

The issue of journal contains:

Proceedings of the VII Correspondence
International Scientific and Practical Conference

**SCIENTIFIC VECTOR OF VARIOUS
SPHERE' DEVELOPMENT: REALITY
AND FUTURE TRENDS**

held on May 29th, 2026 by

NGO European Scientific Platform (Vinnitsia, Ukraine)
LLC International Centre Corporative Management (Vienna, Austria)

ISSN 2710-3056



INTERNATIONAL SCIENTIFIC JOURNAL

GRAIL OF SCIENCE

№ **69** (May 2026)

with the proceedings of the:
VII Correspondence International
Scientific and Practical Conference

**SCIENTIFIC VECTOR OF VARIOUS
SPHERE' DEVELOPMENT:
REALITY AND FUTURE TRENDS**

held on May 29th, 2026 by

NGO European Scientific Platform
(Vinnytsia, Ukraine)
LLC International Centre Corporative
Management (Vienna, Austria)

МІЖНАРОДНИЙ НАУКОВИЙ ЖУРНАЛ

ГРААЛЬ НАУКИ

№ **69** (травень, 2026)

за матеріалами:
VII Міжнародної науково-
практичної конференції

**SCIENTIFIC VECTOR OF VARIOUS
SPHERE' DEVELOPMENT:
REALITY AND FUTURE TRENDS**

що проводилася 29.05.2026

ГО «Європейська наукова
платформа» (Вінниця, Україна)
ТОВ «International Centre Corporative
Management» (Відень, Австрія)



ЦИФРОВІЗАЦІЯ ТА ІНТЕЛЕКТУАЛІЗАЦІЯ ПРОЦЕСІВ ВИКОРИСТАННЯ НАФТОГАЗОВИХ РОДОВИЩ УКРАЇНИ

Птащенко Ліана Олександрівна

доктор економічних наук, професор,
професор кафедри фінансів, банківського бізнесу та оподаткування
Національний університет «Полтавська політехніка
імені Юрія Кондратюка», Україна

Анотація. У статті досліджено сучасні тенденції цифровізації та інтелектуалізації використання нафтогазових родовищ України в умовах технологічної трансформації енергетичного сектору, зростання макроекономічної нестабільності, воєнних викликів і необхідності забезпечення енергетичної безпеки держави. Обґрунтовано, що інтеграція цифрових технологій, інтелектуальних систем управління, штучного інтелекту, цифрових двійників (Digital Twins), предиктивної аналітики та геолого-гідродинамічного моделювання формує нову парадигму управління процесами видобутку вуглеводнів, спрямовану на підвищення продуктивності, оптимізацію виробничих витрат і мінімізацію технологічних ризиків. Здійснено аналіз сучасних підходів до цифровізації надрокористування на прикладі провідних українських нафтогазових компаній, які впроваджують інструменти 3D-сейсмозвідки, автоматизовані системи технічного обслуговування та ремонтів, корпоративні ERP-платформи, цифрові двійники родовищ, системи управління виробничими активами та технології штучного інтелекту для підтримки прийняття управлінських рішень. Визначено ключові напрями цифрової трансформації, серед яких особливого значення набувають комплексне геологічне та гідродинамічне моделювання родовищ, автоматизація процесів буріння, цифровий моніторинг технічного стану обладнання, прогнозування режимів роботи свердловин та оптимізація систем транспортування вуглеводнів. Установлено, що впровадження цифрових рішень сприяє скороченню часу моделювання виробничих сценаріїв, підвищенню точності геологічного прогнозування, зменшенню ризику буріння малопродуктивних свердловин, покращенню ефективності управління ресурсами та підвищенню рівня операційної безпеки. Водночас доведено, що цифровізація нафтогазового сектору супроводжується низкою викликів, пов'язаних із кіберзагрозами, високою капіталомісткістю цифрової модернізації, дефіцитом висококваліфікованих кадрів, проблемами інтеграції новітніх технологій із застарілою виробничою інфраструктурою та відсутністю достатнього нормативно-правового забезпечення використання автономних інтелектуальних систем. Обґрунтовано необхідність розвитку комплексних механізмів кіберзахисту критичної енергетичної інфраструктури, посилення взаємодії між нафтогазовими компаніями, науковими установами та закладами вищої освіти, а також удосконалення державної політики регулювання цифрової трансформації надрокористування. Доведено, що інтелектуалізація використання нафтогазових родовищ є важливою передумовою підвищення конкурентоспроможності вітчизняного нафтогазового сектору, раціоналізації використання природних ресурсів, зниження виробничих ризиків та забезпечення довгострокової енергетичної стійкості України.

Ключові слова: цифровізація, інтелектуалізація, нафтогазові родовища, цифрові двійники, штучний інтелект, Smart Field, 3D-моделювання, цифрове надрокористування, гідродинамічне моделювання, автоматизація видобутку, ERP-системи, кібербезпека, енергетична безпека, декарбонізація, нафтогазова галузь України, ризики цифровізації.

