

ІНВЕСТИЦІЙНИЙ КЛІМАТ НАФТОГАЗОДОБУВНОЇ ГАЛУЗІ УКРАЇНИ: КІЛЬКІСНА ОЦІНКА ВПЛИВУ НА РЕНТАБЕЛЬНІСТЬ ВИДОБУТКУ ВУГЛЕВОДНІВ

Птащенко Ліана Олександрівна 

д-р. екон. наук, професор,
професор кафедри фінансів, банківського бізнесу та оподаткування
Національний університет «Полтавська політехніка
імені Юрія Кондратюка», Україна

Мазуренко Владислав Петрович 

аспірант
Національний університет «Полтавська політехніка
імені Юрія Кондратюка», Україна

Анотація. Досліджено взаємозв'язок між якістю інвестиційного клімату та рентабельністю видобутку вуглеводнів в Україні. Проаналізовано структурні характеристики нафтогазодобувної промисловості, що свідчать про значний розрив між ресурсним потенціалом країни (підтверджені запаси газу – близько 1 трлн м³, прогнозні ресурси – 5–7 трлн м³) та фактичним рівнем їх освоєння. Здійснено оцінювання інвестиційного клімату галузі на основі Індексу інвестиційної привабливості України від Європейської Бізнес Асоціації, який за підсумками 2024 року становив 2,49 бали з 5 можливих. Обґрунтовано, що основним обмеженням для залучення інвестицій є інституційний, а не геологічний фактор. На основі моделювання NPV (чиста приведена вартість) програм буріння продемонстровано, що зниження середньозваженої вартості капіталу (WACC) з 20% до 15% збільшує NPV 12-річної програми на 36%, що перевищує ефект від зниження початкових капітальних витрат на 15%. Результати обґрунтовують пріоритет інституційних реформ над фіскальними пільгами у стратегії розвитку нафтогазового комплексу.

Ключові слова: інвестиційний клімат, нафтогазодобувна галузь, ставка дисконтування, WACC, рентабельність видобутку, енергоспоживання.

Постановка проблеми. Нафтогазодобувна галузь є одним із стратегічних секторів економіки України: за різними оцінками, частка нафти і природного газу у загальній структурі первинного енергоспоживання перевищує 50%, тоді як внутрішній видобуток здатен покривати лише близько третини потреб держави [12, с. 12; 10, с. 47]. Ця нерівновага не є новою – впродовж останніх десятиліть галузь демонструє постійну тенденцію до скорочення видобутку,



формуючи все більшу залежність від імпорту, що в свою чергу, впливає на геополітичні позиції держави на міжнародній сцені. Повномасштабне вторгнення російської федерації у 2022 р. перетворило цю проблему на питання виживання держави: припинення транзиту та відмова від імпорту газу з росії зробили нарощування внутрішнього видобутку питанням національної безпеки та геополітичної стабільності [14, с. 2].

Водночас ресурсна база України є досить значною. Підтверджені запаси природного газу категорій А+В+С1 становлять близько 1 трлн м³, а прогнозні ресурси з урахуванням нетрадиційних покладів сягають 5–7 трлн м³ [5, с. 8]. За цими показниками Україна посідає одне з передових місць в Європі. Виходячи з цього, можна стверджувати, що проблема полягає не у відсутності ресурсів, а у нездатності існуючої інституційної моделі забезпечити їх ефективне освоєння. Саме тому дослідження чинників інвестиційного клімату та їх кількісного впливу на рентабельність видобутку є надзвичайно актуальним.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Питання інвестиційної привабливості нафтогазодобувної галузі України висвітлені у працях багатьох вітчизняних та зарубіжних дослідників. О. В. Килин, О. М. Вітер та Н. А. Свелеба [9] у рамках своїх досліджень проаналізували стан та можливості розвитку інвестиційного середовища нафтогазового сектору, приділяючи особливу увагу впливу макроекономічних умов та регуляторних механізмів. В. В. Гараздюк [3] розглядав інституційні засади формування сприятливого інвестиційного клімату в газовій промисловості. В. Е. Лір та О. С. Биконя [10] аналізували стратегічні аспекти розвитку нафтогазового комплексу в умовах реформування енергетичного ринку. М. В. Диха [6] вивчала стан, проблеми та перспективи газовидобування в контексті енергоринку.

