визначається як природне скупчення вуглеводнів, що складається з одного чи кількох покладів [2]. Зазначений підхід акцентує увагу виключно на фізико-геологічних характеристиках об'єкта, залишаючи поза увагою його економічний вимір та управлінський потенціал.

Ресурсно-економічний підхід, відображений у Кодексі України про надра [3], розглядає родовище як об'єкт державного обліку із застосуванням геолого-економічної оцінки. Відповідно до цього підходу, нафтогазове родовище набуває статусу облікової одиниці національного багатства, що підлягає раціональному використанню в інтересах держави та суспільства.

Комплексний економічний підхід, представлений у науковій літературі, трактує нафтогазове родовище як багатовимірний об'єкт, що поєднує природні, інвестиційні, виробничі та рентні характеристики. Зокрема, у межах ресурсно-геологічного підходу, методологічні засади якого закладено у фундаментальних працях Ферсман О. [5], акцентується увага на фізико-хімічних параметрах флюїдів та геометричних розмірах покладів як натуральної основи надрокористування; згідно з організаційно-процесним підходом, фундаментальні засади якого розкрито у праці Мочерний В. [6], родовище розглядається як складний природно-технологічний блок, що перетворює первинні геологічні запаси на товарні вуглеводні; у межах фінансово-інвестиційного підходу Марусяк Н., Роїк О., Азарова А., Небава М.

[7;8] розглядають нафтогазові родовища як довгостроковий актив, спроможний генерувати стійкі дисконтовані грошові потоки; у межах інституційно-економічного підходу, представником якого є Гурвіц Л., Райтер С. [9], нафтогазове родовище досліджується як спеціалізоване інституційне середовище взаємодії між видобувними компаніями та державою. Попри системний характер, зазначений підхід переважно зосереджується на аналітичному описі властивостей родовища, не розкриваючи механізму управління його використанням в умовах граничної воєнно-економічної турбулентності.

У зв'язку з цим доцільно узагальнити існуючі підходи до визначення сутності нафтогазових родовищ (табл. 1.1).

Таблиця 1.1

Підходи до трактування поняття «нафтогазове родовище»

Джерело	Визначення	Основний акцент
Закон України «Про нафту і газ»	Родовище нафти і газу – природне скупчення нафти і газу, що складається з одного чи кількох покладів	Геологічна сутність
Кодекс України про надра	Родовище розглядається як об'єкт державного обліку із геолого-економічною оцінкою	Ресурсно-економічний підхід
Економічний підхід у науковій літературі	Нафтогазове родовище – об'єкт освоєння, що поєднує природні, інвестиційні, виробничі та рентні характеристики	Комплексний економічний характер

Джерело: систематизовано автором за [2-4]

Таким чином, можемо зазначити, що аналіз законодавчих і наукових підходів дозволяє зробити висновок, що нафтогазові родовища доцільно розглядати не лише як геологічний об'єкт надрокористування, а як багатофункціональний елемент економічної системи держави, ефективність використання якого визначає рівень енергетичної безпеки, інвестиційної привабливості та стійкості економічного розвитку України в умовах воєнного часу та повоєнного відновлення.

Відзначимо, що нафтогазові родовища мають низку специфічних рис (рис.1.1), що відрізняють їх від інших природних ресурсів та визначають

особливості механізму їх використання, управління та державного регулювання. Їх економічна природа формується під впливом природно-геологічних, виробничо-технологічних, інвестиційних та інституційних чинників, що обумовлює складність процесів освоєння і використання ресурсної бази нафтогазової галузі.

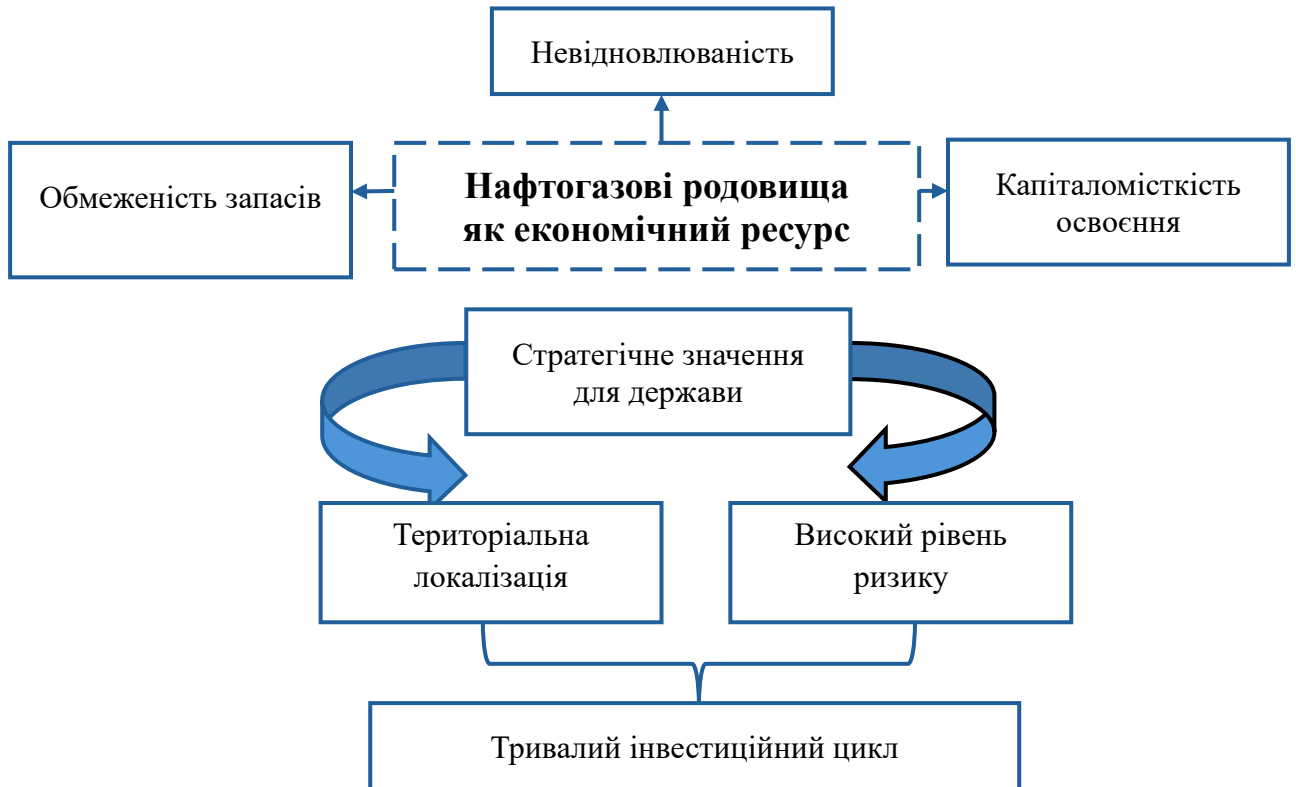


Рис. 1.1. Характерні особливості нафтогазових родовищ як економічного ресурсу

Джерело: побудовано автором за [2;4;10]

У цьому контексті первинним елементом оцінювання та подальшого проектування розробки виступає точна класифікація внутрішньої структури самого об'єкта надрокористування. Оскільки технологічна складність видобутку, капіталомісткість процесів підготовки свердловин та специфіка фіскального регулювання залежить від фазового стану вуглеводів у пласті, вихідним етапом дослідження є їх чітка типізація. Перше за все це визначення типу родовища, котре базується на кількісному співвідношенні його флюїдних компонентів: за законодавчою нормою, під час номенклатурної ідентифікації

двофазних систем на перше місце у назві завжди ставиться найменший за об'ємом компонент, тоді як на друге – найбільший [1]. Це дозволяє чітко диференціювати нафтові поклади з газовою або газоконденсатною шапкою, газонафтові, газоконденсатонафтові, нафтогазові чи нафтогазоконденсатні системи [1].

Наступною рисою є економічна оцінка геологічного потенціалу родовища, яка безпосередньо пов'язана з обсягом його видобувних запасів, які виступають мірилом національного багатства та визначають стратегічний інтерес держав [1; 2]. Родовища класифікуються за масштабом запасів від унікальних до дуже дрібних (табл. 1.2), що дозволяє диференціювати державний підхід до ліцензування та оподаткування надрокористувачів [1].

Таблиця 1.2

Класифікація нафтогазових родовищ

Класифікаційна група родовища	Видобувні запаси нафти (млн тонн)	Видобувні запаси природного газу (млрд м ³)
Унікальні	понад 300	понад 300
Крупні	100 – 300	100 – 300
Великі	30 – 100	30 – 100
Середні	10 – 30	10 – 30
Невеликі	5 – 10	5 – 10
Дрібні	1 – 5	1 – 5
Дуже дрібні	до 1	до 1

Джерело: побудовано автором за [1]

Водночас, реальна економічна цінність геологічного потенціалу нафтогазового родовища та рівень його майбутньої рентабельності визначається не лише абсолютними обсягами запасів вуглеводів, а й ступенем технологічної складності їх вилучення. Ключовим природним дестимулятором, що суттєво збільшує операційні витрати (ОРЕХ) та потребує додаткових інвестицій виступає фактор обводненості покладів. Саме тому важливою складовою геологічного середовища нафтогазових родовищ є пластова вода [10]. Згідно зі статтею 1 Водного кодексу України, супутньо-пластова вода (СПВ) визначається як вода, що піднімається на поверхню разом з нафтою і газом під час їх видобування [11]. Вона насичує разом з

вуглеводнями продуктивні породи, перебуваючи у зв'язаному (залишковому, похованому) стані або у вільній водяній зоні покладу. Наявність СПВ суттєво ускладнює фізико-хімічні процеси вилучення вуглеводнів та вимагає специфічного технологічного облаштування промислів для її відокремлення та утилізації.

Відповідно, перехід геологічного утворення у категорію об'єкта промислового освоєння є чітко регламентованим юридичним процесом. Нафтогазове родовище вважається підготовленим до промислового вилучення вуглеводнів лише за умови виконання повної геолого-економічної оцінки його запасів (за формою ГЕО-1) та проходження державної експертизи в уповноважених органах Державної комісії України по запасах корисних копалин [11].

Основною економічною рисою нафтогазового родовища, яка відрізняє його від більшості інших виробничих активів, є його абсолютна фізична невідновлюваність. Процеси природної генерації та акумуляції вуглеводнів тривають мільйони років, тоді як їх промислове вилучення відбувається протягом десятиліть. Це створює ситуацію безповоротної деградації природного капіталу в процесі експлуатації нафтогазового родовища. З погляду економічної теорії, виснаження невідновлюваних ресурсів описується класичним правилом Хотеллінга [12], згідно з яким ціна невідновлюваного ресурсу за вирахуванням граничних витрат на видобуток (чиста рента) у часі має зростати темпом, що дорівнює нормі дисконтування за формулою 1.1.

$$\frac{d\lambda}{dt} = r\lambda, \quad (1.1)$$

де λ – гранична тіньова ціна (рента) ресурсу в надрах;

r – соціальна або приватна ставка дисконтування.

Невідновлюваність вимагає від надрокористувача та держави врахування «фактору виснаження» та формування фінансових резервів для компенсації втрат майбутніх поколінь і подальшої рекультивациі територій [12].

Наступною, важливою особливістю нафтогазових родовищ є обмеженість запасів та нерівномірність їх територіального розміщення. Родовища локалізуються лише в окремих геологічних структурах, що формує залежність розвитку нафтогазової галузі від природно-ресурсного потенціалу конкретних регіонів. В Україні основні запаси вуглеводнів зосереджені у Східному, Західному та Південному нафтогазоносних регіонах, що визначає просторову специфіку функціонування галузі [2].

Освоєння нафтогазових родовищ характеризується високою капіталомісткістю, оскільки потребує значних фінансових ресурсів на проведення геологорозвідувальних робіт, буріння свердловин, облаштування родовищ, будівництво інфраструктури та транспортування вуглеводнів. При цьому інвестиційний цикл у нафтогазовій сфері є тривалим і може охоплювати десятки років – від початкової геологорозвідки до завершення промислової експлуатації родовища [15].

Крім того, економічна цінність родовища змінюється нелінійно та безпосередньо залежить від стадій його розробки. Технологічний процес вилучення вуглеводнів поділяється на два послідовні етапи: дослідно-промислове розроблення (ДПР) та промислове розроблення. ДПР є тимчасовим етапом, що здійснюється з метою уточнення геолого-фізичних параметрів пласта, випробування свердловин та підготовки даних для проектування повномасштабного промислового вилучення [11].

На сьогодні, в Україні промислове розроблення нафтових родовищ традиційно поділяється на чотири послідовні технологічні стадії, кожна з яких характеризується специфічним співвідношенням витрат і доходів (табл.1.3) [11].

Таблиця 1.3

Стадії розробки нафтогазових родовищ

Стадія розробки	Технологічні показники та процеси	Капітальні (CAPEX) та операційні (OPEX) витрати	Динаміка економічної цінності (NPV)
I стадія (освоєння)	Інтенсивне розбурювання експлуатаційної сітки за затвердженим планом. Стрімке зростання річного видобутку вуглеводнів. Мінімальний рівень обводненості продукції.	Максимальний CAPEX, а саме капітальні вкладення у буріння та первинне облаштування родовища. Помірний OPEX завдяки природній пластовій енергії (фонтанна експлуатація).	Економічна цінність формується як відкладена. Показник чистої теперішньої вартості (NPV) може бути від'ємним через масштабні початкові інвестиції.
II стадія (стабільний видобуток)	Досягнення пікового стабільного рівня видобутку вуглеводнів. Поступове обводнення свердловин. Впровадження методів штучного підтримання пластового тиску.	CAPEX мінімальний (лише підтримуючі інвестиції). OPEX стабілізується на оптимальному рівні. Питомі витрати на одиницю видобутку є найнижчими.	Період стабільно високого видобутку активів. Максимальна генерація позитивного грошового потоку. Етап найвищої інвестиційної привабливості активу.
III стадія (падіння видобутку)	Стрімке зниження темпів видобутку. Швидке зростання обводненості продукції. Переведення свердловин на механізований спосіб експлуатації (наприклад, установка електрогвинтового насоса).	CAPEX зростає через необхідність модернізації інфраструктури підготовки. OPEX істотно зростає внаслідок збільшення дебіту рідини та витрат на електроенергію.	Початок зниження економічної цінності активу. Грошові потоки скорочуються, виникає потреба у додаткових заходах інтенсифікації пластів.
IV стадія (завершальна)	Низькі темпи вилучення залишків нафти й газу. Гранична обводненість (до 95–98%). Робота низькодебітних та малодебітних свердловин, поступове їх виключення з експлуатації.	CAPEX спрямовується переважно на консервацію та ліквідацію об'єктів. OPEX досягає граничних значень на одиницю товарної продукції.	Мінімальна економічна цінність. Актив наближається до точки економічної межі, за якою подальша експлуатація стає збитковою.

Джерело: складено автором за [1;4;16;17]

Зміна стадій розробки супроводжується глибокою еволюцією технологічної інфраструктури родовища [17]. На початкових етапах ключовими об'єктами будівництва є свердловини (розвідувальні, випереджальні експлуатаційні, нагнітальні).

На пізніх етапах, через обводнення покладів та падіння тиску, критичного значення набувають об'єкти збору, підготовки та утилізації супутніх флюїдів: установки попереднього збору води, установки попереднього скидання пластової води (УПСВ), установки підготовки води (УПВ) та установки підготовки нафти (УПН) чи комплексної підготовки газу (УКПГ). Функціонування цих комплексів пов'язане з додатковими витратами на запобігання солевідкладенню, гідратуутворенню та корозії металу. Це призводить до зростання технологічної складності процесу вилучення залишків вуглеводнів і неухильного зниження маржинальності видобутку, що зумовлює необхідність дисконтування майбутніх доходів інвесторів з урахуванням зростання операційних витрат на екологічний менеджмент.

Крім того, діяльність у сфері освоєння нафтогазових родовищ супроводжується високим рівнем ризиків [18], до основних з яких належать геологічні, технологічні, екологічні, фінансові, ринкові та політичні. В умовах воєнного стану в Україні додатково посилюються ризики пошкодження виробничої інфраструктури, втрати контролю над окремими територіями, ускладнення логістичних процесів та зниження інвестиційної привабливості галузі [19].

Попри значний комплекс деструктивних ризиків, нафтогазові родовища залишаються основним стратегічним ресурсом держави, адже вони формують основу енергетичної безпеки країни, впливають на рівень енергетичної незалежності та визначають стабільність функціонування національної економіки. Ефективне використання нафтогазових родовищ забезпечує надходження рентних платежів і податкових доходів до бюджету, сприяє розвитку суміжних галузей та створює передумови для повоєнного економічного відновлення України [20].

Економічна природа нафтогазових родовищ в Україні, ґрунтується на інституціональному розподілі прав власності на надра та права на видобуток корисних копалин. У статті 10 Закону України «Про нафту і газ» [2] визначено, що право власності на природні ресурси нафти і газу, які знаходяться в межах території України, її територіальних вод та виключної (морської) економічної зони, належить українському народу. Держава, діючи від імені народу, виступає монопольним розпорядником цього ресурсу та надає право користування ділянками надр суб'єктам господарювання на платній та тимчасовій основі. Зазначимо, що цей інституціональний поділ створює передумови для формування природної ресурсної ренти, тобто надлишкового доходу, який виникає завдяки унікальним природним властивостям родовища (високій продуктивності пластів, значній товщині колектора, зручному географічному розташуванню чи меншій глибині залягання) і не є результатом праці чи капіталу надрокористувача. Отже, рентна плата за користування надрами є інструментом, за допомогою якого держава вилучає цю природну ренту на користь суспільства для фінансування державних витрат та збереження екологічного балансу.

Згідно чинного законодавства розрахунок рентної плати (R) за видобуток вуглеводнів здійснюється на основі вартісної оцінки видобутої корисної копалини за формулою 1.2 [21].

$$R = P_{fact} \times S_{rate} \times V_{raw}, \quad (1.2)$$

де P_{fact} – фактична ціна реалізації видобутої мінеральної сировини за звітний період;

S_{rate} – ставка рентної плати, встановлена Податковим кодексом України;

V_{raw} – фізичний обсяг видобутої товарної продукції підприємства нафтогазової галузі.

Для нафти та конденсату фактична ціна обчислюється з використанням середнього показника місткості барелів в 1 тонні нафти марки «Urals», а для

природного газу фактична ціна реалізації визначається як середня митна вартість імпортного газу або розраховується через індексацію базової ціни за формулою 1.3 [21].

$$Ц = Ц_{\text{баз}} \times K_{\text{д}}, \quad (1.3)$$

де $Ц_{\text{баз}}$ – базова ціна продажу природного газу для промислових споживачів;

$K_{\text{д}}$ – коригуючий коефіцієнт дефлятора.

Також зауважимо, що в межах державної податкової політики диференційовані ставки ренти застосовуються як інструмент стимулювання інвестиційної активності у важких геологічних умовах, балансує між фіскальною функцією та довгостроковим розвитком видобувного сектору (табл.1.4) [22].

Важливо відмітити і те, що додатковим інструментом регулювання інвестиційної діяльності нафрокористувачів є застосування коригуючих (понижуючих) коефіцієнтів (від 0,01 до 0,97) залежно від умов видобування та геологічних особливостей, зокрема у випадках вилучення позабалансових запасів або якщо геологічна розвідка була повністю виконана за власні кошти приватного нафрокористувача [21; 22].

Економічна оцінка нафтогазового родовища як довгострокового капіталомісткого активу його комерційна цінність не втрачається після завершення періоду активного вилучення вуглеводнів родовище, адже пористі геологічні пласти-колектори виснажених покладів можуть трансформуватися у сховища для підземного зберігання природного газу (ПСГ) чи нафтопродуктів [23]. Таке використання підземного простору є самостійним видом нафрокористування, не пов'язаним із видобутком, тому підлягає оподаткуванню рентною платою, ставки якої встановлюються в абсолютних величинах на рік залежно від обсягу пористого простору та ступеня екологічної безпеки.

Таблиця 1.4

Ставки рентної плати за користування надрами для видобутку
вуглеводневої сировини в Україні

Вид вуглеводневої сировини та умови видобутку	Базова ставка ренти (глибина до 5000 м)	Знижена ставка ренти (глибина понад 5000 м)	Спеціальні фіскальні режими та умови
Природний газ (традиційні поклади, загальний режим)	29 % (з березня 2022 р. впроваджено шкалу від 6 % до 36 % залежно від ціни)	14,5 % (з березня 2022 р. діє шкала від 3 % до 18 % залежно від ціни)	Спрямований на компенсацію значних капітальних витрат при глибокому бурінні.
Природний газ (видобутий із нових свердловин)	12 %	6 %	Стимулюючий режим для залучення інвестицій у нове буріння.
Нафта та газовий конденсат	31 %	16 %	Ставки диференційовані для стимулювання видобутку важких нафт.
Видобуток на континентальному шельфі / в межах морської економічної зони	11 %	11 %	Компенсує високі екологічні та капітальні ризики морського буріння.
Договори про спільну діяльність (ДСД)	70 %	70 %	Максимальна ставка для обмеження тіньового виведення капіталу.
Угоди про розподіл продукції (УРП)	2 %	2 %	Спеціальна ставка для довгострокових масштабних міжнародних проєктів.

Джерело: складено автором за [21-22]

Відзначимо і те, що суттєвим аспектом економічної природи нафтогазових родовищ є їх роль у забезпеченні енергетичної безпеки держави. Власна ресурсна база вуглеводнів визначає рівень енергетичної незалежності країни, знижує залежність від імпорتنих енергоносіїв та підвищує стійкість економіки до зовнішніх енергетичних шоків. В умовах воєнного стану значення нафтогазових родовищ суттєво посилюється, оскільки стабільність функціонування енергетичного сектору безпосередньо впливає на

обороздатність держави, безперервність роботи промисловості та соціальної інфраструктури [20].

Крім того, нафтогазові родовища варто розглядати як стратегічний актив держави, що формує її ресурсний потенціал. Рациональне використання розвіданих запасів вуглеводнів, виробничих потужностей, технологічних можливостей та економічних умов освоєння нафтогазових родовищ створює передумови для економічного зростання, розвитку промисловості, забезпечення валютних надходжень та підвищення конкурентоспроможності національної економіки [24].

У зв'язку з цим нафтогазові родовища є об'єктом стратегічного державного управління та регулювання. Держава визначає правові, економічні та організаційні засади надрокористування, здійснює контроль за рациональним використанням надр, забезпечує екологічну безпеку та формує механізми розподілу рентних доходів. Важливого значення набуває формування ефективної системи ресурсокористування, яка забезпечує баланс між економічною ефективністю освоєння родовищ, інтересами держави, суспільства та необхідністю збереження природного середовища.

У контексті зазначеного нафтогазові родовища як об'єкт ресурсного використання займають важливе місце у системі національного господарства, оскільки їх освоєння та експлуатація пов'язані із реалізацією економічних, енергетичних, інвестиційних та екологічних інтересів держави і суб'єктів господарювання. Особливість нафтогазових родовищ полягає у тому, що вони є не лише природним ресурсом, а й об'єктом складних економічних відносин, які формуються у процесі надрокористування, управління ресурсною базою та розподілу доходів від видобутку вуглеводнів.

У свою чергу, процес трансформації нафтогазового родовища із природного утворення (геологічної аномалії) в активну складову економічного ресурсу держави є складним інженерно-економічним процесом. Ця трансформація складається з кількох послідовних стадій (рис. 1.2), кожна з яких мінімізує геологічну невизначеність щодо обсягу запасів та капіталізує об'єкт.



Рис. 1.2. Етапи трансформації нафтогазового родовища у стратегічний актив національної економіки

Джерело: побудовано автором за [2; 10; 14]

Також, система ресурсного використання нафтогазових родовищ охоплює широкий спектр суб'єктів, між якими виникають організаційні, економічні та правові взаємовідносини. Основним суб'єктом виступає держава, яка відповідно до Конституції України та Кодексу України про надра реалізує право власності на надра, формує нормативно-правові засади користування ресурсами, забезпечує контроль за їх раціональним використанням та визначає механізми державного регулювання галузі [25]. Водночас безпосередніми учасниками процесу освоєння родовищ є надкористувачі, а саме державні та приватні компанії, що здійснюють геологорозвідку, видобування та промислову експлуатацію родовищ. Показово, що трансформація нафтогазового родовища у повноцінну складову економічного ресурсу держави є поетапним процесом: від пошуково-розвідувального етапу, на якому об'єкт має виключно ймовірнісну цінність, що базується на прогнозних ресурсах, через оціночний та дослідно-промисловий етапи до промислового облаштування, в результаті якого

природний флюїд набуває статусу товарного енергоносія, а родовище повністю інтегрується в економічну систему держави. Лише після проходження зазначених етапів нафтогазове родовище стає об'єктом господарського обороту, здатним генерувати економічну цінність та забезпечувати енергетичну безпеку держави. Важливу роль у цьому процесі також відіграють інвестори, фінансові установи та міжнародні партнери, які забезпечують залучення капіталу, технологій та інновацій у нафтогазову сферу (рис. 1.2).

Форми використання нафтогазових родовищ визначаються особливостями державної політики у сфері надрокористування та можуть включати геологічне вивчення надр, дослідно-промислову розробку, промислову експлуатацію родовищ, концесійні механізми, угоди про розподіл продукції та інші форми господарської діяльності (рис. 1.3).

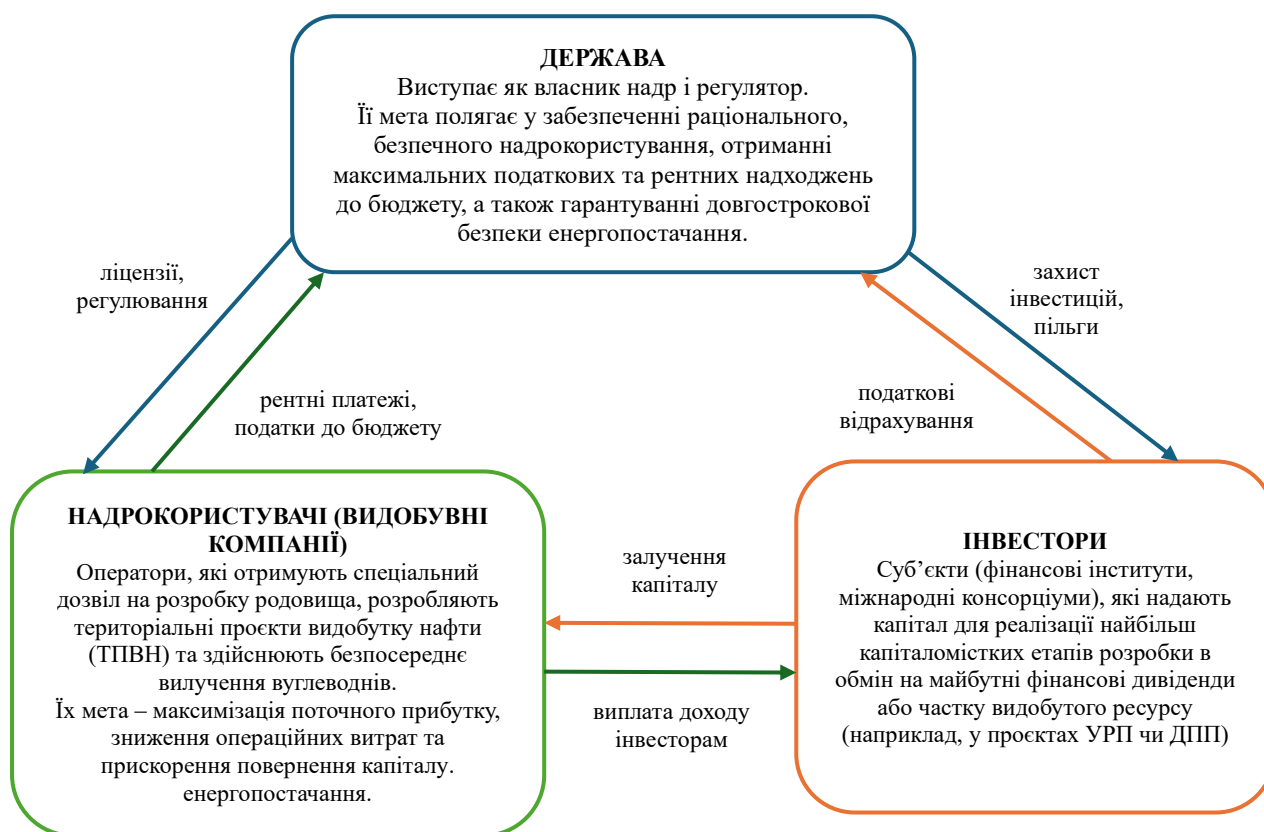


Рис. 1.3. Взаємодія ключових суб'єктів у процесі використання нафтогазових родовищ України

Джерело: побудовано автором за [3; 11; 14]

Вибір форми використання залежить від рівня ресурсного потенціалу родовища, обсягів необхідних інвестицій, технологічної складності видобутку та рівня економічних ризиків [2].

Також, специфіка нафтогазового родовища як об'єкта управління та використання стає очевидною при його порівнянні з класичним промисловим підприємством чи галуззю загалом (табл. 1.5).

Таблиця 1.5

Економіко-організаційна характеристика нафтогазового родовища,
гірничого підприємства та нафтогазової галузі

Характеристика порівняння	Нафтогазове родовище як об'єкт	Гірниче підприємство	Нафтогазова галузь
Економічна сутність	Природний невідновлюваний мінеральний актив, капіталізований у надрах.	Штучно створений майновий комплекс, що поєднує основні та оборотні засоби виробництва.	Складна міжгалузева система видобутку, транспортування, переробки та розподілу енергоносіїв.
Характер зносу / амортизації	Природне фізичне виснаження запасів і деградація пластової енергії в часі.	Технічний та моральний знос обладнання, який може бути компенсований модернізацією.	Системне старіння магістральної інфраструктури, що компенсується капітальним будівництвом.
Просторова мобільність	Абсолютна географічна нерухомість. Капітал прив'язаний до геологічних координат родовища.	Часткова мобільність. Виробничі потужності, техніка та персонал можуть бути переміщені на інший об'єкт.	Висока територіальна диверсифікація, що охоплює транскордонні мережі та шельфові зони.
Ризикова складова	Високі геологічні та технологічні ризики (ризик «сухої» свердловини, невизначеність фільтраційних властивостей).	Господарські, фінансові та комерційні ризики (зміна попиту, банкрутство контрагентів).	Макроекономічні, геополітичні та регуляторні ризики (цінові шоки, зміна законодавства).
Екологічна специфіка	Необхідність утилізації великих обсягів агресивних супутньо-пластових вод безпосередньо в надрах.	Утилізація промислових відходів (бурових шлаків), викиди CO ₂ від наземних котелень та спецтехніки.	Глобальний кліматичний вплив, формування стратегії декарбонізації та переходу до відновлюваних джерел.

Джерело: систематизовано автором за [2; 10; 11; 16]

У процесі використання нафтогазових родовищ формується система економічних інтересів, учасниками якої є держава, бізнес та суспільство. Для держави основними інтересами виступають забезпечення енергетичної безпеки, формування бюджетних надходжень, ефективне використання природних ресурсів та стимулювання економічного розвитку [26]. Надрокористувачі зацікавлені у максимізації прибутку, стабільності умов господарювання та поверненні інвестицій, тоді як суспільство орієнтоване на екологічну безпеку, соціальну відповідальність бізнесу та забезпечення енергетичної стабільності країни.

Важливим елементом механізму ресурсного використання нафтогазових родовищ є державне регулювання у сфері надрокористування, воно об'єднує нормативно-правові, економічні, організаційні та контрольні заходи задля забезпечення раціонального освоєння вуглеводного потенціалу та збалансування інтересів держави й інтересів [3]. Ефективність державного регулювання безпосередньо впливає на рівень стабільності функціонування нафтогазової галузі та створює передумови для забезпечення енергетичної безпеки держави.

У межах наукових досліджень, присвячених публічному управлінню та економіці природокористування, взаємозв'язок між процесом розробки нафтогазових родовищ і забезпеченням національної енергетичної безпеки є фундаментальним, оскільки стабільний внутрішній видобуток мінімізує імпорту залежність і гарантує безперервне забезпечення суспільства та промисловості паливно-енергетичним ресурсами. У цьому контексті ефективне використання власної ресурсної бази нафтогазових родовищ набуває стратегічного значення, оскільки сприяє зміцненню енергетичної незалежності держави, підвищенню стійкості національної економіки та забезпеченню національних інтересів у сфері енергетики.

Роль нафтогазових родовищ у забезпеченні енергетичної стійкості держави проявляється через систему взаємопов'язаних економічних, інфраструктурних та екологічних факторів (табл. 1.6).

Таблиця 1.6

Стратегічне значення нафтогазових родовищ для енергетичної безпеки
та економічної стійкості держави

Напрямок впливу	Характеристика	Значення для держави
Ресурсний суверенітет та імпортозаміщення	Наявність та активне освоєння власних родовищ нафти й газу знижує залежність держави від імпортованих енергоносіїв. Власна ресурсна база дозволяє зменшити відтік валютних коштів з країни, стабілізувати платіжний баланс та застрахувати національну економіку від раптових цінових коливань на світових хабах чи штучного перекриття каналів постачання з боку країн-експортерів. Оптимізація внутрішнього видобутку за рахунок нових свердловин є першочерговим завданням для досягнення енергетичної незалежності та самодостатності.	Зниження імпортозалежності та валютних витрат
Балансуюча інфраструктурна функція	Використання геологічного простору виснажених нафтогазових родовищ для створення підземних сховищ газу (ПСГ) є критичним елементом забезпечення надійності газотранспортної системи. ПСГ дозволяють нівелювати сезонну нерівномірність споживання газу в зимовий період, накопичувати стратегічні резерви палива на випадок виникнення надзвичайних ситуацій чи військових загроз, а також забезпечувати стабільність транзитних потоків.	Стабільність газотранспортної системи та енергопостачання
Екологічна безпека та циркулярна економіка	Рациональне використання ресурсів родовищ включає жорстке регулювання поведінки з супутньо-пластовими водами (СПВ). Відповідно до екологічних стандартів, СПВ, які піднімаються на поверхню, підлягають обов'язковому збору, глибокому очищенню від нафтопродуктів та зважених речовин і наступному закачуванню назад у підземні горизонти для штучного підтримання пластового тиску.	Зменшення екологічних ризиків

Джерело: систематизовано автором за [3; 15-16]

Наведена в таблиці 1.6 систематизація засвідчує багатовимірний характер стратегічного значення нафтогазових родовищ для національної економіки, що виявляється у трьох взаємопов'язаних напрямках впливу. По-перше, в площині ресурсного суверенітету активне освоєння власної мінерально-сировинної бази забезпечує зниження імпортозалежності держави, стабілізацію платіжного балансу та захист національної економіки від зовнішніх цінових шоків і перебоїв у постачанні енергоносіїв. По-друге, балансуюча інфраструктурна функція родовищ реалізується через

використання геологічного простору виведених з активної експлуатації покладів для створення підземних сховищ газу, що є критичним елементом надійності газотранспортної системи та забезпечує нівелювання сезонної нерівномірності споживання. По-третє, екологічний вимір господарського використання родовищ набуває дедалі більшої ваги в контексті переходу до циркулярної економіки, що передбачає регулювання поведінки з супутньо-пластовими водами та їх зворотне закачування у підземні горизонти для штучного підтримання пластового тиску.

Таким чином, нафтогазові родовища виступають не лише джерелом видобутку вуглеводнів, а й багатофункціональним стратегічним активом, раціональне використання якого безпосередньо визначає енергетичну безпеку та економічну стійкість держави в умовах воєнного часу та повоєнного відновлення.

Видобування вуглеводнів супроводжується значним антропогенним навантаженням на довкілля, що проявляється у забрудненні атмосферного повітря, ґрунтів, водних ресурсів, порушенні земель та утворенні виробничих відходів. У зв'язку з цим ефективне використання родовищ повинно базуватися на принципах раціонального природокористування, екологічної безпеки та сталого розвитку [27]. Отже, нафтогазові родовища як об'єкт надрокористування формують складну систему економічних, організаційних та інституційних відносин, що потребує розбудови організаційно-економічного механізму, здатного збалансувати інтереси держави та інвесторів та адаптувати галузь до викликів воєнного стану та повоєнного відновлення України.

Проведений аналіз нормативно-правових актів, наукових підходів та економічної природи нафтогазових родовищ засвідчив, що жодне з наявних визначень не відображає в повній мірі організаційно-економічного виміру цього поняття, зокрема, його інвестиційного, рентного та стратегічного потенціалу в умовах воєнного часу. З огляду на це, узагальнення наявних тлумачень надало змогу сформулювати авторське визначення поняття

«нафтогазове родовище» в межах організаційно-економічного підходу за яким нафтогазове родовище – це стратегічний природно-економічний ресурс надрокористування, що являє собою сукупність запасів вуглеводнів та умов їх освоєння, використання яких забезпечує формування енергетичного, інвестиційного та рентного потенціалу держави.

В умовах повномасштабної війни особливості використання нафтогазових родовищ в Україні зазнали суттєвих трансформацій, що пов'язано із зростанням безпекових, економічних та інфраструктурних ризиків. Воєнний стан значно ускладнив процеси геологорозвідки, освоєння та експлуатації родовищ, а також посилив залежність функціонування нафтогазової галузі від зовнішніх і внутрішніх дестабілізуючих чинників. У зв'язку з цим питання забезпечення ефективного використання ресурсної бази набуває не лише економічного, а й стратегічного значення для держави.

Однією з особливостей функціонування нафтогазової галузі в умовах воєнного часу є суттєве зростання рівня ризиків. До традиційних геологічних, технологічних та фінансових ризиків додалися воєнно-політичні загрози, пов'язані з бойовими діями, ракетними ударами по об'єктах енергетичної інфраструктури, порушенням логістичних ланцюгів та нестабільністю функціонування енергетичного ринку. Це призводить до зростання витрат на освоєння родовищ, ускладнення реалізації інвестиційних проєктів та зниження економічної ефективності видобування вуглеводнів.

Суттєвий негативний вплив на використання нафтогазових родовищ має пошкодження виробничої та транспортної інфраструктури. Руйнування об'єктів енергетики, газотранспортної системи, компресорних станцій, нафтобаз та інших елементів виробничого комплексу ускладнює процеси видобування, транспортування та зберігання енергоносіїв. Крім того, частина родовищ опинилася у зонах активних бойових дій або тимчасової окупації, що обмежує можливість їх повноцінного освоєння та експлуатації.

Умови воєнного стану зумовили зниження інвестиційної активності у нафтогазовій сфері, через високий рівень невизначеності, безпекові ризики й

нестабільність економічного середовища. Негативний вплив зазначених чинників на інвестиційну привабливість галузі ускладнює залучення довгострокового капіталу, тоді як нафтогазова галузь потребує значних фінансових ресурсів для відновлення пошкодженої інфраструктури, модернізації виробничих потужностей та підтримання стабільного рівня видобутку вуглеводнів.

Окремою проблемою є втрата частини ресурсної бази України внаслідок тимчасової окупації окремих територій та обмеження доступу до родовищ, що негативно впливає на рівень енергетичної безпеки держави, скорочує потенційні обсяги видобутку та посилює потребу у диверсифікації джерел енергозабезпечення. За таких умов особливого значення набуває інтенсифікація використання розвіданої ресурсної бази, пошук нафтогазових родовищ на безпечних територіях та підвищення ефективності вилучення вуглеводнів на діючих промислах.

Таким чином, сучасні виклики воєнного часу обумовлюють необхідність формування адаптивного організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ, здатного оперативно реагувати на зміни зовнішнього середовища та забезпечувати стійкість функціонування галузі. Такий механізм має інтегрувати інструменти державного регулювання, стимулювання інвестиційної діяльності, управління ризиками, підтримки енергетичної безпеки та впровадження сучасних технологій у сфері надрокористування.

Викладене вище засвідчує, що використання нафтогазових родовищ в умовах воєнного часу характеризується високим рівнем нестабільності, посиленням безпекових та економічних ризиків, а також необхідністю трансформації існуючих підходів до управління ресурсною базою держави. Зазначене актуалізує розроблення теоретико-методичних засад та практичного інструментарію організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ України в умовах воєнного часу та повоєнного відновлення, що становить предмет подальшого дослідження.

1.2. Структурно-функціональна характеристика організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ

Поглиблення кризових явищ в енергетичному секторі України, спричинених воєнними діями, руйнуванням виробничої інфраструктури, втратою частини ресурсної бази та зростанням інвестиційних ризиків, актуалізує необхідність формування ефективного організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ. В умовах воєнного часу та повоєнного відновлення саме від результативності такого механізму залежить здатність держави забезпечувати енергетичну безпеку, підтримувати стабільність функціонування паливно-енергетичного комплексу, залучати інвестиції у видобувний сектор та створювати передумови для відновлення економічного потенціалу країни.

Особливість використання нафтогазових родовищ полягає в тому, що цей процес охоплює не лише технологічне освоєння запасів вуглеводнів, а й складну систему організаційних, економічних, інституційних, екологічних та безпекових відносин між державою, надрокористувачами, інвесторами, місцевими громадами та іншими учасниками ринку. Відтак забезпечення ефективного використання родовищ потребує формування цілісного механізму, який здатний координувати взаємодію зазначених суб'єктів та забезпечувати досягнення стратегічних цілей розвитку нафтогазового сектору.

У сучасній економічній літературі відсутній єдиний підхід до трактування категорії «організаційно-економічний механізм». Це обумовлено складністю самої категорії та багатогранністю сфер її застосування. Аналіз наукових джерел свідчить, що більшість дослідників розглядають організаційно-економічний механізм як сукупність взаємопов'язаних організаційних структур, економічних інструментів, методів управління, важелів впливу та інституційних умов, спрямованих на досягнення визначених цілей функціонування певної системи.

Водночас специфіка нафтогазової галузі та сучасні виклики воєнного часу обумовлюють необхідність адаптації існуючих підходів до розуміння організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ. На відміну від традиційних механізмів управління виробничими системами, такий механізм повинен враховувати природну невідновлюваність ресурсів, високий рівень капіталомісткості видобувних проєктів, тривалі інвестиційні цикли, значну залежність від державного регулювання, необхідність забезпечення екологічної безпеки та наявність воєнних ризиків.

У зв'язку з цим доцільним є уточнення сутності організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ як наукової категорії та визначення його структури і складових елементів з урахуванням сучасних умов функціонування нафтогазового сектору України.

Для формування теоретичного підґрунтя на початковому етапі дослідження доцільно розглянути еволюцію наукових підходів до трактування категорій «механізм», «господарський механізм», «економічний механізм», «організаційний механізм» та «організаційно-економічний механізм», оскільки саме вони утворюють концептуальну основу управління процесами використання нафтогазових родовищ.

Першочергово необхідно звернутися до сутності поняття «механізм», яке є базовою категорією для подальшого дослідження. У загальнонауковому розумінні механізм розглядається як внутрішня будова системи, сукупність взаємопов'язаних елементів, процесів та зв'язків, які забезпечують її функціонування та досягнення визначеної мети. У технічних науках «механізм» [28] традиційно трактується як система взаємодіючих елементів, що забезпечують перетворення одного виду руху або енергії в інший. Надалі, в процесі еволюції, зазначене поняття було адаптоване до суспільних та економічних процесів [29], де воно почало використовуватися для характеристики способів організації та регулювання діяльності складних соціально-економічних систем.

Відзначимо, що у економічній науці поняття механізму набуло ширшого змісту [6; 30-33] та використовується для опису процесів взаємодії економічних суб'єктів, інструментів впливу, систем управління та способів досягнення визначених результатів. Значний прогрес у цій галузі був досягнутий завдяки роботам Гурвица Л., Майерсона Р. та Маскіна Е., які розробили нові підходи до аналізу економічних механізмів і отримали найвище світове наукове визначення в галузі економічної теорії [35]. Аналіз наукових джерел свідчить, що більшість дослідників трактують механізм як сукупність взаємопов'язаних методів, важелів, інструментів та процедур, за допомогою яких забезпечується функціонування певної системи та реалізація її цілей. Проведений аналіз дозволив згрупувати у таблиці А.1 додатку А основні підходи авторів щодо економічної сутності поняття «механізм».

Подальший розвиток економічної науки зумовив формування категорії «господарський механізм», яка стала однією з ключових у дослідженні процесів управління економічними системами. В таблиці А.2 додатку А розкрито основні підходи до визначення його сутності, що розглядається як сукупність форм, методів, важелів та інструментів впливу на господарські процеси з метою забезпечення ефективного функціонування економіки або окремих її секторів. Його основу становлять економічні відносини між суб'єктами господарювання, система державного регулювання, організаційні структури управління та механізми узгодження економічних інтересів.

Як інституційна система, господарський механізм інтегрує сукупність інститутів, які визначають економічну модель і забезпечують раціональну поведінку суб'єктів ринку. У цьому контексті він виступає базовим інструментом державного регулювання, що дозволяє реалізовувати економічну політику, спрямовану на створення та справедливий розподіл суспільних благ. Відповідно, формування такого механізму передбачає проєктування та впровадження комплексу правових норм і соціальних правил, які визначають регуляторні параметри розвитку національної економіки.

На основі узагальнення наукових підходів до трактування змісту «організаційного механізму» у табл.1.7 встановлено, що у науковій літературі під ним розуміють сукупність організаційних структур, функцій управління, процедур прийняття рішень, форм координації та взаємодії суб'єктів, які забезпечують реалізацію поставлених цілей. При цьому, організаційний механізм визначає порядок взаємодії між учасниками процесу, розподіл повноважень, відповідальності та інформаційних потоків.

Таблиця 1.7

Трактування категорії «організаційний механізм» у сучасному науковому дискурсі

Автори	Визначення
Н. Білошкурська [62]	Організаційний механізм – це формування організаційної структури, взаємозв'язків між її компонентами та процесами для реалізації головної мети через забезпечення досягнення визначених цілей.
А. Калина [63]	Організаційний механізм – це логічно структурована послідовність управлінських заходів і методів для здійснення функцій та принципів управління діяльністю.
О. Школьний [64]	Організаційний механізм – це механізм управління, що представляє собою сукупність зав'язків і відносин, які виникають між підрозділами організації в процесі управління
М. Янків [65]	Організаційний механізм – це процес створення раціональних виробничих структур, що відповідають ресурсним можливостям і визначеним цілям.
Т. Шелеметьева, Е. Маляр, О. Гавриляк, Ю. Миронов, Н. Білошкурська [32]	Організаційний механізм – це сукупність всіх методів, прийомів і способів встановлення та регулювання взаємозв'язків між об'єктами системи, а також їхньою внутрішньою та зовнішньою середовищами.

Джерело: систематизовано автором за [32; 62-65]

Узагальнюючи наукові підходи до визначення сутності економічного механізму встановлено, що значна частина науковців розглядає його на мікрорівні як сукупність взаємопов'язаних економічних процесів спрямованих на досягнення головної мети використання нафтогазових родовищ, а саме максимізацію ринкової вартості нафтогазових активів та забезпечення рентабельності вилучення вуглеводної сировини (табл.1.8).

Таблиця 1.8

Наукові підходи до трактування поняття «економічний механізм» у сучасному науковому дискурсі

Автори	Визначення
І. І. Цигил [66]	Економічний механізм – це комплекс економічних методів і важелів, які функціонують на всіх рівнях управління та дозволяють, відповідно до об'єктивних економічних законів розвитку суспільства, активно впливати на виробничу діяльність колективу з метою реалізації економічних і соціальних цілей, що стоять перед ним на даному етапі.
П. В. Круш [67]	Економічний механізм – це комплекс факторів, що визначають майнові, орендні, виробничі та фінансові відносини між підприємством і його підрозділами, а також між самими підрозділами, що дозволяє проводити внутрішню економічну діагностику підприємства та забезпечує реалізацію економічних інтересів усіх учасників виробництва.
Н. І. Доберчак [68]	Економічний механізм – це метод управління виробничими підрозділами, що базується на економічній та матеріальній зацікавленості, а також відповідальності всіх учасників виробничого процесу за кінцеві результати праці в рамках наданої їм господарської самостійності, яка може бути оформлена як у договірному, так і в бездоговірному порядку.
П. Т. Саблук [52]	Економічний механізм – це практична реалізація системи виробничих відносин, що складається з набору економічних важелів і регуляторів виробництва, які базуються на інтересах та відповідальності учасників.

Джерело: систематизовано автором за [52; 66-68]

На основі узагальнення наукових підходів до трактування поняття «економічний механізм», представлених у таблиці 1.8, його доцільно розглядати як сукупність факторів і інструментів впливу на економічні інтереси суб'єктів господарювання з урахуванням умов зовнішнього та внутрішнього середовища їх функціонування.

Підсумовуючи, можна констатувати, що у наукових дослідженнях відсутній єдиний підхід до чіткого розмежування понять організаційного та економічного механізмів. У більшості праць вони розглядаються як взаємопов'язані складові єдиного цілісного утворення. Окремі автори, як от Циглин І.І. [66] та Сабчук П.Т. [53] трактують організаційно-економічний механізм як систему інструментів регулювання виробничої діяльності, тоді як Круша П.В. [67] як систему управління економічними процесами, а також як

спосіб господарювання, що визначає логіку функціонування суб'єктів господарювання в ринковому середовищі.

Поєднання економічної та організаційної складових зумовило формування категорії «організаційно-економічний механізм», яка в сучасній економічній науці розглядається як система взаємопов'язаних організаційних та економічних інструментів управління процесами відтворення, розробки та ефективного використання нафтогазового потенціалу родовищ.

Фахівці зазначають, що на макроекономічному рівні елементами організаційно-економічного механізму виступають самостійні підсистеми: законодавча, виконавча, фінансова, а також системи державного та місцевого управління. Кожна з цих сфер має власну внутрішню структуру та специфічний набір елементів, взаємодії яких визначають логіку функціонування всього механізму. Попри автономність окремих елементів, їх цілеспрямована синергія забезпечує системну єдність та цілісність організаційно-економічного механізму в процесі реалізації державних завдань.

Більш детальний аналіз поглядів науковців щодо сутності поняття «організаційно-економічний механізм» представлено у таблиці А.3 додатку А. Відзначимо, що переважна більшість науковців трактують організаційно-економічний механізм як сукупність форм, методів, інструментів і важелів, за допомогою яких здійснюється вплив на діяльність суб'єктів господарювання для досягнення визначених цілей та отримання бажаних результатів. Так, у межах цього підходу Хринюк О.С., Дергалюк М.О., Гончарук А.Г., Чукіна І.В. та інші дослідники [69-70; 73] розглядають організаційно-економічний механізм насамперед як сукупність засобів управлінського впливу на об'єкт управління, спрямованих на забезпечення його ефективного функціонування та розвитку.

Поділяючи підхід зазначених науковців до трактування організаційно-економічного механізму, варто зазначити, що в ньому недостатньо уваги приділено необхідності постійного моніторингу функціонування та результативності організаційно-економічного механізму. Разом із цим,

ефективний організаційно-економічний механізм має ґрунтуватися не лише на застосуванні сукупності методів і важелів впливу, а й на використанні ринкових механізмів та об'єктивних взаємозв'язків між елементами системи, доповнених організаційними засобами регулювання й координації діяльності.

У межах другого підходу, прихильниками якого є Савченко О.В., Соловйов В.П., Савіна С.С. та інші дослідники [72-78], організаційно-економічний механізм розглядається як цілісна система, що визначає порядок здійснення певного виду діяльності та характеризується складною внутрішньою структурою й взаємозв'язками між її елементами.

Такий підхід узгоджується із сутністю організаційно-економічного механізму, оскільки акцентує увагу не лише на окремих інструментах впливу, а й на їх системній взаємодії у процесі досягнення поставлених цілей. При цьому розвиток системи відбувається послідовно, а саме від виникнення вихідних економічних передумов до отримання кінцевих результатів, що забезпечується внутрішньою логікою функціонування механізму та взаємодією його складових.

Застосування наведених теоретичних положень до сфери надрокористування дає підстави розглядати організаційно-економічний механізм використання нафтогазових родовищ України як цілісну систему організаційних, економічних, інституційних, фінансово-інвестиційних, технологічних та регуляторних інструментів, за допомогою яких забезпечується раціональне використання ресурсної бази нафтогазових родовищ, підвищення стійкості функціонування галузі, мінімізація воєнних ризиків, забезпечення енергетичної безпеки держави та створення умов для повоєнного відновлення економіки.

Вважаємо, що особливість такого механізму полягає в тому, що він функціонує в умовах поєднання економічних інтересів держави, надрокористувачів, інвесторів, місцевих громад та інших зацікавлених сторін. Його основною метою є забезпечення стабільного видобутку вуглеводнів, підвищення рівня енергетичної безпеки держави, зростання інвестиційної

привабливості галузі та формування умов для довгострокового відтворення ресурсної бази.

Водночас сучасні умови функціонування нафтогазової галузі України суттєво відрізняються від традиційних моделей надрокористування. Воєнні дії призвели до пошкодження виробничої та транспортної інфраструктури, зростання інвестиційних ризиків, ускладнення логістичних процесів, обмеження доступу до окремих родовищ, посилення кіберзагроз та необхідності забезпечення безперервності виробничих процесів в умовах високої невизначеності. За таких умов організаційно-економічний механізм повинен не лише забезпечувати ефективність використання родовищ, але й виконувати функцію адаптації галузі до кризових викликів та підтримання її стійкості.

Таким чином, організаційно-економічний механізм використання нафтогазових родовищ України в умовах воєнного часу та повоєнного відновлення доцільно представити у вигляді структурно-логічної моделі, яка відображає взаємозв'язок між передумовами функціонування, суб'єктами управління, інструментами реалізації, етапами впровадження та очікуваними результатами. Такий підхід дозволяє комплексно відобразити процес управління використанням родовищ та слугує основою для побудови авторської схеми організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ (рис. 1.4).

На рис. 1.4 представлено авторське бачення етапів впровадження організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ України в умовах воєнного часу та повоєнного відновлення. Запропонована послідовність етапів від діагностики стану родовищ і формування програми використання до оцінювання результатів та коригування механізму забезпечує циклічний характер управління ресурсним потенціалом галузі та її адаптацію до мінливих умов зовнішнього середовища.

На нашу думку, вихідним елементом організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ є його мета, яка полягає в

забезпеченні ефективного, раціонального та безпечного використання нафтогазових родовищ для зміцнення енергетичної безпеки держави, підвищення економічної ефективності галузі та забезпечення принципів сталого розвитку.

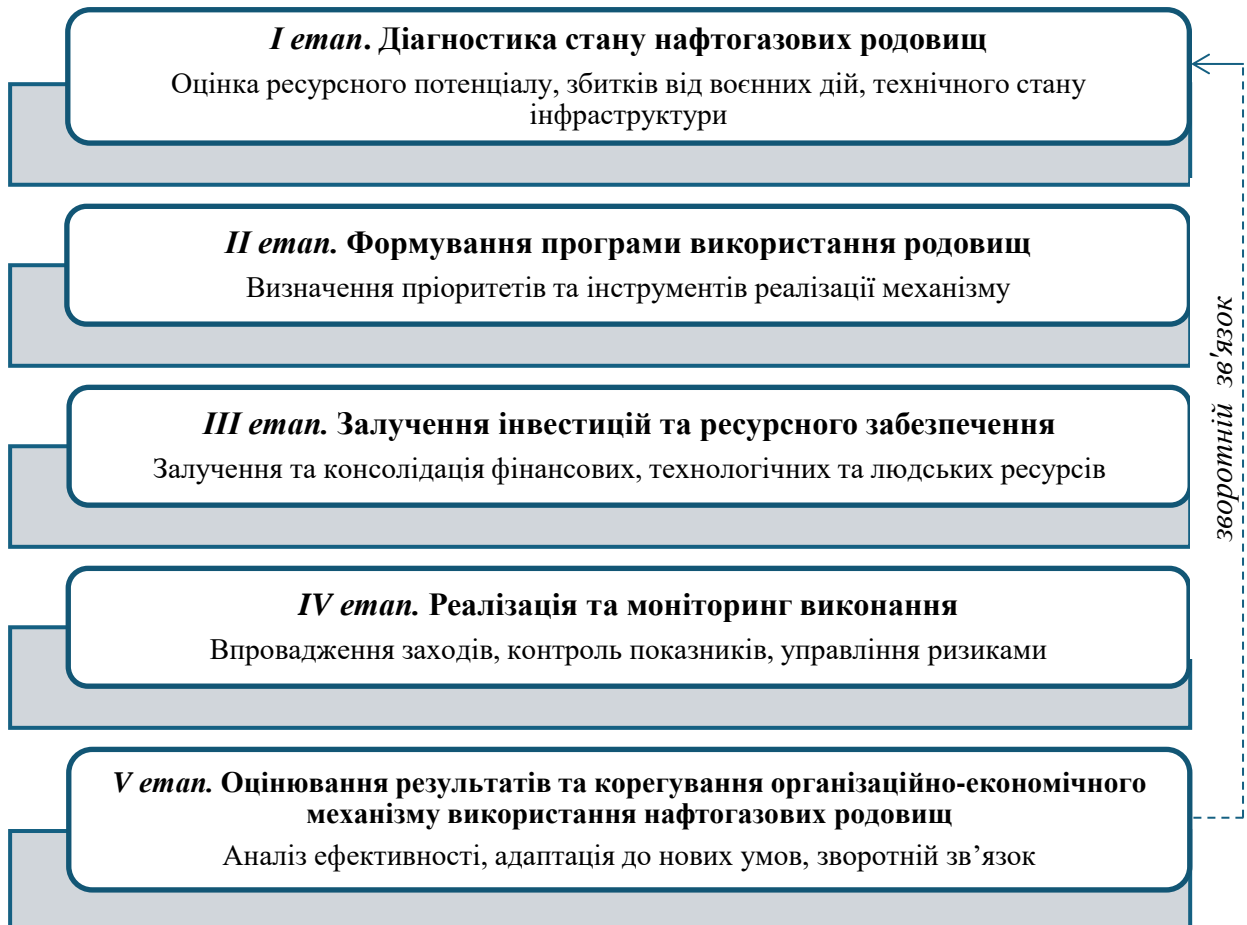


Рис. 1.4. Етапи впровадження організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ України в умовах воєнного часу та повоєнного відновлення

Джерело: побудовано автором за [3; 11; 14]

Досягнення зазначеної мети реалізується через систему взаємопов'язаних цілей, серед яких забезпечення енергетичної незалежності країни, підвищення економічної результативності видобувної діяльності, раціональне використання ресурсного потенціалу надр, залучення інвестицій, впровадження інноваційних технологій, охорона навколишнього природного середовища та сприяння соціально-економічному розвитку регіонів видобутку.

Також важливе місце в механізмі посідають суб'єкти його реалізації, до яких належать органи державної влади та регулювання, надкористувачі, інвестори і фінансові установи, науково-дослідні організації, а також місцеві громади. Їхня взаємодія забезпечує узгодження економічних інтересів усіх учасників процесу використання нафтогазових родовищ та створює умови для досягнення поставлених цілей [84].

Водночас, функціонування механізму забезпечується сукупністю взаємопов'язаних елементів, які включають організаційне, економічне, правове, технологічне, екологічне та соціальне забезпечення. Організаційна складова охоплює стратегічне планування, координацію та контроль діяльності суб'єктів; економічна – податкові, фінансові та інвестиційні інструменти; правова – нормативно-правове регулювання користування надрами; технологічна – впровадження сучасних технологій розвідки та видобутку, екологічна – заходи із захисту довкілля, а соціальна – врахування інтересів населення та розвиток територій видобутку.

Реалізація зазначених елементів відбувається через систему інструментів та важелів впливу, до яких належать економічні, організаційні, правові, інформаційні та регуляторні засоби. Їх застосування забезпечує регулювання діяльності суб'єктів господарювання та формує необхідні умови для ефективного освоєння нафтогазових ресурсів.

В свою чергу, процес функціонування організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ охоплює послідовні етапи від геологічного вивчення та оцінки запасів до розробки родовищ, видобутку, транспортування, реалізації продукції, моніторингу результатів та подальшого удосконалення управлінських рішень. Така послідовність забезпечує безперервність і системність використання ресурсного потенціалу нафтогазових родовищ.

Отже, результатом функціонування організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ є підвищення рівня енергетичної безпеки держави, збільшення надходжень до бюджетів різних

рівнів, зростання інвестиційної привабливості галузі, забезпечення раціонального природокористування та досягнення позитивних соціально-економічних ефектів для регіонів і суспільства в цілому. Водночас важливою складовою механізму є зворотний зв'язок, який передбачає постійний моніторинг результатів, оцінювання ефективності реалізованих заходів та коригування управлінських рішень відповідно до змін зовнішнього і внутрішнього середовища функціонування нафтогазової галузі.

Крім того, особливістю удосконаленого організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ є його орієнтація на забезпечення не лише економічної ефективності видобувної діяльності, але й стійкості функціонування нафтогазової галузі в умовах зростання воєнних, інвестиційних, технологічних та інфраструктурних ризиків [85]. На відміну від традиційних підходів, у структурі механізму враховано необхідність адаптації процесів використання нафтогазових родовищ до умов воєнного часу, а також формування організаційних та економічних передумов для повоєнного відновлення галузі.

Разом із тим ефективність функціонування організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ значною мірою визначається умовами середовища, в якому він реалізується. Результативність застосування організаційних, економічних та регуляторних інструментів залежить від комплексу передумов і обмежень розвитку нафтогазового сектору, що зумовлює необхідність аналізу зовнішніх і внутрішніх детермінант [86], які впливають на процеси освоєння ресурсної бази та особливості функціонування галузі в умовах воєнного часу і повоєнного відновлення.

Представлена схема засвідчує (рис.1.5), що зазначений механізм формується під впливом взаємопов'язаних макро- та мікрорівневих умов.

До зовнішніх належать макроекономічна ситуація, кон'юнктура світових енергетичних ринків, державна політика у сфері надрокористування, інвестиційний клімат, міжнародна співпраця, екологічні вимоги, а також воєнно-політична ситуація і рівень безпекових ризиків.



Рис. 1.5. Схема впливу зовнішніх та внутрішніх чинників на функціонування організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ

Джерело: складено автором за [81]

Так, серед них варто відзначити такі ключові аспекти впливу на функціонування організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ:

1. Глобальні ціни на нафту і газ [92], які мають постійні коливання та безпосередньо впливають на рентабельність родовищ, адже високі ціни сприяють прибутковості, тоді як їх зниження зменшує економічну доцільність видобутку.

2. Регуляторне середовище та податковий тиск [87], що постійно спостерігається з боку державної політики щодо оподаткування та

ліцензування, а також екологічні вимоги можуть істотно впливати на витрати та інвестиційну привабливість проєктів у нафтогазовому секторі.

3. Технологічний прогрес, що реалізується через впровадження новітніх технологій видобутку й обробки газу та нафти, суттєво впливає на ефективність операційної діяльності та рівень витрат.

4. Сприятливий інвестиційний клімат та доступ до капіталу, зокрема від міжнародних інвесторів, можуть забезпечити необхідні ресурси для розвитку та модернізації родовищ.

5. Політична стабільність та міжнародна конкуренція є важливими факторами для довгострокових планів розвитку нафтогазових родовищ. У свою чергу політичні ризики, санкції та рівень конкуренції на міжнародному ринку можуть як сприяти, так і ускладнювати розвиток вітчизняних надрокористувачів, особливо для компаній, що працюють у нестабільних регіонах [88].

6. Зростаючий тиск на дотримання екологічних стандартів і соціальної відповідальності з боку міжнародної спільноти [89] може збільшувати витрати та впливати на економічну привабливість нафтогазових проєктів.

7. В умовах воєнного стану особливого значення набувають безпекові та відновлювальні аспекти, пов'язані з руйнуванням виробничої і транспортної інфраструктури, зростанням інвестиційних ризиків, обмеженням доступу до окремих родовищ, порушенням логістичних ланцюгів та необхідністю захисту критично важливих енергетичних об'єктів, що обумовлює посилення ролі інституційних та організаційних складових механізму, спрямованих на забезпечення стійкості функціонування галузі.

8. Визначальним залишається вплив державної політики у сфері енергетичної безпеки, яка в сучасних умовах орієнтована на стабільне функціонування паливно-енергетичного комплексу, нарощування власного видобутку вуглеводнів, зменшення імпортої залежності та формування передумов для довгострокової економічної стійкості. Ефективність використання нафтогазових родовищ також значною мірою залежить від рівня

технологічного розвитку підприємств, якості геологічної інформації, доступності фінансових ресурсів та стабільності нормативно-правового середовища.

Внутрішні умови функціонування нафтогазових родовищ охоплюють їх ресурсний потенціал, рівень забезпеченості засобами, предметами та трудовими ресурсами, а також ефективність їх використання. Важливе значення мають фінансові взаємовідносини між структурними підрозділами родовища, між родовищем і персоналом та іншими суб'єктами господарювання, що визначають узгодженість економічних інтересів [90]. До суттєвих складових належать також ступінь досконалості організаційної структури, якість систем управлінського, фінансового та податкового обліку, рівень аналітичного забезпечення витрат і можливості їх оптимізації, а також загальна ефективність управління виробничо-господарською діяльністю [91].

Вважаємо, що зазначене обумовлює необхідність врахування сукупного впливу внутрішніх і зовнішніх чинників, оскільки здатність своєчасної адаптації до їх змін визначає ефективність функціонування організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ України в умовах воєнного часу та повоєнного відновлення. Це створює передумови для підвищення результативності виробничо-економічної діяльності операторів родовищ, зростання рентабельності видобутку, поліпшення фінансових показників родовищ, а також розширення їхніх можливостей щодо відтворення ресурсної бази та інвестиційного розвитку.

Відтак формування гнучкого та адаптивного організаційно-економічного механізму є основною умовою забезпечення стійкого функціонування нафтогазового сектору в кризових умовах воєнного часу. Комплексний підхід до управління виробничим потенціалом нафтогазових родовищ сприяє підвищенню енергетичної безпеки держави, зміцненню конкурентоспроможності галузі та її сталому розвитку у період повоєнного відновлення.

Загалом встановлено, що організаційно-економічний механізм використання нафтогазових родовищ є складною впорядкованою системою взаємопов'язаних елементів, яка поєднує об'єктивну дію ринкових економічних законів (попиту, пропозиції та конкуренції) із суб'єктивною складовою управління, що відображає цілі та інтереси учасників господарської діяльності. Такий механізм функціонує як єдність забезпечувальної, функціональної та цільової підсистем і спрямований на підвищення ефективності діяльності суб'єктів господарювання у нафтогазовій галузі шляхом узгодження та реалізації системи економічних інтересів.

Обґрунтовано, що ефективний організаційно-економічний механізм використання нафтогазових родовищ України в умовах воєнного часу та повоєнного відновлення має ґрунтуватися на чіткій логіці та послідовності управлінських етапів, а саме від визначення стратегічних цілей і діагностики ризиків до формування програмних заходів та оцінювання результатів їх реалізації. При цьому його функціональне призначення не обмежується забезпеченням прибутковості, а охоплює зростання економічної цінності родовищ, підвищення інноваційної активності підприємств і зміцнення їх фінансової стійкості на засадах сталого розвитку.

1.3. Принципи та функціональні засади організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ

Для формування ефективного організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ України в умовах воєнного часу та повоєнного відновлення необхідне обґрунтування відповідного методологічного підґрунтя, ключовими складовими якого є принципи та критерії його побудови і функціонування. Саме принципи визначають логіку організації управлінських рішень, напрями взаємодії організаційних та економічних складових механізму, а також окреслюють межі прийняття

управлінських рішень в умовах високої капіталомісткості, довгострокового інвестиційного циклу та підвищеного рівня ризиків, характерних для нафтогазової галузі в сучасних умовах [93].

Разом із тим, ці принципи формуються і під впливом низки чинників, серед яких вагому роль відіграють такі, як обмеженість, невідновлюваність мінерально-сировинної бази, значне зростання витрат на розробку важкодобувних покладів, волатильність світових цін на енергоресурси, постійні зміни регуляторних вимог держави та необхідність впровадження стандартів сталого розвитку. Саме це зумовлює потребу у переході від фрагментарних управлінських рішень до системного підходу, котрий орієнтований на довгострокову економічну результативність та адаптивність до постійних змін зовнішнього середовища [94].

Крім того, загальносистемні (фундаментальні) принципи побудови організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ України виступають його методологічною основою та забезпечують формування ефективної системи управління економічною результативністю нафтогазової галузі [95]. Вони сприяють узгодженню стратегічних і оперативних управлінських рішень, раціональному використанню матеріально-ресурсного потенціалу, балансуванню інтересів держави та суб'єктів господарювання, а також формуванню передумов для зниження ризиків і підвищення інвестиційної привабливості нафтогазового сектору. На основі цих принципів у подальшому доцільно розглядати інструменти та управлінські підходи забезпечення економічної ефективності на різних етапах життєвого циклу нафтогазових родовищ [96].

Окрім цього, слід зазначити, що формування організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ України не обмежується лише системою загальносистемних принципів. Воно також базується на класичних принципах управління та галузевих (специфічних) принципах, які відображають галузеві особливості нафтогазової діяльності та виступають формою цілеспрямованого застосування об'єктивних економічних

законів у практиці управління [97]. У сукупності така багаторівнева система принципів забезпечує узгодженість управлінських рішень та підвищує адаптивність організаційно-економічного механізму до змін зовнішнього середовища [98]. Ієрархічну структуру принципів функціонування організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ України представлено на рис.1.6.



Рис.1.6. Ієрархічна структура принципів функціонування організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ України

Джерело: складено автором за [99-104; 108-109; 110-112; 114-115]

За результатами аналізу та узагальнення наукових підходів можна відзначити, що сучасній економічній думці принципи розглядаються як керівні ідеї, базові правила або вихідні положення, котрі визначають спрямованість і логіку що сприяє досягненню поставленої мети. У межах такого підходу обґрунтовано, що формування та реалізація принципів зумовлюється специфікою функціонування ринкової економіки, зокрема нестійкістю розвитку ринкових відносин, не завжди дією механізмів вільного ціноутворення та загострення конкуренції між виробниками. Зазначені чинники суттєво впливають на умови ведення господарської діяльності нафтогазовидобувних підприємств і повинні бути враховані при побудові організаційно-економічного механізму їх діяльності [99].

Загальносистемні (фундаментальні) принципи надрокористування відображають базові закономірності взаємодії суспільства, держави та природи. Вони мають імперативний характер і формують загальні правові та етичні засади функціонування енергетичного комплексу. Разом із цим, принцип єдності та системної інтеграції [105] забезпечує взаємозв'язок і гармонізацію дій на всіх рівнях управління родовища. Відхиленням від єдності у будь-якому елементі OEM може негативно позначитися на загальній результативності використання надр. У доповнення до попереднього, принцип відповідальності, котрий базується на чіткому закріпленні повноважень та обов'язків між усіма учасниками процесу надрокористування для досягнення кінцевого результату [107].

Важливим є також дотримання принципу безперервності та надійності [106; 107], що передбачає стабільність управлінських процесів виробничої діяльності й вимагає постійного моніторингу та коригування параметрів розробки покладів нафти й газу.

Блок класичних управлінських принципів менеджменту нафтогазових родовищ визначає безпосередню логіку побудови внутрішніх бізнес-процесів нафтогазовидобувної компанії та традиційно поділяється за двома векторами спрямування:

1. За організаційним спрямуванням:

- принцип цільової стратегічної спрямованості [113], який орієнтує всі дії та ресурси організації на виконання довгострокових планів;
- принцип організаційної взаємодії [116], що забезпечує злагоджену роботу підрозділів (геологів, інженерів економістів) як єдиного цілого;
- принцип ієрархічної адаптації [117], визначає здатність структури реагувати на зміну ринкових умов шляхом послідовної перебудови діяльності.

2. За економічним спрямуванням:

- принцип ресурсного забезпечення [119] передбачає раціональне залучення та розподіл матеріальних фінансових людських ресурсів;
- принцип економічності та ефективності [120] вимагає, щоб витрати на стимулювання розвитку родовища були меншими за отримані фінансові вигоди;
- принцип урахування інтересів зацікавлених сторін [47] передбачає гармонізацію потреб власників бізнесу працівників держави та місцевих громад.

У доповнення до загальносистемних і класичних управлінських принципів галузеві (специфічні) принципи розробки нафтогазових родовищ відображають унікальну промислово-технологічну та геологічну природу видобувного сектору паливно-енергетичного сектору.

Так, принцип стабільності розробки родовища передбачає диверсифікацію управлінських рішень, котрі залежать від стадії життєвого циклу родовища. Саме реалізація цього принципу дозволяє здійснювати коригування структури витрат, інвестицій та методів стимулювання нафтогазових родовищ в залежності від продуктивності покладів і рівня ризику.

Принцип ризикоорієнтованості полягає у системному врахуванні геологічних, технологічних, технічних, фінансових, цінових, екологічних, військових та регуляторних ризиків при формуванні управлінських рішень й передбачає використання сценарного аналізу, стрес-тестування та ризик-

менеджменту, що сприятиме мінімізації витрат і підвищенні стійкості економічного результату проекту.

Згідно принципу технологічної доцільності відбувається вибір та впровадження технологічного рішення з урахуванням геологічної специфіки умов нафтогазового родовища, рівня обводненості, глибини залягання та фізико-хімічних характеристик покладів. Дотримання цього принципу сприяє отриманню оптимального співвідношення між технологічною складовою, капітальними витратами та розміром очікуваного економічного ефекту.

Відповідно до принципу ресурсної обмеженості управління нафтогазовим родовищем має бути спрямоване на максимізацію коефіцієнтів вилучення ресурсів за умови мінімальних витрат. Реалізація цього принципу передбачає застосування методів, котрі сприяють підвищенню нафто- та газовилученню, оптимізації режимів експлуатації та контролю технологічних витрат.

Критичний аналіз сформованої багаторівневою систему принципів дозволяє зробити висновок, що їх традиційне наповнення в наявні науковій літературі носить здебільшого екстраполяційний, пасивний та суто аналітичний характер. Класична теоретична основа детально описує існуючі правила, проте виявляється критично обмеженим в умовах граничної воєнно-економічної турбулентності, масштабного пошкодження критичної інфраструктури паливно-енергетичного комплексу та дефіциту капіталу.

