

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
Інститут економіки та менеджменту
Кафедра прикладної економіки

Фейчук Віталій Васильович

УДК: 338.45:622.276.62(477.82)

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

Інвестиційна привабливість розроблення газових родовищ Івано-Франківської області

Бізнес-економіка

(назва освітньої програми)

051 - Економіка

(шифр і назва спеціальності)

В.В. Фейчук

(підпис, ініціали та прізвище здобувача освітнього ступеня)

Науковий керівник

к.е.н., доц. Метешко Ірина Михайлівна

(науковий ступінь, вчене звання, прізвище, ім'я, по батькові)

Допущено до захисту
Завідувач кафедри

(підпис)

(дата)

У.Б. Бережницька

(ініціали та прізвище)

Рецензент

(підпис)

(дата)

(ініціали та прізвище)

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

Івано-Франківськ – 2024

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри _____

“ ___ ” _____ 20__ року

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ

Студенту _____ **Фейчуку Віталію Васильовичу** _____
(прізвище, ім'я, по батькові)

Тема магістерської роботи Інвестиційна привабливість розроблення газових родовищ Івано-Франківської області

затверджена наказом ректора університету від “ 15 ” 11 2023 р. № 664/7

2. Термін здачі студентом закінченої роботи “10” січня 2024 р.

3. Вихідні дані роботи: статистична та звітна інформація ТОВ «Західгазінвест» за 2017-2022 рр.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, що їх належить розробити):

Вступ

1. Теоретичні та методичні основи дослідження ефективності функціонування нафтогазової промисловості

2. Аналіз та оцінювання ефективності розробки родовищ Івано-Франківської області

3. Розроблення основних шляхів підвищення інвестиційної привабливості родовищ Івано-Франківської області.

Висновки

Список використаних джерел

Додатки

4. Перелік ілюстративного матеріалу

1. Мета і завдання магістерської роботи.

2. Чинники, що впливають на інвестиційну привабливість родовищ.

3. Фактори, що визначають ефективність буріння та обсяги видобутку нафти і газу.

4. Динаміка ОТЕП родовищ Івано-Франківської області.

5. Беззбитковий обсяг видобутку та реалізації природного газу.

6. Залежність накопиченого видобутку від пластового тиску.

7. SWOT-аналіз інвестиційної привабливості видобутку природного газу із родовищ Івано-Франківської області.

8. Прогнозування зміни пластового тиску на Черемхівсько-Струпківському родовищі, МПа.

9. Розрахунок доцільності вкладення інвестицій у Дебеславецьке родовище за рентабельний період.

10. Розрахунок доцільності вкладення інвестицій у Черемхівсько-Струпківське родовище за період.

6. Консультанти з роботи, із зазначенням розділів роботи, що стосуються їх

Розділ	Консультант	Підпис, дата	

7. Дата видачі завдання “__” _____ 20__ р.

Керівник _____
(підпис)

І. М. Метошоп
(розшифровка підпису)

Завдання прийняв до виконання _____
(підпис)

В.В. Фейчук
(розшифровка підпису)

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Номер і назва етапів магістерської роботи	Термін виконання етапів магістерської роботи	Примітка
Вступ	24.09.2023	Виконано
Теоретичні та методичні основи дослідження ефективності функціонування нафтогазової промисловості	14.10.2023	Виконано
Аналіз та оцінювання ефективності розробки родовищ Івано-Франківської області	05.11.2023	Виконано
Розроблення основних шляхів підвищення інвестиційної привабливості родовищ Івано-Франківської області	27.12.2023	Виконано
Висновки	05.01.2024	Виконано

Студент _____
(підпис)

В.В. Фейчук
(розшифровка підпису)

Керівник роботи _____
(підпис)

І.М. Метошоп
(розшифровка підпису)

Дата затвердження календарного плану “__14__” _____11_____ 2022 р.

РЕФЕРАТ

У роботі розкрито теоретичні аспекти дослідження інвестиційної привабливості родовищ, виділені основні фактори та методи оцінювання, сформована методика комплексного дослідження на підставі якої у другому розділі роботи проведений аналіз та встановлені залежності між окремими факторами та доходом підприємства. У третьому розділі роботи сформовані основні напрями збільшення інвестиційної привабливості родовищ та проведені розрахунки доцільності їх інвестування.

Мета роботи – оцінювання інвестиційної привабливості розроблення родовищ Івано-Франківської області та виокремлення практичних рекомендацій щодо шляхів її підвищення.

Для досягнення поставленої мети вирішуватимуться наступні завдання: ознайомлення із нормативно-правовими актами, що регулюють діяльність нафтогазової промисловості України; виявлення факторів, які впливають на ефективність технологічних процесів буріння та видобутку; аналіз методів оцінювання інвестиційної привабливості родовищ та визначення власної методики; оцінювання та аналіз основних показників ефективності розробки родовищ та впливу факторів на їхню величину; виокремлення шляхів підвищення інвестиційної привабливості родовищ; оцінювання інвестиційної привабливості дорозроблення родовища, висновки та пропозиції щодо її підвищення.

Об'єктом дослідження є процес розроблення родовищ.

Предметом дослідження є сукупність теоретичних, методичних та практичних питань щодо оцінювання інвестиційної привабливості розроблення родовища.

Практична цінність магістерської роботи полягає у розробленні практичних рекомендацій щодо доцільності вкладення інвестицій у родовища Івано-Франківської області, які знаходяться на пізній стадії дорозробки.

У роботі застосовані такі методи аналізу як індукція, дедукція, синтез, SWOT-аналіз, CVP-аналіз, методи оцінювання доцільності вкладення капіталу такі як РВ-аналіз, NPV-аналіз, PI – аналіз, IRR-аналіз.

Ключові слова: родовище, інвестиції, інвестиційна привабливість, дорозроблення, розробка, природний газ.

ABSTRACT

The paper reveals the theoretical aspects of the study of the investment attractiveness of deposits, highlights the main factors and assessment methods, develops a comprehensive research methodology based on which the second section of the paper analyzes and establishes the relationships between individual factors and the company's income. In the third section of the work, the main directions of increasing the investment attractiveness of deposits are formed and calculations of the feasibility of their investment are carried out.

The purpose of the work is to assess the investment attractiveness of the development of deposits in the Ivano-Frankivsk region and to highlight practical recommendations on ways to increase it.

To achieve the set goal, the following tasks will be solved: familiarization with the normative legal acts regulating the activity of the oil and gas industry of Ukraine; identification of factors that affect the efficiency of technological processes of drilling and production; analysis of methods for assessing the investment attractiveness of deposits and determination of own methodology; evaluation and analysis of the main indicators of the efficiency of field development and the influence of factors on their size; identifying ways to increase the investment attractiveness of deposits; assessment of the investment attractiveness of the pre-development of the deposit, conclusions and proposals for its improvement.

The object of research is the process of deposit development.

The subject of the study is a set of theoretical, methodical and practical questions regarding the assessment of the investment attractiveness of the development of the deposit.

The practical value of the master's thesis lies in the development of practical recommendations regarding the feasibility of investing in deposits of the Ivano-Frankivsk region, which are at a late stage of development.

The work uses such methods of analysis as induction, deduction, synthesis, SWOT-analysis, CVP-analysis, methods of assessing the feasibility of capital investment, such as PB-analysis, NPV-analysis, PI-analysis, IRR-analysis.

Key words: deposit, investment, investment attractiveness, further development, development, natural gas.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
РОЗДІЛ 1. ТЕОРЕТИЧНІ ТА МЕТОДИЧНІ ОСНОВИ ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ НАФТОГАЗОВОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ.....	11
1.1. Нормативно-правова база, що регулює діяльність нафтогазової промисловості України та її інвестиційну привабливість.....	11
1.2 Сутність інвестиційної привабливості та чинники, що впливають на ефективність розробки родовища.....	15
1.3 Методика оцінювання інвестиційної привабливості та аналізу ефективності розроблення родовищ.....	23
РОЗДІЛ 2. АНАЛІЗ ТА ОЦІНЮВАННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ ІВАНО-ФРАНКІВСЬКОЇ ОБЛАСТІ.....	30
2.1. Загальні відомості про родовища Івано-Франківської області.....	30
2.2. Аналіз основних техніко-економічних показників розробки родовищ.....	36
2.3. СVP-аналіз видобутку вуглеводнів із родовищ Івано-Франківської області.....	42
2.4. Кореляційно-регресійний аналіз.....	46
РОЗДІЛ 3. РОЗРОБЛЕННЯ ОСНОВНИХ ШЛЯХІВ ПІДВИЩЕННЯ ІНВЕСТИЦІЙНОЇ ПРИВАБЛИВОСТІ РОДОВИЩ ІВАНО-ФРАНКІВСЬКОЇ ОБЛАСТІ.....	56
3.1 Основні напрями підвищення інвестиційної привабливості.....	56
3.2. Обґрунтування доцільності вкладення інвестицій у досліджувані родовища Івано-Франківської області.....	58
ВИСНОВОК.....	67
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	71
БІБЛІОГРАФІЧНА ДОВІДКА.....	77
ДОДАТКИ.....	78

					МР.ЕКМ-70.00.00.000 ПЗ			
Змн.	Лист	№ докум.	Підпис	Дата				
Розроб.	Фейчук В.В.				«Інвестиційна привабливість розроблення газових родовищ Івано-Франківської області»	Літ.	Арк.	Акрушів
Перевір.	Метошоп І.М.						6	76
Реценз.						ІФНТУНГ, ЕКМ-22-2 6		
Н. Контр.	Паневник Т.М.							
Затверд.	Бережницька У.Б.							

ВСТУП

Газовидобувна галузь завжди була і залишається привабливою для вкладання інвестицій. І хоча тенденції сьогодення диктують зростання альтернативної енергії, однак традиційний природний газ ще довго буде залишатись у пріоритеті на ринку енергоресурсів, тому є високі шанси одержання достойних прибутків, в яких зацікавлені і держава, і потенційний інвестор.

Газова промисловість України є однією з найстаріших у світі. За багаторічний період її розвитку здобуто неоціненний і багатоплановий досвід в усіх видах діяльності – геолого-геофізичних роботах, пошуках і розвідці нових родовищ, бурінні свердловин, прокладанні магістральних трубопроводів, підготовці, транспортуванні й підготовці газу та в інших напрямках діяльності.

Газ є важливим джерелом енергії та є необхідним для забезпечення енергетичної безпеки багатьох країн. Дослідження та розробка нових газових родовищ є критично важливими для забезпечення стабільного енергетичного постачання. Окрім того, газ вважається менш викидоносним паливом порівняно з іншими видами вуглеводнів. Однак ефективна розробка газових родовищ і зменшення емісій метану є важливими аспектами для збереження природи та боротьби зі зміною клімату.

Світ стає все більше спрямованим на відновлювані джерела енергії, але світовий попит на газ постійно росте, особливо в країнах з високими темпами індустріалізації і розвитку. Це створює нові можливості для інвестицій у видобуток і транспортування газу.

Розробка газових родовищ часто супроводжується будівництвом інфраструктури, такої як газопроводи та підземні сховища газу. Це сприяє інвестиціям, створює нові робочі місця і збільшує економічну активність у регіонах.

Усі ці аспекти роблять тему інвестиційної привабливості розробки газових родовищ актуальною, а її дослідження може допомогти розробити стратегії, які

сприятимуть сталому розвитку, забезпеченню енергетичної безпеки та зменшенню впливу на навколишнє середовище.

Поняття «інвестиційна привабливість» є темою, яку вивчають багато вчених у нашій країні та за кордоном. Однак більшість досліджень присвячені інвестиційній привабливості держави, регіону та підприємства. До прикладу Гуткевич С.О., Естрін С.А. та Ястремська О.О. досліджували вплив менеджменту на ефективність корпоративної інвестиційної діяльності.