Постановка проблеми. Сучасна нафтогазова індустрія перебуває на етапі глибокої технологічної трансформації, де фізичні активи та процеси видобутку вуглеводнів дедалі тісніше інтегруються з віртуальними системами керування. У глобальному масштабі концепція цифрових двійників (Digital Twins) та інтелектуального моделювання вийшла за межі суто корпоративних IT-рішень, перетворившись на інструмент геополітичного та економічного суперництва. Показовим прикладом є стратегічне протистояння між провідними світовими державами, зокрема Сполученими Штатами Америки та Китаєм [1]. Так, у Китаї було офіційно оголошено технологію цифрових двійників однією з шести ключових галузей, у яких країна прагне завоювати світове лідерство та випередити США. Цей технологічний вектор підтверджується повсякденними прикладами впровадження динамічних моделей у суміжних сферах, а саме від картографічних сервісів Google, які відображають дорожній трафік у режимі реального часу, до складних симуляцій поведінки автомобілів або предиктивних моделей онлайн-ритейлера Amazon, що прогнозують попит на 400 мільйонів товарів на два роки вперед.

У нафтогазовому секторі цифровізація є основним драйвером оптимізації капітальних і операційних витрат на складних об'єктах. Провідні світові енергетичні корпорації активно використовують інструменти штучного інтелекту (AI) та цифрового моделювання для нівелювання високих промислових і геологічних ризиків [2]. Так, корпорація Schlumberger застосовує спеціалізовані платформи цифрових двійників для повної автоматизації проектування процесів буріння. [2] Нафтогазовий гігант Shell інтегрує алгоритми штучного інтелекту для пошуку та верифікації нових перспективних нафтових родовищ, а компанія BP успішно використовує аналітичні платформи ШІ для предиктивного моніторингу корозійного зносу магістральних та промислових трубопроводів.

Для України перехід до парадигми «Цифрового родовища» є критичною необхідністю, зумовленою складною структурою вітчизняних запасів вуглеводнів. Значна частина родовищ перебуває на пізній (завершальній) стадії розробки, що супроводжується природним зниженням пластового тиску, обводненням видобувних свердловин та виснаженням традиційних покладів. Стабільне нарощування або бодай утримання поточних обсягів видобутку за таких умов можливе лише за умови інтенсивного освоєння глибоких та надглибоких горизонтів це понад 5–6 кілометрів [3]. Робота на таких глибинах пов'язана з екстремальними термобаричними умовами, високою невизначеністю геологічної будови пластів та колосальною вартістю буріння кожної окремої свердловини. Помилка при виборі точки закладання стовбура або неправильний розрахунок гідродинамічних параметрів пласта веде до катастрофічних фінансових втрат. Інтелектуалізація надрокористування, яка базується на детальному тривимірному моделюванні, предиктивній аналітиці та автоматизації управління активами, покликана мінімізувати ці ризики,

забезпечивши максимальний коефіцієнт вилучення вуглеводнів (КВВ) при раціональному використанні інвестиційного капіталу.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Питання цифровізації та інтелектуалізації використання нафтогазових родовищ у сучасних умовах розглядаються у контексті впровадження цифрових двійників, технологій штучного інтелекту, 3D-моделювання та автоматизації управління видобувними процесами. Значна частина сучасних досліджень присвячена підвищенню ефективності розробки родовищ шляхом інтеграції інтелектуальних інформаційних систем у процеси геологорозвідки, буріння та експлуатації свердловин.

У праці [1] досліджено глобальні тенденції розвитку технології цифрових двійників та визначено їх роль у трансформації промислових систем. Автори наголошують, що цифрові двійники забезпечують можливість прогнозування поведінки складних виробничих об'єктів, оптимізації технологічних процесів і зниження рівня виробничих ризиків.

Вагомий внесок у дослідження проблематики цифрової трансформації нафтогазового сектору зробили В.Кочкодан та М.Петрина [2], які проаналізували ризики впровадження штучного інтелекту на підприємствах паливно-енергетичного комплексу. У роботі обґрунтовано основні кібернетичні, технологічні, економічні та кадрові загрози цифровізації, а також акцентовано увагу на необхідності формування систем кіберзахисту критичної енергетичної інфраструктури.

Практичні аспекти впровадження концепції «Цифрове родовище» висвітлено у публікаціях, присвячених діяльності ДТЕК Нафтогаз [3–9]. Зокрема, у роботах [5; 6] досліджено процес створення інтегрованих цифрових двійників родовищ та їх використання для оптимізації режимів роботи свердловин, скорочення часу моделювання сценаріїв розробки та підвищення ефективності управління видобутком вуглеводнів. У джерелах [7; 8] розглянуто досвід використання цифрових двійників у суміжних енергетичних системах, а у праці [9] проаналізовано питання декарбонізації та екологічної модернізації видобувної діяльності.

У роботах [10–12], присвячених діяльності Укргазвидобування, досліджуються сучасні підходи до тривимірного геологічного та гідродинамічного моделювання із застосуванням програмних комплексів компанії Schlumberger. Автори відзначають, що використання програмних продуктів Petrel, Eclipse, PIPESIM та Techlog дозволяє підвищити точність геологічного прогнозування, оптимізувати буріння та мінімізувати ризики отримання малопродуктивних свердловин.

Окремий напрям досліджень стосується цифрової трансформації Укрнафта [13–17], де основна увага приділяється впровадженню 3D-сейсморозвідки, ERP-систем, цифрових платформ технічного обслуговування і ремонтів (ТОiP/EAM), а також використанню неймереж для аналізу геолого-промислової інформації. У зазначених роботах наголошується, що цифровізація дозволяє підвищити ефективність геологорозвідувальних робіт, оптимізувати бізнес-процеси та забезпечити більш ефективне управління виробничими активами.