У зарубіжній літературі класичні підходи до оцінки інвестиційного клімату видобувних галузей представлено роботами Дж. Данінга [20], Д. Джонстона [27] та С. Тордо [29]. Методологію оцінки ризику країни для нафтогазових проєктів було розвинуто у працях А. Дамодарана [19]. Важливими є також аналітичні звіти Світового банку [28], ЄБРР [21] та ЕУ [24] щодо інвестиційного клімату Центральної та Східної Європи.

Попри значну кількість досліджень, майже всі публікації зосереджували увагу на описовому аналізі інвестиційного клімату або на макроекономічних чинниках та показниках, не беручи до уваги конкретні інвестиційні проєкти видобутку. Практично відсутні роботи, в яких можна оцінити зв'язок якісних показників інвестиційного клімату (через ставку дисконтування, надбавку за ризик інвестування в країну та інші) з рентабельністю реальних програм буріння та видобутку. Ця прогалина не дозволяла обґрунтовано порівняти ефективність від різних інструментів стимулювання галузі – інституційних реформ, фіскальних пільг чи прямих субсидій.

Мета роботи. Метою статті є кількісне обґрунтування впливу якості інвестиційного клімату на рентабельність видобутку вуглеводнів в Україні. Для досягнення мети поставлено такі завдання: 1) проаналізувати стан та структурні характеристики нафтогазодобувної галузі України; 2) здійснити порівняльну оцінку інвестиційного клімату нафтогазодобувної галузі на основі Індексу інвестиційної привабливості Європейської Бізнес Асоціації та зниження

середньозваженої вартості капіталу (WACC); 3) провести моделювання NPV та аналіз чутливості до ставки дисконтування й ціни газу.

Виклад основного матеріалу дослідження. Стан та структурні характеристики нафтогазодобувної галузі України є незадовільними. У 2023 р. видобуток природного газу становив 18,8 млрд м³, що суттєво контрастує з піковим показником 68 млрд м³, досягнутим у 1975 р. [15]. Видобуток нафти і газового конденсату також перебуває в тривалому спадному тренді: 1,8 млн т нафти та 1,2 млн т конденсату у 2023 р. проти понад 4 млн т нафти в середині 1990-х [13, с. 34]. Головною причиною є виснаженість основного фонду продуктивних горизонтів Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ), яка забезпечує приблизно 90% газу та 70% нафти [11, с. 56]. За останніми даними, у 2024 році видобуток газу перевищив 19 млрд кубометрів, однак у 2025 році через масовані російські атаки на газовидобувну інфраструктуру він скоротився приблизно на 10,6% – до 16,97 млрд кубометрів [2].

Структура ринку видобутку характеризується надмірною концентрацією. АТ «Укргазвидобування» (УГВ), дочірня компанія НАК «Нафтогаз», забезпечує близько 73% загального обсягу газовидобутку, решта поділяється між ПАТ «Укрнафта» (~10%), ДТЕК Нафтогаз (~8%) та приватними операторами (~9%) [15, с. 18; 18, с. 31]. Подібна монополізація обмежує конкурентну мотивацію до технологічного оновлення та гальмує розвиток вітчизняного нафтосервісного ринку.

Вікова структура фонду свердловин поглиблює технологічну проблему: понад 65% діючих свердловин пробурена до 1990 р., їх середній вік перевищує 35 років [15, с. 22]. Свердловини радянської епохи здебільшого не пристосовані до сучасних методів інтенсифікації видобутку. За розрахунками EY (Ernst & Young), витрати на підтримання поточного рівня видобутку у виснаженому фонді щороку зростають на 5–8%, тоді як дебет продовжує знижуватись [24, с. 12]. Маючи величезний фонд свердловин та постійно падаючий дебет на виснажених родовищах, у спробах втримати падіння використовуються екстенсивні методи розроблення родовищ, що в свою чергу ще більше знижує можливість вилучення важкодоступних запасів старих родовищ. Відповідно, значна кількість коштів спрямовується на спорудження нових свердловин та підтримку фонду свердловин, який постійно збільшується. При цьому спостерігається пряма залежність: чим більше коштів спрямовується на утримання старих свердловин, тим менше їх залишається на впровадження нових технологій.