Дослідники, такі як І.О. Бланк, С.А. Буткевич та А.А. Пересада, спрямовували свою увагу на дослідження різних аспектів фінансів підприємства. Серед них були фінансова стратегія, управління активами, капіталом, інвестиціями, грошовими потоками та фінансовими ризиками. Вчені, такі як М.С. Герасимчук, У.Л. Шарп, В.П. Савчук та Т.А. Чернявська, глибоко вивчали питання, пов'язані з економікою промисловості, ефективністю інвестицій, інвестиційною привабливістю підприємства, а також аспекти екстенсивного та інтенсивного зростання в економіці. Крім того, вчені, такі як В.І. Бочаров, Ф.В. Бандурін, Ф.П. Гайдуцький, Г.М. Підлісецький, К.С. Берестовий, Д.А. Епштайн і інші, приділяли увагу питанням "інноваційної привабливості підприємства". Основи дослідження інвестиційної привабливості, які були вказані цими авторами, є важливими, і вони потребують подальшого вивчення, обговорення та дискусій серед економістів. Окрім того, інвестиційна привабливість таких об'єктів як нафтогазові родовища мають свої особливості. Цими дослідженнями займалися такі науковці як М.О. Данилюк [1,2], Я.С. Витвицький [3,4,5,6,7,8], І.М. Метошоп [8], І.Р. Михайлів [8,9], У.Я. Витвицька [6], І. М. Петрунчак [7], М.С. Пілка [5], Н.О. Гавадзин [4] тощо. Однак умови розробки змінюються. Ці зміни відбуваються як у зовнішньому так і внутрішньому середовищі, а тому виникає потреба в уточненнях та удосконаленні як самих умов, так і методів проведення дослідження та шляхів підвищення інвестиційної привабливості.

Тому метою роботи є оцінювання інвестиційної привабливості розроблення родовищ Івано-Франківської області та виокремлення практичних рекомендацій щодо шляхів її підвищення.

Для досягнення поставленої мети вирішуватимуться наступні завдання:

- ознайомлення із нормативно-правовими актами, що регулюють діяльність нафтогазової промисловості України;
- виявлення факторів, які впливають на ефективність технологічних процесів буріння та видобутку;
- аналіз методів оцінювання інвестиційної привабливості родовищ та визначення власної методики;
- оцінювання та аналіз основних показників ефективності розробки родовищ та впливу факторів на їхню величину;
- виокремлення шляхів підвищення інвестиційної привабливості родовищ;
- оцінювання інвестиційної привабливості дорозроблення родовища, висновки та пропозиції щодо її підвищення.

Об'єктом дослідження є процес розроблення родовищ.

Предметом дослідження є сукупність теоретичних, методичних та практичних питань щодо оцінювання інвестиційної привабливості розроблення родовища.

Практична цінність магістерської роботи полягає у розробленні практичних рекомендацій щодо доцільності вкладення інвестицій у родовища Івано-Франківської області, які знаходяться на пізній стадії дорозробки.

У роботі застосовані такі методи аналізу як індукція, дедукція, синтез, SWOT-аналіз, CVP-аналіз, методи оцінювання доцільності вкладення капіталу такі як PB-аналіз, NPV-аналіз, PI – аналіз, IRR-аналіз.

Робота складається із трьох розділів у яких розкрито теоретичні аспекти дослідження інвестиційної привабливості родовищ, виділені основні фактори та методи оцінювання, сформована методика комплексного дослідження на підставі

якої у другому розділі роботи проведений аналіз та встановлені залежності між окремими факторами та доходом підприємства. У третьому розділі роботи сформовані основні напрями збільшення інвестиційної привабливості родовищ та проведені розрахунки доцільності їх інвестування.

Робота містить 76 ст. пояснювальної записки, у якій 2 табл., 14 рис., 52 літературних джерела.

Результати роботи представлені на міжнародній науково-практичній конференції «Сучасний стан та пріоритети модернізації науки, освіти та технологій», 10 січня 2024 р. м. Біла Церква.

РОЗДІЛ 1. ТЕОРЕТИЧНІ ТА МЕТОДИЧНІ ОСНОВИ ДОСЛІДЖЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ НАФТОГАЗОВОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ.

1.1 Нормативно-правова база, що регулює діяльність нафтогазової промисловості України та її інвестиційну привабливість.

Нормативна база, яка регулює інвестиційну привабливість розробки газових родовищ, включає в себе закони, положення та регуляторні документи, які стосуються видобутку та експлуатації газових родовищ. Ця база включає такі основні елементи:

1. Ліцензування і дозволи. Регуляторні органи надають ліцензії для видобутку газу після оцінки та затвердження проектів. Це може включати в себе надання прав на дослідження та видобуток.
2. Регулювання мінеральних ресурсів. Закони та положення, які стосуються володіння та управління мінеральними ресурсами, включаючи газ, можуть бути ключовими для інвестиційних рішень.
3. Фіскальна політика. Положення щодо оподаткування видобутку та продажу газу мають великий вплив на інвестиційну привабливість. Вона включає ставки податків на прибуток, рентні платежі та інші фіскальні обов'язки.
4. Екологічні норми та стандарти. Закони та нормативні акти, що стосуються захисту довкілля та зменшення впливу на природу, важливі для додержання під час розробки родовищ.
5. Споживчий ринок і ціни на газ. Регулювання споживчого ринку та цін на газ може впливати на доходи від продажу газу та, відповідно, на інвестиційну привабливість.
6. Безпека та стандарти видобутку. Нормативні вимоги стосовно безпеки видобутку газу та здоров'я праці мають велике значення для інвесторів.

7. Договірні відносини. Укладення договорів між інвесторами та урядовими органами щодо умов видобутку та розподілу прибутків може бути важливим аспектом інвестиційної привабливості.

Ця нормативна база формується на рівні країни та може змінюватися з часом відповідно до економічних, політичних та екологічних змін. Інвестори і компанії, які розглядають можливість інвестицій у розробку газових родовищ, повинні ретельно аналізувати цю нормативну базу для прийняття обґрунтованих рішень і забезпечення відповідності всім вимогам.

Україна має спеціальні закони та регуляторні документи, які регулюють розробку газових родовищ та інвестиції в цю галузь.

Головним законом, що визначає правові засади діяльності в нафтогазовій галузі, є Конституція України [10], в статті 13 якої затверджено, що «Земля, її надра, атмосферне повітря, водні та інші природні ресурси, які знаходяться в межах території України, природні ресурси її континентального шельфу, виключної (морської) економічної зони є об'єктами права власності українського народу. Від імені українського народу права власника здійснюють органи державної влади та органи місцевого самоврядування в межах, визначених Конституцією» [10].

Основним законом, що регулює діяльність нафтогазової промисловості в Україні, є Закон України «Про нафту і газ» [11] від 12 липня 2001 р. № 2665- III. Цей Закон визначає основні правові, економічні та організаційні засади діяльності нафтогазової галузі України та регулює відносини, пов'язані з особливостями користування нафтогазоносними надрами, видобутком, транспортуванням, зберіганням та використанням нафти, газу та продуктів їх переробки з метою забезпечення енергетичної безпеки України, розвитку конкурентних відносин у нафтогазовій галузі, захисту прав усіх суб'єктів відносин, що виникають у зв'язку з геологічним вивченням нафтогазоносності надр, розробкою родовищ нафти і газу, зберіганням, транспортуванням та реалізацією нафти, газу та продуктів їх переробки, споживачів нафти і газу та працівників галузі.

Користування нафтогазоносними надрами, пошук і розвідка родовищ нафти і газу, їх експлуатація, спорудження та експлуатація підземних сховищ для зберігання нафти і газу здійснюються лише за наявності спеціальних дозволів (ліцензій) на користування нафтогазоносними надрами, що надаються спеціально уповноваженим центральним органом виконавчої влади в галузі геології та використання надр за погодженням з Міністерством охорони навколишнього природного середовища України, як правило, на конкурсних засадах в порядку, встановленому Кабінетом Міністрів України [6]. Цей порядок регулює Постанова Кабінету Міністрів України «Про затвердження порядку надання у 2008 році спеціальних дозволів на користування надрами» від 27.02.2008 р. № 273 [12].

Право на користування надрами засвідчується актом про надання гірничого відводу за встановленою формою. Гірничі відводи (частини надр) можуть надаватися підприємствам і громадянам лише за наявності у них спеціального дозволу на користування ділянкою надр, а також затвердженого у відповідному порядку проекту розробки родовища корисних копалин або будівництва гірничодобувного об'єкта [13]. Надра в межах гірничого відводу повинні використовуватися відповідно до цілей, для яких їх було надано.

Державна експертиза та оцінка запасів корисних копалин проводиться згідно Положення «Про порядок проведення державної експертизи та оцінки запасів корисних копалин» [14], затвердженого Постановою Кабінету Міністрів України у редакції від 04.07.2003р. № 749. Державна експертиза та оцінка запасів корисних копалин проводиться Державною комісією України по запасах корисних копалин (ДКЗ). Надання спеціального дозволу (ліцензії) на користування надрами з метою видобування корисних копалин та акта про надання гірничого відводу здійснюється після державної експертизи та оцінки запасів корисних копалин.

Згідно статті 28 Кодексу України «Про надра» [15] у редакції від 01.12.2022 р. користування надрами є платним. Плата за користування надрами справляється

у вигляді рентної плати за користування надрами. За надання спеціального дозволу на користування надрами справляється відповідна плата (збір).

За видачу спеціальних дозволів на користування надрами також справляється відповідний збір.

Рентна плата за користування надрами встановлюються Податковим кодексом України [16].

Рентна плата за користування надрами для видобування корисних копалин відповідно до угоди про розподіл продукції справляється відповідно до Закону України «Про угоди про розподіл продукції» [17].

Податковий кодекс України, що містить положення про оподаткування прибутку від видобутку та продажу газу, включаючи ставки податку на прибуток та рентні платежі.

Закон України «Про охорону навколишнього природного середовища» у редакції від 03.11.2022 р. [18]. Цей закон регулює вимоги щодо оцінки впливу на навколишнє середовище та екологічного моніторингу для проектів видобутку газу.

Закон України «Про енергетичну ефективність» [19] у редакції від 30.06.2023 р. Визначає вимоги щодо енергоефективності та споживання енергії у газовій галузі.

Суб'єкти господарської діяльності незалежно від форми власності, що здійснюють користування нафтогазоносними надрами, видобуток, транспортування, зберігання, переробку та реалізацію нафти, газу та продуктів їх переробки, повинні дотримуватись вимог законодавства про охорону довкілля, нести відповідальність за його порушення і здійснювати технічні, організаційні заходи, спрямовані на зменшення шкідливого впливу на нього.

Окрім основних законів, існують також нормативні акти та регуляторні документи, які визначають конкретні умови, вимоги та процедури для розробки газових родовищ.

Таким чином, в Україні створено надійну нормативно-правову базу, що регулює діяльність нафтогазової промисловості, завдяки чому забезпечується дотримання вимог законодавства всіма суб'єктами даної галузі. Нормативно-правова база є одним із зовнішніх факторів, що регулюють розвиток нафтогазової промисловості.

Ця нормативна база підлягає змінам та оновленням, тому інвесторам та компаніям, які планують інвестувати в розробку газових родовищ в Україні, слід ретельно слідкувати за змінами в законодавстві та дотримуватися всіх вимог і обов'язків, які визначаються цими законами і актами.

Однак на ефективність функціонування нафтогазової промисловості значний вплив також здійснюють і внутрішні фактори, які формують сприятливе інвестиційне середовище для подальшого розвитку даної галузі. Ці фактори будуть детально розглянуті у наступному пункті роботи.