Разом із тим аналіз наукових досліджень та практичних публікацій свідчить про те, що недостатньо дослідженими залишаються питання

комплексної інтелектуалізації використання нафтогазових родовищ України в умовах воєнного стану, кіберзагроз, макроекономічної нестабільності та високої капіталомісткості цифрових технологій. Потребують подальшого наукового обґрунтування механізми інтеграції цифрових двійників, штучного інтелекту та систем управління ризиками у процеси надрокористування, а також оцінювання їх впливу на економічну ефективність, енергетичну безпеку та екологічну стійкість нафтогазового сектору України.

Мета статті – є дослідження сучасних тенденцій цифровізації та інтелектуалізації використання нафтогазових родовищ України, аналіз практики впровадження цифрових двійників, систем штучного інтелекту та інтегрованих цифрових платформ у діяльність провідних нафтогазових компаній, а також визначення основних переваг, ризиків і перспектив розвитку цифрового надрокористування в умовах трансформації енергетичного сектору України.

Виклад основного матеріалу. Приватний сектор газовидобутку України демонструє високі темпи впровадження інноваційних технологій, де компанія «ДТЕК Нафтогаз» виступає визнаним технологічним лідером [4]. Стратегічним пріоритетом компанії є створення комплексної системи цифрового розвитку, інструментом реалізації якої став власний Інженерно-технологічний центр, створений на основі кращих світових практик нафтосервісної індустрії. Сфокусувавшись на інноваціях, компанія інвестувала у впровадження сучасних цифрових технологій понад 300 мільйонів гривень [5].

Найбільш значущим досягненням «ДТЕК Нафтогаз» стало розгортання першої та єдиної в Україні інтегрованої системи цифрових двійників родовищ. Цей напрям реалізується в рамках масштабної корпоративної програми цифрової трансформації «Цифрове родовище», яка включає три взаємопов'язані субпроекти [6]. Першим активом, який було повністю включено до інтегрованої системи цифрових двійників, стало Семиренківське родовище це одне з найбільших і геологічно складніших газоконденсатних родовищ в Україні [6]. Наступним етапом стало створення аналогічного цифрового двійника для Мачухського газоконденсатного родовища, активна фаза розгортання якого завершилася в першому кварталі 2022 року. Надалі компанія планує масштабувати цей підхід на всі свої перспективні активи.

Технологічна суть цифрового двійника полягає в побудові комплексної математичної моделі, яка зв'язує в єдиний розрахунковий контур процеси фільтрації в пласті, рух багатофазного флюїду в свердловині та транспорт газу наземними трубопроводами до установки підготовки газу. Така модель дозволяє аналізувати поведінку всієї системи при зміні будь-якої технологічної змінної. Впровадження цієї інтегрованої системи дозволило вирішити декілька критичних виробничих завдань та отримати вимірювані бізнес-результати [6]:

- Прискорення моделювання. Завдяки організації спільної паралельної роботи над моделлю фахівців різних напрямів (геологів, розробників, інженерів з видобутку) час, необхідний для моделювання та розрахунку сценаріїв розробки родовища, скоротився з 2–3 тижнів до кількох днів або навіть годин.

- Оптимізація роботи свердловин. Завдяки оперативному виявленню та реагуванню на відхилення поточних експлуатаційних параметрів від

прогнозних значень, розрахованих цифровим двійником, час нестабільної роботи свердловин вдалося скоротити на 50%.

– Довгострокове прогнозування. Система забезпечує можливість точного моделювання довгострокових показників виснаження пласта, планування компресорних потужностей та оптимізації режимів роботи наземної інфраструктури.

Цифрові моделі мають вирішальне значення для планування надглибокого буріння. Так, на Семиренківському родовищі, де вже успішно експлуатується одна з найглибших свердловин Європи глибиною 6650 метрів, «ДТЕК Нафтогаз» реалізує амбітний проект із буріння нової надглибокої свердловини з проектною глибиною 6050 метрів. Створення точних цифрових моделей є обов'язковою передумовою для успішного закінчування свердловин такого класу, оскільки вони дозволяють розраховувати стійкість стінок свердловини та підбирати оптимальні параметри бурового розчину.

Паралельно з геологічними симуляціями, компанія активно впроваджує технології штучного інтелекту в щоденне адміністрування. У 2024 році «ДТЕК Нафтогаз» розпочав інтеграцію інноваційних рішень на базі AI, першим кроком якої стало впровадження Microsoft Copilot для оптимізації та автоматизації рутинних бізнес-процесів [2]. Крім того, компанія переносить успішний досвід цифрових двійників на суміжні енергетичні сектори, так у жовтні 2024 року оператор системи розподілу «ДТЕК Київські регіональні електромережі» реалізував пілотний проект цифрового двійника електромереж (Digital Twin) на базі Ірпінського енерговузла для оптимізації розподілу та підвищення надійності електропостачання [8].

Варто також зазначити, що цифрові інструменти залучені до реалізації корпоративної екологічної стратегії. «ДТЕК Нафтогаз» розробив комплексну дорожню карту з декарбонізації своєї діяльності [9]. Ця стратегія передбачає поступове оснащення родовищ промисловими комплексами з виловлювання вуглекислого газу (CO₂) до 2025 року. Проте, як зазначають представники компанії, складним та відкритим завданням у цьому технологічному ланцюжку залишається надійне довгострокове зберігання та промислова утилізація вловленого (CO₂).