Зазначене зумовлює об'єктивну необхідність наукового переосмислення та векторної трансформації базових принципів. Статистичне адмініструванню має бути замінено на превентивне антикризове управління, з використанням технологій Smart Field, Big Data та штучного інтелекту, що дозволить замінити ліквідацію наслідків криз предиктивним сценарним моделюванням [121].

Водночас під впливом євроінтеграційних процесів традиційні критерії оцінки нафтогазових родовищ (орієнтація на валовий видобуток) трансформуються в систему створення спільної вартості, декарбонізації та впровадження стандартів ESG-комплаєнсу [122]. Концептуальну логіку,

ключові напрями та практичні інструменти такої модернізації управлінських принципів розкрито у підрозділі 3.1.

Отже, специфічні принципи організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ насамперед сприяють відображенню галузевих особливостей видобувної діяльності та формуванню основ для адаптації організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ до умов невизначеності, воєнного стану, обмеженості ресурсів і високих ризиків. Саме їх врахування дозволяє підвищити результативність управлінських рішень та забезпечувати стійку економічну ефективність розробки родовища у довгостроковій перспективі.

Крім вищезазначених принципів формування організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ України, доцільно визначити відповідні функції його реалізації. Саме через систему функцій забезпечується практична імплементація принципів, що застосовуються в процесі управління економічною ефективністю використання нафтогазових родовищ в умовах воєнного часу та повоєнного відновлення.

Водночас функції відображають зміст, спрямованість та інструментарій впливу організаційно-економічного механізму на управлінські процеси, зокрема планування, організацію, координацію, мотивацію та контроль діяльності суб'єктів господарювання нафтогазового сектору, а саме:

- стратегічна функція, котра забезпечує формування довгострокових цілей розвитку родовища з урахуванням стадії його життєвого циклу, ресурсного потенціалу, ринкової кон'юнктури та регуляторного середовища, що сприяє узгодженню економічних інтересів підприємства з національними пріоритетами енергетичної безпеки;

- інвестиційна функція, яка сприяє доцільності капіталовкладень, вибору оптимального напрямку інвестування, оцінці ефективності проєктів (NPV, PI, PP, IRR) та управління інвестиційними ризиками притаманними для нафтогазової діяльності;

– організаційно-координаційна функція, котра забезпечує узгодженість усіх дій учасників процесу розробки родовища, оптимізацію організаційної структури управління, розподіл відповідальності та координацію процесів таких як виробничі, фінансові та логістичні;

– регуляторна функція, згідно з якою відбувається врахування та адаптація діяльності підприємства до вимог нормативно-правового середовища, систем ліцензування, податкового та рентного регулювання, а також екологічних стандартів, котрі обов'язково враховуються при формуванні внутрішніх регламентів і стандартів діяльності;

– мотиваційна функція, що націлена на формування ефективної системи матеріального та нематеріального стимулювання персоналу, котрий зацікавлений у підвищенні продуктивності та раціональному використанні ресурсів та досягненні цільових показників економічної ефективності;

– контрольна функція, відповідно до якої забезпечується постійний моніторинг результатів діяльності, дотримання планових показників, ефективності використання ресурсів і своєчасності виявлення відхилень з метою прийняття коригувальних управлінських рішень;

– адаптивна функція, реалізується через здатність механізму оперативно реагувати на зміни зовнішнього середовища, а саме цінові коливання на енергоресурси, геополітичні та військові ризики, технологічні зрушення та зміну регуляторних умов.

Взаємозв'язок між принципами та функціями формування організаційно-економічного механізму має причинно-наслідковий характер [123]. Аналіз показав, що принцип системності та єдності реалізується через стратегічну та координаційну функцію, котрі забезпечують цілісність управління родовищем. Щодо принципу адаптивності, то він знаходить своє практичне значення у втіленні в адаптивній та інвестиційній функціях, котрі дозволяють вносити коригування параметрів проєкту, котрі залежать від змін зовнішнього середовища. Мотиваційна та контрольна функція сприяють реалізації принципу відповідальності та мотивації. Реалізація принципу

економічної доцільності та ефективності безпосередньо пов'язана з інвестиційною та регуляторною функціями, котрі забезпечують оптимізацію витрат та доходів.

Водночас, система функцій формування організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ, відображає насамперед логіку управлінського впливу саме на ключові процеси розробки та експлуатації нафтогазових родовищ. Вважаємо, що саме взаємодія стратегічної, інвестиційної, організаційно-координаційної, регуляторної, мотиваційної, контрольної та адаптивної функції дозволяє забезпечити комплексний підхід до управління економічною ефективністю та дозволяє узгодити внутрішній ресурсний потенціал родовища із зовнішніми ринковими та інституційними викликами. Така реалізація зазначених функцій створює передумови для зниження ризиків та досягнення довгострокової економічної результативності нафтогазових родовищ.

Отже, дослідивши основні аспекти побудови організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ, можна зробити висновок, що на сьогодні існує певна кількість аспектів, які залишаються недостатньо вивченими та потребують подальшого наукового дослідження. Це відкриває можливості для подальшого розвитку й вдосконалення підходів до формування та реалізації організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ.

Вивчення цих аспектів сприятиме більш ефективній адаптації нафтогазового родовища до змін ринкового середовища, підвищенню їх конкурентоспроможності та стійкості на ринку. Крім того, це дозволить удосконалити управлінські процеси, що стосуються ресурсного забезпечення, інноваційного розвитку, підвищення продуктивності та екологічної відповідальності. Залишається актуальним подальше дослідження інтеграції цифрових технологій та інновацій, що сприятиме оптимізації управлінських рішень і забезпечить нафтогазовим родовищам стабільний розвиток в умовах глобальної економіки.

Підсумовуючи аналіз принципів і функцій формування організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ України, слід зазначити, що його ефективність ґрунтується на системному підході та чітко визначеному методологічному підґрунті, ключовим елементом якого є сукупність фундаментальних принципів. Необхідність такого підходу зумовлена специфікою нафтогазової галузі, що характеризується високою капіталомісткістю проєктів, тривалим інвестиційним циклом, обмеженістю та невідновлюваністю ресурсної бази, а також підвищеним рівнем виробничих, фінансових, ринкових і воєнних ризиків.

Також варто відзначити, що багаторівнева система принципів формування організаційно-економічного механізму забезпечує логічну узгодженість управлінських рішень і підвищує адаптивність системи управління до змін зовнішнього середовища. Запропонована в розділі систематизація охоплює три взаємопов'язані групи принципів. Загальні принципи формують основу інтеграції всіх елементів механізму в єдину цілісну систему та забезпечують стабільність управлінських процесів. Принципи управління поділяються на організаційні та економічні, що дозволяє комплексно враховувати як управлінські, так і фінансово-економічні аспекти діяльності. До специфічних віднесено принципи, що відображають галузеві особливості нафтогазової діяльності.

У дисертації доведено, що практична реалізація зазначених принципів здійснюється через систему функцій організаційно-економічного механізму. Встановлено причинно-наслідковий взаємозв'язок між принципами та функціями, що формує підґрунтя для комплексного підходу до управління економічною ефективністю використання нафтогазових родовищ. Це забезпечує узгодження внутрішнього ресурсного потенціалу підприємств із зовнішніми ринковими, інституційними та регуляторними викликами, сприяє зниженню рівня ризиків і формуванню стійкої траєкторії розвитку нафтогазових проєктів в умовах невизначеності.

1.4. Інституційні засади та нормативно-правове регулювання використання нафтогазових родовищ в Україні

Інституційні механізми та регуляторна політика у нафтогазовій сфері, відіграють основну роль у формуванні сприятливих умов для економічного зростання, стабільного інвестування та розвитку технологічної бази нафтогазових родовищ. У контексті ринкових викликів, державних регуляторних вимог та особливостей воєнного і повоєнного періоду використання нафтогазових родовищ потребує розробки та впровадження ефективних інституційних інструментів, які дозволяють оптимізувати виробничі процеси, підвищити конкурентоспроможність, забезпечити енергетичну безпеку держави та знизити екологічні ризики.

За визначенням Колеснікової Г., інституційні засади використання нафтогазових родовищ – це динамічний процес формування формальних і неформальних правил, що визначають поведінку учасників ринку; організаційне оформлення системи норм і регламентів, інституційно закріплених у вигляді підприємств, інфраструктурних структур та органів державної влади, а також функціональних правил, що регулюють ринкові відносини (ціноутворення, конкуренцію, трудові відносини, власність і підприємництво) [124]. У свою чергу, Сидорчук О. та Хандій О. трактують інституційне забезпечення державного регулювання як сукупність інституцій та інститутів соціальної, нормативно-правової й економічної спрямованості [125].

Беручи до уваги наведені підходи, можна узагальнити, що інституційне забезпечення процесу використання нафтогазових родовищ є результатом взаємодії сукупності нормативно-правових, економічних і соціальних інститутів, спрямованих на трансформацію бізнес-моделей нафтогазових підприємств, систем публічного управління, а також загальнонаціональних, корпоративних і індивідуальних ціннісних орієнтирів на основі впровадження ефективних управлінських та регуляторних інструментів.

Водночас, основними завданнями інституційних засад використання нафтогазових родовищ є:

1. Формування сприятливого регуляторного середовища шляхом розробки та вдосконалення правових норм, що стимулюють раціональне використання ресурсів, забезпечують стабільність для інвестицій та сприяють технологічним інноваціям у видобувній сфері.

2. Залучення інвестицій та розвиток партнерських відносин та забезпечення механізмів для залучення внутрішніх і зовнішніх інвестицій, стимулювання співпраці з міжнародними партнерами й інвесторами для підвищення рівня технологічного оснащення галузі.

3. Підвищення екологічної відповідальності й забезпечення відповідності видобувної діяльності екологічним стандартам через розробку інституційних механізмів контролю, що сприяє зменшенню негативного впливу на навколишнє середовище.

4. Оптимізація управлінських процесів й впровадження ефективних управлінських практик для підвищення продуктивності, мінімізації витрат і забезпечення стабільної економічної ефективності нафтогазових родовищ.

5. Забезпечення кваліфікованого кадрового потенціалу і розвиток програм професійної підготовки та підвищення кваліфікації працівників для адаптації до сучасних вимог та інновацій у нафтогазовій галузі.

Практика свідчить, що на сьогодні інституційне забезпечення має охоплювати такі складові: об'єкти та суб'єкти управління, принципи, методи та інструменти управління. При цьому необхідно враховувати, що функціонування нафтогазових родовищ регулюється механізмами державного управління, які являють собою систему економічних, організаційних і правових (політичних) способів цілеспрямованої взаємодії зацікавлених сторін, спрямованих на забезпечення ефективного розвитку галузі. Відповідно, інституційні засади мають формуватися на основі принципу змістовної узгодженості та однорідності управлінських інструментів.

Тому, інституційні засади використання нафтогазових родовищ формуються в межах багаторівневої системи державного управління, що охоплює сукупність органів влади та спеціалізованих інституцій, відповідальних за регулювання доступу до нафтогазоносних надр, ліцензування діяльності, контроль за дотриманням вимог законодавства та забезпечення раціонального використання природних ресурсів.

Суб'єктами державного регулювання у сфері видобутку нафти та газу є органи державної влади різних рівнів ієрархії, діяльність яких спрямована на формування нормативно-правових, економічних та організаційних умов функціонування нафтогазової галузі (рис. Б.1 додатку Б). До них належать органи законодавчої та виконавчої влади, а також спеціалізовані центральні органи виконавчої влади, що здійснюють регулювання доступу до нафтогазоносних надр, ліцензування користування надрами, контроль за дотриманням екологічних та технічних вимог, а також реалізацію державної політики у сфері надрокористування.

Координація діяльності зазначених суб'єктів забезпечує узгодженість інтересів держави, суб'єктів господарювання та суспільства, сприяє підвищенню ефективності використання нафтогазових ресурсів і формуванню стабільного інституційного середовища розвитку галузі.

Об'єктами державного управління у сфері видобутку нафти та газу є суб'єкти господарювання нафтогазової галузі, зокрема компанії та підприємства, що здійснюють геологорозвідувальні роботи, промислову розробку родовищ, видобуток і первинну підготовку вуглеводневої сировини. Вплив держави на зазначені об'єкти реалізується через комплекс взаємопов'язаних механізмів, які формують цілісну систему державного регулювання нафтогазової галузі та охоплюють економічну, організаційну, правову й екологічну складові. Таким чином, у структурі механізму державного регулювання нафтогазової галузі доцільно виокремити такі складові:

1. Економічний механізм, функціонування якого забезпечується сукупністю фінансово-економічних інструментів, спрямованих на стимулювання раціонального використання надр та підвищення ефективності господарської діяльності. До них належать біржові аукціони, фінансові трансферти, угоди про розподіл продукції, обов'язкове страхування, механізми прозорого ціноутворення на нафту, плата за користування надрами (рентні платежі), екологічні податки, операції з купівлі-продажу геологічної інформації, система штрафних санкцій, інструменти «зеленого» фінансування, зокрема пайові екологічні акції, а також пільгове кредитування проєктів екологічної модернізації [127].

2. Організаційний механізм, який передбачає формування та реалізацію інституційних і управлінських рішень, спрямованих на забезпечення сталого розвитку нафтогазової галузі. Його основними елементами є впровадження галузевої стратегії сталого розвитку [128], ведення державного кадастру родовищ і проявів корисних копалин, здійснення паспортизації нафтових родовищ, створення та функціонування національної інформаційної онлайн-платформи у сфері надрокористування, формування інтерактивних інформаційних карт впливу об'єктів нафтовидобувної галузі на навколишнє природне середовище, ведення профілів суб'єктів господарювання – надрокористувачів, а також запровадження системи регулярної звітності щодо результатів екологічної модернізації підприємств нафтовидобувної галузі.

3. Інституційні засади є основною складовою механізму державного регулювання нафтогазової галузі та передбачає його диференціацію за двома рівнями управління, а саме національним і галузевим. На національному рівні ефективно функціонування інституційного середовища потребує забезпечення політичної стабільності та демократичних засад управління, зниження рівня корупції [129], утвердження верховенства права, реалізації політики деофшоризації та детінізації національної економіки, підвищення прозорості й результативності діяльності політичних інститутів, а також покращення якості державного регулювання загалом [130]. Сукупність зазначених умов

формує сприятливе макроінституційне середовище, у межах якого створюються передумови для сталого розвитку нафтогазової галузі та зростання її інвестиційної привабливості.

За результатами аналізу можна зазначити, що інституційні засади використання нафтогазових родовищ включає в себе:

- нормативно-правове забезпечення [131];
- організаційне забезпечення [133];
- інформаційне забезпечення [134];
- науково-аналітичне забезпечення [135].

Саме нормативно-правове забезпечення при цьому виступає системою «функцій-правил» [132], які через податкові важелі та регуляторні норми визначають межі економічної ефективності кожного окремого родовища.

Так, нормативно-правове регулювання використання нафтогазових родовищ в Україні регулюється рядом законів та нормативних актів, зокрема законами, що визначає основні правові, економічні та організаційні засади діяльності нафтогазової галузі. Доповнюють зазначену нормативно-правову базу накази Міністерства захисту довкілля та природних ресурсів України оприлюднені на офіційному веб-сайті відомства, які забезпечують правове підґрунтя для реалізації державної політики у сфері використання нафтогазових родовищ.

Рівень загального та кодифікованого законодавства перш за все ґрунтується на положеннях Конституції України (1996) [25], яка визначає природні ресурси як об'єкт державної власності та закріплює пріоритет державної політики у сфері охорони довкілля й раціонального природокористування. Зокрема, ст. 13 Конституції України встановлює, що «земля, її надра, атмосферне повітря, внутрішні морські води, територіальне море, континентальний шельф, природні ресурси є об'єктами права власності Українського народу», а ст. 16 Конституції закріплює обов'язок держави щодо охорони природного середовища. Ці конституційні норми визначають фундаментальні принципи, на яких базуються спеціальні правові акти у сфері

надрокористування, енергетики та екології, що безпосередньо впливають на економічну ефективність видобутку.

Цивільний кодекс України (2003) [136] встановлює загальні правові засади здійснення господарської діяльності, режим власності, правовий статус майна, договорів та відповідальності, що забезпечує правову визначеність у відносинах між державою, суб'єктами господарювання та інвесторами. У частині регулювання використання надр та укладання договірних відносин важливе значення мають ст. 12 (права на землю і надра), ст. 558–562 (права власності та користування природними ресурсами), ст. 1049–1053 (умови та порядок укладання договорів про спільну діяльність) Цивільного кодексу України.

Також, основою нормативно-правового регулювання нафтогазової діяльності є Кодекс України «Про надра» (1994) [3] та низка нормативних актів, що визначають правові умови доступу до ресурсів, порядок ліцензування, умови користування надрами, державний контроль та відповідальність. Зокрема, ст. 4 Кодексу України «Про надра» визначає, що надра є власністю українського народу та використовуються на підставі спеціального дозволу (ліцензії). У ст. 7 цього Закону визначено принципи використання надр, серед яких: раціональність використання, охорона надр, охорона довкілля, забезпечення економічної ефективності використання корисних копалин. Ст. 11 регламентує порядок отримання спеціального дозволу, а ст. 12 встановлює умови, за яких видається дозвіл (ліцензія), зокрема вимоги до інвесторів, фінансової спроможності, наявності матеріально-технічної бази та дотримання екологічних норм. Важливими є ст. 20–22, які визначають права та обов'язки користувачів надр, а також ст. 24, що встановлює умови припинення дії дозволу.

Земельний кодекс України [137] відіграє важливу роль у формуванні інституційних засад використання нафтогазових родовищ, оскільки регламентує правовий режим земель, що використовуються для розміщення об'єктів геологічного вивчення, буріння, видобування, транспортування та зберігання вуглеводнів. Зокрема, відповідно до ст. 19 та ст. 20 Кодексу

визначається цільове призначення земель, а ст. 65–66 відносять землі під об'єктами нафтогазової інфраструктури до категорії земель промисловості, транспорту, енергетики та іншого призначення, що створює правові передумови для реалізації видобувних проєктів. Важливе значення для використання родовищ мають положення ст. 91, 96 і 103 Земельного кодексу, які встановлюють обов'язки землекористувачів щодо раціонального використання земель, дотримання екологічних вимог та відшкодування збитків власникам земельних ділянок. Наявність чітко визначених процедур відведення земельних ділянок, встановлення сервітутів та компенсаційних механізмів зменшує транзакційні витрати надрокористувачів, прискорює реалізацію інвестиційних проєктів і, відповідно, позитивно впливає на економічну ефективність нафтогазових родовищ в Україні.

Податкове законодавство формує фінансові умови діяльності нафтогазових родовищ та має безпосередній вплив на їхню рентабельність. Податковий кодекс України [138] визначає систему оподаткування, включаючи податок на прибуток, ПДВ, податок на доходи фізичних осіб, а також спеціальні умови для видобувних родовищ. Важливими є норми щодо податкових пільг, амортизації, механізмів повернення ПДВ та інших податкових стимулів.

Окрему роль відіграє розділ IX. Рентна плата Податкового кодексу [139], який визначає порядок обчислення ренти за видобуток нафти і газу, ставки, базу оподаткування та порядок сплати. Рентна плата є одним з ключових елементів економічної ефективності, оскільки визначає фінансове навантаження на підприємства та впливає на інвестиційні рішення щодо розвідки та видобутку нових родовищ.

Спеціальне галузеве законодавство представляється рядом законів, серед яких варто виділити Закон України «Про нафту і газ» [2], котрий є базовим галузевим нормативно-правовим актом, що визначає правові, економічні та організаційні засади діяльності у сфері видобування, транспортування, зберігання і переробки нафти та природного газу. У

контексті використання нафтогазових родовищ особливе значення мають положення ст. 4 та ст. 5 цього Закону, які закріплюють принципи державної політики у галузі, зокрема раціональне використання ресурсів, розвиток конкуренції та забезпечення енергетичної безпеки. Статті 10–13 регламентують права та обов'язки суб'єктів господарювання у сфері нафтогазовидобування, що формує правову визначеність виробничої діяльності та знижує регуляторні ризики для інвесторів. Крім того, норми Закону «Про нафту і газ» щодо доступу до нафтогазотранспортної інфраструктури, вимог промислової та екологічної безпеки безпосередньо впливають на структуру витрат видобувних підприємств і, відповідно, на рівень економічної ефективності освоєння родовищ.

Закон України «Про угоди про розподіл продукції» (далі, УРП) [140] формує спеціальний інституційно-економічний механізм залучення інвестицій у розвідку та видобування вуглеводнів, зокрема на родовищах зі складними геологічними умовами або підвищеними інвестиційними ризиками. Відповідно до ст. 1 та ст. 2 цього Закону, угода про розподіл продукції є формою співпраці між державою та інвестором, за якої інвестор здійснює фінансування робіт за власний рахунок з подальшим відшкодуванням витрат за рахунок частини видобутої продукції. Положення ст. 7–9 визначають порядок укладення УРП та розподілу продукції, що забезпечує прогнозованість фінансових потоків і підвищує привабливість довгострокових інвестицій у видобувний сектор. Застосування цього механізму сприяє підвищенню економічної ефективності родовищ шляхом зниження бюджетного навантаження на державу, перерозподілу ризиків між сторонами та залучення сучасних технологій розвідки і видобутку.

Нормативно-правове забезпечення функціонування нафтогазової галузі також включає законодавство у сфері енергетики та ринку природного газу. Закон України «Про ринок природного газу» (2015 р., зі змінами) [141] визначає правові засади організації ринку газу. Нормативні положення цього закону впливають на економічну ефективність видобутку через формування

цінових умов, механізмів доступу до інфраструктури та стимулів до інвестицій у видобуток.

Енергетична стратегія України до 2050 року [142] визначає стратегічні цілі щодо забезпечення енергетичної незалежності, збільшення власного видобутку нафти та газу, модернізації інфраструктури та підвищення енергоефективності. Визначені в ній стратегічні орієнтири є важливими для формування державної політики у сфері видобутку та створення інституційних умов для розвитку галузі.

Закон України «Про ліцензування видів господарської діяльності» (2015 р.) [143] встановлює загальні правила ліцензування діяльності з геологічного вивчення, розвідки та видобування корисних копалин, що має прямий вплив на інституційні засади економічної ефективності, оскільки визначає правові вимоги до суб'єктів господарювання, забезпечує прозорість доступу до надр та підвищує рівень відповідальності за недотримання ліцензійних умов.

До законодавства, яке визначає державну політику у сфері геологічного вивчення, розвідки та видобування корисних копалин, належить Постанова КМ «Про затвердження Положення про Державну службу геології та надр України» [144], що встановлює стратегічні орієнтири розвитку галузі, пріоритети державної підтримки, механізми стимулювання інвестицій та впровадження інноваційних технологій. Нормативні положення цієї постанови є важливими для забезпечення стабільності інвестиційного клімату та підвищення конкурентоспроможності нафтогазових родовищ.

Окрему групу нормативних актів складають законодавчі норми щодо режиму іноземних інвестицій та захисту інвесторів, зокрема Закон України «Про режим іноземних інвестицій» [145], положення якого регламентують умови діяльності іноземних інвесторів у видобувній сфері, захист їхніх прав, гарантії недискримінації, а також механізми вирішення спорів.

Державний контроль за використанням та охороною надр здійснюється на підставі Закону України «Про державний контроль за використанням та

охороною надр» [146], в якому визначено повноваження державних органів щодо перевірок, контролю за дотриманням умов дозволів (ліцензій), відповідальність за порушення, а також механізми застосування санкцій.

Закон України «Про засади державної регуляторної політики у сфері господарської діяльності» [147] визначає загальні принципи регуляторної політики, які застосовуються до підприємств видобувної галузі, зокрема щодо мінімізації адміністративних бар'єрів, забезпечення прозорості регулювання та ефективності державного впливу.

Закон України «Про Антимонопольний комітет України» [148] встановлює механізми контролю за монопольними зловживаннями, картелями та недобросовісною конкуренцією у нафтогазовій галузі. У сфері видобутку нафти і газу антимонопольне регулювання забезпечує рівні умови доступу до ринку, сприяє конкуренції та запобігає зловживанням домінуючим становищем, що має важливе значення для економічної ефективності та розвитку галузі.

Також, система регулювання видобутку нафти і газу формується не лише законами, а й підзаконними актами, зокрема постановами Кабінету Міністрів України та наказами Держгеонадр, що безпосередньо визначають порядок надання спеціальних дозволів, аукціонів, вимоги контролю та інші аспекти діяльності, серед яких варто відзначити наступні:

– Постанова КМУ від 30.05.2011 № 615 «Про затвердження Порядку надання спеціальних дозволів на користування надрами» [149], що встановлює процедуру, умови та вимоги для отримання дозволу на користування надрами (ліцензії) та підстави для відмови в її видачі;

– Постанова КМУ від 23.09.2020 № 915 «Про внесення змін до Методики визначення початкової ціни продажу на аукціоні спеціального дозволу на право користування надрами» [150], що визначає механізм формування початкової ціни, що впливає на інвестиційну привабливість родовищ;

– Постанова КМУ від 23.09.2020 № 993 «Про затвердження Порядку проведення аукціонів з продажу спеціальних дозволів на користування

надрами» [151], що встановлює порядок проведення аукціонів із застосуванням електронних торгів, що підвищує прозорість доступу до ресурсів;

– Постанова КМУ від 07.11.2018 № 939 «Питання розпорядження геологічною інформацією» [152], що регламентує доступ та умови використання геологічної інформації, що є важливим для оцінки запасів і планування видобутку;

– Постанова КМУ від 31.10.2018 № 913 «Про затвердження критеріїв, за якими оцінюється ступінь ризику від провадження господарської діяльності у сфері геологічного вивчення та раціонального використання надр і визначається періодичність здійснення планових заходів державного нагляду (контролю) Державною службою геології та надр» [153], що встановлює критерії, за якими оцінюється ризик господарської діяльності у сфері геологічного вивчення і надрокористування;

– Постанова КМУ від 14.07.2025 № 845 «Про затвердження списків стратегічних і критичних мінералів» [154], що визначає родовища та ділянки, що мають стратегічне значення, і створює окремі інституційні стимули/обмеження для їхнього розвитку і доступу інвесторів.

Регуляторні накази Держгеонадр України, які безпосередньо забезпечують адміністрування електронних торгів, верифікацію геолого-економічної оцінки запасів та моніторинг виконання ліцензійних умов:

– Наказ Держгеонадр від 05.01.2026 № 1 «Про надання спеціальних дозволів на користування надрами» [155], що визначає перелік виданих дозволів;

– Наказ Держгеонадр від 05.01.2026 № 2 «Про внесення змін до спеціальних дозволів на користування надрами» [156], що регламентує зміни до умов доступу;

– Наказ Держгеонадр від 06.01.2026 № 3 «Про припинення дії спеціального дозволу на користування надрами № 5102» [157], що приклад застосування контролю та відповідальності;

– Наказ Держгеонадр від 22.04.2025 № 136 «Про затвердження Плану заходів з проведення аналізу та оптимізації робочих процесів на 2025 р.» [158], що приклад внутрішнього управлінського акта;

– серія наказів Держгеонадр № 152–155 від 28.04.2025 (про надання/відмову/внесення змін до спеціальних дозволів) [159], що демонструє практику оперативного регулювання.

– Накази Держгеонадр № 421–432 та № 421 від листопада-грудня 2025 [160], що включають затвердження переліків ділянок для аукціонів, внесення змін до спеціальних дозволів, відмови та позбавлення права на спеціальні дозволи.

Екологічне законодавство є важливим елементом нормативного забезпечення економічної ефективності, оскільки нафтогазова діяльність супроводжується значним впливом на довкілля, що потребує встановлення вимог щодо охорони навколишнього середовища та управління екологічними ризиками.

Закон України «Про охорону навколишнього природного середовища» [161] визначає загальні вимоги щодо охорони довкілля, встановлює правові основи екологічного контролю, оцінки стану довкілля та відповідальності за порушення. Важливим є положення щодо екологічних стандартів, які є обов'язковими для дотримання суб'єктами видобутку у нафтогазовій промисловості.

Закон України «Про оцінку впливу на довкілля» (ОВД) [162] регламентує порядок проведення оцінки впливу на довкілля для об'єктів, які можуть мати значний вплив на навколишнє середовище. У контексті нафтогазової діяльності ОВД є важливою процедурою, що забезпечує врахування екологічних ризиків, соціальних наслідків та необхідності мінімізації шкоди довкіллю. Відповідно до ст. 3 Закону, ОВД є обов'язковою процедурою для планованої діяльності, що може суттєво вплинути на довкілля, а ст. 10–12 визначають порядок проведення оцінки та участі громадськості.

Закон України «Про поводження з відходами» [163] встановлює правові засади управління відходами, що утворюються в процесі видобутку та переробки нафти і газу. Положення цього закону визначають вимоги щодо класифікації відходів, умов їхнього зберігання, утилізації та рекультивації територій. Недотримання вимог цього закону може призвести до значних фінансових санкцій, що негативно впливає на економічну ефективність підприємств нафтогазової галузі.

Закон України «Про забезпечення прозорості у видобувних галузях» [164] формує інституційні засади підвищення відкритості та підзвітності діяльності суб'єктів нафтогазового сектору, що безпосередньо впливає на економічну ефективність освоєння нафтогазових родовищ. Відповідно до ст. 1 та ст. 3 цього Закону, його положення імплементують вимоги Ініціативи прозорості видобувних галузей (EITI) та зобов'язують компанії розкривати інформацію щодо платежів державі, умов ліцензування та обсягів видобутку. Норми ст. 5–7 регламентують порядок підготовки та оприлюднення звітів, що сприяє зменшенню інформаційної асиметрії між державою, інвесторами та суспільством. Підвищення рівня прозорості знижує корупційні ризики, посилює довіру інвесторів і кредиторів, покращує інвестиційний клімат у нафтогазовій галузі та, як наслідок, створює інституційні передумови для зростання економічної ефективності нафтогазових родовищ в Україні.

Нафтогазові родовища є об'єктами підвищеної небезпеки, тому нормативні вимоги щодо охорони праці та промислової безпеки є основним для забезпечення стабільного функціонування та мінімізації ризиків аварій.

Закон України «Про охорону праці» [165] визначає загальні вимоги до системи управління охороною праці, обов'язки роботодавців щодо створення безпечних умов праці, проведення інструктажів, навчання та контролю. Ст. 6 цього закону закріплює обов'язок роботодавця забезпечувати безпечні умови праці, ст. 14 – забезпечення працівників засобами індивідуального захисту, ст. 19 – забезпечення навчання з охорони праці.

Також Закон України «Про об'єкти підвищеної небезпеки» [166] встановлює вимоги до промислової безпеки на об'єктах видобутку, зокрема щодо обов'язковості розробки документації з промислової безпеки, організації системи управління безпекою, проведення технічного огляду та контролю. Дотримання вимог цього закону забезпечує зниження ризиків аварій, зменшення втрат продукції та людських ресурсів, що безпосередньо впливає на економічну ефективність.

Сучасні інституційні засади нафтогазової галузі в Україні не можуть бути повністю забезпечені без урахування міжнародних стандартів та європейських норм, що визначають вимоги до управління ризиками, охорони довкілля, безпеки праці та корпоративного управління. До основних міжнародних документів, які мають значення для використання нафтогазових родовищ, належать:

1. Угода про асоціацію між Україною та ЄС (розділ енергетики та довкілля) [167], яка встановлює зобов'язання щодо гармонізації українського законодавства з нормами ЄС, зокрема в частині енергетичної політики, прозорості ринку, екологічних вимог.

2. Енергетична хартія (Energy Charter Treaty) [168], яка визначає принципи захисту інвестицій у енергетичній сфері, сприяє захисту прав інвесторів та вирішенню спорів.

3. Міжнародні стандарти ISO серед яких варто виділити:

– ISO 9001 (система управління якістю), що забезпечує підвищення продуктивності, зниження витрат та підвищення конкурентоспроможності [169];

– ISO 14001 (система екологічного управління) [170], що забезпечує контроль впливу на довкілля, зниження ризиків, оптимізацію ресурсоспоживання;

– ISO 45001 (система управління охороною праці та безпекою) [171], що сприяє зниженню виробничих травм, аварій та безпосередньо впливає на економічну ефективність нафтогазових родовищ.

4. Стандарти ОЕСР (OECD) [172] щодо інвестиційної політики, прозорості та боротьби з корупцією мають значення для формування інвестиційного клімату в галузі.

Також, формування інституційних засад використання нафтогазових родовищ у країнах Європейського Союзу відбувається в межах реалізації енергетичних пакетів ЄС, які послідовно трансформували енергетику з адміністративно регульованої галузі у конкурентний, інтегрований та екологічно орієнтований ринок. Основну роль у цьому процесі відіграють Третій та Четвертий енергетичні пакети, імплементація яких визначає сучасні умови функціонування видобувних підприємств, зокрема й у країнах–членах Міжнародної організації «Енергетичного Співтовариства», до яких належить Україна з 2011 року [173].

Третій енергетичний пакет ЄС, ухвалений у 2009 році, заклав фундаментальні інституційні передумови ринкової ефективності енергетичного сектору. Його концептуальною основою стало трактування енергоресурсів як повноцінного товару, обіг якого має здійснюватися за ринковими правилами, з мінімізацією адміністративних бар'єрів та дискримінаційного доступу до інфраструктури. Для нафтогазових підприємств це означало формування середовища, в якому можливість реалізації продукції визначається не вертикально інтегрованими монополіями, а умовами відкритої конкуренції.

Центральним інституційним механізмом Третього енергетичного пакета є анбандлінг, тобто розділення конкурентних видів діяльності (видобуток і постачання) та природно-монопольних функцій (транспортування та управління мережами). Запровадження анбандлінгу усуває конфлікт інтересів, за якого власник транспортної інфраструктури водночас є учасником ринку видобутку, і, відповідно, має стимули до обмеження доступу конкурентів. Для економічної ефективності нафтогазових родовищ це має принципове значення, оскільки забезпечує гарантований і недискримінаційний доступ до

трубопроводних мереж, знижує транзакційні витрати та запобігає штучному завищенню тарифів.

Важливим інституційним елементом Третього енергопакета є також створення незалежних національних регуляторів, які мають бути відокремленими від політичного впливу та галузевих інтересів. Такі регулятори забезпечують прогнозованість і стабільність регуляторного середовища, встановлюють тарифи, здійснюють контроль за дотриманням ринкових правил та мають повноваження застосовувати санкції. Координацію регуляторної діяльності на наднаціональному рівні здійснює Агентство зі співробітництва енергетичних регуляторів (ACER), що сприяє уніфікації підходів та зниженню регуляторних ризиків для інвесторів у видобувний сектор.

Окреме значення для використання нафтогазових родовищ має інтеграція в транскордонні енергетичні мережі через Європейську мережу операторів систем передачі газу (ENTSOG). Гармонізація технічних стандартів, правил балансування та управління потоками газу забезпечує можливість оптимального використання інфраструктури та відкриває доступ родовищ до ширших європейських ринків збуту. У результаті інтеграції енергетичних ринків досягається макроекономічний ефект у вигляді оптимізації генерації, балансування та зниження цінових диспропорцій, що, за оцінками Європейської Комісії, забезпечує щорічне зростання соціального добробуту країн-учасниць та кінцевих споживачів енергоресурсів в межах 16–43 млрд євро.

Подальша еволюція інституційних засад відбулася в межах Четвертого енергетичного пакета ЄС «Чиста енергія для всіх європейців», ухваленого у 2019 році. На відміну від Третього пакета, який був зосереджений на створенні конкурентного ринку, Четвертий енергопакет зміщує акцент на екологічну ефективність, декарбонізацію та кліматичну нейтральність. Для нафтогазового сектору це означає зміну парадигми використання родовищ.

Основною метою Четвертого енергетичного пакета є сприяння енергетичному переходу від викопних видів палива до відновлюваних джерел енергії. У цьому контексті використання нафтогазових родовищ дедалі більше залежить від їх здатності адаптуватися до жорсткіших екологічних вимог, скорочення викидів парникових газів та підвищення енергоефективності виробничих процесів. Пакет встановлює стратегічні орієнтири розвитку нафтогазової галузі до 2030 року, зокрема досягнення частки відновлюваних джерел енергії на рівні не менше 32 %, підвищення енергоефективності щонайменше на 32,5 %, а також формування курсу на кліматично нейтральну економіку до 2050 року.

Додатковим інституційним виміром Четвертого енергетичного пакета є розвиток цифровізації та нової цільової моделі організації енергетичного ринку. Запровадження сучасних ІТ-рішень, систем управління попитом та гнучких механізмів балансування формує нові вимоги до нафтогазовидобувних компаній, які мають інтегруватися в складні, динамічні енергетичні системи. Таким чином, ефективність використання нафтогазових родовищ визначається не лише обсягами видобутку, а й здатністю до інноваційної та технологічної адаптації.

Для України імплементація Третього та Четвертого енергетичних пакетів має як значні можливості, так і суттєві ризики. З одного боку, впровадження норм Третього енергопакета вже сприяло усуненню бар'єрів між ринками, підвищенню прозорості та безпеки постачання, що позитивно позначається на використанні вітчизняних нафтогазових родовищ. З іншого боку, недостатня адаптація до вимог Четвертого енергопакета може призвести до втрати конкурентоспроможності продукції на європейських ринках. Застосування в ЄС механізмів карбон-трекінгу та екологічного маркування означає, що продукція з високим вуглецевим слідом поступово витіснятиметься з ринку, що створює прямі економічні загрози для української видобувної галузі.

Узагальнюючи, можна стверджувати, що інституційні засади використання нафтогазових родовищ у концепції Європейського Союзу еволюціонує від забезпечення недискримінаційного доступу до

інфраструктури та ринків (Третій енергетичний пакет) до забезпечення екологічної відповідності та кліматичної нейтральності (Четвертий енергетичний пакет). За цих умов рівень використання нафтогазових родовищ визначається не лише рівнем собівартості видобутку, а й відповідністю продукції екологічним стандартам Єдиного енергетичного ринку, що має бути враховано при формуванні організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ України.

Проведений аналіз нормативно-правового регулювання використання нафтогазових родовищ дав можливість сформулювати таблицю Б.1 додатку Б, в якій узагальнено вплив нормативно-правової бази України на елементи організаційно-економічного механізму регулювання використання нафтогазових родовищ.

Аналіз нормативно-правових актів, систематизований у таблиці Б.1 додатку Б, свідчить про багаторівневий та комплексний характер інституційних засад використання нафтогазових родовищ в Україні. Чинна законодавчо-нормативна база формує цілісну систему регулювання, у межах якої взаємодіють кодифіковані норми загального права, спеціальне галузеве законодавство, підзаконні регуляторні акти, екологічні вимоги ESG-спрямування та міжнародні стандарти.

Встановлено, що базові елементи організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ, а саме ліцензійно-дозвільний, інвестиційний, фінансово-фіскальний, екологічний, ринковий та ризик-орієнтований, перебувають у прямій залежності від стабільності та узгодженості нормативно-правового середовища. Кодифіковані акти (Конституція України, Кодекс України «Про надра», Земельний та Податковий кодекси) формують фундаментальні інституційні умови доступу до ресурсів, тоді як спеціальне галузеве законодавство та підзаконні акти деталізують механізми реалізації прав надрокористувачів і державного контролю.

Водночас, аналіз показує, що використання родовищ дедалі більше визначається не лише фіскальними та виробничими чинниками, а й відповідністю екологічним стандартам, вимогам прозорості, безпеки та міжнародним

зобов'язанням України. Імплементация норм Третього та Четвертого енергетичних пакетів ЄС трансформує інституційні засади нафтогазової галузі у напрямі підвищення конкуренції, декарбонізації та цифровізації, що змінює критерії оцінки ефективності родовищ у довгостроковій перспективі.

Таким чином, нормативно-правові акти виступають не лише інструментом регулювання, а й основним фактором формування організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ в Україні, визначаючи межі, стимули та обмеження їх розвитку в умовах трансформації енергетичного ринку.

Але, незважаючи на сформовану нормативну базу, існує низка бар'єрів і ризиків, зумовлених недосконалістю чинного законодавства, що стримує ефективну розробку нафтогазових родовищ та залучення інвестицій у галузь (рис.1.7). Ці бар'єри можуть призводити до затримки процедур, зростання транзакційних витрат для бізнесу, суперечок щодо правового тлумачення та втрати інвестиційного потенціалу що, у свою чергу, впливає на використання родовищ.

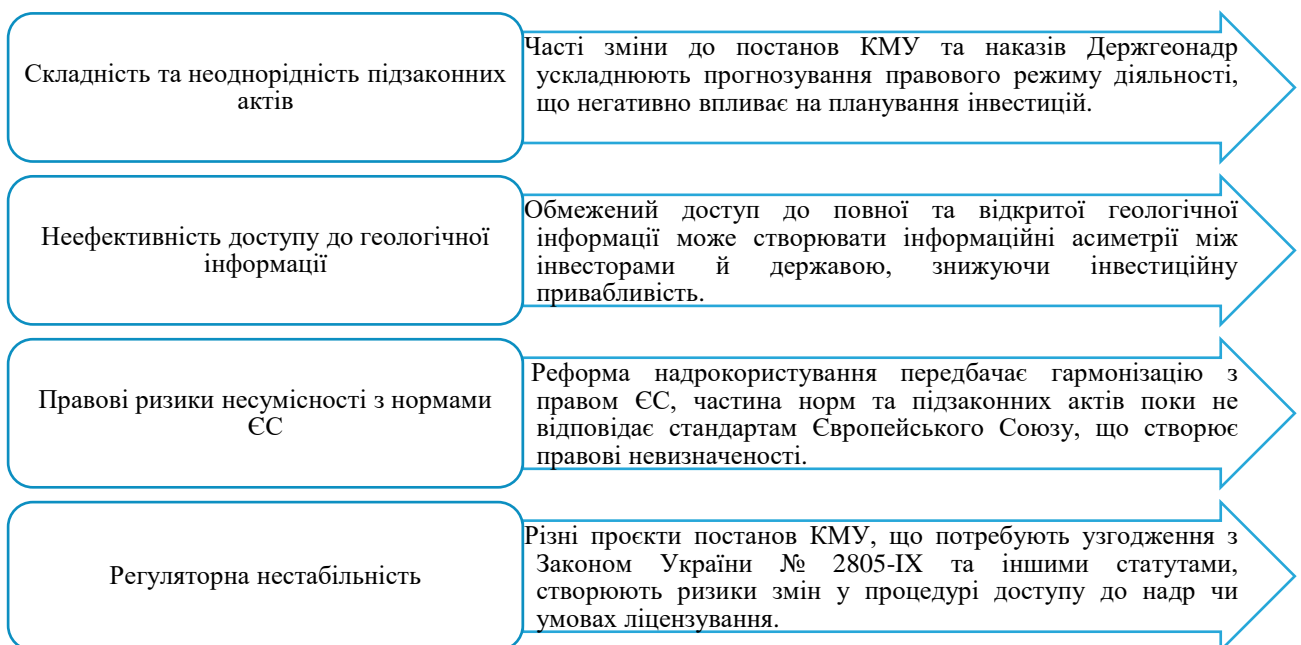


Рис. 1.7. Бар'єри та ризики, що знижують ефективність нормативно-правового забезпечення використання нафтогазових родовищ в Україні

Джерело: сформовано автором за [136-173]

Організаційне забезпечення є фундаментальною підсистемою організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ, яка визначає структуру взаємодії між підрозділами, суб'єктами прийняття рішень та інформаційними потоками з метою досягнення цілей використання нафтогазових родовищ. У межах дослідження організаційне забезпечення розглядається не як сукупність формальних елементів управлінської структури, а як алгоритмізований порядок координації дій, що забезпечує інтеграцію технічних, економічних та управлінських рішень протягом усього життєвого циклу родовища.

Вважаємо, що суттєвим недоліком традиційних підходів до управління нафтогазовими проектами в Україні є їх лінійний характер, за якого функціональні підрозділи (геологічні, бурові, виробничі, економічні) діють відокремлено, а прийняття рішень здійснюється послідовно без належного зворотного зв'язку.

Це зумовлює накопичення інформаційних похибок, затримки у реагуванні на зміну геолого-технічних умов та зниження обґрунтованості економічних рішень. У зв'язку з цим організаційне забезпечення має бути спрямоване на перехід від лінійної до інтегрованої моделі управління, в межах якої відбувається синхронізація процесів «геологія – буріння – видобуток – економіка» та формування єдиного інформаційного простору.

Все це підкреслює, що важливою складовою такого переходу є подолання інформаційної розірваності між етапами прийняття рішень, що досягається шляхом інтеграції даних геологічного моделювання, техніко-технологічних параметрів та економічної оцінки проектів. Особливу роль у цьому процесі відіграють системи підтримки управлінських рішень (Decision Support Systems (DSS) [174], які забезпечують використання результатів економічного аналізу як базового інструменту для визначення доцільності подальшої розробки родовища, оптимізації інвестиційних витрат та вибору технологічних сценаріїв на кожному етапі життєвого циклу.

Інформаційно-аналітичні системи, що об'єднують збір, обробку, аналіз і інтерпретацію даних, є сучасними інструментами підтримки прийняття

ефективних рішень [182]. У тому числі, інформаційні системи підтримки прийняття рішень підвищують адаптивність та стійкість підприємств у нестабільному зовнішньому середовищі [183].

Проведений аналіз показав, що у межах традиційного підходу інформаційні засади побудовано за лінійною схемою передачі даних між структурними підрозділами, що призводить до фрагментації інформаційних потоків і накопичення похибок у прийнятті рішень [180]. Саме відсутність зворотних зв'язків між геофізичними, геологічними, технологічними та економічними службами традиційно знижує загальну якість аналітичних висновків і робить внутрішні розрахунки неузгодженими з вимогами операційного менеджменту [181]. А інтегровані інформаційно-аналітичні системи, навпаки, дозволяють зменшити ці похибки шляхом горизонтальної інтеграції даних та мультипоточного аналізу, що суттєво підвищує обґрунтованість управлінських рішень [182].

Утім, у межах сучасної парадигми інституційного забезпечення надкористування, формування інтегрованого інформаційного середовища управління родовищами [184] виступає не лише внутрішньо потребою, а й базовою вимогою енергетичного ринку. У такій системі економічна оцінка інтегрує державні регуляторні рамки, геологічні стандарти вивченості та ринкові параметри. Динамічний характер розробки родовищ вимагає від нормативно-правового поля гнучкості, оскільки постійне накопичення знань про властивості пласта та структуру витрат потребує оперативного коригування ліцензійних умов та інвестиційних програм у реальному часі [185].

Проведений аналіз дозволяє стверджувати, що з погляду інституціоналізму ключовими потоками інформації, які підлягають державному та ринковому моніторингу, виступають геологічні параметри, технологічні показники видобутку, а також волатильні макроекономічні індикатори (фіскальне навантаження та нормативні інвестиційні умови) [186].

Їх узгодження в єдиному нормативно-інформаційному просторі забезпечує прогнозованість життєвого циклу родовища під контролем держави.

Структурно інформаційно-регуляторна підсистема на макрорівні охоплюють техніко-технологічні засоби обробки даних державного моніторингу надр [187], систему централізованого збору та прогнозування продуктивності родовищ (на базі ДКЗ та Держдержгеонадр), а також інституційний механізм зворотного зв'язку, що дозволяє державі та інвесторам своєчасно реагувати на зовнішні макроекономічні зміни

Також, впровадження інтегрованих інституційних моделей управління може мінімізувати регуляторні ризики та знизити похибки макроекономічного прогнозування чистої приведеної вартості вітчизняних нафтогазових проєктів на 15-20%, забезпечують синергію між державними інтересами та стратегіями приватних надрокористувачів.

Таким чином, трансформація інформаційних засад у напрямі інтегрованих цифрових рішень формує інституційну основу для переходу до вищого рівня регулювання - науково-аналітичного забезпечення економічної ефективності використання нафтогазових родовищ. Державне стимулювання концепції Smart Field та Digital Oilfield [189], що базується на поєднанні великих масивів даних та інтелектуальних аналітичних інструментів [190], дозволяє гармонізувати національні стандарти обліку запасів із міжнародними вимогами. Саме науково-аналітичний підхід трансформує функцію державного регулювання від пасивного нагляду до предиктивного моделювання сценаріїв розвитку галузі в умовах невизначеності [191].

Також, науково-аналітичне забезпечення є інтелектуальним ядром організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ. Він дозволяє очистити стратегічні рішення у сфері надрокористування від інформаційних потоків та випадкових коливань нафтогазового ринку [183].

Визначальним елементом цієї підсистеми є прогноз на моделюючий блок, заснований на сучасних економетричних методах, використання яких мінімізує суб'єктивні наслідки при оцінці інвестиційних проєктів. Зокрема,

для врахування волатильності світових цін при формуванні податкової політики держави доцільним є застосування економетричних моделей класу GARCH [80]. Водночас, для оцінки регуляторних та геологічних ризиків під час проведення державних аукціонів та видачі спеціальних дозволів обгрунтовано застосування багатосценарного методу Монте-Карло [192], який трансформує статичну оцінку ефективності надр у ймовірнісний інструмент прогнозування сукупного доходу держави та інвестора [193].

Окрім цього, важливою складовою є подолання інституційного «силосного» (фрагментарного) підходу до оцінки ефективності надр з боку різних міністерств та відомств [194]. У межах концепції Asset Decision Solutions обгрутовано необхідність поєднання геологічного контролю, екологічного моніторингу та фінансово-економічного аудиту в єдиному регуляторному блоці. Це дозволяє державі кількісно оцінювати, як зміна окремого нормативного чи технологічного параметра [195] (наприклад, ведення стимулюючого оподаткування для складних свердловин) впливатиме на довгострокову рентабельність активу, залучення інвестицій та наповнення бюджету.

Проте, незважаючи на наявність розгалуженої законодавчої бази, інституційні засади регулювання використання нафтогазових родовищ в Україні все що характеризуються переважанням фіскальної спрямованості над стимулюючою. Внаслідок цього окремі нормативно-правові вимоги збільшують часові та фінансові витрати на етапі реалізації інвестиційних проєктів. За таких умов організаційно-економічний механізм має містити інструменти адаптації надрокористувачів до змін інституційного середовища, що дозволить мінімізувати негативний вплив регуляторної нестабільності.

Висновки до розділу 1

1. Встановлено, що нафтогазові родовища є не лише геологічними об'єктами надрокористування, а й стратегічними економічними активами держави, які формують ресурсну основу розвитку нафтогазової галузі та забезпечення енергетичної безпеки країни. Їх економічна природа характеризується такими особливостями, як невідновлюваність ресурсів, обмеженість запасів, висока капіталомісткість освоєння, тривалий інвестиційний цикл, значна технологічна складність та підвищений рівень економічних і виробничих ризиків. Доведено, що в умовах воєнного стану зазначені ризики суттєво посилилися внаслідок руйнування виробничої та транспортної інфраструктури, тимчасової втрати контролю над окремими територіями, порушення логістичних ланцюгів і скорочення інвестиційної активності, що зумовлює необхідність адаптації та вдосконалення підходів до управління ресурсним потенціалом нафтогазових родовищ.

2. Обґрунтовано сутність організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ як цілісної системи взаємопов'язаних організаційних, економічних, інституційних, фінансово-інвестиційних, технологічних та регуляторних інструментів. Метою функціонування цього механізму є забезпечення раціонального використання ресурсної бази, зміцнення енергетичної безпеки України, залучення інвестицій та формування передумов для повоєнного відновлення національної економіки. Доведено, що його формування відбувається під впливом сукупності зовнішніх (кон'юнктура світових ринків, регуляторне середовище, воєнні ризики) та внутрішніх (ресурсний потенціал, ефективність системи управління) чинників, що зумовлює необхідність високого рівня адаптивності та гнучкості управлінських рішень.

3. Визначено, що ефективне функціонування організаційно-економічного механізму ґрунтується на багаторівневій системі принципів, яка охоплює загальні принципи (єдності, безперервності, відповідальності, мотивації), організаційно-економічні принципи управління (системності, цільової спрямованості, цифровізації, ресурсозабезпечення) та специфічні

галузеві принципи, зокрема врахування етапів життєвого циклу родовища, ризикоорієнтованості, технологічної доцільності та екологічної відповідальності. Практична імплементація зазначених принципів забезпечується через взаємодію стратегічної, інвестиційної, організаційно-координаційної, регуляторної, мотиваційної, контрольної та адаптивної функцій механізму, що дозволяє оптимізувати параметри надрокористування та забезпечити інвестиційну привабливість нафтогазових проєктів у нестабільних ринкових умовах.

4. Доведено, що інституційні засади та нормативно-правове регулювання нафтогазової галузі мають багаторівневий характер, проте наразі характеризуються переважанням фіскальної спрямованості над стимулюючою, а також певною регуляторною нестабільністю. Встановлено, що стратегічним трендом модернізації вітчизняного правового поля є імплементація вимог Третього та Четвертого енергетичних пакетів ЄС. Це трансформує парадигму оцінки ефективності родовищ: на перший план, окрім рентабельності, виходять вимоги відкритої конкуренції, декарбонізації, досягнення кліматичної нейтральності та забезпечення екологічної безпеки.

5. Обґрунтовано необхідність переходу від традиційної лінійної моделі управління до інтегрованої системи інформаційного та науково-аналітичного забезпечення (концепції Smart Field, Decision Support Systems). Такий підхід дає змогу подолати інформаційну розірваність між геологічними, технологічними та економічними службами нафтогазових родовищ. Встановлено, що інтелектуальним ядром запропонованого механізму є науково-аналітичне забезпечення, у межах якого основним критерієм ухвалення рішень в умовах невизначеності виступає показник чистої приведеної вартості, модифікований із урахуванням інтегрального коефіцієнта ризику (геологічного, цінового та регуляторного).

Основні результати дослідження відображені у наукових працях автора [17; 18; 26; 83; 84; 123; 174].

РОЗДІЛ 2

МЕТОДИЧНІ ЗАСАДИ ТА ІНСТРУМЕНТАРІЙ ОЦІНЮВАННЯ ВИКОРИСТАННЯ НАФТОГАЗОВИХ РОДОВИЩ

2.1. Методичні підходи до діагностики стану та ефективності використання нафтогазових родовищ України

Забезпечення стійкого та економічно ефективного функціонування нафтогазової галузі України в умовах воєнного стану та післявоєнного відновлення безпосередньо залежить від дієвості організаційно-економічного механізму управління надрокористуванням. Нафтогазові родовища є не лише складними природно-технологічними об'єктами, а й капіталомісткими економічними активами стратегічного значення. В умовах деструктивного впливу воєнних дій, систематичного ураження об'єктів критичної інфраструктури, обмеженості інвестиційних ресурсів та високої волатильності макроекономічного середовища традиційні підходи до оцінювання ефективності використання родовищ потребують докорінної трансформації.

З урахуванням цього, вважаємо, що центральним елементом запропонованого організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ має стати комплексна економічна діагностика їх стану та ефективності використання. На наш погляд, під діагностикою стану та ефективності використання нафтогазових родовищ слід розуміти системно-організований процес ідентифікації, аналізу та кількісного оцінювання ресурсно-економічних, виробничих, фінансово-інвестиційних та воєнно-безпекових параметрів функціонування об'єктів надрокористування [199]. Цей процес спрямований на визначення поточного рівня економічної стійкості ресурсної бази, розробка якої здійснюється в умовах воєнного стану та повоєнного відновлення виробничого потенціалу нафтогазового сектору.

Діагностика виконує випереджальну аналітичну функцію в організаційно-економічному механізмі використання нафтогазових родовищ,

трансформуючи первинну геологічну та виробничу інформацію у вартісні показники, які є основою для прийняття стратегічних рішень інвесторами та державою.

Відзначимо, що економічна діагностика родовища спирається на державний облік та класифікацію запасів корисних копалин. Як зазначено в п. 1.4 дисертації в Україні базовою нормативною основою цього процесу є Кодекс України про надра [3] (зокрема, стаття 45 щодо обов'язковості геолого-економічної оцінки запасів) та нормативно-методичні акти Державної комісії України по запасах корисних копалин (ДКЗ), зокрема Наказ ДКЗ № 46 від 10.07.1998 р. та Інструкція про зміст, оформлення і порядок подання матеріалів геолого-економічної оцінки (ГЕО), затверджена Наказом ДКЗ № 120 від 18.10.1999 р. [200].

У процесі історичного розвитку методичні підходи до оцінювання покладів пройшли шлях від радянської класифікації 1959 року (категорії А, В, С1, С2, Д1, Д2) [201], яка базувалася виключно на фізичному ступені геологічної вивченості й ігнорувала ринкові чинники, до сучасної Національної класифікації України, адаптованої до Рамкової класифікації ООН (UNFC-1997) [202]. Для нафтогазових родовищ ця еволюція має принципове значення, оскільки сучасна система базується на оцінюванні активів за тривимірним кодом [202]:

- вісь Е (економічна та соціальна ефективність) – комерційна рентабельність видобутку;
- вісь F (статус і ступінь підготовленості проєкту) – техніко-економічне обґрунтування (ТЕО) та готовність інфраструктури;
- вісь G (ступінь геологічного вивчення) – достовірність оцінки фізичних обсягів вуглеводнів.

З погляду економічної діагностики, масштаб родовища (унікальне, крупне, велике, середнє, мале) визначає не лише фізичні обсяги, а й рівень капіталомісткості проєкту, характер формування собівартості та специфіку амортизаційної політики підприємств нафтогазовидобування (табл. 2.1).

Таблиця 2.1

Диференціація економічних параметрів діагностики родовищ за
масштабом запасів

Група родовищ за масштабом	Запаси нафти (млн т)	Запаси газу (млрд куб. м)	Організаційно-економічні особливості діагностики та моделювання
Унікальні та крупні	Понад 100	Понад 100	Високі бар'єри входу; тривалий життєвий цикл; значний ефект масштабу; обов'язкове багатосценарне інвестиційне моделювання (NPV, IRR).
Великі	30 – 100	30 – 100	Стабільні операційні потоки; потреба в періодичному перерахунку вартісної оцінки запасів через зміну рентних ставок та ринкових цін.
Середні та малі	Менше 30	Менше 30	Висока чутливість до локальних воєнних ризиків; спрощена структура капітальних витрат; швидка окупність, але високі питомі операційні витрати (OPEX).

Джерело: складено автором за [1].

Також відзначимо, що економічна діагностика диференціюється за етапами геолого-економічної оцінки (ГЕО) [202]: ГЕО-3 (початкова вартісна оцінка перспективних ресурсів), ГЕО-2 (попередня економічна оцінка на стадії дослідно-промислової розробки для обґрунтування доцільності інвестицій) та ГЕО-1 (детальна геолого-економічна оцінка розібраних запасів із повним розрахунком комерційної рентабельності та затвердженням у ДКЗ). Під час промислової експлуатації, що особливо актуально для виснажених родовищ України, економічна діагностика забезпечує моніторинг переведення запасів з однієї категорії рентабельності до іншої під впливом коливань цін, рентної плати та витрат на видобуток.

В той же час, при порівнянні вітчизняної системи з міжнародними стандартами (SEC, SPE-PRMS, LSE) [203] стає очевидним, що міжнародні підходи акцентують увагу на фінансових ризиках та дисконтованій вартості доведених запасів (Proved Reserves) [202], тоді як національна система

традиційно більше орієнтована на державний облік природного багатства [204]. З урахуванням цього, для цілей дисертаційного дослідження обґрунтовано доцільність інтеграції елементів SPE-PRMS (категорії 1P, 2P, 3P) в організаційно-економічний механізм використання нафтогазових родовищ для ризикоорієнтованого оцінювання активів в умовах воєнного стану (табл. 2.2).

Таблиця 2.2

Компаративний аналіз систем класифікації запасів нафти і газу у контексті економічної діагностики ефективності використання нафтогазових родовищ

Стандарт / Класифікація	Критерій виділення категорій запасів	Методологічне значення для фінансово-економічного аналізу
Українська класифікація ДКЗ	Поєднання геологічної вивченості та техніко-економічної доцільності	База для розрахунку рентних платежів, формування державного балансу та амортизації матеріальних активів
Класифікація SEC (США)	Комерційна рентабельність за поточними цінами з ймовірністю понад 90%	Жорсткий фінансовий аудит; оцінка реальної ринкової вартості компанії для лістингу на біржах
Система SPE-PRMS	Ймовірнісний підхід до комерціалізації (доведені 1P, ймовірні 2P, можливі 3P)	Оптимальний інструмент для інвестиційного планування та моделювання Монте-Карло в умовах невизначеності

Джерело: складено автором за [3; 201; 203].

Також відзначимо, що у межах економічного дослідження фізико-хімічні та технологічні характеристики родовища (в'язкість, вміст сірки, смол, параметри пластового тиску, дебіти свердловин) розглядаються як ендогенні чинники формування витрат і доходів підприємства нафтогазовидобування. Вони безпосередньо трансформуються у вартісні категорії через механізм формування собівартості (CAPEX та OPEX) та ціноутворення (табл. 2.3).

Таблиця 2.3

Матриця трансформації фізико-технологічних параметрів нафтогазових родовищ у вартісні та фінансові показники ефективності їх використання

Технологічний / фізичний параметр	Економічний зміст параметру	Напрям впливу на організаційно-економічний механізм використання нафтогазових родовищ
Вміст сірки, смол та парафінів	Якість мінерально-сировинної бази	Визначає потребу в капітальних інвестиціях (CAPEX) у технологічне обладнання (установки підготовки нафти/газу, інгібітори). Високий вміст домішок зумовлює ціновий дисконт на товарну продукцію
Пластова в'язкість та тиск	Природна продуктивність активу	Малов'язкі нафти та високий природний тиск забезпечують низьку операційну собівартість (OPEX). Висока в'язкість потребує витрат на методи інтенсифікації (ТЕН, хімічні реагенти), що підвищує поріг беззбитковості
Динаміка дебіту свердловин	Швидкість повернення капіталу	Визначає профіль видобутку, темпи генерування грошового потоку (Cash /Flow) та дисконтований період окупності інвестицій (DPBP)
Обводненість та виснаженість покладів	Стадія життєвого циклу родовища	Зумовлює кумулятивне зростання операційних витрат на утилізацію пластової води. Потребує витрат на підтримання пластового тиску (ППТ)

Джерело: складено автором за [204-205].

З погляду економічної науки, метод підрахунку за об'ємами видобувних запасів нафти і газу є первинною точкою формування вартості активу. Математична залежність видобувних запасів нафти у поверхневих умовах представлена у вигляді формули 2.1 [207].

$$V_{\text{вид}} = F \times h \times k_{\text{п}} \times k_{\text{н}} \times p \times k_{\text{в}} \times \theta, \quad (2.1)$$

де $V_{\text{вид}}$ – прогнозований або поточний обсяг видобувних запасів вуглеводів (нафти чи газу), приведених до стандартних умов;

F – площа нафто- або газоносності родовища (пласта), яка визначається за даними розвідувального буріння та сейсмозвідки;

h – середня ефективна нафто- або газонасичена товщина пласта (корисна товщина колектора);

$k_{\text{п}}$ – коефіцієнт відкритої пористості породи-колектора (показує частку пустот у пласті, які можуть містити копалини);

$k_{\text{н}}$ – коефіцієнт нафто- або газонасиченості пласта (частка об'єму пор, яка зайнята саме вуглеводнями, а не зв'язаною водою);

p – перерахунковий коефіцієнт, що враховує усадку нафти або тиск і температуру газу для приведення об'ємів до стандартних (поверхневих) умов;

$k_{\text{в}}$ – коефіцієнт вилучення вуглеводнів (нафтовіддачі та газовіддачі), який показує, яку частку від геологічних запасів технічно й економічно можливо підняти на поверхню;

θ – інтегральний коефіцієнт ризику або адаптаційний макроекономічний показник, що коригує видобувний потенціал в умовах невизначеності (воєнного стану, логістичних обмежень чи зміни податкового режиму) [207].

Для економічної діагностики матрична залежність (формула 2.1) трансформується у модель оцінки валового потенційного доходу нафтогазового родовища ($TR_{\text{пот}}$) (формула 2.2).

$$TR_{\text{пот}} = V_{\text{вид}} \times P_{\text{світ}}, \quad (2.2)$$

де $P_{\text{світ}}$ – прогнозована ціна реалізації вуглеводнів на ринку.

Наступним підходом діагностики є сучасна концепція цифрової трансформації нафтогазової галузі (Smart Field / «Розумне родовище») [208] та створення інфраструктури (таких як профільні 3D-центри візуалізації), котрі в межах цього дослідження розглядаються як організаційно-управлінська інновація. Відзначимо, що інтегроване цифрове моделювання пов'язує фізичні процеси фільтрації, свердловинної експлуатації та наземного збору (через

водорозподільні батареї ВРБ, вузли попереднього відбору газу ВПВГ, установки комплексної підготовки газу УКПГ та вузли обліку нафти ВОН) з економічним модулем управління (рис. 2.1).

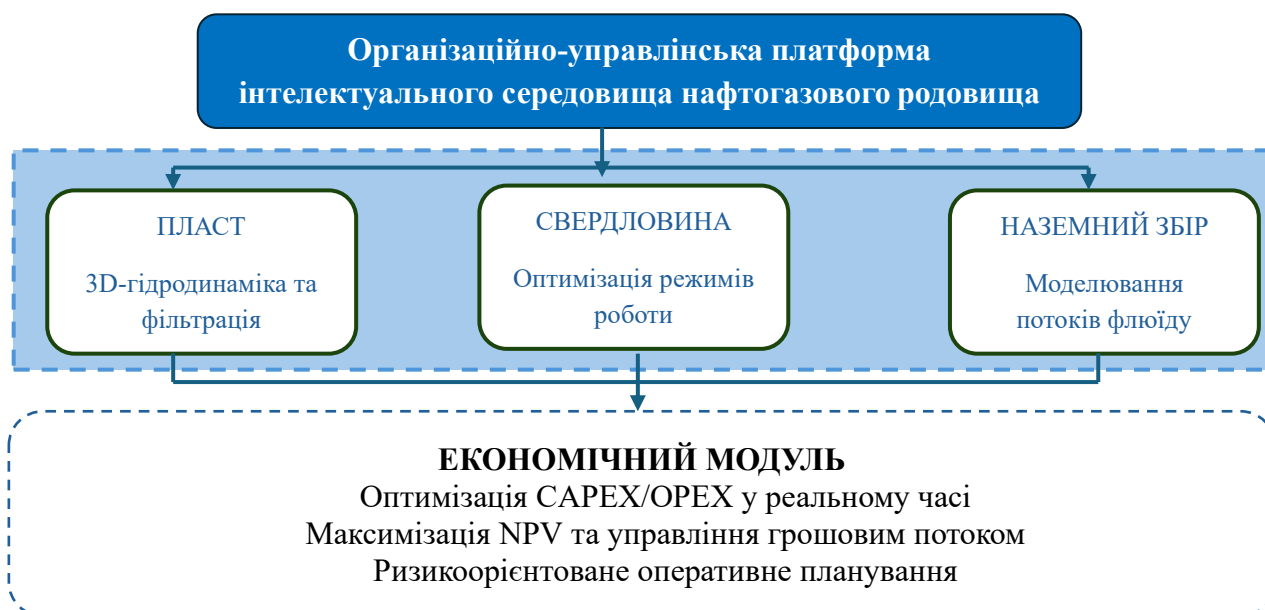


Рис. 2.1. Взаємодія технологічних блоків та економічного модуля в системі цифрового моделювання нафтогазового родовища

Джерело: розроблено автором.

Впровадження інтегрованого економетричного моделювання суттєво трансформує організаційно-економічний механізм використання нафтогазового родовища, забезпечуючи підвищення обґрунтованості управлінських рішень на всіх етапах їх освоєння та експлуатації.

По-перше, використання інтегрованих моделей сприяє зниженню інформаційної асиметрії між виробничими, технічними та управлінськими підсистемами нафтогазового родовища. Керівництво отримує актуальну та верифіковану інформацію щодо стану запасів, режимів роботи свердловин, прогнозних показників видобутку та економічних результатів, що мінімізує ризики прийняття неефективних інвестиційних рішень і знижує ймовірність вкладення коштів у малоперспективні бурові проекти.

По-друге, інтегроване моделювання створює передумови для оптимізації операційних витрат шляхом автоматизованого контролю та коригування

технологічних параметрів розробки нафтогазових родовищ. Це дозволяє зменшити питомі витрати електроенергії, реагентів та інших виробничих ресурсів, підвищити енергоефективність видобутку й забезпечити економічно доцільне продовження життєвого циклу родовища.

По-третє, важливою перевагою є забезпечення економічно обґрунтованої геонавігації під час буріння свердловин. Завдяки оперативному аналізу геолого-промислових даних у режимі реального часу стає можливим точніше позиціонування стовбура свердловини у найбільш продуктивних інтервалах пласта з високими колекторськими характеристиками, що сприяє зростанню початкових дебітів, підвищенню коефіцієнта вилучення вуглеводнів та скороченню строків окупності інвестиційних вкладень.

Для формування якісного аналітичного підґрунтя подальших розрахунків систематизовано існуючі методичні підходи до діагностики стану та ефективності використання нафтогазових родовищ у табл.2.4. Аналіз засвідчує, що кожен із підходів має обмежену сферу застосування та не забезпечує комплексного охоплення всіх вимірів ефективності, що обумовлює необхідність розробки інтегрованої методики діагностики, яка поєднує технологічні, економічні та ризикові складові оцінювання.

В свою чергу, в умовах воєнного часу класична економічна діагностика доповнюється специфічним інструментарієм економіко-правового due diligence (DD) та оцінки воєнних збитків. Через загрози руйнувань, окупації або зупинення видобутку, організаційно-економічний механізм використання нафтогазових родовищ має включати алгоритми оцінки шкоди згідно з Постановою Кабінету Міністрів України № 326 від 20 березня 2022 р. та спільною Методикою Мінекономіки та Фонду державного майна України (Наказ № 3904/1223 від 18.10.2022 р.) [209].

Для нафтогазових родовищ діагностика наслідків воєнних дій передбачає комплексну оцінку втрат за кількома взаємопов'язаними вартісними категоріями, що дозволяє обґрунтувати заходи відновлення

виробничого потенціалу та визначити потреби у фінансуванні повоєнної реконструкції [210].

Таблиця 2.4

Характеристика основних методичних підходів до діагностики стану та ефективності використання нафтогазових родовищ

Методичний підхід	Основні показники	Переваги	Недоліки
Ресурсно-геологічний	Обсяг запасів, приріст запасів, коефіцієнт заміщення запасів, рівень виснаженості	Дозволяє оцінити ресурсний потенціал родовища та перспективи його освоєння	Не враховує економічні результати використання
Виробничо-технологічний	Обсяги видобутку, дебіт свердловин, коефіцієнт вилучення вуглеводнів, фонд діючих свердловин	Характеризує рівень освоєння та технологічну ефективність експлуатації	Недостатньо відображає фінансові результати діяльності
Економічний	Прибуток, собівартість, рентабельність, продуктивність праці	Дає змогу оцінити результативність господарської діяльності	Не враховує якість ресурсної бази та довгострокову стійкість родовища
Інвестиційний (динамічний)	NPV, IRR, PI, термін окупності	Визначає інвестиційну привабливість та доцільність реалізації проєктів	Залежить від точності прогнозів і рівня невизначеності
Ризикоорієнтований	Геологічні, виробничі, ринкові, регуляторні ризики	Дозволяє враховувати фактори невизначеності та загрози функціонування	Складність кількісного вимірювання окремих ризиків

Джерело: складено автором за [204; 206; 208]

Першою категорією є реальні збитки, які відображають прямі втрати матеріальних активів родовища. До них належить вартість зруйнованих або пошкоджених основних засобів, зокрема видобувних свердловин, установок комплексної підготовки газу, компресорних станцій, трубопровідних систем, резервуарного господарства та іншої виробничої інфраструктури [214]. Оцінювання таких втрат доцільно здійснювати за відновною вартістю з

урахуванням сучасних цін на будівельно-монтажні роботи, обладнання та матеріальні ресурси.

Другою складовою виступає упущена вигода, що характеризує економічні наслідки втрати можливості здійснювати господарську діяльність. Вона визначається як вартість недоотриманої продукції (нафти, природного газу та газового конденсату) внаслідок вимушеного зупинення свердловин, пошкодження виробничої інфраструктури, порушення логістичних ланцюгів або тимчасової окупації територій розташування родовищ [214]. Розрахунок упущеної вигоди здійснюється на основі прогнозних обсягів видобутку, ринкових цін реалізації продукції та коригується на величину невироблених операційних витрат.

Третю групу становить екологічна шкода, яка включає витрати на ліквідацію наслідків аварійних ситуацій, спричинених воєнними діями. До таких витрат належать роботи з локалізації та усунення розливів нафти й нафтопродуктів, ліквідації пожеж на свердловинах і виробничих об'єктах, очищення забруднених територій, рекультивациі земель та відновлення природних екосистем [214]. Оцінка екологічних втрат набуває особливого значення в контексті реалізації принципів сталого розвитку, екологічного менеджменту та ESG-підходів, а також враховується під час проведення стратегічної екологічної оцінки програм відновлення нафтогазового сектору.

Важливо зазначити, що сформовані звіти про оцінку збитків за цими методиками є юридичним інструментом фіксації доказової бази для майбутніх міжнародних судових позовів та репарацій, що робить їх невід'ємною складовою організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ України в умовах повоєнного відновлення нафтогазової галузі.

Також, для забезпечення безперервності процесу ліквідації аварійних ситуацій на об'єктах ПЕК економічна діагностика має враховувати вартість

систем забезпечення операційної безпеки персоналу та розрахунок ризиків повторних ударів.