1.2 Сутність інвестиційної привабливості та чинники, що впливають на ефективність розробки родовища

Розвиток сучасної економіки значною мірою залежить від активізації інвестиційної діяльності, пошуку та залучення надійних інвесторів для довгострокового інвестування, що забезпечує стабільний розвиток важливих галузей економіки. Тому забезпечення ефективного функціонування та стійкої ринкової конкурентної позиції підприємства значною мірою залежать від обсягу вкладених потенційними інвесторами фінансових ресурсів та ефективності їх використання. У процесі пошуку, відбору та залучення інвестиційних ресурсів важливе значення відіграє рівень інвестиційної привабливості об'єкта інвестування, а саме нафтогазового родовища. При цьому основним етапом формування інвестиційної привабливості є визначення та класифікація його

внутрішніх і зовнішніх факторів впливу, що може забезпечити краще розуміння природи самої інвестиційної привабливості.

Ткачук І.І. Спіцина Ю.Г. [20] визначають інвестиційну привабливість підприємства як самостійну економічну категорію, що характеризується комплексом таких показників як: ефективність фінансового сегменту підприємства, прибутковість капіталу, рівень виплачуваних дивідендів, соціальні, інформаційні, техніко-організаційні та інші показники, на основі яких можна прийняти об'єктивне рішення про доцільність вкладання коштів у певний інвестиційний об'єкт.

Петкова Л. О. та Проскурін В. В. [22] вважають, що інвестиційна привабливість – це сукупність об'єктивних і суб'єктивних умов, які сприяють або перешкоджають інвестиційному процесу національної економіки на макро-, мезо- та мікрорівнях.

Під інвестиційною привабливістю Бочаров В. В. розуміє досягнення мінімального ризику при вкладенні коштів лише в цінні папери компаній, які є стабільними і забезпечують високий прибуток [23].

Задорожина Я. Є. та Дядечко Л. П. [25] вважають, що інвестиційну привабливість слід визначати як комплекс різноманітних факторів, перелік і вагомість яких може змінюватись залежно від таких факторів: цілей інвестора, виробничо-технічних характеристик підприємства, в яке вкладаються кошти. минулий і теперішній економічний розвиток підприємства, а також очікуваний майбутній економічний розвиток [25]. Такий підхід враховує дуже важливий момент – потреби інвесторів, і забезпечення цього є важливою умовою переоцінки привабливості інвестицій.

Під інвестиційною привабливістю бізнесу Associated Press Naydukki розуміє набір характеристик, які дозволяють потенційним інвесторам оцінити той чи інший об'єкт інвестування як більш привабливий за інші для вкладення наявного капіталу [21].

Гайдуцький А.П. розуміє під інвестиційною привабливістю сукупність характеристик, що дозволяють потенційному інвестору оцінити, наскільки той або інший об'єкт інвестицій привабливіше інших для вкладення наявних капіталів [21].

Вірянська О.В [26] вважає, що інвестиційна привабливість – це відносне поняття, яке відображає погляди певної групи інвесторів на рівень ризику, рівень прибутковості та співвідношення вартості фінансових ресурсів певної країни, регіону чи галузі. З іншого боку, це сукупність деяких об'єктивних ознак, властивостей, засобів і можливостей економічної системи, що визначає потенційні платіжні потреби інвестицій. [26]

Отже, підводячи підсумки можемо зазначити, що інвестиційна привабливість розроблення газових родовищ визначається можливістю отримання прибутку та зниження ризиків для інвесторів, які вкладають кошти у видобуток та розвиток цих родовищ. Основною сутністю інвестиційної привабливості є взаємозв'язок між витратами, доходами та ризиками, пов'язаними з проектом розробки газових родовищ, а отже інвестиційна привабливість розробки газових родовищ визначається рядом факторів, які роблять проект вкладення інвестицій привабливим для потенційних інвесторів і компаній.

Ключовими аспектами інвестиційної привабливості родовищ є: рентабельність, мінімізація ризиків, сприятливе законодавство і регулювання, доступ до ресурсів, технічна та інфраструктурна підготовка, споживчий ринок і ціни, сприятливі умови для фінансування, екологічна сталість.

Зокрема, інвестори очікують отримати прибуток з проекту, інакше вони не будуть інвестувати свої кошти. Рентабельність проекту вимірюється показниками, такими як NPV (чистий привабливий дохід), IRR (внутрішня оцінка доходності) і ROI (коефіцієнт доходності).

Інвестори цінують проекти, які мають низький ризик втрати інвестицій та гарантований дохід. Ризики можуть включати геологічні ризики, ризики вартості газу, регуляторні ризики і т. д.

Інвестори шукають проекти, які діють в рамках сприятливого для бізнесу регуляторного середовища. Передбачуваність і стабільність законодавства є важливими факторами.

У свою чергу, інвестиційна привабливість залежить від наявності і доступу до достатнього обсягу газових ресурсів, готовності технічної та інфраструктури, доступу до споживчого ринку і ціни на газ, що визначають доходи від продажу газу та можуть впливати на привабливість проекту, доступу до фінансування та стану інвестиційного капіталу. Також проекти, які демонструють дотримання високих стандартів екологічної сталості та відповідність природоохоронним вимогам, можуть бути більш привабливими для інвесторів.

Підсумовуючи сказане вище, згрупуємо на рис. 1.1 фактори, що впливатимуть на інвестиційну привабливість родовищ.



* Сформовано автором.

Рисунок 1.1 – Фактори, що впливають на інвестиційну привабливість родовищ.

Загалом, інвестиційна привабливість розробки газових родовищ полягає в здатності проекту забезпечувати баланс між високими доходами, контролем

ризиків і сталістю умов для інвесторів. Інвестори шукають проекти, які обіцяють стабільний і прибутковий бізнес, який може функціонувати на тривалий термін.

Здатність ефективно видобувати та монетизувати газові ресурси, мінімізувати витрати та ризики, дотримуватися екологічних стандартів, враховувати зміни на ринку та в законодавстві, а також вести бізнес в сприятливому регуляторному середовищі – це всі фактори, які впливають на інвестиційну привабливість.

Крім того, інвестиційна привабливість може залежати від стратегічних цілей інвестора. Деякі інвестори можуть бути зацікавлені в швидкому поверненні інвестицій і можуть обирати проекти з коротким періодом окупності, тоді як інші можуть бути готові інвестувати в довгострокові проекти зі стабільними довгостроковими доходами.

Також значний вплив на інвестиційну привабливість родовищ впливає група факторів, що визначають ефективність буріння та обсяги видобутку нафти і газу. Дані фактори можна об'єднати в такі групи:

1. Геолого-фізичні параметри родовищ.
2. Економіко-географічні параметри родовищ.
3. Техніко-технологічні фактори.
4. Соціально-економічні фактори.
5. Організаційні фактори.

Серед геолого-фізичних параметрів В. С. Бойко [27] виділяє наступні: геометрія родовища (форма, площа і висота родовища, розчленованість на окремі поклади і продуктивні пласти, глибина залягання); властивості порід-колекторів нафтових і газових пластів (пористість, проникність, гранулометричний (механічний) склад, капілярні і механічні властивості (пружність, пластичність, стиснення), насиченість порід водою, нафтою і газом); фізико-хімічні властивості флюїдів; енергетична характеристика родовища; величина і щільність запасів нафти [27].

Вагомий вплив на видобуток нафти мають показники, що характеризують якість запасів. Хімічний елементарний склад нафт характеризується обов'язковою наявністю п'яти елементів: вуглецю, водню, кисню, сірки та азоту при видимій перевазі перших двох [28]. Необхідно відзначити, що наявність у нафті сірки, смол, асфальтенів і парафінів знижує її якість під час видобування, підготовки, транспортування і переробки.

Смоли та асфальтени є найскладнішими нафтовими сполуками і помітно впливають на фізичні властивості нафт.

Від хімічного складу нафти значною мірою залежать її густина та в'язкість. У пластових умовах величина останньої коливається від десятих часток до сотень міліпаскаль на секунду. В'язкість нафти залежить також від температури, тиску та кількості розчиненого газу. Цей показник зростає з глибиною залягання.

Пластовий тиск – один з головних чинників, що зумовлюють енергетичні можливості пласта, продуктивність свердловин і покладу в цілому. Він визначає припливи до вибоїв нафти, газу, конденсату і води, істотно впливає на величину запасів, умови буріння і розкриття продуктивної площі та експлуатацію свердловин [28]. Пластовий тиск залежить від густини нафти та глибини її залягання. З ростом глибини відбувається зростання пластового тиску. Також з глибиною зростає і температура, що зумовлено тепловим потоком, який іде від прогрітих глибинних зон до поверхні.

До економіко-географічних параметрів належить територіальне розміщення родовища, яке характеризується віддаленістю площі родовища від економічно розвинутих районів; кліматом, рельєфом місцевості, характером ґрунту і рослинності, сейсмічністю району; ресурсами місцевих будівельних матеріалів, води, електроенергії; економічною освоєністю району.

До третьої групи факторів належить технологія і система розробки родовищ, рівень технічної забезпеченості та стан основних засобів. Ці фактори, а також природні умови, мають вагомий вплив на дебіт свердловин (продуктивність). З підвищенням продуктивності свердловин переважно

знижується собівартість видобутку. Тому потрібно не допускати зниження дебіту свердловин. Цього можна досягти шляхом вдосконалення методів і систем розробки родовищ, впливу на привибійну зону свердловин.

У міру вилучення газу з пласта зменшується його гідродинамічний тиск, приплив газу зменшується, дебіт свердловини знижується, то виникає необхідність не допустити зниження тиску. Для цього застосовують різноманітні методи щодо інтенсифікації видобутку, зокрема наприклад, вибій свердловини підлягає спеціальній обробці (соляно-кислотній), або проводиться ГРП чи гідропіскоструминна перфорація щоб збільшити приплив нафти в свердловину і, відповідно, віддачу пласта.

Важливе значення для раціонального використання ресурсів має розробка технологій видобутку нафти і газу із уже відпрацьованих, заводнених родовищ. Можливий коефіцієнт віддачі пластів, що характеризує ступінь вилучення нафти і газу на цих родовищах, не перевищує 35-50%. Значна частина всіх розвіданих запасів залишається в надрах.

Дана група факторів має вагомий вплив на подальший розвиток нафтогазової промисловості, оскільки ефективність буріння та видобутку вуглеводнів визначаються специфікою техніки та технологій, які застосовуються в основних виробничих процесах.

Соціально-економічні фактори пов'язані із соціально-економічним розвитком суспільства і встановлюються рішеннями і постановами органів управління. Ці фактори включають товарну якість нафти, газу та інших супутніх компонентів; народногосподарське значення родовища; соціально-історичну характеристику періоду розробки – забезпеченість запасами газу на даній території і в країні в цілому; науково-технічний прогрес в розвитку технології і техніки видобутку газу; політика держави щодо створення нових промислових комплексів, щодо розвитку міжнародної співпраці і розподілу праці.

Товарна якість газу може впливати на щорічний обсяг видобутку, визначаючи народногосподарське значення родовища.

Забезпеченість запасами газу на даній території і в країні в цілому визначає: допустимий рівень витрат при видобутку газу (граничну собівартість, рентабельний дебіт свердловин), перспективні плани розвитку суміжних галузей, зміну структури паливно-енергетичного балансу країни, напрямки науково-технічного прогресу в розвитку технології розробки газових родовищ, політику держави всередині країни і на світовому газовому ринку.

У деякій літературі окремо виділяються економічні фактори, а саме: витрати на видобуток одиниці нафти і газу, питомі капітальні вкладення в розробку родовища та рентабельність видобутку [8].