Державний сектор в особі АТ «Укргазвидобування» (УГВ) [10] фокусує зусилля на масштабній цифровізації процесів геологорозвідки та гідродинамічного моделювання великого портфеля своїх родовищ. Ключовим інструментом для досягнення цієї мети стало придбання високотехнологічного програмного забезпечення від світового лідера Schlumberger. У межах масштабного тендеру в системі ProZorro компанія придбала додаткові безстрокові невиключні ліцензії на спеціалізовані програмні комплекси Schlumberger Petrel, Eclipse, PIPESIM та Techlog на загальну суму 530 мільйонів гривень.

Даний софт утворює єдиний технологічний стек для побудови та аналізу тривимірних цифрових моделей надр [11]:

– Petrel використовується для побудови статичних тривимірних геологічних моделей родовищ на основі інтерпретації геофізичних досліджень свердловин (ГДС) та сейсмозрозвідки.

– Eclipse є індустріальним стандартом гідродинамічного симулятора, який імпортує статичну модель із Petrel та запускає динамічний процес моделювання розробки нафтових і газових покладів у часі.

– PIPESIM дозволяє моделювати роботу систем збору газу та оптимізувати роботу устя свердловин, а Techlog забезпечує високоточний аналіз та інтерпретацію каротажних діаграм і петрофізичних даних.

Використання цих інструментів дає змогу суттєво підвищити продуктивність буріння та мінімізувати ймовірність отримання «сухих» свердловин. Завдяки точній тривимірній візуалізації та симуляції дренавання пласта інженери компанії можуть знаходити раніше не дренавані лінзи та блоки з найбільшим залишком вуглеводнів [12]. Економічна ефективність використання такого софту є надзвичайно відчутною на практиці:

$$Q_{opt} \approx 3 \times Q_{base}$$

де Q_{base} – типовий початковий дебіт свердловини, пробуреної на основі традиційних двовимірних геологічних карт;

Q_{opt} – дебіт свердловини, запроєктованої з використанням інтегрованого тривимірного моделювання.

Окрім безпосереднього виробничого використання, АТ «Укргазвидобування» спільно зі Schlumberger інвестує у підготовку кваліфікованих кадрів для галузі. На базі Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка» було профінансовано та відкрито надсучасні спеціалізовані лабораторії з 3D-візуалізації нафтогазових технологій [12]. Навчальні класи обладнані сучасними комп'ютерами та унікальними візуалізаційними системами, включаючи стереопроектори для лабораторії Petrel, які дозволяють студентам та інженерам створювати й аналізувати детальні об'ємні моделі геологічної будови родовищ. Це забезпечує якісну практичну підготовку фахівців за найвищими світовими стандартами, задовольняючи кадровий голод видобувних підприємств в Україні та за її межами.

Наступні, а також найбільша нафтовидобувна компанія країни, АТ «Укрнафта» [13], за останні роки здійснила стрімкий розворот у бік цифровізації, що дозволило їй вийти на позицію абсолютного лідера видобувної галузі України за фінансовими показниками, досягнувши у 2025 році рекордного річного обороту в 88,4 мільярда гривень.

Цей успіх став результатом подолання тривалого періоду інвестиційного та технологічного застою. Протягом попереднього десятиліття, а саме 2012–2023 рр. «Укрнафта» побудувала й ввела в експлуатацію лише 52 свердловини (тобто в середньому близько 5 свердловин на рік), тоді як історичний максимум за останні двадцять років був зафіксований у 2004 році та становив 53 свердловини за один рік [14]. Для порівняння, європейські компанії-бенчмарки зі схожими обсягами запасів, такі як румунська OMV Petrom чи угорська MOL, щорічно бурять від 40 до 50 нових свердловин. Більше того, коефіцієнт приросту запасів вуглеводнів компанії тривалий час становив лише близько 33% від обсягу річного видобутку (прирощувалася лише одна тонна сировини



на кожні три видобуті), тоді як для сталого розвитку цей показник має перевищувати 90% [14].

Для подолання цього дефіциту та радикального нарощування ресурсної бази компанія ініціювала масштабну інвестиційну програму, ключовим елементом якої став перехід на цифрові технології проектування розробки. Так, протягом 2024–2025 рр. «Укрнафта» виконала рекордні для своєї історії обсяги тривимірних сейсмічних досліджень, загальна площа яких склала 1110 квадратних кілометрів [15,16]. Динаміка проведення робіт була наступною:

- У 2024 році досліджено 572 кв. км площ; у межах цієї кампанії вперше в Україні було впроваджено інноваційну безпроводну (бездротову) технологію сейсмозв'язки;

- У 2025 році обсяг досліджень зріс до 628 кв. км.

До виконання сейсмічних робіт залучалися як провідні вітчизняні підрядники (наприклад, компанія «Георозвідка» Козицького, яка проводила дослідження зокрема на Дрогобицькій нафтогазовій площі восени 2024 року), так і авторитетні міжнародні гравці, такі як румунська Prospectiuni, яка офіційно вийшла на український сервісний ринок у жовтні 2024 року [15].

Отриманий гігантський масив геофізичної інформації був інтегрований у геологічні та гідродинамічні моделі родовищ компанії [13,15]. На основі інтерпретації 3D-сейсміки на трьох родовищах та одній перспективній площі фахівці компанії уточнили просторові моделі пластів, виявили раніше не помічені тектонічні порушення та локалізували нові перспективні блоки для експлуатаційного буріння. На одному з родовищ оновлена геолого-гідродинамічна модель дозволила скоригувати траєкторії та точки закладання нових проектних свердловин. Перша з таких свердловин уже пробурена й запущена в роботу з високим дебітом вуглеводнів. На цій же структурі до кінця 2026 року заплановано буріння ще трьох свердловин, а на 2026 рік – ще двох. На іншому родовищі завдяки цифровому аналізу було обґрунтовано та запроектовано буріння глибокої пошукової свердловини [15].