Яскравим прикладом є структура капітальних витрат нафтогазодобувної галузі. В структурі витрат зараз переважають видатки на підтримуюче буріння (55–60% CAPEX), при цьому спостерігаються мінімальні вкладення у геологорозвідку (5–8%). Власне ця статистика і є ознакою неефективного використання ресурсної бази, без достатнього відтворення запасів [15, с. 25; 18, с. 35]. Разом з тим, частка витрат на технології інтенсифікації видобутку не перевищує 12–15% від загального CAPEX [17, с. 9], тоді як, наприклад, у США цей показник сягає 35–45% [22, с. 112]. Такий розрив безпосередньо вказує на нереалізований потенціал галузі та неефективність використання наявної ресурсної бази.

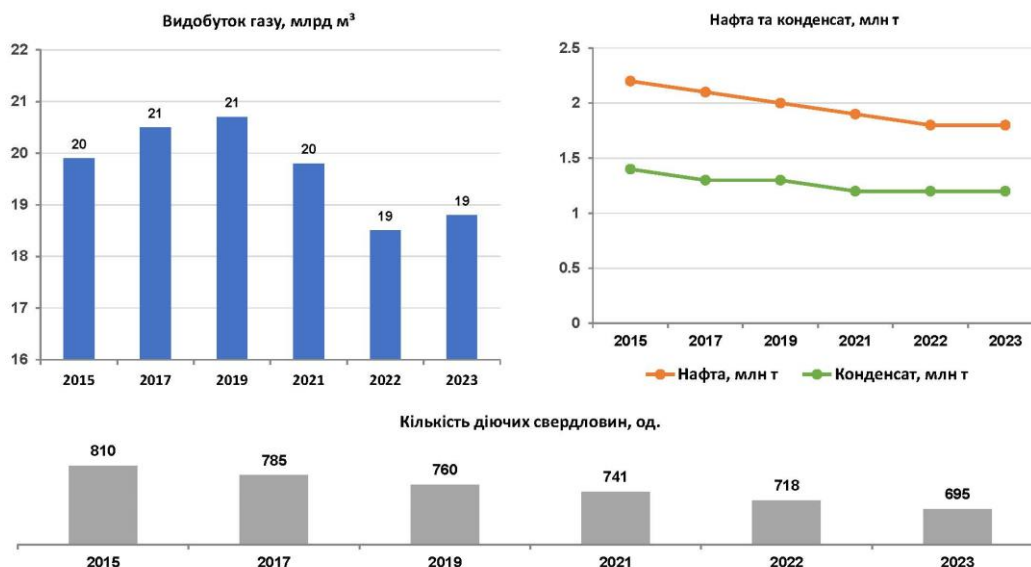


Рис. 1. Динаміка видобутку вуглеводнів в Україні, 2015–2023 рр.

[Складено авторами за даними Держгеонадра [4], НАК «Нафтогаз» [17], Міненерго [18] та оперативними даними [20]]

Повномасштабне вторгнення РФ у лютому 2022 р. спричинило безпрецедентний шок для галузі: пошкодження інфраструктури, тимчасову втрату родовищ у зонах бойових дій, відтік кадрів та зростання витрат на безпеку [25, с. 11]. Водночас, це підвищило стратегічну цінність галузі в контексті енергетичної незалежності: за оцінками НАК «Нафтогаз», збільшення видобутку на 5 млрд м³/рік повністю закрило б залишкову потребу в імпорті [15, с. 30].

При проведенні оцінювання інвестиційного клімату нафтогазодобувної галузі України, за базу взято Індекс інвестиційної привабливості України, який щорічно розраховується Європейською Бізнес Асоціацією (ЄБА) на основі опитувань керівників компаній-членів. Хоча опитування менеджерів та керівників є досить суб'єктивним (не підтверджені макроекономічними показниками), однак вони показують реальні настрої менеджерів, які приймають кінцеві рішення про інвестування. За підсумками 2024 року інтегральний показник індексу становив 2,49 бали з 5 можливих, що є незначним покращенням порівняно з 2,44 бали у 2023 році [7]. У 2025 році цей показник зріс до 2,70 балів, наблизившись до рівня кінця 2021 року [8], однак величина балів свідчить про вкрай низьку оцінку бізнес-середовища з боку інвесторів.