Враховуючи всі ці аспекти, інвестиційна привабливість розробки газових родовищ є складною і багатогранною проблемою, яка вимагає детального аналізу та оцінки всіх факторів, які впливають на успішність проекту.

Завершуючи розгляд факторів, які необхідно враховувати при економічній оцінці нафтових і газових родовищ, слід підкреслити, що найбільш вагомий вплив на їх значимість мають природні умови. Вони обумовлюють вибір технічних засобів буріння та експлуатації свердловин, системи розробки покладів, розмір інвестицій і витрати з видобутку нафти і газу. На ефективність буріння та обсяги видобутку нафти і газу впливає ряд факторів, врахування всієї сукупності яких, є обов'язковою передумовою досягнення передових результатів у цільових напрямках розвитку галузі. Одним із показників ефективності діяльності нафтогазової промисловості є наявність добре відпрацьованих технологій. У різних регіонах вони мають свою специфіку, яка впливає на сучасний стан функціонування галузі. Тому для визначення в подальшому основних напрямків підвищення інвестиційної привабливості родовища необхідно розглянути ці особливості.

1.3 Методика оцінювання інвестиційної привабливості та аналізу ефективності розроблення родовищ.

На сьогоднішній день немає чітко розробленої методики, яка б дозволяла визначати інвестиційну привабливість газових родовищ.

Усі методики оцінки інвестиційної привабливості підприємств ґрунтуються на певних аналітичних та групових показниках, за якими проводяться відповідні розрахунки та виводиться загальний результат (інтегральний показник). Але при цьому як набір аналітичних і групових показників, так і методи обчислення інтегрального показника є досить різними, що зумовлює наявність досить широкої різноманітності методик оцінки інвестиційної привабливості. До прикладу, погляди деяких вчених зводяться до оцінювання фінансового стану об'єкта за певною системою показників. Стосовно показників та їх груп, вони також є досить різними. На думку Д.В. Шияна та Н.І. Строченко, фінансовий аналіз підприємства доцільно проводити в такій послідовності: аналіз ділової активності; аналіз рентабельності; аналіз структури капіталу; аналіз ліквідності та платоспроможності [29]. Дана методика дає всебічну характеристику фінансового стану підприємства. Проте потенційних інвесторів цікавитимуть лише основні позиції. О.Д. Вовчак [30] пропонує проводити фінансовий аналіз, вивчаючи такі аспекти, як: ліквідність та платоспроможність, фінансова стійкість, ділова активність, прибутковість (рентабельність). При цьому аналіз та оцінку майнового стану автор також відносить до аспектів фінансового аналізу [30]. П.Н. Майданевич [31] вважає, що для проведення повного аналізу та оцінки інвестиційної привабливості необхідно використовувати показники, які доповнюють модель Дюпона. Ці показники зводяться до: 1. аналізу майнового стану; 2. аналізу ліквідності та платоспроможності; 3. аналізу фінансової стійкості; 4. аналізу ділової активності; 5. прогнозування фінансової кризи та банкрутства підприємства або можливості втрати платоспроможності. Принципова відмінність даної методики полягає в тому, що автор вважає за

необхідне ввести в методику оцінки інвестиційної привабливості підприємства прогнозування його банкрутства [31].

Однак оцінювання тільки фінансових аспектів на нашу думку не дає повної інформації про інвестиційну привабливість. Особливо це стосується саме родовищ, ефективність розробки яких залежить від великої групи геолого-фізичних та техніко-технологічних чинників про які йшлося у попередньому розділі.

Зокрема, Суярко В.Г. [32] зазначає, що геологічна ефективність пошукового буріння звичайно визначається двома найбільш відомими в практиці робіт кількісними показниками достовірності геологічного прогнозу – коефіцієнтом успішності пошуків і коефіцієнтом успішності свердловин.

Як зазначають Г.І. Рудько та І.Р. Михайлів [33] під економічною ефективністю геологорозвідувальних робіт (ГРР) на нафту і газ розуміється співвідношення між отриманим геологічним результатом та витратами на їхнє проведення. Економічна ефективність геологорозвідувальних робіт відображає кількісний підсумок використання авансованих фінансових ресурсів на пошуково-розвідувальний процес та очікувані прибутки від промислового освоєння виявлених і підготовлених запасів нафти і газу.

У результаті еволюції підходу до управління ресурсами ВВ сформувалась базова міжнародна система управління ресурсами PRMS, яка увібрала в себе всі ефективні методи та концепції, що використовуються сьогодні в світовій практиці [33,34,35].

Як зазначають автори робіт [33,34,35] система PRMS забезпечує прозорість вимагаючи врахування різних критеріїв, які дозволяють класифікувати та категоризувати ресурси проектів. У ході оцінки ресурсів розглядають ризики геологічного відкриття та технічні невизначеності, а також визначається ймовірність досягнення статусу комерційної зрілості вуглеводневого проекту.

При застосуванні системи PRMS повинні враховуватися як технічні, так і комерційні чинники, що впливають на здійсненність проектів, терміни її реалізації та пов'язані з цим грошові потоки.

На підставі проведених досліджень різноманітних підходів щодо оцінювання інвестиційної привабливості об'єктів та ефективності розроблення родовищ, сформуємо власну методику оцінювання інвестиційної привабливості розроблення нафтогазових родовищ.

Перед тим, як розпочати аналіз інвестиційної привабливості розроблення родовищ необхідно провести геолого-географічну характеристику досліджуваного нафтогазопромислового району. Як правило, вона охоплює загальні відомості про наявні родовища (географічне і адміністративне їх розміщення, рельєф місцевості, клімат), коротку геологічну характеристику родовищ (історію геологічного вивчення району, нафтогазоносність, гідрогеологічні умови), відомості про запаси нафти і газу. Останнім приділяється чи не найбільша увага, оскільки на основі інформації про наявність (або відсутність) видобувних запасів нафти і газу, розробляються подальші кроки в напрямку інтенсифікації бурових робіт та нарощування обсягів видобутку вуглеводнів або ж приймаються відповідні рішення щодо припинення експлуатації родовища. Характеристика та аналіз видобувних запасів нафти і газу проводяться окремо по кожному родовищу, після чого підводиться загальний підсумок по запасах в межах досліджуваного нафтогазопромислового району.

Аналіз законодавства та регуляторних питань, що полягає у вивченні нормативно-правового середовища та визначення вимог до ліцензування та дозволів також впливає на рішення інвестора щодо вкладень у дане родовище.

Важливим етапом дослідження є економічний та фінансовий аналіз, за результатами якого проводиться розрахунок економічних показників, таких як дохід, операційні витрати, чистий прибуток, а також при оцінюванні доцільності вкладення капіталу таких показників, як NPV, IRR та ROI.

Не менш важливим при оцінюванні інвестиційної привабливості розроблення родовища є дослідження впливу розробки родовища на навколишнє середовище та прийнятність екологічних показників та вивчення потенційних ризиків і небезпек, які можуть вплинути на проект.

Ефективність розроблення родовищ значною мірою залежить від ринкових умов, що склались, а саме ціни на газ, конкуренцію та попит на газові продукти. Також не менш важливим є розроблення стратегії для вирішення питань, пов'язаних із забезпеченням постачання газу та розвитком бізнесу на основі розробки родовищ.

Такий підхід дасть змогу комплексно дослідити інвестиційну привабливість родовищ та прийняття обґрунтованих рішень щодо доцільності його розробки.

Оцінювання інвестиційної привабливості родовищ, таких як газові або нафтові, може бути складним процесом і включає використання різних методів та показників. До основних методів, які використовуються для цього можна віднести:

1. Чистий привабливий дохід (NPV). NPV є одним з ключових методів оцінки інвестицій. Він враховує чистий прибуток, отриманий від інвестиції, після врахування всіх витрат та дисконтує його до поточної вартості. Якщо NPV дорівнює або більше нуля, проект вважається інвестиційно привабливим.
2. Внутрішня оцінка доходності (IRR). IRR - це ставка дисконтування, при якій NPV проекту дорівнює нулю. Чим вищий IRR, тим більша доходність проекту.
3. Період окупності (Payback Period). Цей метод вимірює, скільки часу знадобиться для того, щоб повернути інвестиції з прибутку проекту. Якщо період окупності прийнятний, то проект може вважатися привабливим.
4. Коефіцієнт доходності (ROI). ROI розраховується як співвідношення між чистим прибутком і витратами на інвестицію. Він виражає відношення

- прибутку до витрат та може бути корисним для порівняння різних проектів.
5. Середньорічний обсяг видобутку. Цей метод оцінює середньорічний обсяг видобутку ресурсу і використовує його для розрахунку прибутку від проекту.
 6. CVP -аналіз. Цей аналіз визначає, як зміни в ключових факторах, таких як ціна на газ, обсяг видобутку, ставка дисконтування і т. д., впливають на результати проекту. Він допомагає виявити, які фактори мають найбільший вплив на інвестиційну привабливість.
 7. Різноманітність сценаріїв (Scenario Analysis). Розглядання різних сценаріїв розвитку подій, включаючи оптимістичні, песимістичні та базові, допомагає оцінити можливі ризики і доходи в різних умовах.
 8. Метод порівняння з іншими проектами. Порівняння інвестиційної привабливості проекту з аналогічними проектами на ринку може допомогти визначити його конкурентоспроможність.
 9. Метод побудови та аналізу дерева рішень (Decision Tree Analysis, DTA) [36-38] — це графічне представлення серії рішень і станів проекту, що вказує на відповідні ймовірності для будь-якої комбінації альтернатив і станів проекту [36-38].
 10. Метод розрахунку очікуваної грошової вартості проекту. Очікувана грошова вартість (EMV - Expected Monetary Value) або кінцева ринкова вартість є невід'ємною частиною управління ризиками та використовується в процесі кількісного аналізу ризиків [36-38].
 11. Методи оцінки ймовірності успіху (POS, *Probability of Success*) розглядалися в роботах [39-44] – це способи врахування ризиків, пов'язаних із реалізацією проекту. У цьому дослідженні було визначено два основних параметри ймовірності успіху: геологічний (POSG) і технічний (POSTec).

Ці методи можуть використовуватися окремо або в комбінації для оцінки інвестиційної привабливості родовищ. Вибір конкретних методів залежить від специфіки проекту та цілей оцінки.

Отже, запропонована вище методика оцінювання та аналізу інвестиційної привабливості розроблення родовищ дасть можливість комплексно оцінити перспективи видобутку вуглеводнів та доцільність інвестиційних вкладень у дане родовище.

Висновки до розділу 1

У даному розділі проведено огляд нормативно-правової бази, яка регулює відносини в нафтогазовій промисловості. Головним законом, що визначає правові засади діяльності в даній галузі, є Конституція України (стаття 13). Регулювання відносин, пов'язаних з особливостями користування нафтогазоносними надрами, видобутком, транспортуванням, зберіганням та використанням нафти, газу та продуктів їх переробки з метою забезпечення енергетичної безпеки України, розвитку конкурентних відносин у нафтогазовій галузі, захисту прав усіх суб'єктів відносин, що виникають у зв'язку з геологічним вивченням нафтогазоносності надр, розробкою родовищ нафти і газу, зберіганням, транспортуванням та реалізацією нафти, газу та продуктів їх переробки, споживачів нафти і газу та працівників галузі забезпечує Закон України «Про нафту і газ». Ряд нормативно-правових актів (положення, інструкції, постанови) контролюють дотримання порядку, встановленого чинним законодавством, та визначають відповідальність сторін.

Проведений аналіз факторів показав, що на ефективність буріння та обсяги видобутку нафти і газу впливає значна кількість факторів, найбільш вагомий вплив з яких мають природні умови (геометрія родовища, властивості порід-колекторів нафтових і газових пластів, величина і щільність запасів нафти та ін.). Не менш важливими є технологічні, соціальні та організаційні фактори,

врахування яких в поєднанні із природними забезпечує високу якість виконуваних робіт у сфері буріння та видобутку.