Для подолання фрагментарності існуючих підходів та забезпечення методологічної єдності дисертаційної роботи, у ній обґрунтовано авторський комплексний методичний підхід до діагностики стану та ефективності використання нафтогазових родовищ, сутність якого полягає в інтеграції шести взаємопов'язаних аналітичних блоків, що безпосередньо формують інформаційну базу для подальших розрахунків (табл. 2.5). Слід зауважити, що на відміну від наявних підходів (табл. 2.4), де ризикоорієнтований аспект виокремлюється як ізольована декларативна складова, у розробленій авторській методиці (табл. 2.5) ризикоорієнтованість носить наскрізний характер. Вона декомпонована та імplementована безпосередньо у виробничо-технологічний, інвестиційний та, передусім, воєнно-безпековий блоки діагностики через систему диференційованих коефіцієнтів, коригування грошових потоків (Cash Flow) та надбавки за ризик у ставці дисконтування. Це дозволяє перейти від пасивного фіксування ризиків до їхнього точного економетричного та геопросторового моделювання. Логічним завершенням запропонованої діагностики є економетрична модель оцінок шести блоків за допомогою моделі адаптивної згортки. Результатом цього синтезу виступає інтегральний показник економіко-безпекової стійкості нафтогазових родовищ, який комплексно відображає здатність активу зберігати фінансово-виробничу стабільність в умовах загроз воєнного стану. Загальний вигляд та інформаційне наповнення зазначеного підходу представлено в табл. 2.5.

Для забезпечення практичної інтерпретації результатів інтегральної оцінки економіко-безпекової стійкості нафтогазових родовищ в роботі розроблено шкалу класифікації рівнів стійкості. Її побудовано на основі класичного таксономічного підходу, який передбачає розподіл значень інтегрального показника за відповідними інтервалами та дозволяє ідентифікувати поточний стан об'єкта дослідження.

Таблиця 2.5

Структура та інформаційне забезпечення комплексного метричного підходу до діагностики стану та ефективності використання нафтогазових родовищ

Блок показників комплексного підходу	Ключові економічні та виробничі індикатори блоку	Роль блоку як підґрунтя для наступних розрахунків ефективності використання нафтогазових родовищ
1. Ресурсно-геологічний (G)	Початкові/залишкові запаси, коефіцієнт заміщення запасів (RRR), рівень виснаженості	Формує вхідні параметри обсягів видобутку для економетричного моделювання та обмеження для імітації Монте-Карло
2. Виробничо-технологічний (T)	Обсяги видобутку, темпи падіння базового видобутку, середній дебіт, коефіцієнт експлуатаційної готовності	Визначає виробничу функцію родовища та динаміку завантаження інфраструктури збору й підготовки флюїдів
3. Економічний (E)	Повна собівартість, структура OPEX, питома рентна плата, EBITDA, чистий прибуток	Виступає базою для виявлення економетричних зав'язків між ціною, податковим навантаженням та фінансовим результатом
4. Інвестиційний (I)	Обсяг капітальних інвестицій (CAPEX), показники ефективності, такі як: NPV, IRR, PI, строк окупності (PBP, DPBP)	Безпосередній об'єкт моделювання Монте-Карло; оцінюється стійкість інвестиційних індикаторів до воєнно-економічних шоків
5. Організаційно-управлінський (M)	Рівень цифровізації (наявність 3D-моделей), швидкість узгодження проєктів, витрати на управління ризиками	Оцінює адаптивність організаційної структури компанії та ефективність взаємодії з державою (ліцензування, CEO)
6. Воєнно-безпековий (S)	Індекс територіального ризику (близькість до лінії фронту/кордону), частота зупинок через обстріли/блекаути	Ключовий фактор невизначеності; визначає межі зміни змінних (ціна, витрати) та премію за ризик у ставці дисконту
Інтегральний рівень діагностики	<p><i>Модель адаптивної згортки</i></p> $I_{\text{diag}} = W_g \cdot Z_g + W_t \cdot Z_t + W_e \cdot Z_e + W_i \cdot Z_i + W_m \cdot Z_m + W_s \cdot Z_s$	

Джерело: складено та доповнено автором за [199; 201; 203; 205].

Відповідно до отриманого значення інтегрального показника родовища може бути віднесено до категорії високої, середньої, низької та критичної стійкості. Графічні значення інтегрального показника та відповідні рівні економіко-безпекової стійкості нафтогазових родовищ наведено у табл. 2.6.

Логіка функціонування підходу побудована за принципом замкненого контуру управління: деструктивні воєнно-безпекові виклики через систему діагностичних показників трансформуються в оцінку фінансово-інвестиційних втрат, що потребує коригування організаційно-економічного механізму

використання нафтогазових родовищ для підвищення економіко-безпекової стійкості (рис. 2.2).

Таблиця 2.6

Класифікація рівнів економіко-безпекової стійкості нафтогазового родовища за значенням інтегрального показника

Діапазон значення індексу	Рівень стійкості
> 0,75	Максимальний / Високий рівень стійкості розвитку
0,45 – 0,75	Середній рівень
0,30 – 0,45	Низький рівень стійкості (зона інвестиційного ризику)
< 0,30	Критичний стан (зона безпеково-економічного шоку)

Джерело: розроблено автором.

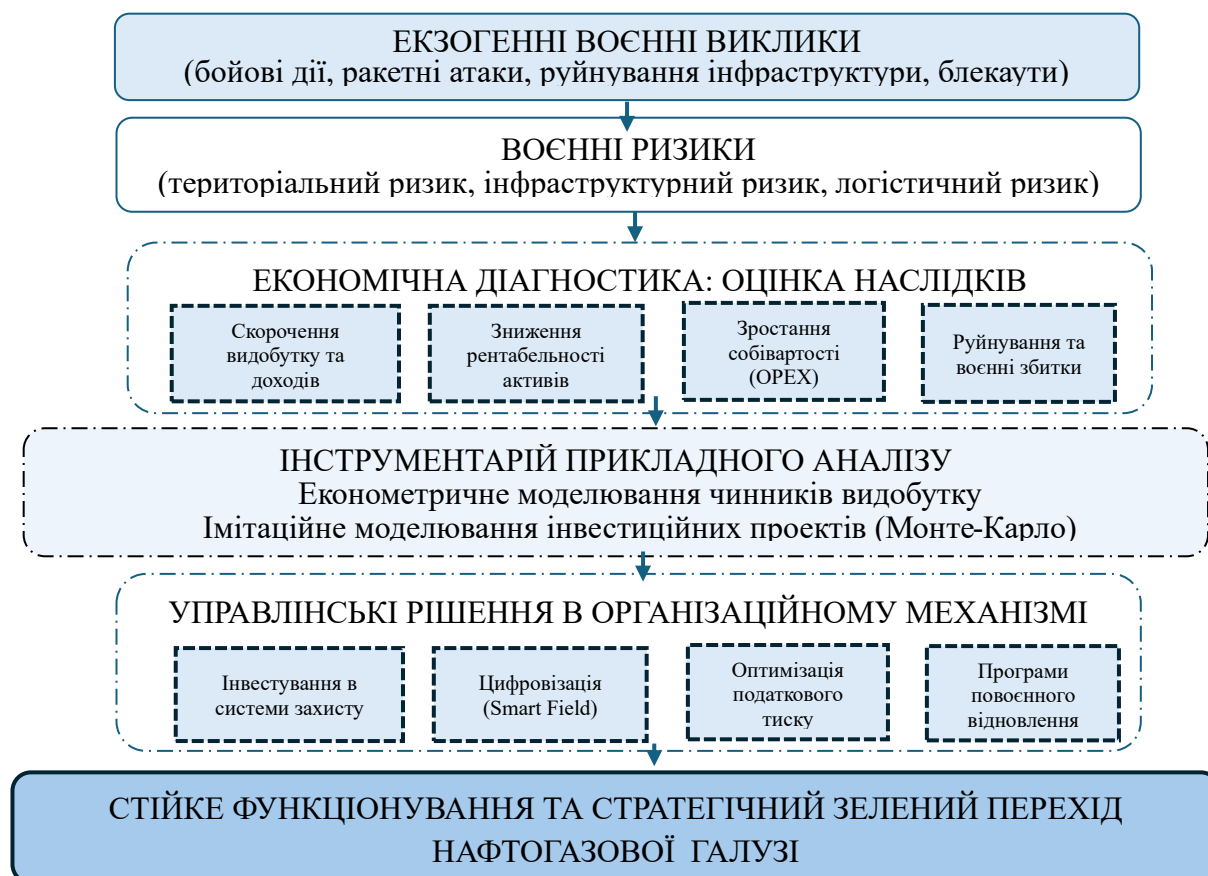


Рис. 2.2. Структурно-логічна схема діагностики та трансформації військових викликів в організаційно-економічні інструменти управління нафтогазовими родовищами

Джерело: розроблено автором.

Економетричний підхід комплексної діагностики реалізується через метод багатовимірною таксономічного аналізу. Оскільки досліджувані параметри функціонування родовищ мають різні одиниці виміру та масштаби, першочерговим завданням є їхнє приведення до єдиного нормованого інтервалу $[0; 1]$. Розподіл вихідних ознак здійснюється на стимулятори (чинники, зростання яких позитивно впливає на систему) та дестимулятори (чинники, зростання яких погіршує фінансово-економічний стан).

Для показників-стимуляторів (товщина пласта, дебіт, IRR) застосовано формулу 2.3.

$$Z_{ij} = \frac{x_{ij} - x_{\min}}{x_{\max} - x_{\min}}, \quad (2.3)$$

де Z_{ij} – нормалізоване значення показника;

x_{ij} – фактичне значення показника;

x_{\min} – мінімальне значення показника у вибірці;

x_{\max} – максимальне значення показника у вибірці.

Це формула лінійної нормалізації (метод min–max), яка переводить значення показника в інтервал від 0 до 1.

Для показників-дестимуляторів (капітальні витрати, воєнні й безпекові ризики території) нормування здійснено за залежністю у формулі 2.4.

$$Z_{ij} = \frac{x_{\max} - x_{ij}}{x_{\max} - x_{\min}}, \quad (2.4)$$

де x_{ij} – фактичне значення j -го параметра для i -го родовища;

x_{\min} – мінімальне значення відповідного параметра у вибірці;

x_{\max} – максимальне значення відповідного параметра у вибірці;

Z_{ij} – нормалізоване значення показника.

Формула 2.4 застосовується для показників-дестимуляторів, для яких нормування здійснюється на основі граничних значень відповідних показників у вибірці нафтогазових родовищ України.

Зважаючи на суттєвий вплив воєнних ризиків на функціонування підприємств нафтогазової галузі, для визначення вагових коефіцієнтів складових ефективності використання нафтогазових родовищ було застосовано метод експертних оцінок. До експертного опитування залучено 15 фахівців, що відповідає рекомендаціям щодо формування експертних груп та забезпечує належний рівень репрезентативності й достовірності результатів.

Зауважимо, що експертна група складалася з двох категорій учасників. До першої категорії увійшли 7 науковців, наукові інтереси яких пов'язані з проблематикою використання та управління нафтогазовими родовищами. Другу категорію сформували 8 практиків це представники підприємств нафтогазової галузі, які мають значний досвід професійної діяльності у сфері розробки та експлуатації нафтогазових родовищ.

Учасникам опитування було запропоновано оцінити рівень значущості окремих складових ефективності використання нафтогазових родовищ, а також відповідних індикаторів у межах кожної складової. Оцінювання проводилося за десятибальною шкалою, де 1 бал відповідав найнижчому рівню значущості показника, а 10 балів – найвищому рівню його впливу на ефективність використання нафтогазових родовищ.

Для проведення анкетування було сформовано багаторівнева система індикаторів оцінювання ефективності використання нафтогазових родовищ у таблиці В.1 додатку В. Також за результатами анкетування було сформовано матрицю експертних оцінок (таблиця Г.1 додаток Г), на основі якої здійснено узагальнення отриманих даних. Для визначення вагомості окремих показників та складових розраховано середні значення експертних оцінок, що дозволило встановити їх відносну значущість у структурі інтегральної оцінки ефективності використання нафтогазових родовищ за формулою 2.5.

$$\omega_j^{(E)} = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m a_{ij}, \quad (2.5)$$

де a_{ij} – оцінка j -го показника i -м експертом;

m – кількість експертів.

Нормалізація отриманих значень здійснювалась за формулою 2.6, що відповідає вимогам до формування інтегрального показника.

$$\omega_j^{(E)} = \frac{\omega_{sj}^{(E)}}{\sum \omega_j^{(E)}}, \quad (2.6)$$

де $\omega_j^{(E)}$ – нормоване (приведене) значення вагового коефіцієнта j -го показника, яке використовується для подальшого розрахунку субіндексу стійкості;

$\omega_{sj}^{(E)}$ – початкове (абсолютне) значення ваги j -го показника;

$\sum \omega_j^{(E)}$ – сума початкових (абсолютних) вагових коефіцієнтів усіх аналізованих показників.

$$\omega_G + \omega_T + \omega_E + \omega_I + \omega_M + \omega_S = 1, \quad (2.7)$$

де ω_G – вагові показники ресурсно-геологічного блоку;

ω_T – вагові показники виробничо-технологічного блоку;

ω_E – вагові показники економічного блоку;

ω_I – вагові показники інвестиційного блоку;

ω_M – вагові показники організаційно-управлінського блоку;

ω_S – вагові показники воєнно-безпекового блоку;

Відповідно до проведених розрахунків таблиці Г.1, Додатку Г отримано наступні результати:

I. Експерти 1-7 (науковці). Аналіз структури оцінок першої групи експертів свідчить про домінування класичного інвестиційно-вартісного

підходу до оцінювання ефективності надрокористування. Представники академічного середовища найвищі бали (9 та 10) систематично присвоювали показникам фінансово-інвестиційного (I) та економічних блоків (E). Зокрема, пріоритезують такі індикатори, як чиста приведена вартість (I_2), внутрішня норма рентабельності (I_3) та повна собівартість видобутку (E_1). Це обґрунтовується прагненням розглядати нафтогазове родовище насамперед як капіталомісткий довгостроковий економічний актив, здатний генерувати стійкі дисконтовані грошові потоки в умовах ринкової турбулентності. Водночас вагомість воєнно-безпекових показників (S) та організаційних чинників (M) цієї групи оцінена помірно, що вказує на схильність науковців описувати параметри родовищ через усталені економетричні та вартісні моделі.

Отже, для представників першої групи було отримано такі вагові показники: ресурсно-геологічний блок ($\omega_G = 0,15$); виробничо-технологічний блок ($\omega_T = 0,15$); економічний блок ($\omega_E = 0,15$); інвестиційний блок ($\omega_I = 0,20$); організаційно-управлінський блок ($\omega_M = 0,10$); воєнно-безпековий блок ($\omega_S = 0,25$), як ключовий фактор невизначеності.

II. Оцінки другої групи (експерти 8-15), який безпосередньо представляє операторів видобувного ринку, демонструють кардинально інший ресурсно-технологічний та прагматичний вектор бачення. Виробники одностайно виставили максимальне (9 та 10) бали індикаторам ресурсно-геологічного (G) та виробничо-геологічного (T) блоків. Для фахівців підприємств основним фактором капіталізації родовища є початкові та залишкові запаси (G_1, G_2), товщина пласта, а також середні дебіти нафти та газу (T_3). Така позиція аргументується тим, що в умовах воєнного стану реальна життєздатність промислу визначається не відносними фінансовими коефіцієнтами, а натуральною віддачою надр, якістю колектора та наявністю пластової енергії, що здатні компенсувати зовнішні шоки. Показово, що представник підприємств значно вище оцінили загрози логістичних розривів (S_2) та рівень цифровізації (M_1). Для них автоматизація процесів за допомогою систем

диспетчерського керування та збору даних (SCADA) та програмований логічний контролер (PLC) й превентивне технічне обслуговування обладнання є щоденним практичним інструментом зниження операційних витрат (OPEX) та мінімізації аварійних простоїв у прифронтових зонах.

Отже, для представників другої групи було отримано наступні вагові показники: ресурсно-геологічний блок ($\omega_G = 0,3$); виробничо-технологічний блок ($\omega_T = 0,15$); економічний блок ($\omega_E = 0,15$); інвестиційний блок ($\omega_I = 0,10$); організаційно-управлінський блок ($\omega_M = 0,10$); воєнно-безпековий блок ($\omega_S = 0,25$), як ключовий фактор невизначеності.

Проведений компаративний аналіз результатів анкетування виявив суттєву розбіжність між поглядами двох груп експертів (таблиця Г.1 додатку Г). Наукова спільнота схильна акцентувати увагу на суто економіко-інвестиційній підсистемі діагностики, орієнтуючись на максимізацію грошових індикаторів. Натомість фахівці нафтогазових підприємств зміщують акцент у площину ресурсно-геологічного та технологічного вимірів, розглядаючи первинний природний потенціал пласта і дебіти свердловин як визначальну основу організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ. З огляду на виявлені відмінності, у розрахунку інтегрального індексу (I_{diag}) було досягнуто збалансованого консенсусу, де ресурсно-геологічний блок визначено як домінуючий (30%), фінансово-інвестиційний – як стратегічний (20%), а технологічні, економічні, управлінські та безпекові чинники збалансовано відповідно до реальних умов воєнного стану та повоєнного відновлення ПЕК України.

Запропонована методика комплексної діагностики принципово відрізняється від традиційних підходів тим, що забезпечує не констатацію поточного стану родовищ, а формування верифікованої аналітичної бази для прогнозування їхньої економічної життєздатності в умовах воєнно-безпекової загрози та обґрунтування стратегічних пріоритетів повоєнного відновлення нафтогазової галузі.

Водночас економічна діагностика нафтогазових родовищ також має здійснюватися з урахуванням довгострокових цілей державної енергетичної політики. Енергетична стратегія України на період до 2030 року [211] передбачала зниження енергоємності промислового виробництва на 30–35% та забезпечення базових потреб економіки в енергоносіях. Тоді як, нова Енергетична стратегія України до 2050 року [212], затверджена розпорядженням КМУ № 373-р від 21 квітня 2023 року, докорінно переорієнтовує організаційно-економічний механізм розвитку нафтогазової галузі на повну декарбонізацію, досягнення кліматичної нейтральності в рамках Європейської зеленої угоди (Green Deal) та виконання Паризької кліматичної угоди. Водночас чітко розмежовуються завдання воєнного періоду та етапу відновлення: в умовах воєнного стану пріоритетом є забезпечення енергетичної стійкості та мінімізація залежності від зовнішніх поставок. Також важливим кроком стало прийняття у 2023 році Закону України «Про мінімальні запаси нафти та нафтопродуктів» відповідно до Директиви Ради ЄС 2009/119/ЄС [213], що потребує формування нових фінансових механізмів створення державних стратегічних резервів за рахунок відрахувань надрокористувачів.

Щодо газового сектору, то стратегічним орієнтиром є досягнення повної незалежності від імпорту («газовий нуль») [214] та перетворення України на нетто-експортера газу на європейському ринку у післявоєнний період завдяки нарощуванню внутрішнього видобутку та розвитку альтернативних джерел (табл. 2.7).

Стосовно операторів підземних сховищ газу та видобувних компаній стратегія «зеленого переходу» відкриває нові напрями комерціалізації виснажених нафтогазових родовищ, які за класичними економічними показниками наближаються до межі рентабельності. Йдеться про їх трансформацію у геологічні сховища вуглекислого газу (технології CCS/CCUS).

Таблиця 2.7

Цільові орієнтири розвитку нафтогазового сектору України згідно з
Енергетичною стратегією до 2050 року

Стратегічний показник розвитку	Короткострокова перспектива	Середньострокова перспектива	Довгостроковий орієнтир (2050 рік)
Внутрішнє споживання (газовий баланс)	Забезпечується виключно власним видобутком; імпорт – 0 млрд м ³	Тимчасове плато споживання (23 млрд м ³) за рахунок відновлення промисловості	Стрімке скорочення до 10,4 млрд м ³ через глибоку декарбонізацію економіки
Обсяги власного видобутку	Стабілізація видобутку на існуючих родовищах попри воєнні дії	Інтенсифікація розробки глибоких горизонтів та покладів великих родовищ	Досягнення 21,5 млрд м ³ ; формування потужного експортного потенціалу
Розвиток біометану та водню	Запуск перших комерційних проєктів, адаптація нормативної бази	Масштабування виробництва, інтеграція в ГТС	Біометан стає повноцінним замінником природного газу для внутрішнього ринку

Джерело: складено автором за [213; 214].

Економічна діагностика можливостей повторного використання виснажених нафтогазових покладів для геологічного зберігання діоксиду вуглецю свідчить про високий потенціал цього напрямку як з позицій підвищення ефективності використання надр, так і з точки зору забезпечення екологічної та економічної стійкості нафтогазової галузі.

Одним із ключових результатів такої діагностики є визначення можливостей капіталізації виснажених активів. Традиційно завершення розробки родовища супроводжується необхідністю здійснення витрат на ліквідацію або консервацію свердловин та виробничої інфраструктури. Натомість переобладнання виснажених покладів для довгострокового геологічного зберігання діоксиду вуглецю створює передумови для формування нового напрямку господарської діяльності. За наявними оцінками, потенціал окремих виснажених родовищ України дозволяє забезпечити безпечне захоронення до 3,6 млн т CO₂ протягом 20–30 років експлуатації

проєкту, що суттєво підвищує економічну цінність таких об'єктів після завершення видобувної стадії їх використання.

Важливим аспектом є також макроекономічний та екологічний ефект реалізації проєктів геологічного зберігання вуглецю. Утилізація значних обсягів парникових газів сприяє скороченню національних викидів та наближенню України до досягнення кліматичних цілей у межах міжнародних екологічних зобов'язань. За розрахунками, захоронення зазначених обсягів CO₂ може забезпечити зниження загальнодержавних викидів приблизно на 1,35 % порівняно з базовим рівнем 2020 року. Крім екологічного результату, це створює додаткові економічні переваги для українських експортерів шляхом зменшення потенційних витрат, пов'язаних із функціонуванням механізму транскордонного вуглецевого коригування Європейського Союзу (СВАМ) [215].

Окремої уваги заслуговує економічна синергія між процесами геологічного зберігання діоксиду вуглецю та підвищення нафтовилучення. Закачування CO₂ у продуктивний пласт може використовуватися як один із методів підвищення нафтовіддачі, що забезпечує додаткове вилучення залишкових запасів вуглеводнів. У результаті підвищується коефіцієнт нафтовилучення родовища, збільшуються обсяги видобутку нафти та конденсату, а також формується додатковий операційний дохід. Отримані фінансові результати можуть частково або повністю компенсувати витрати, пов'язані з реалізацією проєктів уловлювання та захоронення вуглецю, що підвищує економічну доцільність та інвестиційну привабливість таких проєктів.

У довгостроковій перспективі ефективність та стійкість організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ значною мірою визначатимуться його здатністю адаптуватися до глобальних трансформацій енергетичних ринків та процесів декарбонізації світової економіки [216]. У межах запропонованого методичного підходу до діагностики оцінки довгострокової життєздатності нафтогазових активів доцільно здійснювати за

допомогою сценарного аналізу. Відповідно до прогнозних сценаріїв розвитку світової енергетики, розроблених компанією British Petroleum (BP), майбутня динаміка попиту на викопні енергоносії може розвиватися за кількома альтернативними траєкторіями, що визначають параметри стрес-тестування інвестиційних індикаторів родовищ.

Сценарій «New Momentum» передбачає збереження поточних тенденцій розвитку світової економіки та енергетичного сектору. За цього сценарію викиди парникових газів досягли максимальних значень у 2020-х роках із подальшим поступовим скороченням, тоді як попит на природний газ продовжує зростати та до середини XXI століття може перевищити сучасний рівень приблизно на 30 %. У таких умовах природний газ зберігає статус одного з ключових перехідних енергоносіїв у процесі енергетичного переходу.

Сценарій «Accelerated» ґрунтується на активнішому впровадженні кліматичної політики, розширенні використання відновлюваних джерел енергії та підвищенні енергоефективності. У результаті очікується поступове скорочення споживання природного газу, яке до 2050 року може досягти близько 35 % порівняно з поточним рівнем. Це зумовлює необхідність модернізації бізнес-моделей нафтогазовидобувних компаній та диверсифікації напрямів їх діяльності.

Найбільш радикальні зміни передбачає сценарій «Net Zero», орієнтований на досягнення глобальної вуглецевої нейтральності до 2050 року. Його реалізація супроводжується масштабною електрифікацією економіки, швидким розвитком водневої енергетики, технологій уловлювання та зберігання вуглецю, а також суттєвим зниженням ролі викопних палив. За таких умов світове споживання природного газу може скоротитися приблизно на 60 %, що вимагатиме кардинальної трансформації традиційного нафтогазового бізнесу.

З огляду на стратегічний курс України щодо інтеграції до європейського економічного простору та післявоєнного відновлення економіки, розвиток організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ

доцільно орієнтувати на поєднання підходів, характерних для сценаріїв «Accelerated» та «Net Zero». У контексті методики діагностики такий інтегрований підхід вимагає закладання у прогнозні моделі (зокрема, при імітаційному моделюванні Монте-Карло) не лише показників ефективності видобутку, а й параметрів впровадження низьковуглецевих технологій, розвитку проєктів геологічного зберігання діоксиду вуглецю, використання виснажених родовищ для нових енергетичних цілей, цифровізацію виробничих процесів та інтеграцію принципів ESG в управлінську практику підприємств [217].

Внаслідок цього, довгострокова конкурентоспроможність українських нафтогазових родовищ залежатиме не лише від наявності ресурсної бази, а й від здатності організаційно-економічного механізму забезпечувати адаптацію до глобального енергетичного переходу, вимог декарбонізації та нових стандартів функціонування європейського енергетичного ринку.

Таким чином, комплексне застосування розглянутих методичних підходів до діагностики стану та ефективності використання нафтогазових родовищ України формує аналітичне підґрунтя для виявлення системних проблем нафтогазової галузі та обґрунтування управлінських рішень щодо підвищення ефективності організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ в умовах воєнного часу та повоєнного відновлення.

2.2. Сучасний стан і ресурсний потенціал нафтогазових родовищ України в умовах воєнних ризиків та загроз

Нафтогазова галузь є стратегічною основою енергетичної незалежності України, значущість якої критично зросла в умовах обмеженого імпорту енергоносіїв. Функціонування вітчизняної нафтогазової галузі в умовах тривалого воєнного стану характеризується вираженим дуалізмом між

високою адаптивністю операторів ринку та значними вартісними втратами виробничих потужностей через пряме вогневе ураження об'єктів критичної інфраструктури.

Саме тому, зазначене об'єктивно зумовлює необхідність формування та всебічної діагностики базових елементів, які складають організаційно-економічний механізм використання нафтогазових родовищ України в умовах воєнного часу та повоєнного відновлення.

Зазначимо, що ресурсний потенціал нафтогазових родовищ не може розглядатися як суто статична, натуральна сукупність фізичних обсягів вуглеводнів у надрах, адже він є складною, динамічною вартісною категорією. З огляду на це, ресурсний потенціал родовища визначається як інтегрована вартісна оцінка мінерально-сировинної бази, що знаходиться в розробці, основних виробничих фондів та фінансово-інвестиційних можливостей, яка визначає спроможність об'єкта надрокористування генерувати стійкі грошові потоки, забезпечувати покриття операційних витрат (ОРЕХ) та формувати чистий прибуток в умовах високої безпекової, цінової та регуляторної невизначеності.

Географія сучасного видобутку вуглеводнів в Україні зосереджена переважно в Дніпровсько-Донецькій нафтогазоносній області та Карпатському регіоні (рис. Д.1 додатку Д). Кожне з родовищ цих територій має унікальні геологічні характеристики (глибина залягання, пластовий тиск, властивості флюїдів), які в межах цього дослідження трактуються як ендогенні чинники формування витрат та капіталомісткості видобутку.

Для забезпечення прозорості галузі, оптимізації обліку та систематизації даних з 2021 року в Україні запроваджено ведення Державного реєстру нафтових та газових свердловин [219], що є складовою частиною Єдиної державної електронної геоінформаційної системи користування надрами. Зазначений інструмент забезпечує перехід до цифрового моніторингу фонду свердловин та формує необхідне інформаційне підґрунтя для організаційно-

економічного механізму використання нафтогазових родовищ України в умовах воєнного часу та повоєнного відновлення [220].

Важливим елементом удосконалення системи управління ресурсною базою стало також запровадження паспортів нафтових і газових свердловин відповідно до Наказу № 800 від 04.07.2024 р. «Про затвердження форми паспорта нафтової та газової свердловини» [221], що підвищило якість моніторингу технічного стану об'єктів та обґрунтованість інвестиційних рішень у сфері використання надр.

Згідно з Державним балансом запасів корисних копалин, станом на 2024 рік на обліку перебуває [222]: 205 об'єктів родовища нафти, з яких 149 знаходяться в промисловій розробці з балансовими (видобувними) запасами нафти 78503 тис. т. та підготовлені до промислового освоєння 4 об'єкти з балансовими (видобувними) запасами нафти – 755 тис. т.; а також 444 об'єкти обліку родовища природного газу, з яких у промисловій розробці 285 родовища з балансовими (видобувними) запасами природного газу 689049 млн м³. та підготовлені до промислового освоєння 22 об'єкти з балансовими (видобувними) запасами газу 4718 млн м³. При цьому фактична кількість експлуатованих родовищ коригується з урахуванням факторів безпеки та тимчасової втрати контролю над окремими ділянками надр під час дії правового режиму воєнного стану.

Більша частина з цих об'єктів є комплексними за своєю структурою (нафтогазовими, нафтогазоконденсатними, газоконденсатнонафтовими).

Складна компонентна структура та значна диференціація вітчизняних нафтогазових родовищ зумовлюють потребу в їх чіткій систематизації.

З погляду економічної діагностики, переважання дрібних і дуже дрібних родовищ у загальній кількості об'єктів нафтогазової галузі України зумовлює специфіку відтворення ресурсної бази. Водночас, відповідно до офіційних даних ДКЗ, розподіл балансових запасів станом на 2024–2025 рр. характеризується високою концентрацією обсягів в обмеженій кількості великих об'єктів (табл. 2.8 та табл. 2.9).

Таблиця 2.8

Структура родовищного фонду нафти України за величиною
балансових запасів (станом на січень 2024 р.)

Категорія родовища	Балансові запаси нафти	Кількість родовищ	Частка від загальних запасів	Економічна та виробнича характеристика родовища
Великі	> 10 млн т	5	41% (98 млн т)	Гнідинцівське (12,1 млн т), Прилуцьке (11,4 млн т), Лесяківське (10,3 млн т). Вичерпаність > 65%, потребують ПНН.
Середні	3–10 млн т	15	32% (75 млн т)	Радченківське (8,7 млн т), Сагайдацьке (6,2 млн т), Качанівське (4,9 млн т). Завершальна стадія розробки
Дрібні	0,5–3 млн т	44	18% (42 млн т)	Високі питомі операційні витрати, потребують залучення сучасних технологій та інвестицій
Дуже дрібні	< 0,5 млн т	141	9% (19 млн т)	Білоцерківське (0,3 млн т), Золотопотіцьке (0,1 млн т). До 70% об'єктів не розробляються через низьку рентабельність

Джерело: складено автором за [223-225].

Отже, можемо відмітити, що найбільшу частку у структурі запасів нафти займають поодинокі гігантські та великі родовища. В той же час, внаслідок тимчасової окупації частини територій України було фактично виведено з балансу 18 родовищ із сумарними запасами близько 280 млрд м³ природного газу, що призвело до значного підвищення навантаження на виснажені родовища центрального та західного регіонів [227].

Крім втрати ресурсної бази, критичним фактором є руйнування інфраструктури. Зокрема, в східних регіонах України пошкоджено виробничі потужності 12 родовищ, що знизило потенціал видобутку природного газу щонайменше на 45 млрд м³ [228]. Ситуація погіршується призупиненням геологорозвідувальних робіт, так з 2022 року не відкрито жодного нового великого родовища, що створює реальну загрозу виснаження діючих об'єктів у середньостроковій перспективі.

Таблиця 2.9

Структура родовищного фонду природного газу України за величиною балансових запасів (станом на січень 2024 р.)

Категорія родовища	Балансові запаси газу	Кількість родовищ	Частка у загальних запасах	Економічна та виробнича характеристика родовища
Гігантські	> 100 млрд м ³	1	33% (320 млрд м ³)	Шебелинське родовище. Ключовий донор бюджету, коефіцієнт вичерпання на 2025 рік оцінюється у 58%
Великі	30–100 млрд м ³	4	18% (172 млрд м ³)	Західно-Хрестищенське (84 млрд м ³), Єфремівське (52 млрд м ³), Яблунівське (117 млрд м ³), Битків-Бабченське (46,4 млрд м ³).
Середні	10–30 млрд м ³	24	25% (240 млрд м ³)	Стабілізуюча роль у балансі (Радченківське – 26 млрд м ³ , Гнідинцівське – 19 млрд м ³), потребують модернізації.
Дрібні	1–10 млрд м ³	91	17% (163 млрд м ³)	Богородчанське (0,8 млрд м ³), Слобожанське (0,3 млрд м ³). Близько 70% об'єктів не розробляються через високий поріг окупності.
Дуже дрібні	< 1 млрд м ³	324	7% (65 млрд м ³)	

Джерело: складено автором за [223-227].

Зазначені деструктивні чинники та географічні зміщення у видобутку вимагають проведення поглибленої економічної діагностики внутрішнього потенціалу кожного нафтогазоносного регіону. При цьому геолого-структурні та літологічні особливості нафтогазоносних регіонів України насамперед визначають фізико-хімічні характеристики сировини [229], що безпосередньо формує рівень операційної собівартості та структуру капітальних інвестицій (CAPEX). Так, згідно з даними рис. Д.1 та табл. Д.1 додатку Д, ресурсна база вуглеводнів має наступну структуру:

1. Східноукраїнський регіон (Дніпровсько-Донецька западина) (рис. Д.2 додатку Д) [230-234], де зосереджено близько 80% запасів природного газу України. Нафта цього регіону характеризується низьким вмістом сірки, густиною 850–860 кг/м³, а природний газ є переважно високоякісним

метановим (до 98,5%) [230]. Проте нафтогазові поклади залягають на значних глибинах (нафтові переважно до 4500 м, газові до 5000–6000 м) [232]. З економічної точки зору, значна глибина залягання продуктивних пластів обумовлює стрімке зростання витрат на буріння, що суттєво підвищує капіталомісткість нафтогазових проєктів і створює значний фінансовий бар'єр для входу на ринок.

2. Західноукраїнський регіон (Передкарпатський прогин) (рис. Д.3 додатку Д) [230-234] вирізняється фрагментованою структурою ресурсної бази, меншими за розмірами родовищами та вищими питомими витратами на видобуток одиниці продукції. Глибини залягання коливаються від 100 до 5000 м [234]. Нафта відзначається високим вмістом парафінів (7–10%), що підвищує ризики утворення асфальтено-смоло-парафінових відкладень (АСПВ) та збільшує операційні витрати (ОРЕХ) на поточний та капітальний ремонт свердловин [230]. Попри складніші умови видобутку, родовища західних областей набувають дедалі вагомішого значення для енергетичної безпеки в умовах тимчасової окупації та обмеження доступу до родовищ східних регіонів України.

3. Південноукраїнський регіон (Причорноморсько-Кримська) (рис. Д.4 додатку Д) [230-234] має значний ресурсний потенціал (зокрема, Скіфський мегарезервуар на шельфі Чорного моря з прогнозними запасами до 500 млрд. м³ газу, який за масштабами порівнюють із румунським проєктом Neptun Deep). Проте реалізація цього потенціалу наразі повністю заблокована через високі безпекові та геополітичні ризики, тимчасову окупацію АР Крим та мінування акваторії, що унеможлиблює залучення міжнародних інвесторів (зокрема компанії Shell).

У той же час, незважаючи на одну з найдавніших традицій нафтогазовидобутку в Європі, динаміка видобутку нафти й природного газу в Україні у 1991–2023 роках демонструє стійку тенденцію до скорочення. Аналіз обмежується саме 2023 роком в зв'язку із відсутністю офіційно оприлюднених даних за 2024–2025 роки. Детальний аналіз кількісних змін у

видобутку представлено у таблицях 2.10 та 2.11, тоді як рисунки 2.3 та 2.4 відображають ключові тенденції розвитку галузі та трансформацію її виробничого потенціалу. У зв'язку з цим подальший аналіз зосереджується на виявленні регіональних та ресурсних чинників зниження видобутку, а також оцінці стану мінерально-сировинної бази вуглеводнів України.

Таблиця 2.10

Динаміка видобутку нафти (сира нафта та конденсат) в Україні у період 1991-2023 рр.

Період	Видобуток (млн т/рік)	Ключові події
1991	5,2	Розпад СРСР, старт незалежності
2000	3,8	Економічна криза, закриття нерентабельних свердловин
2013	3,5	Максимум перед анексією Криму
2021	1,8	Часткова втрата родовищ Донбасу
2023	0,75	Повномасштабна війна (падіння на 60% з 2021 р.)

Джерело: складено автором за [235-236].

Результати аналізу свідчать, що на початку 1990-х років обсяги видобутку газу перевищували 24 млрд. м³ на рік, тоді як у 2023 році вони знизилися до близько 18 млрд. м³. Аналогічна ситуація спостерігається у нафтовидобутку, обсяги якого скоротилися з понад 5 млн. т до трохи більше ніж 1 млн. т на рік. Вважаємо, що таке зниження обумовлене сукупною дією геологічних факторів, хронічної недостатності інвестицій у галузь, а також негативним впливом воєнних дій на виробничу інфраструктуру нафтогазової галузі.

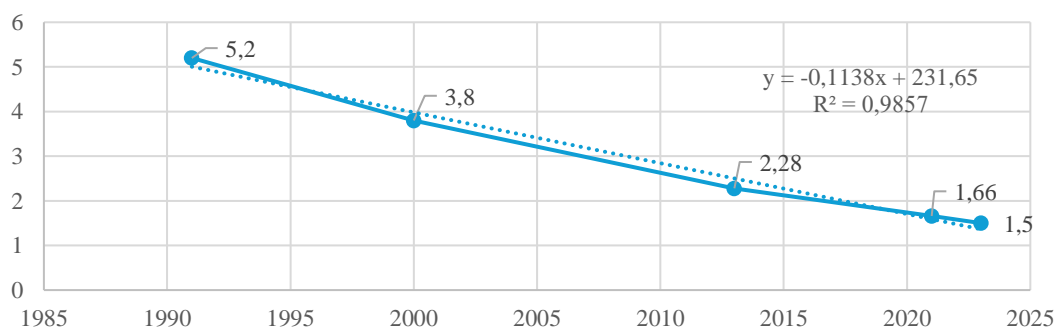


Рис. 2.3. Динаміка видобутку нафти (сира нафта та конденсат) в Україні у період 1991-2023 рр.

Джерело: побудовано автором за [235-236].

Таблиця 2.11

Динаміка видобутку природного газу в Україні у період 1991-2023 рр.

Період	Видобуток (млрд м ³ /рік)	Деталі
1975	68,7	Пік у період входження до СРСР (Україна давала 30% союзного видобутку)
1991	24,3	Незалежність, технологічна деградація
2013	20,5	Втрата частини шельфу Криму
2021	19,8	Стабілізація після початку окупації східних регіонів України
2023	18,0	Руйнування інфраструктури, обмеження інвестицій

Джерело: складено автором за [235-236].

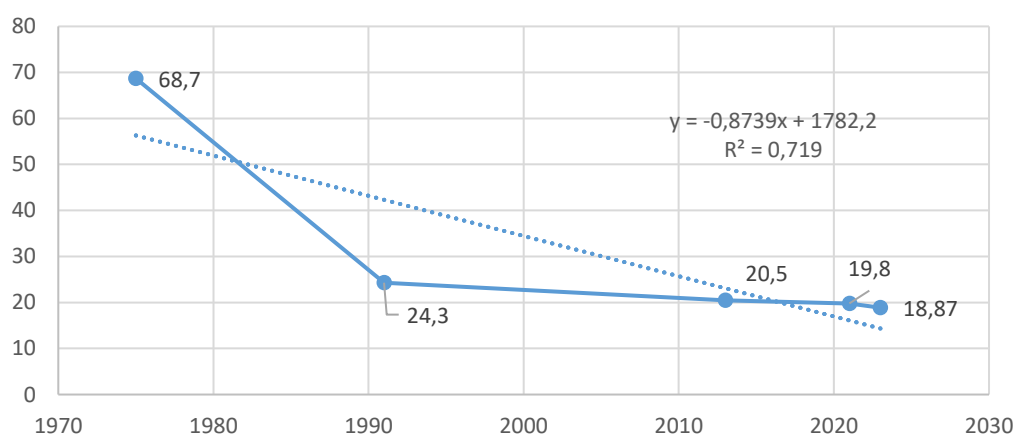


Рис. 2.4. Динаміка видобутку природного газу в Україні у період 1991-2023 рр.

Джерело: побудовано автором за [235-236].

Разом з тим, ресурсна база вуглеводнів України характеризується високим ступенем виробленості діючих родовищ, який сягає 68% для нафти та 76% для газу, що свідчить про поступове виснаження традиційного родовищного фонду. Рівень розвіданості початкових потенційних ресурсів (оцінюваних у 440 млн. т нафти та понад 1,1 трлн. м³ газу) не перевищує 33–37 %, проте темпи приросту нових розвіданих запасів відстають від темпів поточного видобутку (обсяги видобутку газу вдвічі перевищують приріст нових запасів, що означає поступове «проїдання» підготовленого потенціалу).

Ретроспективний аналіз свідчить про стійку тенденцію до скорочення як балансових запасів, так і фактичних обсягів виробництва (табл. 2.12).

Таблиця 2.12

Динаміка запасів нафти, газу і конденсату та їх видобутку
у 2013-2023 рр.

Рік	Газ природний горючий, млн. м ³			Конденсат, тис.т			Нафта, тис.т		
	Балансові (видобувні) запаси (всього)	Розроблені балансові (видобувні) запаси	Видобуток	Балансові (видобувні) запаси (всього)	Розроблені балансові (видобувні) запаси	Видобуток	Балансові (видобувні) запаси (всього)	Розроблені балансові (видобувні) запаси	Видобуток
2013	1 020 952,0	870 944,0	20 532,0	61 625,0	53 848,0	915,0	132 028,0	105 869,0	2 289,0
2014	993 296,0	849 507,0	21 435,0	60 199,0	53 810,0	900,0	129 840,0	104 991,0	2 172,0
2015	994 748,0	858 358,0	20 872,0	56 940,0	54 018,0	724,0	120 605,0	105 998,0	1 879,0
2016	924 115,0	803 684,0	19 922,0	50 889,0	45 425,0	653,0	121 290,0	97 827,0	1 817,0
2017	906 523,0	798 426,0	20 831,0	46 798,0	42 582,0	640,0	112 486,0	91 848,0	1 620,0
2018	829 449,0	719 229,0	20 523,0	42 956,0	38 438,0	669,0	109 574,0	86 560,0	1 622,0
2019	804 369,0	694 916,0	20 074,0	40 047,0	35 406,0	747,0	99 996,0	82 253,0	1 721,0
2020	829 146,0	618 179,0	18 623,0	39 265,0	32 974,0	910,0	95 875,0	71 100,0	1 649,0
2021	692 475,0	614 592,0	19 931,0	39 067,0	32 171,0	764,0	78 503,0	53 676,0	1 660,0
2022	667 573,0	600 717,0	18 612,0	34 046,0	27 714,0	671,0	76 463,0	52 857,0	1 513,0
2023	667 934,0	588 590,0	18 871,0	30 851,0	27 469,0	655,0	75 868,0	61 837,0	1 549,0

Джерело: складено автором за [230-235].

Попри відносну стабільність обсягів видобутку природного газу до 2021 року, у 2022–2023 рр. спостерігається його зниження, що пов'язано з негативним впливом воєнних дій, руйнуванням інфраструктури та зниженням інвестиційної активності (рис.2.5). Аналогічні тенденції характерні для нафти й газового конденсату, що підтверджує системний характер проблем відтворення ресурсної бази вуглеводнів в Україні (рис.2.6, 2.7).

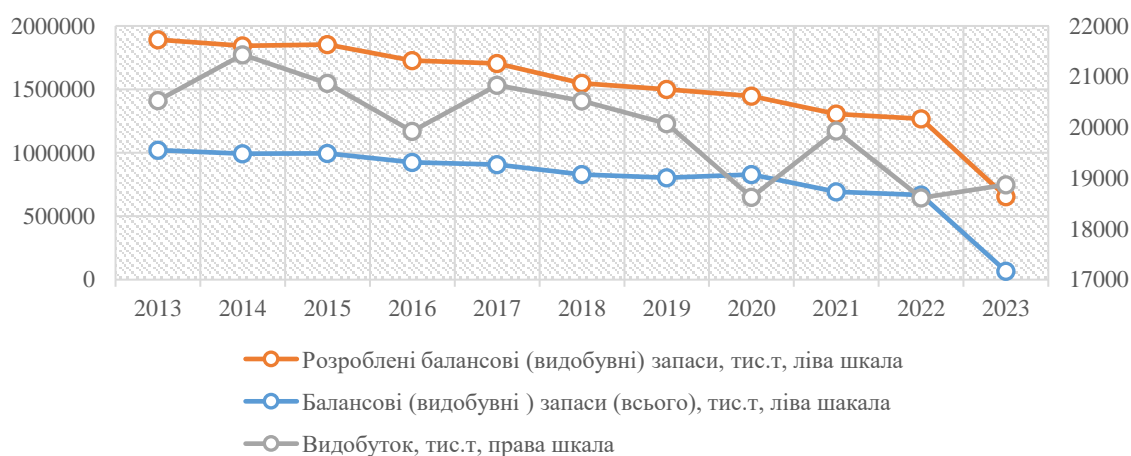


Рис. 2.5. Динаміка запасів та видобутку газу в Україні у період 2013-2023 рр.

Джерело: побудовано автором за [230-235].

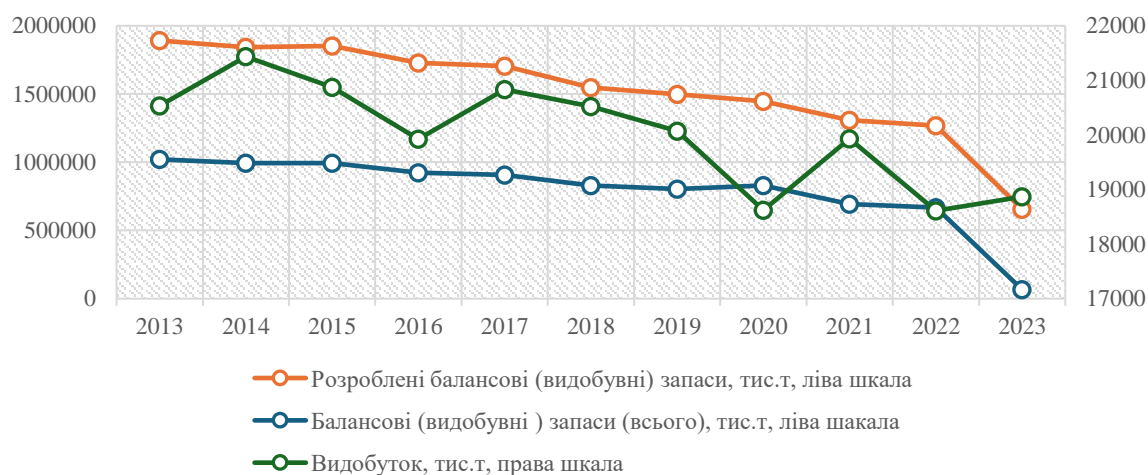


Рис. 2.6. Динаміка запасів та видобутку конденсату в Україні у період 2013-2023 рр.

Джерело: побудовано автором за [230-235].

Повномасштабна військова агресія РФ спричинила суттєву просторову та фінансову деформацію нафтогазової інфраструктури України. Втрата контролю над родовищами Донецької та Луганської областей (які забезпечували до 15% видобутку нафти), руйнування 30% бурових установок та 12 компресорних станцій завдали значних матеріальних збитків, які потребують понад 1,2 млрд дол. США витрат на відновлення.

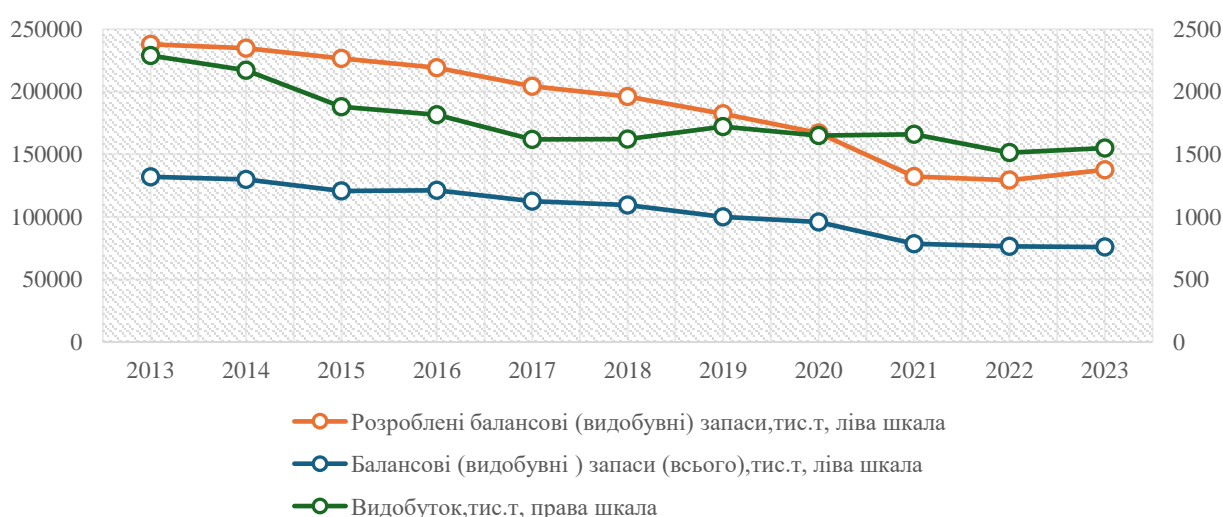


Рис. 2.7. Динаміка запасів та видобутку нафти в Україні у період 2013-2023 рр.

Джерело: побудовано автором за [230-235].

У свою чергу, наступним актуальним питанням є ефективно просторове розміщення об'єктів нафтогазової інфраструктури. Потрібно зазначити, що розміщення підприємств нафтопереробної промисловості визначається низкою чинників, серед яких ключовими є рівень і структура споживання нафтопродуктів у різних регіонах країни, техніко-економічні параметри переробки та транспортування нафти, а також територіальне співвідношення між сировинною базою та споживчими центрами. Рациональна просторово-територіальна організація таких підприємств забезпечує зниження логістичних витрат, підвищення енергетичної ефективності та зміцнення енергетичної безпеки держави, що набуває особливої актуальності в умовах воєнного та повоєнного відновлення (рис. 2.8) [237-239].

Наступним фактор є сукупний дефіцит інвестицій у галузі, котрий за період 2022–2024 рр. оцінюється на рівні 3,5 млрд. дол. США відносно мінімально необхідного обсягу підтримання видобутку (необхідно 8–10 млрд. дол. США до 2030 року, тоді як фактичний обсяг у 2023 р. становив лише 0,3 млрд. дол. США).

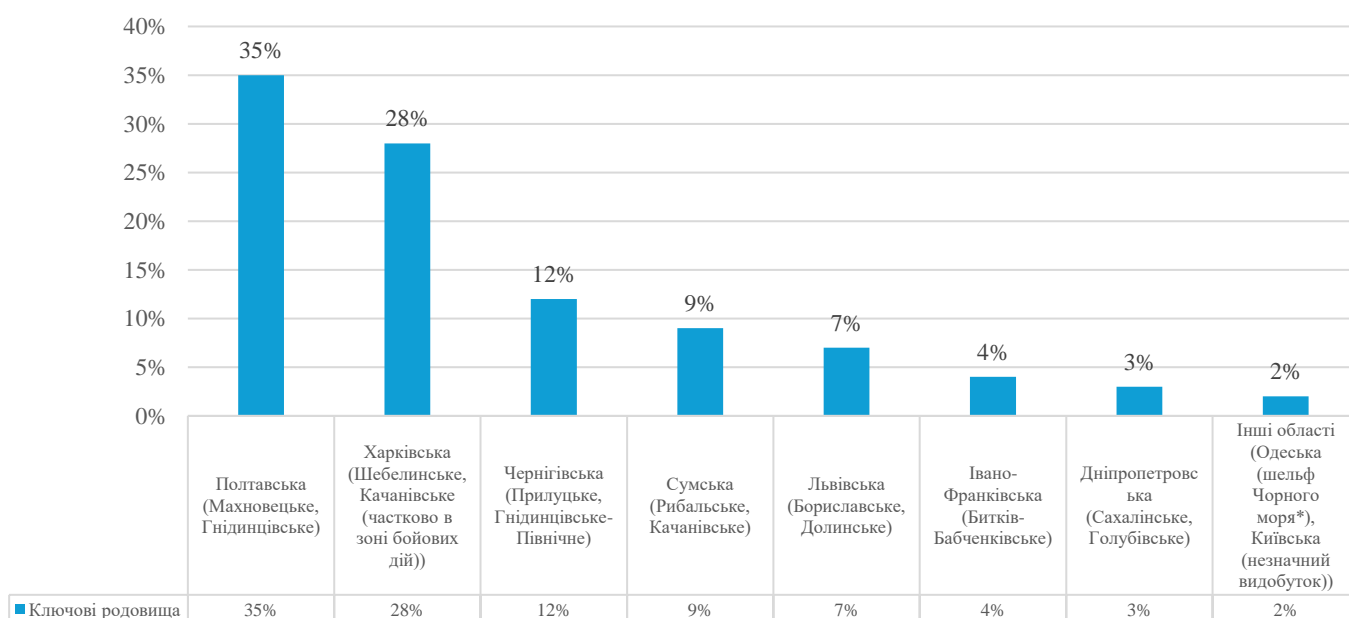


Рис. 2.8. Розподіл областей України за видобутком сирої нафти (дані за 2023–2024 рр., після повномасштабного вторгнення рф)

Джерело: побудовано автором за [237-239]

При цьому частка іноземного капіталу знизилась з 40 % до 20 %, а навантаження на державний бюджет підвищилося до 45 %. Понад 70 % коштів спрямовується на операційні витрати та капітальні ремонти нафтогазових родовищ, тоді як на геологорозвідку припадає лише 10–12 %, що консервує технологічне відставання. У цих умовах відбувся вимушений перерозподіл інвестицій за регіонами [235]: 65 % капіталовкладень припадає на відносно безпечну Західноукраїнську провінцію, 30% – на Східну та лише 5% – на Південну (рис.2.9).

Таблиця 2.13

Структура інвестицій в нафтогазові родовища України за джерелами
у 2023 році, %

Джерело	Частка	Основні проекти
Державний бюджет	45%	Ремонт інфраструктури, заміна насосів
Приватний капітал	35%	Розвідка дрібних родовищ (Полтавська, Івано-Франківська обл.)
Міжнародні партнери	20%	Проекти Vermilion Energy (Канада), EBRD (модернізація)

Джерело: складено автором за [241-243].

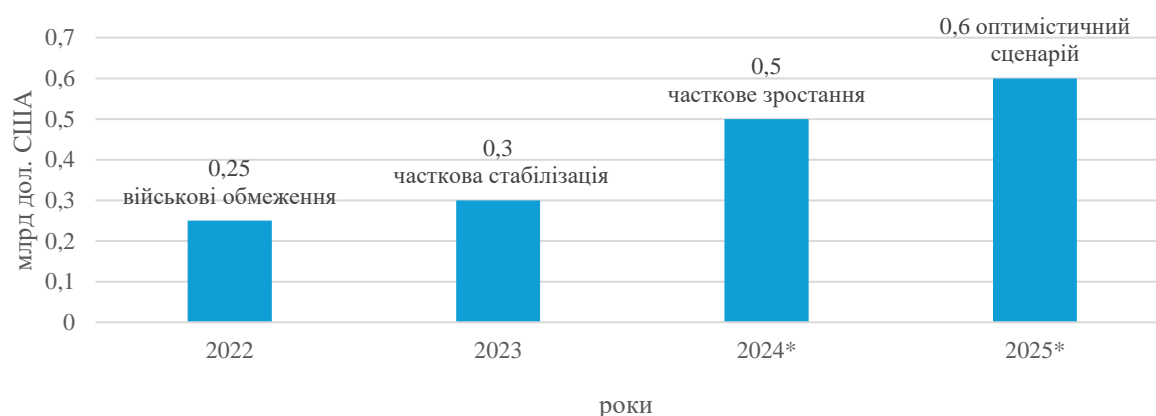


Рис. 2.9. Загальна динаміка інвестицій у розробку нафтогазових родовищ України у період 2022-2025 рр.

Джерело: побудовано автором за [241-248].

Юридичні ризики, відсутність державних гарантій та заборона на використання технології гідророзриву пласта також обмежують як внутрішнє,

так і зовнішнє фінансування розробки нафтогазових родовищ, при цьому стримуючи освоєння складних і виснажених родовищ. Водночас, воєнні фактори додатково підвищують вартість страхування проєктів до 25–30 %, що робить частину ініціатив економічно нерентабельними. Також частково або повністю заборонено роботи прикордонній зоні, що ускладнює доступ до перспективних родовищ у прикордонних районах Сумської, Харківської та Чернігівської областей.

Попри складні умови, у 2023–2024 роках було реалізовано окремі стратегічні проєкти:

– НАК «Нафтогаз України» [241] було інвестовано 220 млн. доларів (2023 р.), зокрема у розвідку глибоких горизонтів (до 5500 м) Шебелинського родовища;

– Vermilion Energy (Канада) [242] було спрямовано близько 70 млн. доларів на розробку родовищ в Івано-Франківській області з використанням горизонтального буріння;

– ЄБРР [243] було виділено 50 млн. доларів на проєкти енергоефективності.

За таких умов відбувся певний перерозподіл інвестицій у нафтогазові родовища за пріоритетами (рис. 2.10) та регіонами (рис. 2.11).

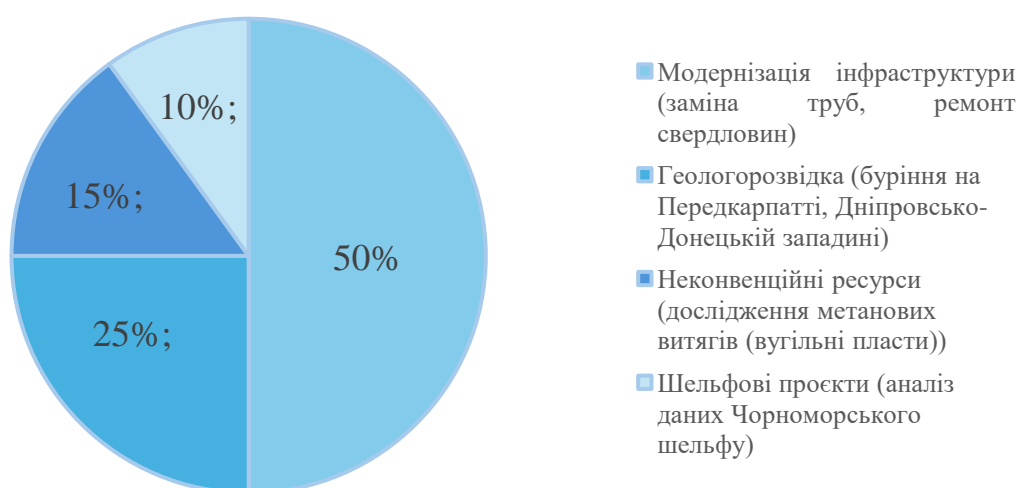


Рис. 2.10. Розподіл за пріоритетами напрямками інвестування в нафтогазові родовища України

Джерело: побудовано автором за [241-248].



Рис. 2.11. Регіональний розподіл інвестицій в нафтогазові родовища України

Джерело: побудовано автором за [241-248].

Утім, незважаючи на окремі позитивні приклади участі міжнародних інвесторів і фінансових інституцій у розвитку нафтогазових родовищ України, загальна інвестиційна активність у 2022–2024 роках залишається обмеженою через низку системних викликів, які суттєво впливають на обсяги залучення капіталу та реалізацію проєктів. Водночас оцінки за міжнародними стандартами SEC свідчать про наявність значного невикористованого потенціалу ресурсної бази України (підтвержені запаси за стандартом SEC становлять близько 1,1 трлн м³ газу та 395 млн т нафти) [244]. За цим показником Україна посідає друге місце в Європі, після Норвегії, що визначає стратегічну роль вітчизняного нафтогазового сектору у забезпеченні енергетичної безпеки держави, так і європейського енергетичного простору в цілому. Окрім конвенційних запасів, сукупний потенціал неконвенційних ресурсів сланцевого газу, метану вугільних пластів та газу глибокозалягаючих формацій оцінюється на рівні 6,5 трлн м³ [244]. Ефективне використання зазначених ресурсів у межах організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ потребує їх диференціації на конвенційні та неконвенційні джерела (табл. 2.14 та табл. 2.15).

Таблиця 2.14

Перспективи освоєння конвенційних ресурсів вуглеводнів в Україні
станом на 2025 рік

Нафтогазоносний басейн	Потенціал газу (млрд м ³)	Потенціал нафти (млн т)	Економічний та інституційний статус об'єктів
Дніпровсько-Донецький	1 200	210	Базовий драйвер; розвідка активна; високий потенціал після деокупації прикордонних зон
Причорноморський шельф	900	110	Інвестиційно привабливий, але повністю заморожений через воєнні дії
Карпатський	350	40	Активна розвідка глибоких покладів, низькі логістичні ризики

Джерело: складено автором за [241-248].

З урахуванням зазначених обставин відновлення галузі пов'язане з освоєнням нових ліцензійних ділянок. Найбільш пріоритетними в короткостроковій перспективі є:

1. Чорноморський шельф (зокрема блок «Скіфський»), де прогнозні запаси за даними фахівців оцінюються у 450 млрд. м³ [244], проте реалізація залежить від безпекової ситуації та значних капіталовкладень.

2. Передкарпатський прогин, де за аналітичними даними запаси на глибинах 5–7 км можуть сягати 110 млрд. м³ [245], що потребує високотехнологічного буріння.

Таблиця 2.15

Перспективи та технологічні бар'єри залучення неконвенційних
ресурсів станом на 2025 рік

Тип неконвенційного ресурсу	Оцінка потенціалу	Організаційно-економічні та технологічні бар'єри освоєння
Сланцевий газ (Дніпровський басейн)	3,2 трлн м ³	Заборона на гідророзрив пласта (ГРП) в окремих зонах; високі екологічні ризики; капіталомісткість
Метан вугільних пластів	1,8 трлн м ³	Необхідність впровадження технологій глибокого буріння (>1500 м)
Газ глибокозалягаючих формацій	1,5 трлн м ³	Потребує залучення іноземних операторів із досвідом надглибокого буріння (проекти Vermilion Energy)

Джерело: складено автором за [241-248].

Водночас без системних змін прогнозується, що до 2030 року частка дрібних і дуже дрібних нафтогазових родовищ у структурі діючих об'єктів зросте до 85 %. При цьому великі родовища, окрім Шебелинського, наблизатимуться до критичного рівня вичерпання або втратять економічну ефективність. Подальший розвиток галузі залежатиме від поєднання технологічної модернізації, залучення інвестицій для інтенсифікації видобутку та забезпечення належного рівня безпеки нафтогазовидобувної діяльності.

З огляду на зазначені тенденції, нафтогазова галузь України може опинитися під загрозою системної кризи, що потребує комплексного підходу до її стабілізації. Така криза зумовлена поєднанням наслідків воєнних руйнувань, глибокої технологічної деградації та критичного недофінансування. Для розробки ефективної державної стратегії розвитку нафтогазової галузі та формування адаптивного організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ доцільно систематизувати ці виклики за характером їхнього впливу на галузь, що наочно відображено у табл. 2.16.

Таблиця 2.16

Основні виклики освоєння та використання нафтогазових родовищ
України в умовах воєнного стану

Основні виклики	Основні прояви	Наслідки для галузі
Воєнно-безпекові ризики	Втрата 30 % інфраструктури Неможливість роботи на 40 % територій	Зниження обсягів видобутку. Погіршення логістичних ланцюгів постачання. Обмеження геологорозвідки.
Технологічна відсталість	70 % бурових установок експлуатуються понад 20 років Лише 15 % компаній мають техніку для буріння понад 5000 м	Зниження ефективності буріння. Неможливість освоєння глибинних родовищ.
Інвестиційний дефіцит	Потреба \$8-10 млрд. до 2030 р. Фактичні інвестиції 2023 р. становили \$0,3 млрд.	Відсутність модернізації. Відставання у розвитку інфраструктури. Гальмування проєктів розширення видобутку.

Джерело: складено автором за [236; 240; 246-247].

Аналіз таблиці 2.16 свідчить, що техніко-технологічний базис нафтогазових родовищ України перебуває у критичному стані. Моральний та фізичний знос основних фондів у поєднанні з втратами внаслідок військових дій істотно обмежує потенціал нарощування видобутку вуглеводнів, навіть за наявності підтверджених запасів. Особливо гостро постає проблема дефіциту високотехнологічного обладнання, необхідного для освоєння глибинних покладів понад 5000 м, що визначено стратегічним пріоритетом розвитку галузі.

Високі безпекові ризики та обмежений доступ до міжнародних ринків капіталу вимагають створення спеціальних механізмів страхування та державного стимулювання, які мають інтегруватися до оновленого організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ.

З огляду на виявлені ризики (військові, технологічні та інвестиційні), стратегічне планування розвитку нафтогазових родовищ України до 2050 року має ґрунтуватися на сценарному підході (табл.2.17) [247], який враховує варіативність зовнішніх і внутрішніх умов. Саме такий підхід дозволяє оцінити можливі траєкторії розвитку нафтогазової галузі залежно від рівня реалізації основних передумов, а саме стабілізації безпекової ситуації, залучення інвестицій, модернізації інфраструктури та доступу до нових ресурсних баз.

Таблиця 2.17

Порівняльна таблиця сценаріїв розвитку нафтогазових родовищ
України

Показник	Сценарій мінімум (статус-кво)	Оптимістичний сценарій (деокупація та інвестиції \$20 млрд.)
Прогнозний видобуток газу до 2030 р.	12 млрд м ³ /рік	25-28 млрд м ³ /рік
Основні чинники	Вичерпання родовищ	Шельф та сланцеві ресурси
Залежність від імпорту газу	Зберігається висока	Зниження на 50 %
Інвестиції	Мінімальні	\$20 млрд

Джерело: складено автором [244-246; 247]

У межах сценарію «мінімум» (статус-кво), передбачає збереження поточної безпекової ситуації та низького рівня інвестицій. Прогнозується

падіння видобутку газу до 12 млрд м³ на рік [241] через вичерпання діючих родовищ та відсутність доступу до нових, що посилить залежність від імпорту.

Натомість реалізація оптимістичного сценарію, який базується на деокупації територій, доступі до шельфу та сланцевих покладів, а також залученні 20 млрд доларів США інвестицій [242], за прогнозними даними дозволить наростити видобуток до 25–28 млрд м³ на рік і скоротити імпорт енергоносіїв на 50 % [243].

Саме реалізація оптимістичного сценарію розвитку нафтогазової галузі потребує формування цілеспрямованої та інституційно узгодженої державної політики, орієнтованої на зниження інвестиційних ризиків і відтворення ресурсної бази. Ключовим інструментом такої політики має стати створення Державного фонду диверсифікації енергоресурсів із орієнтовною капіталізацією близько 5 млрд дол. США, діяльність якого доцільно спрямувати на фінансування геологорозвідувальних робіт і підготовку нових родовищ до промислового освоєння.

Безумовно, ще одним важливим напрямом державної підтримки є запровадження механізмів надання державних гарантій та страхування воєнних ризиків для інвесторів, що дозволить знизити рівень невизначеності та підвищити інвестиційну привабливість нафтогазової галузі в умовах тривалої безпекової нестабільності. Одночасно стратегічного значення набуває поглиблення інтеграції України з європейською газотранспортною системою, що створює можливості доступу до нових ринків збуту, сучасних технологій видобутку та фінансових інструментів, а також сприяє підвищенню стійкості національного енергетичного сектору.

Втрати нафтогазових родовищ України внаслідок збройної агресії у 2022–2024 рр. стали системними, істотно вплинувши на виробничий потенціал нафтогазової галузі та її інвестиційну привабливість. Одним із найбільш відчутних наслідків стало масштабне руйнування виробничої інфраструктури родовищ. Зокрема, внаслідок бойових дій було знищено й пошкоджено близько 30% бурових установок, що суттєво скоротило технічні можливості щодо

буріння нових свердловин і проведення ремонтно-відновлювальних робіт на наявних об'єктах. Зазначене обмежує потенціал нарощування видобутку вуглеводнів і уповільнює процес оновлення основних виробничих фондів нафтогазової галузі.

У сукупності зазначені виклики, а саме воєнно-безпекові, технологічні та інвестиційні, формують комплекс системних обмежень, подолання яких потребує розроблення науково обґрунтованих підходів до комплексної оцінки ресурсного потенціалу та ефективності використання нафтогазових родовищ України.

2.3. Комплексна оцінка ресурсного потенціалу та ефективності використання нафтогазових родовищ України

Ефективна експлуатація нафтогазових родовищ України в умовах тривалого воєнного стану та повоєнного відновлення потребує суттєвого вдосконалення чинного організаційно-економічного інструментарію діагностики нафтогазових родовищ. Традиційні підходи, орієнтовані суто на фінансовий аудит за міжнародними стандартами (SEC, PRMS) або державний облік природного багатства, виявляють обмежену придатність, оскільки не враховують просторову, інфраструктурну та безпекову деформацію галузі.

Центральним елементом оновленого організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ України є розроблений у межах дослідження комплексний підхід, який базується на принципі наскрізної ризикоорієнтованості. Ризикоорієнтований аспект у межах цього дослідження не виділяється як відокремлена аналітична складова, а декомпонується та імплементується безпосередньо у шість взаємопов'язаних аналітичних блоків діагностики. Загрози вогневого ураження, технологічних ускладнень та капітального дефіциту інтегруються у структуру витрат, профіль видобутку та ставку дисконтування.

Для формування репрезентативного аналітичного підґрунтя та практичної апробації запропонованої методики автором було сформовано робочу вибірку, яка охоплює 62 нафтогазових родовища України (рис.2.12). Процес відбору та моделювання об'єктів дослідження здійснювався на основі таких методологічних засад:

1. Первинні геолого-промислові та технологічні характеристики масиву родовищ (товщина, проникність, пористість, дебіти флюїдів) сформовано на основі відкритих статистичних джерел, узагальнених даних Державного балансу запасів корисних копалин України та типових параметрів родовищ ключових нафтогазоносних провінцій – переважно Дніпровсько-Донецької западини та Карпатського регіону (табл. Е.1 додатку Е).



Рис. 2.12. Просторове розміщення досліджуваних нафтогазових родовищ України та їх позиціонування щодо зон підвищеного воєнного ризику
Джерело: побудовано автором у програмному середовищі Datawrapper

2. Розрахункові вартісні показники (CAPEX, собівартість, прибуток) та фінансові коефіцієнти (NPV, IRR, термін окупності) розраховано на основі економетричного моделювання та експертних оцінок, адаптованих до

макроекономічних умов 2022–2024 рр. і фінансової звітності НАК «Нафтогаз України». Наведені показники не є конфіденційними даними конкретних діючих свердловин, а виступають усередненими узагальненими моделями (модельними даними), що слугують інформаційною базою для предиктивного моделювання капітальних витрат (табл. Е.2 додатку Е).

3. Для побудови моделей машинного навчання та регресійного аналізу параметри розподілено на дві групи: символ X застосовується для позначення екзогенних (первинно розвіданих геологічних та технологічних) факторів, тоді як символ Y відображає фактичні розраховані дані вартості та інвестиційної ефективності. Повний масив вхідних детермінант X представлено в табл.Е.1 додатку Е, а розраховані індикатори ефективності й категорії об'єктів Y представлено у таблиці Е.2, Е.3 додатку Е.

Для подолання методичної фрагментарності та систематизації зазначеного багатовимірному масиву даних (62 об'єкти по 15 ознаках у кожного) у програмному забезпеченні було реалізовано алгоритм штучної нейронної мережі (ШНМ) із використанням методу k -середніх. Родовища було емпірично розподілено на 4 гомогенні кластери за критеріями їхньої геологічної будови, глибини залягання покладів, проникності й газового фактора (табл. Е.3 додатку Е), що дозволило чітко диференціювати активи за рівнем технологічної складності та інвестиційної привабливості.

В таблиці 2.18 здійснено узагальнення отриманих результатів, а також на рис.2.13 представлена мапа кластеризації. Аналіз результатів показав, що збудована ШНС характеризується високою якістю навчання.

Запропонована кластеризація дозволяє здійснити сегментацію ресурсної бази, що дозволить сформувати диференційований організаційно-економічний механізм використання нафтогазових родовищ залежно від їх геолого-виробничих та економічних характеристик.

Необхідно зазначити, що для родовищ Кластера 3, який характеризуються найвищими показниками продуктивності та економічної ефективності, вважаємо доцільним застосування стратегій інтенсивного

вилучення запасів, котрі спрямовані на максимізацію грошових потоків у коротко- та середньостроковій перспективі.