Головними перешкодами для інвестицій, за даними опитувань Європейської Бізнес Асоціації, залишаються російська агресія, корупція, слабка судова система та валютні обмеження [8]. Проте, всупереч таким даним, частка компаній, які планують інвестувати в Україну, зросла з 57% у 2023 році до 72% у 2025 році, що свідчить про поступове відновлення довіри бізнесу [8].

Фіскальний режим нафтогазового видобутку сформований системою рентних платежів: для газу з покладів до 5000 м ставка становить 29%, глибше 5000 м – 14%, для нафти – 45% [1; 4, с. 28]. Ефективна ставка оподаткування рентабельних проєктів з урахуванням ПДВ та податку на прибуток сягає 65–75%

[4, с. 30]. Проте, можна констатувати, що головна проблема – не абсолютний рівень ставок, а їхня нестабільність: за 2014–2023 рр. ставки рентних платежів змінювались чотири рази [4, с. 32]. За оцінками ЄБРР, непередбачувана зміна фіскального режиму підвищує ефективну вартість капіталу на 1,5–2,5 в.п., оскільки в умовах постійної ймовірності зміни ставки руйнується стала бізнес-модель [21, с. 14].

Ключовим показником для дослідження є середньозважена вартість капіталу (WACC). Проведений розрахунок за методикою А. Дамодарана свідчить, що станом на кінець 2023 р. WACC для нафтогазових проєктів в Україні становить 18–22% [19] – один із найвищих серед європейських юрисдикцій. До прикладу, для Норвегії – 7–9%, Польщі – 10–12%, Румунії – 11–13% [24, с. 18]. Головним чинником різниці є надбавка за ризик інвестування в країну (CRP), яка для України в умовах війни зросла до 10–12% [19].

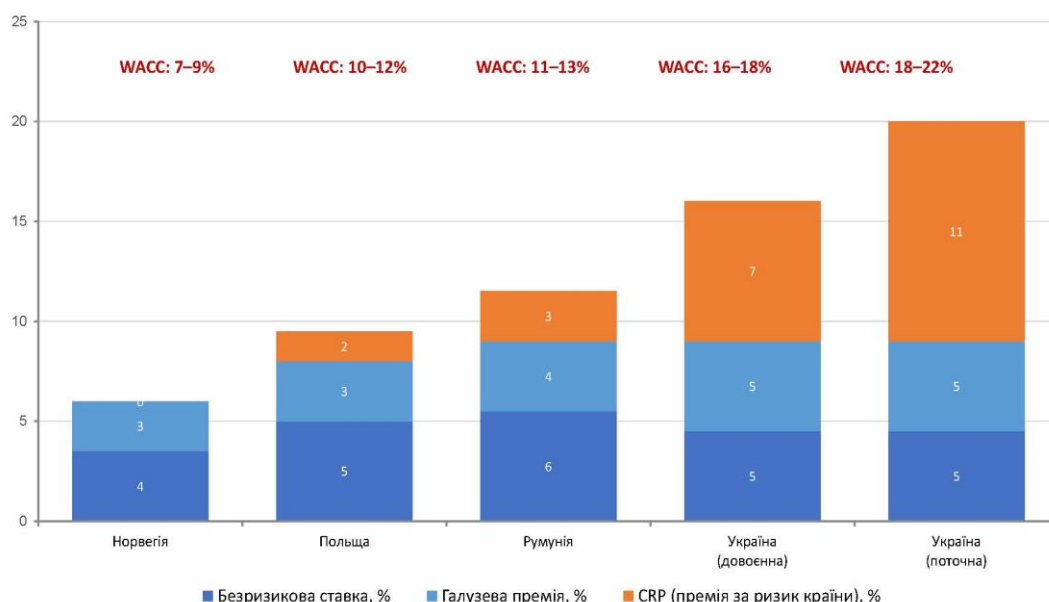


Рис. 2. Порівняльна характеристика WACC для нафтогазового комплексу
Джерело: розраховано авторами за методологією Дамодарана [19]; дані Bloomberg, ЄБРР [15], НБУ [16]

Далі слід накласти отримані показники на ймовірну рентабельність проєкту з буріння та видобутку. При цьому доцільно враховувати, що практичне значення різниці у ставках дисконтування дуже легко недооцінити, розглядаючи WACC як абстрактний фінансовий параметр. Для кількісного оцінювання впливу інвестиційного клімату на рентабельність видобутку розглянемо типовий приклад.