Розглянуті особливості технологій в нафтогазовій промисловості України показують, що фахівці галузі приділяють велику увагу постійному вдосконаленню технологій з метою нарощення обсягів видобутку нафти і газу, однак для цього потрібні додаткові капіталовкладення.

Враховуючи особливості функціонування підприємств нафтогазового комплексу, також у даному розділі була запропонована методика оцінки та аналізу ефективності функціонування підприємств нафтогазового комплексу, яка включає наступну послідовність кроків:

- геолого-географічна характеристика досліджуваних родовищ;
- аналіз та оцінка основних техніко-економічних показників розробки родовищ;
- аналіз чутливості фінансово-економічних результатів за рахунок зміни факторів;
- аналіз кореляційно-регресійної залежності між видобутком та пластовим тиском з метою прогнозування видобувних можливостей;
- SWOT-аналіз інвестиційної привабливості родовищ;
- оцінювання інвестицій у розроблення родовищ.

Запропонована методика та розглянуті фактори, що здійснюють вплив на ефективність функціонування нафтогазової промисловості, будуть використані для подальшого аналізу у наступному розділі магістерської роботи.

РОЗДІЛ 2. АНАЛІЗ ТА ОЦІНЮВАННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ ІВАНО-ФРАНКІВСЬКОЇ ОБЛАСТІ.

2.1. Загальні відомості про родовища Івано-Франківської області.

Дебеславецьке газове родовище.

Дебеславецьке газове родовище знаходиться на території Коломийського району Івано-Франківської області. Площа родовища складає 129 км².

Описувана територія густо населена і економічно розвинута. Найближчий районний центр м. Коломия знаходиться на віддалі 7 км від родовища, має залізничне і шосейне сполучення із сусідніми обласними і районними центрами. Безпосередньо на території родовища розташований найбільший населений пункт м. Заболотів, де є залізнична станція і проходить шосейна дорога Коломия-Чернівці.

У економіці району переважає сільське господарство. У м. Коломия розміщені підприємства машинобудівної промисловості. Розвинута харчова і легка промисловість. Через територію родовища проходять два газопроводи. Один в північній частині поблизу м. Заболотів, сполученням Угерсько-Івано-Франківськ-Чернівці (має відгалуження на Городенку), діаметром 500 мм. Другий в південній частині території родовища сполученням Косів-Чернівці, діаметром 400 мм.

Площа знаходиться в межах Коломийсько-Чернівецької алювіальної рівнини, представленої комплексом шести заплавних терас р. Прут. Рельєф рівнини сильно розчленований долинами рік, струмків і балок, утворених притоками р. Прут. Найвищі відмітки рельєфу 350 – 400 м над рівнем моря.

Структурно-пошукове буріння на Дебеславецькій площі розпочато в 1995 році. Пробурено 7 свердловин, отримано промисловий приплив газу з відкладів верхнього бадену, що і послужило відкриттю Дебеславецького газового родовища (дві свердловини 7 і 11-Пилипівська, пробурені раніше).

В 2015 році на основі сейсмічних досліджень та уточнення геологічної моделі родовища складено проект дорозвідки Дебеславецького родовища автор Пелипчак Б.П., Михайлович І. Л. [45]. В роботі узагальнено перспективи оптимізації розробки газових покладів Дебеславецького родовища виходячи з уточненої геологічної моделі та наявного фонду свердловин.

Територія робіт розбурена значною кількістю свердловин (більше 50-и) різного призначення. Більшість з них ліквідована згідно діючих в Україні тампонажних вимог, а тому їх вплив на навколишнє середовище прогнозується незначним або практично відсутнім.

У межах Дебеславецького газового родовища вже впроваджена певна система розробки і на різних ділянках поточний коефіцієнт вилучення газу із покладів змінювався по різному.

На даний час та у перспективі для дорозробки запасів газу у покладах родовища використовуються експлуатаційні свердловини, які обладнані відповідними елементами інфраструктури видобутку.

Існуючий шлейф трубопроводів, якими газ подається на УКПГ, має довжину 9,5 км.

Проте, свердловини, їх обладнання, шлейфи трубопроводів вимагають періодичного ремонту, а крім того, після розробки запасів нижчезалягаючих пластів проводиться розкриття, випробування, а також переобладнання на інші видобувні горизонти. Ці процеси можуть супроводжуватися викидами технологічних і пластових флюїдів, що забруднюють атмосферу, ґрунти, поверхневі та ґрунтові води.

Всього на родовищі станом на 01.01.2023 р. на Дебеславецькому родовищі пробурено 26 свердловин загальним метражем 9461 м і загальною вартістю 27 235 313 грн. Загальний фонд пробурених свердловин станом на 01.01.2023 р. розподілився наступним чином: в експлуатації – 11; ліквідовані – 13; спостережні – 1; в консервації – 1.

Виходячи з проведених уточнень геологічної моделі були виділено наступні шість експлуатаційних об'єктів розробки:

- I - Поклад горизонту Б-1, який розроблявся протягом 1999-2005 рр. свердловинами 2-Дбс і 32-Дбс і на даний час не експлуатується при поточному досягнутому коефіцієнті вилучення газу 0,253;

- II- Поклад горизонту Б-2 Західна ділянка який розробляється свердловинами 11-Дбс, 7-Плп, 44-Дбс та 45-Дбс при поточному досягнутому коефіцієнті вилучення газу 0,864;

- III - Поклад горизонту Б-2 Східна ділянка, який розроблявся свердловинами 7а, 33-Дбс та 9-Дбс. На даний час експлуатується свердловиною 9-Дбс при поточному досягнутому коефіцієнті вилучення газу 0,866

- IV- Поклад горизонту Б-3н який розроблявся свердловинами 1-Дбс, 2-Дбс, 4-Дбс, 7-Плп, 11-Плп, 13-Дбс, 45-Дбс та 46-Дбс. На даний час експлуатується свердловинами 2-Дбс, 7-Плп, 45-Дбс та 46-Дбс при поточному досягнутому коефіцієнті вилучення газу 0,909;

- V - Поклад горизонту Б-3в який розробляється свердловинами 7а та 33-Дбс при поточному досягнутому коефіцієнті вилучення газу 0,796;

- VI - Поклад горизонту Б-4 який розробляється свердловинами 32-Деб та 13-Дбс при поточному досягнутому коефіцієнті вилучення газу 0,839.

Для всіх експлуатаційних об'єктів характерний газовий режим розробки. Об'єкти розробки перебувають на завершальній стадії розробки, з поточним коефіцієнтами вилучення газу 0,8-0,9, за винятком покладу горизонту Б-1, який характеризується незначним виробленням запасів газу. Горизонт Б-1 складений двома пластами (нижній водоносний і верхній газонасичений), які розділені тонким шаром глин товщиною 1-2 м, що ускладнює його розробку.

Черемхівсько-Струпківське газове родовище.

Черемхівсько-Струпківське газове родовище відкрито в 1991 році, хоча перші газопроявлення відмічені тут ще в 1958 році при бурінні свердловини 55-Коршів-Іспас з глибини 484 м і 56-Коршів-Іспас з глибини 335 м. В 1996 році

родовище введено в дослідно-промислову розробку на основі «Доповнення до проекту розробки Струпків-Черемхівського газового родовища», прийнятого УКР, як проект ДПР. В 2003 році проведений підрахунок запасів газу об'ємним методом, які були затверджені ДКЗ України в об'ємі 117,568 млн м³ за категорією С₁. В 2006 році складено «Технологічну схему розробки Черемхівсько-Струпківського газового родовища в Івано-Франківській області» та затверджено в ЦКР.

Власником спеціального дозволу №2657 від 14.05.2002 р. на видобування природного газу в межах Черемхівсько-Струпківського родовища на даний час є ТОВ «ЗАХІДГАЗІНВЕСТ» зі строком дії шістнадцять років.

Поточна розробка родовища здійснюється згідно з «Корективами технологічних показників розробки Черемхівсько-Струпківського газового родовища» затвердженого ЦКР Міненерговугілля. (протокол №80 від 02.07.2014 р.) в яких передбачено проводити експлуатацію родовища діючим фондом свердловин (7-Чрм, 8-Чрм, 10-Чрм, 11-Чрм).

Промислово газоносними є відклади верхнього бадену з глибинами залягання 140-200 м. Промислові припливи газу отримано з одного покладу, а саме покладу горизонту Б-2. На даний час це єдиний об'єкт, з яким пов'язані запаси газу промислової категорії С₁. Поклад випробуваний у одинадцяти свердловинах, і в семи з них (4, 7, 8, 10, 11-Черемхівська, 6-Струпківська, 57-Коршів-Іспас) отримано промислові припливи газу. Свердловини 1 – Черемхівська, 1 та 3- Коршівська і 3 Струпківська, в яких отримано припливи пластової води, виявилися за межами контуру газоносності. Початковий дебіт газу свердловинах коливався від 16 тис м³/д (8-Черемхівська) до 96,6 тис м³/добу (7 Черемхівська).

Продуктивний поклад горизонту Б-2 пластовий, склепінний та приурочений до антиклінальної структури субмеридіального простягання, яка належить до південно-західного блоку верхньобаденського ерозійного виступу.

Видобуток газу з родовища розпочато у 1996 році свердловиною 4-Чрм якою видобуто 0,224 млн м³ газу . У 1998 р. видобувний фонд родовища поповнився свердловинами 7-Чрм та 8- Чрм, завдяки чому річні видобутки газу зросли, досягнувши свого максимального значення у 1999р. (11,191 млн м³). У 2001 р. до розробки долучено свердловину 10- Чрм, а у 2004 р. свердловину 11 Чрм. Свердловина 4-Чрм вибула з експлуатації в кінці 2003 р. у зв'язку з обводненням (сумарно видобуто 41,8 м³ води) і у 2005 р. переведена в спостережний фонд. Свердловина 6-Стр використовувалась лише в якості спостережної.

Протягом 2001-2003 рр. видобутки газу знаходились на рівнях понад 8 млн м³/рік. В подальші роки річний видобуток газу стабільно знижувався.

Район робіт характеризується розвиненою гірничо-видобувною промисловістю, в якій виділяються сіркопошукові свердловини (Шевченківське родовище) та газовидобувний промисел. З врахуванням щільного заселення території та розвитку сільського господарства район Черемхівсько-Струпківського газового родовища вважаємо потенційно екологічно уразливим, що вимагає застосування високотехнологічних заходів під час розкриття та розробки газових покладів, дотримання природоохоронних вимог на всіх стадіях робіт і проведення постійного контролю за станом довкілля.

Територія робіт розбурена значною кількістю свердловин (більше 50-и) різного призначення. Більшість з них ліквідована згідно діючих в Україні тампонажних вимог, а тому їх вплив на навколишнє середовище прогнозується незначним або практично відсутнім.

У межах родовища вже впроваджена певна система розробки і на різних ділянках поточний коефіцієнт вилучення газу із покладів змінювався по різному. Згідно результатів розробки та проектних пропозицій подальшу розробку родовища планується здійснювати з використанням діючого фонду свердловин.

Свердловини, їх обладнання, шлейфи трубопроводів вимагають періодичного ремонту, а крім того, після розробки запасів нижчезалягаючих

пластів проводяться розкриття, випробування, а також переобладнання на інші видобувні горизонти. Ці процеси можуть супроводжуватися викидами технологічних і пластових флюїдів, що забруднюють атмосферу, ґрунти, поверхневі та ґрунтові води.

У районі родовища розвинута нафтогазорозвідувальна та видобувна діяльність, за рахунок чого відбулися певні техногенні (фізико-механічні та хімічні) порушення приповерхневих компонентів довкілля.