Паралельно з геологорозвідкою, «Укрнафта» впроваджує штучний інтелект та нейромережі для аналізу накопиченого за десятиліття масиву геолого-промислової інформації про українські надра [2]. Нейронні мережі використовуються для автоматизації рутинних інженерних розрахунків, інтерпретації каротажів та швидкого розв'язання нетипових геологічних завдань.

Важливим компонентом цифрової трансформації стало створення корпоративного «цифрового двійника» фізичних активів компанії через впровадження системи технічного обслуговування та ремонтів (ТОiP) на базі концепції Enterprise Asset Management (EAM) [13]. Цей масштабний IT-проект охоплює 15 інтегрованих модулів та 38 наскрізних бізнес-процесів першого та другого рівнів, забезпечуючи повний контроль за станом та життєвим циклом промислового обладнання. Станом на лютий 2026 року система перебуває в режимі дослідно-промислової експлуатації в регіональних виробничих підрозділах, а її повне масштабування на всі структури та внутрішні сервісні компанії планується завершити до середини 2026 року.

У межах розгортання цифрового двійника активів досягнуто значних результатів у структуруванні даних [13]:

– Паспортизація активів. На сьогодні ідентифіковано близько 46 000 одиниць фіксованих основних засобів компанії, з яких понад 70% (38 000 активів) уже успішно завантажено в єдину базу даних.

– Ремонтні об'єкти. Створено близько 7000 віртуальних об'єктів ремонту та уніфіковано понад 140 типів технологічного обладнання (що охоплюють більше 4700 унікальних моделей).

– Документація. Завантажено понад 6000 одиниць технічної та експлуатаційної документації. Для кожного фізичного об'єкта сформовано індивідуальний «цифровий паспорт», де накопичується повна історія його переміщень, зафіксованих дефектів, проведених ремонтів та простоїв.

Нормативно-довідкова база ТОiP «Укрнафти» містить понад 9 000 деталізованих технологічних карт, які визначають нормативні трудовитрати, кваліфікаційні вимоги до персоналу, необхідні інструменти та матеріали для виконання робіт. Увесь процес управління заявками стандартизовано відповідно до міжнародного стандарту опису бізнес-процесів BPMN 2.0 – від первинної реєстрації несправності на промислі до фінансового списання витрат в ERP-системі. Для аналізу причин відмов обладнання було розроблено та класифіковано близько 500 типових дефектів.

Впроваджена система ТОiP безпосередньо інтегрована з центральною ERP-системою «Укрнафти», що дозволяє в автоматичному режимі резервувати запчастини на складах та генерувати заявки на закупівлю при виявленні дефекту. Загалом цифровізація бізнес-процесів в АТ «Укрнафта» вийшла на системний рівень. Розгорнута єдина ERP-система вже об'єднала 5,4 тисячі користувачів, забезпечуючи підтримку до 4,5 тисячі одночасних робочих сесій [16]. На сьогодні в системі опрацьовано понад 16 мільйонів операційних документів, а затверджена цифрова карта компанії передбачає перехід на повний електронний документообіг (ЕДО) із охопленням понад 20 тисяч користувачів. Це дозволило оптимізувати наскрізні бізнес-процеси, усунути функціональні бар'єри між департаментами та підвищити прозорість роздрібною мережі АЗС Ukrnafta.

Але, глибока інтеграція цифрових технологій та штучного інтелекту в операційну діяльність підприємств паливно-енергетичного комплексу, окрім очевидних переваг, створює серйозні виклики та ризики. Специфіка нафтогазової галузі, а саме робота під високим тиском, вибухонебезпечність середовища та стратегічне значення для національної безпеки, робить будь-який технічний чи інформаційний збій потенційним джерелом катастрофічних наслідків [2].

Тому усі супутні ризики процесу цифровізації нафтогазового сектору доцільно класифікувати за кількома ключовими напрямками:

1. Кібербезпека та інформаційні загрози.

Перехід на цифрові технології (телеметрія, хмарні обчислення, дистанційне керування засувками й агрегатами) робить видобувні та транспортні активи привабливою мішенню для кіберзлочинців [2]. Успішна атака на автоматизовані системи керування технологічними процесами (АСУ ТП) може повністю паралізувати видобуток або транспортування нафти й газу. Яскравим підтвердженням реальності цих загроз в українських реаліях є масштабна та добре скоординована кібератака на ресурси групи «Нафтогаз

України», що відбулася у січні 2024 року, внаслідок якої було повністю заблоковано роботу корпоративних вебсайтів та роботу єдиного інформаційного кол-центру компанії [17].

Окрім прямих кібератак, існують специфічні загрози інформаційній безпеці [2], серед яких:

– Компрометація стратегічних даних. Це витік конфіденційних цифрових моделей пластів, перспективних планів буріння чи результатів інтерпретації сейсмозвідки веде до миттєвої втрати конкурентних переваг на ринку.

– Отруєння вхідних даних (Data Poisoning). Передбачає навмисне спотворення зловмисниками показників фізичних датчиків (тиску, температури, витрати флюїду), що може змусити керуючі алгоритми штучного інтелекту прийняти хибні та критично небезпечні операційні рішення.