Візьмемо стандартну 12-річну програму буріння з W свердловинами на рік. Рентабельність програми оцінюється через чисту приведену вартість (NPV):

$$NPV = -I_0 + \sum_{t=1}^T CF(t) \cdot (1+r)^{-t} \quad (1)$$

де $CF(t)$ – грошовий потік у рік t ; I_0 – початкові капітальні витрати; r – ставка дисконтування (WACC). Результати моделювання при $W=10$ свердловин/рік та базовій ціні газу 280 \$/тис. м³ подано у табл. 1.



Таблиця 1

Аналіз чутливості NPV 12-річної програми буріння до r та P
(млн дол., $W=10$ св./рік)

$r \setminus P$	200 \$/тис.м ³	240 \$/тис.м ³	280 \$/тис.м ³	320 \$/тис.м ³	360 \$/тис.м ³
$r = 12\%$	+3 841	+5 126	+6 412	+7 697	+8 982
$r = 15\%$	+2 987	+4 102	+5 218	+6 333	+7 448
$r = 18\%$	+2 341	+3 311	+4 281	+5 251	+6 221
$r = 20\%$	+2 054	+2 945	+3 833	+4 722	+5 611
$r = 25\%$	+1 512	+2 228	+2 944	+3 660	+4 376
$r = 28\%$	+1 201	+1 822	+2 443	+3 063	+3 684

Джерело: розраховано авторами

Дані таблиці 1 дозволяють зробити такі висновки. По-перше, зниження ставки дисконтування з 20% до 15% збільшує NPV програми на 36%, якщо взяти базову ціну газу 280 \$/тис. м³. Це більший ефект, ніж зниження початкових капітальних витрат на 15%. По-друге, при ціні нижче 240 \$/тис. м³ та ставці вище 25% показник NPV стає критично низьким, що створює зону неприйнятної ризику для інвесторів. По-третє, ефект від зниження ставки r з 20% до 15% є більшим, ніж від підвищення ціни газу на 40 \$/тис. м³.

Цей результат є ключовим кількісним обґрунтуванням пріоритету інституційних реформ інвестиційного клімату над фіскальними пільгами у стратегії розвитку нафтогазодобувної галузі. Він узгоджується з позицією МВФ [26, с. 22] та рекомендаціями Секретаріату Договору до Енергетичної Хартії [23, с. 18] щодо пріоритетності стабільності регуляторного середовища перед прямими фінансовими стимулами.

Покращення інвестиційного клімату впливає на рентабельність видобутку через два взаємопов'язані механізми. Перший – пряме зниження ставки дисконтування через зменшення CRP, що безпосередньо збільшує NPV усіх довгострокових проєктів. Другий – залучення нових незалежних операторів і нафтосервісних компаній, що формує конкурентне середовище та прискорює технологічне оновлення галузі. Реформи, які одночасно активують обидва канали (правова визначеність, стабілізація фіскального режиму, спрощення ліцензування), будуть створювати основу для зародження економічно активного та конкурентного ринку, де бізнес-процеси будуть мотивувати галузь до розвитку, шукаючи доступ до раніше недоступних ресурсів як технологічних, так й економічних. Така система здатна створити значно більший ефект, ніж сума окремих стимулюючих заходів.

Висновки. На основі проведеного аналізу стану нафтогазодобувної галузі України та її інвестиційного клімату встановлено, що нафтогазодобувна галузь характеризується суттєвим розривом між значним ресурсним потенціалом (підтверджені запаси газу ~1 трлн м³) і низьким рівнем його реалізації. Структура CAPEX вказує на неефективне використання ресурсної бази – наприклад, частка витрат на інтенсифікацію видобутку та розвідку втричі нижча за відповідний показник вільної від цих обмежень економічної системи США.