Клімат району помірно-континентальний. До несприятливих метеорологічних умов, які можуть ускладнити процеси експлуатації та ремонтів свердловин з осадженням на ґрунти шкідливих речовин (сажа, вуглеводні, оксиди вуглецю, азоту та ін.), треба віднести тумани, грози, штилі, сніговії, тривалі дрібнодисперсні дощі.

Газопроводи прокладаються підземним способом, над річками та магістральними дорогами – естакадно-навісним. Кожен об'єкт газовидобувної діяльності має санітарно-захисну зону (СЗЗ), в якій існують певні вимоги щодо дотримання техніки безпеки, протипожежних норм та вмісту забруднювачів у компонентах довкілля.

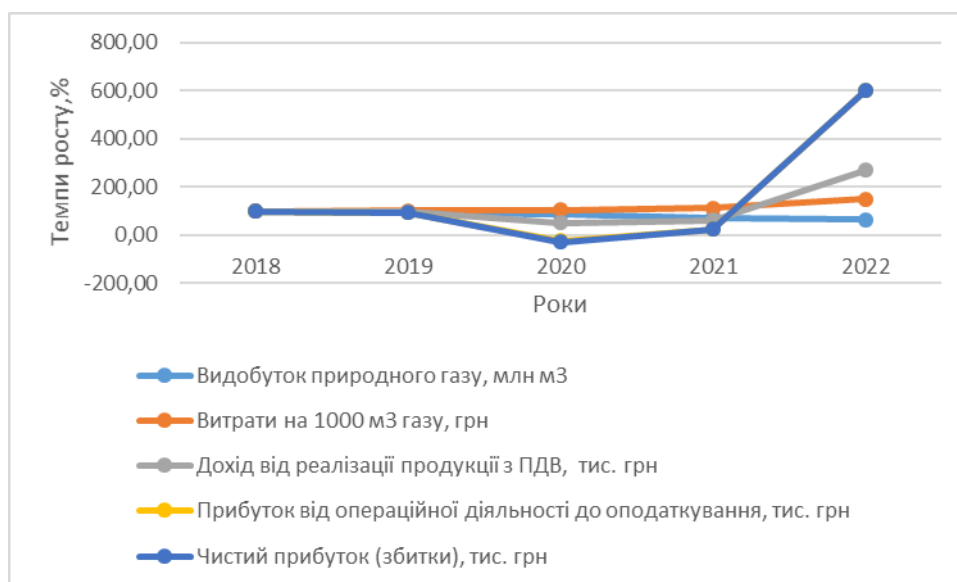
Для експлуатаційних свердловин створені спеціальні робочі зони, обладнані на випадок ремонтів і дослідно-промислових робіт. Майданчики свердловин вибрані на малопродуктивних, непідтоплюваних, незаболочених землях, норми відчуження яких встановлені згідно до вимог СОУ 73.1-41-11.00.01:2005.

На даний час Черемхівсько-Струпківське газове родовище перебуває на завершальній стадії розробки, поточний коефіцієнт газовилучення досяг 0,883. У експлуатації перебуває єдиний експлуатаційний об'єкт, а саме поклад горизонту Б-2, який на даний час розробляється чотирма свердловинами (7-Чрм, 8-Чрм, 10-Чрм, 11-Чрм), з поточними дебітами газу 0,73-1 тис. м³/добу. Виходячи з результатів експлуатації, динаміки пластового тиску, можна констатувати, що режим розробки покладу газовий.

Враховуючи завершальну виснаженість родовища, достатню кількість діючих видобувних свердловин, подальшу розробку пропонується проводити згідно з єдиним варіантом існуючим діючим фондом свердловин.

2.2. Аналіз основних техніко-економічних показників розробки родовищ

Проведемо аналіз ОТЕП розробки Дебеславецького родовища за зазначеними у п.2.1 експлуатаційними об'єктами Розрахунки показників динаміки наведені у додатку А.

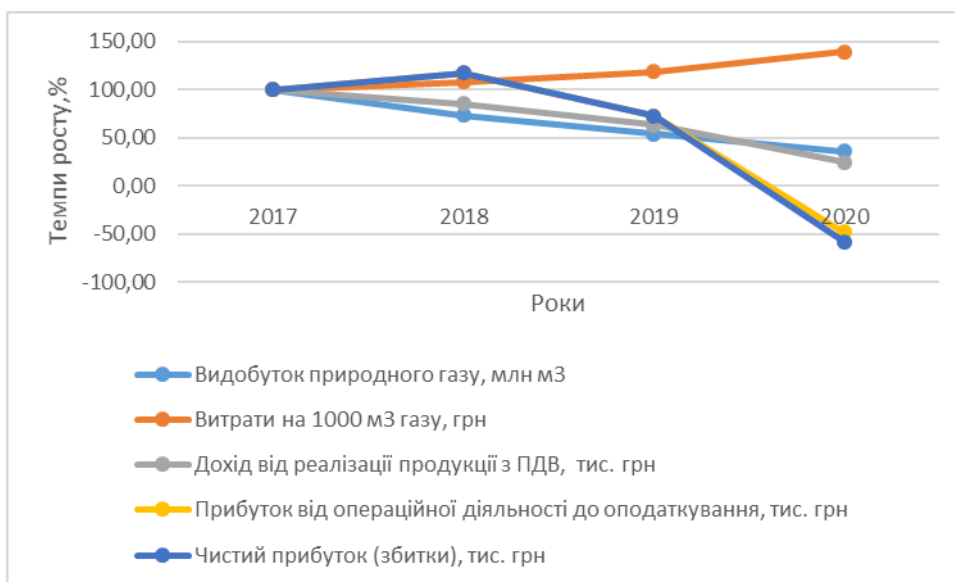


* Сформовано автором.

Рисунок 2.1 – Динаміка ОТЕП об'єкта II Дебеславецького родовища

Експлуатація об'єкта II здійснюється існуючою видобувною свердловиною 9-Дбс. За досліджуваний період з 2018 до 2022 року було видобуто 1,24 млн м³ природного газу. Як видно із рис. 2.1 динаміка цього показника є спадною, а саме за період з 2018 до 2022 р видобуток зменшився на 36,36%. Капітальні вкладення протягом даного періоду вкладались тільки на поновлення обладнання і за досліджуваний період склали 200,00 тис. грн. Витрати на видобуток газу 1000 м³ газу коливались від 6265,78 грн до 9296,19 грн. Їх

величина зростає за п'ять досліджуваних років на 48,36%, що пов'язано із ростом цін на матеріали, заробітною платою, цін на електроенергію та зниженням пластового тиску. Виручка від реалізації продукції знижується на 49,16% у 2020 році відносно базового та на 38,41% у 2021 році, що пов'язано із зменшенням обсягів видобутку природного газу. У 2022 році дохід від реалізації природного газу зростає на 169,72%, що пов'язано із стрімким зростанням цін на природний газ. Щодо прибутку від операційної діяльності та чистого прибутку то за досліджуваний період величина знижується відповідно на 123,64% та 128,83% у 2020 році та на 76,05% у 2021 році порівняно із 2018 роком. У 2022 році за рахунок зростання доходу від реалізації продукції, прибуток зростає на 501,62% порівняно із базовим періодом.

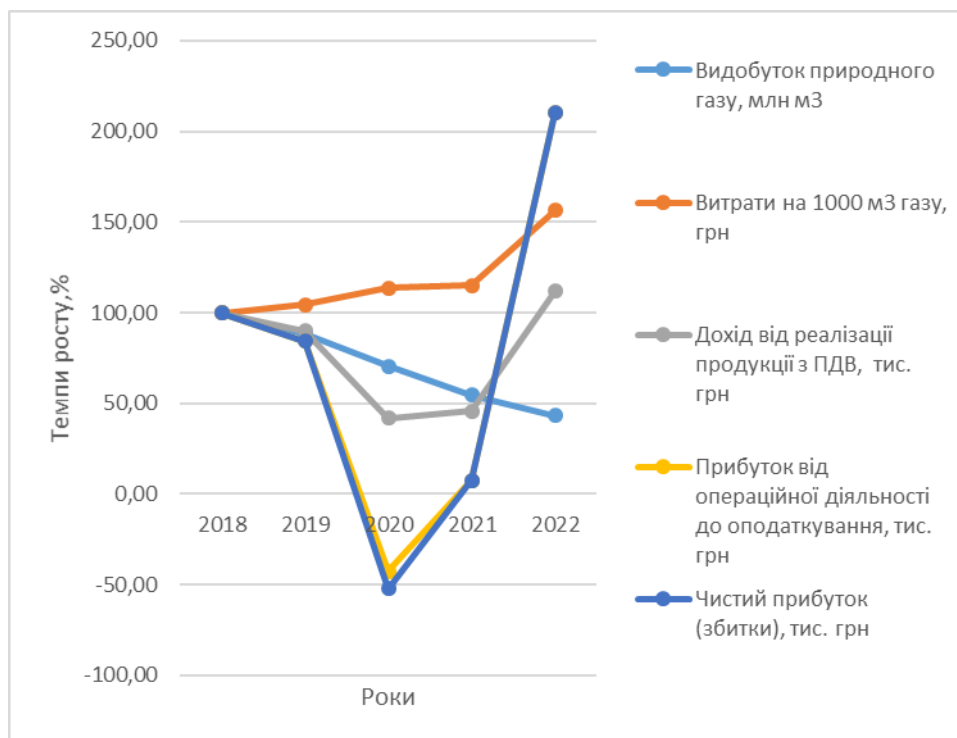


* Сформовано автором.

Рисунок 2.2 – Динаміка ОТЕП об'єкта III Дебеславецького родовища

Як видно із рис. 2.2 по об'єкту III, горизонту Б-2 Дебеславецького родовища, східна ділянка розробка якої здійснюється чотирма видобувними свердловинами (дві з яких 7-Пл, та 45-Дбс сумісні з IV об'єктом гор. Б-3н) за період з 2017 – 2020 рр. видобуток природного газу знижується з 0,755 млн.м³ до 0,3 млн. м³, тобто на 63,71%., що відповідно впливає і на дохід від реалізації продукції, який також знижується за досліджуваний період на 74,98%. Витрати

при цьому зростають на 39,81%, що пов'язано із зниженням пластового тиску та зростанням усіх статей витрат, що входять у калькуляцію продукції. Капітальні вкладення передбачені тільки на поновлення обладнання і за весь період складуть 200,00 тис. грн. Чистий прибуток, як і прибуток до оподаткування вже у 2019 році має негативне значення, що свідчить про нерентабельність подальшої розробки, тому експлуатація даного об'єкту була зупинена і у 2021 році видобуток на даному об'єкті не проводився.