Таблиця 2.18

Узагальнення отриманих даних щодо кластеризації основних нафтогазовидобувних родовищ України та їх економічна інтерпретація

Кластер	Характеристики (середні значення за результатами аналізу)	Приклади родовищ (типові представники)	Економічні параметри	Інтерпретація
1	Глибокі та складні в яких глибина >3000 м, висока температура пластів, низька проникність та пористість (<15%), високий газовий фактор.	Східницьке, Лиманське, Суходолівське, Сахалінське, Скороходівське	NPV залежить від цін	ВИБІРКОВІ ІНВЕСТИЦІЇ
2	Середньоглибокі та стабільні в яких глибина 2200–2800 м, помірна проникність, стабільна продуктивність (дебіт нафти 20–28 м ³ /доб).	Мигринське, Анастасівське, Перекопівське, Качалівське, Східно-Новоселівське	NPV = 0, IRR = r	ПІДТРИМУВАТИ
3	Високопродуктивні, а саме неглибокі (<2100 м) родовища з найкращими колекторськими властивостями (проникність >200 мД), висока нафтонасиченість та дебіт нафти (>35 м ³ /доб).	Гнідинцівське, Глинсько-Розбишівське, Бориславське, Качанівське, Радченківське	NPV > 0, IRR > r, PI > 1,3	ІНВЕСТУВАТИ
4	Малі та обводнені в яких висока частка дебіту води (>40 м ³ /доб), низький дебіт нафти, невелика товщина нафтоносних утворень.	Скворцівське, Личківське, Довбушанське, Голубівське, Сагайдацьке	NPV < 0, PI < 1	ОБМЕЖУВАТИ

Джерело: розроблено автором.

Щодо Кластера 2, який характеризується стабільним, але водночас помірним показником видобутку, економічно обґрунтованою є стратегія підтримувального розвитку, яка орієнтована на оптимізацію операційних витрат, стабілізацію дебітів та продовження строку ефективної експлуатації.

Для родовищ Кластера 1, який відзначається значними глибинами залягання, необхідно передбачати спеціальні механізми стимулювання інвестицій у буріння глибоких свердловин (понад 5000 м). Саме об'єкти Кластера 1 формують стратегічний резерв ресурсної бази України та мають значний потенціал забезпечення довгострокової енергетичної безпеки нашої країни.

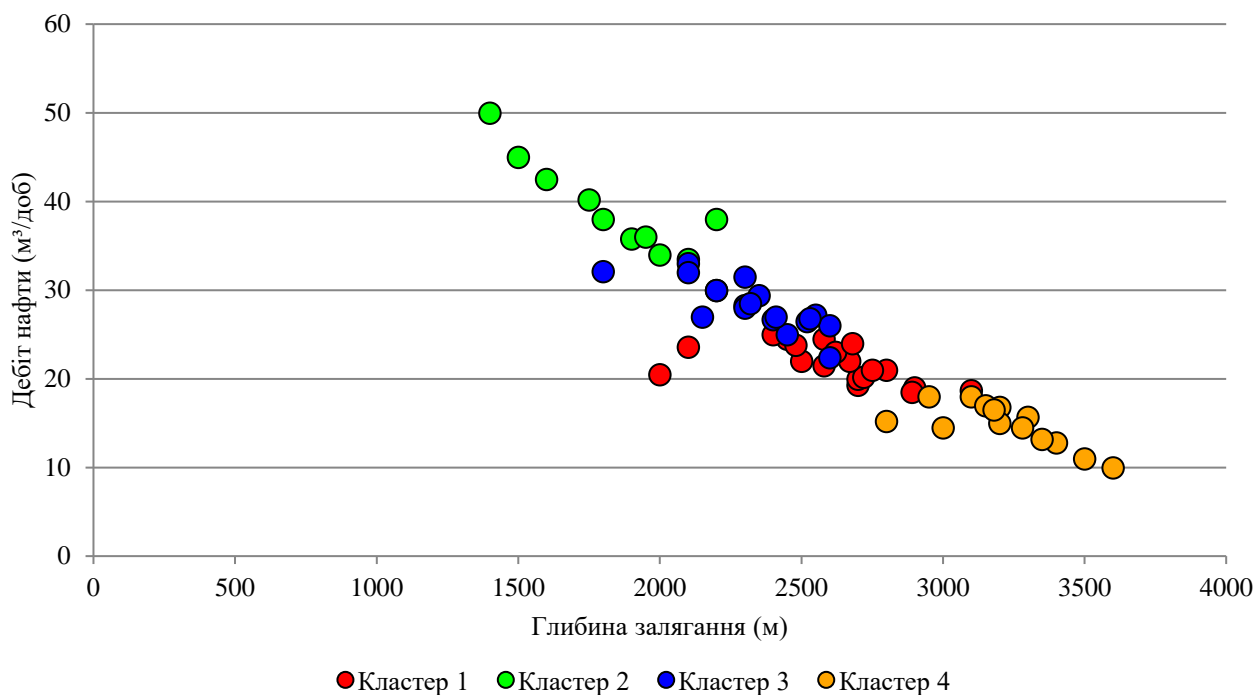


Рис.2.13. Кластерна структура нафтогазових родовищ за техніко-геологічними та виробничими параметрами

Джерело: розроблено автором на основі таблиці Е.1 та Е.3 додатку Е та методу *k*-середнє

Щодо об'єктів Кластера 4, які характеризуються високим рівнем обводненості та зниженням ефективності традиційних методів експлуатації, доцільно зміщувати акцент на впровадження цифрових технологій типу «Smart Field», котрі, як свідчить міжнародна практика, забезпечують оперативний моніторинг стану покладів, оптимізацію режимів роботи свердловин та зниження експлуатаційних витрат.

Проведена кластеризація дала можливість верифікації та демонстрації практичного застосування розробленої методики. У роботі проведено покрокові розрахунки та нормування за кожним із шести аналітичних блоків на прикладі чотирьох опорних родовищ-представників, які відображають специфіку кожного з виділених ШНМ-кластерів: Суходолівського (Кластер 1 – високопродуктивні), Радченківського (Кластер 2 – глибокі та складні), Гнідинцівського (Кластер 3 – середньоглибокі та стабільні) та Скворцівського (Кластер 4 – малі та обводнені).

Саме зазначені родовища стали опорними для проведення подальшим розрахунків авторської методики, котра складається з шести блоків. Для проведення ґрунтового аналізу в табл. Е.4 додатку Е згруповано та прораховано показники для розрахунку кожного блоку комплексної діагностики ефективності використання родовищ.

Представлена матриця (табл. Е.4 додатку Е) унаочнює практичну реалізацію наскрізного ризикоорієнтованого підходу. Замість агрегованого усереднення кожен із 24 первинних індикаторів пройшов процедуру диференційованого нормування. Це дозволило чітко простежити деструктивний вплив локальних чинників. Наприклад, для Кластера 4 (Скворцівське родовище) високий управлінсько-цифровий бал ($M_1 = 0,700$) повністю нівелюється технологічним дестимулятором падіння дебітів та обводненості ($T_3 = 0,113$), що зумовлює низьке значення підсумкового інтегрального індексу (0,323). Натомість для Кластера 1 (Суходолівське родовище) головним стимулюючим фактором є поєднання критично низької економічної рентабельності ($E_1 = 0,000$) із незадовільною воєнно-безпековою ситуацією на прикордонних територіях ($S_1 = 0,400$), що відносить об'єкт до зони безпеково-економічного ризику. Таким чином, отримані результати підтверджують доцільність використання запропонованого підходу, який дає змогу виявляти не лише загальний рівень ефективності використання родовищ, а й конкретні фактори, що стримують їх стабільне функціонування та розвиток в умовах воєнного часу і повоєнного відновлення.

Блок 1. Ресурсно-геологічний блок Z_G формує вхідні параметри обсягів видобутку та виступає базовою складовою оцінювання потенціалу нафтогазових родовищ. До складу цього блоку включено початкові запаси (G_1), залишкові запаси (G_2), коефіцієнт заміщення запасів (G_3 , RRR) та рівень виснаженості родовища (G_4 , дестимулятор). Сукупність зазначених показників характеризує забезпеченість родовища ресурсною базою та визначає можливості його подальшого ефективного використання.

Як інтегральний показник природного потенціалу пласта (x_G) у межах запропонованого підходу використано найбільшу товщину нафтоносних утворень, яка безпосередньо впливає на обсяг видобувних запасів та перспективи промислового освоєння родовища. За результатами аналізу 62 нафтогазових родовищ України встановлено мінімальне значення показника на рівні $x_{min} = 5,0$ м (Східницьке родовище) та максимальне значення $x_{max} = 35,0$ м (Радченківське родовище).

Для забезпечення порівнянності показників було застосовано процедуру лінійного нормування за формулою стимулятора. У результаті розрахунків отримано наступні значення ресурсно-геологічного субіндексу, що наведено у табл.2.19.

Таблиця 2.19

Результати розрахунків субіндексу (z_G) ресурсно-геологічного блоку (за показником товщини пласта) в розрізі кластерних родовищ

Кластер/Об'єкт дослідження	Фактичне значення товщини пласта x_i , м	Результати розрахунків
Кластер 1 (Суходолівське родовище)	15,0	0,333
Кластер 2 (Радченківське родовище)	35,0	1,00
Кластер 3 (Гнідинцівське родовище)	32,0	0,90
Кластер 4 (Скворцівське родовище)	13,2	0,273

Джерело: розраховано автором

Економічна інтерпретація Блоку 1. Радченківське ($z_G = 1,000$) та Гнідинцівське ($z_G = 0,900$) родовища володіють максимальним стартовим ресурсно-геологічним потенціалом, що створює умови для низьких питомих витрат на одиницю ресурсу та формування ефекту масштабу. Натомість Скворцівське родовище суттєво обмежене за якістю мінерально-сировинної бази ($z_G = 0,273$).

Блок 2. Виробничо-технологічний блок Z_T визначає виробничу функцію родовища та динаміку завантаження наземної інфраструктури збору й

підготовки флюїдів. Складова охоплює обсяги видобутку (T_1), темпи падіння (T_2), середній дебіт (T_3) та коефіцієнт готовності (T_4). Головним інтегральним індикатором-стимулятором (x_T) обрано фактичний середній дебіт нафти (Q_n , м³/добу). По досліджуваній вибірці 62 об'єктів зафіксовано такі ліміти: $x_{min} = 10,0$ м³/добу (Східницьке родовище); $x_{max} = 50,0$ м³/добу (Радченківське родовище). У результаті розрахунків отримано наступні значення виробничо-технологічного субіндексу, що наведено у табл.2.20.

Таблиця 2.20

Результати розрахунків субіндексу (z_T) виробничо-технологічного блоку (за показником середнього дебіту нафти) в розрізі кластерних родовищ

Кластер/Об'єкт дослідження	Фактичне дебіт нафти, м ³ /добу	Результати розрахунків
Кластер 1 (Суходолівське родовище)	13,2	0,08
Кластер 2 (Радченківське родовище)	50,0	1,00
Кластер 3 (Гнідинцівське родовище)	45,0	0,875
Кластер 4 (Скворцівське родовище)	14,5	0,113

Джерело: розраховано автором

Економічна інтерпретація Блоку 2. Радченківське родовище досягає максимального виробничо-технологічного показника ($z_T = 1,000$), що свідчить про найвищу ефективність використання ресурсів та забезпечує прискорене повернення інвестованого капіталу.

Водночас Суходолівське родовище характеризується критично низьким рівнем технологічної віддачі ($z_T = 0,080$). Це зумовлено поєднанням несприятливих геолого-технічних умов, зокрема аномально низької проникності пласта (78,0 мД) та значної глибини залягання, що істотно ускладнює процес видобутку та знижує економічну ефективність його освоєння.

Блок 3. Економічний блок Z_E є базою для виявлення зав'язків між ринковою ціною, фіскальним тиском та кінцевим фінансовим результатом.

Блок включає повну собівартість (E_1), структуру ОРЕХ (E_2), питому ренту (E_3), EBITDA (E_4) та чистий прибуток (E_5). Первинним економічним дестимулятором (x_E) у моделі виступає повна собівартість розроблення та будівництва свердловин (тис. дол. США), прогнозована за допомогою адаптованих авторських рівнянь кластерної регресії (формули 2.2–2.5).

Для розрахунку показників економічного блоку в роботі було розроблену кластерно-регресійну модель, котра включає орієнтовну вартість будівництва родовища без ПДВ, орієнтовна вартість будівництва родовища з урахуванням ПДВ, прибуток, собівартість будівництва родовища, вартість 1 м проходки без ПДВ та з урахуванням ПДВ.

Доцільно зазначити, що у кластерно-регресійній залежності часто застосовують прості залежності, що не потребують складних розрахунків які можна легко економічно інтерпретувати. Як свідчить практичний досвід застосування кластерно-регресійного аналізу зазвичай ґрунтується на тому, що рівняння лінійної регресії відображає залежність між показниками навіть тоді, коли вони виявляються складнішими і потребують значних розрахунків [245]. Для формування параметрів представимо формули їх розрахунків.

Формула для вартості будівництва без ПДВ (базова):

$$\text{Вартість буд. без ПДВ} = \beta_0 + (\beta_1 \times \text{глибина}) + (\beta_2 \times \text{проходка}) - (\beta_3 \times \text{товщина пласта}) + \varepsilon, \quad (2.8)$$

де β_0 – це «базова витрати» проєкту, яка не пов'язана з факторами моделі (тис. дол.);

β_1 – вартість буріння 1 м глибини родовища (тис. дол.США);

β_2 – вартість 1м проходки (тис. дол.США);

β_3 – вартість 1м товщини пласта (тис. дол.США);

ε – це випадкова помилка, яка включає в себе всі фактори, що впливають на вартість, але не враховані у моделі. Це можуть бути невраховані геологічні умови, коливання цін на матеріали, людський фактор тощо.

Варто зауважити той факт, що для різних кластерів коефіцієнти β_0 , β_1 , β_2 , β_3 можуть бути різними. Для інших змінних в нашому дослідженні використовуємо наступну залежність формули 2.9-2.13.

$$\text{Собівартість} = \text{Вартість без ПДВ} \times 0,65, \quad (2.9)$$

$$\text{Прибуток} = \text{Вартість без ПДВ} \times 0,35, \quad (2.10)$$

$$\text{Вартість з ПДВ} = \text{Вартість без ПДВ} \times 1,2, \quad (2.11)$$

$$\text{Вартість 1 м без ПДВ} = \text{Вартість без ПДВ} / \text{глибина}, \quad (2.12)$$

$$\text{Вартість 1 м з ПДВ} = \text{Вартість з ПДВ} / \text{глибина}, \quad (2.13)$$

Застосування кластерно-орієнтованого регресійного аналізу дозволяє вирішувати завдання предиктивного моделювання витрат із врахуванням геологічної неоднорідності ресурсів. Прогнозні значення вартості будівництва свердловин розраховуються шляхом підстановки значень пояснюючих змінних (глибини, проникності, товщини пласта) у рівняння регресії, параметри якого адаптовані під специфіку кожного з чотирьох виділених кластерів [251].

Для проведення порівняльного аналізу та верифікації запропонованого підходу результати побудови регресійних моделей систематизовано у табл. Е5-Е.6 додатку Е. Оцінка ефективності здійснюється шляхом зіставлення результатів, отриманих за загальногалузевою моделлю (базовий сценарій), та уточнених значень, розрахованих за допомогою диференційованих кластерних моделей (адаптивний сценарій).

Для кожного з чотирьох виділених кластерів ідентифіковано власну специфічну модель лінійної регресії, яка враховує домінуючі фактори впливу на вартість будівництва свердловин. Для Кластер 1 (Глибокі та складні родовища) використовується формула 2.14.

$$V_{\text{буд}} = 1480 \times H + 85 \times K_{pr} - 1200, \quad (2.14)$$

де $V_{\text{буд}}$ – вартість будівництва (тис. дол. США);

H – глибина (м);

K_{pr} – проникність пласта.

Високий коефіцієнт при H (1480) відображає суттєве зростання витрат на глибоке буріння через складні термобаричні умови, підвищену аварійність та геомеханічні ризики. Незважаючи на нелінійний характер зростання витрат при надглибокому бурінні, у межах діапазону спостережень ($H = 3000\text{--}5500$ м) лінійна апроксимація забезпечує прийнятну точність прогнозування ($R^2 = 0,92$), що підтверджується результатами верифікації на опорних родовищах Кластера 1. Від’ємна константа (-1200) є математичним артефактом лінійної апроксимації нелінійної залежності та не має фізичної інтерпретації поза межами зазначеного діапазону глибин, оскільки модель застосовується виключно для надглибоких об’єктів ($H > 3000$ м).

Для Кластер 2 (середньоглибокі та стабільні родовища) використовуємо формулу 2.15.

$$V_{\text{буд}} = 980 \times H + 85 \times K_{por} + 28000, \quad (2.15)$$

де K_{por} – коефіцієнт пористості пласта (%).

У цій моделі враховано вплив ємнісних властивостей колектора на технологічну вартість робіт. Цей кластер описує класичне, передбачуване буріння на середні глибини. Цифра 28000 показує стабільні фіксовані витрати на облаштування промислу та стандартний комплекс геофізичних досліджень, які є незмінними для типових розроблюваних покладів Дніпровсько-Донецької западини.

Для Кластер 3 (високопродуктивні родовища) використовуємо формулу 2.16.

$$V_{\text{буд}} = 760 \times H - 55 \times m_{pl} + 410000, \quad (2.16)$$

де m_{pl} – товщина продуктивного пласта (м).

Відзначимо, що від’ємний коефіцієнт при m_{pl} підтверджує гіпотезу про зниження питомих витрат при освоєнні потужних однорідних покладів. Велике додатне значення константи відображає масштабність інфраструктури, необхідної для освоєння високодебітних гігантів. Побудова потужних нафтогазозбірних пунктів, великих установок підготовки нафти (УПН), компресорних станцій та високотехнологічних систем підтримання пластового тиску (ППТ) потребує значних початкових капітальних вкладень. Проте велика додатна константа врівноважується від’ємним коефіцієнтом при товщині пласта ($-55 \times m_{pl}$): модель показує, що високі капітальні витрати знижуються за рахунок товстих, однорідних і високопродуктивних пластів, що врівноважує високі початкові капітальні витрати на інфраструктуру.

Для Кластер 4 (малі та обводнені родовища) використовуємо формулу 2.17.

$$V_{\text{буд}} = 1120 \times H + 140 \times Q_w + 320000, \quad (2.17)$$

де Q_w – дебіт води (м³/доб).

Включення показника обводненості дозволяє врахувати додаткові капітальні витрати на обладнання для підготовки та утилізації пластових вод. Високе стартове значення +320000 безпосередньо зумовлене технологічним профілем кластера – критичною обводненістю. Навіть для буріння неглибокої свердловини на такому об’єкті інвестор з першого дня змушений закладати у фіксовані витрати капітальні вкладення на будівництво потужних очисних

споруд, резервуарних парків для відстою пластової води, насосних станцій зворотного закачування флюїду у поглинаючі горизонти та закупівлю антикорозійного обладнання.

Отримані дані свідчать, що для родовищ першого кластера характерна висока чутливість структури витрат до геолого-технічних умов глибокого буріння. Хоча спрогнозована адаптована модель показав високу точність прогнозування загальної вартості (за даними відхилення становить лише 0,11 %), а детальний аналіз виявив суттєве зростання базової собівартості видобутку на 27,86 %. Вважаємо, що це зумовлено складними температурними режимами пласта, і як наслідок вимагає застосування високовартісних термостійких матеріалів. Застосування кластерного підходу дозволило обґрунтувати зростання фактичного прибутку порівняно з плановими показниками, цей факт доводить необхідність формування цільових фінансових резервів для об'єктів цієї групи з метою нівелювання ризиків глибокого залягання горизонтів.

Для родовищ другого кластера характерна висока збіжність базової та адаптованої моделей, що свідчить про стабільність технологічних процесів на середньоглибоких нафтогазових родовищах та ефективність впровадження автоматизації, що дозволяє зберігати фактичну собівартість у межах запланованих параметрів.

Для третього кластера перехід до адаптованої моделі дозволив скоригувати прогнозну вартість та зменшити на 8,03 %, що пояснюється врахуванням фактора потужності пласта (mpl), що при великих значеннях (28,5 м) забезпечує ефект технологічного масштабу та знижує питомі витрати на освоєння одиниці об'єму покладу.

Для четвертого кластера характерним є високий рівень капітальних витрат, що зумовлено аномальним дебітом пластових вод (58 м³/добу). Адаптація моделі дозволила ідентифікувати прихований вплив фактора обводненості (Q_w), що забезпечує більш точне прогнозування собівартості та

дозволяє уникнути дефіциту бюджету при закупівлі спеціалізованого корозійно-стійкого обладнання.

Для перевірки адекватності побудованих регресійних моделей (табл.Е.5–Е.8 додатку Е) [252] було використано стандартний набір статистичних критеріїв. Отримані результати свідчать про високу прогностичну здатність диференційованого підходу (табл. 2.21).

Таблиця 2.21

Статистичні параметри значущості кластерних регресійних моделей

Показник	Кластер 1	Кластер 2	Кластер 3	Кластер 4
Коефіцієнт детермінації (R^2)	0,92	0,88	0,91	0,85
F-критерій Фішера	45,2	38,7	42,1	31,4
p-value (значущість)	< 0,01	< 0,01	< 0,01	< 0,05
Середня помилка апроксимації (А)	4,2%	5,8%	3,9%	7,2%

Джерело: розраховано автором.

Розраховані статистичні параметри (табл. 2.21) підтверджують адекватність побудованих кластерних моделей. Зокрема, високі значення коефіцієнта детермінації ($R^2 = 0,85$) та відповідність F-критерію Фішера нормативним вимогам дозволяють стверджувати, що виділені геологічні фактори мають детермінований вплив на формування вартості будівництва свердловин. Низький рівень помилки апроксимації (до 7,2%) дозволяє використовувати ці моделі як інструмент предиктивного моделювання в межах організаційно-економічного механізму управління нафтогазовими активами.

Виходячи з отриманих розрахунків, можна стверджувати, що обирати треба те родовище, для якої відношення прогнозу загальної вартості розроблення до розвіданих запасів є мінімальним.

Проведений аналіз дозволив здійснити оцінку економічного блоку показників. Граничні рамки собівартості по вибірці становлять: $x_{min} = 911,09$ тис. дол.США (мінімальні витрати); $x_{max} = 4471,94$ тис. дол.США (максимальні капіталомісткі витрати).

Оскільки собівартість є дестимулятором, нормування економічного субіндексу (z_E) виконується за формулою (2.4). У результаті розрахунків отримано наступні значення економічного субіндексу, що наведено у табл.2.22.

Таблиця 2.22

Результати розрахунків субіндексу (z_E) економічного блоку (за показником кластерної собівартості) в розрізі досліджувальних родовищ

Кластер/Об'єкт дослідження	Розрахована кластерна собівартість, тис.дол.США	Результати розрахунків
Кластер 1 (Суходолівське родовище)	4471,94	0,00
Кластер 2 (Радченківське родовище)	911,09	1,00
Кластер 3 (Гнідинцівське родовище)	1350,86	0,877
Кластер 4 (Скворцівське родовище)	3743,38	0,205

Джерело: розраховано автором

Економічна інтерпретація Блоку 3. Радченківське родовище за рахунок впровадження автоматизації та оптимальної глибини має мінімальну собівартість і найкращий економічний бал ($z_E = 1,000$). Суходолівське родовище виявляє нульову вартісну привабливість ($z_E = 0,000$) через складний термобаричний режим і потребу у високовартісних термостійких матеріалах буріння. Скворцівське родовище також суттєво обтяжене низьким балом ($z_E = 0,205$), що викликано кумулятивним зростанням OPEX на будівництво складних систем водовідведення та утилізації пластової води.

Блок 4. Інвестиційний (динамічний) блок показників Z_1 оцінює довгострокову життєздатність та стійкість інвестиційних індикаторів проекту до воєнно-економічних шоків. До складу блоку входять CAPEX (I_1), NPV (I_2), IRR (I_3), PI (I_4) та термін окупності (I_5). Як опорний показник-стимулятор (x_1) у моделі використано внутрішню норму рентабельності (IRR, %), розраховану за результатами фінансового моделювання.

Для аналізу використовуємо усереднені дані по групах з урахуванням специфіки родовищ. Здійснимо класифікацію родовищ за рівнем

рентабельності на основі узагальнених даних Держбалансу запасів [248], фінансової звітності НАК «Нафтогаз України» [230-234], результатів PVT-моделювання [253] та побудови аналітичної таблиці 2.23 з урахуванням таких груп:

1. Високорентабельні родовища, котрі мають $IRR > 25\%$ (Лесяківське, Радченківське, Гнідинцівське, Бориславське).

2. Родовища із середньою рентабельністю у діапазоні $15\% < IRR < 25\%$ (Опішнянське, Мільківське, Борзівське, Качалівське).

3. Низькорентабельні нафтогазові родовища, котрі мають показник $IRR < 15\%$ (Решетняківське, Зачепилівське, Яблунівське).

4. Збиткові та важкодобувні нафтогазові родовища (Східницьке, Лиманське, Суходолівське).

Таблиця 2.23

Основні показники за типами нафтогазовидобувних родовищ

Параметр	Нафтові родовища (n=32)	Газові родовища (n=19)	Газоконденсатні (n=15)	Важкодобувні (n=8)
Середній NPV, млн.дол.США	1,62	0,57	2,84	0,53
IRR, %	20,92	16,00	26,37	15,81
Термін окупності, років	5,30	5,93	4,26	5,83
Рентабельність, %	69,6	35,7	84,2	50,0

Джерело: розраховано автором.

Більш детальний аналіз досліджуваних родовищ наведено у таблиці Е.2 додатку Е та представлено на рис.2.14.

У роботі було проаналізовано 74 об'єкти, з урахуванням того, що одне і теж саме родовище може потрапляти декілька разів до різних категорій, тому що нафтогазова галузь специфічна тим, що одне й те саме родовище часто містить декілька типів покладів, а також виділенням підгрупи важкодобувних

запасів із загального масиву для спеціалізованого фінансового аналізу. Цей факт спричинив збільшення об'єктів, що потрапили до вибірки класифікації.

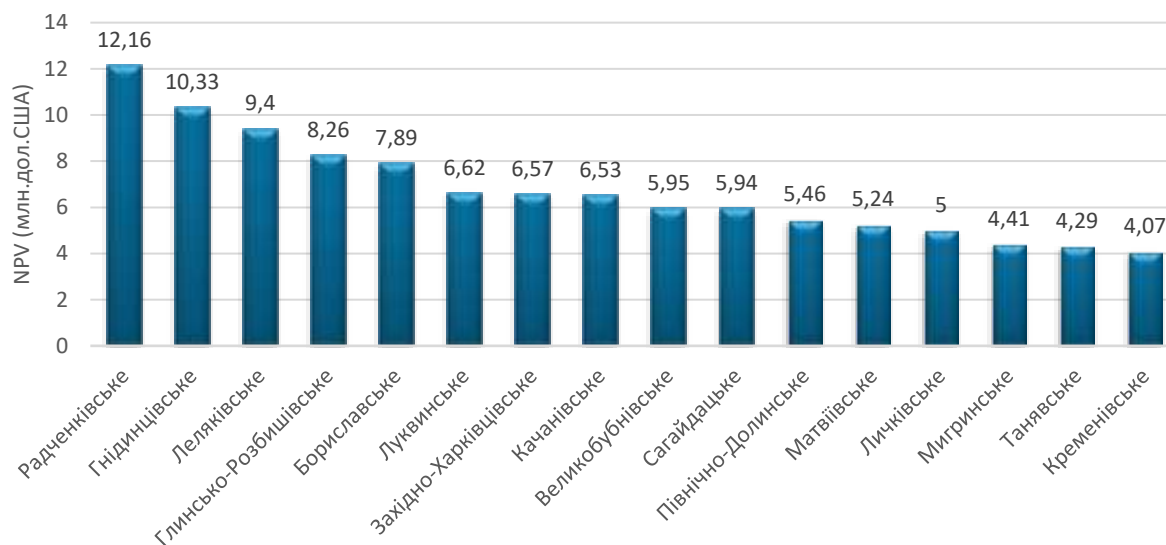


Рис. 2.14. ТОП нафтогазових родовищ України за показником NPV (млн. дол. США)

Джерело: побудовано автором на основі даних табл.Е.2 додатку Е.

Результати фінансового моделювання (табл. 2.23) продемонстрували чітку кореляцію між типом вуглеводнів та інвестиційною привабливістю об'єктів. У результаті аналізу встановлено, що найбільш прибутковим сегментом є газоконденсатні родовища, котрі мають показник IRR до 38,4%, тоді як важкодобувні об'єкти характеризуються від'ємним значенням NPV (-3,8 млн. дол. США). Це підтверджує необхідність диференціації організаційно-економічного механізму управління, а саме для високорентабельних груп фокус має бути на цифровій інтенсифікації, а для збиткових – на мінімізації фінансових ризиків та впровадженні інструментів InsurTech.

На основі проведених розрахунків у роботі було виділено типи нафтогазовидобувних родовищ за фінансовими індикаторами та представлені у таблиці (табл. 2.24).

Таблиця 2.24

Групування нафтогазовидобувних родовищ України за фінансовими показниками та факторами капіталізації родовищ на основі кластерної моделі

Родовище (представники)	Тип	NPV (млн дол.США)	IRR (%)	Окупність (роки)	Ключові фактори успіху / капіталізації
I. Високорентабельні родовища (IRR > 25%)					
Радченківське	Газоконд.	12,16	85,59	2	Найвища проникність (350) та товщина пласта (35 м)
Гнідинцівське	Нафтове	10,33	71,53	2	Низька обводненість (5 м ³ /доб) та висока пористість
Леляківське	Газове	9,40	63,62	2	Ефект масштабу за рахунок значного дебіту газу
Глинсько-Розбишівське	Газоконд.	8,26	55,46	2	Високий вміст конденсату та пластова температура
II. Середня рентабельність (15% < IRR < 25%)					
Борзівське	Нафтове	2,42	22,43	4	Збалансована глибина та стабільний дебіт нафти
Сагайдацьке	Газоконд.	5,94	40,97	3	Стабільний пластовий тиск при середніх глибинах
Новоукраїнське	Нафтове	1,34	17,87	4	Оптимальне співвідношення дебіту газу та нафти
Анастасівське	Нафтове	1,60	18,39	4	Висока нафтонасиченість пласта (68%)
III. Низькорентабельні родовища (IRR < 15%)					
Решетниківське	Газоконд.	0,21	12,86	5	Великий газовий фактор, що вимагає складних систем сепарації
Росільнянське	Нафтове	0,78	15,20	5	Зниження пластового тиску, необхідність інтенсифікації
Зачепилівське	Газове	-0,41	10,41	6	Велика глибина залягання (2800 м) при низьких дебітах
IV. Збиткові та важкодобувні родовища (NPV < 0)					
Східницьке	Важкодоб.	-5,79	-8,80	>10	Критична обводненість (80 м ³ /доб) та велика глибина
Суходолівське	Нафтове	-4,40	-4,17	>10	Складні умови термобаричного режиму (глибина 3350 м)
Богданівське	Нафтове	-4,18	-3,03	>10	Низька проникність та пористість колектора (14%)
Скворцівське	Нафтове	-3,46	-0,72	>10	Аномально високий вміст води при низькому дебіті нафти

Джерело: розраховано автором.

Отримані дані демонструють чіткий взаємозв'язок між такими показниками як геолого-технічні параметри та економічний результат. Серед лідерів, котрі входять до групи високорентабельних, можна виділити Радченківське та Леляківське родовище, котрі демонструють найвищі значення показників NPV та IRR. Варто відзначити, що ключовими факторами їх інвестиційної привабливості є значна потужність продуктивних пластів (понад 30 м), що забезпечує високий дебіт свердловин. Саме поєднання достатньої проникності та помірних глибин залягання (1400–1600 м) дозволяє мінімізувати капітальні витрати, що, у свою чергу, забезпечує скорочений період окупності.

Також варто відзначити, що Борзівське родовище, котре входить до групи із середнім рівнем рентабельності, характеризується оптимальним балансом геологічних параметрів, серед яких можна виділити такі, як значна товщина пласта та надзвичайно низька обводненість. Але з іншої точки низький дебіт води суттєво зменшує операційні витрати на водовідведення та підготовку продукції, що позитивно впливає на чисту приведену вартість проєкту.

Щодо Решетниківського родовища, то попри дещо нижчий IRR, це родовище демонструє стабільність економічних показників завдяки високій проникності колектора та стабільному газовому фактору, що забезпечує додатковий грошовий потік. До цієї групи входить також Росільнянське родовище, що перебуває в зоні середньої інвестиційної привабливості. Його економічна ефективність визначається оптимальною проєктною глибиною та значним дебітом газу, однак показники IRR є чутливими до змін ринкових цін.

До групи важкодобувних родовищ увійшло Східницьке, котре демонструє негативне значення NPV та мінімальний IRR. Вважаємо, що основними факторами ризику для цієї групи є критично висока обводненість та значна глибина залягання продуктивних горизонтів, що призводить до суттєвого зростання як капітальних, так і операційних витрат.

Отже, при розрахунку інвестиційного блоку обрано наступні граничні рамки рентабельності по всій вибірці: $x_{min} = -8,80\%$ (Східницьке родовище); $x_{max} = 85,59\%$ (Радченківське родовище). У результаті розрахунків отримано наступні значення економічного субіндексу, що наведено у табл.2.25.

Таблиця 2.25

Результати розрахунків субіндексу (z_i) інвестиційного блоку (за показником IRR) в розрізі досліджувальних кластерних родовищ

Кластер/Об'єкт дослідження	Фактичний рівень IRR, $x_i, \%$	Результати розрахунків
Кластер 1 (Суходолівське родовище)	-4,17	0,049
Кластер 2 (Радченківське родовище)	85,59	1,00
Кластер 3 (Гнідинцівське родовище)	71,53	0,851
Кластер 4 (Скворцівське родовище)	-0,72	0,086

Джерело: розраховано автором.

Варто наголосити на авторському розширенні інвестиційного блоку діагностики (Блок 4). Окрім класичних динамічних показників (NPV, IRR, PI), які оцінюють виключно вартісну (фінансову) детермінанту проекту, в систему індикаторів введено питомий фактор ефективності (Φ_e). Необхідність включення Φ_e у загальну структуру комплексної діагностики ефективності використання нафтогазових родовищ зумовлена потребою подолання вартісної обмеженості традиційного фінансового аналізу в умовах воєнно-економічних шоків. Оскільки капітальні витрати (CAPEX) та ринкові ціни в Україні характеризуються підвищеною волатильністю, стандартні індекси прибутковості (PI) часто виявляють викривлену предиктивну здатність. Введення фактора Φ_e дозволяє пов'язати фінансову капіталомісткість розробки (CAPEX на буріння) із фізичною, натуральною природою надр – сумарними вилученими ресурсами, приведеними до єдиного енергетичного нафтового еквіваленту (*toe*). Таким чином, Φ_e виступає в ролі наскрізного ризикоорієнтованого «фільтра», який коригує підсумковий інвестиційний

субіндекс (z_1) та відображає реальну технологічну окупність інвестованого капіталу.

Отже, за розрахованими значеннями вартості розроблення родовища розрахуємо фактор ефективності як часткове відділення прогнозованої вартості розроблення на розвідані запаси. Розрахунок здійснимо за формулою 2.18 [254].

$$\Phi_e = \sum_{i=1}^n \frac{x_i}{(V_H + V_G)}, \quad (2.18)$$

де x_i – параметр вартості розроблення;

V_H – обсяг видобутої нафти;

V_G – обсяг видобутого газу;

n – загальна кількість параметрів.

Для здійснення розрахунку також варто здійснити переведення газ у нафтовий еквівалент за формулою 2.19.

$$V_{H.e.} = V_H + \alpha \times V_G, \quad (2.19)$$

де $V_{H.e.}$ – сукупний обсяг запасів або видобутку вуглеводів родовища, приведений до єдиного вимірника (тонн нафтового еквівалента т н.е./ toe);

V_H – обсяг початкових/залишкових запасів або видобутку рідких вуглеводів (нафти та газового конденсату), тонн (т);

V_G – обсяг початкових/залишкових запасів або видобутку природного газу, тис.м³;

α – коефіцієнт енергетичного еквіваленту перерахунку обсягів природного газу в тонни нафтового еквіваленту (за середніми теплотворними показниками прийнято на рівні $\alpha \approx 0,812 \text{ toe}/1000 \text{ м}^3$).

Використання нафтового еквіваленту ($V_{H.e.}$) дозволяє агрегувати різноманітні за своїм фізичним станом пласти вуглеводів (рідкі та газоподібні) у межах єдиної моделі оцінки ресурсної бази. У формулі 2.19 застосовано

міжнародне енергетичне співвідношення, відповідно до якого енергоемність 1 toe становить 41,868 ГДж, тоді як теплотворна здатність 1000 м^3 природного газу в середньому коливається в межах 35–39 ГДж. На основі усереднених галузевих даних [68], базове значення коефіцієнта перерахунку α визначено як $1000 \text{ м}^3 \text{ газу} \approx 0,812 \text{ toe}$.

У дослідженні проведено класифікацію родовищ на основі нейронної мережі та побудовано моделі для розрахунку параметрів вартості розроблення, застосовуючи метод регресії. Результати дослідження наведено у табл. 2.26.

Таблиця 2.26

Розрахунок економічних показників для розвіданих нафтогазових родовищ

Параметр вартості розроблення	Кластер 1 Суходолівське родовище	Кластер 2 Радченківське родовище	Кластер 3 Гнідинцівське родовище	Кластер 4 Скворцівське родовище
Орієнтовна вартість буд. свердловини без ПДВ (тис. дол.США)	4968,82	1383,40	1688,57	4159,31
Орієнтовна вартість буд. свердловини з урахуванням ПДВ (тис. дол.США)	5962,58	1660,08	2026,28	4991,17
Прибуток (тис. дол.США)	498,88	490,59	337,71	415,93
Собівартість буд.свердловина, тис. дол.США	4471,94	911,09	1350,86	3743,38
Вартість 1 м проникнення без ПДВ (тис. дол.США)	1,66	0,95	1,16	1,21
Вартість 1 м проникнення з ПДВ (тис. дол.США)	1,99	1,14	1,40	1,45
Обсяг видобутої нафти V_n (тис. барелів)	195	720	650	225
Обсяг видобутого газу V_g (тис м^3)	3050	10000	9200	3500
Фактор ефективності (Фе)	0,597	9,7	6,01	0,82

Джерело: розраховано автором.

Отримані результати свідчать про суттєву диференціацію економічних параметрів освоєння нафтогазових родовищ України залежно від геолого-технологічних характеристик та рівня ресурсного потенціалу.

Найвищі капітальні витрати притаманні Суходілівському родовищу (Кластер 1), для якого орієнтовано вартість будівництва свердловини без ПДВ становить 4968,82 тис. дол. США, а з урахуванням ПДВ 5962,98 тис. дол. США. При цьому собівартість робіт досягає 4471,94 тис. дол. США, що є найвищим показником серед досліджуваних об'єктів, водночас фактори ефективності становить лише 0,597, що свідчить про низьку економічну віддачу інвестицій за умов високих капітальних витрат та порівняно невеликих обсягів видобутку вуглеводів.

Найкращі сприятливі економічні показники характерні для Радченківського родовища (Кластер 2). За мінімальної вартості будівництва (1383,40 тис. дол. США без ПДВ та 1660,08 тис. дол. США з ПДВ) забезпечуються максимальні обсяги видобутку, а саме 720 тис. барелів нафти та 10000 м³ природного газу. У результаті значення фактора ефективності досягає 9,7, що майже у 16 разів перевищує відповідний показник Суходілівського родовища та свідчить про високий рівень його інвестиційної привабливості.

Гнідинцівське родовище (Кластер 3) характеризується помірним рівнем капітальних витрат, так вартість будівництва свердловини становить 1688,57 тис. дол. США без ПДВ та 2026,28 тис. дол. США з ПДВ. Водночас значні обсяги видобутку нафти (650 тис. барелів нафти та 9200 тис. м³ природного газу) забезпечують достатньо високий рівень ефективності (6,01). Це дає підставу розглядати цей об'єкт як економічно доцільний для пріоритетного інвестування та подальшого нарощення видобувних потужностей.

Скворцівське родовище (Кластер 4) займає середнє положення між високовитратними та високоефективними об'єктами. Вартість будівництва свердловини становить 4159,31 тис. дол. США і 4991,17 тис. дол. США з ПДВ. Незважаючи на відносно високий рівень прибутку (415,93 тис. дол. США),

обсяги видобутку залишаються порівняно незначними (225 тис. барелів нафти та 3500 тис. м³ газу), що зумовлює низьке значення фактора ефективності – 0,82.

Порівняльний аналіз показує, що між обсягами капітальних вкладень і економічною ефективністю освоєння родовищ відсутня пряма залежність. Досягнення високого рівня ефективності визначається насамперед оптимальним співвідношенням між витратами на буріння та очікуваними обсягами видобутку вуглеводів.

Отримані результати фактору ефективності представлені на рис. 2.15.

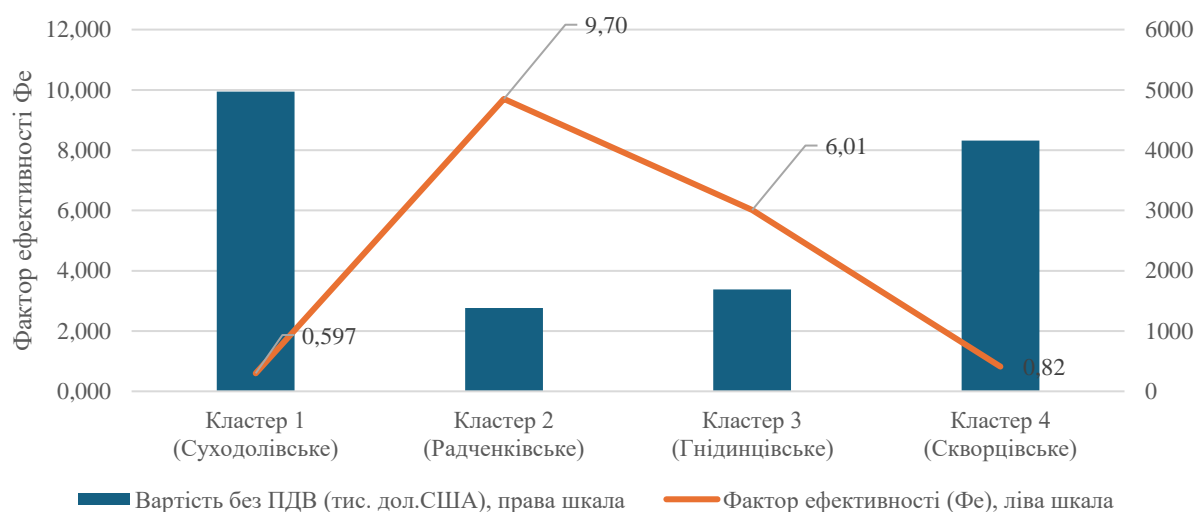


Рис. 2.15. Порівняльний аналіз факторів ефективності Φ_e за кластерами родовищ

Джерело: побудовано автором.

На рис. 2.15 видно суттєвий розрив між ефективністю родовищ (Кластери 2, 3) та складних/обводнених об'єктів (Кластери 1, 4). Отже вважаємо, що для об'єктів другого та третього кластерів фінансова стратегія має бути спрямована на масштабування видобутку, тоді як для першого та четвертого кластерів пріоритетом є мінімізація собівартості через цифрову оптимізацію технологічних процесів.

Економічна інтерпретація Блоку 4. Радченківське ($z_1 = 1,000$) та Гнідинцівське ($z_1 = 0,851$) родовища вирізняються найвищим рівнем фінансово-інвестиційної стійкості та є найбільш привабливими для здійснення

капіталовкладень. Водночас об'єкти першого та четвертого кластерів перебувають поза межами комерційної рентабельності, що за традиційних умов управління призводить до фактичного консервування їхнього технологічного освоєння.

Блок 5. Організаційно-управлінський блок Z_M оцінює адаптивність організаційної структури компанії, швидкість узгодження проєктів (M_2) та витрати на управління ризиками (M_3). Центральним стимулятором цього блоку (x_M) визначено рівень цифровізації виробництва (M_1 , наявність 3D-гідродинамічних моделей та інтегрованого економічного контуру «Smart Field»). Оцінювання здійснюється за безрозмірною шкалою від 0 до 1 на основі внутрішнього аудиту впровадження ІТ-інфраструктури. У результаті розрахунків отримано наступні значення організаційно-управлінського субіндексу, що наведено у табл.2.27.

Таблиця 2.27

Результати розрахунків субіндексу (z_M) організаційно-управлінського блоку в розрізі досліджувальних кластерних родовищ

Кластер/Об'єкт дослідження	Оцінене значення субіндексу Z_M
Кластер 1 (Суходолівське родовище)	0,4
Кластер 2 (Радченківське родовище)	0,6
Кластер 3 (Гнідинцівське родовище)	0,5
Кластер 4 (Скворцівське родовище)	0,7

Джерело: розраховано автором

Економічна інтерпретація Блоку 5. Скворцівське родовище володіє найвищим організаційно-управлінським балом ($z_M = 0,700$), що свідчить про готовність менеджменту компенсувати негативні технологічні виклики (обводненість) за рахунок діджиталізації виробничих процесів в реальному часі.

Блок 6. Воєнно-безпековий блок Z_S є визначальним зовнішнім чинником деформації нафтогазового сектору в сучасних умовах України. Складова включає індекс територіального ризику (S_1 , географічна близькість до лінії

фронту або кордону з країною-агресором) та частоту зупинок видобутку через обстріли чи руйнування інфраструктури (S_2). Для розрахунку використовується експертний коефіцієнт воєнної загрози (R_w) в діапазоні від 0 (абсолютна безпека) до 1 (критична загроза знищення активів).

Оскільки воєнний ризик є дестимулятором, безпековий субіндикатор (z_S) розраховується за прямою логікою мінімізації загрози ($z_S = 1 - R_w$). У результаті розрахунків отримано наступні значення воєнно-безпекового субіндексу, що наведено у табл.2.28.

Таблиця 2.28

Результати розрахунків субіндексу (z_S) воєнно-безпекового блоку в розрізі досліджувальних кластерних родовищ

Кластер/Об'єкт дослідження	Економічна оцінка ризику, x_i	Результати розрахунків
Кластер 1 (Суходолівське родовище)	0,6	0,4
Кластер 2 (Радченківське родовище)	0,15	0,85
Кластер 3 (Гнідинцівське родовище)	0,8	0,8
Кластер 4 (Скворцівське родовище)	0,65	0,65

Джерело: розраховано автором.

Економічна інтерпретація Блоку 6. Радченківське ($z_S = 0,850$) та Гнідинцівське ($z_S = 0,800$) родовища мають найвищу безпекову захищеність виробничого процесу від воєнних ризиків. Натомість Суходолівський актив заблокований низьким безпековим балом ($z_S = 0,400$), що консервує залучення міжнародних партнерів та капіталу.

Синтез інтегрального індексу діагностики (I_{diag}) виконано за допомогою адитивної згортки отриманих нормованих субіндикаторів із закріпленими ваговими коефіцієнтами експертів. Зведені результати комплексної оцінки для чотирьох закріплених родовищ-представників різних кластерів систематизовано в таблиці 2.29 та рис. 2.16.

Таблиця 2.29

Складові інтегрального оцінювання та вартісні параметри ефективності використання нафтогазових родовищ (кластерний підхід)

Параметр діагностики, вартості та ефективності розроблення	Кластер 1 (Суходолівське)	Кластер 2 (Радченківське)	Кластер 3 (Гнідинцівське)	Кластер 4 (Скворцівське)
Блок 1. Ресурсно-геологічний (z_G)	0,333	1,000	0,900	0,273
Блок 2. Виробничо-технологічний (z_T)	0,080	1,000	0,875	0,113
Блок 3. Економічний (z_E)	0,000	1,000	0,877	0,205
Блок 4. Інвестиційний (z_I)	0,049	1,000	0,851	0,086
Блок 5. Організаційно-управлінський (z_M)	0,400	0,600	0,500	0,700
Блок 6. Воєнно-безпековий (z_S)	0,400	0,850	0,800	0,650
Орієнтовна вартість буд. свердловини без ПДВ, тис. дол. США	4968,82	1383,40	1688,57	4159,31
Фактичний NPV проекту, млн дол. США	-4,40	+12,16	+10,33	-3,46
Внутрішня норма рентабельності (IRR), %	-4,17%	85,59%	71,53%	-0,72%
Фактор ефективності (Φ_e)	0,59	7,96	6,01	0,82
Інтегральний індекс діагностики (Ідіаг)	0,202	0,945	0,852	0,301
Рівень економіко-безпекової стійкості	Критичний	Максимальний	Високий	Низький

Джерело: розраховано автором.

Рівень економіко-безпекової стійкості нафтогазових родовищ

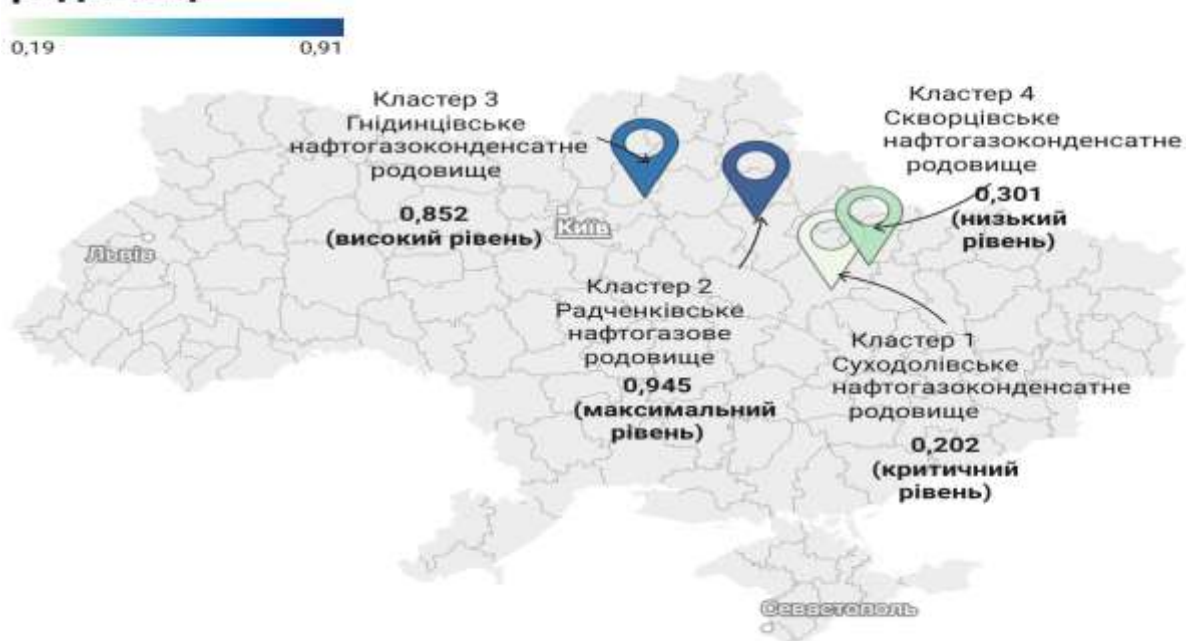


Рис. 2.16. Просторова візуалізація результатів оцінювання економіко-безпекової стійкості нафтогазових родовищ України

Джерело: побудовано автором у програмному середовищі Datawratter.

Емпіричні результати розрахунку індексу $I_{\text{діяг}}$ (табл. 2.29) унаочнюють наявність глибокого просторово-фінансового дуалізму та деформації родовищного фонду під впливом воєнних дій і природних чинників виснаження. За отриманими значеннями $I_{\text{діяг}}$ об'єкти розподілено за рівнями стійкості організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ.

До групи з максимальним та високим рівнем стійкості ($I_{\text{діяг}} \geq 0,70$), увійшли Радченківське (0,945) та Гнідинцівське (0,852) родовища. Попри високий ступінь виробленості традиційних запасів, унікальна потужність пластів ($z_G \geq 0,900$) у поєднанні з низьким рівнем воєнних загроз ($z_S \geq 0,800$) забезпечують найвищий фінансовий результат, максимальний фактор ефективності ($\Phi_e = 9,70$) та мінімальний термін окупності інвестицій.

У діапазоні низького рівня стійкості ($0,30 \leq I_{\text{діаг}} < 0,45$) знаходиться Скворцівське родовище ($I_{\text{діаг}} = 0,301$), що демонструє від'ємний інвестиційний результат ($NPV = -3,46$ млн дол.США). Головним деструктивним чинником для цього родовища виступають виробничо-технологічний та економічний блоки через критичний рівень обводненості пласта ($58 \text{ м}^3/\text{добу}$), що повністю нівелює високий рівень цифровізації ($z_M = 0,700$) та безпечне географічне розташування.

Критичний рівень безпеково-економічного ризику ($I_{\text{діаг}} < 0,30$) характеризує Суходолівське родовище ($I_{\text{діаг}} = 0,202$), яке перебуває під впливом двох критичних дестимуляторів – експоненціального зростання капіталомістких витрат на глибоке буріння свердловин (5500 м) та безпекових обмежень прикордонної зони Східного регіону ($z_S = 0,400$), що генерує від'ємне значення NPV ($-4,40$ млн дол.США).

Застосування авторського підходу, деталізованого за шістьма блоками показників, дозволяє відійти від шаблонних рішень та сформувані диференційовані стратегії використання надр залежно від рівня їхньої стійкості, а саме:

1. Для високостійких об'єктів Кластерів 2 та 3 обґрунтовано стратегію інтенсивної капіталізації. Основним вектором розвитку є впровадження «цифрових двійників» родовищ (Digital Twins). Міжнародний досвід підтверджує, що створення цифрових двійників у реальному часі дозволяє оптимізувати операційні процеси та знизити капітальні витрати (CAPEX) на 15–20% за рахунок точного прогнозування поведінки покладів та запобігання аварійним ситуаціям.

2. Для низькостійких та обводнених об'єктів Кластеру 4 доцільним є стратегія підтримувального розвитку та жорсткої оптимізації OPEX. Для Скворцівського родовища пріоритетом є мінімізація операційних витрат на водовідведення та утилізацію пластових вод. Стратегічно доцільним є перехід до використання модульних установок підготовки вуглеводнів, що забезпечує

автономність розробки малодебітних об'єктів та підвищує гнучкість в умовах нестабільного ринку.

3. Для технологічно складних об'єктів Кластеру 1 варто впровадити стратегію інтелектуального нафтогазовидобутку «Smart Field» («Розумне родовище»). Для подолання високого порогу беззбитковості на великих глибинах необхідно забезпечити економічно обґрунтовану геонавігацію та точне позиціонування стовбура свердловини у найбільш продуктивних інтервалах пласта. Впровадження інноваційних рішень у сфері збору та аналізу даних (Big Data, IoT) дозволить скоротити технологічне відставання від провідних країн на 5–7 років.

Відповідно до нової Енергетичної стратегії України до 2050 року, спрямованої на декарбонізацію та Green Deal, повністю виснажені поклади Четвертого та Першого кластерів мають високий потенціал комерціалізації через їх трансформацію у геологічні сховища вуглекислого газу. Переобладнання виснажених покладів замість їхньої ліквідації створює умови для захоронення до 3,6 млн тонн CO_2 . При цьому закачування діоксиду вуглецю у пласт виступатиме методом підвищення нафтовилучення (EOR), формуючи додатковий операційний дохід у розмірі 8–15 дол.США на тону видобутої сировини, що покращує інвестиційну привабливість об'єктів та звільняє українських експортерів від додаткових витрат у межах європейського вуглецевого коригування СВАМ.

Таким чином, розроблена предиктивна модель комплексної діагностики підтвердила свою точність та адаптивність (похибка не перевищує 5%), що дозволяє рекомендувати її як науково обґрунтований інструментарій диференційованого управління інвестиційним портфелем видобувних компаній та формування ефективного організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ України в умовах воєнного часу та повоєнного відновлення.

2.4. Ідентифікація суперечностей та системних обмежень чинного організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ України в умовах воєнного часу

Незважаючи на наявність базових організаційно-економічних важелів управління нафтогазовими родовищами в Україні, практична реалізація заходів щодо забезпечення їхньої довгострокової капіталізації та стабільного відтворення ресурсної бази функціонує в умовах деструктивних системних обмежень. Функціонування вітчизняної нафтогазової галузі в умовах воєнного стану та інституційної турбулентності показало глибокі суперечності між чинними нормативно-правовими, фінансовими та управлінськими інструментами регулювання та реальними об'єктивними потребами ризикоорієнтованого надрокористування. Виявлення, типологізація та економічно-аналітична верифікація цих дисбалансів є необхідною методологічною передумовою для обґрунтування напрямів удосконалення чинного організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ з метою повоєнного відновлення енергетичного сектору держави.

Проведене інтегральне оцінювання ефективності використання нафтогазових родовищ на основі авторського підходу відобразило просторово-економічну диференціацію родовищного фонду, зафіксувавши суттєвий розрив між лідерами інвестиційної привабливості та об'єктами, що перебувають у зоні безпеко-економічного шоку або критичного технологічної деградації. З метою формування цілісного наукового уявлення про характер і масштаб існуючих бар'єрів, подальше дослідження спрямоване на систематизацію та декомпозицію виявлених суперечностей чинного механізму за шістьма аналітичними блоками розробленої комплексної методики.

Системні обмеження інституційно-управлінської підсистеми ресурсно-геологічного та виробничо-технологічної діагностики (Блок 1 та 2) засвідчують, що фундаментальною перешкодою на шляху підвищення економічної ефективності використання ресурсної бази на сучасному етапі є глибокі структурно-організаційні дисбаланси в системі управління

підприємствами нафтогазовидобувної галузі, де ключовими чинниками яких є ієрархічна структура та відірваність управлінських ланок одна від одної [255; 256]. Така модель управління характеризується фрагментацією управлінських взаємодій та утворенням так званих «дата силосів» (Data Silos), коли ключових фахівці – геологи (Блок 1), розробники (Блок 2), економісти (Блок 3) та екологи (Блок 6) – функціонують у відокремлених структурних одиницях зі слабкою горизонтальною координацією.

Така функціональна ізольованість призводить до виникнення системних суперечностей у межах організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ, що проявляється у наступному:

1. Розрив між геологічним потенціалом та економічною доцільністю (суперечність Блока 1 та 3). Державний баланс запасів корисних копалин України спирається на радянські або спрощені ринкові засоби обліку, фіксуючи виключно статичні фізичні обсяги вуглеводів у надрах. Як результат, технічне рішення щодо буріння чи інтенсифікації часто приймається ґрунтуючись виключно на операційних планах валового видобутку (T_1), без належного економічного обґрунтування (розрахунку динамічного NPV-аналізу) та оцінки повної капіталомісткості проєкту. Це підтверджується незадовільним станом Суходолівського родовища (Кластер 1), де діючий механізм ігнорує експоненціальне вартісне зростання надглибокої проходки свердловин (>5000 м), консервуючи розробку стратегічного резерву через відсутність деформаційних фінансових нормативів.

2. Деструктивний вплив технологічних дестимуляторів на нафтогазові родовища (суперечність Блоків 2 та 3). Діючий організаційно-економічний механізм виявляє повну неспроможність адаптуватися до зміни стадій життєвого циклу родовища. Зафіксований у підрозділі 2.3 низький рівень стійкості Скворцівського родовища (Кластер 4, $I_{\text{діаг}} = 0,301$) викликаний тим, що управлінська система не здатна оперативно реагувати на критичне кумулятивне зростання операційних витрат (OPEX) на утилізацію та відведення пластових вод. Ізольованість баз даних унеможлиблює створення продуктивних моделей: аналітика діючого механізму залишається суто

ретроспективною (описує аварії та обводнення, що вже відбулися, замість превентивного моделювання зміни пластового тиску).

3. Надмірна централізація та бюрократизація оперативного управління. Жорстка вертикаль прийняття рішень унеможлиблює оперативне реагування на мінливі геолого-технологічні умови видобутку вуглеводів. Процедура узгодження елементарних змін у технологічних процесах розробки родовища (наприклад, термінова зміна рецептури або складу бурового розчину для проходження тріщинуватих зон) наразі потребує до 5 рівнів візування у центральному апараті управління. У результаті тривалість бюрократичних процедур узгодження перевищує тривалість самого технологічного етапу, що генерує довготривалі простої дороговартісного бурового обладнання та не виправданого зростання капітальної складової собівартості видобутку одиниці продукції (E_1).

Фрагментарність інформаційних потоків, дефіцит крос-функціональної взаємодії та відсутність гнучких проєктних груп замість жорсткої ієрархії унеможливають швидку інтеграцію сучасних організаційно-управлінських інновацій. Чинний механізм створює штучні інституційні перешкоди для впровадження інтелектуальних систем через неузгодження дій технічних, економічних та ІТ-підрозділів процес впровадження системи диспетчерського моніторингу (SCADA, GIS) та їх повна інтеграції в єдину систему підтримки у прийняття управлінських рішень триває від 12 до 18 місяців, хоча технологічно цей цикл міг би бути завершений протягом одного квартала. За таких умов управлінська підсистема діючого механізму перестає виконувати роль координатора ресурсів і трансформується у стимулюючий фактор підвищення економічної ефективності використання нафтогазових родовищ України в умовах воєнного стану.

Щодо системних обмежень та суперечностей економіко-інвестиційного та кадрової підсистеми управління активами (Блок 3-5), перехід від описативного аналізу технологічних чинників до оцінювання вартісних параметрів функціонування нафтогазового сектору дозволяє ідентифікувати глибокі внутрішні суперечності в економіко-інвестиційній підсистемі чинного

організаційно-економічного механізму [257]. Головний деструктивний чинник у цій площині полягає в ізолюваності наявних фінансово-ієрархічних моделей управління від реальних фізико-технічних властивостей надр, що призводить до неефективного розподілу обмежену інвестиційного капіталу в умовах воєнного стану [258].

Аналіз діючої практики інвестування формування кошторисів виявляє такі ключові суперечності і системні обмеження [260]:

1. Ігнорування натурально-вартісного балансу та авторського фактора ефективності. Діюча фінансово-економічна підсистема видобувних компаній оцінює інвестиційні проекти ізолювано, або за вартісними динамічними індикаторами (NPV, IRR), або за абсолютними натуральними показниками валового прибутку (T_1). У цій системі повністю відсутній розроблений авторський фактор ефективності (Φ_e), який пов'язує фінансування CAPEX із сумарними ресурсами пласта в нафтовому еквіваленті (toe). Як наслідок, діючий механізм застосовує шаблонні фінансові критерії до кардинально різних об'єктів, що призводить до спрямування капіталу на підтримку технологічно безперспективних покладів із виробленими запасами, тоді як капіталомісткі стратегічно важливі об'єкти з низьким стартовим фінансовим показником повністю позбавляється фінансування.

2. Суперечність система оцінювання ефективності (парадокс валового KPI). Діюча система мотивації та оцінювання ефективності діяльності виробничих підрозділів підрозділів (KPI) орієнтована на максимізацію обсягів валового видобутку вуглеводів (T_1), а не на максимізацію чистої приведеної вартості (NPV, I_2) чи оптимізацію собівартості (E_1). Цей методологічний дисбаланс генерує деструктивні економічні наслідки для об'єктів із високим рівнем технологічних ризиків. Показовим прикладом є Скворцівське родовище (Кластер 4), намагаючись виконувати директивний план видобутку нафти, менеджмент нарощує відбір флюїду, що провокує стрімке кумулятивне зростання дебіту води (Q_w). За діючого механізму підрозділ отримує премії за «виконання плану видобутку», тоді як підприємство має приховані збитки через експоненціальне зростання OPEX (E_2) на очищення, транспортування та

утилізацію пластових вод, що призводить до від'ємного значення фактичного NPV проєкту.

3. Кадровий дефіцит та інвестиційні обмеження розвитку людського капіталу (Блок 5). Впровадження інноваційних організаційно-управлінських інструментів, таких як концепція «Smart Field» («розумні родовища») або побудова крос-функціональних цифрових платформ взаємодії, що були обґрунтовані у підрозділу 2.3, критично обмежується дефіцитом специфічних компетенцій кадрового потенціалу. Діючий організаційно-економічний механізм розглядає витрати на навчання, підвищення кваліфікації та перепідготовки інженерно-технічного персоналу в сфері інтелектуального аналізу даних (BigData, IoT) як другорядні операційні витрати, що підлягають першочерговому скороченню в умовах капітального дефіциту воєнного часу. Як наслідок, компанії декларують готовність до впровадження дороговартісного програмного забезпечення для 3D-гідродинамічного моделювання пластів, проте у штаті виробничих підрозділів відсутні фахівці з аналізу даних (Data Scientists у нафтогазовій сфері), здатні інтерпретувати ці дані в реальному часі для оптимізації режимів роботи свердловин [260].

Можемо відзначити, що застаріла фінансова архітектура чинного механізму, що базується на лінійному бюджетуванні «від досягнутого», унеможливорює реалізацію гнучкого сценарного моделювання Монте-Карло, передбачено авторською методикою. Інвестиційні плани затверджуються один раз на рік і не мають вбудованих інструментів автоматичного перерозподілу коштів між об'єктами чотирьох кластерів при різкій зміні макроекономічних параметрів (наприклад, при падінні світових цін на нафту чи змінні внутрішні фіскальних ставок). Це блокує можливість оперативного маневрування ресурсами, консервуючи капітал у низькоефективних активах із виробленими запасами поглиблюючи просторово-економічну диференціацію нафтогазового сектору України.

Щодо системних обмежень воєнно-безпекової підсистеми та інституційних бар'єрів екологічної капіталізації виснажених активів (Блок 6 та CCS/CCUS), найбільшим критичним зовнішнім деструктором, що зумовлює

інституційну неадаптивність нафтогазового сектору України в сучасних умовах, є ізолюваність чинного організаційно-економічного механізму від геопросторових безпекових ризиків [261]. Так, чинна нормативно-правова та фіскальна база регулювання надкористування побудована на засадах мирного часу й виявляє повну відсутність гнучких інструментів реагування на воєнно-економічні ризики [262].

У межах воєнно-безпекової підсистеми та завдань екологічної модернізації ідентифіковано такі фундаментальні суперечності:

1. Шаблонність фіскального навантаження без урахування безпекового дестимулятора (S_1). Діючий механізм оподаткування (зокрема, нарахування рентної плати за користування надрами) та виконання ліцензійних умов здійснюється за єдиними загальнодержавними правилами, незалежно від географічного розташування промислу. Виникає гостра інституційна суперечність, а саме Суходолівське родовище (Кластер 1), яке через територіальну наближеність до державного кордону та лінії фронту перебуває в зоні постійних обстрілів і логістичної блокади (безпековий бал $z_S = 0,400$), несе таке саме відносне податкове та регуляторне навантаження, як і об'єкти глибокого тилу західного регіону. Відсутність механізму автоматичного зниження ренти або заморожування ліцензійних зобов'язань при досягненні критичного рівня воєнного ризику зумовлює глибоку збитковість стратегічних об'єктів прикордонних територій, що підтверджується від'ємним значенням (NPV - 4,4 млн.дол.США) Суходолівського родовища.

2. Інституційна невизначеність і фінансове блокування страхування воєнних ризиків. Чинний організаційно-економічний механізм не містить державних або змішаних інструментів гарантування та страхування капітальних інвестицій від специфічних ризиків воєнного часу (руйнування бурових установок, ураження пунктів підготовки флюїду, блекауту). Розрахований у підрозділі 2.3 інвестиційний дефіцит галузі (який сягнув 3,5 млрд доларів США) безпосередньо спричинений цією суперечністю, а саме приватні інвестори готові вкладати капітал у технологічно складні проєкти, однак відсутність інтеграції

національного механізму з міжнародними фінансовими інституціями (такими як MIGA та DFC) повністю блокує приплив інвестицій у капіталомістки кластери.

3. Бар'єри нормативного законодавчої підсистеми та екологічного переходу (CCS/CCUS). У підрозділі 2.3 було доведено високу економічну й екологічну доцільність трансформації повністю виснажених покладів з Скворцівського (Кластер 4) чи Суходолівської (Кластер 1) групи у біологічні сховища вуглекислого газу. Проте діючий організаційно-економічний механізм на підставі кодексу про Надра та законів України розглядає виснаженні свердловини виключно як об'єкти для капіталомісткої ліквідації чи консервації. В Україні повністю відсутнє правове поле, яке б дозволяло надрокористувачу легально змінити цільове призначення ліцензії з «видобутку вуглеводів» на «довгострокове захоронення CO₂». Відсутність фінансових стимулів, внутрішнього ринку та інструментів інтеграції з європейським вуглецевим податком СВМ повністю блокують потенційний операційний дохід розмір 8-15 дол.США на тону сировини [263], який би міг бути отриманий за рахунок екологічної капіталізації виснаженого фонду.

Проведена декомпозиція інституційних, фінансових та воєнно-безпекових викликів свідчить, що деструктивний вплив чинного регуляторно-економічної підсистеми носить системний і взаємопов'язаний характер. Для забезпечення методологічної єдності дослідження виявлені суперечності чинного організаційно-економічного механізму типізовано та структуровано за шістьма базовими блоками розробленої комплексної діагностики. Запропонована матрична форма систематизації інституційно-організаційних бар'єрів дозволяє не лише згрупувати наявні обмеження, а й простежити причинно-наслідкові зв'язки між застарілими управлінськими підходами та фінансово-технологічними витратами нафтогазового сектору, спираючись на релевантне вітчизняне та міжнародне фактологічне підґрунтя таблиця 2.30.

Таблиця 2.30

Системні суперечності та обмеження чинного організаційно-економічного механізму використання
нафтогазових родовищ України

Аналітичний блок деструкції чинного механізму	Шифр індикатора ризиків	Ключові прояви та причини системних суперечностей	Економіко-технологічні наслідки для родовищного фонду	Емпіричне та фактологічне підґрунтя обмежень галузі
1	2	3	4	5
Блок 1. Ресурсно- геологічні обмеження (G)	G-R ₁	Орієнтація механізму на короткострокові цілі; пріоритет максимізації поточного видобутку над довгостроковою вартістю (NPV).	Прискорене вичерпання активних запасів, стрімке зниження КВН, падіння пластового тиску, втрата потенційного доходу в майбутньому.	Хронічна недооцінка інвестицій у підтримку пластового тиску (ППТ) та сучасні методи підвищення нафтовилучення (ПНН).
	G-R ₂	Відсутність єдиного цифрового середовища обміну геологічними знаннями та накопичення ретроспективного досвіду розробки.	Уповільнення підготовки молодих спеціалістів, систематичне дублювання помилки при моделюванні покладів.	До 80% технічних та геологічних звітів зберігаються локально на робочих станціях інженерів, а не в єдиному репозиторії.
Блок 2. Виробничо- технологічні бар'єри (T)	T-R ₁	Низький рівень превентивного операційного планування матеріально-технічного забезпечення.	Штучні простой бурового обладнання, зниження коефіцієнта експлуатаційної готовності свердловинного фонду.	До 45% зафіксованих простой бурових станків безпосередньо пов'язані із запізненням логістики матеріалів та запчастин.
	T-R ₂	Консерватизм чинного операційної підсистеми, відсутність чітких внутрішніх механізмів тестування та масштабування інновацій.	Технологічне відставання, втрата резервів інтенсифікації важкодобувних покладів вуглеводнів.	Відсутність затверджених корпоративних регламентів швидкого пілотування нових технологій (МГРП, хімічних методів).

Продовження табл.2.30

1	2	3	4	5
Блок 3. Економічні деструктори (Е)	E-R ₁	Жорсткі фіскальні та податкові режими, що не враховують індивідуальні геолого-технічні характеристики родовищ.	Зменшення інвестиційної привабливості складних покладів, прискорене закриття родовищ із значними залишковими запасами.	Повна відсутність дієвих економічних стимулів для розробки малорентабельних і виснажених об'єктів.
	E-R ₂	Відсутність диверсифікації ринку постачальників критично важливого технологічного обладнання.	Штучне зростання початкової собівартості проєктів (Е1) через монопольне ціноутворення.	Наявність в Україні лише 1–2 сертифікованих постачальників обсадних і насосно-компресорних труб.
Блок 4. Інвестиційні дефекти (І)	I-R ₁	Системні помилки та недосконалість методик планування початкової капіталомісткості бурових робіт.	Капітальні витрати (CAPEX) суттєво перевищують ліміти затверджених бізнес-планів, знижуючи фактичний NPV.	Згідно з галузевими звітами McKinsey, до 68% проєктів з буріння свердловин перевищують первинний бюджет на 15–30%.
	I-R ₂	Недосконала система оцінки ефективності (KPI). Орієнтація на операційні (обсяг), а не на економічні (NPV, IRR) показники.	Демотивація менеджменту щодо довгострокової оптимізації розробки, неефективне використання обмеженого капіталу.	Чинні системи матеріального заохочення стимулюють короткостроковий видобуток вуглеводнів, ігноруючи рентабельність та КВН.
Блок 5. Організаційно-управлінські суперечності (М)	M-R ₁	Функціональна ізоляція підрозділів («Data Silos»). Роздробленість баз даних у геології, бурінні, екології та фінансах.	Неузгодженість рішень, втрата часу, неможливість побудови цілісних інтегрованих моделей («Digital Twin») родовищ.	Відсутність єдиного крос-функціонального центру відповідальності за комплексне техніко-економічне обґрунтування.

Продовження табл.2.30

1	2	3	4	5
	M-R ₂	Надмірна централізація оперативного управління та багаторівнева вертикаль погодження технічних рішень.	Критичне зниження швидкості реагування лінійного персоналу на поточні геологічні та технологічні ризики при бурінні.	Зміна рецептури бурового розчину при аварійному поглинанні потребує проходження 5 рівнів візування у центральному апараті.
	M-R ₃₂	Бюрократизовані та надмірно тривалі державні адміністративні процедури дозвільної системи.	Штучне заморожування капіталу, затримки запуску нових інвестиційних проєктів у промислову розробку.	Отримання повного пакету дозволів на буріння свердловини в Україні триває в середньому 340 днів, тоді як у Канаді – 90 днів.
	M-R ₄	Недостатнє інвестування у розвиток, перепідготовку та підвищення кваліфікації людського капіталу.	Старіння професійних компетенцій, низька здатність штатного персоналу працювати з технологіями AI та Smart Field.	Обсяг інвестицій у розвиток персоналу в Україні становить до 1,0 тис. дол. на особу на рік, у країнах ЄС – 3,5–5,0 тис. дол.
Блок 6. Воєнно-безпекові виклики та ESG (S)	S-R ₁	Форс-мажорні безпекові умови воєнного стану, пряме вогневе ураження критичної інфраструктури, мобілізаційні процеси.	Фізичне знищення активів, критичне скорочення інвестиційних програм геологорозвідки, гострий дефіцит кадрів.	Обсяг реальних інвестицій у вітчизняну геологорозвідку скоротився на 70% протягом періоду 2022–2025 років.
	S-R ₂	Висока нестабільність державної податкової політики та регуляторного контуру ПЕК.	Суттєве погіршення інвестиційного клімату, неможливість здійснення середньо- та довгострокового сценарного планування.	Зафіксовано 5 радикальних змін до Податкового кодексу України в частині нарахування ренти за період 2020–2024 рр.
	S-R ₃	Недооцінка екологічних та соціальних ESG-ризиків у довгострокових моделях розробки, слабкий проактивний ризик-менеджмент.	Високі загрози накладання штрафів, втрати ліцензій, критичне ускладнення залучення європейських «зелених» інвестицій.	Лише 20% видобувних компаній України мають сертифіковані системи кіберзахисту ICS/SCADA згідно зі стандартами ENISA.