2. Технічні та технологічні ризики.

Головною проблемою впровадження штучного інтелекту в промисловості залишається непередбачуваність його поведінки у нестандартних або екстремальних ситуаціях [2]. Математичні алгоритми демонструють відмінні результати на історичних даних, на яких вони навчалися, але можуть припуститися фатальної помилки при виникненні аномальних геологічних процесів чи раптових аварійних збоїв обладнання. У нафтогазовому середовищі помилка алгоритму ШІ може безпосередньо призвести до вибухів, розгерметизації гирла свердловини, екологічного забруднення та травмування персоналу.

Також ситуація ускладнюється «ефектом чорної скриньки» (Black Box Effect), властивим сучасним глибоким нейронним мережам, коли неможливо відстежити логічний ланцюжок прийняття алгоритмом конкретного рішення, що вкрай ускладнює розслідування інцидентів та визначення винних [2]. Також значним викликом є інтеграція сучасних інтелектуальних систем із застарілим фізичним обладнанням радянського або раннього пострадянського періодів, що потребує значних витрат на модернізацію датчиків та контролерів.

3. Економічні ризики та капіталомісткість.

Проекти з цифровізації потребують колосальних стартових інвестицій, які включають не лише закупівлю дорогого програмного забезпечення (як-от софт Schlumberger вартістю сотні мільйонів гривень) та серверного обладнання, але й оплату послуг інтеграторів, перенавчання штату та підтримку систем [10]. При цьому розрахунок періоду окупності (ROI) таких інвестицій є вкрай складним через високу волатильність світових та внутрішніх цін на вуглеводні й загальну макроекономічну нестабільність в Україні [2]. Додатковим фінансовим ризиком є жорстка залежність від обмеженої кількості глобальних постачальників софту, що обмежує гнучкість компаній та створює ризики у разі припинення підтримки чи зміни ліцензійної політики.

4. Соціальні та кадрові аспекти.

Автоматизація рутинних операцій та інтелектуалізація виробництва неминуче знижують потребу у традиційній фізичній праці, що може призвести до скорочення робочих місць, створюючи соціальну напругу, особливо в нафтогазовидобувних регіонах країни [2]. Водночас виникає гострий дефіцит інженерних кадрів нового покоління, які володіють компетенціями на стику нафтогазової справи, програмування та аналізу даних. Якщо підприємство не

інвестує належних коштів у підготовку та утримання таких фахівців, впроваджені дорогі цифрові системи швидко деградують через відсутність кваліфікованого супроводу. Крім того, часто спостерігається психологічний опір лінійного персоналу на місцях впровадженню систем прозорого цифрового контролю (як-от системи TOiP) [13].

5. Операційні, екологічні та юридичні ризики.

Надмірне делегування функцій контролю автоматизованим системам породжує ризик втрати операторами пильності [2]. У разі виникнення неполадки, яку алгоритм не розпізнав як критичну, персонал може вчасно не втрутитися в процес, що загрожує масштабними розливами нафтопродуктів або викидами газу.

З юридичного погляду, нормативна база України наразі не містить чітких правил та стандартів використання штучного інтелекту в промисловості. Отже, залишається неврегульованим питання юридичної відповідальності за аварії, спричинені діями автономних систем. Постійний цифровий моніторинг робочих місць (відеоспостереження з аналітикою, треки переміщення персоналу) також може порушувати конституційні права працівників на приватність, підвищуючи рівень стресу в колективі.

Для наочного зіставлення масштабів, напрямів та результатів впровадження інтелектуальних систем провідними компаніями нафтогазового сектору України сформовано порівняльну таблицю 1.

Таблиця 1

Компаративний аналіз інтелектуалізації використання надр провідними нафтогазовими компаніями України

| Параметр порівняння | АТ «Укргазвидобування» | АТ «Укрнафта» | «ДТЕК Нафтогаз» |
|---|---|--|--|
| Форма власності та статус | Державна компанія, найбільший виробник природного газу в Україні | Державна компанія (управління активами), лідер видобувної галузі за виторгом | Приватна компанія, технологічний лідер у сегменті приватного газовидобутку |
| Ключовий фокус цифровізації | Масштабне 3D-моделювання покладів та оптимізація точок експлуатаційного буріння | Прискорення геологорозвідки (3D-сейсміка) та комплексне управління фізичними активами (TOiP/EAM) | Інтегровані цифрові двійники родовищ («Цифрове родовище») та автоматизація видобутку |
| Технологічний стек / Програмне забезпечення | Schlumberger Petrel, Eclipse, PIPESIM, Techlog | Безкабельна сейсмозрозвідка, корпоративна ERP-платформа, BPMN 2.0 TOiP, нейромережі. | Динамічні цифрові двійники пласт-свердловина-мережа, безкабельна сейсміка, Microsoft Copilot AI. |