Оцінювання інвестиційного клімату на основі Індексу інвестиційної привабливості Європейської Бізнес Асоціації (2,49 бали з 5 у 2024 році) підтверджує, що головним обмеженням є інституційний фактор: найнижчі оцінки відмічаються за правовою визначеністю, регуляторною стабільністю та рівнем корупції. WACC для нафтогазових проєктів в Україні становить 18–22% – це один із найвищих у Європі показників.

Аналіз видобувної програми з бурінням свердловин та оцінювання їх чистої приведеної вартості NPV в горизонті проєкту 12-ти років дозволив отримати ключовий результат: зниження WACC з 20% до 15% збільшує NPV 12-річної програми на 36%, що перевищує ефект від зниження початкових CAPEX на 15%. Це кількісно обґрунтовує пріоритет інституційних реформ – покращення правової визначеності, стабілізації фіскального режиму, зниження корупції – над прямими фіскальними пільгами, як інструменту залучення інвестицій та нарощування видобутку вуглеводнів. У подальшому планується оцінити, який саме внесок у зниження вартості капіталу робить кожна окрема реформа – стабільність податкового режиму, правова захищеність інвесторів, зниження корупції. Це дозволить визначити, які заходи мають найбільший пріоритет для залучення інвестицій у галузь.

Список використаних джерел:

- [1] Верховна Рада України. (2010). *Податковий кодекс України (№ 2755-VI)*. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2755-17>
- [2] Видобуток газу в Україні у 2025 році впав на 10%, до 17 млрд кубометрів. (2026, 4 квітня). *Forbes Ukraine*. <https://forbes.ua/news/vidobutok-gazu-v-ukraini-u-2025-rotsi-vpav-na-10-do-17-mlrd-kubometriv-04042026-37737>
- [3] Гараздюк, В. В. (2024). Інституційні засади формування сприятливого інвестиційного клімату у газовій промисловості України. *Наукові записки Львівського університету бізнесу та права*, 42, 324–333. <https://doi.org/10.5281/zenodo.14599440>
- [4] Дем'яненко, С. І. (2022). Оподаткування видобутку вуглеводнів в Україні: порівняльний аналіз фіскального навантаження. *Фінанси України*, (4), 22–38. <https://doi.org/10.33763/finukr2022.04.022>
- [5] Державна служба геології та надр України. (2024). *Стан мінерально-сировинної бази України за 2023 рік*. <https://www.geo.gov.ua/msnb>
- [6] Диха, М. В. (2021). Газовидобування в Україні: стан, проблеми, перспективи у системі енергоринку. *Науковий вісник ІФНТУНГ. Серія: Економіка та управління в нафтовій і газовій промисловості*, 2(24), 7–16.
- [7] Європейська Бізнес Асоціація. (б. д.). *Дослідження та аналітика*. <https://eba.com.ua/research/doslidzhennya-ta-analityka>
- [8] Індекс інвестиційної привабливості України у 2025 році зріс до довоєнного рівня. (2025, 27 листопада). *Inventure*. <https://inventure.com.ua/uk/news/ukraine/>
- [9] Килин, О. В., Вітер, О. М., & Свелеба, Н. А. (2025). Оцінка та перспективи розвитку інвестиційного клімату нафтогазового сектору України. *Вісник Одеського національного університету*, 30(1(103)), 16–22. <https://doi.org/10.32782/2304-0920/1-103-3>
- [10] Лір, В. Е., & Биконя, О. С. (2019). *Нафтогазовий комплекс України: стратегічні аспекти розвитку в умовах реформування енергетичного ринку*. ДУ «Інститут економіки та прогнозування НАН України».