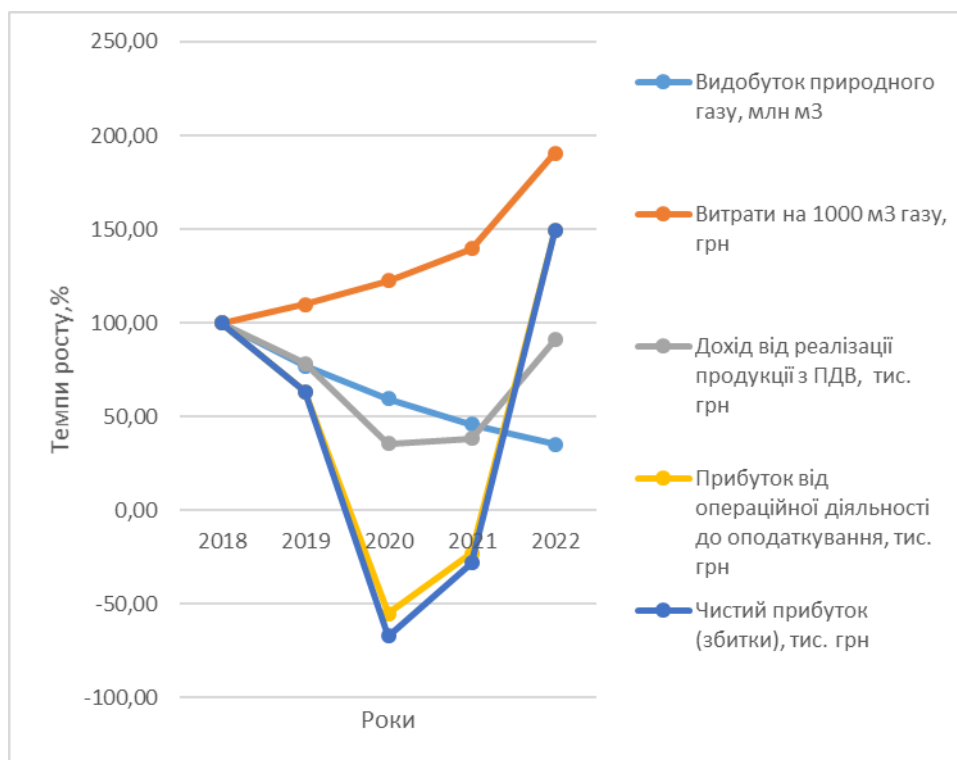


* Сформовано автором.

Рисунок 2.3 – Динаміка ОТЕП об'єкта IV Дебеславецького родовища

Щодо об'єкта IV, поклад горизонту Б-3н Дебеславецького родовища, то його експлуатація здійснюється існуючим фондом свердловин (2- Пл, 7-Пл, 45-Дбс, 46-Дбс). За досліджуваний період з 2018 до 2022 р. було видобуто 5,297 млн м³ природного газу, однак видобуток з кожним роком знижується. Так у 2019 році його величина знизилась на 11,7%, у 2020 р. на 20,37%, у 2021 році ще на 22,19% та у 2022 році на 20,87%. Загальне зниження за досліджуваний період становить 56,71%. Капітальні вкладення вкладались тільки на поновлення обладнання і за весь період склали 600,00 тис. грн. Витрати на видобуток газу зростають. Їх ріст

за досліджуваний період склав 56,5%. Прибуток від операційної діяльності до оподаткування та чистий прибуток знижується і у 2020 році є від'ємним, що свідчить про нерентабельність видобутку на даному об'єкті. Однак у 2022 році за рахунок зростання цін на природний газ, чистий прибуток досягає максимального значення за досліджуваний період не дивлячись на зниження обсягів видобутку.

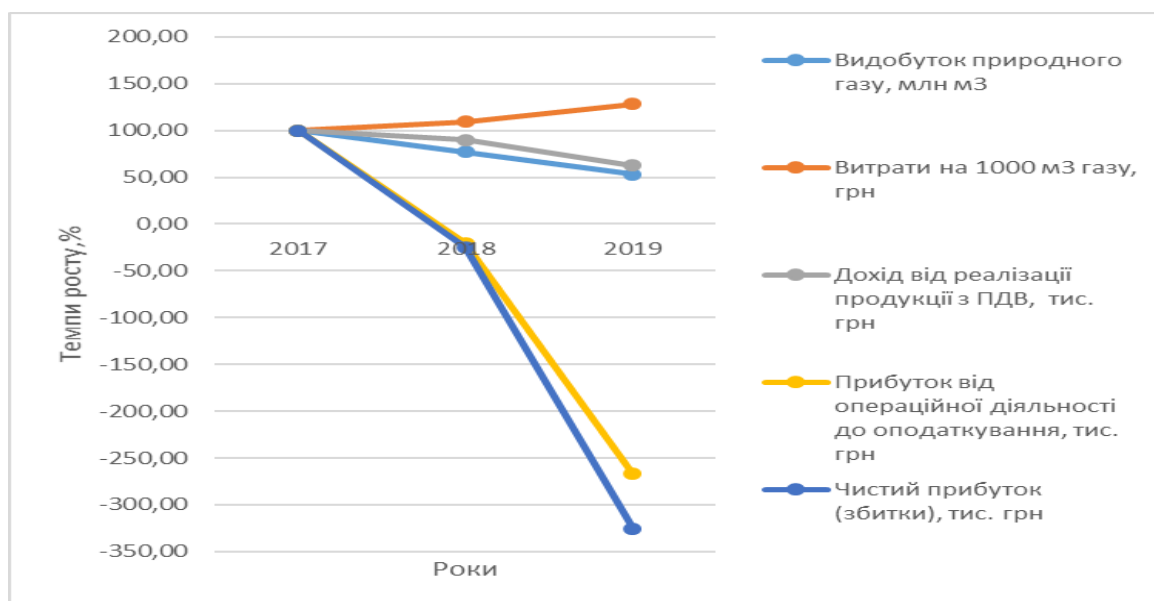


* Сформовано автором.

Рисунок 2.4 – Динаміка ОТЕП об'єкта V Дебеславецького родовища

На об'єкті V, покладу горизонту Б-3в Дебеславецького родовища, спостерігається така ж динаміка як і на попередніх об'єктах. Розробка тут здійснювалась існуючим фондом свердловин (7а, 33-Дбс.). Капітальні вкладення передбачені тільки на поновлення обладнання і за весь період склали 100,00 тис. грн. Виручка від реалізації продукції, видобуток поступово знижується і досягає відповідно 1655,0 тис.грн у 2021 році при 0,2 млн. м³, що відповідно на 61,55% менше 2018 року. У 2022 році дохід дещо зростає за рахунок росту цін, а саме на 137,21% порівняно з 2021 роком. Витрати на видобуток газу поступово зростають і становлять 12879,4 грн./1000 м³. У 2020 та 2021 році

підприємство отримало збиток від операційної діяльності та чистий збиток, однак у 2022 році прибуток був позитивним та більшим на 49% порівняно із 2018 роком.



* Сформовано автором.

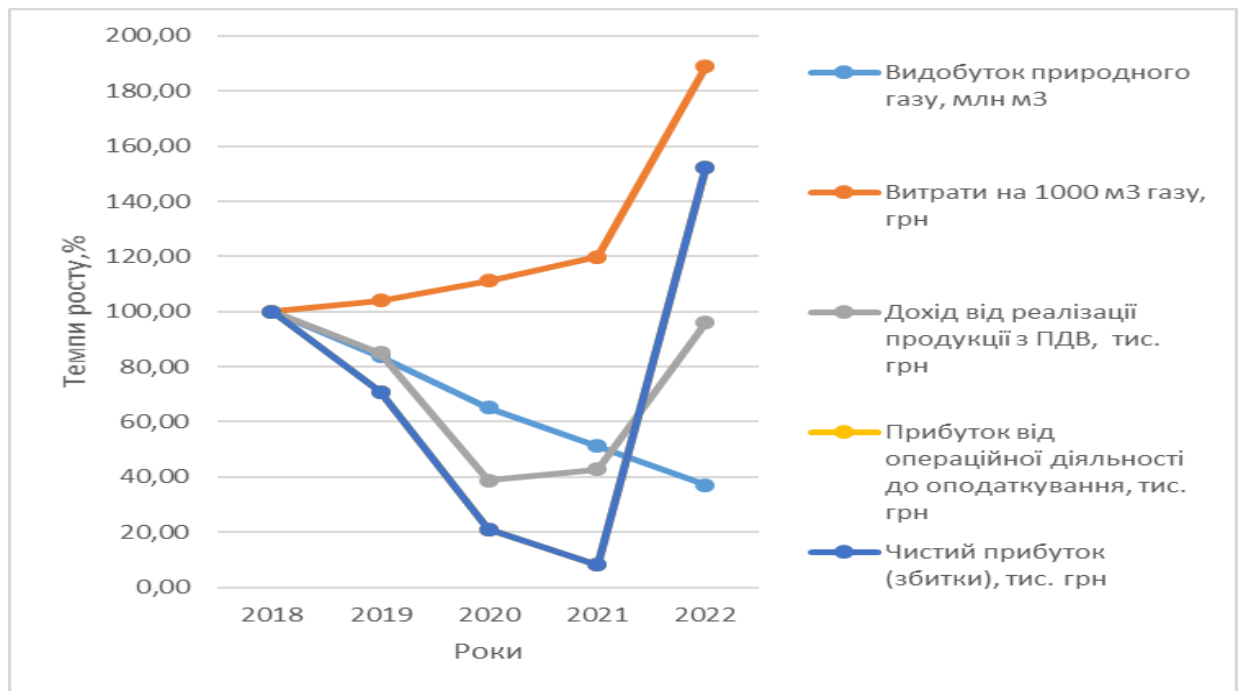
Рисунок 2.5 – Динаміка ОТЕП об'єкта VI Дебеславецького родовища

Об'єкт VI, поклад горизонту Б-4 Дебеславецького родовища, експлуатація якого здійснювалась існуючою видобувною свердловиною 13-Дбс. за досліджуваний період розробки 2017 – 2019 рр. спостерігаємо спадну динаміку усіх показників, а саме зниження видобутку та доходу на 46,7%, зростання витрат на 28,08% та зниження прибутку на 366,8%. Загалом розробка даного об'єкту є збитковою, тому видобуток не проводиться починаючи із 2020 року.

Черемхівсько-Струпківське газове родовище.

Проведемо дослідження основних техніко-економічних показників розробки Черемхівсько-Струпківського газового родовища. Розрахунки показників динаміки наведені у таблицях додатку А табл.А.6.

Об'єкт I, поклад гор. Б-2 Черемхівсько-Струпківського родовища експлуатація якого здійснюється існуючим фондом свердловин (7, 8, 10, 11). Техніко-економічні показники розробки родовища за п'ять років експлуатації показали, що з родовища було видобуто 3,638 млн м³ природного газу.



* Сформовано автором.

Рисунок 2.6 – Динаміка ОТЕП об’єкт І, покладу гор. Б-2 Черемхівсько-Струпківського родовища

Від реалізації газу отримано 37,53 млн грн. Динаміка даних показників є спадною, зокрема за 5 років видобуток знизився на 62,84%, а дохід мав також спадну динаміку до 2021 року, його величина знизилась на 57,14%. У 2022 році відбулось значне зростання доходу на 124,11% порівняно з 2021 роком, хоч у порівнянні із базовим дохід знизився на 3,95% порівняно із попереднім 2021 роком. Така динаміка пов’язана із коливанням цін на природний газ.

Витрати на видобуток 1000 м³ газу, щороку зростають. Їх ріст складає 188,78%, що на 4920,95 грн більше ніж у 2018 році. Найбільше зростання даних витрат спостерігається у 2022 році, а саме на 57,43% порівняно із 2021 роком. Таке зростання пов’язане як із зниженням пластового тиску, так і зростанням цін на матеріали, електроенергію, паливо та заробітну плату працівників.

Прибуток від операційної діяльності до оподаткування та чистий прибуток знижуються до 2021 року на 91,95%. У 2022 році дані показники різко зростають,

що пов'язано із зростанням виручки від реалізації видобутої продукції з даного родовища.

Отже, за результатами техніко-економічного аналізу, можна зробити висновки про те, що подальша розробка обох родовищ є рентабельною за умови зростання ціни на природний газ.

Вирішальний вплив на рівень економічних показників розробки родовищ мають також умови оподаткування, а саме рентна ставка на природний газ, видобутий під час виконання договорів про спільну діяльність. Так відповідно до Податкового кодексу, розділ IX «Рентна плата» ставка податку на природний газ, що відповідає умові, визначеній у пункті 252.24 цієї статті, видобутий з покладів до 5000 метрів складає 29%, однак ставка податку на природний газ, видобутий під час виконання договорів про спільну діяльність 70%, що робить видобуток нерентабельним.