Продовження табл. 1

| Параметр порівняння | АТ «Укргазвидобування» | АТ «Укрнафта» | «ДТЕК Нафтогаз» |
|---------------------------------------|--|--|---|
| Інвестиційні показники та масштаби | Закупівля ліцензій на суму 530 млн грн., фінансування профільних навчальних лабораторій у НУ «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». | Сейсмозрозвідка 1110 кв. км за 2024–2025 роки; оцифровано 38 000 основних засобів (70% фонду) у системі TOiP. | Інвестиції в цифрові технології понад 300 млн грн; створення власного Інженерно-технологічного центру. |
| Вимірювані технологічні ефекти | Збільшення потенційного дебіту нових свердловин утричі з 50 тис. до 140 тис. куб. м на добу | Уточнення моделей на 3 родовищах; введення високодебітної свердловини; типізація 500 видів дефектів обладнання | Скорочення часу моделювання сценаріїв розробки до годин; зменшення часу нестабільної роботи свердловин на 50% |
| Кадрове та наукове забезпечення | Пряме партнерство з НУ «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка» та Schlumberger для підготовки інженерів у 3D-лабораторіях. | Залучення підрядників Prospectiuni та «Георозвідка» | Формування експертизи всередині компанії через спеціалізований Інженерно-технологічний центр |
| Екологічна складова та декарбонізація | Непрямий ефект через оптимізацію бурових робіт та мінімізацію «сухого» буріння | Оптимізація ремонтних робіт та подовження життєвого циклу металомісткого обладнання | Дорожня карта декарбонізації, встановлення комплексів уловлювання на родовищах до 2025 року |

Джерело: сформовано автором на основі [2,4,5,6,6,9,10,12,12,15,18]

Отже, проведений компаративний аналіз свідчить, що цифровізація та інтелектуалізація використання нафтогазових родовищ в Україні поступово переходять від локального впровадження окремих IT-рішень до формування комплексних інтегрованих систем управління видобувними активами. При цьому державні та приватні компанії реалізують різні моделі цифрової трансформації, так Укргазвидобування зосереджується на геологічному та гідродинамічному моделюванні, Укрнафта на масштабній цифровізації бізнес-процесів і систем управління активами, тоді як ДТЕК Нафтогаз активно розвиває концепцію інтегрованих цифрових двійників родовищ та інтелектуальної автоматизації видобутку. Водночас результати аналізу підтверджують, що

ефективність цифрової трансформації безпосередньо залежить від рівня інвестиційного забезпечення, кадрового потенціалу, технологічної модернізації та здатності підприємств інтегрувати сучасні цифрові рішення у систему управління надрокористуванням.

Висновки. На основі проведеного дослідження встановлено, що цифровізація та інтелектуалізація використання нафтогазових родовищ України поступово стають ключовими чинниками підвищення ефективності видобутку вуглеводнів, оптимізації управління виробничими активами та забезпечення енергетичної безпеки держави. Досвід провідних нафтогазових компаній України свідчить про поступовий перехід від фрагментарного впровадження окремих цифрових рішень до формування комплексних інтегрованих систем управління родовищами на основі цифрових двійників, 3D-моделювання, штучного інтелекту та автоматизованих платформ аналізу даних.

Установлено, що найбільш перспективними напрямками розвитку цифрового надрокористування є впровадження інтегрованих систем цифрових двійників родовищ, використання інтелектуальних алгоритмів прогнозування технологічних процесів, автоматизація управління виробничими активами та застосування предиктивної аналітики для оптимізації режимів роботи свердловин. Водночас ефективність цифрової трансформації значною мірою залежить від рівня технологічної модернізації підприємств, наявності висококваліфікованого кадрового забезпечення та здатності компаній інтегрувати сучасні IT-рішення у виробничі процеси.

Доведено, що в умовах зростання кіберзагроз особливого значення набуває формування комплексних систем кіберзахисту критичної енергетичної інфраструктури, впровадження захищених систем обробки та резервування телеметричних даних, а також створення автономних резервних центрів управління виробничими процесами. Крім того, важливим напрямом є розвиток співпраці між нафтогазовими компаніями, закладами вищої освіти та науковими установами з метою підготовки фахівців нового покоління, які поєднують компетенції у сфері нафтогазової справи, цифрових технологій та аналізу даних.

Обґрунтовано необхідність удосконалення нормативно-правового регулювання використання штучного інтелекту та автономних систем на об'єктах підвищеної небезпеки, що дозволить сформувати єдині стандарти цифрової безпеки та врегулювати питання відповідальності за наслідки техногенних інцидентів. Водночас перспективним напрямом подальшого розвитку є інтеграція цифрових двійників із екологічними та декарбонізаційними програмами, зокрема для моделювання процесів уловлювання та підземного зберігання вуглекислого газу у виснажених родовищах.

У цілому цифровізація та інтелектуалізація використання нафтогазових родовищ створюють передумови для підвищення конкурентоспроможності нафтогазового сектору України, раціоналізації використання надр, зниження виробничих ризиків та забезпечення довгострокової енергетичної стійкості держави.



Список використаних джерел:

- [1] Бачити майбутнє: як цифрові двійники змінюють світ довкола нас - Економічна правда. URL: <https://surl.li/dyjlclj>. (дата звернення: 20.05.2026).
- [2] Kochkodan, V., & Petryna, M. (2025). RISKS OF IMPLEMENTING AND USING ARTIFICIAL INTELLIGENCE BY OIL AND GAS SECTOR ENTERPRISES. The Actual problems of Regional Economy Development, 2(21), 333–343. <https://doi.org/10.15330/apred.2.21.333-343>
- [3] Інтегрований звіт DTEK: фінансові та нефінансові результати. URL: <https://surl.li/nvwpprq>. (дата звернення: 20.05.2026).
- [4] Про компанію DTEK в Україні: енергія, світло та тепло для суспільства. URL: <https://oilandgas.dtek.com/assets/>. (дата звернення: 20.05.2026).
- [5] DTEK Нафтогаз впровадив інтегровану систему цифрових двійників родовищ. URL: <https://surl.li/ssafpc>. (дата звернення: 20.05.2026).
- [6] «Побачити» родовище газу — як цифровий двійник допомагає DTEK краще управляти видобутком. URL: <https://surl.li/mrcfmr>. (дата звернення: 20.05.2026).
- [7] DTEK створює цифрові двійники енергомереж. URL: <https://surl.li/ynwjtf>. (дата звернення: 21.05.2026).
- [8] На Київщині DTEK запустив пілотний проєкт цифрового двійника електромереж. URL: <https://surl.li/otxsrd> (дата звернення: 21.05.2026).
- [9] DTEK Нафтогаз демонструє можливість збільшення видобутку газу на зрілих родовищах. URL: <https://poltava.to/project/6915/>. (дата звернення: 21.05.2026).
- [10] «Укргазвидобування» купило програмного забезпечення на 530 мільйонів - UKR.NET. URL: <https://surl.li/rxhnhz> (дата звернення: 22.05.2026).
- [11] У ПНТУ відкрилася унікальна лабораторія 3D моделювання та візуалізації видобувних процесів. URL: <https://poltava.to/project/4238/>. (дата звернення: 22.05.2026).
- [12] У ПолтНТУ відкрили надсучасні лабораторії з 3D візуалізації нафтогазових технологій. URL: <https://surl.li/etyppq>. (дата звернення: 23.05.2026)
- [13] 3D-розвідка. Найбільша нафтодобувна компанія України дослідила 1200 кв. км на дев'яти родовищах — вже є висновки. URL: <https://surl.li/cawalq>. (дата звернення: 24.05.2026).
- [14] Шлях до енергонезалежності: як Україні забезпечити себе нафтопродуктами. URL: <https://surl.li/pnmgih>. (дата звернення: 24.05.2026).
- [15] «Укрнафта» використовує 3D-сейсмозв'язку для підвищення ефективності буріння. URL: <https://surl.li/fftxdq>. (дата звернення: 24.05.2026).
- [16] «Укрнафта» дослідила понад 1200 квадратних кілометрів територій за допомогою 3D-технологій. URL: <https://surl.li/egbxpp>. (дата звернення: 24.05.2026).
- [17] Цифровізація бізнес-процесів АЗС Ukrnafta підвищує ефективність та прозорість роздрібною мережі. URL: <https://surl.li/eqwxzs>. (дата звернення: 25.05.2026).
- [18] На «Нафтогаз України» здійснено масштабну кібератаку: сайти і кол-центр не працюють. URL: <https://surl.li/hbwarq>. (дата звернення: 25.05.2026).

DIGITALIZATION AND INTELLECTUALIZATION OF THE PROCESSES OF USE OF OIL AND GAS FIELDS IN UKRAINE

Ptashchenko Liana Alexandrovna

Doctor Economic Sciences,

Professor, Professor of the Department of the Department of Finance, Banking and Taxation

National University «Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic», Ukraine

Summary. *The article studies the current trends in digitalization and intellectualization of the use of oil and gas fields in Ukraine in the context of technological transformation of the energy sector, growing macroeconomic instability, military challenges, and the need to ensure the energy security of the state. It is substantiated that the integration of digital technologies, intelligent control systems, artificial intelligence, digital twins (Digital Twins), predictive analytics and geological and hydrodynamic modelling forms a new paradigm of management of hydrocarbon production processes aimed at increasing productivity, optimizing production costs and minimizing technological risks. The analysis of modern approaches to the digitalization of subsoil use is carried out on the example of leading Ukrainian oil and gas companies that implement 3D seismic exploration tools, automated maintenance and repair systems, corporate ERP platforms, digital twins of deposits, production asset management systems and artificial intelligence technologies to support management decision-making. The key areas of digital transformation are identified, among which complex geological and hydrodynamic modelling of deposits, automation of drilling processes, digital monitoring of the technical condition of equipment, forecasting of well operating modes and optimization of hydrocarbon transportation systems are of particular importance. It has been established that the implementation of digital solutions contributes to reducing the time of modelling production scenarios, increasing the accuracy of geological forecasting, reducing the risk of drilling low-productivity wells, improving the efficiency of resource management, and increasing the level of operational safety. At the same time, it has been proven that the digitalization of the oil and gas sector is accompanied by a number of challenges related to cyber threats, high capital intensity of digital modernization, shortage of highly qualified personnel, problems of integrating the latest technologies with outdated production infrastructure and the lack of sufficient regulatory and legal support for the use of autonomous intelligent systems. The need to develop comprehensive mechanisms for cyber protection of critical energy infrastructure, strengthen interaction between oil and gas companies, scientific institutions, and higher education institutions, as well as improve the state policy of regulating the digital transformation of subsoil use is substantiated. It has been proved that the intellectualization of the use of oil and gas fields is an important prerequisite for increasing the competitiveness of the domestic oil and gas sector, rationalizing the use of natural resources, reducing production risks and ensuring the long-term energy sustainability of Ukraine.*

Keywords: *digitalization, intellectualization, oil and gas fields, digital twins, artificial intelligence, Smart Field, 3D modelling, digital subsoil use, hydrodynamic modelling, production automation, ERP systems, cybersecurity, energy security, decarbonization, oil and gas industry of Ukraine, risks of digitalization.*

Дата публікації: 29.05.2026

Дата першого надходження статті до видання: 04.05.2026
Дата прийняття статті до друку після рецензування: 22.05.2026