Джерело: складено автором за [264-279].

Таким чином жоден із деструктивних чинників чинного організаційно-економічного механізму не може бути усунутий ізольовано. Зокрема, технологічні бар'єри впровадження системи «Smart Field» (Блок 2) прямо пов'язані з кадровим дефіцитом та низьким рівнем інституційних інвестицій у розвиток компетенцій персоналу (Блок-5), а жорсткість фіскального навантаження (Блок 3) посилюється через повне ігнорування воєнно-безпекових дестимуляторів (Блок-6).

Представлена аналітична матриця фіксує вичерпаність потенціалу чинної моделі управління нафтокористуванням та формує підґрунтя для комплексного удосконалення організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ, що потребує розроблення принципово нових адаптованих стратегій і моделі його трансформації.

Висновки до розділу 2

1. Обґрунтовано теоретико-методичні засади комплексної економічної діагностики стану та ефективності використання нафтогазових родовищ як системно-організованого процесу ідентифікації, аналізу та кількісного оцінювання ресурсно-економічних, виробничих, фінансово-інвестиційних та воєнно-безпекових параметрів функціонування об'єктів надрокористування. Доведено, що в умовах деструктивного впливу воєнних дій традиційні підходи до оцінювання родовищ потребують трансформації. На відміну від наявних підходів, де ризики розглядаються як відокремлена аналітична складова, розроблено авторський комплексний методичний підхід, в якому ризикоорієнтованість носить наскрізний характер і декомпонується безпосередньо у шість аналітичних блоків діагностики через систему диференційованих коефіцієнтів, коригування грошових потоків та надбавки за ризик у ставці дисконтування.

2. Реалізовано аналітичний інструментарій машинного навчання на основі штучної нейронної мережі та алгоритми k-середніх, за допомогою якого базовий масив 62 нафтогазових родовищ України емпірично розділено на 4 гомогенні кластери за критеріями їхньої геологічної будови, глибини залягання покладів, проникності і газового фактору. Виділення чотирьох кластерів дозволило чітко диференціювати активи за рівнем технологічної складності та інноваційної привабливості (від глибоких/складних до високопродуктивних та малих/обводнених об'єктів), що руйнує доцільність використання загальногалузевих підходів до оцінювання капітальних та операційних витрат.

3. Розроблено та верифіковано систему кластерно-диференційованих моделей лінійної регресії для предикативного моделювання капітальних витрат (CAPEX) на будівництво свердловини. Для кожного з 4 кластерів ідентифіковано власну специфічну модель, яка враховує домінуючі фактори впливу (глибину, пористість, товщину пласту або дебіт води). Статистичні параметри значущості побудованих моделей (коефіцієнта детермінації $R^2 > 0,85$, відповідають F-критерію Фішера нормативним вимогам при $\rho < 0,01$ та середня помилка апробації до 7,2%) підтвердили їхню високу прогностичну здатність та адекватність. Обґрунтована економіко-технологічний зміст розбіжностей вільних членів (констант) рівень регресії як базового фіксованого порогу стартових капітальних витрат кожного кластера.

4. Здійснено розширення інвестиційного блоку діагностики стану та ефективності використання нафтогазових родовищ шляхом введення авторського питомого фактора ефективності, який дозволяє подолати вартісну обмеженість традиційного фінансового аналізу в умовах воєнно-економічних ризиків. Запропонований фактор дозволяє пов'язати фінансову капіталомістність розробки із фізичною, натуральною природою надр з сумарними вилученими ресурсами, приведеними до єдиного енергетичного нафтового еквіваленту через енергетичний коефіцієнт. Визначено, що межовим бар'єром стійкості організаційного механізму є значення нижче якого

(Суходолівське та Скворцівське родовища) об'єкти автоматично переходить в категорію високого інвестиційного ризику.

5. Проведено практичну апробацію та розрахунки інтегрального індексу діагностики ефективності використання нафтогазових родовищ ($I_{\text{діаг}}$) за допомогою моделі адаптивної згортки нормованих за методом min-max субіндикаторів із закріпленими ваговими коефіцієнтами експертів. Розрахунки на приклади чотирьох опорних родовищ-представників унаочнили наявність глибокого просторово-фінансового дуалізму та деформації родовищного фонду під впливом війни та виснаження. За отриманими значеннями $I_{\text{діаг}}$ активи розподілено за рівнем економіко-безпекової стійкості: Радченківське (0,945) та Гнідинцівське (0,852) родовища мають максимальний та високий рівень; Скворцівське (0,301) – низький рівень через деструктивний чинник обводненості; Суходолівське (0,202) – критичний стан через надглибоке буріння і близькістю до кордону з рф.

6. Ідентифіковано та систематизовано у вигляді матричної деструктуризації системні суперечності і обмеження чинного організаційно-економічного механізму. Доведено, що жорстка ієрархічна побудова, функціональна ізолюваність підрозділів («Data Silos») та орієнтація систем мотивації на валові операційні KPI замість вартісних індикаторів (NPV, IRR) стримують процеси цифрової трансформації та призводять до передчасної консервації виснажених свердловин. Фіскальний контур виявляє невідповідність стадій життєвого циклу покладів і воєнно-безпекових ризиків території, а нормативно-законодавче поле повністю блокує потенціал екологічної капіталізації виснажених активів через технології геологічного зберігання вуглекислого газу (CCS/CCUS) в межах європейського Green Deal та податку CBAM.

7. Обґрунтовано концептуальний підхід до формування гнучких, адаптивних організаційно-економічних стратегій та моделей управління повною життєвою вартістю нафтогазових об'єктів. На основі результатів діагностики диференційовано напрями трансформації: інтенсивна

капіталізація та впровадження «цифрових двійників» (Digital twice) для високостійких об'єктів; жорстка оптимізація OPEX на водовідведення та використання модульних установок для обводненого фонду; перехід до концепції «Smart Field» для глибоких покладів, а також правова й фінансова конверсія виснажених надр у сховища CO₂. Доведено, що системний характер воєнно-безпекових та ринкових викликів зумовлює необхідність удосконалення організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ через розроблення його трирівневої моделі, яка інтегрує операційну, фінансову та цифрово-технологічну підсистеми.

Основні результати дослідження відображено у наукових працях автора [210, 217, 252].

РОЗДІЛ 3

УДОСКОНАЛЕННЯ ОРГАНІЗАЦІЙНО-ЕКОНОМІЧНОГО МЕХАНІЗМУ ВИКОРИСТАННЯ НАФТОГАЗОВИХ РОДОВИЩ УКРАЇНИ В УМОВАХ ВОЄННОГО ЧАСУ ТА ПОВОЄННОГО ВІДНОВЛЕННЯ

3.1. Концептуальні засади удосконалення організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ України

Оцінювання сучасного стану нафтогазового комплексу, проведене у розділі 2 дисертації, засвідчило, що традиційні моделі функціонування організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ мають обмежену адаптивність в умовах воєнного стану та масштабних руйнувань критичної інфраструктури. Наявні підходи не забезпечують належного рівня ризикоорієнтованого управління, недостатньо інтегрують цифрові інструменти предиктивного моніторингу та механізми антикризового фінансового планування, що за умов дефіциту інвестиційного капіталу призводить до падіння економічної ефективності видобутку нафти та газу. Зазначене зумовлює об'єктивну необхідність наукового обґрунтування концептуальних засад удосконалення організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ, спрямованого на максимізацію його стійкості, операційної гнучкості та результативності в період повоєнного відновлення паливно-енергетичного комплексу України.

У зв'язку з цим організаційно-економічний механізм використання нафтогазових родовищ у межах дослідження трактується як інтегрована система фінансово-інвестиційних, управлінських, технологічних та інформаційних елементів, що забезпечують досягнення цільових параметрів ефективності використання надр в умовах воєнного часу та повоєнного відновлення. Відповідно до авторського підходу, декомпозиція структурних компонентів удосконалення організаційно-економічного механізму

використання нафтогазових родовищ [280] передбачає виокремлення: гнучкої організаційної структури управління, орієнтованої на функціональну взаємодію та вахтово-дистанційний інжиніринг; фінансово-економічних інструментів (диференційованої ренти, податкових канікул відбудови та міжнародних інвестиційних гарантій від воєнних ризиків MIGA, DFC); превентивного ризик-менеджменту щодо ідентифікації інфраструктурних та безпекових загроз, а також інформаційно-технологічного забезпечення на основі технологій Big Data [281] та штучного інтелекту як базису для функціонування інтелектуальної системи підтримки прийняття рішень.

Перехід від статичної, ієрархічної моделі управління до динамічної й інтегрованої зумовлений викликами воєнного часу, руйнуванням інфраструктури та критичним зростанням ризиків і загроз. Концептуальні засади удосконалення базуються на синергетичній інтеграції трьох блоків: аналітично-діагностичного (нейромережева кластеризація й розрахунок індексу I_{diag}), організаційно-управлінського (впровадження функціональних систем Smart Field та Digital Twins) й економіко-регуляторного (диференційоване оподаткування і воєнне страхування InsurTech). Комплексна взаємодія цих блоків забезпечує значне скорочення капітальних витрат, мінімізацію простоїв обладнання та зниження інвестиційних й операційних ризиків, що безпосередньо максимізує показники NPV_{ext} (розширений показник NPV) та підвищує ефективність реалізації проектів з використання нафтогазових родовищ.

Удосконалення організаційно-економічного механізму також потребує формування нових прикладних принципів управління, орієнтованих на превентивність, системну стійкість та цифровізацію під впливом викликів воєнного часу. На основі теоретичного узагальнення в п. 1.3, у дослідженні здійснено цільову трансформацію класичних принципів менеджменту у шість стратегічних блоків, що відображають логіку переходу від реактивного адміністрування до превентивного антикризового управління родовищами. Кожен блок охоплює взаємопов'язані інструменти: предиктивну аналітику,

сценарне моделювання воєнних ризиків та інтегральні індикатори ефективності капіталовкладень й забезпечує інтеграцію технологічних, фінансових та інституційних аспектів у єдину динамічну модель антикризового управління використанням нафтогазових родовищ, концептуальну схему якої наведено на рис. 3.1.



Рис. 3.1. Концептуальна схема трансформації принципів управління економічною ефективністю використання нафтогазових родовищ в умовах воєнних та повоєнного відновлення

Джерело: побудовано автором.

Принцип 1. Оптимізація повного життєвого циклу родовища. Реалізація цього принципу в межах удосконалення організаційно-економічного механізму потребує повної відмови від фрагментарного підходу, за якого геологічні, технологічні та фінансові аспекти використання нафтогазових родовищ розглядаються ізольовано. У дослідженні запропоновано інтеграцію

всіх стадій життєвого циклу родовищ у єдину взаємопов'язану економіко-технологічну систему, адаптовану до кризових умов. Інструментальною основою цього підходу є формування багаторівневої цифрової моделі родовища для моніторингу виробничих, фінансових та безпекових параметрів у режимі реального часу [282]. Такий підхід уможливорює оперативну синхронізацію капіталомістких технологічних рішень з критичними фінансовими обмеженнями воєнного періоду, предиктивне оцінювання наслідків інфраструктурних пошкоджень та оптимізацію капітальних витрат відбудови. Практичним вектором трансформації цього принципу виступає концепція оптимізації повного життєвого циклу родовища, орієнтована на максимізацію інтегральної економічної цінності активу. Збалансування темпів виснаження ресурсного потенціалу родовищ, упровадження мобільних комплексів та мінімізація воєнних ризиків, що забезпечує мобілізацію грошових потоків та максимізацію показника NPV у довгостроковій перспективі.

Принцип 2. Превентивний та інтелектуальний ризик-менеджмент. Традиційні системи управління нафтогазовими родовищами мають здебільшого реактивний характер, фокусуючись на ліквідації наслідків уже реалізованих техніко-економічних загроз [283]. Такий підхід не забезпечує життєздатності родовищ в умовах воєнних руйнувань, інфраструктурних обмежень та високої ризикованості капіталовкладень [284]. Удосконалення організаційно-економічного механізму передбачає векторну трансформацію до превентивної моделі ризик-менеджменту, що ґрунтується на випереджальній ідентифікації критичних загроз за допомогою алгоритмів штучного інтелекту. Сценарне моделювання в режимі реального часу охоплює спектр детермінант від макроекономічної волатильності до безпекових загроз у прикордонних зонах, трансформуючи управління ризиками у превентивний інструмент оптимізації витрат. У фінансово-інвестиційному вимірі застосування предиктивних моделей мінімізує варіативність чистих грошових потоків, знижуючи безпекову премію за ризик у структурі вартості капіталу за

рахунок інтеграції інструментів воєнного страхування, що забезпечує стабілізацію інтегрального показника розширеної чистої теперішньої вартості.

Принцип 3. Предиктивне управління та цифрові двійники. Цифрова трансформація у кризовий період виступає системоутворюючою основою удосконалення організаційно-економічного механізму, а не допоміжним інструментом. Інтеграція технології Інтернету речей, технології Big Data [285] та автоматизованих комплексів SCADA/PLC [286] дозволяє суттєво знизити операційні витрати, оптимізувати використання наявного ресурсного потенціалу родовищ та підвищити безпеку виробництва в зонах підвищеного ризику. Векторна трансформація цього принципу передбачає розгортання цифрових двійників (Digital Twins) [287] родовищ у межах єдиного дата-центру. Синтез геологічних, промислових та фінансових параметрів у динамічних моделях із застосуванням алгоритмів машинного навчання забезпечує перехід до високоточного предиктивного менеджменту. Такий підхід мінімізує вплив суб'єктивних чинників на управлінські рішення, максимізує точність сценарного моделювання, формує додатковий грошовий потік від цифровізації та забезпечує стабільність видобутку за умов критичних зовнішніх шоків.

Принцип 4. Створення спільної вартості та декарбонізація родовищ. Удосконалення організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ передбачає імплементацію критеріїв екологічної, соціальної та управлінської відповідальності (ESG) [288] безпосередньо у функціональне ядро механізму, що трансформує природоохоронні заходи з витратної статті у фактор капіталізації активів. Запропонована векторна трансформація базується на гармонізації екологічних цілей – мінімізації вуглецевого сліду відповідно до вимог European Green Deal [289], раціонального водокористування й рекультивациі з макроекономічними завданнями відбудови. Соціальна компонента орієнтована на партнерство з місцевими громадами для забезпечення соціальної легітимності використання нафтогазових родовищ (social license to operate, SLO), а управлінська

прозорість є базовим фільтром для прийняття інвестиційних рішень [290]. У фінансовому вимірі ESG-комплаєнс [291] забезпечує прямий доступ компанії до міжнародних ринків капіталу, інструментів «зеленого» фінансування та синдикуваного кредитування відбудови під егідою світових інституцій (ЄБРР, Світовий банк), що одночасно збільшує витрати на екологічний моніторинг, проте мінімізує премію за ризик країни.

Принцип 5. Адаптивне стратегічне управління на основі сценарного планування та багатоваріантного моделювання розвитку подій. Ефективність організаційно-економічного механізму у кризовий період прямо залежить від його здатності до швидкої реконфігурації під впливом воєнно-геополітичних шоків та цінових коливань, що унеможлиблює застосування традиційних статичних моделей управління з жорстким річним бюджетуванням [292]. Запропонована векторна трансформація передбачає перехід до адаптивного стратегічного менеджменту, заснованого на багатоваріантному моделюванні розвитку подій у режимі реального часу. Важливим фінансово-інвестиційним інструментом оцінки проєктів є метод реальних опціонів [293], який дозволяє кількісне вимірювання управлінської гнучкості – можливості оперативного маневрування капіталом, консервації чи екстреного відновлення свердловин, зміни масштабів використання родовищ або розгортання автономних когенераційних модулів залежно від безпекової та інфраструктурної ситуації. Це перетворює критичну невизначеність з чинника капітальних втрат у фактор капіталізації проєкту, мінімізує ставки дисконтування та забезпечує високу резильєнтність нафтогазовидобувних компаній.

Принцип 6. Мотивація на основі створення вартості. Чинні галузеві системи основних показників ефективності (KPI) використання нафтогазових родовищ та матеріального стимулювання переважно зосереджені на досягненні короткострокових валових результатів видобутку [294], що у кризовий період призводить до надмірної інтенсифікації пластів, технологічного зносу обладнання та втрати довгострокової цінності активів. Удосконалення організаційно-економічного механізму передбачає векторну

трансформацію до вартісно-орієнтованої системи кадрового стимулювання [295], яка базується на узгодженні винагороди менеджменту та інженерного персоналу з індикаторами максимізації показника розширеної чистої теперішньої вартості, капітальної ефективності відновлювальних робіт, мінімізації простоїв свердловин, досягнення цільових ESG-орієнтирів та рівня освоєння цифрових платформ предиктивного управління. Такий підхід усуває ризики опортуністичної поведінки й балансує інтереси держави та інвесторів, а також трансформує кадровий профіль галузі в напрямі розвитку інтелектуального капіталу [296].

Виходячи з обґрунтованих концептуальних засад удосконалення організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ, виникає об'єктивна потреба у формуванні прикладного інструментарію його реалізації. Задля максимізації економічної ефективності використання ресурсного потенціалу нафтогазових родовищ в умовах кризи доцільною є імплементація авторського інструмента оптимізації геологорозвідувальних та експлуатаційних процесів використання нафтогазових родовищ модуля управління «Матриця дії». Зазначена матриця виступає центральним елементом удосконаленого організаційно-економічного механізму і передбачає чітку логічну послідовність його реалізації (рис.3.2.): ітераційний аналіз масиву релевантних геолого-геофізичних, технічних та фінансово-економічних даних щодо певного нафтогазового родовища; формування верифікованих висновків про ступінь вивченості та потенціал родовищ в умовах невизначеності; формування альтернативних варіантів управлінських рішень та їх імітаційне тестування за допомогою цифрового моделювання; предиктивне прогнозування техніко-економічних результатів використання нафтогазових родовищ для вибору оптимальної стратегії капіталовкладень і відновлювальних робіт за критерієм розширеної чистої теперішньої вартості.

Інтегрування модуля управління «Матриця дії» забезпечує трансформацію системи менеджменту використання нафтогазових родовищ за трьома стратегічними напрямками. По-перше, формується аналітична основа

для випереджального реагування на загрози, що заміщує практику ліквідації наслідків інфраструктурних пошкоджень превентивною оцінкою стану родовищ, створює базис для початку капіталомістких робіт та уможливорює імітаційне тестування сценаріїв стійкості проєктів до зовнішніх шоків воєнного часу. По-друге, забезпечується багатовекторна оптимізація інвестиційних потоків, адже предиктивне моделювання верифікує капіталовкладення в умовах гострого дефіциту капіталу, що є критично важливим для щорічної потреби галузі у фінансуванні відбудови на рівні 1,0-1,5 млрд. дол. США, та мінімізує ризикову складову дисконтування за рахунок багаторазового зниження ймовірності неефективного буріння. По-третє, максимізується операційна стійкість та збалансованість ринку нафтосервісних послуг. Прогнозована потреба у спорудженні 250-300 свердловин щорічно потребує чіткої координації, яку забезпечує ітераційний алгоритм матриці [297], мінімізуючи часові простоти бурових комплексів, оптимізуючи логістичні ланцюги та знижуючи сукупні витрати на відновлення виробничого потенціалу родовищ.

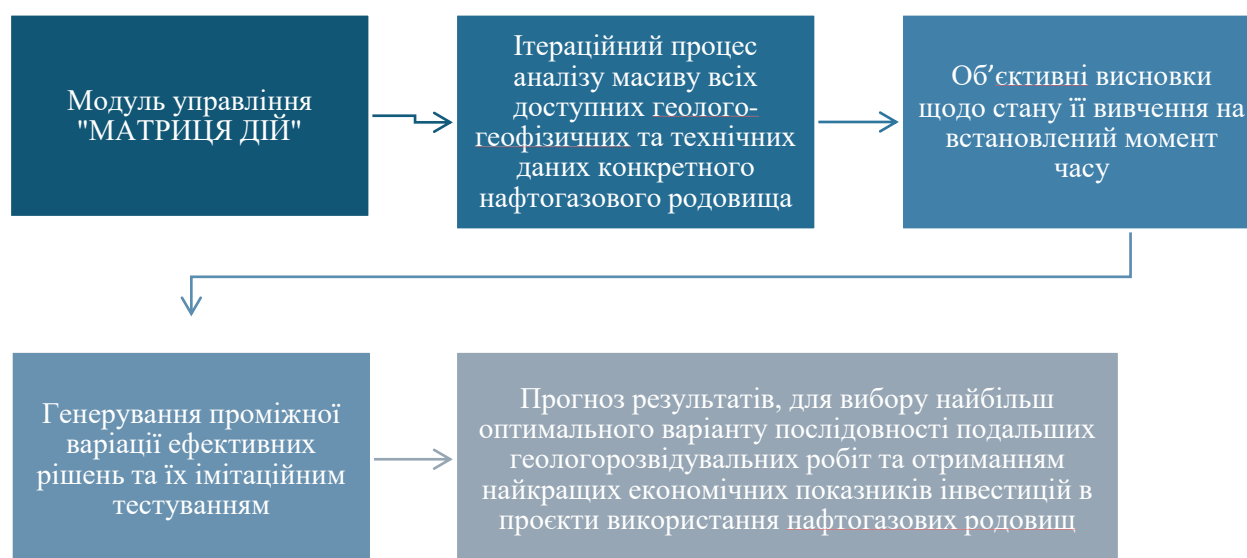


Рис. 3.2. Концептуальна модель інтеграції модуля формування управлінських рішень «Матриця дій»

Джерело: побудовано автором.

Отже, аналітичний інструментарій «Матриця дій» забезпечує реконфігурацію організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ шляхом переведення управлінської парадигми з реактивно-інтуїтивної у превентивну й науково-верифіковану, що сприяє прийняттю обґрунтованих управлінських рішень в сучасних умовах.

Також, деталізація організаційно-управлінського впливу модуля управління «Матриця дії» дозволяє виокремити три ключові ефекти. По-перше, забезпечується безперервна системність та ітераційність менеджменту, що переводить процес надрокористування від фрагментарних етапів до цілісного моніторингу масивів даних по кожній ділянці надр. По-друге, досягається висока детермінація та об'єктивність аналітичних висновків щодо ступеня геологічної та економічної вивченості об'єктів, що забезпечує формування верифіковано інформаційного підґрунтя для ухвалення капіталомістких рішень у кризовий період та трансформує фактичну інформацію у стратегічно захищені активи. По-третє, розгортання предиктивного моделювання та багатоваріантної оптимізації уможливорює імітаційне тестування альтернативних сценаріїв відновлення родовищ і вибір раціональної послідовності геологотехнічних заходів (ГТЗ) та капітальних ремонтів, що безпосередньо мінімізує виробничі ризики та підвищує інвестиційну ефективність проєктів використання нафтогазових родовищ.

Відзначимо, що удосконалення організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ передбачає не просто вдосконалення окремих процедур, а формування цілісної системи прийняття рішень на основі інтеграції модуля «Матриця дій» у систему управління нафтогазовими родовищами. На відміну від традиційного підходу, де управлінські компоненти мають здебільшого декларативний або статичний характер, запровадження модуля «Матриця дій» кардинально трансформує логіку їх функціонування. Процеси визначення стратегічних цілей, ідентифікація факторів впливу та прогнозування формалізуються на основі верифікованих даних й інтегруються у безперервний аналітичний цикл прийняття управлінських рішень. Це забезпечує перехід до превентивної моделі ризик-менеджменту та уможливорює координацію інтересів

суб'єктів використання родовищ (держави, надрокористувачів і територіальних громад) щодо ефективного освоєння різних типів об'єктів: від конвенційних до виведених з активної експлуатації та неконвенційних родовищ.

Застосування модуля управління «Матриця дій» забезпечує перехід від декларативного визначення стратегічних орієнтирів підвищення ефективності використання нафтогазових родовищ України до алгоритмізованого кількісного оцінювання альтернатив [299], що дозволяє здійснювати раціональний відбір управлінських дій з позиції економічної доцільності, мінімізації ризиків та раціонального управління геолого-технічних заходів на виснажених і конвенційних родовищах. Розгляд ризиків у безпосередньому взаємозв'язку з фінансовими наслідками альтернативних рішень створює передумови для динамічного коригування планів видобутку та підвищення інвестиційної стійкості проєктів [300].

Удосконалення підходів до прогнозування ефективності використання нафтогазових родовищ передбачає перехід від традиційних екстраполяційних методів до прогностичної аналітики. У межах «Матриці дій» цей процес реалізується через застосування методу k-means для автоматичної кластеризації активів за рівнями ефективності [301], що підвищує точність оцінювання технологічних перспектив використання родовищ. Удосконалений організаційно-економічний механізм передбачає інтеграцію модуля управління «Матриця дій» у систему операційного менеджменту, забезпечуючи високу економічну результативність навіть в умовах інфраструктурних руйнувань та дефіциту інвестиційних ресурсів [302].

Структурно-функціональна декомпозиція удосконаленого організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ (рис. 3.3) передбачає інтеграцію трьох блоків: аналітично-діагностичного, організаційно-управлінського та економіко-регуляторного. Важливим інструментом аналітично-діагностичного блоку є інтегральний індекс деструктивного впливу (I_{diag}), що формує динамічну інформаційну базу, яка самооновлюється в режимі реального часу. Забезпечувальний блок інтегрується у виробниче середовище через ринок нафтогазових послуг із розрахунковою місткістю 250–300 свердловин на рік [238].

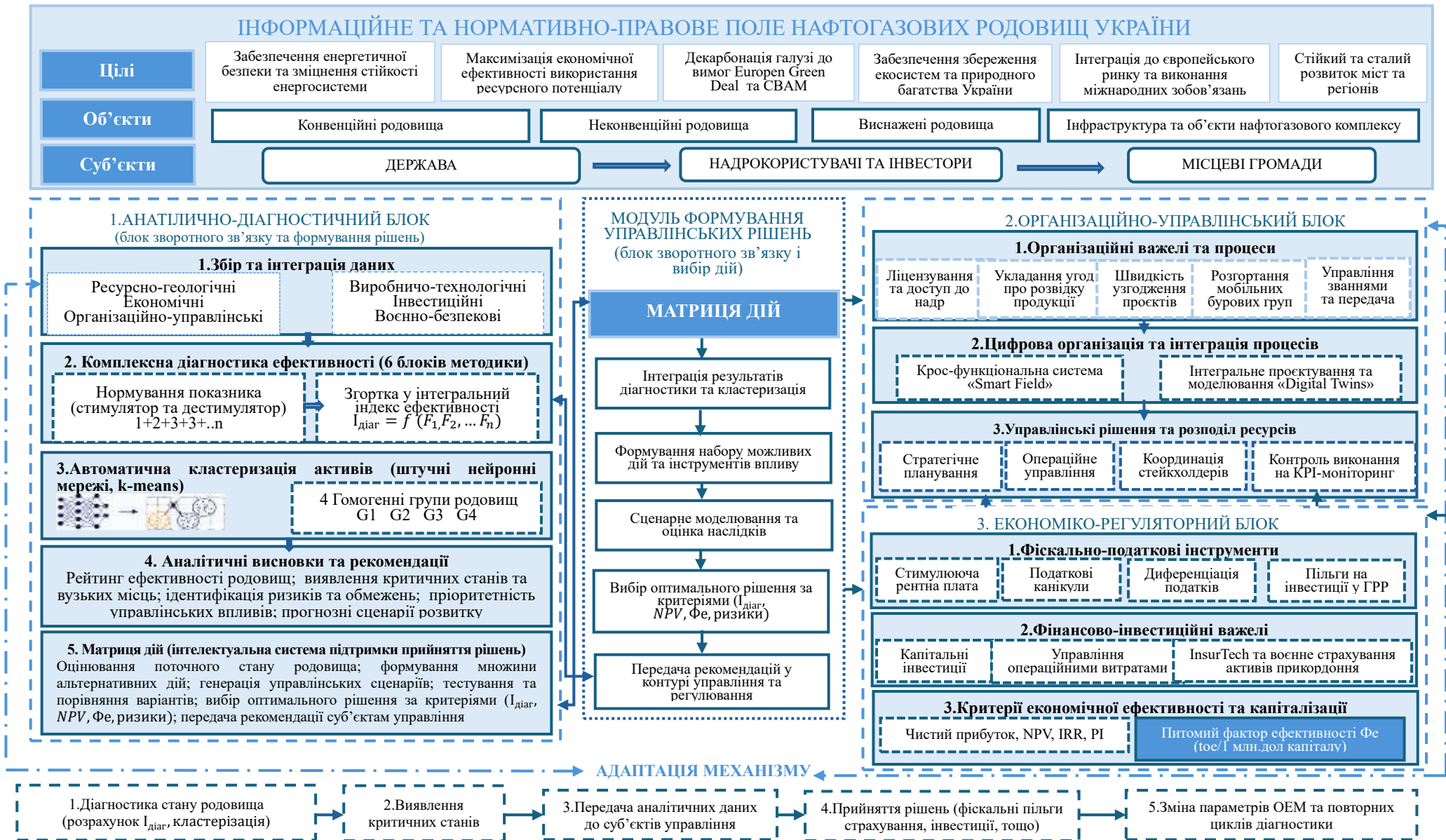


Рис. 3.3. Удосконалений організаційно-економічний механізм використання нафтогазових родовищ України

Джерело: розроблено автором.

На основі проведеного дослідження удосконалений організаційно-економічний механізм використання нафтогазових родовищ визначено як динамічну адаптивну систему, що базується на конвергенції принципів системної інтеграції, проактивного ризик-менеджменту та предикативної аналітики, має замкнену циклічну природу орієнтована на великі дані Big Data [306], забезпечуючи безперервне оновлення інформаційних масивів та досягнення цільових параметрів економічної ефективності нафтогазових родовищ в умовах воєнного часу та повоєнного відновлення. Функціонально-інтеграційним ядром виступає аналітичний інструментарій «Матриця дій» – багаторівневий ітераційний алгоритм, що забезпечує наскрізну інтеграцію геолого-геофізичних, технологічних та фінансово-економічних параметрів нафтогазового родовища і трансформує деструктивні впливи воєнного часу у верифіковані антикризові рішення за критеріями розширеною чистої теперішньої вартості [307].

Наскрізна декомпозиція представленої архітектури удосконаленого організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ дозволяє формалізувати функціональний зміст його базових структурних блоків.

Перший, аналітично-діагностичний, забезпечує первинну детермінацію стану нафтогазових родовищ в умовах невизначеності: алгоритми нейромережевої кластеризації (k-means), автоматично групують родовища за ступенем геологічної вивченості та економічного потенціалу. Головним результатом функціонування такого підходу є розрахунок інтегрального індексу деструктивного впливу (I_{diag}), який оцифровує масштаб воєнних втрат, рівень інфраструктури пошкоджень та логістичних обмежень промислів. Це трансформує інформаційну базу організаційно-економічного механізму із пасивного сховища даних у середовище предиктивного моніторингу.

Другий, організаційно-управлінський блок, реалізує прикладний потенціал модуль управління «Матриця дій» через реконфігурацію операційних процесів в умовах кадрового дефіциту та безпекових ризиків. Традиційні лінійні структури заміщуються крос-функціональними командами

з використанням вахтово-дистанційного інжинірингу та інтегрованих цифрових платформ (Smart Field Digital Twins). Застосування цього блоку дозволяє імітаційно тестувати багатоваріантні сценарії геолого-технічних заходів і капітальних ремонтів свердловин до початку реального фінансування, забезпечуючи превентивність управлінських дій.

Третій, економіко-регуляторний блок, формує фінансово-компенсаційну складову організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ, призначену для оптимізації грошових потоків видобувних компаній за допомогою гнучких інституційних інструментів: диференційованої рентної плати за надракористування, податкових канікул для відновлювальних проєктів та залучення спеціальних продуктів воєнного страхування (InsurTech). Взаємодія елементів цього блоку спрямована на компенсацію додаткових капітальних витрат відбудови та екологічного моніторингу, забезпечуючи баланс інтересів держави в частині енергетичної безпеки та інвесторів у частині норми прибутку.

Таким чином, циклічна взаємодія виокремлених блоків у межах удосконаленого організаційно-економічного механізму перетворює його на гнучку антикризову систему, де кожен етап управління верифікується за цільовим критерієм максимізації розширеної чистої теперішньої вартості NPV_{ext} та зниження безпеки в премії за ризик у структурі вартості капіталу.

Забезпечувальною складовою практичної реалізації удосконаленого організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ є формування прозорого інституційного середовища для взаємодії зі стейкхолдерами через інтерактивні платформи тристороннього діалогу між місцевими громадами, державними регуляторами та інвесторами. Система регуляторного розкриття верифікованих нефінансових результатів на основі даних модуля управління «Матриця дії», трансформує соціальні витрати у стратегічні інвестиції нафтогазових компаній, мінімізуючи ризики локальних соціо-екологічних конфліктів та забезпечуючи соціальну легітимність використання нафтогазових родовищ [308]. Комплексність запропонованих структурних змін

зумовлює необхідність їх поетапного розгортання, часову послідовність реалізації якого відображено у дорожній карті реалізації організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ (рис. 3.4.).

ДОРОЖНЯ КАРТА РЕАЛІЗАЦІЇ ОРГАНІЗАЦІЙНО-ЕКОНОМІЧНОГО МЕХАНІЗМУ

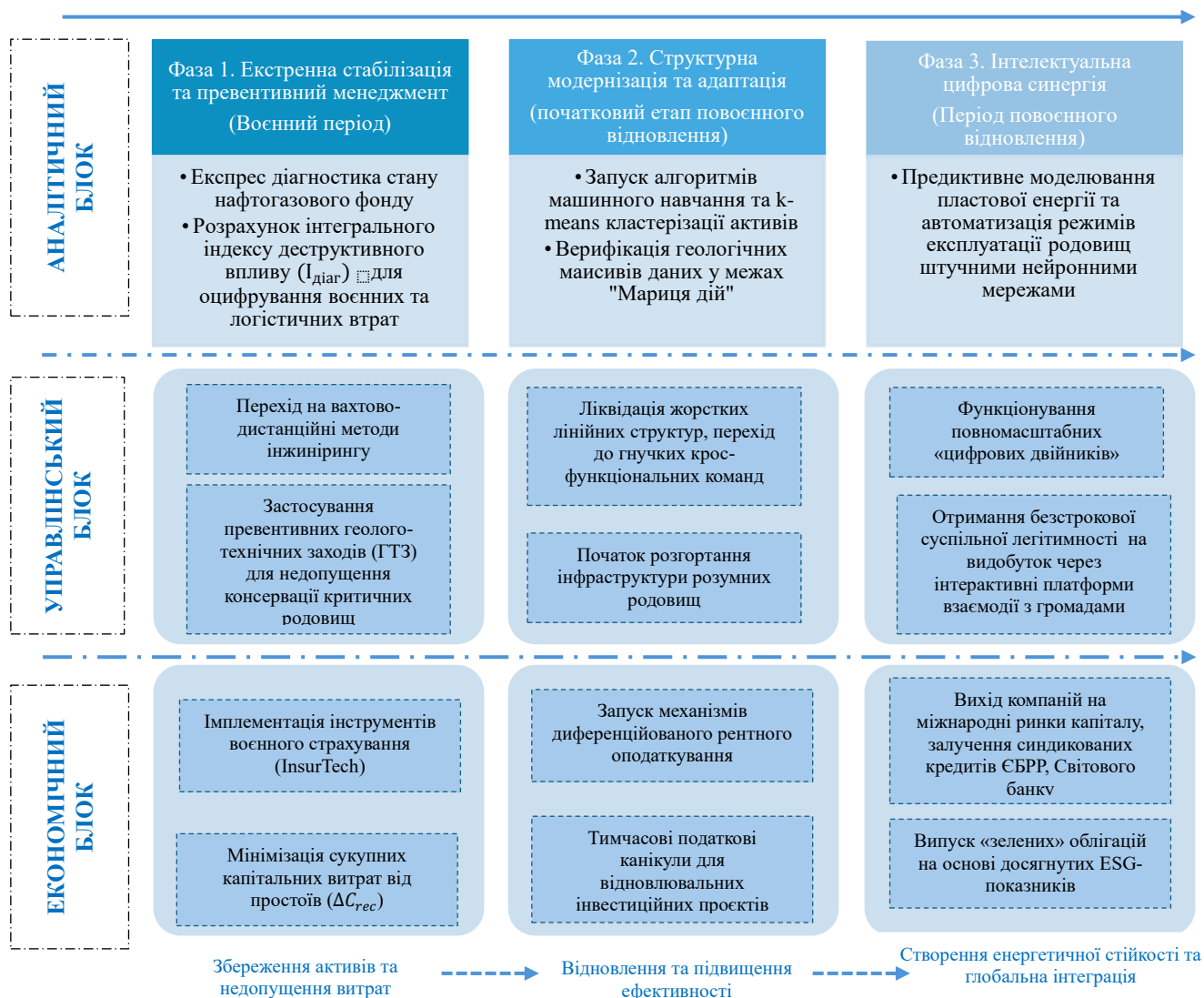


Рис.3.4. Дорожня карта впровадження удосконаленого організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ

Джерело: розроблено автором.

Розроблена дорожня карта (рис.3.4) мінімізує інституційні ризики опору внутрішньоорганізаційним змінам нафтогазової галузі та забезпечує послідовну адаптацію технологічних процесів до жорстких вимог цифровізації, екологізації та безпеки.

Практична реалізація удосконаленого організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ ґрунтується на багатовекторному підході, що інтегрує аналітичні, управлінські, регуляторні та інституційні компоненти у цілісну систему. Системна синергія цих складових не лише підвищує фінансово-економічну результативність інвестиційних проєктів відновлення інфраструктури нафтогазових родовищ за критерієм NPV, а й формує довгострокову енергетичну стійкість та автономність держави в умовах тривалих воєнних викликів.

3.2. Пріоритетні напрями підвищення ефективності використання нафтогазових родовищ України з урахуванням розвитку цифрової трансформації

Практична реалізація концептуальних засад удосконалення організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ потребує формування комплексного інструментарію організаційних, фінансово-економічних, технологічних та нормативно-правових рішень, адаптованих до специфіки повоєнного відновлення. Інтеграція сучасних цифрових технологій, інструментів антикризового стратегічного планування та механізмів регуляторної підтримки уможливить підвищення адаптивності та стійкості системи управління нафтогазовими родовищами в умовах високої невизначеності, воєнно-політичних ризиків та масштабних руйнувань критичної інфраструктури.

З огляду на це подальший аналіз доцільно структурувати за чотирма напрямками реалізації удосконаленого механізму, зокрема: фінансово-інвестиційним, організаційним, технологічним та нормативно-правовим, кожен з яких адаптовано до специфіки відновлення виробничого потенціалу нафтогазової галузі. Узагальнену структуру пріоритетних напрямів

підвищення ефективності використання нафтогазових родовищ України в умовах повоєнного відновлення представлена на рисунку 3.5.



Рис. 3.5. Структура пріоритетних напрямів підвищення ефективності використання нафтогазових родовищ України в умовах повоєнного відновлення

Джерело: розроблено автором.

Зазначимо, що першочергового значення серед визначених напрямів набуває фінансово-інвестиційний блок, оскільки саме ефективність фінансових інструментів значною мірою визначає можливості залучення інвестицій, реалізації інноваційних технологій та забезпечення довгострокової економічної результативності розробки та використання нафтогазових родовищ. У цьому контексті особливої уваги потребує удосконалення системи фінансово-економічних інструментів, спрямованих на формування сприятливого інвестиційного середовища, оптимізацію податкового навантаження, акумулювання капіталу для відновлення зруйнованої інфраструктури та зниження ризиків реалізації капіталомістких проєктів у нафтогазовидобувній промисловості. Гнучкість фінансово-економічних важелів дозволяє нівелювати вплив геологічної невизначеності на початкових

стадіях освоєння нафтогазових родовищ, проте, в умовах повоєнного відновлення класична геологічна невизначеність мультиплікується з екстремальними безпековими та суверенними ризиками країни, що зумовлює трансформації фінансових інструментів у напрямі розгортання систем міжнародного страхування воєнних ризиків та залучення цільового донорського фінансування [305].

Для підвищення ефективності використання родовищ в умовах повоєнного відновлення та надвисокої капіталомісткості проєктів критичним є вдосконалення фінансово-економічних інструментів управління [309]. Запропоновані заходи ґрунтуються на принципах мінімізації воєнно-політичних ризиків інвесторів, стимулювання капіталовкладень у відбудову інфраструктури та підвищення довгострокової інвестиційної привабливості нафтогазової галузі.

В умовах повоєнного відновлення особливої актуальності набуває реформування системи оподаткування з урахуванням індивідуальних параметрів нафтогазових родовищ [310]. Існуючі фіксовані податкові ставки не враховують рівень рентабельності, біологічну складність, ступінь виснаження запасів нафти і газу, а також ступінь воєнних руйнувань об'єктів нафтогазовидобування. Унаслідок цього відновлення технічно складних або пошкоджених родовищ стає економічно невиправданим, що обмежує стабілізацію нафтогазовидобутку та знижує ефективність використання ресурсної бази.

Враховуючи світовий досвід, запропонована модель динамічного коригування ставки рентної плати (R_{adj}), яка крім ринкової кон'юнктури та життєвого циклу родовища враховує безпекові виклики воєнного часу (формула 3.1).

$$R_{adj} = R_{base} \times k_t \times k_g \times k_e \times k_w, \quad (3.1)$$

де R_{adj} – скоригована ставка податкової рентної ставки;

R_{base} – базова ставка рентної плати згідно чинного законодавства;

k_t – коефіцієнт ринкової кон'юнктури (співвідношення поточної ціни на енергоносії до середньої прогнозованої);

k_g – геологічний коефіцієнт (враховує глибину залягання та складність видобутку);

k_e – коефіцієнт виснаженості нафтогазового родовища (сприяє подовженню розробки на пізніх стадіях).

k_w – інтегральний коефіцієнт безпекового та інфраструктурного ризику нафтогазового родовища (воєнний коефіцієнт). Для об'єктивного розрахунку k_w пропонується використовувати матричний метод оцінки на основі трьох субіндикаторів за формулою 3.2.

$$k_w = I_{prox} \times I_{dest} \times I_{log}, \quad (3.2)$$

1. I_{prox} – індикатор географічної близькості до зони бойових дій або тимчасово окупованих територій:

1,0 – безпечна зона (глибокий тил, відсутність прямих загроз сухопутного характеру);

0,8 – зона підвищеного ризику (від 50 до 100 км від лінії фронту або кордону з агресором);

0,6 – прифронтна зона (до 50 км від лінії зіткнення, де діють постійні обмеження комендантського або безпекового режиму).

2. I_{dest} (індикатор фізичного руйнування або недоступності активів):

1,0 – об'єкт не зазнав фізичних пошкоджень;

0,7 – частково пошкодження допоміжної інфраструктури (електропідстанції, під'їзні шляхи), що потребує капітального ремонту;

0,4 – критичне пошкодження об'єкта (свердловини, компресорних станцій, пунктів підготовки нафти/газу), що потребує повного відновлення чи перебудови.

3. I_{log} (індикатор деструкції логістичних ланцюгів):

1,0 – пряме підключення до магістрального трубопроводу працює безперебійно;

0,85 – пошкодження локальних газопроводів-відводів, перехід на резервні або дорожні схеми транспортування (наприклад, автомобільний вивіз ЗВГ/ нафти через руйнування залізничних колій).

Запровадження такої диференційованої системи забезпечує збалансований розподіл фінансового навантаження між державою та інвесторами в період відбудови. Тимчасове зниження податкового тиску за рахунок безпекового коефіцієнта $k_w < 1,0$ вивільняє внутрішній капітал нафтогазових компаній для екстреного відновлення пошкоджених нафтогазових родовищ і логістичних ланцюгів [311]. У довгостроковій перспективі це не лише продовжує життєвий цикл виведених з активної експлуатації нафтогазових родовищ, а й забезпечує швидке повернення втрачених потужностей до енергобалансу країни та стабілізацію податкових надходжень.

Додатковим елементом підвищення інвестиційної привабливості нафтогазової галузі є фінансові стимули, спрямовані на подолання бар'єрів при первинному освоєнні родовищ та відновленні пошкоджених активів. Запровадження податкових канікул для проєктів відбудови та прискорена амортизація новітнього обладнання дозволяють суттєво скоротити термін окупності капіталовкладень. Це активізує приплив приватного капіталу в повоєнну модернізацію нафтогазової галузі та прискорить технологічне оновлення виробничих потужностей [312].

Також перспективним фінансовим напрямом є розширення державного приватного партнерства (ДПП) для відновлення критичної інфраструктури нафтогазової галузі. Йдеться про спільну реалізацію проєктів [308] з аварійної реконструкції транспортних систем, нафтогазопроводів та переробних потужностей, пошкоджених наслідок бойових дій. Конвекційні угоди та

сервісні контракти з розподілом ризиків дозволяють оперативне залучення приватного капіталу та іноземних технологій відбудови без передачі прав власності на стратегічні ресурси, що суттєво підвищує стійкість інфраструктури родовищ.

Ураховуючи високі геологічні та специфічні воєнні ризики, важливого значення набуває формування цільових інституційних фінансових інструментів підвищення ефективності використання нафтогазових родовищ [314]. Доцільним є створення спеціалізованих фондів повоєнного відновлення нафтогазової галузі за рахунок залучення ресурсів міжнародних фінансових організацій (ЄБРР, ЄІБ, Світовий банк) та іноземних донорів у поєднанні з механізмами багатостороннього страхування воєнно-політичних ризиків (через агентство MIGA, DFC) [315; 316] й надання державних гарантій, що розблокує інвестиції у відбудову критичних об'єктів нафтогазової галузі.

Таким чином, запропонована система фінансово-інвестиційних інструментів формує сприятливе інституційне середовище для залучення капіталу, дозволить підвищити ефективність використання ресурсної бази та забезпечити фінансову стійкість підприємств нафтогазової галузі. У системі пріоритетних напрямів підвищення ефективності використання родовищ в умовах відбудови важливе місце посідає удосконалення організаційних важелів управління. Результативність менеджменту ресурсної бази та швидкість відновлення активів залежать від гнучкості самої системи управління, тоді як традиційний ієрархічний моделі з надмірною централізацією рішень мають низьку життєздатність, оскільки не забезпечують оперативного антикризового реагування в умовах безпекових загроз та кадрового дефіциту воєнного часу [318].

Узагальнення запропонованих фінансово-інвестиційних інструментів підвищення ефективності використання нафтогазових родовищ в умовах повоєнного відновлення наведено в табл. 3.1.

Таблиця 3.1

**Фінансово-інвестиційний інструмент підвищення ефективності
використання нафтогазових родовищ України в умовах повоєнного
відновлення**

Проблема функціонування галузі	Фінансово-економічні інструменти	Особливості реалізації	Очікуваний економічний ефект
1. Неадаптивність податків до критичного стану та параметрів нафтогазових родовищ.	Диференційована система оподаткування (рентні стимули).	Встановлення ставок ренти залежно від рентабельності проекту, глибини залягання, ступеня виснаження та рівня воєнних пошкоджень активів.	Стабілізація видобутку на малорентабельних промислах, економічна доцільність реанімації свердловин.
2. Високий фіскальний тиск на початкових стадіях капіталомістких проєктів використання нафтогазових родовищ	Податкові канікули для нових свердловин та відновлювальних робіт.	Тимчасове звільнення (або радикальне зниження) від податкових платежів на інвестиційній фазі буріння та відбудови інфраструктури.	Скорочення терміну окупності інвестицій, прискорення залучення приватного капіталу в нові поклади.
3. Високі капітальні витрати на дефіцитне технологічне обладнання.	Прискорена амортизація та інвестиційні податкові відрахування.	Швидке правове списання вартості нових основних фондів; часткове пряме відшкодування інвестицій за рахунок майбутніх податкових зобов'язань.	Прискорення модернізації фондів, вивільнення додаткового внутрішнього оборотного капіталу для відновлення видобутку.
4. Руйнування та брак інвестицій у магістральну й промислову інфраструктуру.	Механізми державно-приватного партнерства (ДПП).	Концесійні угоди, сервісні контракти (PES); спільне фінансування відновлення компресорних станцій та газопроводів, що зазнали пошкоджень.	Оперативне відновлення логістичних ланцюгів без додаткового боргового навантаження на державний бюджет України.
5. Критичні технологічні ризики впровадження інновацій у кризовий період.	Цільові галузеві фонди розвитку та державні гарантії.	Формування спецфондів підтримки інновацій (на базі відрахувань від продажу вуглеводнів); надання держгарантій під стратегічні проєкти.	Нівелювання капітальних ризиків інвесторів, стимулювання впровадження ІІІ та предиктивної аналітики розробки пластів.
6. Низька привабливість капітального ремонту складних та виснажених покладів.	Гнучкі фінансові субсидії та співфінансування.	Державне співфінансування пошукового буріння; часткова компенсація витрат компаній на сейсміку (3D/4D) у прифронтових зонах.	Активізація нафтогазовидобутку з глибоких і складних горизонтів, нарощування ресурсної бази ПЕК.
7. Надвисока вартість капіталу та блокування класичних кредитів через ризик країни.	Комплексні воєнно-інвестиційні гарантії (MIGA, DFC).	Багатосторонні угоди «держава – МФО – надкористувачі» щодо покриття некомерційних (безпечних) ризиків через цільові пули капіталу.	Радикальне зниження вартості залучення грошових ресурсів, розблокування довгострокових закордонних інвестицій у відбудову.

Джерело: розроблено автором.

В умовах кадрового дефіциту інертність існуючих засад використання нафтогазових родовищ призводить до критичного уповільнення процесів, дублювання функцій та розриву координації, що обмежує можливості оперативного управління витратами й капітального ремонту пошкоджених нафтогазових родовищ. Перспективним напрямом розв'язання цієї проблеми є перехід до гнучких моделей управління на основі крос-функціональних команд [296], що передбачає об'єднання в єдину аналітичну групу геологів, інженерів, економістів, IT-фахівців та ризик-менеджерів й забезпечує концентрацію компетенцій навколо певного нафтогазового родовища. Це сприятиме швидкому інтегрованому прийняттю рішень, прискорюватиме обмін даними та дозволить оперативно мобілізувати ресурси для відновлення виробничого потенціалу нафтогазового родовища.

Оптимізація структури потребує чіткого розмежування функцій: стратегічного планування, залучення інвестицій відбудови та управління портфелем активів на рівні центрального апарату [295], тоді як оперативне управління доцільно децентралізувати до рівня окремих нафтогазових родовищ або кластерів. Такий підхід підвищує швидкість ухвалення рішень виробничими командами та забезпечує їхню автономність, що є визначальним для збереження безперервності видобутку в умовах інфраструктурних пошкоджень і логістичних розривів.

Також ефективним інструментом управління є формування центрів галузевої експертизи, функція яких полягає в акумулюванні та прискореному трансфері антикризових управлінських і технологічних практик [319]. Діяльність таких центрів зосереджується на сферах швидкого відновлення дебетів, інтенсифікації видобутку, ліквідації наслідків екологічних пошкоджень та впровадженні систем віддаленого моніторингу нафтогазових родовищ, що уможливорює підвищення рівня експертизи в умовах браку кадрів, гнучку стандартизацію процесів відбудови та прискорення реалізації інвестиційних програм.

Отже, удосконалення організаційних структур управління має базуватися на синергії децентралізації оперативного реагування, міжфункціональної інтеграції та централізації стратегічних функцій відбудови, що забезпечує гнучкість менеджменту в умовах кризових явищ. Узагальнену систему організаційних інструментів підвищення ефективності використання нафтогазових родовищ у повоєнний період представлено в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2

Організаційні інструменти підвищення ефективності використання нафтогазових родовищ України в умовах повоєнного відновлення

Проблема функціонування	Управлінський інструмент	Особливості реалізації	Очікуваний економічний ефект
1. Гострий дефіцит персоналу через мобілізаційні процеси та міграцію.	Організаційна модель мультикомпетентності та вахтово-дистанційного управління.	Крос-функціональне навчання («суміжні професії»), автоматизація робочих місць для віддаленого інжинірингу, реконфігурація графіків вахт.	Забезпечення безперервності видобутку мінімальною необхідною кількістю персоналу, мінімізація простоїв.
2. Інертність та надмірна централізація рішень у кризових ситуаціях.	Децентралізація оперативних функцій із гнучким розподілом повноважень.	Передача прав ухвалення локальних рішень (ремонт, ліквідація аварій) на рівень промислів; централізація лише стратегічного планування відбудови.	Скорочення часового лагу реагування на безпекові загрози, автономність об'єктів у разі втрати зв'язку з центром.
3. Брак профільної експертизи на місцях через дефіцит кадрів та нові технологічні виклики.	Створення спеціалізованих центрів галузевої експертизи (Asset-Centric Teams).	Формування мобільних міжфункціональних груп (геолог, інженер та IT) для оперативного аналізу й трансферу антикризових практик.	Підвищення якості інженерних рішень, швидка адаптація планів розробки нафтогазових родовищ без залучення зовнішніх консультантів.

Джерело: розроблено автором.

Практичне впровадження цих організаційних інструментів інтегрує міжфункціональні компетенції та створює умови для гнучкого операційного реагування менеджменту нафтогазовидобувної компанії у період повоєнної відновлення.

Наступним важливим напрямом підвищення ефективності використання нафтогазових родовищ є впровадження сучасних технологічних рішень та інноваційних методів управління процесами [320]. В умовах повоєнного відновлення технологічний фактор визначає темпи відновлення ресурсної бази, рівень операційної стійкості підприємств та можливості суттєвого зниження собівартості нафтогазовидобутку.

Технологічна відсталість та руйнування матеріальних активів призводять до нераціонального використання ресурсів, зростання витрат і блокування потенціалу відновлення нафтогазової галузі [300]. Системне впровадження інноваційних рішень спрямовується на прискорене відновлення виробництва, автоматизовану оптимізацію режимів експлуатації пошкоджених нафтогазових родовищ та мінімізацію специфічних ризиків воєнного часу.

Пріоритетом технологічної удосконалення нафтогазової галузі є інтеграція цифрових рішень у процеси видобутку вуглеводів. Застосування технологій цифрових двійників родовищ [282] уможливує створення віртуальних моделей виробничих систем для дистанційного моделювання процесів у режимі реального часу, що забезпечує зниження операційних витрат на 10- 25%, предиктивне виявлення технічних загроз, аналіз аварійних сценаріїв та віддалене управління нафтогазовими родовищами в зонах підвищеного безпекового ризику [321].

Наступним етапом цифрової трансформації є розгортання концепції «розумного родовища» на базі системи SCADA та PLC, що забезпечує безперервний і дистанційний моніторинг параметрів свердловини [286]. В умовах відбудови впровадження методів предиктивного обслуговування дозволяють завчасно прогнозувати технічні відмови обладнання [322], запобігаючи виникненню аварійних ситуацій через зношеність чи пошкодження активів. Це підвищує експлуатаційну ефективність фонду свердловин і нівелює ризики технологічних катастроф у прифронтових зонах.

У межах удосконаленого організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ оцінювання пріоритетності галузевих

інвестиційних проєктів запропоновано здійснювати за критерієм розширеної чистої теперішньої вартості (NPV_{ext}), яка на відміну від класичних вартісних індикаторів інтегрує синергетичний ефект оптимізації виробництва за рахунок впровадження цифрових рішень, додаткових капітальних витрат на відбудову пошкодженої інфраструктури родовищ та компенсаційні інструменти воєнного страхування ризиків надкористування (формула 3.3).

$$NPV_{ext} = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t + \Delta CF_{dig} + \Delta CF_{ins} - \Delta C_{esg} - \Delta C_{rec}}{(1+r_{adj})^t} - I_0, \quad (3.3)$$

де CF_t – базовий грошовий потік від видобутку;

ΔCF_{dig} – приріст потоку від оптимізації виробництва за рахунок впровадження цифрових рішень та предиктивної аналітики;

ΔCF_{ins} – надходження від страхування воєнних ризиків, донорських грантів або державних субсидій відбудови;

ΔC_{esg} – додаткові витрати на екологічний комплаєнс та декорбанацію;

ΔC_{rec} – прямі витрати на ремонт, розмінування та фізичну реконструкцію пошкоджених активів;

r_{adj} – безпеково-орієнтована ставка дисконтування, що враховує премію за воєнно-геополітичний ризик країни та ефект її зниження за рахунок міжнародних інвестиційних гарантій (MEGA, DFC) (формула 3.4).

$$r_{adj} = WACC_{base} + GPR - \Delta r_{gov}, \quad (3.4)$$

$WACC_{base}$ – базовий рівень вартості капіталу компанії у мирний час (вартість власного та позичкового капіталу);

GPR – специфічна премія за геополітичний та воєнний ризик країни. Вона відображає додатково дохідність інвесторів за роботу в країні, що відновлюється після війни;

Δr_{gov} – коефіцієнт деескалації ризику за рахунок державних або міжнародних гарантій. Якщо проєкт відбудови нафтогазового родовища підпадає під програму страхування воєнних ризиків MIGA, DFC або фінансується спільно з державою через механізм ДПП, цей коефіцієнт суттєво знижує підсумкову ставку дисконту ($\Delta r_{gov} \approx GPR$);

n – період реалізації проєкту;

I_0 – початкові капіталовкладення.

Також ефективним інструментом підвищення технологічних параметрів у період відбудови є аналітика великих даних (Big Data) [323] та штучний інтелект [301]. Алгоритми машинного навчання дозволяють з високою точністю прогнозувати дебіти свердловин, оцінювати приховані техніко-економічні ризики та оптимізувати режими роботи обладнання. Інтеграція цих методів у модуль управління «Матриця дій» організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ забезпечує обґрунтованість інвестиційних рішень, виявлення резервів ефективності ресурсної бази та швидку адаптацію виробничих планів до раптових змін безпекового та інфраструктурного характеру.

Окремим напрямом є впровадження методів підвищення нафтогазовилучення (хімічних реагентів, модифікованого заводнення, газових та термічних методів), що є критично для реанімації виснажених родовищ та свердловин після тривалих воєнних простоїв. Це дозволяє підняти коефіцієнт вилучення на 5-15%, збільшуючи ресурсну базу і продовжуючи життєвий цикл активів. Комплексна цифровізація та інтенсифікація процесів нафтогазовидобутку забезпечують оптимізацію витрат у період відбудови. Узагальнену систему технологічних інструментів підвищення ефективності використання нафтогазових родовищ у повоєнний період представлено в табл. 3.3.

Таблиця 3.3

**Технологічні інструменти підвищення ефективності використання
нафтогазових родовищ України в умовах повоєнного відновлення**

Проблема функціонування	Технологічний інструмент	Особливості реалізації	Очікуваний економічний ефект
1. Ризик повторних пошкоджень інфраструктури та загроза для життя персоналу.	Інтеграція технологій «цифрових двійників» нафтогазових родовищ.	Створення віртуальних моделей промислів, інтегрованих із датчиками штучного інтелекту для дистанційного керування процесами.	Можливість віддаленого безпечного управління в зонах підвищеного ризику, предиктивне моделювання аварійних сценаріїв.
2. Вимушена консервація свердловин та падіння пластового тиску через бойові дії.	Сучасні методи інтенсифікації та підвищення нафтогазовилучення.	Застосування модифікованого заводнення, хімічних реагентів, газових та термічних методів відновлення припливу вуглеводнів.	Швидке відновлення дебітів свердловин після тривалих простоїв, зростання коефіцієнта вилучення на виснажених пластах на 5–15%.
3. Зношеність активів та загроза раптових техногенних аварій на промислах.	Концепція «розумного родовища» на базі автоматизованих систем SCADA та PLC.	Розгортання мережі безперервного телеметричного моніторингу та алгоритмів предиктивного технічного обслуговування обладнання.	Запобігання аварійним ситуаціям, оптимізація витрат на ремонти, повне усунення ризиків екологічних катастроф у прифронтових зонах.

Джерело: розроблено автором.

Комплексна цифровізація, предиктивна аналітика та методи інтенсифікації формують інноваційний технологічний базис підвищення ефективності використання нафтогазових родовищ за рахунок мінімізації операційних витрат та прискорення нафтогазовидобутку у повоєнний період.

Окремим пріоритетом удосконалення організаційно-економічного механізму є реформування нормативно-правового регулювання галузі [302]. Поточна вразливість законодавчого базису зумовлена тривалими бюрократичними процедурами доступу до надр, надмірними термінами погоджень для капітального ремонту пошкоджених об'єктів та відсутністю правових норм страхування воєнних ризиків інвесторів. Сукупність цих інституційних бар'єрів стримує приплив іноземного капіталу та уповільнює темпи технологічного відновлення критичної інфраструктури нафтогазової галузі.

За таких умов, реформування регуляторного середовища має ґрунтуватися на суттєвому скороченні та адаптації нормативної бази до кризових викликів. Ключовим вектором є спрощення дозвільних процедур: упровадження принципу єдиного вікна [290] для надрокористувачів та перехід на декларативний принцип погоджень при відновленні пошкоджених об'єктів нафтогазової галузі. В свою чергу, це дозволить нівелювати надмірні транзакційні витрати, мінімізувати термін отримання ліцензії та прискорити введення нових свердловин в експлуатацію, що є базовою передумовою поліпшення інвестиційного клімату в період відбудови.

Важливим вектором удосконалення регуляторного середовища є гармонізація вітчизняних технічних регламентів із європейськими стандартами. Значна частина чинних нормативів є застарілою і не враховує потенціалу цифрових систем, методів інтенсифікації видобутку та блочно-модульного обладнання відновлення [324]. Актуалізація цих стандартів ліквідує правові перешкоди для оперативного впровадження інновацій, дозволить легалізувати обладнання іноземного виробництва, отриманого в рамках донорської допомоги, без порушень вимог виробничої безпеки та оптимізує капітальні витрати.

В умовах повоєнного відновлення особливої актуальності набуває нормативна невизначеність у сфері екологічної, соціальної та управлінської відповідальності (ESG) [325]. Інституційна невизначеність у цій площині блокує доступ підприємств до міжнародного капіталу відновлення. Запровадження чітких стандартів ESG-звітності, гармонізованих із вимогами ЄС є обов'язковим критерієм для залучення фінансування від іноземних інституційних інвесторів (ЄБРР, ЄІБ, Світового банку, DFC) та відкриває можливості для отримання міжнародних зелених грантів на ліквідацію екологічних наслідків руйнування критичної інфраструктури.

Важливим вектором державної політики є стимулювання розвитку відновлювальної та когенераційної енергетики безпосередньо в межах нафтогазових родовищ. В умовах відбудови інтеграція відновлювальних

джерел енергії (ВДЕ), утилізації супутнього газу та виробництво водню спрямовані на формування автономних енергоостровів родовищ для захисту від дефіциту потужності в загальній енергосистемі, мінімізації екологічного навантаження та розширення доступу до зеленого фінансування [326]. Систематизація виявлених проблем нормативно-правового регулювання використання нафтогазових родовищ та інструментів їх подолання у повоєнний період наведено у табл. 3.4.

Таблиця 3.4

Регуляторні інструменти підвищення ефективності використання нафтогазових родовищ України в умовах повоєнного відновлення

Проблема функціонування	Регуляторні інструменти	Особливості реалізації
1. Бюрократична надмірна тривалість погоджень для відновлення пошкоджених об'єктів.	Суттєва дерегуляція та декларативний принцип погоджень.	Законодавче впровадження «єдиного вікна» для надкористувачів; скасування ОВД (оцінки впливу на довкілля) для екстрених ремонтів.
2. Правова неможливість легалізації новітнього західного обладнання.	Гармонізація технічних регламентів із нормативною базою та стандартами ЄС.	Скасування застарілих радянських ДСТУ/СНіП, автоматичне визнання європейських сертифікатів на блочно-модульне обладнання відбудови.
3. Блокування доступу до міжнародного капіталу через високі безпекові ризики.	Запровадження обов'язкових стандартів ESG-звітності та правових гарантій ризиків.	Нормативне закріплення вимог екологічного комплаєнсу згідно з директивами ЄС; укладання угод про страхування воєнних ризиків (через MIGA, DFC).
4. Ризик знеструмлення промислів внаслідок деструкції єдиної енергосистеми.	Державне стимулювання розвитку автономної когенерації та ВДЕ на родовищах.	Надання податкових пільг та інвестиційних відрахувань для компаній, що будують власні сонячні станції чи газопоршневі установки.

Джерело: побудовано автором.

Реалізація запропонованих нормативно-правових інструментів сприятиме подоланню інституційних бар'єрів, адаптуватиме правове поле до кризових умов та інтегруватиме стандарт ESG для доступу до іноземного капіталу відбудови. Такий підхід підвищуватиме інвестиційну привабливість використання нафтогазових родовищ, стимулюватиме впровадження високотехнологічних методів інтенсифікації та забезпечуватиме операційну стійкість нафтогазовидобувних компаній. Синтез організаційних, технологічних та регуляторних факторів дозволив сформувати підсумкову структурно-логічну схему підвищення економічної ефективності використання нафтогазових родовищ України у повоєнний період (рис.3.6).

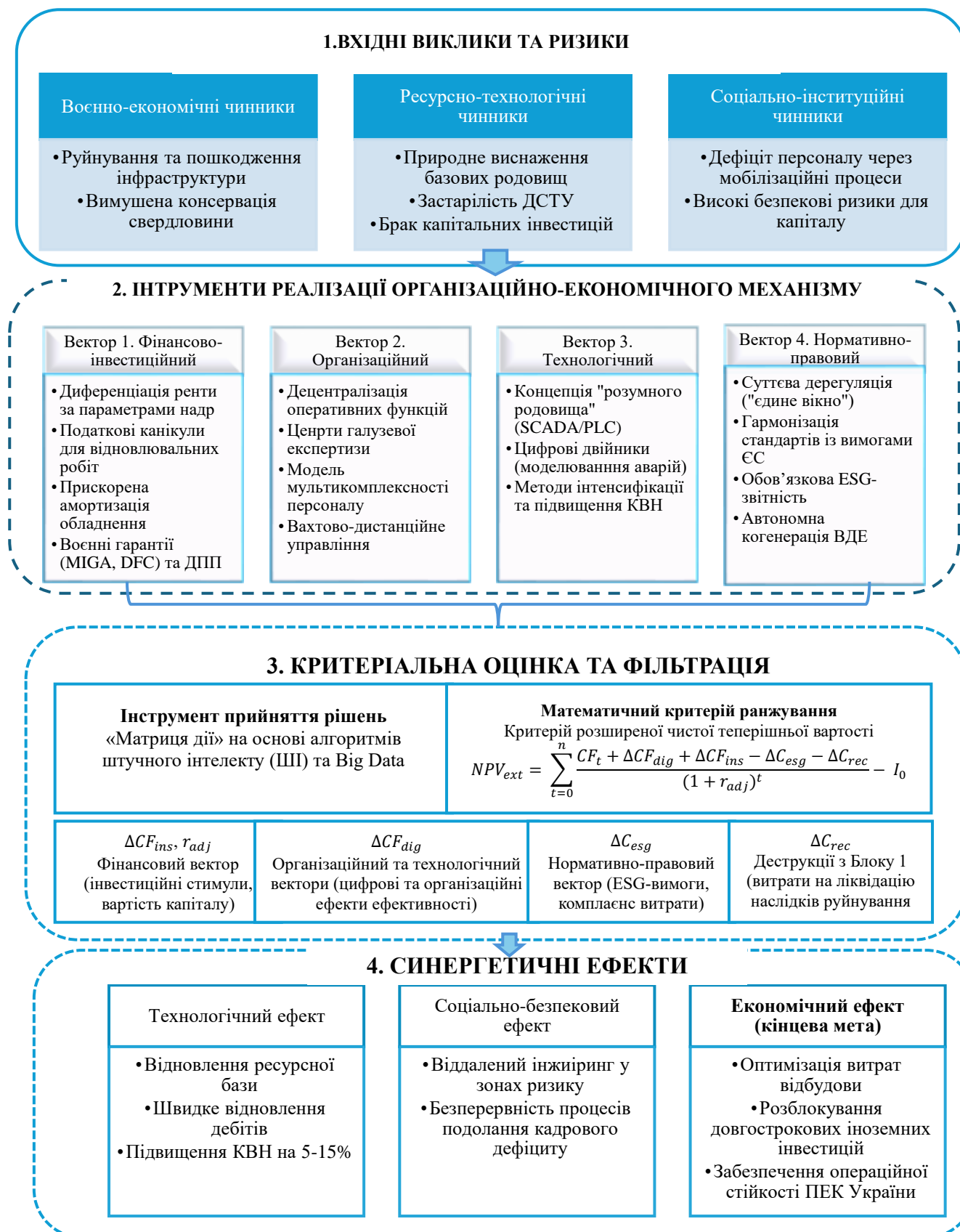


Рис. 3.6. Структурно-логічна схема підвищення економічної ефективності використання нафтогазових родовищ України в умовах повоєнного відновлення

Джерело: розроблено автором.

Запропонований комплекс інструментів спрямований на системне підвищення ефективності використання нафтогазових родовищ в умовах воєнного часу та повоєнного відновлення. Його реалізація передбачає інтеграцію фінансово-інвестиційних, організаційних, технологічних та нормативних інструментів, що функціонують у синергетичному взаємозв'язку, за якого розгортання високотехнологічних рішень (цифрових двійників, систем SCADA/PLC, алгоритмів штучного інтелекту) синхронізується з інструментами фіскального стимулювання й багатосторонніх гарантій, що суттєво знижує бар'єри для залучення капіталу та формування операційно стійкої моделі відновлення потенціалу нафтогазової галузі України. Водночас результативність технологічних та фінансово-інвестиційних інструментів критично залежить від гнучкості організаційних структур управління.

3.3. Сценарне моделювання ефективності впровадження удосконаленого організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ України

Практична імплементація обґрунтованих концептуальних підходів та прикладного інструментарію реалізації удосконаленого організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ є основою підвищення фінансово-економічної ефективності нафтогазової галузі України. Запропонована модель передбачає перехід від ретроспективного адміністрування до інтелектуальної системи управління ресурсами, що ґрунтується на цифровізації виробничих процесів та безумовному дотриманні критеріїв економічної та екологічної безпеки.

Результати кластерного аналізу параметрів родовищ, деталізовані у попередніх розділах, підтверджують наявність глибокої просторово-галузевої диференціації родовищ за рівнем їх економічної результативності та інноваційної привабливості. Зокрема, якщо високодебітні нафтогазоконденсатні родовища зберігають високі базові маржинальні

показники, то для значної частини зрілих газових та нафтових родовищ в умовах воєнних руйнувань характеризує критичне падіння рентабельності. У зв'язку з цим існує об'єктивна необхідність використання додаткових стимулюючих важелів у межах організаційно-економічного механізму таких як: адаптоване податкове регулювання, диференційована рента, інноваційні підходи до ціноутворення на внутрішньому ринку, а також цільова модернізація виробничої транспортної інфраструктури. Попередні фінансові розрахунки за класичними критеріями NPV та IRR підтвердили високий потенціал подальшого розгортання робіт на ключових об'єктах Дніпровсько-Донецького та Карпатського нафтогазоносних регіонів (зокрема Радченківського, Гнідинцівського, Бориславського та Леляківського родовища) за умови принципової трансформації управлінської парадигми.

Основним вектором підвищення ефективності використання ресурсної бази є конвергенція методів інтенсифікації видобутку (EOR-технологій) та архітектури «розумного середовища» Smart Field [327], що уможливорює високоточну оптимізацію режимів експлуатації свердловин у режимі реального часу, мінімізацію капітальних втрат та нарощення чистого грошового потоку.

За експертними оцінками та узагальненими даними міжнародних профільних інституцій, упровадження сучасних методів інтенсифікації на виснажених покладах забезпечує приріст коефіцієнта вилучення (КВН) на 5-10%, тоді як інтеграція інтелектуальних систем управління забезпечує збільшення обсягів видобутку природного газу на 10-20%, що в абсолютному вимірі еквівалентно 2 млрд. м³ щороку. Це формує надійний інституційно-технологічний фундамент для мінімізації імпортозалежності та суттєвого зміцнення енергетичної безпеки держави. Комплексну систематизацію очікуваних результатів та ефектів від впровадження інноваційних інструментів удосконаленого організаційно-економічного механізму наведено в таблиці 3.5.

Очікувані результати від реалізації удосконаленого організаційно-економічного механізму охоплюють технологічний, економічний,

організаційний та макроекономічний виміри. Застосування інструментів, верифікованих на основі даних, уможлиблює збалансування витратної частини проєктів нафтогазовидобутку, одночасно формуючи макроекономічний ефект за рахунок стабілізації платіжного балансу та посилення національної енергетичної незалежності.