- [11] Лукін, О. Ю. (2018). *Перспективи нафтогазоносності надр України*. Геоінформ.
- [12] Міністерство енергетики України. (2021). *Енергетична стратегія України на період до 2050 року*. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0659731-21>
- [13] Міністерство енергетики України. (2024). *Паливно-енергетичний баланс України 2023 р.*
- [14] НАК «Нафтогаз України». (2023). *Стратегія розвитку НАК «Нафтогаз» 2023–2027*. <https://www.naftogaz.com/ua/about-us/strategy>
- [15] НАК «Нафтогаз України». (2024). *Річний звіт 2023*. <https://www.naftogaz.com/ua/information/reports>
- [16] Національний банк України. (2024). *Статистичний бюлетень за 2023 рік*. <https://bank.gov.ua/ua/statistic/statistical-publications>
- [17] АТ «Укргазвидобування». (2024). *Річний звіт 2023*. <https://ugv.com.ua/about/reports>
- [18] ПАТ «Укрнафта». (2024). *Річний звіт 2023*. <https://www.ukrnafta.com/uk/media-center/press-releases>
- [19] Damodaran, A. (2023). *Country risk: Determinants, measures and implications — The 2023 edition*. NYU Stern School of Business. <https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pdfiles/papers/CountryRisk2023.pdf>
- [20] Dunning, J. H. (2002). Determinants of foreign direct investment: Globalization-induced changes and the role of FDI policies. *OECD Working Papers on International Investment*, 3. <https://doi.org/10.1787/716431899381>
- [21] European Bank for Reconstructin and Development. (2022). *Transition report 2022/23: The big convergence*. <https://www.ebrd.com/transition-report-2022-23>
- [22] U.S. Energy Information Administration. (2023). *Hydraulic fracturing and well performance in US shale: Annual report 2023*. <https://www.eia.gov/petroleum/drilling>
- [23] Energy Charter Secretariat. (2023). *Ukraine energy profile 2023*. <https://www.energycharter.org/what-we-do/knowledge-centre/country-profiles>
- [24] Ernst & Young. (2023). *Oil & gas investment attractiveness barometer: Central and Eastern Europe 2023*. https://www.ey.com/en_pl/oil-gas
- [25] Global Energy Monitor. (2023). *Ukraine energy infrastructure war damage tracker 2023*. <https://globalenergymonitor.org/projects/ukraine-energy-tracker>
- [26] Intenational Monetory Fund. (2022). *Fiscal monitor: Fiscal policy for climate transition*. <https://www.imf.org/en/Publications/FM/Issues/2022/04/12/fiscal-monitor-april-2022>
- [27] Johnston, D. (1994). *International petroleum fiscal systems and production sharing contracts*. PennWell Books.
- [28] Oxford Institute for Energy Studies. (2023). *Ukraine's gas sector under wartime conditions*. <https://www.oxfordenergy.org/publications/ukraines-gas-sector>
- [29] Tordo, S., Tracy, B. S., & Arfaa, N. (2011). *National oil companies and value creation* (World Bank Working Paper No. 218). World Bank. <https://doi.org/10.1596/978-0-8213-8831-0>
- [30] Zorya, S., Otieno, W., & Kessler, M. (2020). *Toward a new model for natural gas governance in Ukraine*. World Bank Group. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/34043>

INVESTMENT CLIMATE OF UKRAINE'S OIL AND GAS SECTOR: QUANTITATIVE ASSESSMENT OF THE IMPACT ON HYDROCARBON PRODUCTION PROFITABILITY

Liana Ptashchenko

Doctor of Economic Sciences, Professor

National University «Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic», Ukraine



Vladyslav Mazurenko

Postgraduate Student

National University «Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic», Ukraine

Summary. *The relationship between the quality of the investment climate and the profitability of hydrocarbon production in Ukraine is investigated. The structural characteristics of the upstream oil and gas industry are analyzed, revealing a significant gap between the country's resource potential (proven gas reserves of approximately 1 trillion m³, forecast resources of 5–7 trillion m³) and the actual level of their development. The investment climate of the industry is assessed on the basis of the Investment Attractiveness Index of Ukraine compiled by the European Business Association, which, as of the end of 2024, amounted to 2.49 out of 5 possible points. It is shown that the main constraint on attracting investment is institutional rather than geological. On the basis of NPV (net present value) modelling of drilling programmes, it is demonstrated that a reduction in the weighted average cost of capital (WACC) from 20% to 15% increases the NPV of a 12-year programme by 36%, which exceeds the effect of a 15% reduction in initial capital expenditures. The results substantiate the priority of institutional reforms over fiscal incentives in the development strategy of the oil and gas sector.*

Keywords: *investment climate, oil and gas extraction industry, discount rate, WACC, production profitability, energy consumption.*

Дата публікації: 01.05.2026

Дата першого надходження статті до видання: 23.03.2026

Дата прийняття статті до друку після рецензування: 21.04.2026