Таблиця 3.5

Очікувані результати впровадження інноваційних інструментів у процес розробки нафтогазових родовищ України

Напрямок ефекту	Основні результати
Технологічний	Підвищення коефіцієнта вилучення нафти на 5–10 %; збільшення обсягів видобутку вуглеводнів; оптимізація режимів роботи свердловин; зменшення технологічних витрат.
Економічний	Зниження операційних витрат (ОРЕХ); оптимізація інвестиційних витрат (CAPEX); зростання чистої приведеної вартості проєктів (NPV); підвищення інвестиційної привабливості нафтогазових родовищ.
Організаційний	Підвищення ефективності управління виробничими процесами; впровадження цифрових систем моніторингу та управління нафтогазовими родовищами; покращення планування нафтогазовидобутку.
Макроекономічний	Збільшення обсягів внутрішнього видобутку вуглеводнів; зменшення імпортозалежності енергоресурсів; зміцнення енергетичної безпеки держави; зростання ВВП.

Джерело: побудовано автором за [299,324]

Для формалізації та кількісного вимірювання зазначеного технологічного ефекту у межах модуля управління «Матриці дій» застосовано економетричний підхід, що базується на моделюванні динаміки дебіту нафтогазового родовища та оцінювання інвестиційної ефективності проєктів нафтогазовидобутку. У нафтогазовій інженерії для прогнозування обсягів видобутку на пізніх стадіях розробки традиційно використовується методологія аналізу кривих спаду (Decline Curve Analysis), заснована на класичній теорії Я.Арпса (J. J. Arps) [329]. Згідно з цим підходом, природне зниження продуктивності свердловин внаслідок виснаження пластової енергії описується експоненційною функцією. Проте, для умов воєнного часу та повоєнного відновлення класична модель Arps модифікована шляхом інтеграції додаткового ендогенного параметру, що відображає інтенсифікацію віддачі пласта та мінімізацію простоїв обладнання

внаслідок впровадження предиктивних алгоритмів «Матриця дій» та технологій Smart Field (формула 3.5).

$$Q_t = Q_0 \cdot e^{(-k+d)t}, \quad (3.5)$$

де Q_0 – прогнозований обсяг видобутку (дебіт) у період t ;

Q_0 – базовий обсяг видобутку на момент початку імплементації інновацій;

k – коефіцієнт природного темпу зниження дебіту нафтогазового родовища, визначений ретроспективно на основі фактичної статистичної динаміки зрілих промислів;

d – інтегральний параметр додаткового приросту дебіту нафтогазового родовища за рахунок реалізації інноваційних ГТЗ та предиктивного управління;

t – період прогнозування.

Економетрична сутність модифікованої моделі спаду (3.5) полягає в можливості гнучкого сценарного моделювання ефекту інновацій. Значення параметра d оцінювалося на основі узагальнення світового досвіду впровадження Digital Twins та експертних оцінок вітчизняних фахівців. Відповідно до узагальнених галузевих даних, використання інтелектуального інструментарію мінімізує нетехнічні простой обладнання на 12-18% та знижує аварійність на 25-40%, що дозволяє активувати параметри інноваційного приросту дебіту нафтогазового родовища на рівні 0,05...0,12 залежно від його кластерної приналежності.

Розраховані за моделлю (3.5) прогнозні обсяги видобутку є основою для подальшого оцінювання фінансово-економічної результативності інвестицій. Цифровізація та оптимізація процесів за алгоритмами «Матриці дій» організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ трансформують витратну частину проєктів відбудови. Дослідження міжнародних енергетичних організацій підтверджують, що перехід до

менеджменту дозволяє скоротити операційні витрати (ОРЕХ) на 15-20%, оптимізувати капітальні інвестиції (САРЕХ) на 10-20% та знизити собівартість нафтогазовидобутку на 20-30%.

Задля забезпечення повної методологічної узгодженості дисертаційної роботи, оцінювання впливу зазначених факторів економії на фінансові результати нафтогазових родовищ здійснюється шляхом підстановки прогнозних дельт у модель розширеної чистої вартості (NPV_{ext}), деталізовану у формулі (3.3) підрозділу 3.2. Побудований таким чином наскрізний економетричний інструментарій оцінювання дозволяє кількісно виміряти фінансову віддачу від реконфігурації організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ. За результатами імітаційного сценарного моделювання, синергетичний ефект від реалізації запропонованого підходу забезпечує інтегральний приріст показника NPV_{ext} на 25-40%, підвищення внутрішньої норми рентабельності IRR на 5-10 відсоткових пунктів та скорочення терміну окупності капіталовкладень на 0,8-1,5 роки.

Водночас для декомпозиції отриманого інтегрального ефекту, виявлення галузевих закономірностей та оцінювання питомої ваги впливу інноваційних змін порівняно з фундаментальними природними чинниками у роботі сформовано макромодель вищого рівня – багатофакторну економічну модель множинної регресії. Залежною змінною у цій моделі виступають розраховані за авторською моделлю (3.3) значення чистої приведеної вартості для 62 ключових нафтогазових родовищ України, узагальнених у Додатку Е (табл. Е.2 та Е.9). Спеціалізація моделі множинної регресії має наступний вигляд (формула 3.6).

$$NPV = \beta_0 + \beta_1 \times Q_0 + \beta_2 \times Q_g + \beta_3 \times P_{or} + \beta_4 \times P_{erm} + \beta_5 \times Depth + \beta_6 \times SF_t + \beta_7 \times t + \varepsilon, \quad (3.6)$$

де Q_0 – дебіт нафти (м³/добу);

Q_g – дебіт природнього газу (тис. м³/добу);

P_{or} – коефіцієнт пористості продуктивних пластів (%);

P_{erm} – показник проникності колектора;

$Depth$ – глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту (м);

SF_t – фіктивна змінна (індикатор) рівня цифровізації управління використанням нафтогазових родовищ ($SF_t = 0$ за умови збереження традиційного підходу до розробки, $SF_t = 1$ у разі імплементації концепції «розумного родовища» та розгортання «цифрових двійників»);

t – часовий тренд моделювання;

ε – випадкова помилка моделі (стохастичний залишок).

Оцінювання параметрів числового рівняння (3.6) здійснювалася за допомогою методу найменших квадратів (МНК). На основі обробки статистичного масиву даних табл. Е.2 додатку Е було отримано такі результати що наведені в таблиці 3.6.

Таблиця 3.6

Результати оцінювання параметрів економетричної моделі множинної регресії

Змінна	Коефіцієнт β	t-статистика	p-value
Константа	-6,83	-2,34	0,021
Дебіт нафти	0,064	4,51	0,000
Дебіт газу	0,0010	2,39	0,018
Пористість	0,22	3,62	0,001
Проникність	0,018	3,08	0,003
Глибина	-0,0017	-2,42	0,017
Smart Field	1,52	5,28	0,000
Часовий тренд	0,12	2,96	0,004

Джерело: побудовано автором на основі додатку Е.

На основі числового рівняння регресії кінцева математична модель залежності вартості використання нафтогазових родовищ від геологічних та інноваційно-технологічних чинників набуває наступного вигляду:

$$NPV = -6,83 + 0,064 \times Q_0 + 0,001 \times Q_g + 0,22 \times P_{or} + 0,18 \times P_{erm} - 0,0017 \times Depth + 1,52 \times SF_t + 0,12 \times t$$

Задля підтвердження математичної адекватності та можливості практичного застосування побудованої моделі, автором проведено оцінку показників її якості в таблиці 3.7.

Таблиця 3.7

Показники статистичної якості та адекватності економетричної моделі залежності вартості використання нафтогазових родовищ від геологічних та інноваційно-технологічних чинників

Показник	Значення
R^2	0,75
Adjusted R^2	0,72
F-статистика	27,9
p-value моделі	<0,001

Джерело: розраховано та сформовано автором на основі додатку Е.

Результати регресійного аналізу (табл. 3.6, 3.7) підтверджують високу пояснювальну здатність моделі. Отриманий коефіцієнт детермінації $R^2 = 0,75$ свідчить про те, що 75% варіації показника чистої приведеної вартості (NPV) нафтогазових родовищ України зумовлено саме включеними до рівняння з геологічними характеристиками та технологічними трендами. Значення p-value моделі (<0,001) у поєднанні з високим показником F-статистики Фішера (27,9) фіксують абсолютну статистичну значущість та адекватність регресії. Аналіз коефіцієнта β фіксують, що найбільший прямий позитивний вплив на фінансову результативність мають дебіт нафти ($\beta = 0,064$), пористість колектора ($\beta = 0,22$) та проникність пластів ($\beta=0,018$), що пов'язано з підвищенням природної продуктивності свердловин. Збільшення глибини залягання горизонту чинить закономірний негативний вплив ($\beta = - 0,0017$) через зростання CAPEX на буріння. При цьому критично важливим є те, що фіктивна інноваційна зміна Smart Field (SF_t) має високий і статистично значущий позитивний коефіцієнт ($\beta = 1,52$ при t-статистиці=5,28 і $p<0,01$), що математично підтверджує економічну доцільність впровадження предиктивних технологій цифрових двійників і систем штучного інтелекту в загальну архітектуру організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ, коли за інших

рівних умов геологічного середовища перехід об'єкта до інтелектуальної підсистеми «Матриця дії» забезпечує автономний приріст показника NPV родовища в середньому на 1,52 млрд. доларів США. Концептуальну інтегровану модель взаємодії цих блоків інноваційного впливу на підсумкову ефективність та макроекономічну стійкість родовищ представлена на рисунку 3.7.

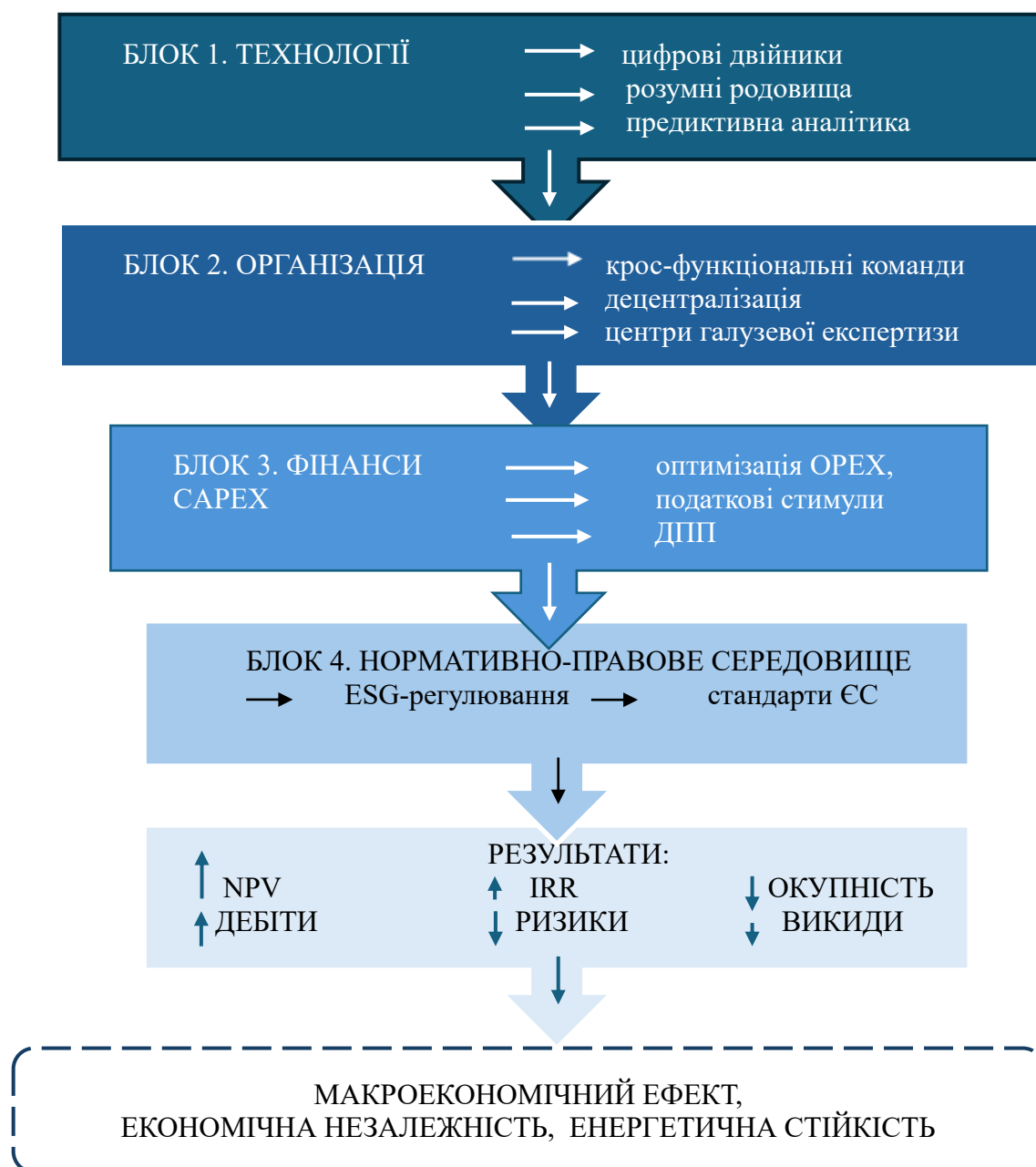


Рис. 3.7. Інтегрована модель впливу інновацій на економічну ефективність використання нафтогазових родовищ

Джерело: розроблено автором.

Отримані параметри регресійного аналізу стали аналітичним підґрунтям для проведення імітаційного моделювання та побудови прогнозованих трендів динаміки середнього значення NPV нафтогазових родовищ України до 2030 року (рис 3.8, 3.9 та табл.3.8, 3.9).

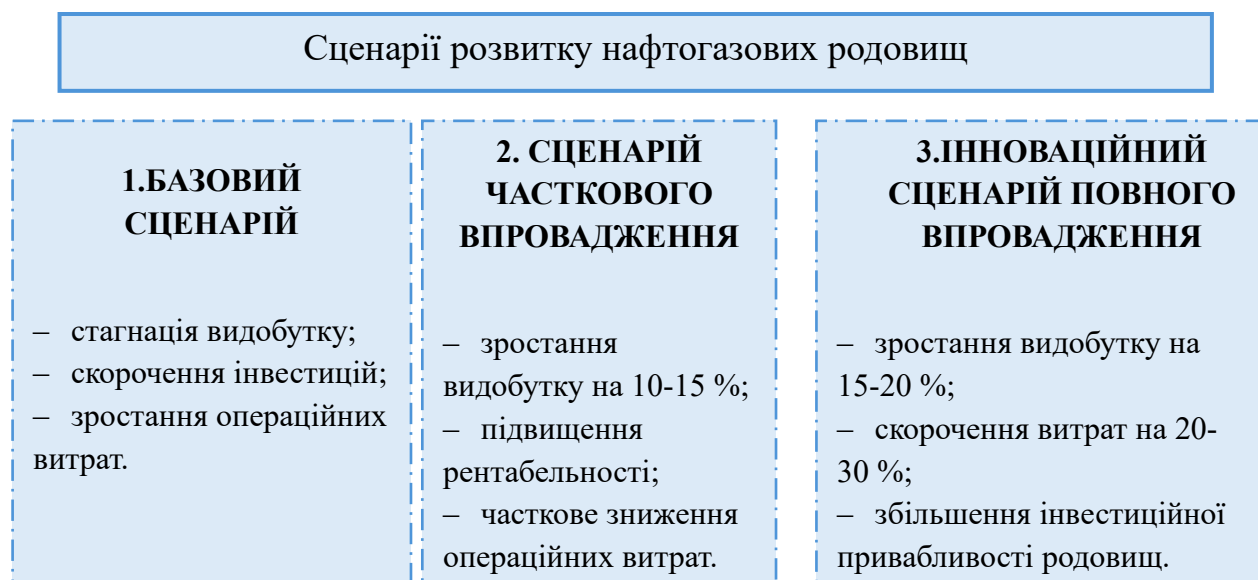


Рис. 3.8. Результати імітаційного моделювання ефективності впровадження удосконаленого організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ України

Джерело: розроблено автором

Таблиця 3.8

Прогноз динаміки середнього значення NPV нафтогазових родовищ в Україні до 2030 року (млн дол. США)

Рік	Базовий сценарій	Цифровий сценарій	Інноваційний сценарій
2025	2,15	2,45	2,68
2026	2,20	2,58	2,91
2027	2,26	2,72	3,15
2028	2,31	2,87	3,40
2029	2,37	3,02	3,66
2030	2,43	3,18	3,94

Джерело: розроблено автором на основі табл. Є.1 додатку Є.

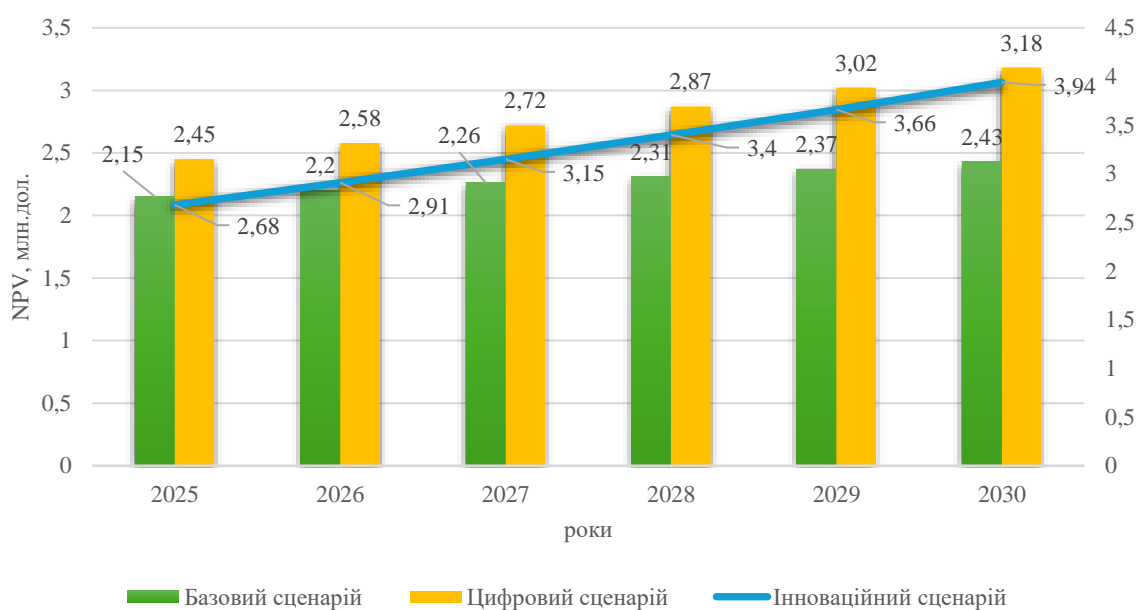


Рис.3.9. Динаміка прогнозного NPV нафтогазових родовищ в Україні до 2030 року (млн дол. США)

Джерело: розроблено автором на основі табл. Є.1 додатку Є.

Таблиця 3.9

Порівняльна характеристика сценаріїв розвитку нафтогазових родовищ

Показник	Базовий сценарій	Цифровий сценарій	Інноваційний сценарій
Зростання NPV до 2030	+13 %	+48 %	+83 %
Середній IRR	21 %	25 %	29 %
Термін окупності	4,8 року	4,1 року	3,6 року

Джерело: розроблено автором на основі табл. Є.1 додатку Є.

В межах дослідження деталізовано та протестовано три альтернативні стратегічні сценарії розвитку (табл.Є.1 та рис.Є.1,Є.2,Є3 додаток Є):

1. Базовий сценарій (інерційний). Базується на збереженні чинної статистичної моделі менеджменту без технологічних та організаційних змін. Цей сценарій демонструє економічну недоцільність свого розвитку, оскільки характеризується вкрай низьким і пасивним зростанням середнього NPV (приріст лише на 13% до 2030 року – з 2,15 до 2,43 млн. дол. США). В умовах природного виснаження пластів та постійного зростання операційних витрат це призведе до стагнації видобутку вуглеводів і втрати фінансової стійкості нафтогазових родовищ у середньостроковій перспективі.

2. Цифровий сценарій (частковий). Орієнтований на локальне впровадження інноваційних технологій концепції «розумного родовища» та систем автоматизації без системної організаційної перебудови організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ. Сценарій демонструє стабільну позитивну динаміку, забезпечуючи інтегральний приріст показника NPV на 48% до 2030 року (до значення 3,18 млн дол.США) при середній внутрішній нормі рентабельності $IRR = 25\%$. Проте збереження жорстких лінійних управлінських структур обмежує швидкість процесів і унеможливорює повну мобілізацію потенціалу ресурсної бази.

3. Інноваційний сценарій (комплексний авторський). Базується на синергії передових цифрових інструментів предиктивного моделювання «Матриця дій» та гнучкої крос-функціональної трансформації організаційно-економічного механізму. Згідно з результатами імітаційного моделювання, повне розгортання цього механізму забезпечує виперджальне зростання середнього значення NPV на 83% (до 3,94 млн дол. США у 2030 році), підвищення середнього показника IRR до 29% та скорочення терміну окупності інвестиційних капіталовкладень відбудови до 3,6 роки.

Таким чином, перехід нафтогазової галузі України до комплексного інноваційного сценарію є стратегічною і інституційною необхідністю, що дозволяє суттєво оптимізувати внутрішню структуру нафтогазових родовищ шляхом різного скорочення питомої ваги збиткових або низькорентабельних об'єктів і максимізацію капіталізації високотехнологічних інвестиційних проєктів відбудови.

Для практичної верифікації розробленого організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ проведено прикладне оцінювання результатів імплементації модуля управління «Матриця дії» для п'яти репрезентативних об'єктів Дніпровсько-Донецької та Карпатської нафтагазоносного басейну, які мають різний ступінь виснаженості та біологічної складності [330]: Радченківського, Гнідинцівського, Бориславського, Леляківського та Глинсько-Розбишівського родовищ.

На основі попередньо виконаного кластерного аналізу методом k-means встановлено, що зазначені родовища було розподілено за критеріями ефективності, що дозволило диференціювати для них специфічні фінансово-

технологічні тренди. Зведенні результати порівняльного оцінювання базового (інерційного) та авторського інноваційного сценаріїв розробки цих об'єктів до 2030 року представлене в таблиці 3.10.

Таблиця 3.10

Порівняльна оцінка фінансово-економічних показників нафтогазових родовищ за альтернативними сценаріями розробки до 2030 року

Родовище	Тип	NPV (до), млн .дол.США	NPV (після), млн дол.США	Δ NPV (%)	IRR (до), %	IRR (після), %	Δ IRR (п.л.)	Окупність (до), років	Окупність (після), років	Δ Окупність (роки)	Ключові фактори зростання
Бориславське	Нафтове (низькодебітне)	7,89	14,44	+83,0	52,6	72,5	+19,9	2,0	1,5	-0,5	технології підвищення нафтовіддачі та цифрове моделювання
Глинсько-Розбишівське	Нафтогазо-конденсатне	8,26	15,12	+83,1	55,4	76,2	+20,8	2,0	1,4	-0,6	сприятливі колекторські властивості, підвищення ефективності видобутку
Лесяківське	Нафтогазо-конденсатне	9,40	17,20	+83,0	63,6	88,1	+24,5	2,0	1,4	-0,6	значні запаси газу, оптимізація режимів експлуатації
Гнідинцівське	Нафтогазоконд-енсатне	10,30	18,90	+83,5	71,5	95,4	+23,9	2,0	1,3	-0,7	висока проникність пластів, застосування цифрових двійників
Радченківське	Нафтогазове	12,10	22,25	+83,9	85,5	115,2	+29,7	2,0	1,2	-0,8	високий пластовий тиск, цифрові системи управління видобутком

Джерело: розроблено автором.

Прикладні розрахунки, зведені в табл. 3.10, підтверджують високу економічну дієвість удосконаленого організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ. Найбільш виражений ефект спостерігається на Радченківському та Глинсько-Розбишівському родовищах, де поєднання сприятливих геолого-технічних характеристик із впровадженням цифрових технологій управління видобутком забезпечує максимальні темпи зростання інтегральних економічних показників. Водночас, Гнідинцівське, Лесяківське та Бориславське родовища демонструють вагомий приріст ефективності завдяки застосуванню технологій підвищення нафтовіддачі, оптимізації режимів розробки нафтогазових родовищ та безпосередньому використанню цифрових двійників промислів. Отримані результати підтверджують, що інтеграція сучасних технологічних та управлінських рішень може суттєво трансформувати економічні параметри розробки нафтогазових родовищ, підвищуючи їх рентабельність, інвестиційну привабливість та загальну ефективність функціонування нафтогазової галузі. У свою чергу, це створює передумови для активізації інвестиційної діяльності, відновлення виробничої інфраструктури та забезпечення довгострокового розвитку всього паливно-енергетичного комплексу України.

Основні результати, що ілюструють темпи приросту ключових показників ефективності та їхню просторово-галузеву диференціацію, представлені на рис. Ж.1-Ж.3. додатку Ж.

Стратегічне масштабування та практична реалізація запропонованого комплексу інноваційних інструментів на загальнодержавному рівні потребує формування чіткої часової послідовності дій. Задля цього в дисертації розроблено прикладну дорожню карту поетапної реалізації удосконаленого організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ України, розраховану на середньострокову перспективу (табл. 3.11).

Таблиця 3.11

Дорожня карта поетапної реалізації удосконаленого організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ України

Етап реалізації	Часові рамки етапу	Напрями діяльності та заходи	Стратегічна мета етапу
Етап 1. Підготовка та старт	Рік 0 – Рік 1	Комплексний аудит пошкодженого свердловинного фонду; розробка ТЕО інвестиційних проєктів відбудови; формування нормативно-правового базису диференційованої ренти; створення Центрів галузевої експертизи та мобільних проєктних команд; запуск пілотних проєктів на 2–3 родовищах.	Закладання інституційного та аналітичного фундаменту удосконалення організаційно-економічного механізму.
Етап 2. Активне впровадження	Рік 2 – Рік 4	Масштабування технологій Digital Twins та платформ Smart Field на базові активи; повномасштабне практичне застосування гнучкої податкової системи та угод ДПП; масова перепідготовка інженерних кадрів; інтеграція систем обов'язкового ESG-моніторингу та звітності.	Глибока цифрова трансформація та інтенсифікація процесів видобутку.
Етап 3. Стабілізація та розвиток	Рік 5 і далі	Повне охоплення цифровими процесами управління всіх родовищ галузі; впровадження філософії безперервного вдосконалення (Kaizen, Lean); фінансування власних R&D-розробок у сфері III та роботизації промислів; експорт високотехнологічних нафтосервісних компетенцій.	Досягнення довгострокової енергетичної автономії та технологічного лідерства.

Джерело: розроблено та запропоновано автором.

Розроблена дорожня карта (табл. 3.11) забезпечує планомірний, скоординований перехід в цілому нафтогазової галузі від стадії екстреного збереження пошкоджених нафтогазових родовищ до фази стійкого інноваційного зростання. Успішність її реалізації прямо залежить від послідовності державної регуляторної політики, прозорості залучення міжнародного капіталу відбудови (MIGA/DFC) та готовності менеджменту компаній до принципового переосмислення внутрішніх управлінських процесів на основі даних предиктивної аналітики.

Інтеграція технологічних ефектів імплементації модуля управління «Матриця дії» із гнучкими економіко-регуляторними важелями, зокрема, диференційованою рентою та податковими канікулами, формує значний фінансовий ефект макроекономічного рівня. Сукупні результати прогнозних надходжень до державного бюджету та залучення інвестиційних ресурсів відбудови за досліджуваною групою нафтогазових родовищ систематизовано в табл. 3.12.

Таблиця 3.12

Комплексні макроекономічні та бюджетні ефекти від реалізації удосконаленого організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ (прогноз до 2030 р.)

Напрямок формування ефекту	Базові параметри та грошові індикатори ефекту	Очікуваний макроекономічний результат
Податкові надходження до бюджету	Акумуляція рентних платежів, ПДВ та податку на прибуток видобувних підприємств.	Приріст прямих бюджетних надходжень на 18-22%
Енергетична незалежність	Заміщення імпортованих енергоносіїв за рахунок інтенсифікації внутрішнього видобутку.	Скорочення обсягів імпорту вуглеводнів на 12-15 %
Мобілізація капіталу відбудови	Залучення прямих іноземних інвестицій під гарантії міжнародних інституцій (MIGA/DFC).	Додатковий приплив інвестицій на рівні 180-240 млн дол. США
Соціально-інфраструктурний розвиток	Створення нових крос-функціональних робочих місць, фінансування соціальних програм громад.	Зростання репутаційного капіталу та зайнятості на 8-10%

Джерело: розроблено автором.

Узагальнення даних табл. 3.12 підтверджує, що удосконалений організаційно-економічний механізм використання нафтогазових родовищ виходить за межі суто корпоративного менеджменту нафтогазових компаній, перетворюючись на дієвий інструмент реалізації державної стратегії енергетичної безпеки. Його впровадження уможлиблює стабілізацію загальнонаціонального платіжного балансу, мінімізацію відтоку валютних резервів на закупівлю імпортованих енергоносіїв та формування прозорого

інституційного середовища для масштабного залучення іноземного капіталу відбудови.

Таким чином, проведене сценарне моделювання ефективності удосконаленого організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ України підтверджує наукову спроможність та високу прикладну цінність розроблених концептуальних засад. Упровадження модуля управління «Матриця дії» та синергетична взаємодія аналітико-діагностичного, організаційно-управлінського та економіко-регуляторного блоків створюють передумови для ефективного відновлення виробничого потенціалу нафтогазових родовищ, забезпечуючи стійкість енергетичної системи та енергетичну автономність держави в умовах воєнного часу та повоєнного відновлення.

Висновки до розділу 3

1. Обґрунтовано концептуальні засади та стратегічні принципи удосконалення організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ, що базується на парадигмальному переході від застарілих статичних та ієрархічних моделей до динамічної, гнучкої, ризико-орієнтованої системи управління ресурсами. Доведено, що архітектура удосконаленого механізму має замкнуту циклічну природу й функціонує на основі синергетичної взаємодії аналітично-діагностичного, організаційно-управлінського та економіко-регуляторного блоків. Така декомпозиція забезпечує високу адаптивність системи управління, уможливорюючи оперативне коригування її внутрішніх елементів під впливом безпекових і макроекономічних шоків, що забезпечує надійний захист інвестиційного капіталу та збільшення довгострокової цінності активів нафтогазових родовищ.

2. Запропоновано імплементацію прикладного інструментарію «Матриця дії», що є функціонально-інтегрованим ядром удосконаленого організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ й передбачає багаторівневий покроковий алгоритм дій на основі великих даних та предиктивної аналітики штучного інтелекту. Системне розгортання модуля управління «Матриця дії» забезпечує парадигмальний перехід від реактивного адміністрування до превентивного управління, що надає можливість імітаційного тестування альтернативних сценаріїв розробки покладів, оптимізацію геолого-технічних заходів та капітальних ремонтів свердловин у віртуальному середовищі до початку реального фінансування, суттєво підвищуючи швидкість, об'єктивність та наукову обґрунтованість ухвалення стратегічних рішень в умовах високої невизначеності.

3. Обґрунтовано інструменти підвищення ефективності використання нафтогазових родовищ України, на основі моделі динамічного коригування ставки рентної плати за надракористування із впровадженням інтегрального безпекового та інфраструктурного коефіцієнта. Встановлено субіндикатори матричної оцінки воєнних ризиків, що базуються на географічній близькості до зони бойових дій, ступені фізичного руйнування активів та рівні логістичних збоїв. Обґрунтовано доцільність інтеграції цього інструмента з механізмами воєнного страхування активів прикордоння, тимчасовими податковими канікулами та міжнародними інвестиційними гарантіями. Доведено, що цільове зниження фіскального тиску за рахунок безпекових важелів дозволяє вивільнення внутрішнього оборотного капіталу компанії для швидкого відновлення пошкоджених родовищ і стабілізації прибутку.

4. Побудовано та верифіковано багатофакторну економетричну модель множинної регресії за методом найменших квадратів, яка дозволила узагальнити масиви статистичних даних щодо функціонування основних нафтогазових об'єктів України. Модель математично підтвердила високий рівень значущості інноваційного чинника цифровізації виробничого блоку. Встановлено, що за інших рівних умов геологічного середовища (дебіту

вуглеводів, пористості пластів, проникності колекторів та глибини залягання горизонтів), перехід нафтогазового родовища до інтелектуальної системи управління забезпечує вагомий автономний чистий приріст показника чистої приведеної вартості родовища. Відповідність моделі емпіричним даним та високе значення коефіцієнта детермінації побудованого рівняння регресії повністю підтверджені розрахованими показниками коефіцієнта детермінації та критерію Фішера.

5. Здійснено імітаційне сценарне моделювання та визначено прогностичні тренди зміни інтегральної ефективності використання нафтогазових родовищ на середньострокову перспективу. Порівняльний аналіз альтернативних варіантів розвитку нафтогазових родовищ довів довгострокову економічну недоцільність збереження інерційного сценарію, який в умовах природного виснаження пластів та постійного зростання операційних витрат призводить до стагнації внутрішнього видобутку й втрати фінансової стійкості нафтогазовидобувних компаній. Натомість доведено, що комплексний інноваційний сценарій, заснований на синергії модуля управління «Матриця дії» та функціональної трансформації організаційної структури управління, забезпечує випереджальне зростання середньої вартості активів нафтогазовидобувних компаній при суттєвому скороченні витратної бази, підвищенні внутрішньої норми рентабельності та оптимізації термінів окупності інвестицій.

6. Проведено прикладне оцінювання та кластерну верифікацію результатів упровадження удосконаленого організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ на рівні репрезентативних об'єктів Дніпровсько-Донецької та Карпатської нафтогазоносних басейнів. Розрахунки підтвердили, що гнучкі інструменти управління та предиктивні технології здатні успішно трансформувати фінансово-економічні параметри використання навіть складних багатокомпонентних об'єктів. Застосування технологій підвищення нафтогазовилучення, оптимізація режимів розробки та цифрових двійників промислів дозволяє забезпечити значний приріст

показника розширеної чистої проведеної вартості для відносно стабільних нафтогазових родовищ, а також надає інструментальну можливість перевести постійно збиткові низькодебетні чи глибокі поклади в зону комерційної рентабельності.

7. Обґрунтовано дорожню карту поетапної реалізації удосконаленого організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ України, що визначає чітку стратегічну послідовність дій від етапу екстреного збереження пошкодженого фонду нафтогазових родовищ й аудиту до етапу масштабного розгортання інтелектуальних платформ і досягнення довгострокової енергетичної незалежності держави. Систематизація сукупних ефектів доводить макроекономічну та державну значущість організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ України, адже його реалізація забезпечує суттєвий приріст прямих податкових рентних надходжень до бюджету, стабілізацію платіжного балансу країни через скорочення імпортозалежності енергоносіїв, а також формує прозоре інституційне середовище для залучення довгострокового іноземного капіталу для відбудови.

Основні результати дослідження відображено у наукових працях автора [307, 320, 323, 330].

ВИСНОВКИ

Проведене дослідження дало змогу обґрунтувати теоретичні положення, удосконалити методичний інструментарій та сформувані практично орієнтовані рекомендації щодо удосконалення організаційно-економічної механізму використання нафтогазових родовищ України. Отриманні наукові та прикладні результати дозволили сформувані такі підсумкові висновки.

1. Узагальнено та розвинуто наукові підходи до трактування поняття «нафтогазове родовище» як багатовимірного стратегічного активу національної економіки та об'єкта надрокористування, що одночасно формує енергетичний, інвестиційний та рентний потенціал держави. Систематизовано наукові підходи та здійснено розмежування суміжних категорій, що дало змогу встановити економічну сутність родовищ і обґрунтувати взаємозалежність параметрів натуральної віддачі родовищ із завданнями превентивного фінансового управління та антикризового планування.

2. Досліджено структурно-функціональні складові організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ та обґрунтовано динамічний причинно-наслідковий взаємозв'язок між його аналітичними, регуляторними та організаційними елементами. Доведено, що ефективність функціонування організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ в умовах воєнно-економічної турбулентності забезпечується узгодженою взаємодією його складових (аналітичних, регуляторних та організаційних елементів), які формують адаптивну модель управління, здатну оперативно реагувати на зовнішні безпекові та внутрішні технологічні виклики й загрози.

3. Систематизовано принципи, функції та інституційно-правові засади формування організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ України з урахуванням сучасних воєнно-економічних змін та євроінтеграційних вимог розвитку паливно-енергетичного комплексу. Обґрунтовано ієрархічну структуру принципів його формування, яка,

забезпечує чітке розмежування загальносистемних (фундаментальних) засад, класичних управлінських принципів та галузевих (специфічних) принципів розробки нафтогазових покладів. Доведено, що така структуризація формує цілісне науково-методичне підґрунтя переходу від ретроспективно-адміністрування до інтелектуально орієнтованої моделі управління, заснованої на використанні великих даних (Big Data), та створює передумови для впровадження превентивних інструментів підтримки управлінських рішень видобувних компаній в умовах кризової невизначеності. Встановлено, що інституційні засади та нормативно-правове регулювання галузі мають багаторівневий характер і характеризуються переважанням фіскальної спрямованості над стимулюючою, а стратегічним трендом є імплементація вимог енергетичних пакетів ЄС, що трансформує парадигму оцінки ефективності родовищ, висуваючи на перший план вимоги декарбонізації та забезпечення екологічної безпеки.

4. Проаналізовано наявні методичні підходи до діагностики стану та ефективності використання нафтогазових родовищ і обґрунтовано науково-методичні засади комплексної економічної діагностики як системно організованого процесу ідентифікації, аналізу та кількісного оцінювання ресурсно-економічних, виробничих, фінансово-інвестиційних та воєнно-безпекових параметрів функціонування об'єктів надрокористування. Розроблено ризикоорієнтований методичний підхід, в якому ризикоорієнтованість має наскрізний характер і декомпонується безпосередньо у шість аналітичних блоків діагностики через систему диференційованих коефіцієнтів, коригування грошових потоків та надбавки за ризик у ставці дисконтування, що забезпечує формування верифікованої інформаційної бази для інтегрального моделювання повної життєвої вартості активу в умовах воєнно-економічної кризи.

5. Оцінено сучасний стан і ресурсний потенціал нафтогазових родовищ України в умовах воєнних ризиків та інфраструктурних загроз, що дозволило ідентифікувати галузь як складну економічну систему, яка функціонує в

умовах макроструктурної кризи. Із застосуванням методів машинного навчання, зокрема штучних нейронних мереж, здійснено кластеризацію родовищного фонду України, за результатами якої активи поділено на чотири гомогенні кластери за ознаками геологічної будови, проникненості пластів, нафтогазового фактора та глибини залягання продуктивних горизонтів. Встановлено, що сформована кластерна структура відображає суттєву неоднорідність родовищ, від глибоких і технологічно складних до малих, обводнених і високопродуктивних об'єктів, що дало змогу ідентифікувати зони підвищених ризиків. Зазначене підтвердило недоцільність використання уніфікованих галузевих підходів до оцінювання витрат і ефективності та сформувало прикладне підґрунтя для сегментації ресурсної бази та розроблення диференційованих організаційно-економічних стратегій управління життєвим циклом нафтогазових родовищ залежно від їх індивідуальних технологічних характеристик.

6. Ідентифіковано та систематизовано суперечності, деструктивні детермінанти та інституційні обмеження чинного організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ України в умовах воєнного стану. У процесі побудови матричної моделі доведено, що деструктивний вплив чинної регуляторно-економічної підсистеми має системний і взаємопов'язаний характер, у межах якого виокремлено функціональну ізольованість підрозділів і розрізненість баз даних (Data Silos), домінування оперативно орієнтованих валових показників видобутку (KPI) над вартісно орієнтованими індикаторами (NPV, IRR), а також надмірну фіскальну спрямованість регуляторного поля. Встановлено, що зазначені дисбаланси призводять до зростання простоїв високовартісного обладнання, обмежують залучення приватного та міжнародного інвестиційного капіталу для відбудови галузі та зумовлюють передчасну економічно необґрунтовану консервацією технологічно складних активів із виробленими запасами. Обґрунтовано, що виявленні обмеження свідчать про вичерпання потенціалу чинної лінійної

моделі управління надрокористуванням і формують методичне підґрунтя для її системної трансформації в умовах післявоєнного відновлення галузі.

7. Обґрунтовано концептуальні засади удосконалення організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ шляхом розроблення та впровадження аналітичного інструментарію «Матриця дії». Оновлений механізм розглянуто як превентивну замкнуту систему підтримки управлінських рішень, що поєднує аналітико-діагностичний, організаційно-управлінський та економіко-регуляторний блок в єдиному цифровому середовищі. Доведено, що впровадження модуля управління «Матриця дії» на основі методів машинного навчання та технологій Big Data забезпечує інтеграцію геолого-технічних, технологічних і фінансово-економічних показників кожного об'єкта надрокористування; це забезпечує можливість попереднього моделювання альтернативних сценаріїв розробки родовищ та планування ремонтних і технологічних заходів у віртуальному середовищі ще до фактичного фінансування. У результаті підвищується обґрунтованість управлінських рішень, зменшується вплив суб'єктивних оцінок і зростає точність сценарного фінансового прогнозування в умовах зовнішніх шоків.

8. Побудовано та верифіковано багатофакторну економетричну модель множинної регресії, оцінену методом найменших квадратів, що дозволило емпірично підтвердити статистично значущий позитивний вплив цифровізації на приріст розширеної чистої приведеної вартості нафтогазових родовищ. Перевірка моделі за статистичними критеріями засвідчила її високу надійність, що стала основою для проведення сценарного моделювання розвитку галузі до 2030 року. Обґрунтовано три сценарії розвитку: базовий (інерційний), цифровий та комплексний (інноваційний), реалізація, яких забезпечує найвищі макроекономічні та бюджетні ефекти, зокрема зростання рентних надходжень, зміцнення платіжного балансу та зниження енергетичної імпортозалежності. Отримані результати покладено в основу розроблення дорожньої карти поетапного відновлення та розвитку видобувного потенціалу паливно-енергетичного комплексу України з урахуванням євроінтеграційних вимог.

9. Розроблено пріоритетні напрями підвищення економічної ефективності використання нафтогазових родовищ у період повоєнного відновлення паливно-енергетичного комплексу. Сформовано цілісну компенсаційну модель як елемент організаційно-економічного механізму, що інтегрує фінансово-інвестиційні важелі (податкові стимули, диференційовану ренту з урахуванням безпекового коефіцієнта, механізми воєнного страхування), організаційні підходи (Agile-управління) та цифрові технології інтенсифікації видобутку (Smart Field, цифрові двійники). Додатково обґрунтовано доцільність трансформації виснажених родовищ у геологічні сховища CO_2 з урахуванням вимог європейської екологічної політики, зокрема механізму СВМ та цілей декарбонізації.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Про внесення змін до Правил розробки нафтових і газових родовищ: наказ Міністерства захисту довкілля та природних ресурсів України від 02 трав. 2023 р. № 279. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/z0818-23>.
2. Про нафту і газ: Закон України від 12 лип. 2001 р. № 2665-III. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/2665-14>.
3. Про надра: Кодекс України від 27 лип. 1994 р. № 132/94-ВР (ред. від 17.01.2025). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/132/94%D0%B2%D1%80#Text>.
4. Нафтові і газові родовища. Велика українська енциклопедія: електронна версія. URL: <https://vue.gov.ua/>.
5. Бурій В. Пам'ятний фаєтон Ферсмана. *Катеринопільський вісник*. 1998. 26 верес. С. 2..
6. Економічна енциклопедія : у 3 т. Т. 2 / редкол.: С. В. Мочерний (відп. ред.) та ін. Київ : Видавничий центр «Академія», 2001. 848 с.
7. Марусяк В. П. Геологія, мінеральний склад і генезис гідротермалітів Чивчинського рудного району в Українських Карпатах : дис. ... канд. геол. наук : 04.00.11 «Геологія металевих і неметалевих корисних копалин». Львів, 2021. 194 с.
8. Роїк О. М., Азарова А. О., Небава М. І. Основи стратегічного менеджменту : навч. посіб. Вінниця : ВНТУ, 2007. 213 с.
9. Hurwicz L., Reiter S. *Designing Economic Mechanisms*. Cambridge: Cambridge University Press, 2006. 344 p.
10. Офіс сталих рішень. Супутньо-пластові води у нафтогазовій галузі: проблема чи рішення? URL: <https://ukraine-oss.com/suputno-plastovi-vody-u-naftogazovij-galuzi-problema-chy-rishennya/>.

11. Водний кодекс України: Кодекс України від 06 лип. 1995 р. № 213/95-ВР (ред. від 22.03.2026). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/213/95-%D0%B2%D1%80>.
12. Gaspard, Marion, Antoine Missemer, and Thomas Michael Mueller. "A Journey into Harold Hotelling's Economics." *Journal of Economic Literature*. 2024. №62 (3). P. 1186–1212. DOI: 10.1257/jel.20231700.
13. Державна служба геології та надр України. Галузевий стандарт України від 01.04.2002. «Розвідка (дорозвідка) та облаштування родовищ нафти і газу. Складові елементи видів робіт і об'єкти будівництва» (ГСТУ 320.00013741.017-2002). URL: <https://www.geo.gov.ua/wp-content/uploads/2021/06/doslidno-prom-rozrobka.pdf>.
14. Офіс сталих рішень. Екологічні фінанси: від екоподатку до рентної плати, що важливо врахувати? URL: <https://ukraine-oss.com/ekologichni-finansy-vid-ekopodatku-do-rentnoyi-platy-shho-vazhlyvo-vrahuvaty/>.
15. Основи нафтогазової справи : навч. посіб. / В. С. Білецький [та ін.] ; Полтав. нац. техн. ун-т ім. Ю. Кондратюка. Полтава ; Київ : ФОП Халіков Р. Х., 2017. 311 с.
16. Чичкало-Кондрацька І. Б. Забезпечення ефективного використання нафтогазових родовищ у сучасних умовах. *Grail of Science*. 2026. № 69. С. 772–778. DOI: <https://doi.org/10.36074/grail-of-science.29.05.2026.077>.
17. Фірман М. А. Передумови інноваційного розвитку нафтогазових родовищ України. Молодіжна наука: інновації та глобальні виклики : матеріали Міжнар. наук.-практ. конф. студентів, аспірантів та молодих вчених, м. Полтава, 2024. С. 386–387.
18. Firman M. A. Analysis of the risk environment of oil and gas extraction fields. *Modern Approaches to Problem Solving in Science and Technology: Materials of the II International scientific and practical conference*. Warsaw, Poland : International Science Unity, 2023. P. 102–104.
19. Невмержицький Д. С. Теоретико-методико-організаційні аспекти інфраструктурного розвитку енергетичного сектору. *Економічна парадигма*.

2025. № 1(104). С. 97–111. DOI: <https://doi.org/10.25313/2520-2294-2025-12-11749>.

20. Енергетична безпека України: методологія системного аналізу та стратегічного планування : аналіт. доп. / О. М. Суходоля, Ю. М. Харазішвілі, Д. Г. Бобро та ін. ; за заг. ред. О. М. Суходолі. Київ : Національний інститут стратегічних досліджень, 2020. 178 с.

21. ІПС.Ліга:Закон. Розрахунок ренти за користування надрами для видобування вуглеводнів. URL: https://eiti.gov.ua/podatkoviplatezhi/rentna_plata_za_koristuvannya_nadrami/.

22. Портал ІПВГ. Рентна плата за користування надрами. URL: https://eiti.gov.ua/podatkoviplatezhi/rentna_plata_za_koristuvannya_nadrami/.

23. Стаття 253. Рентна плата за користування надрами в цілях, не пов'язаних з видобуванням корисних копалин. Податковий кодекс України. URL: <https://tax.gov.ua/nk/rozdil-ix--rentna-plata-za-tr/>.

24. Перегуда Є. В., Стойко О. М., Деревінський В. Ф., Семко В. Л., Мамонтов І. О., Місержи С. Д. Політика енергоефективності та енергозбереження як чинник національної консолідації: проблеми формування та реалізації : монографія / за заг. ред. О. М. Суходолі. Київ ; Тернопіль : Бескиди, 2018. 203 с.

25. Конституція України : Конституція України від 28 черв. 1996 р. № 254к/96-ВР. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/254%D0%BA/96%D0%B2%D1%80#Text>.

26. Фірман М. А. Енергетична безпека України в умовах євроінтеграції. Економічна безпека: держава, регіон, підприємство : матеріали VIII Міжнар. наук.-практ. конф. (м. Полтава, 2024). С. 246–249.

27. Мельник Л. Г. Екологічна економіка: підручник. Суми: Університетська книга, 2023. 346 с.

28. Шлапак А. В., Беляк А. О. Компаративний аналіз поняття «організаційний механізм» у сучасному науковому просторі. *Mechanism of an*

Economic Regulation. 2023. № 1(99). С. 128–136.
DOI: <https://doi.org/10.32782/mer.2023.99.20>.

29. Трушкіна Н. Удосконалення організаційно-економічного механізму управління логістичною діяльністю підприємства. *Agricultural and resource economics: international scientific e-journal*. 2019. Vol. 5, № 4. С. 156–172.
URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/areis_2019_5_4_11.

30. Свінцов О. М., Пекера В. Я., Мурдза П. А. Організаційно-економічний механізм управління інноваціями в енергетичному секторі як чинник енергетичної безпеки України. *Академічні візії*. 2025. № 48.
URL: <https://academy-vision.org/index.php/av/article/view/2427>.

31. Амбросов В. Я., Маренич Т. Г. Наукові положення удосконалення економічного і господарського механізмів розвитку сільського господарства. *Економіка АПК*. 2005. № 10. С. 14–17.

32. Шелеметьєва Т. В., Маляр Е. М. Формування механізму підвищення ефективності діяльності промислового підприємства. *Вісник економічної науки України*. 2016. № 1. С. 167–170.

33. Гордієнко Т. М. Сутність організаційно-економічного механізму забезпечення економічної безпеки регіону. *Вісник Хмельницького національного університету*. 2010. № 3. Т. 3. С. 135–139.

34. Бакуменко В. Д. Підхід до визначення паспортів спеціальностей шляхом системного аналізу державного управління. *Науковий вісник Академії муніципального управління*. Серія: Управління. 2014. Вип. 1. С. 8–19.

35. Літвінов О. С. Сутність та види механізмів в економіці. *Електронне фахове видання «Східна Європа: економіка, бізнес та управління»*. 2017. № 11. С. 141–144. URL: http://www.easterneurope-ebm.in.ua/journal/11_2017/30.pdf.

36. Smith A. *An Inquiry into the Nature and Causes of the Wealth of Nations*. London : W. Strahan and T. Cadell, 1776. URL: <http://gesd.free.fr/smith76bis.pdf>.

37. *The Library of Economics and Liberty*. John Maynard Keynes. URL: <https://www.econlib.org/library/Enc/bios/Keynes.html>.

38. Friedman M. Capitalism and Freedom : 40th Anniversary Edition with a new Preface by the Author. Chicago ; London : The University of Chicago Press, 1962. 216 p.

39. IISD. Prize in Economic Sciences 2007. Leonid Hurwicz. The Nobel Prize. URL: <https://www.nobelprize.org/prizes/economic-sciences/2007/prize-announcement/>.

40. Elib LNTU: Головна/Методології моделювання. Сімейство IDEF. URL: https://elib.lntu.edu.ua/sites/default/files/elib_upload/%D0%9A%D0%BE%D0%BD%D0%B4%D1%96%D1%83%D1%81%202%20%D0%B3%D0%BE%D1%82%D0%BE%D0%B2%D0%B2%D0%B0/page5.html.

41. Мочерний С. В. (за ред.). Основи економічної теорії. Тернопіль: АТ «Тарнекс», 1993. 688 с.

42. Безкоровайна Л. В. Організаційно-економічний механізм ефективної операційної діяльності підприємства : дис. ... канд. екон. наук : 08.06.01 / Харківський національний економічний університет. Харків, 2005. 269 с.

43. Мочерний С. В., Єрохін С. А., Каніщенко Л. О. та ін. Основи економічної теорії / за ред. С. В. Мочерного. Київ : Академія, 1997. 464 с.

44. Одінцова Г. С., Мостовий Г. І., Амосов О. Ю. та ін. Державне управління і менеджмент : навч. посіб. у таблицях і схемах / за заг. ред. Г. С. Одінцової. Харків : ХарРІДУ УАДУ, 2002. 492 с.

45. Святюк О. Р. Основні елементи організаційного та економічного механізму корпоративного управління акціонерними товариствами. *Економіка і організація управління*. 2014. № 3(19)–4(20). С. 234–242.

46. Марусяк Н. Л. Значення та доступність кредитних ресурсів для підприємств в сучасних економічних умовах. Дослідження фінансових інституцій та інструментів розвитку держави, територій та суб'єктів господарювання: теоретичні, методологічні та практичні аспекти : матеріали VI Міжнар. наук.-практ. конф. (м. Одеса, 18 лют. 2022 р.) / ОНУ ім. І. І. Мечникова. Одеса : Бондаренко М. А., 2022. С. 100–102.

47. Основи менеджменту : конспект лекцій : навч. посіб. для студентів спец. 073 «Менеджмент» освітньо-професійної програми «Менеджмент і бізнес-адміністрування» / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: Т. В. Лазоренко, С. О. Пермінова. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. 166 с.

48. Добрянська Н. А., Дискіна А. А., Калінін Д. О., Черкасов Д. Ф. Організаційно-економічний механізм стратегічного управління розвитком інноваційного потенціалу підприємств у контексті забезпечення конкурентоспроможності та відновлення економіки. *Актуальні проблеми інноваційної економіки та права*. 2025. № 4. С. 115–120.

49. Саєнсус М. А. Організаційно-економічні основи управління холодною логістикою підприємств: теорія і практика : дис. ... д-ра екон. наук : 08.00.04 / Одеський національний економічний університет. Одеса, 2021. 582 с.

50. Чухно А. А. Господарський механізм та шляхи його вдосконалення на сучасному етапі. *Економіка України*. 2007. № 3. С. 60–67.

51. Іваницький О. О. Господарський механізм у системі державного регулювання економіки. *Актуальні проблеми державного управління*. 2008. № 2. С. 119–126.

52. Саблук П. Т., Малік М. Й., Валентинов В. А. Формування міжгалузевих відносин: проблеми теорії і методології. Київ : ІАЕ, 2002. 294 с.

53. Кириленко В. І. Соціалізація господарського механізму та її вплив на стан соціально-економічного розвитку України. URL: <http://www.ecsocmen.edu.ru>.

54. Базилевич В. Д., Гражевська Н. І., Базилевич К. С. та ін. Економічна теорія: політекономія : підручник / за ред. В. Д. Базилевича. 7-ме вид., стер. Київ : Знання-Прес, 2008. 719 с.

55. Беляєв О. О., Бебело А. С. Політична економія : навч. посіб. Київ : КНЕУ, 2001. 328 с.

56. Грещак М. Г., Гребешкова О. М., Коцюба О. С. Внутрішній економічний механізм підприємства : навч. посіб. / за ред. М. Г. Грещака. Київ : КНЕУ, 2001. 228 с.

57. Комарницький І. Ф. (за ред.). Економічна теорія : підручник. 2-ге вид., перероб. і доповн. Чернівці : Рута, 2008. 431 с.
58. Осовська Г. В. Економічний словник. Київ : Кондор, 2007. 358 с.
59. Паламарчук В. О. Господарський механізм: його місце і роль у системі державного регулювання суспільного виробництва. *Держава та регіони. Серія: Економіка та підприємництво*. 2001. № 3. С. 50–56.
60. Добрянська Н. А., Лебедева В. В., Ліганенко М. Г., Калінін Д. О. Імперативи розбудови організаційно-економічного механізму управління розвитком інноваційного потенціалу підприємств. *Актуальні проблеми інноваційної економіки та права*. 2025. № 2. С. 53–57.
61. Супрун О. М. Господарський механізм у розвитку та регулюванні економіки. *Вісн. Полтав. держ. аграр. акад.* 2011. № 1. С. 122–124.
62. Лисенко Н. О., Білошкурська Н. В. Економіко-організаційний механізм формування економічної безпеки агропромислових підприємств : монографія. Умань : ВПЦ «Візаві» (видавець «Сочінський»), 2014. 257 с.
63. Калина А. В. Організаційно-економічний механізм стимулювання праці як чинник гідної праці. *Соціально-трудова відносина: теорія та практика*. 2015. № 2. С. 144–148. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/stvtpp_2015_2_18.
64. Школьний О. О. Організаційно-економічні механізми управління конкурентоспроможністю аграрних підприємств : монографія. Умань : Вид-во Уманського держ. аграр. ун-ту, 2007. 308 с.
65. Янків М. Д. Організаційно-економічний механізм розвитку і функціонування АПК України : монографія. Львів : Коопосвіта, 2000. 450 с.
66. Цигилик І. І. Підприємство і внутрішній економічний механізм в умовах підприємництва. *Економіка. Фінанси. Право*. 2006. № 11. С. 3–9.
67. Круш П. В., Тульчинська С. О., Тульчинський Р. В., Кириченко С. О., Кривда О. В. та ін. Внутрішній економічний механізм підприємства : навч. посіб. Київ : Центр учбової літератури, 2008. 206 с.

68. Доберчак Н. І. Організація внутрішньофірмових господарських відносин промислових підприємств (на прикладі машинобудування) : автореф. дис. ... канд. екон. наук / Хмельницький, 2003. 20 с.

69. Хринюк О. С. Генезис наукової думки щодо поняття «організаційно-економічний механізм». *Економічний вісник НТУУ «КПІ»* : зб. наук. праць. 2017. № 14. С. 267–274.

70. Гончарук А. Г. Формирование общего механизма управления эффективностью предприятия. *Економіка промисловості*. 2009. № 2. С. 164–175.

71. Хаєцька О. П. Формування й ефективне функціонування організаційно-економічного механізму цукробурякового виробництва. *Агросвіт*. 2016. № 17. С. 37–43.

72. Савченко О. В. Сутність та складові організаційно-економічного механізму стимулювання інноваційної діяльності на підприємстві. *Ефективна економіка*. 2013. № 12. URL: <http://www.economy.nayka.com.ua/?op=1&z=2635>.

73. Чукіна І. В. Організаційно-економічний механізм у системі управління виробничо-господарською діяльністю аграрних підприємств. *Економічний аналіз*. 2014. Т. 15, № 3. С. 230–236. URL: [http://nbuv.gov.ua/UJRN/ecan_2014_15\(3\)_34](http://nbuv.gov.ua/UJRN/ecan_2014_15(3)_34).

74. Череп А. В., Крилов Д. В. Організаційно-економічний механізм інвестиційних проектів промислових підприємств: сутність, підходи до визначення. *Економічний вісник університету*. 2016. Вип. 30(1). С. 102–108. URL: [http://nbuv.gov.ua/UJRN/ecvu_2016_30\(1\)_16](http://nbuv.gov.ua/UJRN/ecvu_2016_30(1)_16).

75. Козаченко Г. В., Погорелов Ю. С. Організаційно-економічний механізм як інструмент управління підприємством. *Економіка. Менеджмент. Підприємництво*. 2003. Вип. 11. С. 107–109.

76. Савіна С. С. Організаційно-економічний механізм управління підприємством молочної промисловості. *Збірник наукових праць ВНАУ. Серія: Економічні науки*. 2012. № 3 (69). Т. 2. С. 162–167.

77. Шкільнюк О. М. Організаційно-економічний механізм регулювання інноваційної діяльності : автореф. дис. ... канд. екон. наук : 08.00.03 / Київ : Науково-дослідний економічний інститут, 2008. 18 с.

78. Соколова А. А. Організаційно-економічний механізм функціонування кооперативів в Україні. *Вісник КНТЕУ*. 2009. № 9. С. 88–96.

79. Кошельок Г., Павлова О. Концептуальні основи формування організаційно-економічного механізму забезпечення сталого розвитку підприємств в умовах цифрової трансформації. *Економіка та суспільство*. 2025. № 75. DOI: <https://doi.org/10.32782/2524-0072/2025-75-53>.

80. Малицький А. А. Організаційно-економічний механізм управління підприємством: сутність та структура. Простір і час сучасної науки : матеріали VIII Міжнар. наук.-практ. інтернет-конф. (Донецьк, 19–21 квіт. 2012 р.). URL: <http://inkonf.org/mailitskiy-aaorganizatsiyno-ekonomichniy-mehanizm-upravlinnya-pidpriemstvom-sutnist-tastruktura/>.

81. Пархомець М. К., Гудак В. В. Організаційно-економічний механізм забезпечення дохідності сільськогосподарських підприємств: теорія, методика, практика : монографія. Тернопіль : ТНЕУ, 2014. 256 с.

82. Довгань Л. Є., Дудукало Г. О. Формування організаційно-економічного механізму ефективного управління підприємством. *Економічний вісник НТУУ «КПІ»* : зб. наук. праць. 2012. № 9. С. 253–258. URL: <https://ela.kpi.ua/handle/123456789/2986>.

83. Firman M. The essence and structure of the organizational and economic mechanism for ensuring the economic efficiency of oil and gas producing fields in Ukraine. *Економіка і регіон*. 2025. № 1(96). P. 88–99. DOI: [https://doi.org/10.26906/EiR.2025.1\(96\).3751](https://doi.org/10.26906/EiR.2025.1(96).3751).

84. Фірман М. А. Адаптація світових моделей «lean production» в організаційно-економічному механізмі українських нафтогазових родовищ. Молодіжна наука: інновації та глобальні виклики : матеріали II Міжнар. наук.-практ. конф. студентів, аспірантів та молодих вчених (Полтава, 2025 р.). Полтава, 2025. С. 162–164.

85. Хоменко І., Волинець Л., Горобінська І. Організаційно-економічний механізм функціонування і розвитку підприємств. *Київський економічний науковий журнал*. 2023. № 1. С. 86–92. DOI: <https://doi.org/10.32782/2786-765X/2023-1-11>.

86. Краснюк М. Т., Цалко Т. Р., Невмержицька С. М., Кулинич Ю. М. Економіко-математичні показники та моделі в проектному менеджменті нафтогазової компанії. *Наука і техніка сьогодні. Серія «Педагогіка», «Право», «Економіка», «Фізико-математичні науки», «Техніка»*. 2024. № 3. С. 346–366. DOI: [https://doi.org/10.52058/2786-6025-2024-3\(31\)-346-366](https://doi.org/10.52058/2786-6025-2024-3(31)-346-366).

87. Quyen T. Trinh. Environmental Policy: Effect on Oil and Gas Sector. Great Britain Journals Press. URL: https://journalspress.com/LJRMB_Volume23/Environmental-Policy-Effect-on-Oil-and-Gas-Sector.pdf.

88. Nguyen H. H., Nguyen D. H., Nguyen T. H. M., Chen X. H. Geopolitical fragmentation and energy transition inequalities: Climate policy uncertainty, sanctions, and the oil and gas sector. *Energy Policy*. 2026. Vol. 210. Art. 115048. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2025.115048>. URL: <https://surl.li/pxdhaw>.

89. IISD. ESG Investing and the Oil and Gas Industry: Moving Toward a Holistic Approach to Risk, Governance; Performance Measurement, Disclosure, and Results. New York : Center on Global Energy Policy, Columbia University SIPA, 2020. URL: <https://www.energypolicy.columbia.edu/publications/esg-investing-and-oil-and-gas-industry-moving-toward-holistic-approach-risk-governance-performance/>.

90. Калінчик В. М. Прогнозування стійкого розвитку АПК України. *Збірник наукових праць ННЦ «Інститут землеробства НААН»*. 2010. Вип. 3. С. 164–174.

91. Саблук П. Т. Ціна – інструмент управління. *Економіка АПК*. 1996. № 4. С. 6.

92. Yucel M., Yucel S. Environmental, Social, and Governance (ESG) Dynamics in the Energy Sector: Strategic Approaches for Sustainable Development.

Energies. 2024. Vol. 17, No. 24. DOI: <https://doi.org/10.3390/en17246291>. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/17/24/6291>.

93. Кузьмін О. Є., Мельник О. Г. Теоретичні та прикладні засади менеджменту : навч. посіб. 2-ге вид. Львів : Нац. ун-т «Львівська політехніка», 2007. 352 с.

94. Riondet L., Suchet D., Vidal O., Halloy J. Applicability of Hubbert model to global mining industry: Interpretations and insights. *PLOS Sustainability and Transformation*. 2023. Vol. 2, No. 4. DOI: <https://doi.org/10.1371/journal.pstr.0000047>.

95. Модернізація економіки промислових регіонів України в умовах децентралізації управління : монографія / О. І. Амоша, Ю. М. Харазішвілі, В. І. Ляшенко та ін. ; НАН України, Ін-т економіки пром-сті. Київ, 2018. 300 с.

96. OECD. World Energy Outlook 2023. URL: https://www.oecd.org/content/dam/oecd/en/publications/reports/2023/10/world-energy-outlook-2023_8f84cf68/827374a6-en.pdf.

97. Johnston D. International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts. Tulsa : PennWell Books, 1994. 325 p.

98. World Bank Group. Extractive Industries Sourcebook: Good Practice in the Oil, Gas and Mining Sectors. Washington, DC: World Bank, 2017. URL: <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/26130/9780821396582.pdf>.

99. Колісник Р. М. Сутність та основні принципи формування організаційно-економічного механізму управління підприємством. *Вісник Національного університету цивільного захисту України. Серія: Державне управління*. 2021. Вип. 1. С. 66–72.

100. Захарченко Н., Горбаченко С., Грінченко Р., Топалова І., Фіалковська А. Принципи формування організаційно-економічного механізму управління креативним потенціалом підприємства регіону. *Financial and Credit Activity Problems of Theory and Practice*. 2021. Vol. 4, No. 39. P. 405–414. DOI: <https://doi.org/10.18371/fcaptp.v4i39.241404>.

101. Дем'яненко Т. Формування організаційно-економічного механізму управління розвитком промислового підприємства. *Development Service Industry Management*. 2024. № 3. С. 19–25. DOI: [https://doi.org/10.31891/dsim-2024-7\(3\)](https://doi.org/10.31891/dsim-2024-7(3)).

102. Cherep A. V., Cherep O. H., Andriukaitienė R., Korinnyi S. O. Development of special principles of business innovation activities' mechanism. *Financial and Credit Activity Problems of Theory and Practice*. 2019. Vol. 3, No. 30. P. 206–214. DOI: <https://doi.org/10.18371/fcaptp.v3i30.179534>.

103. Korytko T., Bogutska O., Piletska S. Formation of an organizational and economic mechanism for encouraging investment activity of enterprises. *Baltic Journal of Economic Studies*. 2018. Vol. 4, No. 5. P. 10–17. DOI: <https://doi.org/10.30525/2256-0742/2018-4-5-10-17>.

104. Dzwigol H., Trushkina N., Kwilinski A. The Organizational and Economic Mechanism of Implementing the Concept of Green Logistics. *Virtual Economics*. 2021. Vol. 4, No. 2. P. 41–75. DOI: [https://doi.org/10.34021/ve.2021.04.02\(3\)](https://doi.org/10.34021/ve.2021.04.02(3)).

105. Лебега О. В. Організаційно-економічний механізм освоєння ресурсів природного газу із сланцевих порід : дис. ... канд. екон. наук : 08.00.06 «Економіка природокористування та охорони навколишнього середовища» / О. В. Лебега. Івано-Франківськ, 2018. 277 с.

106. Drucker P. F. *Management: Tasks, Responsibilities, Practices*. New York, NY : Harper & Row, 1974. 839 p.

107. Fayol H. *General and Industrial Management*. London : Sir Isaac Pitman & Sons, 1949. 140 p.

108. Koontz H., O'Donnell C., Weihrich H. *Essentials of Management*. New York : McGraw-Hill, 1980. URL: <https://ia601406.us.archive.org/4/items/in.ernet.dli.2015.137021/2015.137021.Eighth-Edition-Management.pdf>.

109. Спільник І. В., Ярощук О. В. Принцип системності в аналітичних дослідженнях. *Економічний аналіз : зб. наук. праць*. 2018. Т. 28, № 2. С. 182–190. ISSN 1993-0259.

110. Кушнірук В. С., Єрмаков О. Ю., Шибаніна О. В. Організаційно-економічний механізм ефективного ведення садівництва в аграрних підприємствах регіону : монографія. Миколаїв : МДАУ, 2009. 232 с.

111. Тридід О. М. Організаційно-економічний механізм стратегічного розвитку підприємства : монографія. Харків : Вид. ХДЕУ, 2002. 364 с.

112. Шиян Д. В. Циклічність у формуванні сталого розвитку сільського господарства : монографія. Харків : ХНАУ ім. В. В. Докучаєва, 2011. 349 с.

113. Семчишин Є., Могильська В. Фінансовий контролінг як основний інструмент управління фінансовими ресурсами підприємства. URL: https://elartu.tntu.edu.ua/bitstream/lib/31451/2/FMZKP_2020_Semchyshyn_Y-Financial_controlling_70-71.pdf.

114. Кісіль З. Р., Швець Д. В. Мотивація діяльності людини : навч. посіб. у схемах, таблицях, коментарях. Одеса : Видавництво ОДУВС, 2023. 154 с.

115. Грушевицька А. Б. Особливості оцінки фінансової стійкості підприємства та напрями її забезпечення. *Вісник Хмельницького національного університету. Економічні науки*. 2013. № 2(3). С. 276–280. URL: [http://nbuv.gov.ua/UJRN/Vchnu_ekon_2013_2\(3\)_61](http://nbuv.gov.ua/UJRN/Vchnu_ekon_2013_2(3)_61).

116. Західноукраїнський національний університет. Конспект лекцій з дисципліни «Теорія організації». URL: <https://api.dspace.wunu.edu.ua/api/core/bitstreams/cf355d57-c25a-4082-a59e-594a170ec0d8/content>.

117. Дячков Д. В. Принципи реструктуризації підприємств в умовах глобалізаційних змін. Матеріали Міжнародної науково-практичної конференції «Нові виклики для аграрного сектору України в умовах глобалізації». Київ : НУБіП України, 2018. С. 90–92. URL: <https://dspace.pdau.edu.ua/handle/123456789/2608>.

118. Саврас І. З., Фединець Н. І. Цифровізація та інноваційний розвиток підприємства: тенденції, проблеми та перспективи. *Вісник Львівського торговельно-економічного університету. Економічні науки*. 2023. № 74. С. 108–114. URL: <https://doi.org/10.32782/2522-1205-2023-74-14>.

119. Феєр О. В., Дрозд М. В. Теоретичні основи ресурсного забезпечення діяльності підприємства. *Економіка та суспільство*. 2016. № 6. С. 220–224.

120. СС.УА. Принцип економічності та ефективності. URL: <http://epi.cc.ua/printsip-ekonomichnosti-effektivnosti19125.html>.

121. Птащенко Л. О. Цифровізація та інтелектуалізація процесів використання нафтогазових родовищ України. *Grail of Science*. 2026. № 69. С. 452–465.

122. Львовочкіна А. М. Принципи позитивності і конструктивності та екологічності як базові принципи екологічної психології. Актуальні проблеми психології : зб. наук. праць Інституту психології імені Г. С. Костюка НАПН України / за ред. С. Д. Максименка. Київ, 2010. Т. 7, вип. 24. С. 160–166.

123. Firman M. Principles of building an organizational and economic mechanism for managing oil and gas fields. *Ефективна економіка*. 2025. № 3. DOI: <http://doi.org/10.32702/2307-2105.2025.3.85>.

124. Колеснікова Г. В. Інституційне забезпечення розвитку фінансово-інвестиційної інфраструктури промислового регіону. *Наукова електронна бібліотека періодичних видань НАН України*. 2013. С. 149–170. URL: <https://www.chumachenko-readings.org/download/2013/11-Kolesnikova.pdf>.

125. Сидорчук О. Г., Хандій О. О. Інституційне забезпечення державного регулювання соціальної безпеки. *Економічний вісник Донбасу*. 2019. № 1(55). С. 157–163.

126. Зелена книга. Регулювання доступу до нафтогазоносних надр / Офіс ефективного регулювання (BRDO). Київ, 2018. 144 с. URL: https://brdo.com.ua/wp-content/uploads/2018/12/Green_book_HC_final.Pdf.

127. Про внесення змін до деяких законодавчих актів України щодо оновлення Загальнодержавної програми розвитку мінерально-сировинної бази України на період до 2030 року та регулювання деяких питань стосовно корисних копалин та компонентів стратегічного та критичного значення :

Закон України від 18.12.2024 № 4154-IX.

URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/4154-20>.

128. Державна служба геології та надр України. Держгеонадра презентували регуляторні зміни в галузі надрокористування. URL: <https://www.geo.gov.ua/derzhheonadra-presentuvaly-rehuliatorni-zminy-v-haluzi-nadrokorystuvannia/>.

129. Мосейчук С. Інституційне забезпечення державної політики у сфері запобігання та протидії корупції в Україні. *Збірник наукових праць Державного податкового університету*. 2024. № 2. С. 40–44. DOI: <https://doi.org/10.32782/2617-5940.2.2024.7>.

130. Чичкало-Кондрацька І. Б. Інституційні трансформації енергетичного сектору в умовах євроінтеграції: безпековий підхід. *Ефективна економіка*. 2026. № 3. DOI: <http://doi.org/10.32702/2307-2105.2026.3.15>.

131. Філатов В. І., Бойко Н. Г. Нормативно-правове забезпечення енергетичної галузі : навч. посіб. для здобувачів ступеня магістра за спеціальностями 142 «Енергетичне машинобудування» та 143 «Атомна енергетика» / КПІ ім. Ігоря Сікорського. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2023. 302 с.

132. Пасіка С., Чомко Д., Опанасенко О., Хомяков Д., Скиба О., Горбачук О. Деякі питання правового регулювання процесів видобутку нафти та газу для потреб національної безпеки та оборони України. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*. 2025. № 4(87). С. 62–66. DOI: <https://doi.org/10.17721/1728-2713.87.09>.

133. Chygryn O., Lyulyov O., Pimonenko T., Mlaabdal S. Efficiency of oil-production: the role of institutional factors. *Engineering Management in Production and Services*. 2020. № 12(4). С. 92–104. DOI: <https://doi.org/10.2478/emj-2020-0030>.

134. Bolding A. Institutional Pressures on the Oil and Gas Industry: The Role of Machine Learning. *Handbook of Research on Machine Learning-Enabled IoT for*

Smart Applications Across Industries. 2023. P. 52–66.

DOI: <https://doi.org/10.4018/978-1-6684-8785-3.ch003>.

135. Talus K., Penttinen S. L. Increasing Energy Sector Resilience after the Russian Invasion of Ukraine. *OGEL Energy Law Journal*. 2023. № 5. URL: <https://www.ogel.org/article.asp?key=4108>.

136. Цивільний кодекс України : Кодекс України від 16.01.2003 № 435-IV. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/435-15>.

137. Земельний кодекс України : Кодекс України від 25.10.2001 № 2768-III (редакція від 19.12.2025). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/2768-14>.

138. Податковий кодекс України : Кодекс України від 02.12.2010 № 2755-VI (редакція від 01.01.2026). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2755-17>.

139. Розділ IX. Рентна плата Податкового кодексу України. Податковий кодекс України : Кодекс України від 02.12.2010 № 2755-VI (редакція від 01.01.2026). URL: <https://tax.gov.ua/nk/rozdil-ix--rentna-plata-za-tr/>.

140. Про угоди про розподіл продукції : Закон України від 14.09.1999 № 1039-XIV (редакція від 15.11.2024). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/1039-14>.

141. Про ринок природного газу : Закон України від 09.04.2015 № 329-VIII (редакція від 28.08.2025). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/329-19>.

142. Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2050 року : розпорядження Кабінету Міністрів України від 21.04.2023 № 373-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/373-2023-%D1%80>.

143. Про ліцензування видів господарської діяльності : Закон України від 02.03.2015 № 222-VIII (редакція від 31.10.2025). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/222-19>.

144. Про затвердження Положення про Державну службу геології та надр України : постанова Кабінету Міністрів України від 30.12.2015 № 1174 (редакція від 21.07.2025). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/1174-2015-%D0%BF>.

145. Про режим іноземного інвестування : Закон України від 19.03.1996 № 93/96-ВР (редакція від 03.09.2024).

URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/93/96-%D0%B2%D1%80>.

146. Про державний контроль за використанням та охороною надр : Закон України від 19.06.2003 № 963-IV (редакція від 08.11.2024).

URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/963-15>.

147. Про засади державної регуляторної політики у сфері господарської діяльності : Закон України від 11.09.2003 № 1160-IV (редакція від 31.10.2025).

URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1160-15>.

148. Про Антимонопольний комітет України : Закон України від 26.11.1993 № 3659-XII (редакція від 31.03.2023).

URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/3659-12>.

149. Про затвердження Порядку надання спеціальних дозволів на користування надрами : постанова Кабінету Міністрів України від 30.05.2011 № 615. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/615-2011-%D0%BF>.

150. Про внесення змін до Методики визначення початкової ціни продажу на аукціоні спеціального дозволу на право користування надрами : постанова Кабінету Міністрів України від 23.09.2020 № 915.

URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/915-2020-%D0%BF>.

151. Про затвердження Порядку проведення аукціону (електронних торгів) з продажу спеціального дозволу на користування надрами : постанова Кабінету Міністрів України від 23.09.2020 № 993.

URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/993-2020-%D0%B>.

152. Питання розпорядження геологічною інформацією : постанова Кабінету Міністрів України від 07.11.2018 № 939.

URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/939-2018-%D0%BF>.

153. Про затвердження критеріїв, за якими оцінюється ступінь ризику від провадження господарської діяльності у сфері геологічного вивчення та раціонального використання надр і визначається періодичність здійснення планових заходів державного нагляду (контролю) Державною службою

геології та надр : постанова Кабінету Міністрів України від 31.10.2018 № 913.
URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/913-2018-%D0%BF>.

154. Про затвердження списків стратегічних і критичних мінералів : постанова Кабінету Міністрів України від 14.07.2025 № 845.
URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/845-2025-%D0%BF>.

155. Про надання спеціальних дозволів на користування надрами : наказ Державної служби геології та надр України від 05.01.2026 № 1.
URL: https://www.geo.gov.ua/diyalnist/nakazy/?doing_wp_cron.

156. Про внесення змін до спеціальних дозволів на користування надрами : наказ Державної служби геології та надр України від 05.01.2026 № 2. URL: https://www.geo.gov.ua/diyalnist/nakazy/?doing_wp_cron.

157. Про припинення дії спеціального дозволу на користування надрами № 5102 : наказ Державної служби геології та надр України від 06.01.2026 № 3.
URL: https://www.geo.gov.ua/diyalnist/nakazy/?doing_wp_cron.

158. Про затвердження Плану заходів з проведення аналізу та оптимізації робочих процесів на 2025 рік : наказ Державної служби геології та надр України від 22.04.2025 № 136. URL: https://www.geo.gov.ua/wp-content/uploads/2025/07/nakaz-derzhheonadra_plan_zakhodiv-2026.pdf.

159. Про надання, відмову у внесенні змін та внесення змін до спеціальних дозволів на користування надрами : наказ Державної служби геології та надр України від 28.04.2025 № 152–155.
URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/152-2025-%D0%BF>.

160. Накази Державної служби геології та надр України від 20.11.2025 № 421–432 (листопад–грудень 2025 р.). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/421-2025-%D0%BF>.

161. Про охорону навколишнього природного середовища : Закон України від 25.06.1991 № 1264-XII (редакція від 08.08.2025).
URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/1264-12>.

162. Про оцінку впливу на довкілля : Закон України від 23.05.2017 № 2059-VIII (редакція від 15.11.2024). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2059-19#Text>.

163. Про управління відходами : Закон України від 20.06.2022 № 2320-IX (редакція від 31.10.2025). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2320-20#Text>.

164. Про забезпечення прозорості у видобувних галузях : Закон України від 18.09.2018 № 2545-VIII (редакція від 15.11.2024). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/2545-19>.

165. Про охорону праці : Закон України від 14.10.1992 № 2694-XII (редакція від 12.09.2025). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/2694-12#Text>.

166. Про об'єкти підвищеної небезпеки : Закон України від 18.01.2001 № 2245-III (редакція від 01.01.2024). URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2245-14>.

167. Угода про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони : Угода від 27.06.2014 № 984_011 (редакція від 14.10.2025). URL: https://zakon.rada.gov.ua/go/984_011.

168. Договір до Енергетичної Хартії та Заключний акт до неї. Протокол до Енергетичної Хартії з питань енергетичної ефективності і суміжних екологічних аспектів : міжнародний договір від 17.12.1994 № 995_056 (редакція від 24.01.2023). URL: https://zakon.rada.gov.ua/go/995_056.

169. ДСТУ ISO 9001:2015. Системи управління якістю. Вимоги (ISO 9001:2015, IDT). Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2015. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=64013.

170. ДСТУ ISO 14001:2015. Системи екологічного управління. Вимоги та настанови щодо застосування. URL: https://quality.nuph.edu.ua/wp-content/uploads/2018/10/%D0%94%D0%A1%D0%A2%D0%A3-ISO_14001-2015-.pdf.

171. ДСТУ ISO 45001:2019. Системи управління охороною здоров'я та безпекою праці. Вимоги та настанови щодо застосування (ISO 45001:2018, IDT). Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2019.
URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=88004.

172. OECD. Керівні принципи ОЕСР з корпоративного управління на підприємствах державної форми власності. Париж : OECD Publishing, 2024.
URL: https://www.oecd.org/uk/publications/2024/06/oecd-guidelines-on-corporate-governance-of-state-owned-enterprises-2024_68fa05cd.html.

173. Куриленко О. В. Третій та Четвертий енергопакети ЄС та проблема економічної безпеки України. Держава, регіони, підприємництво: інформаційні, суспільно-правові, соціально-економічні аспекти розвитку : збірник матеріалів V Міжнародної конференції (7 грудня 2023 р., м. Київ) : у 2 ч. Ч. 1. Київ : Університет «КРОК», 2023. С. 248–250.
URL: <https://conf.krok.edu.ua/SRE/SRE-2023/paper/view/1623>.

174. Firman M. A. European experience of financial engineering in construction projects. Achievements of 21st Century Scientific Community : Proceedings of the 3rd International Scientific and Practical Internet Conference, September 18–19, 2025, Dnipro, Ukraine. Dnipro : FOP Marenichenko V. V., 2025. P. 30–32.

175. Budanov M. Theoretical basis of organizational and economic support of energy security management of enterprises. *Development Service Industry Management*. 2023. № 3. P. 218–225. DOI: [https://doi.org/10.31891/dsim-2023-3\(33\)](https://doi.org/10.31891/dsim-2023-3(33)).

176. Георгіаді Н. Г., Вільгуцька Р. Б., Когут У. І. Застосування підприємствами принципів побудови організаційних структур управління. Ефективна економіка. 2018. № 3.
URL: http://www.economy.nayka.com.ua/pdf/3_2018/5.pdf.

177. Корицька О., Кальмук Б. Децентралізація управління підприємствами: класифікація та оцінка організаційних структур. *Економіка*

та суспільство. 2025. № 74. DOI: <https://doi.org/10.32782/2524-0072/2025-74-21>.

178. Куцик В. І., Кліпкова О. І., Когут У. І. Організаційно-економічний механізм управління ефективністю діяльності інтегрованих корпоративних систем. *Вісник Львівського торговельно-економічного університету. Економічні науки*. 2018. Вип. 56. С. 85–90. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/Vlca_ekon_2018_56_16.

179. Терещенко Т., Лалуєва Н. Ефективність організаційних структур в контексті сучасної парадигми управління. *Herald of Khmelnytskyi National University. Economic Sciences*. 2024. Vol. 336, № 6. P. 123–130. DOI: <https://doi.org/10.31891/2307-5740-2024-336-18>.

180. Саврас І., Томаневич Л. Інформаційно-аналітичне забезпечення управління інноваційною діяльністю підприємств. *Економіка та суспільство*. 2022. № 45. DOI: <https://doi.org/10.32782/2524-0072/2022-45-61>.

181. Бікулов Д., Олійник О., Головань О., Динчев С., Бікулов Р. Інформаційно-аналітичне забезпечення менеджменту бізнес-процесів: концептуально-методологічні та прикладні аспекти. *Управління змінами та інновації*. 2025. № 14. С. 132–140. DOI: <https://doi.org/10.32782/CMI/2025-14-21>.

182. Кононенко Ж., Грибовська Ю., Карнаухова Г. Інформаційно-аналітичне забезпечення в системі управління підприємством. *Економіка та суспільство*. 2023. № 47. DOI: <https://doi.org/10.32782/2524-0072/2023-47-74>.

183. Sedikov D. Decision-making support information systems as a factor for increasing the adaptability and resilience of enterprises. *International Science Journal of Management, Economics & Finance*. 2025. Vol. 4, № 5. P. 83–90. DOI: <https://doi.org/10.46299/j.isjmef.20250405.08>.

184. Stud.com.ua. Інтегровані інформаційні системи в управлінні організацією. URL: https://stud.com.ua/121095/informatika/integrovani_informatsiyni_sistemi_upravlinni_organizatsiyeyu.

185. Савік К. О. Інформаційні системи як інструмент оптимізації управління підприємством. *Інформаційні технології і системи в документознавчій сфері*. 2025. № 69. С. 69–72.

186. Крамської Д. Ю., Глізнуца М. Ю., Соболев Р. Г., Крамської О. Ю. Інформаційні системи як інструмент ефективного управління проектами в цифровій економіці. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ» (економічні науки)*. 2025. № 3. С. 54–60. DOI: <https://doi.org/10.20998/2519-4461.2025.3.54>.

187. Аксьонова І. Моніторинг як сучасне інформаційне забезпечення аналітики та управління підприємствами. *Економіка та суспільство*. 2023. № 55. DOI: <https://doi.org/10.32782/2524-0072/2023-55-70>.

188. Олексів Т. Інтегровані моделі оцінювання ефективності управління бізнес-процесами ІТ-підприємств в умовах цифрової трансформації. *Економіка та суспільство*. 2025. № 72. DOI: <https://doi.org/10.32782/2524-0072/2025-72-149>.

189. Кочкодан В., Petryna M., Stankovska I. Application of machine learning and artificial intelligence in oilfield development. *Scientific Bulletin of Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas (Series: Economics and Management in the Oil and Gas Industry)*. 2023. № 1(27). С. 16–26. DOI: [https://doi.org/10.31471/2409-0948-2023-1\(27\)-16-26](https://doi.org/10.31471/2409-0948-2023-1(27)-16-26).

190. Краснюк М. Т. Економіко-математичні показники та моделі у проектному менеджменті нафтогазової компанії. *Наука і техніка сьогодні*. 2024. № 3(31). С. 346–366. DOI: [https://doi.org/10.52058/2786-6025-2024-3\(31\)-346-366](https://doi.org/10.52058/2786-6025-2024-3(31)-346-366).

191. Fernandes M. A., Furlanetti M. M., Gildin E., Sampaio M. A. Data-driven models for production forecasting and decision supporting in petroleum reservoirs. *License CC BY 4.0*. 2025. DOI: <https://doi.org/10.48550/arXiv.2508.18289>.

192. Wicaksono F. D., Arshad Y. B., Sihombing H. Monte Carlo Net Present Value for Techno-Economic Analysis of Oil and Gas Production Sharing Contract.

International Journal of Technology. 2019.

URL: https://www.researchgate.net/publication/334748400_Monte_Carlo_Net_Present_Value_for_Techno-Economic_Analysis_of_Oil_and_Gas_Production_Sharing_Contract.

193. Asad M. S., Hamd-Alla S. M. Smart Well Modelling for As Reservoir in AG Oil Field. *Journal of Petroleum Research and Studies*. 2022. Vol. 12. P. 102–122.

194. Academia.ua. Integrated asset modelling. Wikipedia: The Free Encyclopedia. URL: https://en.wikipedia.org/wiki/Integrated_asset_modelling.

195. Туць І. Оптимізаційні моделі для підтримки прийняття адаптивних економіко-екологічних рішень при управлінні «інтелектуальним родовищем». *Herald of Khmelnytskyi National University. Economic Sciences*. 2025. Vol. 344, № 4. P. 182–190. DOI: <https://doi.org/10.31891/2307-5740-2025-344-4-24>.

196. Ionin Y., Dodukh V. Challenges of transformational changes in Ukraine's oil and gas production sector in the context of decarbonization. *Economic Analysis*. 2025. Vol. 35, № 1. P. 579–587.

197. Fa F., et al. Predictive modeling of oil rate for wells under gas lift systems. *Scientific Reports*. 2025. Vol. 15. Art. 27765. URL: <https://www.nature.com/articles/s41598-025-12129-w>.

198. Yu H. Integrated simulation and optimization of reservoir-wellbore systems. *Energy Science & Engineering*. 2025. Vol. 13, № 7. DOI: <https://doi.org/10.1002/ese3.70124>.

199. Щуров І. Діагностика рівня економічної безпеки нафтогазової галузі. *Вісник Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут» (економічні науки)*. 2022. № 2. С. 64–73. DOI: <https://doi.org/10.20998/2519-4461.2022.2.64>.

200. Інструкція про зміст, оформлення та порядок подання в Державну комісію України по запасах корисних копалин матеріалів геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу : затв. наказом Державної комісії України по

запасах корисних копалин від 28.12.1998 № 83.

URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0811-03#Text>.

201. Інструкція про зміст, оформлення та порядок подання в Державну комісію України по запасах корисних копалин матеріалів геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу : затв. наказом Державної комісії України по запасах корисних копалин від 28.12.1998 № 83.
URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/z0499-97>.

202. Рудько Г.І., Михайлі І.Р. Становлення національної класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр України як інструменту вартісної оцінки надр. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2017. № 3(64). С.7-14.

203. Факультет геології, географії, рекреації та туризму. Підрахунок запасів та геолого-економічна оцінка родовищ нафти і газу. URL: <https://geo.karazin.ua/wp-content/uploads/2022/11/%D0%9B%D0%B5%D0%BA%D1%86%D1%96%D1%8F-2.pdf>.

204. Геологічна інвестиційна група. Геолого-економічна оцінка. URL: <https://geogroup.com.ua/geologo-ekonomichna-oczinka/>.

205. Про затвердження Правил розробки нафтових і газових родовищ : наказ Міністерства екології та природних ресурсів України від 15.03.2017 № 118. База даних «Законодавство України» / Верховна Рада України. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0692-17#Text>.

206. Економіка та управління в нафтогазовому комплексі України: актуальні проблеми, реалії та перспективи : монографія / за ред. М. О. Данилюка, А. С. Полянської. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2017. 292 с.

207. Інструкція із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до родовищ нафти і газу : наказ Державної комісії України по запасах корисних копалин від 10.07.1998 № 46 : у редакції наказу Міністерства екології та природних ресурсів України від 19.12.2017 № 547. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/z0475-98>.

208. Укрінформ. Нафтогаз запустив центр 3D-моделювання та візуалізації родовищ – Укрінформ. URL: <https://www.ukrinform.ua/rubric-economy/3157301-naftogaz-zapustiv-centr-3dmodeluvanna-ta-vizualizacii-rodovis.html>.

209. Про затвердження Методики визначення шкоди та обсягу збитків, завданих підприємствам, установам та організаціям усіх форм власності внаслідок знищення та пошкодження їх майна у зв'язку із збройною агресією Російської Федерації, а також упущеної вигоди від неможливості чи перешкод у провадженні господарської діяльності : наказ Міністерства економіки України та Фонду державного майна України від 18.10.2022 № 3904/1223, зареєстр. в Міністерстві юстиції України 02.12.2022 за № 1522/38858. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1522-22>.

210. Фірман М. А. Економічна ефективність видобутку нафти і газу як фундаментальна основа енергетичної стійкості та прискореної реіндустріалізації України. Актуальні проблеми економіки, підприємництва та менеджменту в епоху глобальних загроз : матеріали всеукр. наук.-практ. конф. (м. Дніпро, 2025). С. 83–85.

211. Енергетична стратегія України на період до 2030 р. : Стратегія Кабінету Міністрів України від 24.07.2013. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/n0002120-13>.

212. Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2050 року : розпорядження Кабінету Міністрів України від 21.04.2023 № 373-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/373-2023-%D1%80>.

213. Директива Ради 2009/119/ЄС від 14 вересня 2009 року про накладення на держави-члени зобов'язання підтримувати мінімальні запаси сирої нафти та/або нафтопродуктів. EUR-Lex. URL: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2009/119/oj/eng>.

214. Шепель Т. В. Концептуальні засади державної енергетичної політики України в умовах збройної агресії. *Академічні візії*. 2026. № 51. DOI: <https://doi.org/10.5281/zenodo.18694274>.

215. Ymaws.com. Міжнародні принципи та стандарти практики екологічного відновлення. URL: https://cdn.ymaws.com/www.ser.org/resource/resmgr/custompages/publications/ser_standards/standard_pdfs/uk_ser_international_standar.pdf.

216. Фірман М. А. Економічна ефективність видобутку нафти і газу як фундаментальна основа енергетичної стійкості та прискореної реіндустріалізації України. Актуальні проблеми економіки, підприємництва та менеджменту в епоху глобальних загроз : матеріали всеукр. наук.-практ. конф. (м. Дніпро, 2025). С. 83–85.

217. Фірман М. Цифровізація нафтогазових родовищ як чинник інноваційної трансформації економіки України. Трансформація національної моделі фінансово-кредитних відносин: виклики глобалізації та регіональні аспекти : матеріали VIII Всеукр. наук.-практ. конф. (м. Ужгород, 2023). С. 72–74.

218. Національний фонд досліджень України. Звіт про науково-дослідну роботу за договором від 68/01.2020 від 27 жовтня 2020 р. та № 89/01/0417 від 30 квітня 2021 р. URL: https://nrfu.org.ua/wp-content/uploads/2022/01/zvit_part_i_optimized-compressed.pdf.

219. Реєстр нафтогазових свердловин. Державний реєстр нафтових та газових свердловин. URL: https://data.gov.ua/dataset/e0795f5d-77f7-454a-94a3-c6e6cafff741/resource/7a4993a8-1965-44d2-96d8-e67d947445b7?filter=for_month.

220. Про затвердження Порядку ведення, функціонування та доступу до інформації єдиної державної електронної геоінформаційної системи користування надрами : постанова Кабінету Міністрів України від 19.05.2023 № 511. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/511-2023-%D0%BF#Text>.

221. Про затвердження форми паспорта нафтової та газової свердловини: наказ Міністерства захисту довкілля та природних ресурсів України від 04.07.2024 № 800. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1230-24#Text>.

222. Data.gov.ua. Державний баланс запасів корисних копалин України на 01.01.2024 р. (нафта, газ природний, конденсат). 2024 р. URL: <https://data.gov.ua/dataset/75c401c9-a673-4cef-88f8-e5cfb1086f63>.

223. Державна комісія з розміщення запасів корисних копалин. URL: <https://dkz.gov.ua/ua/>.

224. Ukrnafta. Звіт «Укрнафти» (2024). URL: <https://www.ukrnafta.com/protokoli>.

225. Wood Mackenzie. URL: <https://www.woodmac.com/>.

226. International Energy Agency (IEA). URL: <https://www.iea.org/>.

227. The page. Як запаси нафти в Україні оцінюють у 2023 році. URL: <https://thepage.ua/ua/economy/vidobutok-nafti-v-ukrayini-u-2023-roci>.

228. IEA. Ukraine's energy sector continues to be a major target of Russian missile and drone attacks. URL: <https://www.iea.org/reports/ukraines-energy-security/a-pre-winter-assessment>.

229. Енциклопедія сучасної України. URL: <https://esu.com.ua/article-22211>.

230. Портал ІПВГ. Звіт ІПВГ України 2019 р. URL: https://eiti.gov.ua/media-public/documents/%D0%9D%D0%B0%D1%86%D1%96%D0%BE%D0%BD%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%B8%D0%B9_%D0%B7%D0%B2%D1%96%D1%82_%D0%86%D0%9F%D0%92%D0%93_2019_%D1%83%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%97%D0%BD%D1%81%D1%8C%D0%BA%D0%BE%D1%8E.pdf.

231. Портал ІПВГ. Звіт ІПВГ України 2020 р. URL: https://eiti.org/sites/default/files/attachments/ukr_2020_ukraine_eiti_report.pdf.

232. Портал ІПВГ. Звіт ІПВГ України 2021 р. URL: https://eiti.org/sites/default/files/2023-02/UA_EITI_Report_2021_UKR_final.pdf.

233. Портал ІПВГ. Звіт ІПВГ України 2022 р. URL: <https://eiti.gov.ua/media-public/documents/%D0%9D%D0%B0%D1%86%D1%96%D0%BE%D0%BD%D>

0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%B8%D0%B9_%D0%B7%D0%B2%D1%96%D1%82_%D0%86%D0%9F%D0%92%D0%93_2022_%D1%83%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%97%D0%BD%D1%81%D1%8C%D0%BA%D0%BE%D1%8E.pdf.

234. Портал ІПВГ. Звіт ІПВГ України 2023 р. URL: https://eiti.gov.ua/media-public/documents/%D0%9D%D0%B0%D1%86%D1%96%D0%BE%D0%BD%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%B8%D0%B9_%D0%B7%D0%B2%D1%96%D1%82_%D0%86%D0%9F%D0%92%D0%93_2023_%D1%83%D0%BA%D1%80%D0%B0%D1%97%D0%BD%D1%81%D1%8C%D0%BA%D0%BE%D1%8E.pdf.

235. Державна служба геології та надр України. Динаміка видобутку вуглеводнів (1991–2023). URL: https://www.geo.gov.ua/dynamics-extraction?_gl=1*1cort2g*_gcl_au*ODEwNjE0MDQ4LjE3NDI3NDUwNjQ

236. Енергетика: історія, сучасність і майбутнє. Нафта і газ в Україні. URL: <http://www.energetika.in.ua/ua/books/book-1/part-2/section-8/8-6>.

237. Державна служба геології та надр України. «Звіт про видобуток нафти за 2023 рік». URL: <https://www.geo.gov.ua/wp-content/uploads/2024/02/zvit-derzhheonadr-za-2023-rik.docx>.

238. НАК «Нафтогаз України»: оперативні дані з видобутку (2024). URL: <https://www.naftogaz.com/short/54cf781e>.

239. Naftogazbud. Огляд стану та перспектив розвитку паливно-енергетичного комплексу України в умовах воєнного стану. URL: <https://naftogazbud.com.ua/stan-enerhetyky-ukrainy-2026/>.

240. The American Chamber of Commerce in Ukraine. Ukraine Fact Sheet (AmCham Ukraine 2025). URL: <https://chamber.ua/wp-content/uploads/2025/06/Ukraine-Fact-Sheet.-June-2025.pdf>.

241. Група Нафтогаз. Naftogaz Annual Report 2023. URL: <https://www.naftogaz.com>.

242. Vermilion Energy. Ukraine Projects. URL: <https://www.vermilionenergy.com>.
243. EBRD. Ukraine Energy Projects. URL: <https://www.ebrd.com>.
244. Wikipedia. Skifska gas field. URL: https://en.wikipedia.org/wiki/Skifska_gas_field.
245. Енциклопедія сучасної України. URL: <https://esu.com.ua/article-22211>.
246. International Energy Agency (IEA). World Energy Outlook 2025. Paris: IEA. 2025. URL: <https://www.iea.org>.
247. World Bank. Ukraine Energy Sector Diagnostics, 2023. URL: <https://www.worldbank.org/en/country/ukraine/publication/ukraine-energy-sector-diagnostics-2023>.
248. Data.gov.ua. Дані державного балансу запасів корисних копалин України. URL: <https://data.gov.ua/dataset/75c401c9-a673-4cef-88f8-e5cfb1086f63>.
249. Ткаченко, О. М., Грійо Тукало, О. Ф., Дзісь, О. В., & Лаховець, С. М. Метод кластеризації на основі послідовного запуску k-середніх з удосконаленим вибором кандидата на нову позицію вставки. *Наукові праці ВНТУ*. 2012. № 2. URL: <http://ot.vntu.edu.ua/content/articles/>.
250. Пістунов І.М. Нейронні сітки та їх застосування. Дніпро, 2024. 28 с.
251. Бурачок, О. В., Першин, Д. В., Матківський, С. В., & Кондрат, О. Р. Дослідження межі застосування PVT-моделі “чорної нафти” для моделювання газоконденсатних покладів. *Мінеральні ресурси України*. 2020. (2), 43-48. DOI:[10.1051/e3sconf/202123001010](https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123001010).
252. Фірман М.А. Кластерний підхід до оцінювання економічної ефективності експлуатації нафтогазових родовищ. *Цифрова економіка та економічна безпека*. Вип. 1(22)/2026. С. 237-245. DOI: <https://doi.org/10.32782/dees.22-33>.
253. Бурачок, О. В., Першин, Д. В., Матківський, С. В., & Кондрат, О. Р. Дослідження межі застосування PVT-моделі “чорної нафти” для моделювання

газоконденсатних покладів. *Мінеральні ресурси України*. 2020. (2), 43-48. DOI: [10.1051/e3sconf/202123001010](https://doi.org/10.1051/e3sconf/202123001010).

254. Пістунов І.М., Є.Ю. ГОРОБЕЦЬ. Економічне обґрунтування вибору розроблення розвіданого нафто-газового родовища. *Економіка. Фінанси. Право*. 2023. № 11. С.92-95.

255. Su J., Yao S., Liu H. Data Governance Facilitate Digital Transformation of Oil and Gas Industry. *Frontiers in Earth Science*. 2022. Vol. 10. DOI: <https://doi.org/10.3389/feart.2022.861091>.

256. Yasutra A. Two Decades of Smart Field Evolution (2005–2025): Global Insights and Indonesian Perspectives. *Scientific Contributions Oil and Gas*. 2025. Vol. 48, No. 3. P. 271–279. DOI: <https://doi.org/10.29017/scog.v48i3.1870>.

257. Fitala P., Yao S., Liu H. Factors influencing (de)centralization in multinational companies: Evidence from Slovak firms. *Marketing and Management of Innovations*. 2023. Vol. 17. P. 223–238. URL: https://mmi.sumdu.edu.ua/wp-content/uploads/2023/12/17_A750-2023_Fitala-et-al.pdf.

258. Pakdel J., Erol I., Oztel A. Advancing digital transformation in the mining industry: A novel rough interval-valued neutrosophic DEMATEL approach to challenge interdependencies. *Resources Policy*. 2025. Vol. 107. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2025.105663>.

259. Група Нафтогаз. Нафтогаз залучає міжнародних партнерів для розвитку газовидобування. URL: <https://www.naftogaz.com/news/naftogaz-zaluchae-mizhnarodnyh-partneriv-dlya-rozvytku-gazovydobuvannya>.

260. Elete T. Y., Nwulu E. O., Erhueh O. V., Akano O. A., Aderamo A. T. Digital transformation in the oil and gas industry: A comprehensive review of operational efficiencies and case studies. *International Journal of Applied Research in Social Sciences*. 2024. Vol. 6, No. 11. P. 2611–2643.

261. The Kyiv independent. Ukraine periodically loses up to 40% of gas production due to Russian attacks, Reuters reports. URL: <https://kyivindependent.com/ukraine-loses-up-to-40-of-gas-production-due-to-russian-attacks-reuters-reports/>.

262. The new voice in Ukraine. Russia's repeated rocket attacks on Ukraine's energy sector have cost a staggering \$56.2 billion in damages. URL: <https://english.nv.ua/business/damages-and-losses-of-the-energy-sector-of-ukraine-kse-institute-assessment-as-of-may-2024-50426067.html>.

263. OECD (2025). OECD Economic Surveys: Ukraine 2025. Organisation for Economic Co-operation and Development. URL: https://www.oecd.org/en/publications/oecd-economic-surveys-ukraine-2025_940cee85-en/full-report/raising-investment-and-exports_8614bf29.html.

264. DW (2025). Ринок газу ЄС без українського транзиту: як почався 2025 рік. URL: <https://www.dw.com/uk/rinok-gazu-es-bez-ukrainskogo-tranzitu-ak-pocavsya-2025-rik/a-71228129>.

265. Reuters (2025). Europe's next big challenge is closing its energy security divide. URL: <https://www.reuters.com/markets/commodities/europes-next-big-challenge-is-closing-its-energy-security-divide-vladimirov-2025-09-10/>.

266. International Monetary Fund (IMF). Ukraine: Country Report. International Monetary Fund. URL: <https://mof.gov.ua/storage/files/lukrea2025002-print-pdf.pdf>.

267. Приказюк Н., Коваленко Ю. Аналіз вразливості компаній енергетичного сектору України до фінансових ризиків. *Економічний аналіз*. 2025. Том 35. № 1. С. 190-207. DOI: <https://doi.org/10.35774/econa2025.01.190>.

268. Ksenzuk V. V., Pokotylo M. Y. Energy security of Ukraine and the world: assessment of consequences of the Russian-Ukrainian war impact and forecasts of market transformation. *Ekonomika, upravlinnia ta administruvannia*. 2025. No. 2(112). P. 46–53. DOI: [https://doi.org/10.26642/ema-2025-2\(112\)-46-53](https://doi.org/10.26642/ema-2025-2(112)-46-53).

269. Нафториннок. Україна у 2024 р. збільшила видобуток газу на 2,2%. URL: <https://www.neftorynok.info/novosti/ukrana-u-2024-r-zblshila-vidobutok-gazu-na-22>.

270. Cooperation for Restoring the Ukrainian Energy Infrastructure project. URL: <https://www.energycharter.org/fileadmin/DocumentsMedia/Occasional/>

2023_05_24_UA_sectoral_evaluation_and_damage_assessment_Version_X_final.pdf.

271. QodeQuay. Understanding Digital Oilfields: Leveraging IoT and AI in Energy Exploration. URL: <https://www.qodequay.com/digital-oilfields-iot-ai>.

272. Microsoft. Рішення для нафтогазової енергетичної галузі: AI та аналітика даних. URL: <https://www.microsoft.com/uk-ua/ai/energy-resources/oil-gas>.

273. ICC Ukraine. Страхування воєнних ризиків. URL: <https://iccua.org/strahuvannya-voyennyh-ryzykiv/>.

274. Investment Guide 2024 (GreenDealUKR). URL: <https://greendealukraina.org/assets/images/literature/41-ukraine-investment-guide-2024.pdf>.

275. Geoteric. AI Seismic Interpretation – AI software для сейсмічної інтерпретації. URL: <https://www.geoteric.com/ai-horizons>.

276. ENISA. Threat Landscape for Industrial Control Systems. Athens, 2023. URL: <https://www.enisa.europa.eu/sites/default/files/publications/ENISA%20Threat%20Landscape%202023.pdf>.

277. Economides M., Hill A. Petroleum Production Systems. Pearson Education. URL: <https://ptgmedia.pearsoncmg.com/images/9780137031580/samplepages/0137031580.pdf>.

278. Kaizen Institute. ESG in the Oil & Gas sector: trends, challenges and opportunities. URL: <https://kaizen.com/th/insights-th/esg-oil-gas-opportunities-challenges/>.

279. Department of Justice Canada. Canada Oil and Gas Drilling and Production Regulations. URL: https://laws-lois.justice.gc.ca/eng/regulations/C.R.C.,_c._1517/FullText.html.

280. Юрша О. М., Мельник Л. М. Методології управління проєктами як інструменти реалізації стратегії підприємства. *ГЕВ*, Тернопіль. 2025. Том 96. № 5. С. 193–202.

281. Add to Mendeley. Digital transformation in the resource and energy sectors: A systematic review. *Resources Policy*. 2022. Vol. 76. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S030142072200071X>.

282. İmamverdiyev Y.N. NEFT-QAZ SƏNAYESİ ÜÇÜN RƏQƏMSAL ƏKİZLƏRİN KONSEPTUAL MODELİ. *İnformasiya texnologiyaları problemləri*. 2020, No2, 41–51.

283. Lam J. Enterprise Risk Management: From Incentives to Controls. Hoboken, NJ: John Wiley & Sons, 2003. 315 p.

284. Габрилевич, О., Нікитенко, Д. Антикризове управління нафтопереробним підприємством в умовах невизначеності. Таврійський науковий вісник. *Серія: Економіка*. 2023. №(16). 70-75. <https://doi.org/10.32782/2708-0366/2023.16.9>.

285. J. Fernandez-Vidal, R. Gonzalez, J. Gasco, J. Llopis. Digitalization and corporate transformation: The case of European oil & gas firms. *Technological Forecasting and Social Change*. 2022. Vol. 174. 3. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2021.121293>.

286. Avadh Nagaralawala. PLC and SCADA Integration in Mining Industry. *International Research Journal of Engineering and Technology (IRJET)*. 2025. Vol. 12. Issue: 06. P. 44-50.

287. Milad Ghahramanieisalou, Javad Sattarvand. Digital Twins and the Mining Industry. *Technologies in Mining*. 2024. DOI: <http://dx.doi.org/10.5772/intechopen.1005162>.

288. N. Singhal, S. Goyal, M. Khan, T. Singhal, M. Afjal. Environmental, Social, and Governance (ESG) Investing. URL: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/9781394311682.ch20>.

289. Нікитенко Д. В. Global oil market: microeconomic aspect. *Серія «Економічні науки»*. 2025. Вип. 3(111). DOI: <https://doi.org/10.31713/ve3202518>.

290. Некрасова Л., Науменко Ю. (2025). Державна політика формування конкурентного середовища підприємств та стратегії забезпечення їх конкурентоспроможності в умовах відновлення економіки України. *Scientific*

journal "MODELING THE DEVELOPMENT OF THE ECONOMIC SYSTEMS".

URL: <https://doi.org/10.31891/mdes/2025-18-29>. С.234-242.

291. Офіс стратегічних рішень. ESG стратегія: які стадії інтеграції у бізнес? Покроковий алгоритм. URL: <https://ukraine-oss.com/esg-strategiya-yaki-stadiyi-integracziyi-u-biznes-pokrokovyj-algorytm/>.

292. Strategic Management and Competitive Advantage: Concepts 6th Edition is written by Jay B. Barney; William S. Hesterly and published by Pearson. 2018. 392 P.

293. Єгорченкова НЮ. Методологія управління проектами в динамічному цифровому середовищі: автореф. дис. ... д-ра техн. наук: 05.13.22. Київ: Київ. нац. ун-т буд-ва і архітектури; 2018. 39 с.

294. Шубалий О.М., Рудь Н.Т., Гордійчук А.І., Шубала І.В., Дзямулич М.І., Хілуха О.А., Косінський П.М. *Управління персоналом: підручник*. 2-ге вид., перероб. і доп. Луцьк: ЛНТУ; 2023. 414 с.

295. Zaabouti, K., & Ben Mohamed, E. Enhancing Technical Efficiency in the Oil and Gas Sector: The Role of CEO Characteristics and Board Composition. *Journal of Risk and Financial Management*. 2025. №18(2). DOI: <https://doi.org/10.3390/jrfm18020080>.

296. Diabsolut. A Dual Approach to Efficiency in Field Service Management: Asset-Centric vs. Customer-Centric Models. URL: <https://diabsolut.com/assetcentriccustomercentric/>.

297. Литвиненко М., Кучина С. Матриці як інструмент прийняття стратегічних управлінських рішень. *E-Conomics*. 2020. No 1 (3). URL: <http://e-conomics.hpi.kh.ua/index.php/journal/article/view/51>.

298. Freishyn M., Brych V., Shevchuk S., Shmanko N. Парадигма децентралізації енергетичної системи України в умовах воєнних ризиків. *Economic Analysis*, 2025. №35(2), С. 693–714. DOI: <https://doi.org/10.35774/econa2025.02.693>.

299. Robert G. Eccles, Ioannis Ioannou, and George Serafeim. The Impact of Corporate Sustainability on Organizational Processes and Performance. URL:

https://www.hbs.edu/ris/Publication%20Files/SSRN-id1964011_6791_edac-7daa-4603-a220-4a0c6c7a3f7a.pdf.

300. Гузь О. Б., Бабенко М. В., Христофорова О. М. Управління підприємствами нафтогазовидобувної галузі в контексті виходу на глобальний ринок. *Вісник ОНУ імені І. І. Мечникова*. 2025. Т. 30. Вип. 2(104). С.48-54.

301. Маслій О. А., Черв'як А. В., Онищенко А. В. Штучний інтелект як драйвер інноваційних трансформацій у нафтогазовій промисловості. *Актуальні питання економічних наук*. 2026. №(23). <https://doi.org/10.5281/zenodo.20458565>.

302. Реформи нафтогазового сектору України. URL: https://chamber.ua/wp-content/uploads/2020/01/reforms_in_oil_and_gas_sector_of_ukraine_ua.pdf.

303. Siebel TM. Digital Transformation: Survive and Thrive in an Era of Mass Extinction. New York: RosettaBooks; 2019. 253 p.

304. Yadigar N. Imamverdiyev. A conceptual model of digital twin for the oil and gas industry. *İnformasiya texnologiyaları problemləri*. 2020. No 2. 41–51.

305. Sherzod Jalilov. Effective Taxation Mechanism and Profitability in Fuel and Energy Industry: Case Study of Selected Oil and Gas Companies in Uzbekistan. *International Journal of Management Science and Business Administration*. 2017. Vol. 4. Issue 1. P. 29-33.

306. Mehdi Mohammadpoor, Farshid Torabi. Big Data analytics in oil and gas industry: An emerging trend. *Petroleum*. 2018. URL: https://www.researchgate.net/publication/329353733_Big_Data_analytics_in_oil_and_gas_industry_An_emerging_trend.

307. Onyshchenko, V., Firman, M. Formation of an adaptive mechanism for ensuring the economic efficiency of oil and gas fields. *Галицький економічний вісник*. 2025. №97(6), P. 46-58. DOI: https://doi.org/10.33108/galicianvisnyk_tntu2025.06.046.

308. Пуцентейло П.Р., Брич В.Я., Гунько С.І. Організаційно-економічний механізм впровадження критичних технологій в енергетичній

сфері. *Інноваційна економіка*. 2023. Вип. 3. С. 106-14. DOI: 10.37332/2309-1533.2023.3.14.

309. Витвицький Я., Пілка М. Формування системи управління підприємствами при розробці родовищ з важковидобувними запасами вуглеводнів. *Економічний аналіз*. Тернопіль. 2019. Том 29. № 3. С. 74-83.

310. Blake A., Roberts M. Comparing petroleum fiscal regimes under oil price uncertainty. *Resources Policy*. 2006. Vol. 31(2). P. 95–105.

311. Dongkun Luo, Na Yan. Assessment of fiscal terms of international petroleum contracts. *Petroleum Exploration and Development*. 2010. Vol. 37. Issue 6. P. 756-762.

312. Daniel P., Keen M., McPherson C. The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles, Problems and Practice. London: Routledge / International Monetary Fund, 2010. 471 P.

313. World bank group. Public–Private Partnerships: Reference Guide. Washington: World Bank Group, 2017. URL: https://ppp.worldbank.org/PPP_Online_Reference_Guide.

314. Word Bank Group. Mulaj Florentina; Holzmann Robert; Perotti Valeria. 2013. Financial Capability in Low- and Middle-Income Countries: Measurement and Evaluation. © World Bank. URL: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/347991468331161428/pdf/798050WP010Fin0Box0379791B00PUBLIC0.pdf>.

315. Multilateral Investment Guarantee Agency. URL: <https://www.weforum.org/organizations/multilateral-investment-guarantee-agency-miga/>

316. U.S. International Development Finance Corporation. <https://www.dfc.gov/>.

317. Digital Oilfield Market (2026 - 2033). URL: <https://surli.cc/jeephq>.

318. Ali M., Zahoor M., Saeed A., Nosheen S. Moderating effect of vertical integration on the relationship between sustainability and performance: evidence

from oil and gas energy sector. *Future Business Journal*. 2023. URL: <https://link.springer.com/article/10.1186/s43093-023-00236-x>.

319. RGU Energy Transition Institute. Centres of Excellence. URL: <https://www.rgueti.com/our-four-knowledge-centres/>.

320. Фірман М.А. Трансформація підходів до оцінки загроз у нафтогазовому секторі України в умовах інтеграції з ЄС. Сталий розвиток: виклики та загрози в умовах сучасних реалій: матеріали III Міжнар. наук.-практ. Інтернет-конф., Полтава, 2025. С. 178–180.

321. Маслій О. А., Черв'як А. В., Онищенко А. В. Організаційно-економічні засади цифрової трансформації нафтогазових компаній: світовий та національний контекст. *Академічні візії*, 2026. №(52). <https://doi.org/10.66556/2786-586X.52.maslii-o>.

322. E.H.E. Suryadarma and T.J. Ai Mapping Predictive Maintenance in SCADA-Based Industries: A literature review. *International Journal of Industrial Engineering and Engineering Management (IJIEEM)*. 2020. Vol. 2. No.1. P.57-70.

323. Фірман М. А. Застосування big data та предиктивної аналітики для оптимізації економічної ефективності нафтогазовидобування. Актуальні аспекти організації бізнес-процесів у сучасних умовах: матер. наук.-практ. конф., Кременчук, 2025. С.246-249.

324. Mashanpin Timur Vasikovich. The Importance of Technical Regulation and Standardization in the Development of Our Country in the Era of the Digital Economy. *Innovative: International Multidisciplinary Journal of Applied Technology (2995-486X)*. 2025. № 3(2). С.28-32. URL: <https://multijournals.org/index.php/innovative/article/view/3087>.

325. Liga 360. ESG та сталий розвиток. URL: <https://topics.ligazakon.net/67faba8b18eb1d301185e9c9>.

326. KPMG. Відновлювана енергетика росте, як і вичопне паливо. Світове енергоспоживання б'є рекорди. URL: <https://kpmg.com/ua/uk/insights/2025/10/vidnovlyuvana-enerhetyka-roste-yak-i-vykopne-palyvo.html>.

327. Mohaymen Alutb. Enhanced oil recovery EOR. 2020/ URL: https://www.researchgate.net/publication/345503486_ENHANCED_OIL_RECOVERY_EOR_Final_Report_Done_by/

328. Zhang C., Wu G., Huang H. and Zhan H. Improvement of oil recovery factor in tight reservoirs: A laboratory approach based on carbon dioxide enhanced oil recovery methods. *Front. Energy Res.* 10:958830. 2022. DOI: 10.3389/fenrg.2022.958830. URL: <https://www.frontiersin.org/journals/energy-research/articles/10.3389/fenrg.2022.958830/full>.

329. J. J. Arps. Analysis of Decline Curves. *Transactions of the American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers (AIME)*. 1945. URL: [https://blasingame.engr.tamu.edu/z_WPA/z_WPA_\(Generic\)/WPA_Various_Tech_Papers_\(Prod_Data_An1\)/SPE_00000_Arps_Decline_Curve_Analysis.pdf](https://blasingame.engr.tamu.edu/z_WPA/z_WPA_(Generic)/WPA_Various_Tech_Papers_(Prod_Data_An1)/SPE_00000_Arps_Decline_Curve_Analysis.pdf).

330. Onyshchenko V. O., Vitryk I. V., Firman M. A. Economic modeling and evaluation of the success of oil and gas field exploration projects in Ukraine. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. 2026. № (2). P. 158 – 166. (Scopus). DOI: <https://doi.org/10.33271/nvngu/2026-2/158>.

ДОДАТКИ

Додаток А

Таблиця А.1

Трактування терміну «механізм» представниками наукових шкіл

Представники наукових шкіл	Визначення
1	2
<i>Механізм - це</i>	
Адам Сміт [36]	система ринкових відносин, що ґрунтуються на взаємодії пропозиції та попиту, що визначає ціни, обсяги виробництва та розподіл ресурсів у економіці
Джон Мейнард Кейнс [37]	взаємодія ринкових сил та впливу державної політики на регулювання споживання, інвестицій та економічного зростання.
Мілтон Фрідман [38]	система вільного підприємництва, конкуренції та ринкових сил, що забезпечують ефективне функціонування економіки без значного втручання уряду.
Лео Гурвиц [39]	взаємодія між суб'єктами і центром відбувається циклічно і включає три етапи: ініціалізацію процесу збором даних від суб'єктів, централізований аналіз отриманої інформації та формування прогнозу, та завершення циклу оголошенням результату
Методика IDEF0 (1981 р. США) [40]	«діяльність підприємства розглядається як процес, представлений у вигляді функціонального блоку, який перетворює «входи» на «виходи» за наявності необхідних ресурсів, механізм розглядається як окремий ресурс»
С.В. Мочерний [41]	система певних елементів, які пов'язані між собою та взаємодіють як єдине ціле
Л.В. Безкоровайна [42]	послідовна зміна станів та сукупність послідовних дій для досягнення певного результату
Т. Гордієнко [33]	динамічна система, яка складається з ряду елементів і визначає порядок якого-небудь виду діяльності
В. Бакуменко [34]	все те, що приводить у рух, тобто до практичної реалізації
С. Мочерний та інші [43]	застосування економічних законів у практичній діяльності, вирішення конфліктів та протиріч, встановлення правил володіння та використання ресурсів, а також координацію різноманітних економічних інтересів
Г. Одинцова [44]	це структурована послідовність дій, спрямованих на вирішення проблем та досягнення поставлених цілей. Вона ґрунтується на фундаментальних принципах і передбачає застосування відповідних методів управління

Продовження табл.А.1

1	2
О. Сватуок [45]	система, що об'єднує мету, функції, завдання та методи управління, які сприяють досягненню кінцевих цілей (результату)
Н.Л. Марусяк [46]	система фінансових стратегій, методів управління ресурсами та інструментів фінансового аналізу, спрямованих на забезпечення стабільної та зростаючої рентабельності підприємства
Т.В. Лазоренко, С.О. Пермінова [47]	сукупність стратегій управління виробництвом, маркетингових дій, ціноутворення, а також використання ресурсів з метою забезпечення максимального рівня прибутковості
О.М.Роїк, А.О., Азарова, М.І.Небава [8]	система стратегічних рішень та дій, спрямованих на досягнення конкурентної переваги, збільшення прибутку та максимізацію вартості для власників
Добрянська Н. А., Дискіна А. А., Калінін Д. О., Черкасов Д. Ф. [48]	сукупність методів, інструментів, управлінських рішень і організаційних структур, що забезпечують досягнення стратегічних цілей інноваційного розвитку
М.А. Саєнсус [49]	система операційних процесів, включаючи планування виробництва, контроль якості, оптимізацію витрат та управління ланцюгом постачання, спрямованих на підвищення ефективності та прибутковості

Джерело: систематизовано автором на основі зазначених джерел

Таблиця А.2

Формулювання понять «господарський механізм» у працях вітчизняних і зарубіжних науковців

Представники наукових шкіл	Визначення
1	2
А. Чухно [50]	невід’ємна частина економічної системи; функціональний аспект виробничих відносин; метод організації та управління виробничими процесами з відповідними формами, методами й інструментами, що втілюють соціально-економічні, організаційно-економічні та науково-технічні принципи й взаємозв’язки для задоволення потреб як окремих господарюючих суб’єктів, так і суспільства загалом.
О.О. Іваницький, В.В. Косенко [51]	«це взаємопов’язана і взаємозалежна система форм, методів, законодавчих норм, а також державних інституцій і організацій, спрямованих на створення умов для результативного ведення господарської діяльності»
С.В. Мочерний [43]	це сукупність ключових форм, методів і засобів застосування економічних законів, вирішення протиріч у суспільному виробництві, реалізації власності, а також сприяння всебічному розвитку людини, формуванню її потреб, створенню системи стимулів і гармонізації економічних інтересів основних соціальних класів та груп
П.Т. Саблук, М.Й. Малік, В.Л. Валентинов [52]	сукупність правил, інституціональну структуру підприємництва, зrealізовану через економічний механізм господарювання
В.І. Кириленко [53]	господарський механізм складається з різних інструментів державного впливу на економіку, таких як податки, субсидії, регулювання цін тощо
В.Д. Базилевич, Н.І. Гражевська, К.С. Базилевич [45]	це система організаційних структур, конкретних форм господарської діяльності, методів управління та правових норм, за допомогою яких підприємство застосовує економічні закони з урахуванням поточної ситуації
О. О. Беляєв, А. С. Бебело [55]	це динамічна система організаційних структур і методів, яка дозволяє ефективно використовувати економічні закони в конкретних умовах і забезпечує адаптацію економіки до змін зовнішнього середовища
О.М. Гребешкова, О. С. Коцюба М. Г. Грещак [56]	це сукупність інструментів і методів, які використовуються для свідомого впливу на економічні процеси та забезпечують взаємодію між органами управління та економічними суб’єктами

Продовження табл. А.2

1	2
І.Ф. Комарницький, П.І. Белінський, П.О. Нікіфоров [57]	це сукупність економічних, правових та інституційних механізмів, які використовуються для свідомого впливу на макроекономічні процеси та забезпечують узгоджене функціонування економіки на загальнонаціональному рівні
Г.В.Осовська [58]	це динамічна система організаційних структур і методів, яка забезпечує реалізацію економічних законів у конкурентному середовищі та сприяє постійному відтворенню економічних ресурсів
В.О.Паламарчук [59]	комплексна структура народногосподарської системи відтворювальної діяльності, яка базується на розумінні дії та взаємодії економічних законів. Це спосіб ведення господарства на загальносуспільному рівні, що включає техніко-економічні та організаційно-економічні відносини, а також ринкові форми і методи функціонування суспільної економіки
Леонід Гурвіч і Стенлі Райтер [9]	математична структура, яка моделює інститути для керівництва та координації економічної діяльності. Такі інституції зазвичай створюють адміністратори, законодавці та службовці приватних компаній для досягнення бажаних цілей. Їхня мета полягає в тому, щоб досягти бажаної мети таким чином, щоб заощадити ресурси, необхідні для роботи установ, і створити стимули, які спонукають до необхідної поведінки
Добрянська Н. А., Лебедева В. В., Ліганенко М. Г., Калінін Д. О. [60]	важливий інструмент для забезпечення стійкого розвитку та конкурентоспроможності підприємств в умовах сучасного ринку
О.М.Супрун [61]	це сукупність організаційно-управлінських структур, інститутів та базису, яка визначає організацію та функціонування економіки, а також слугує основою для розробки та впровадження економічної політики

Джерело: систематизовано автором на основі зазначених джерел

Таблиця А.3

Підходи до трактування поняття «організаційно-економічний механізм»

Представники наукових шкіл	Визначення поняття «організаційно-економічний механізм»
1	2
О.С. Хринюк, М.О. Дергалюк [69]	розглядається як сукупність взаємодіючих організаційних та економічних елементів (суб'єктів, об'єктів, цілей, завдань, методів, важелів, інструментів та форм взаємодії), які забезпечують координацію та регулювання процесів розвитку певної системи. Його дія базується на формуванні та підтриманні комплексу внутрішніх і зовнішніх зв'язків між учасниками економічних відносин на різних рівнях господарювання. Ефективність механізму визначається здатністю адаптуватися до змін середовища шляхом створення нових стимулів, інструментів і зв'язків, які забезпечують досягнення стратегічних та оперативних цілей розвитку.
А. Г. Гончарук [70]	сукупність взаємодіючих методів, інструментів, організаційних структур та відносин між ними, які забезпечують реалізацію управлінських функцій і визначають зміст управлінської діяльності
О. П. Хаєцька [71]	комплекс організаційно-економічних важелів, методів та інструментів, що здійснюють цілеспрямований вплив на економічні процеси суб'єктів господарювання різних рівнів з метою підвищення результативності їх діяльності та раціонального використання ресурсів
О.В. Савченко та В.П. Соловійов [72]	складова системи управління, яка на певному етапі розвитку національної економіки являє собою інтегровану сукупність організаційних та економічних компонентів, що перебувають у тісному взаємозв'язку та забезпечують реалізацію управлінських рішень і досягнення визначених цілей розвитку
І.В. Чукіна [73]	сукупність організаційних та економічних важелів, методів і інструментів, що здійснюють цілеспрямований вплив на параметри системи управління, забезпечуючи формування та зміцнення конкурентних переваг, розвиток організаційно-економічного потенціалу і підвищення ефективності функціонування підприємства в довгостроковій перспективі
А.В. Череп, Д.В. Кривцов [74]	сукупність управлінських дій щодо планування, організації, координації та контролю економічного, виробничого, соціального й інвестиційного розвитку підприємства, що здійснюються за допомогою правових, економічних та організаційних інструментів і спрямовані на ефективне залучення та використання інвестиційних ресурсів, зниження ризиків і забезпечення сталого розвитку інвестиційної діяльності

Продовження табл.А.3

1	2
Г.В. Козаченко [75]	інтегрований управлінський інструмент, який поєднує сукупність елементів управління та механізмів їх організаційного, інформаційного, мотиваційного і правового забезпечення, забезпечуючи досягнення визначених цілей підприємства з урахуванням специфіки його діяльності та умов функціонування
С.С. Савіна [76]	багатокомпонентна система, що об'єднує підсистеми прогнозування, планування, організації, мотивації та інформаційного забезпечення, які у взаємодії забезпечують ефективне управління процесами розвитку та досягнення стратегічних цілей
О.М. Шкільнюк [77]	інтегрована система організаційних, економічних, правових та управлінських заходів, методів і важелів регулювання, яка встановлює порядок їх реалізації та спрямована на досягнення цільових соціально-економічних ефектів і забезпечення сталого розвитку відповідної сфери діяльності
А. М. Соколова [78]	комплексна відкрита система організаційних, економічних, правових, управлінських та регуляторних заходів, методів, інструментів і процесів, які визначають порядок функціонування економічних відносин та забезпечують досягнення цільових економічних, соціальних, екологічних та інших результатів розвитку
Н.А. Добрянська [60]	сукупність методів, інструментів, управлінських рішень і організаційних структур, що забезпечують досягнення стратегічних цілей інноваційного розвитку

Джерело: систематизовано автором на основі зазначених джерел

Додаток Б



Рис. Б.1. Система органів державної влади України, що регулюють доступ до нафтогазоносних надр

Джерело: побудовано автором за [126]

Таблиця Б.1

Вплив нормативно-правових актів на елементи організаційно-економічного механізму використання
нафтогазових родовищ в Україні

Рівень нормативного регулювання	Нормативно-правовий акт	Ключові положення	Елемент організаційно-економічного механізму	Вплив на економічну ефективність родовищ
1	2	3	4	5
Загальний та кодифікований	Конституція України	Визначення надр як об'єкта власності українського народу; обов'язок держави щодо охорони довкілля	Інституційні засади, державна політика	Формує базові правила доступу до ресурсів та легітимність надрокористування
	Цивільний кодекс України	Регулювання договірних відносин, прав власності, спільної діяльності	Договірно-правовий механізм	Знижує правову невизначеність та інвестиційні ризики
	Кодекс України «Про надра»	Порядок ліцензування, права та обов'язки надрокористувачів, припинення дозволів	Ліцензійно-дозвільний механізм	Забезпечує раціональне використання запасів і контроль ефективності
	Земельний кодекс України	Правовий режим земель під видобувними об'єктами, сервітути, компенсації	Земельно-майновий механізм	Скорочує транзакційні витрати та строки реалізації проектів
Фінансово-податковий	Податковий кодекс України	Податки, амортизація, ПДВ, податок на прибуток	Фінансово-економічний механізм	Визначає рівень рентабельності видобутку
	Податковий кодекс України (розд. IX)	Рентна плата за видобуток нафти і газу	Фіскальний механізм	Безпосередньо впливає на чистий фінансовий результат родовищ

Продовження табл. Б.1

1	2	3	4	5
Спеціальне галузеве	Закон України «Про нафту і газ»	Принципи державної політики, права суб'єктів, доступ до інфраструктури	Галузевий організаційний механізм	Формує умови стабільної виробничої діяльності
	Закон України «Про угоди про розподіл продукції»	Розподіл ризиків, відшкодування інвестицій, залучення капіталу	Інвестиційний механізм	Підвищує ефективність освоєння складних і ризикових родовищ
	Закон України «Про ринок природного газу»	Принципи ринку, тарифи, доступ до ГТС	Ринковий механізм	Забезпечує конкурентні умови реалізації продукції
	Закон України «Про ліцензування видів господарської діяльності»	Умови отримання та анулювання ліцензій	Адміністративно-регуляторний механізм	Підвищує прозорість та передбачуваність діяльності
Підзаконні акти	Постанова КМУ № 615	Порядок надання спецдозволів	Дозвільний механізм	Скорочує регуляторні бар'єри доступу до надр
	Постанови КМУ № 915, № 993	Аукціони, стартова ціна дозволів	Інвестиційно-конкурентний механізм	Підвищують прозорість та інвестиційну привабливість
	Накази Держгеонадр	Надання, зміна, анулювання спецдозволів	Оперативно-регуляторний механізм	Забезпечують контроль ефективності користування надрами
Регуляторно-екологічний (ESG)	Закон «Про охорону навколишнього природного середовища»	Екологічні стандарти та відповідальність	Екологічний механізм	Мінімізує екологічні ризики та штрафні витрати
	Закон «Про оцінку впливу на довкілля»	Обов'язкова ОВД, участь громадськості	ESG-механізм	Запобігає реалізації економічно неефективних проєктів
	Закон «Про забезпечення прозорості у видобувних галузях»	ЕІТІ, розкриття платежів	Механізм прозорості та довіри	Знижує корупційні ризики, підвищує інвестиційну довіру
Безпека та охорона праці	Закон «Про охорону праці»	Вимоги до безпеки праці	Соціально-виробничий механізм	Зменшує втрати від аварій і травматизму
	Закон «Про об'єкти підвищеної небезпеки»	Промислова безпека	Ризик-менеджмент	Запобігає техногенним аваріям

Продовження табл. Б.1

1	2	3	4	5
Міжнародні стандарти	Угода про асоціацію Україна–ЄС	Гармонізація з правом ЄС	Інституційна інтеграція	Підвищує конкурентоспроможність продукції
	Третій і Четвертий енергопакети ЄС	Анбандлінг, декарбонізація	Ринково-екологічний механізм	Визначають довгострокову ефективність родовищ
	ISO 9001, 14001, 45001	Якість, екологія, безпека	Операційний менеджмент	Знижують витрати та підвищують продуктивність

Джерело: систематизовано автором за [3,25, 136-173]

Додаток В

Таблиця В.1

Багаторівнева система індикаторів оцінювання ефективності використання нафтогазових родовищ

Складова оцінювання ефективності використання (блок індикаторів)	Зміст складової (причина включення)	Шифр індикатора	Ключові індикатори	Стимулятор / дестимулятор	Пояснення
1	2	3	4	5	6
Ресурсно-геологічний (G)	Формує вхідні параметри обсягів видобутку для економетричного моделювання та обмеження для імітації Монте-Карло	G_1	Початкові запаси	СТИМУЛЯТОР	Більші запаси підвищують потенціал родовища
		G_2	Залишкові запаси	СТИМУЛЯТОР	Більші залишкові запаси означають довший життєвий цикл
		G_3	Коефіцієнт заміщення запасів (RRR)	СТИМУЛЯТОР	RRR > 1 свідчить про відтворення ресурсної бази
		G_4	Рівень виснаженості	ДЕСТИМУЛЯТОР	Чим вищий рівень виснаженості, тим гірший стан родовища
Виробничо-технологічний (T)	Визначає виробничу функцію родовища та динаміку завантаження інфраструктури збору й підготовки флюїдів	T_1	Обсяги видобутку	СТИМУЛЯТОР	Відображає виробничий потенціал
		T_2	Темпи падіння базового видобутку	ДЕСТИМУЛЯТОР	Чим вищі темпи падіння, тим гірше
		T_3	Середній дебіт	СТИМУЛЯТОР	Вищий дебіт – краща продуктивність
		T_4	Коефіцієнт експлуатаційної готовності	СТИМУЛЯТОР	Вища готовність – краща ефективність

Продовження табл.В.1

1	2	3	4	5	6
Економічний (E)	Виступає базою для виявлення економетричних зв'язків між ціною, податковим навантаженням та фінансовим результатом	E_1	Повна собівартість	ДЕСТИМУЛЯТОР	Менші витрати – краще
		E_2	Структура ОПЕХ	ДЕСТИМУЛЯТОР	Менші витрати – краще
		E_3	Питома рентна плата	ДЕСТИМУЛЯТОР	Вищий фіскальний тиск знижує ефективність
		E_4	ЕВІТДА	СТИМУЛЯТОР	Більше – краще
		E_5	Чистий прибуток	СТИМУЛЯТОР	Більше – краще
Інвестиційний (I)	Оцінює стійкість інвестиційних індикаторів до воєнно-економічних шоків	I_1	Обсяг капітальних інвестицій (CAPEX)	СТИМУЛЯТОР	Підвищує інвестиційну активність
		I_2	NPV	СТИМУЛЯТОР	Стандартний стимулятор
		I_3	IRR	СТИМУЛЯТОР	Стандартний стимулятор
		I_4	PI	СТИМУЛЯТОР	Стандартний стимулятор
		I_5	PP	ДЕСТИМУЛЯТОР	Менший строк окупності – краще
Організаційно-управлінський (M)	Оцінює адаптивність організаційної структури компанії та ефективність взаємодії з державою (ліцензування, СЕО)	M_1	Рівень цифровізації (наявність 3D-моделей)	СТИМУЛЯТОР	Вища цифровізація – краща керованість
		M_2	Швидкість узгодження проєктів	СТИМУЛЯТОР	Підвищує кількість погоджених процедур за період
		M_3	Витрати на управління ризиками	СТИМУЛЯТОР	Формує стійкість в умовах війни
Воєнно-безпековий (S)	Визначає межі зміни змінних (ціна, витрати) та премію за ризик у ставці дисконту	S_1	Індекс територіального ризику (близькість до лінії фронту/кордону)	ДЕСТИМУЛЯТОР	Чим вищий ризик, тим гірше
		S_2	Частота зупинок через обстріли/блекаути	ДЕСТИМУЛЯТОР	Чим частіше зупинки, тим нижча ефективність

Джерело: розроблено автором.

Додаток Г

Таблиця Г.1

Зведена матриця оцінок експертів щодо вагомості складових діагностики використання нафтогазових родовищ України

Експерт/індикатор	Ресурсно-геологічний (G)				Виробничо-технологічний (T)				Економічний (E)					Інвестиційний (I)					Організаційно-управлінський (M)			Военно-безпековий (S)		
	G ₁	G ₂	G ₃	G ₄	T ₁	T ₂	T ₃	T ₄	E ₁	E ₂	E ₃	E ₄	E ₅	I ₁	I ₂	I ₃	I ₄	I ₅	M ₁	M ₂	M ₃	S ₁	S ₂	
Науковці																								
Експерт 1	7	8	6	5	8	4	5	6	8	6	6	9	10	8	10	9	7	6	10	8	7	5	3	
Експерт 2	6	7	5	4	7	3	4	5	5	7	5	10	9	9	9	10	6	5	9	7	6	4	2	
Експерт 3	5	9	4	3	6	2	3	4	6	5	7	8	7	6	8	8	5	6	7	9	5	3	3	
Експерт 4	8	6	7	5	5	6	3	3	7	7	8	7	8	5	7	9	7	8	8	6	6	2	4	
Експерт 5	7	5	4	6	9	5	6	7	9	4	4	6	10	7	9	6	6	5	10	7	8	4	1	
Експерт 6	5	7	6	7	4	4	3	5	4	5	7	5	9	8	10	7	7	7	8	7	4	5	2	
Експерт 7	9	6	7	5	5	3	5	6	8	8	6	8	8	6	9	8	5	6	9	7	5	4	5	
Вагомість індикатора	ω_G				ω_T				ω_E					ω_I					ω_M			ω_S		
	0,15				0,15				0,15					0,20					0,10			0,25		
Фахівці підприємств нафтогазової галузі																								
Експерт 8	9	8	7	6	9	5	7	10	6	5	3	8	9	7	9	8	7	5	7	2	1	6	4	
Експерт 9	8	10	5	7	6	3	9	7	5	4	4	6	8	9	7	7	6	7	6	3	4	5	6	
Експерт 10	10	8	7	8	7	5	7	8	4	6	3	7	9	8	5	8	5	7	5	2	1	6	5	
Експерт 11	7	9	9	10	10	6	10	9	5	3	4	5	5	6	8	6	8	8	9	5	3	4	3	
Експерт 12	9	7	6	8	7	4	8	7	4	3	5	4	4	5	6	5	6	4	7	4	5	5	4	
Експерт 13	9	10	8	7	9	8	10	9	6	5	4	3	2	7	5	6	5	3	5	5	4	3	7	
Експерт 14	10	8	7	8	10	9	7	8	6	7	5	6	7	5	8	7	6	5	5	6	6	4	4	
Експерт 15	9	10	8	9	8	7	10	9	4	6	7	5	3	7	9	8	5	4	7	5	5	6	7	
Вагомість індикатора	ω_G				ω_T				ω_E					ω_I					ω_M			ω_S		
	30%				15%				15%					20%					10%			10%		

Джерело: розроблено автором на основі опитування експертів

*1 бал відповідав найнижчому рівню значущості показника, а 10 балів – найвищому рівню його впливу на ефективність використання нафтогазових родовищ



1 – державний кордон; 2 – нафтогазоносні провінції та області; 3 – межі геоструктурних елементів; Західноукраїнський нафтогазоносний регіон: I – Карпатська нафтогазоносна провінція, IV – Волино-Подільська нафтогазоносна область; Східноукраїнський нафтогазоносний регіон: II – Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область; Південноукраїнський нафтогазоносний регіон: III – Причорноморсько-Кримська нафтогазоносна провінція

Рис. Д.1. Схематична карта України та її нафтогазогеологічного районування

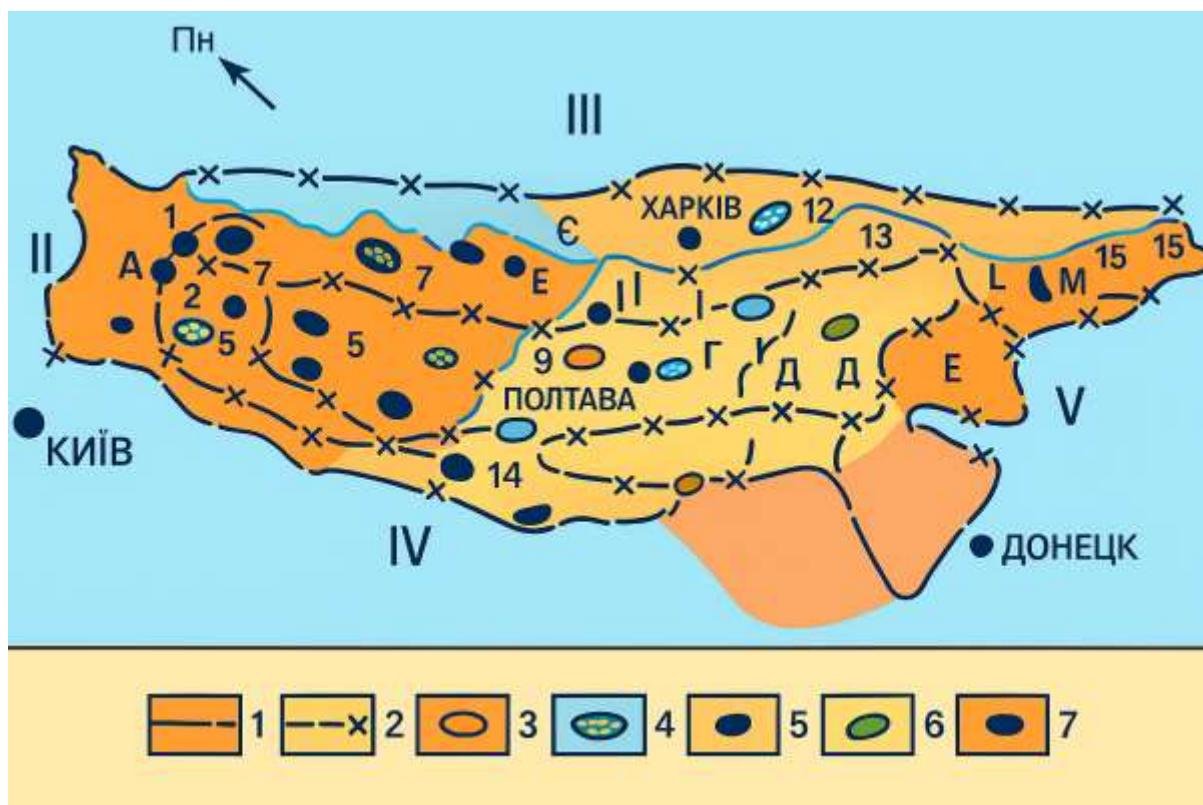
Джерело: побудовано автором за [243]

Таблиця Д.1

Перспективні нафтогазоносні провінції та області території України

Нафтогазоносні провінції (адміністративна приуроченість)	Нафтогазоносні області в межах України	Тектонічна позиція нафтогазоносних областей	Площа перспективних ділянок, тис. км ²	Максимальна потужність осадового чохла в області, км	Об'єм осадового виповнення, млн. км ²	Нафтогазоносність	Стратиграфічний діапазон нафтогазоносності	
							визначений	перспективний
Дніпровсько-Прип'ятська (Україна і Білорусь)	Дніпровсько-Донецька	Східноєвропейська давня платформа (ДДЗ)	70	16	0,7	газонафтоносна	D–J	D–P1
Карпатська (Україна, Польща, Румунія, Угорщина, Словаччина)	Передкарпатська, Складчастих Карпат,	Альпійський крайовий прогин, Альпійська складчаста область	20	10	0,2	нафтогазоносна	J–N	J–N
			13,3	12	0,16		K2–P	K1–P
Причорноморсько-Північнокавказько-Мангишлакська (Україна, росія Казахстан)	Закарпатська	Те ж саме	4	3	0,008	газонафтоносна	N	K–N
	Причорноморсько-Кримська	Молода платформа (Скіфська плита)	80	8	0,4	газонафтоносна	K–P	PZ–K1
		Східноєвропейська давня платформа	4	12	0,3	нафтогазоносна	K–P	K–P
	Індоло-Кубанська (західна частина) Волино-Подільська	Альпійський крайовий прогин Східноєвропейська давня платформа	28,3	8	0,084	газонафтоносна	D	D–C

Джерело: складено автором за [214].



1 – крайові розломи; 2 – межі нафтогазоносних районів (райони – літери А-М); 3 – перспективні площі; родовища (цифри на карті від 1 до 15): 4 – газові, 5 – нафтогазові (газонафтові), 6 – нафтові, 7 – газоконденсатні (нафтогазоконденсатні)

Рис. Д.2. Схематична карта Східноукраїнського нафтогазоносного регіону

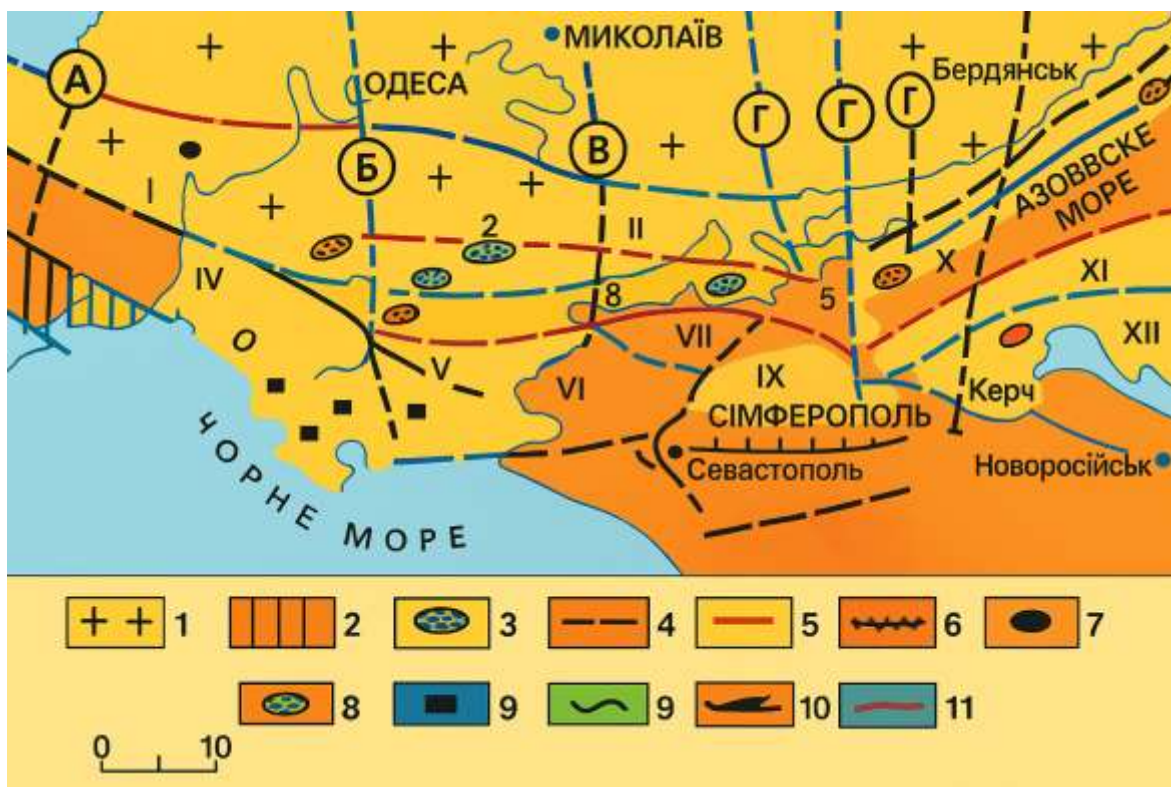
Джерело: побудовано автором за [243].



1 – нафтові родовища; 2 – газові родовища; 3 – межі нафтогазоносних провінцій і областей. Нафтогазоносні області (тектонічні елементи): I – Передкарпатська (А – Більче-Волицька газонасна зона, Б – Бориславсько-Покутська газонафтоносна зона); II – Складчастих Карпат; III – Закарпатська; IV – Волино-Подільська

Рис. Д.3. Схематична карта Західноукраїнського нафтогазоносного регіону

Джерело: побудовано автором за [243].



1 – Східноєвропейська платформа; складчасті споруди: 2 – Добруджі, 3 – Гірського Криму; 4 – основні тектонічні шви; 5 – субмеридіанні розломи (літери А-Е); 6 – розривні порушення насувного характеру; родовища (цифри на карті від 1 до 8): 7 – нафтові, 8 – газові; 9 – виходи природного газу з дна моря; межі структур: 10 – прогинів, 11 – піднять

Рис. Д.4. Схематична карта Південноукраїнського нафтогазоносного регіону

Джерело: побудовано автором за [243].

Додаток Е

Таблиця Е.1

Вхідні дані (x) для навчання нейронної мережі

Родовище	Найменша товщина нафтоносних утворень (м)	Найбільша товщина нафтоносних утворень (м)	Газовий фактор (м ³ /м ³)	Температура пластів (°C)	Пористість %	Проникність	Вміст нафти та газу у пласті (нафтонасиченість %/газонасиченість, %)	Глибина залягання (м)	Дебіт води (м ³ /доб)	Дебіт нафти (м ³ /доб)	Дебіт газу (м ³ /доб)	Обсяг видобутої нафти (тис. барелів)	Обсяг видобутого газу (тис. м ³)	Проектна глибина свердловини (м)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Новоукраїнське	8,2	15,7	85,3	75,4	18,2	120,5	65/5	3812	12,3	24,5	2089	345	4567	2600
Скороходівське	12,1	18,9	120,4	82,1	22,5	85,3	58/4	3629	45,2	18,7	2251	287	3500	3350
Великобубнівське	5,5	10,2	95,7	79,8	15,8	65,8	70/2	2986	8,9	32,1	3073	500	7500	2200
Артюхівське	20,3	25,6	150,2	85,6	19,3	210,7	55/8	3994	120,5	15,2	2283	220	3300	2900
Коржівське	7,8	14,2	100,5	77,3	16,7	95,2	60/5	4304	18,7	20,5	2060	310	4800	2300
Перекопівське	9,4	16,8	110,2	80,1	17,4	150,8	62/3	4747	22,1	28,3	3116	420	6200	2500
Анастасівське	11,2	19,5	92,4	76,5	20,1	180,5	68/6	4528	30,5	22,4	2070	380	5900	2850
Липоводолінське	6,7	12,3	130,8	83,2	14,5	75,4	57/7	4838	50,0	16,8	2197	265	3800	3450
Південно-Панасівське	14,5	22,1	88,9	78,7	21,3	190,2	63/4	2954	15,8	26,7	2374	410	6000	2700
Куличихінське	8,9	17,2	105,6	81,3	16,2	100,3	59/6	3885	25,4	19,3	2038	295	4200	2900
Тимофіївське	10,3	15,6	90,5	84,5	18,9	160,7	54/9	4137	65,3	14,5	2037	240	3600	3200
Качанівське	18,4	24,8	95,0	79,2	23,7	220,9	67/3	1470	10,2	35,8	3401	520	7800	2150
Рибальське	7,2	13,5	115,3	77,8	15,3	90,1	61/4	2254	20,3	23,6	2719	350	2100	2300
Качалівське	13,8	20,4	100,8	80,9	19,8	130,4	64/5	4382	18,9	27,2	2742	395	5800	2750
Сахалінське	9,7	17,8	125,7	83,8	17,1	145,2	56/8	4308	55,6	15,7	1973	255	3700	3500
Карайкозівське	11,5	19,2	90,1	76,2	20,7	175,3	69/4	5196	14,7	29,4	2649	430	6300	2600
Богданівське	6,3	11,8	95,4	85,1	14,2	70,6	53/10	2243	70,8	12,8	1733	210	3200	3600
Глинсько-Розбишівське	22,7	28,3	80,5	74,8	24,1	240,0	71/2	1890	7,5	40,2	3236	580	8500	2000
Гнідинцівське	25,0	32,0	75,0	72,0	25,0	300,0	72/3	1880	5,0	45,0	3375	650	9200	1800
Західно-Харківцівське	19,8	26,5	88,0	78,0	21,0	210,0	66/4	4800	9,0	38,0	3344	550	8000	2400
Леляківське	23,5	30,2	70,5	73,5	23,5	280,0	70/4	1884	6,5	42,5	2996	620	8800	1900
Матвіївське	16,2	23,7	95,5	79,0	20,5	195,0	68/5	3826	11,0	33,0	3152	480	7200	2300

Продовження табл.Е.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Мільківське	14,0	21,5	105,0	80,0	18,0	160,0	64/6	1870	15,0	28,0	2940	410	6100	2500
Опішнянське	10,5	18,0	115,0	81,0	17,5	145,0	60/7	3790	20,0	25,0	2875	370	5500	2600
Радченківське	27,0	35,0	65,0	70,0	26,0	350,0	75/2	1198	4,0	50,0	3250	720	10000	1700
Середняківське	8,0	15,0	100,0	77,0	16,0	100,0	62/5	4540	22,0	22,0	2200	320	4800	2700
Скоробагатьківське	13,0	20,0	90,0	76,0	19,0	170,0	65/4	3380	17,0	26,0	2340	380	5600	2800
Яблунівське	11,0	17,0	110,0	82,0	18,0	140,0	59/6	5101	25,0	20,0	2200	290	4300	2900
Сагайдацьке	17,0	24,0	85,0	75,0	22,0	230,0	67/3	1690	12,0	34,0	2890	500	7400	2200
Гнатівське	9,0	16,0	120,0	83,0	15,0	85,0	55/8	2380	40,0	18,0	2160	260	3800	3300
Голубівське	7,5	14,0	130,0	84,0	14,5	75,0	54/9	1325	55,0	15,0	1950	230	3400	3400
Зачепилівське	10,0	18,5	95,0	79,5	17,8	155,0	63/5	1225	28,0	21,0	1995	310	4600	3000
Кременівське	14,2	21,0	105,5	80,5	20,2	185,0	66/8	2303	13,0	30,0	3165	440	6500	2400
Лиманське	6,0	12,5	94,0	85,5	13,5	65,0	52/11	1699	75,0	11,0	1540	180	2900	3700
Личківське	15,0	22,0	87,0	76,5	21,5	200,0	68/3	3751	11,0	32,0	2784	470	6900	2300
Новогригорівське	8,5	16,5	112,0	81,5	16,8	110,0	60/7	1990	30,0	19,0	2128	280	4100	3100
Новомиколаївське (Мовчанівське)	9,8	18,5	122,0	82,5	16,2	88,0	57/8	2500	38,0	18,0	2196	275	4100	3200
Решетниківське	10,2	18,0	108,0	78,5	18,8	125,0	63/5	530	28,5	21,5	2322	315	4650	2800
Суходолівське	8,5	15,0	132,0	84,0	15,5	78,0	53/9	3588	62,0	13,2	1742	195	3050	3550
Східно-Новоселівське	12,8	20,2	92,0	77,2	20,5	175,0	66/4	1885	15,5	28,5	2622	420	6150	2500
Юр'ївське	8,8	16,3	102,0	76,8	17,0	105,0	61/5	1625	21,5	23,8	2429	360	5300	2650
Дружелюбівське	13,5	20,1	88,5	77,5	19,2	165,0	64/5	2284	16,0	27,0	2376	405	5950	2400
Кузьмичівське	9,2	15,8	115,0	81,8	16,5	95,5	59/6	2390	26,0	20,2	2323	305	4450	2900
Кузьмичівсько-Недільне	11,0	18,5	107,0	80,2	18,0	135,0	62/5	2580	23,0	24,5	2605	370	5400	2750
Мигринське	15,5	23,0	93,0	78,0	20,8	190,0	67/3	2300	12,5	31,5	2968	460	6850	2450
Недільне	7,5	14,5	125,0	83,5	15,0	80,0	56/7	2302	47,0	17,0	2125	260	3900	3350
Ольгівське	10,2	17,8	99,0	79,0	17,2	125,0	63/4	2670	24,5	22,0	2178	335	4900	2850
Скворцівське	6,8	13,2	135,0	84,2	14,2	68,0	54/9	3036	58,0	14,5	1958	225	3500	3450
Хухрянське	12,8	19,5	96,0	77,0	20,0	155,0	65/5	3280	19,0	26,5	2540	390	5700	2700
Юліївське	9,5	16,0	118,0	82,0	16,8	110,0	58/7	3800	32,0	18,5	2183	280	4100	3100
Східницьке	5,0	9,5	95,0	86,0	13,0	60,0	50/12	3812	80,0	10,0	1450	160	2800	3800
Бориславське	20,0	28,0	78,0	74,0	23,0	260,0	70/3	4000	8,0	38,0	2964	570	8200	2050
Іванківське	11,5	18,0	104,0	79,5	18,5	140,0	64/5	1200	20,0	25,0	2600	375	5500	2600
Танявське	14,5	21,8	92,0	76,0	21,0	180,0	68/4	500	14,0	30,0	2760	450	6600	2400
Північно-Долинське	16,0	24,0	85,0	75,5	22,0	225,0	69/3	600	10,5	33,5	2845	490	7200	2300
Стругинське	8,0	14,5	112,0	81,0	16,0	98,0	60/6	2345	27,0	21,0	2352	320	4700	2950
Луквинське	17,5	25,0	83,0	74,5	23,5	245,0	71/3	1670	9,5	36,0	2808	530	7800	2200

Продовження табл.Е.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Росільнянське	9,0	16,5	108,0	80,5	17,5	120,0	62/5	1100	23,5	23,0	2484	340	5000	2800
Південно-Гвіздецьке	13,0	20,5	97,0	77,8	19,5	170,0	65/4	3165	18,0	26,8	2599	400	5900	2750
Битків-Бабченське	10,5	18,2	103,0	79,8	18,2	130,0	63/3	1000	22,0	24,0	2472	355	5200	2850
Довбушанське	7,0	13,8	128,0	83,8	14,8	72,0	55/8	2886	52,0	16,5	2112	250	3700	3400
Борзівське	11,8	19,0	94,0	76,5	20,3	160,0	66/4	509	17,5	27,0	2538	390	5700	2600

Джерело: складено автором за [243].

Таблиця Е.2

Детермінанти ефективності використання нафтогазових родовищ України (У)

Родовище	Найменша товщина нафтоносних утворень (м)	Найбільша товщина нафтоносних утворень (м)	Газовий фактор (м ³ /м ³)	Температура пластів (°С)	Пористість %	Проникність	Вміст нафти та газу у пласті (нафтонасиченість %/газонасиченість %)	Глибина залягання покриву продуктивного	Дебіт води (м ³ /доб)	Дебіт нафти (м ³ /доб)	Дебіт газу (м ³ /доб)	Обсяг видобутої нафти (тис. барелів)	Обсяг видобутого газу (тис. м ³)	Проектна глибина свердловини (м)	NPV (млн. дол. США)	IRR (%)	Термін окупності (років)	Тип категорії	Область	Нафтогазоносний регіон	Близькість до лінії фронту/кордону (далеко / помірно / підвищений ризик / прифронтова)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Новоукраїнське	8,2	15,7	85,3	75,4	18,2	120,5	65/5	3812	12,3	24,5	2089	345	4567	5600	1,34	17,8	4	Нафтове	Харківська	Дніпровсько-Донецький	підвищений ризик
Скороходівське	12,1	18,9	120,4	82,1	22,5	85,3	58/4	3629	45,2	18,7	2251	287	3500	5350	-1,89	5,14	>15	Газове	Харківська	Дніпровсько-Донецький	підвищений ризик
Великобубнівське	5,5	10,2	95,7	79,8	15,8	65,8	70/2	2986	8,9	32,1	3073	500	7500	4200	5,95	41,0	3	Нафтове	Сумська	Дніпровсько-Донецький	близько до кордону
Артохівське	20,3	25,6	150,2	85,6	19,3	210,7	55/8	3994	120,5	15,2	2283	220	3300	4900	-2,21	2,56	9	Нафтове	Сумська	Дніпровсько-Донецький	близько до кордону
Коржівське	7,8	14,2	100,5	77,3	16,7	95,2	60/5	4304	18,7	20,5	2060	310	4800	6300	1,37	18,7	4	Нафтове	Сумська	Дніпровсько-Донецький	близько до кордону
Перекопівське	9,4	16,8	110,2	80,1	17,4	150,8	62/3	4747	22,1	28,3	3116	420	6200	6500	3,36	26,8	3	Нафтове	Сумська	Дніпровсько-Донецький	близько до кордону
Анастасівське	11,2	19,5	92,4	76,5	20,1	180,5	68/6	4528	30,5	22,4	2070	380	5900	6850	1,60	18,3	4	Нафтове	Сумська	Дніпровсько-Донецький	близько до кордону
Липоводолінське	6,7	12,3	130,8	83,2	14,5	75,4	57/7	4838	50	16,8	2197	265	3800	6450	-2,57	2,78	9	Нафтове (низьк.)	Сумська	Дніпровсько-Донецький	близько до кордону
Південно-Панасівське	14,5	22,1	88,9	78,7	21,3	190,2	63/4	2954	15,8	26,7	2374	410	6000	5700	2,62	22,8	4	Газове	Сумська	Дніпровсько-Донецький	помірний ризик
Куличихінське	8,9	17,2	105,6	81,3	16,2	100,3	59/6	3885	25,4	19,3	2038	295	4200	6900	-0,52	9,89	6	Нафтове	Сумська	Дніпровсько-Донецький	помірний ризик
Тимофіївське	10,3	15,6	90,5	84,5	18,9	160,7	54/9	4137	65,3	14,5	2037	240	3600	6200	-2,50	2,30	9	Газове	Сумська	Дніпровсько-Донецький	помірний ризик
Качанівське	18,4	24,8	95	79,2	23,7	220,9	67/3	1470	10,2	35,8	3401	520	7800	2150	6,53	44,4	2	Нафтове	Сумська	Дніпровсько-Донецький	близько до кордону
Рибальське	7,2	13,5	115,3	77,8	15,3	90,1	61/4	2254	20,3	23,6	2719	350	2100	4300	1,93	21,4	4	Газове	Сумська	Дніпровсько-Донецький	близько до кордону
Качалівське	13,8	20,4	100,8	80,9	19,8	130,4	64/5	4382	18,9	27,2	2742	395	5800	7750	2,16	20,8	4	Нафтове	Харківська	Дніпровсько-Донецький	підвищений ризик
Сахалінське	9,7	17,8	125,7	83,8	17,1	145,2	56/8	4308	55,6	15,7	1973	255	3700	7500	-2,92	1,59	9	Нафтове	Харківська	Дніпровсько-Донецький	підвищений ризик
Карайкозівське	11,5	19,2	90,1	76,2	20,7	175,3	69/4	5196	14,7	29,4	2649	430	6300	9600	3,33	26,2	3	Газове	Харківська	Дніпровсько-Донецький	підвищений ризик
Богданівське	6,3	11,8	95,4	85,1	14,2	70,6	53/10	2243	70,8	12,8	1733	210	3200	4600	-4,18	-3,03	>10	Нафтове	Харківська	Дніпровсько-Донецький	підвищений ризик

Продовження табл.Е.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Глинсько-Розбишівське	22,7	28,3	80,5	74,8	24,1	240	71/2	1890	7,5	40,2	3236	580	8500	3600	8,26	55,4	2	Газоконденсатне	Полтавська	Дніпровсько-Донецький	помірний
Гнідинцівське	25	32	75	72	25	300	72/3	1880	5	45	3375	650	9200	3600	10,3	71,5	2	Нафтове (вис.)	Чернігівська	Дніпровсько-Донецький	помірний
Західно-Харківцівське	19,8	26,5	88	78	21	210	66/4	4800	9	38	3344	550	8000	7400	6,57	41,3	3	Газове	Полтавська	Дніпровсько-Донецький	помірний
Леляківське	23,5	30,2	70,5	73,5	23,5	280	70/4	1884	6,5	42,5	2996	620	8800	3900	9,40	63,6	2	Газове (вис.)	Чернігівська	Дніпровсько-Донецький	помірний
Матвійське	16,2	23,7	95,5	79	20,5	195	68/5	3826	11	33	3152	480	7200	6300	5,24	36,6	3	Газоконденсатне	Полтавська	Дніпровсько-Донецький	помірний
Мільківське	14	21,5	105	80	18	160	64/6	1870	15	28	2940	410	6100	4500	3,14	25,9	3	Газоконденсатне	Полтавська	Дніпровсько-Донецький	помірний
Опішнянське	10,5	18	115	81	17,5	145	60/7	3790	20	25	2875	370	5500	7600	1,97	20,5	4	Газоконденсатне	Полтавська	Дніпровсько-Донецький	відносно безпечно
Радченківське	27	35	65	70	26	350	75/2	1198	4	50	3250	720	10000	3700	12,1	85,5	2	Газоконденсатне	Полтавська	Дніпровсько-Донецький	відносно безпечно
Середняківське	8	15	100	77	16	100	62/5	4540	22	22	2200	320	4800	7700	0,58	14,4	5	Нафтове	Полтавська	Дніпровсько-Донецький	відносно безпечно
Скоробагатьківське	13	20	90	76	19	170	65/4	3380	17	26	2340	380	5600	6800	1,69	18,87	4	Газоконденсатне	Полтавська	Дніпровсько-Донецький	відносно безпечно
Яблунівське	11	17	110	82	18	140	59/6	5101	25	20	2200	290	4300	8900	-0,61	9,49	6	Газове	Полтавська	Дніпровсько-Донецький	відносно безпечно
Сагайдацьке	17	24	85	75	22	230	67/3	1690	12	34	2890	500	7400	3200	5,94	40,	3	Газоконденсатне	Полтавська	Дніпровсько-Донецький	відносно безпечно
Гнатівське	9	16	120	83	15	85	55/8	2380	40	18	2160	260	3800	4300	-2,31	3,40	8	Газове	Полтавська	Дніпровсько-Донецький	помірний
Голубівське	7,5	14	130	84	14,5	75	54/9	1325	55	15	1950	230	3400	3400	-3,24	-0,01	>10	Газоконденсатне	Луганська	Дніпровсько-Донецький	прифронтове
Зачепилівське	10	18,5	95	79,5	17,8	155	63/5	1225	28	21	1995	310	4600	3000	-0,41	10,4	6	Газове	Харківська	Дніпровсько-Донецький	підвищений ризик
Кременівське	14,2	21	105,5	80,5	20,2	185	66/8	2303	13	30	3165	440	6500	4400	4,07	30,5	3	Газоконденсатне	Полтавська	Дніпровсько-Донецький	помірний
Лиманське	6	12,5	94	85,5	13,5	65	52/11	1699	75	11	1540	180	2900	3700	-5,11	-6,39	>10	Газове	Донецька	Дніпровсько-Донецький	прифронтове
Личківське	15	22	87	76,5	21,5	200	68/3	3751	11	32	2784	470	6900	5300	5,00	35,5	3	Газоконденсатне	Дніпропетровська	Дніпровсько-Донецький	відносно безпечно
Новогригорівське	8,5	16,5	112	81,5	16,8	110	60/7	1990	30	19	2128	280	4100	3100	-1,35	6,76	7	Газове	Дніпропетровська	Дніпровсько-Донецький	помірний
Новомиколаївське (Мовчанівське)	9,8	18,5	122	82,5	16,2	88	57/8	2500	38	18	2196	275	4100	5200	-1,70	5,54	7	Газоконденсатне	Полтавська	Дніпровсько-Донецький	відносно безпечно
Решетниківське	10,2	18	108	78,5	18,8	125	63/5	530	28,5	21,5	2322	315	4650	2800	0,21	12,8	5	Газоконденсатне	Полтавська	Дніпровсько-Донецький	відносно безпечно
Суходолівське	8,5	15	132	84	15,5	78	53/9	3588	62	13,2	1742	195	3050	6550	-4,40	-4,17	>10	Нафтове (вис.)	Харківська	Дніпровсько-Донецький	підвищений ризик
Східно-Новоселівське	12,8	20,2	92	77,2	20,5	175	66/4	1885	15,5	28,5	2622	420	6150	3500	3,35	26,8	3	Газоконденсатне	Сумська	Дніпровсько-Донецький	близько до кордону

Продовження табл.Е.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Юр'ївське	8,8	16,3	102	76,8	17	105	61/5	1625	21,5	23,8	2429	360	5300	2650	1,61	18,9	4	Газоконденсатне	Харківська	Дніпровсько-Донецький	підвищений ризик
Дружелобівське	13,5	20,1	88,5	77,5	19,2	165	64/5	2284	16	27	2376	405	5950	4400	3,26	27,0	3	Нафтове	Харківська	Дніпровсько-Донецький	підвищений ризик
Кузьмичівське	9,2	15,8	115	81,8	16,5	95,5	59/6	2390	26	20,2	2323	305	4450	4900	-0,28	10,8	6	Газове	Харківська	Дніпровсько-Донецький	підвищений ризик
Кузьмичівсько-Недільне	11	18,5	107	80,2	18	135	62/5	2580	23	24,5	2605	370	5400	2750	1,58	18,5	4	Газоконденсатне	Харківська	Дніпровсько-Донецький	підвищений ризик
Мигринське	15,5	23	93	78	20,8	190	67/3	2300	12,5	31,5	2968	460	6850	2450	4,41	31,6	3	Газоконденсатне	Харківська	Дніпровсько-Донецький	підвищений ризик
Недільне	7,5	14,5	125	83,5	15	80	56/7	2302	47	17	2125	260	3900	4350	-2,42	3,09	8	Газоконденсатне	Харківська	Дніпровсько-Донецький	підвищений ризик
Ольгівське	10,2	17,8	99	79	17,2	125	63/4	2670	24,5	22	2178	335	4900	2850	0,53	14,1	5	Газоконденсатне	Харківська	Дніпровсько-Донецький	підвищений ризик
Скворцівське	6,8	13,2	135	84,2	14,2	68	54/9	3036	58	14,5	1958	225	3500	5450	-3,46	-0,72	>10	Нафтове	Харківська	Дніпровсько-Донецький	підвищений ризик
Хухрянське	12,8	19,5	96	77	20	155	65/5	3280	19	26,5	2540	390	5700	6700	2,17	21,0	4	Газоконденсатне	Сумська	Дніпровсько-Донецький	помірний
Юліївське	9,5	16	118	82	16,8	110	58/7	3800	32	18,5	2183	280	4100	6100	-1,35	6,76	7	Газове	Харківська	Дніпровсько-Донецький	підвищений ризик
Східницьке	5	9,5	95	86	13	60	50/12	3812	80	10	1450	160	2800	6800	-5,79	-8,80	>10	Важкодобувне	Львівська	Карпатський	безпечно
Бориславське	20	28	78	74	23	260	70/3	4000	8	38	2964	570	8200	2050	7,89	52,6	2	Нафтове (низьк.)	Львівська	Карпатський	безпечно
Іванківське	11,5	18	104	79,5	18,5	140	64/5	1200	20	25	2600	375	5500	2600	2,08	21,0	4	Важкодобувне	Івано-Франківська	Карпатський	безпечно
Танявське	14,5	21,8	92	76	21	180	68/4	500	14	30	2760	450	6600	2400	4,29	31,5	3	Важкодобувне	Львівська	Карпатський	безпечно
Північно-Долинське	16	24	85	75,5	22	225	69/3	600	10,5	33,5	2845	490	7200	2300	5,46	37,6	3	Важкодобувне	Івано-Франківська	Карпатський	безпечно
Струтинське	8	14,5	112	81	16	98	60/6	2345	27	21	2352	320	4700	4950	-0,06	11,7	5	Важкодобувне	Івано-Франківська	Карпатський	безпечно
Луквинське	17,5	25	83	74,5	23,5	245	71/3	1670	9,5	36	2808	530	7800	3200	6,62	44,1	2	Нафтове (низьк.)	Івано-Франківська	Карпатський	безпечно
Росільнянське	9	16,5	108	80,5	17,5	120	62/5	1100	23,5	23	2484	340	5000	2800	0,78	15,2	5	Нафтове	Івано-Франківська	Карпатський	безпечно
Південно-Гвіздецьке	13	20,5	97	77,8	19,5	170	65/4	3165	18	26,8	2599	400	5900	5750	2,28	21,3	4	Нафтове (низьк.)	Івано-Франківська	Карпатський	безпечно
Битків-Бабченське	10,5	18,2	103	79,8	18,2	130	63/3	1000	22	24	2472	355	5200	2850	0,99	16,0	5	Нафтове	Івано-Франківська	Карпатський	безпечно
Довбушанське	7	13,8	128	83,8	14,8	72	55/8	2886	52	16,5	2112	250	3700	5400	-2,78	1,83	9	Важкодобувне	Івано-Франківська	Карпатський	безпечно
Борзівське	11,8	19	94	76,5	20,3	160	66/4	509	17,5	27	2538	390	5700	2600	2,42	22,4	4	Нафтове	Івано-Франківська	Карпатський	безпечно

Джерело: розраховано автором.

Таблиця Е.3

Кластеризація основних нафтогазовидобувних родовищ України

Родовище	№ кластера	Родовище	№ кластера
1	2	4	5
Новоукраїнське	4	Зачепилівське	3
Скороходівське	2	Кременівське	3
Великобубнівське	4	Лиманське	2
Артюхівське	3	Личківське	4
Коржівське	4	Новогригорівське	4
Перекопівське	3	Новомиколаївське	2
Анастасівське	3	Решетниківське	3
Липоводолинське	2	Суходолівське	2
Південно-Панасівське	3	Східно-Новоселівське	3
Куличихінське	4	Юр'ївське	4
Тимофіївське	2	Дружелюбівське	3
Качанівське	1	Кузьмичівське	4
Рибальське	4	Кузьмичівсько-Недільне	3
Качалівське	3	Мигринське	3
Сахалінське	2	Недільне	2
Карайкозівське	3	Ольгівське	4
Богданівське	2	Скворцівське	2
Глинсько-Розбишівське	1	Хухрянське	3

Продовження табл.Е.3

1	2	4	5
Гнідинцівське	1	Юліївське	4
Західно-Харківцівське	1	Східницьке	2
Лесяківське	1	Бориславське	1
Матвіївське	3	Іванківське	3
Мільківське	3	Танявське	3
Опішнянське	3	Північно-Долинське	3
Радченківське	1	Струтинське	4
Середняківське	4	Луквинське	1
Скоробагатьківське	3	Росільнянське	4
Яблунівське	4	Південно-Гвіздецьке	3
Сагайдацьке	3	Битків-Бабченське	3
Гнатівське	2	Довбушанське	2
Голубівське	2	Борзівське	3

Джерело: розраховано автором.

Таблиця Е.4

Матриця нормованих показників комплексної діагностики ефективності використання родовищ за кластерами
(авторська розробка)

Складова оцінювання ефективності використання (блок індикаторів)	Зміст складової (причина включення)	Шифр індикатора	Ключові індикатори	Кластер 1 Суходолівське родовища	Кластер 2 Радченківське родовища	Кластер 3 Гнідинцівське родовища	Кластер 4 Скворцівське родовища
1	2	3	4	5	6	7	8
Ресурсно-геологічний (G)	Формує вхідні параметри обсягів видобутку для економетричного моделювання та обмеження для імітації Монте-Карло	G_1	Початкові запаси	0,42	0,95	0,88	0,31
		G_2	Залишкові запаси	0,55	0,81	0,72	0,22
		G_3	Коефіцієнт заміщення запасів (RRR)	0,11	0,88	0,79	0,15
		G_4	Рівень виснаженості	0,333	1	0,9	0,273
Виробничо-технологічний (T)	Визначає виробничу функцію родовища та динаміку завантаження інфраструктури збору й підготовки флюїдів	T_1	Обсяги видобутку	0,15	0,92	0,85	0,2
		T_2	Темпи падіння базового видобутку	0,21	0,89	0,78	0,14
		T_3	Середній дебіт	0,08	1	0,875	0,113
		T_4	Коефіцієнт експлуатаційної готовності	0,48	0,95	0,91	0,6
Економічний (E)	Виступає базою для виявлення економетричних зв'язків між ціною, податковим навантаженням та фінансовим результатом	E_1	Повна собівартість	0	1	0,877	0,205
		E_2	Структура ОПЕХ	0,12	0,91	0,83	0,25
		E_3	Питома рентна плата	0,35	0,85	0,8	0,4
		E_4	ЕВІТДА	0,05	0,98	0,89	0,18
		E_5	Чистий прибуток	0,02	0,96	0,86	0,12

Продовження табл.Е.4

1	2	3	4	5	6	7	8
Інвестиційний (I)	Оцінює стійкість інвестиційних індикаторів до воєнно-економічних шоків	I_1	Обсяг капітальних інвестицій (CAPEX)	0,08	0,93	0,84	0,19
		I_2	NPV	0,04	0,98	0,89	0,1
		I_3	IRR	0,049	1	0,851	0,086
		I_4	PI	0,05	0,97	0,88	0,11
		I_5	PP	0,1	0,95	0,9	0,15
Організаційно-управлінський (M)	Оцінює адаптивність організаційної структури компанії та ефективність взаємодії з державою (ліцензування, СЕО)	M_1	Рівень цифровізації (наявність 3D-моделей)	0,4	0,6	0,5	0,7
		M_2	Швидкість узгодження проектів	0,5	0,7	0,6	0,65
		M_3	Витрати на управління ризиками	0,3	0,65	0,55	0,6
Воєнно-безпековий (S)	Визначає межі зміни змінних (ціна, витрати) та премію за ризик у ставці дисконту	S_1	Індекс територіального ризику (близькість до лінії фронту/кордону)	0,4	0,85	0,8	0,65
		S_2	Частота зупинок через обстріли/блекаути	0,35	0,9	0,85	0,7

Джерело: розраховано автором.

Таблиця Е.5

Регресійний аналіз оцінювання економічних показників родовищ кластеру
1 (на прикладі Суходолівського родовища)

Параметр	Базова модель (тис. дол.США)	Адаптована (кластерна) модель (тис. дол.США)	Абс. відхилення	Відн. відхилення (%)	Пояснення
Орієнтовна вартість буд. свердловини без ПДВ (тис. дол.США)	4968,82	4963,4	-5,42	99,89	Мінімальне відхилення через стабільні глибинні умови
Орієнтовна вартість буд. свердловини з урахуванням ПДВ (тис. дол.США)	5962,58	5956,08	-6,5	99,89	Пропорційне зростання до вартості без ПДВ
Прибуток (тис. дол.США)	496,882	1737,19	1240,308	349,62	Коригування прибутку через геологічні ризики
Собівартість буд.свердловина, (тис. дол.США)	4471,938	3226,21	-1245,728	72,14	Витрати на термостійкі матеріали (+23% до прогнозу)
Вартість 1 м проникнення без ПДВ (тис. дол.США)	1,66	1,46	-0,2	87,95	Вплив інфляції на обладнання
Вартість 1 м проникнення з ПДВ (тис. дол.США)	1,99	1,8	-0,19	90,45	Комбінований ефект ПДВ та зростання витрат

Джерело: розраховано автором.

Таблиця Е.6

Регресійний аналіз оцінювання економічних показників родовищ кластеру
2 (на прикладі Радченківського родовища)

Параметр	Базова модель (тис. дол.США)	Адаптована (кластерна) модель (тис. дол.США)	Абс. відхилення	Відн. відхилення (%)	Пояснення
Орієнтовна вартість буд. свердловини без ПДВ (тис. дол.США)	1383,4	1401,69	18,29	101,32	Вплив великої товщини пласта (28,5 м)
Орієнтовна вартість буд. свердловини з урахуванням ПДВ (тис. дол.США)	1660,08	1682,03	21,95	101,32	Зростання пропорційно базовій вартості
Прибуток (тис. дол.США)	207,51	490,5915	283,0815	236,42	Виявлення додаткових нафтоносних зон
Собівартість буд.свердловина, (тис. дол.США)	1175,89	911,0985	-264,7915	77,48	Витрати на стабілізацію геологічного середовища
Вартість 1 м проникнення без ПДВ (тис. дол.США)	0,95	1,032	0,082	108,63	Ускладнення проходки через тріщинуватість
Вартість 1 м проникнення з ПДВ (тис. дол.США)	1,14	1,18	0,04	103,51	Збільшення витрат на ізоляційні роботи

Джерело: розраховано автором.

Таблиця Е.7

Регресійний аналіз оцінювання економічних показників родовищ кластеру
3 (на прикладі Гнідинцівського родовища)

Параметр	Базова модель (тис. дол.США)	Адаптована (кластерна) модель (тис. дол.США)	Абс. відхилення	Відн. відхилення (%)	Пояснення
Орієнтовна вартість буд. свердловини без ПДВ (тис. дол.США)	1688,57	1548,43	-140,14	91,70	Вплив великої товщини пласта (28,5 м)
Орієнтовна вартість буд. свердловини з урахуванням ПДВ (тис. дол.США)	2026,28	1858,12	-168,16	91,70	Зростання пропорційно базовій вартості
Прибуток (тис. дол.США)	337,714	541,9505	204,2365	160,48	Виявлення додаткових нафтоносних зон
Собівартість буд.свердловина, (тис. дол.США)	1350,856	1006,4795	-344,3765	74,51	Витрати на стабілізацію геологічного середовища
Вартість 1 м проникнення без ПДВ (тис. дол.США)	1,16	1,03	-0,13	88,79	Ускладнення проходки через тріщинуватість
Вартість 1 м проникнення з ПДВ (тис. дол.США)	1,40	1,22	-0,18	87,14	Збільшення витрат на ізоляційні роботи

Джерело: розраховано автором.

Таблиця Е.8

Регресійний аналіз оцінювання економічних показників родовищ кластеру
4 (на прикладі Скворцівського родовища)

Параметр	Базова модель (тис. дол.США)	Адаптована (кластерна) модель (тис. дол.США)	Абс. відхилення	Відн. відхилення (%)	Пояснення
Орієнтовна вартість буд. свердловини без ПДВ (тис. дол.США)	4159,31	4001,72	-157,59	96,21	Високий дебіт води (58 м ³ /добу)
Орієнтовна вартість буд. свердловини з урахуванням ПДВ (тис. дол.США)	4991,17	4802,06	-189,11	96,21	Пряма залежність від базової вартості
Прибуток (тис. дол.США)	415,931	1400,602	984,671	336,74	Зниження через падіння дебіту нафти
Собівартість буд.свердловина, (тис. дол.США)	3743,379	2601,118	-1142,261	69,49	Витрати на системи водовідведення
Вартість 1 м проникнення без ПДВ (тис. дол.США)	1,21	1,31	0,1	108,26	Зростання витрат на обробку обводнених зон
Вартість 1 м проникнення з ПДВ (тис. дол.США)	1,45	1,55	0,1	106,90	Використання корозійно-стійких труб

Джерело: розраховано автором.

Таблиця Е.9

Статистична характеристика та прогноз економічної ефективності
розробки нафтогазовидобувних родовищ

Показник	Тип родовищ	Середнє значення	σ (стандартне відхилення)	V, коефіцієнт варіації %	Прогноз після впровадження	Δ , %
NPV, млн. дол.США	Нафтові	1,96	3,72	189,8	2,31	+18
	Газові	0,42	2,84	676,2	0,50	+19
	Газоконденсатні	3,72	3,15	84,7	4,39	+18
	Важкодобувні	2,44	2,18	89,3	2,88	+18
IRR, %	Нафтові	20,87	18,63	89,3	23,67	+13
	Газові	12,48	14,12	113,1	15,28	+22
	Газоконденсатні	28,76	16,84	58,6	31,56	+10
	Важкодобувні	25,88	12,41	47,9	28,68	+11
Термін окупності, років	Нафтові	4,9	2,7	55,1	4,0	-18
	Газові	6,4	3,1	48,4	5,5	-14
	Газоконденсатні	3,8	1,4	36,8	2,9	-24
	Важкодобувні	4,2	1,6	38,1	3,3	-21
Рентабельність, %	Нафтові	23,5	12,6	53,6	26,8	+14
	Газові	16,8	10,1	60,1	19,2	+14
	Газоконденсатні	31,7	14,4	45,4	36,1	+14
	Важкодобувні	28,6	13,2	46,1	32,6	+14

Джерело: розраховано автором на основі даних Додатку Е, таблиця Е.2.

Додаток Є

Таблиця Є.1

Сценарний прогноз показників економічної ефективності нафтогазових родовищ після впровадження інноваційних технологій

Родовище	Базовий сценарій			Цифровий сценарій			Інноваційний сценарій			Тип категорії
	NPV (млн, дол. США)	IRR (%)	Термін окупності (років)	NPV (млн, дол. США)	IRR (%)	Термін окупності (років)	NPV (млн, дол. США)	IRR (%)	Термін окупності (років)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Новоукраїнське	1,34	17,8	4,0	1,98	21,3	3,2	2,45	25,2	2,8	Нафтове
Скороходівське	-1,89	5,1	>15	-0,98	8,4	12,0	0,35	12,6	9,5	Газове
Великобубнівське	5,95	41,0	3,0	8,81	48,5	2,4	10,89	56,2	2,1	Нафтове
Артемухівське	-2,21	2,6	9,0	-1,15	6,8	7,5	0,40	11,4	6,2	Нафтове
Коржівське	1,37	18,7	4,0	2,03	22,4	3,1	2,51	26,8	2,7	Нафтове
Перекопівське	3,36	26,8	3,0	4,97	31,8	2,5	6,15	37,5	2,2	Нафтове
Анастасівське	1,60	18,3	4,0	2,37	18,4	3,3	2,93	21,9	2,9	Нафтове
Липоводолинське	-2,57	2,8	9,0	-1,34	6,2	7,8	0,47	10,1	6,5	Нафт. (низьк)
Пд.Панасівське	2,62	22,8	4,0	3,88	27,2	3,3	4,79	32,4	2,8	Газове
Куличихінське	-0,52	9,9	6,0	-0,27	13,5	5,2	-0,10	18,2	4,6	Нафтове
Тимофіївське	-2,50	2,3	9,0	-1,30	6,4	7,6	-0,46	10,8	6,3	Газове
Качанівське	6,53	44,4	2,0	9,66	52,1	1,7	11,95	60,8	1,5	Нафтове
Рибальське	1,93	21,4	4,0	2,86	25,8	3,2	3,53	31,2	2,8	Газове
Качалівське	2,16	20,8	4,0	3,20	24,8	3,3	3,95	30,1	2,9	Нафтове

Продовження табл.Є.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Сахалінське	-2,92	1,6	9,0	-1,52	5,5	8,1	-0,53	9,8	6,8	Нафтове
Карайкозівське	3,33	26,2	3,0	4,93	31,5	2,5	6,10	38,4	2,1	Газове
Богданівське	-4,18	-3,0	>10	-2,17	2,4	9,5	-0,77	7,5	8,1	Нафтове
Глинсько-Розбиш,	8,26	55,4	2,0	12,22	64,8	1,6	15,12	76,2	1,4	Газоконд.
Гнідинцівське	10,3	71,5	2,0	15,29	82,1	1,6	18,90	95,4	1,3	Нафт. (вис)
Західно-Харківц,	6,57	41,3	3,0	9,72	49,2	2,4	12,02	58,5	2,1	Газове
Лесяківське	9,40	63,6	2,0	13,91	74,2	1,6	17,20	88,1	1,4	Газове (вис)
Матвіївське	5,24	36,6	3,0	7,76	43,5	2,5	9,59	51,2	2,2	Газоконд.
Мільківське	3,14	25,9	3,0	4,65	30,8	2,5	5,75	37,2	2,2	Газоконд.
Опішнянське	1,97	20,5	4,0	2,92	24,8	3,3	3,61	30,5	2,8	Газоконд.
Радченківське	12,1	85,5	2,0	18,00	98,4	1,6	22,25	115,2	1,2	Газоконд.
Середняківське	0,58	14,4	5,0	0,86	17,8	4,1	1,06	22,4	3,6	Нафтове
Скоробагатьків,	1,69	18,8	4,0	2,50	22,5	3,4	3,09	27,8	2,9	Газоконд.
Яблунівське	-0,61	9,5	6,0	-0,32	13,2	5,1	-0,11	18,1	4,4	Газове
Сагайдацьке	5,94	40,0	3,0	8,79	48,2	2,4	10,87	57,4	2,1	Газоконд.
Гнатівське	-2,31	3,4	8,0	-1,20	7,2	6,8	-0,42	11,8	5,8	Газове
Голубівське	-3,24	-0,01	>10	-1,68	4,5	9,2	-0,59	9,2	7,6	Газоконд.
Зачепилівське	-0,41	10,4	6,0	-0,21	14,2	5,2	-0,08	19,5	4,5	Газове
Кременівське	4,07	30,5	3,0	6,02	36,4	2,5	7,45	43,8	2,2	Газоконд.
Лиманське	-5,11	-6,4	>10	-2,66	-0,5	>15	-0,94	5,8	9,8	Газове
Личківське	5,00	35,5	3,0	7,40	42,1	2,5	9,15	50,4	2,2	Газоконд.
Новогригорівське	-1,35	6,7	7,0	-0,70	10,5	6,1	-0,25	15,8	5,2	Газове
Новомиколаїв,	-1,70	5,5	7,0	-0,88	9,2	6,2	-0,31	14,5	5,3	Газоконд.
Решетниківське	0,21	12,8	5,0	0,31	15,8	4,3	0,38	20,4	3,8	Газоконд.
Суходолівське	-4,40	-4,1	>10	-2,29	1,5	9,8	-0,81	6,8	8,5	Нафт. (вис)
Східно-Новосел,	3,35	26,8	3,0	4,96	32,1	2,5	6,13	38,5	2,2	Газоконд.
Юр'ївське	1,61	18,9	4,0	2,38	22,4	3,4	2,95	27,2	2,9	Газоконд.

Продовження табл.Є.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Дружелюбівське	3,26	27,0	3,0	4,82	32,4	2,5	5,97	39,8	2,1	Нафтове
Кузьмичівське	-0,28	10,8	6,0	-0,15	14,8	5,1	0,05	21,5	4,2	Газове
Кузьмичів,-Нед,	1,58	18,5	4,0	2,34	22,1	3,3	2,89	26,4	2,9	Газоконд.
Мигринське	4,41	31,6	3,0	6,53	37,5	2,5	8,07	45,2	2,2	Газоконд.
Недільне	-2,42	3,0	8,0	-1,26	6,8	6,9	-0,44	12,1	5,8	Газоконд.
Ольгівське	0,53	14,1	5,0	0,78	17,5	4,2	0,97	22,1	3,6	Газоконд.
Скворцівське	-3,46	-0,7	>10	-1,80	4,2	9,4	-0,63	9,1	7,8	Нафтове
Хухрянське	2,17	21,0	4,0	3,21	25,4	3,3	3,97	30,2	2,9	Газоконд.
Юліївське	-1,35	6,7	7,0	-0,70	10,8	6,2	-0,25	16,2	5,1	Газове
Східницьке	-5,79	-8,8	>10	-3,01	-2,4	>15	-1,06	4,2	11,2	Важкодоб.
Бориславське	7,89	52,6	2,0	11,68	61,2	1,7	14,44	72,5	1,5	Нафт. (низьк)
Іванківське	2,08	21,0	4,0	3,08	25,2	3,3	3,81	30,8	2,8	Важкодоб.
Танявське	4,29	31,5	3,0	6,35	37,4	2,5	7,85	44,9	2,1	Важкодоб.
Пн,-Долинське	5,46	37,6	3,0	8,08	44,5	2,5	9,99	53,8	2,1	Важкодоб.
Струтинське	-0,06	11,7	5,0	-0,03	15,6	4,2	0,11	22,4	3,5	Важкодоб.
Луквинське	6,62	44,1	2,0	9,80	51,8	1,7	12,11	62,5	1,5	Нафт. (низьк)
Росільнянське	0,78	15,2	5,0	1,15	18,8	4,1	1,43	24,1	3,5	Нафтове
Пд,-Гвіздецьке	2,28	21,3	4,0	3,37	25,6	3,3	4,17	31,4	2,8	Нафт. (низьк)
Битків-Бабчен,	0,99	16,0	5,0	1,47	19,5	4,2	1,81	24,8	3,6	Нафтове
Довбушанське	-2,78	1,8	9,0	-1,45	5,4	8,2	-0,51	10,2	6,9	Важкодоб.
Борзівське	2,42	22,4	4,0	3,58	26,8	3,3	4,43	32,5	2,9	Нафтове

Джерело: розраховано автором.

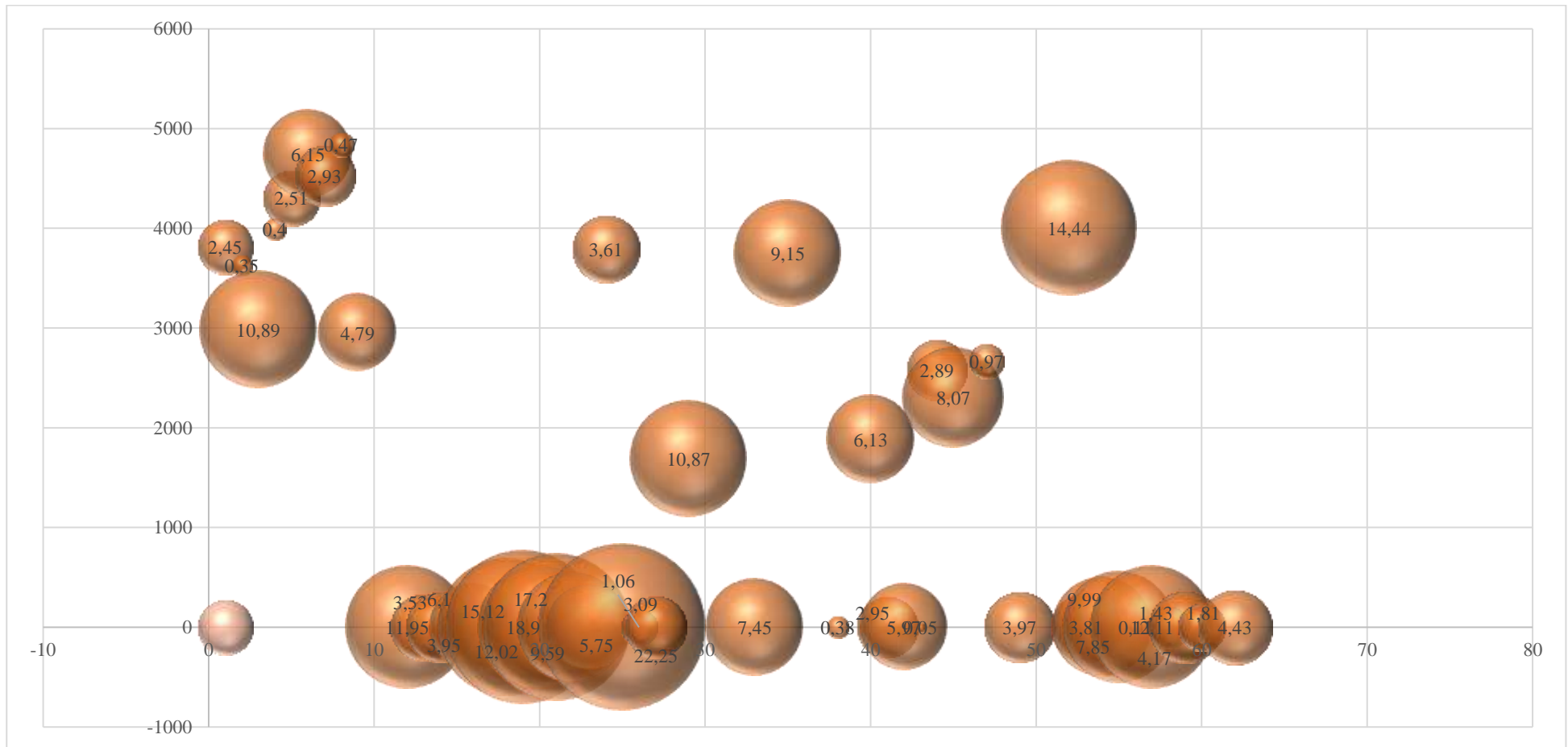


Рис. Є.1. Бульбашкова карта залежності NPV від глибини залягання при базовому сценарії

Джерело: побудовано автором.

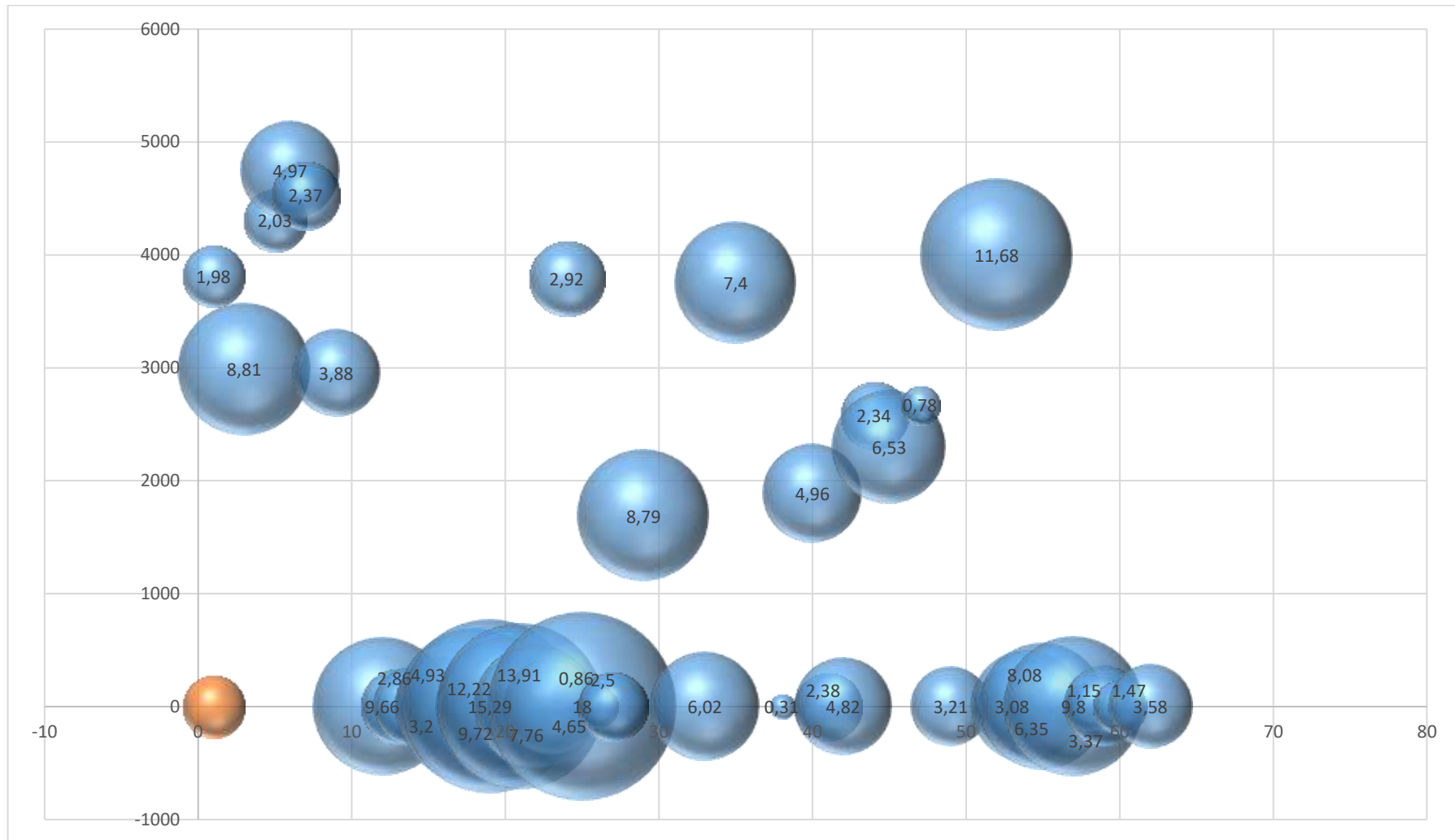


Рис. Є.2. Бульбашкова карта залежності NPV від глибини залягання при цифровому сценарії

Джерело: побудовано автором.

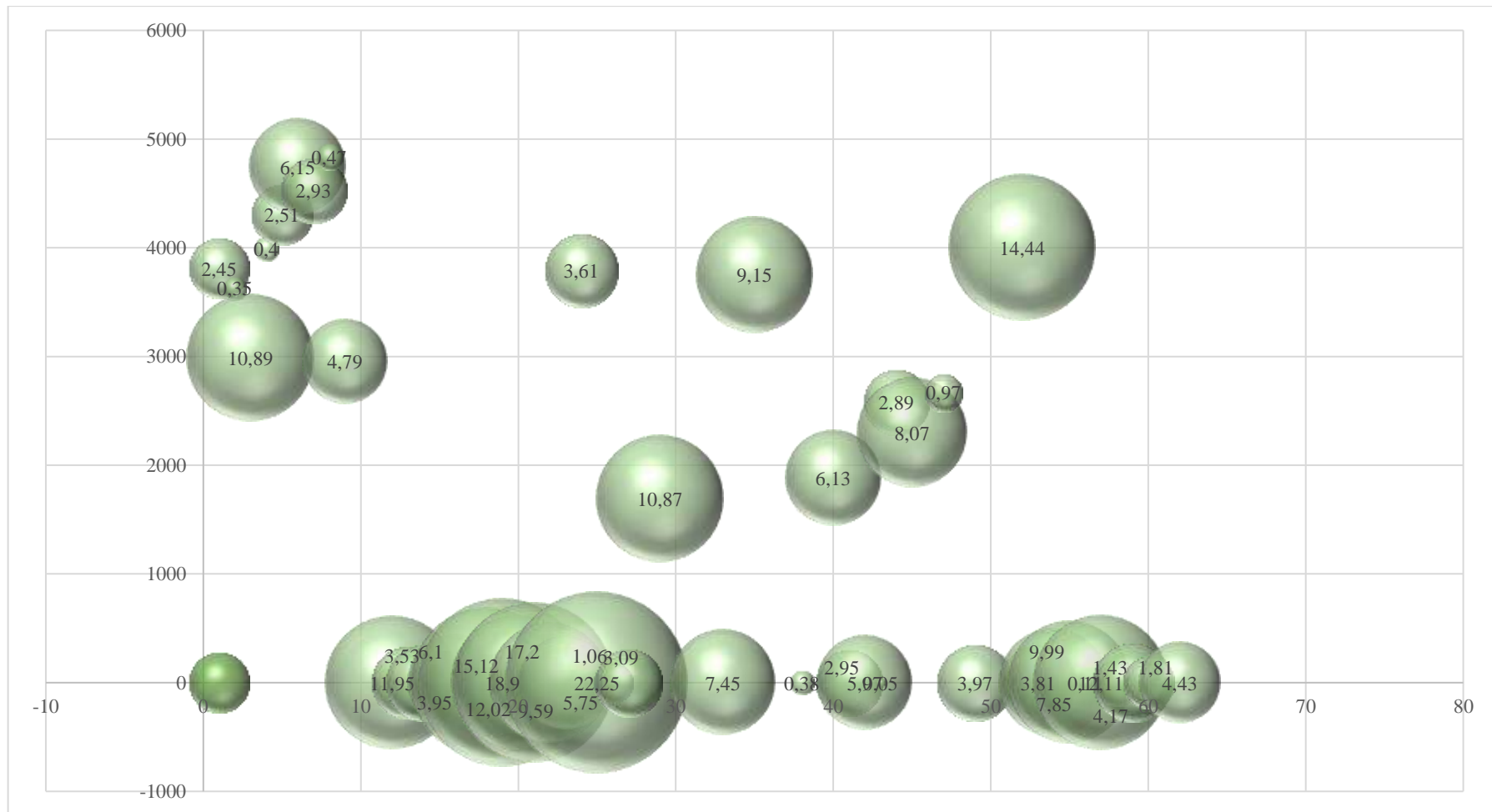


Рис. Є.3. Бульбашкова карта залежності NPV від розміру залягання при інноваційному сценарії

Джерело: побудовано автором.

Додаток Ж

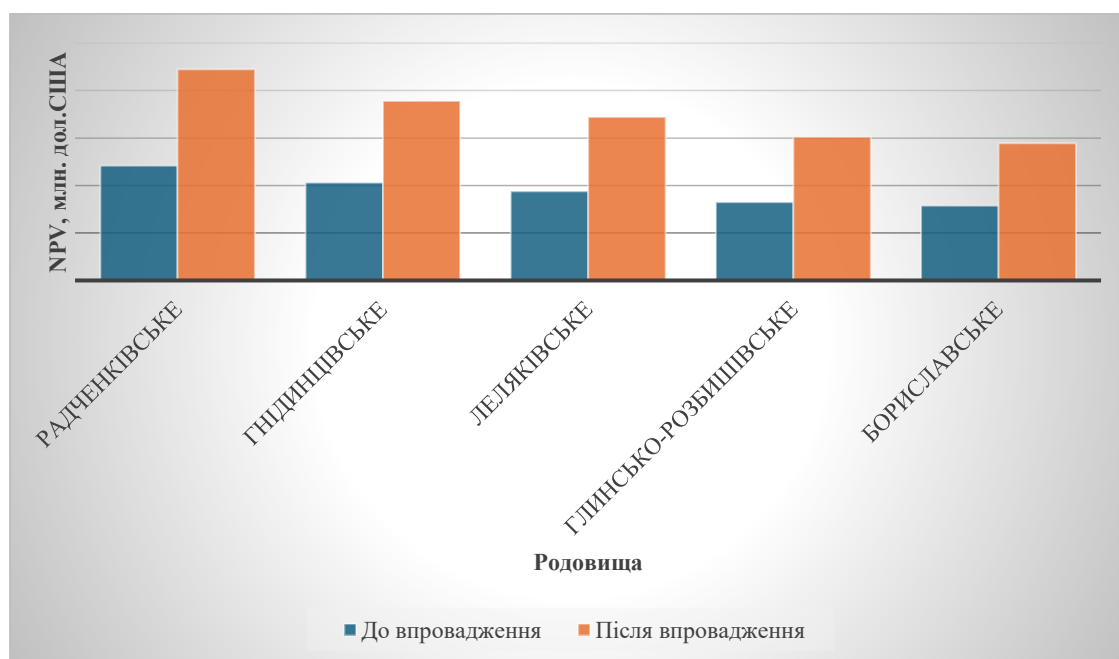


Рис. Ж.1. Динаміка NPV до та після впровадження інновацій (матриці Дій)

Джерело: побудовано автором на основі додатку Е та Є.

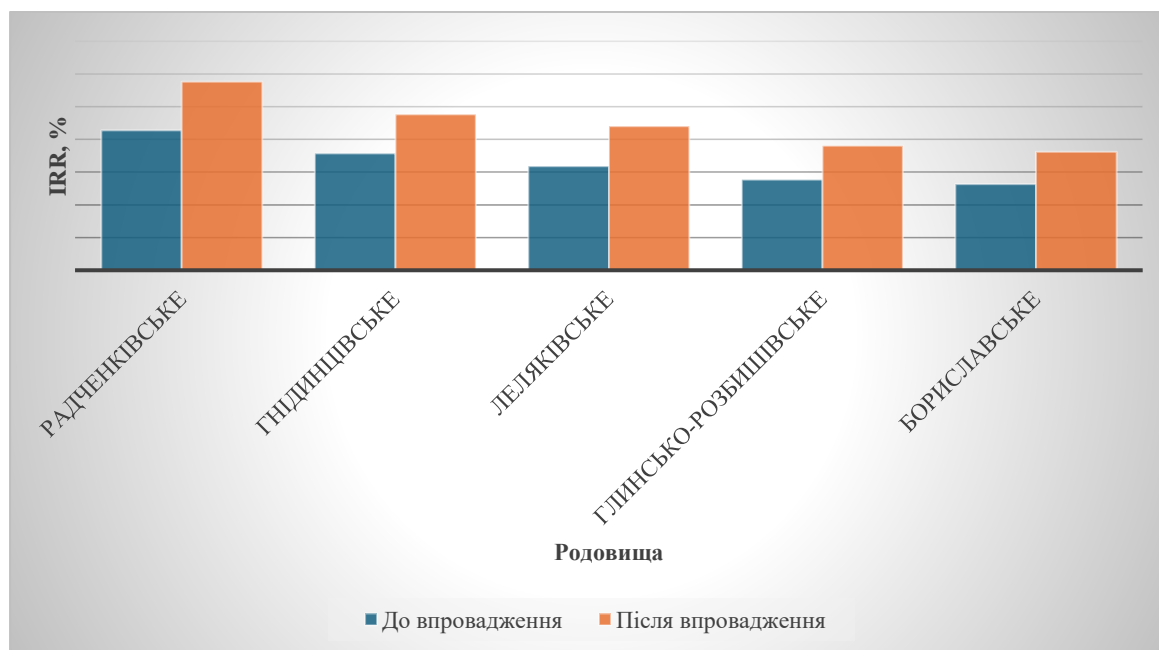


Рис. Ж.2. Динаміка IRR до та після впровадження інновацій (матриці Дій)

Джерело: побудовано автором на основі додатку Е та Є.

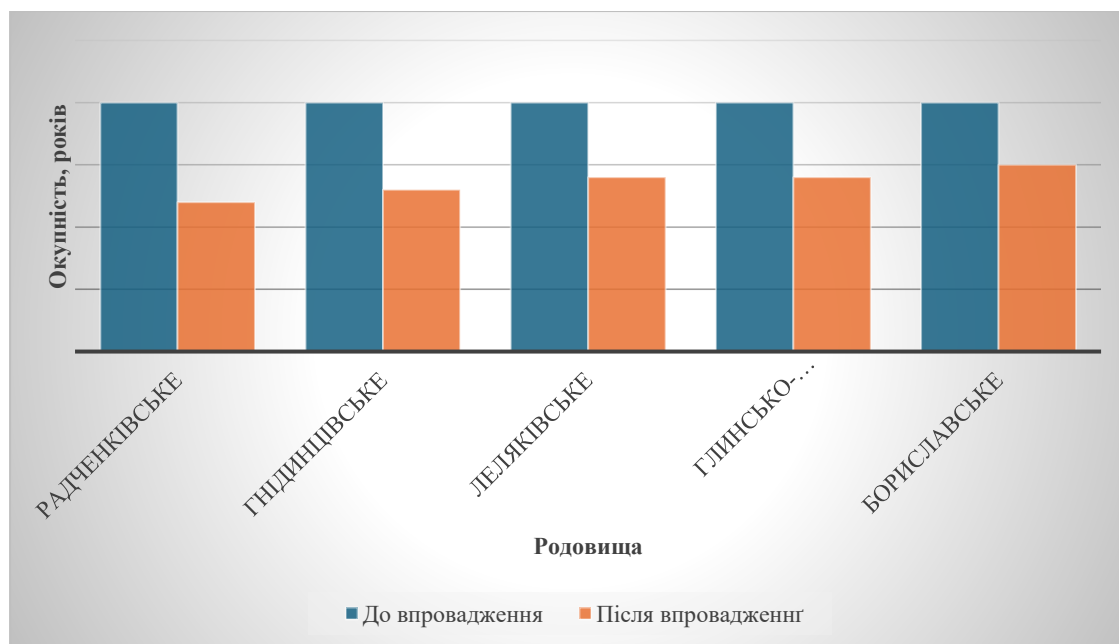


Рис. Ж.3. Динаміка терміну окупності до та після впровадження інновацій (матриці Дій)

Джерело: побудовано автором на основі додатку Е та Є.

Додаток 3
Довідки про впровадження



МІНІСТЕРСТВО ЕНЕРГЕТИКИ УКРАЇНИ

01601, м. Київ, вул. Хрещатик, 30., тел.: 206-38-44, 206-38-45, ф.: 531-36-92
e-mail: kanc@mev.energy.gov.ua, Код ЄДРПОУ 37471933

Вих. № 2488-12/25 від 10 грудня 2025 р.
На № _____ від «__» _____ 202__ р.

**Національний університет
«Полтавська політехніка
імені Юрія Кондратюка»**

ДОВІДКА

*щодо впровадження результатів дисертаційної роботи
на здобуття наукового ступеня доктора філософії*

Фірмана Мирона Андрійовича

Науково-методичний підхід до вдосконалення оцінки економічної ефективності нафтогазових родовищ в Україні, розроблений автором, було враховано під час формування положень Енергетичної стратегії України на період до 2050 року.

Автором запропоновано інноваційний інструментарій, що дозволяє трансформувати механізми підвищення енергоефективності видобутку вуглеводнів та забезпечити сталий розвиток галузі. Особливу практичну цінність має розроблений методичний підхід до оцінки економічної ефективності інвестиційних проєктів із розробки нових нафтогазоносних площ. Зазначені розробки знайшли застосування при підготовці комплексних аналітичних матеріалів щодо інвестиційної привабливості видобувного сектору.

Впровадження результатів дисертаційного дослідження сприяє удосконаленню системи державного регулювання діяльності нафтогазового

комплексу, підвищенню обґрунтованості управлінських рішень та забезпеченню сталого розвитку паливно-енергетичного сектору України.

Наукові положення та практичні рекомендації Фірмана М. А. є актуальними, мають наукову новизну та прикладне значення і можуть бути використані у подальшому формуванні та реалізації державної енергетичної політики України.

Заступник Міністра



Роман АНДАРАК



ДОКУМЕНТ СЕД Мінекономіки Ац/м/дд

Підписувач Андарак Роман Валентинович
Сертифікат 6FA97849F1B25700040000007E640100F99F0800
Дійсний з 04.08.2025 14:22:54 по 05.08.2026 14:22:54



ВЕРХОВНА РАДА УКРАЇНИ

Комітет з питань енергетики та житлово-комунальних послуг

01008, м. Київ-8, вул. М. Грушевського, 5, тел.: 255-26-62, факс: 255-24-01

Вих. № 04-17/12-2025/15770(4) від 11 грудня 2025 р.
На № _____ від «__» _____ 20__ р.

**Національний університет
«Полтавська політехніка
імені Юрія Кондратюка»**

ДОВІДКА

про впровадження результатів дисертаційної роботи
на здобуття наукового ступеня доктора філософії
Фірмана Мирона Андрійовича

Цією довідкою Комітет Верховної Ради України з питань енергетики та житлово-комунальних послуг підтверджує, що науково-практичні рекомендації Фірмана Мирона Андрійовича, викладені в його дисертації на здобуття наукового ступеня доктора філософії (PhD), були розглянуті та використані у роботі Комітету.

Рекомендації щодо удосконалення організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ були використані під час опрацювання нормативно-правових актів, спрямованих на підвищення рівня енергетичної безпеки України, забезпечення раціонального використання надр та адаптацію галузі до умов функціонування європейського енергетичного ринку.

Зокрема, пропозиції щодо удосконалення інституційного забезпечення розробки нафтогазових родовищ та підвищення економічної ефективності підприємств галузі знайшли практичне застосування під час опрацювання проекту Закону України «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України щодо імплементації норм європейського права з інтеграції

енергетичних ринків, підвищення безпеки постачання та конкурентоспроможності у сфері енергетики» (реєстр. № 12087-д від 27.06.2025 р.).

Використання результатів дослідження сприяє адаптації вітчизняного законодавства до вимог Третього енергетичного пакета ЄС, створенню прозорих умов для інвесторів та підвищенню економічної ефективності підприємств нафтогазового сектору в умовах енергетичної трансформації.

Голова Комітету



А. М. Герус

Апарат Верховної Ради України
04-17/12-2025/15770(4) від 11.12.2025 р.



8082389



АТ «УКРГАЗВИДОБУВАННЯ»
ФІЛІЯ УКРАЇНСЬКИЙ НАУКОВО-ДОСЛІДНИЙ
ІНСТИТУТ ПРИРОДНИХ ГАЗІВ (УКРНДІГАЗ)

вул. Гімназійна набережна, 20, м. Харків, Україна, 61010
тел. (057) 730 46 02, office.ndigas@ugv.com.ua, www.ugv.com.ua

ISO 9001:2015 ISO 14001:2015 ISO 37001:2016 ISO 45001:2018 ISO 50001:2018

13 04 2026 № 14.8-02/505

На № _____ від _____

Національний університет
«Полтавська політехніка
Імені Юрія Кондратюка»

ДОВІДКА
про наукову та практичну цінність
результатів дисертаційної роботи
Фірмана Мирона Андрійовича

Наукові та методичні положення, що містяться у дисертаційній роботі Фірмана М.А., мають вагому практичну цінність та були використані у діяльності АТ «Укргазвидобування» при вдосконаленні підходів до управління економічною ефективністю нафтогазових родовищ.

Запропонований автором удосконалений організаційно-економічного механізму використання нафтогазових родовищ України, що базується на комплексному поєднанні фінансово-інвестиційних, організаційних, технологічних та нормативно-правових інструментів, дозволив підвищити обґрунтованість прийняття управлінських рішень у сфері видобутку вуглеводнів. Отримані результати дали можливість удосконалити підходи до стратегічного планування розвитку родовищ, зокрема через впровадження інноваційних та цифрових рішень, що забезпечує підвищення рівня ефективності їх експлуатації та оптимізацію витрат.

Практичне впровадження рекомендацій дисертаційної роботи сприяє підвищенню економічної результативності діяльності АТ «Укргазвидобування», зниженню ризиків та забезпеченню сталого розвитку підприємства в умовах трансформації енергетичного сектору України.

Директор



Людмила ЛАГУРА

Спільне підприємство «Полтавська газонафтова компанія»
 вул. Європейська, 124А, к.77, м. Полтава, Україна, 36002
 ЄДРПОУ:20041662, тел.: (0532) 50-13-17, факс: (0532) 50-13-14
 http://www.ppc.net.ua, e-mail:info@ppc.net.ua



Joint Venture Poltava Petroleum Company
 124A Yevropeiska str., apt. 77, Poltava, Ukraine, 36002
 EDRPOU:20041662, tel.: (0532) 50-13-17, fax: (0532) 50-13-14
 http://www.ppc.net.ua, e-mail:info@ppc.net.ua

Національний університет
 «Полтавська політехніка
 Імені Юрія Кондратюка»

ДОВІДКА
про впровадження результатів дослідження
Фірмана Мирона Андрійовича
на тему: «Організаційно-економічний механізм використання
нафтогазових родовищ України в умовах воєнного часу та повоєнного
відновлення»

Цією довідкою підтверджується, що результати дисертаційної роботи Фірмана Мирона Андрійовича, поданої на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 051 Економіка (05 Соціальні та поведінкові науки), мають високу наукову та практичну цінність для виробничо-господарської діяльності СП «Полтавська газонафтова компанія».

Запропонований автором аналітичний інструмент прийняття управлінських рішень, а саме «Матриці дії», що являє собою багаторівневий ітераційний алгоритм, був використаний у процесі оцінювання та планування розвитку нафтогазових родовищ. Даний інструмент забезпечує ефективну конвергенцію геолого-геофізичних, технологічних та фінансових даних, що дозволяє підвищити якість аналітичного забезпечення управлінських рішень.

Впровадження «Матриці дії» дало змогу генерувати та камерально тестувати альтернативні інвестиційні сценарії розвитку родовищ, що сприяє зниженню рівня невизначеності та мінімізації фінансових ризиків.

Отримані результати можуть бути використані в подальшій діяльності СП «Полтавська газонафтова компанія» з метою підвищення ефективності управління інвестиційними проектами та забезпечення сталого розвитку підприємства в умовах трансформації енергетичного сектору.

Генеральний директор



Віталій ДОРОГАН



**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ПОЛТАВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА ІМЕНІ ЮРІЯ КОНДРАТЮКА»**

просп. Віталія Грицаєнка, 24, м. Полтава, 36011,
тел./факс (0532) 56 98 94, (0532) 60 87 30 (приймальня), web: www.nupp.edu.ua,
e-mail: rector@nupp.edu.ua, kanc@nupp.edu.ua,
Код ЄДРПОУ 02071100

09 04 20 26 № 01-9/м/18 На № _____ від _____ 20__

У спеціалізовану вчену раду

Про впровадження результатів
дисертаційної роботи

ДОВІДКА

Наукові розробки, висновки та рекомендації дисертаційної роботи Фірмана Мирона Андрійовича за темою: «Організаційно-економічний механізм використання нафтогазових родовищ України в умовах воєнного часу та повоєнного відновлення» впроваджені у навчальний процес Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», зокрема:

- при викладанні лекцій з початкових дисциплін «Фінансово-економічна безпека», «Моделювання родовищ нафти і газу»;
- при підготовці завдань для практичних занять, самостійної та індивідуальної роботи студентів з дисциплін «Управління інформаційно-аналітичним забезпеченням фінансової безпеки бізнесу» «Основи методів підвищення нафтовилучення та інтенсифікації».

Проректор за наукової роботи, професор



Олена СТЕПОВА