2.3. CVP-аналіз видобутку вуглеводнів із родовищ Івано-Франківської області.

Проаналізуємо який обсяг видобутку газу потрібен для досягнення нульового прибутку, тобто break-even point, що дасть можливість визначити скільки газу потрібно видобути або продати, щоб покрити всі витрати. Для оцінювання використаємо розрахункові нормативи експлуатаційних витрат, які визначені на основі фактичних витрат на видобуток природного газу, що склались від виробничої діяльності СП "Дельта", у 2022 р. пов'язаних з розробкою Дебеславецького родовища. Вони згруповані як змінні, що залежать від рівня видобутку та постійні, що залежать від кількості свердловин. Вказані витрати наведено в таблиці 2.2.

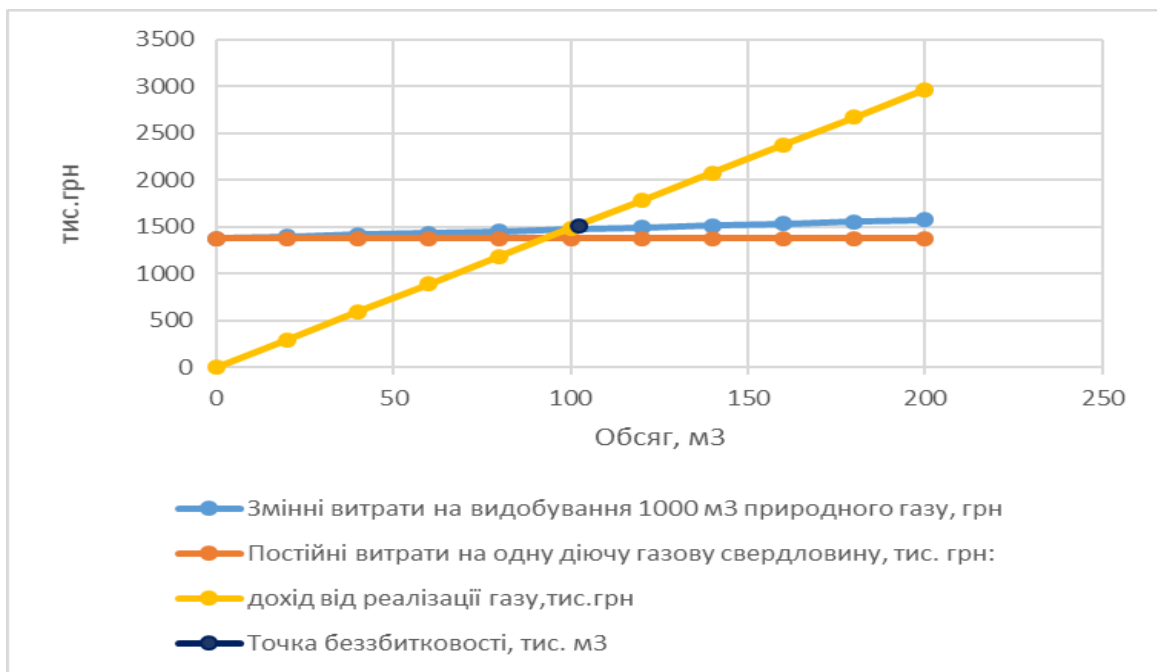
На підставі даних таблиці 2.2 розрахуємо беззбитковий обсяг реалізації природного газу та для наглядності побудуємо рис.2.8.

Таблиця 2.2 – Питомі експлуатаційні витрати

Статті витрат	Величина
Змінні витрати на видобування 1000 м ³ природного газу, грн:	1003,2495
– матеріали, паливо, інші;	217,041
– витрати на електроенергію для роботи ДКС.	786,2085
Постійні витрати на одну діючу газову свердловину, тис. грн:	632,7365
– в т.ч. витрати на оплату праці та відрахування на соціальні заходи;	97,585
– загальновиробничі витрати;	257,781
– адміністративні витрати;	192,676
– утримання та експлуатація.	84,6945
Оренда свердловин, тис. грн:	
– свердловина 7-Плп.;	366,1375
– свердловина 2-Дбс.	376,925

* Сформовано автором на основі фактичних витрат на видобуток природного газу, що склались від виробничої діяльності СП «Дельта» у 2022 р.

Розрахунки проведені за умови, що ціна, витрати на видобуток 1000 м³ природного газу та постійні витрати на 1 свердловину залишатимуться незмінними.



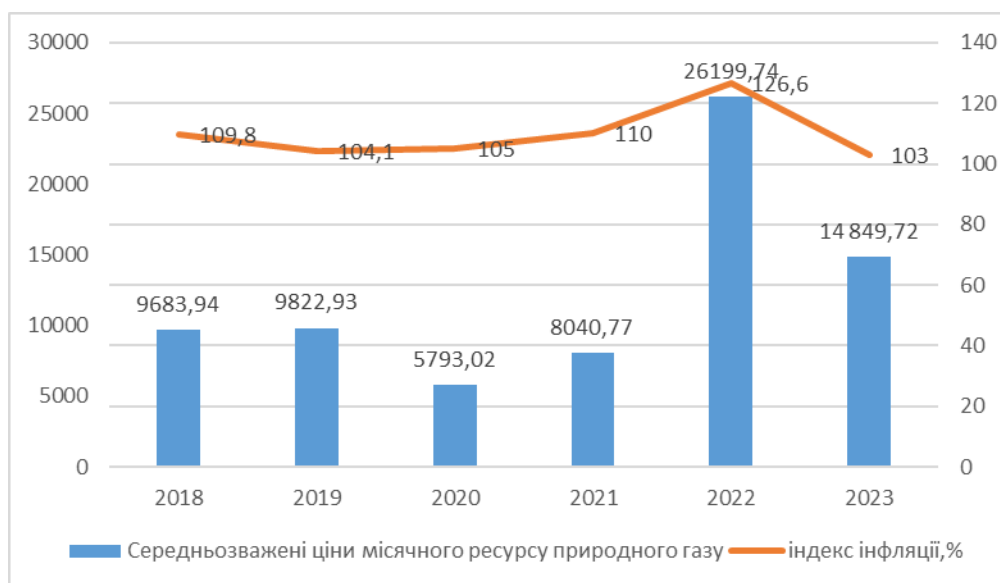
* Сформовано автором.

Рисунок 2.7 – Беззбитковий обсяг видобутку та реалізації природного газу.

Фактичну ціну реалізації для газу природного, видобутого в Україні з 1 серпня 2022 року, що видобувається платниками рентної плати за користування надрами для видобування природного газу, відповідно до вимог підпункту 69.31 пункту 69 підрозділу 10 розділу XX «Перехідні положення» Податкового кодексу України для цілей реалізації положень статті 252 цього Кодексу обчислено міністерством економіки, та яка на вересень 2023 року становить 14 849,72 грн за 1 тис. м³ [46].

Отже, на основі проведених розрахунків та рис.2.7 бачимо, що беззбитковий обсяг видобутку та реалізації природного газу з однієї свердловини складає 102,11 тис. м³, при цьому обсязі підприємство отримає дохід у розмірі 1516, 28 тис.грн. Однак прибутку при такому обсязі видобутку та продажу підприємство не отримає.

Проаналізуємо які впливи мають зміни цін на газ, витрат та обсягів видобутку на прибуток. CVP-аналіз дозволяє врахувати вплив різних сценаріїв та змінних на фінансові результати.



* Сформовано автором.

Рисунок 2.8 – Взаємозалежність середньозважених цін на природний газ та індексу інфляції.

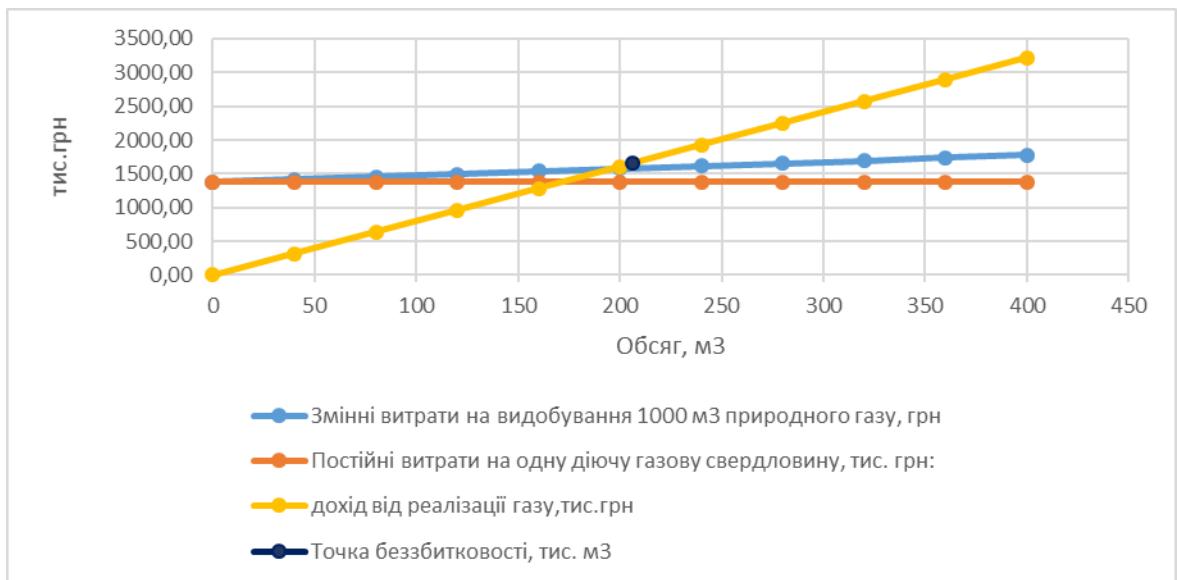
Фактичну ціну реалізації для газу природного взято за даними Української енергетичної біржі, а фактичну ціну реалізації для природного газу, видобутого в

Україні з 1 серпня 2022 року, що видобувається платниками рентної плати за користування надрами для видобування природного газу обчислено міністерством економіки, яка на грудень 2022 року становить 26 199,24 грн. за 1 тис. м³ [46] на вересень 2023 року становить 14 849,72 грн за 1 тис. м³ [47].

Як показують наведені дані на рис. 2.8 ціна на природний газ на українській енергетичній біржі характеризується значним коливанням. Зокрема, до 2021 року спостерігається зниження ціни на природний газ із 9683,94 грн/тис. м³ до 5793,0 грн/тис. м³ у 2020 році, та до 8040,8 грн/тис. м³ у 2021 році, що відповідно на 40,18% та 16,97% менше 2018 року. У 2022 році спостерігається значне зростання ціни на природний газ на 170,55% більше базового періоду та на 225,84% 2021 року. У 2023 році ціна дещо знизилась до 14849,72 грн/тис. м³ порівняно із 26199,74 грн/тис. м³ у 2022 році, однак все ж залишається високою порівняно із 2018 роком.

Звісно ж на ціни значний вплив має рівень інфляції, тому співставивши дані показники, можемо зробити висновок, що частково зростання цін на природний газ пов'язано і з ростом індексу інфляції. Останній показник є найвищим у 2022 році і складає 126,6%. Однак ріст ціни все ж більшою мірою також залежить і від цін на українській енергетичній біржі, що у 2022 році були майже у два рази вищими ніж ті що встановлені міністерством економіки.

Проведемо аналіз зміни беззбиткового обсягу у випадку якщо ціна знизиться до рівня 2021 року, тобто складатиме 8040,77 грн/тис. м³. Розрахунки наведені у додатку Б.



* Сформовано автором.

Рисунок 2.9 – Беззбитковий обсяг видобутку та реалізації природного газу за умови зниження ціни.

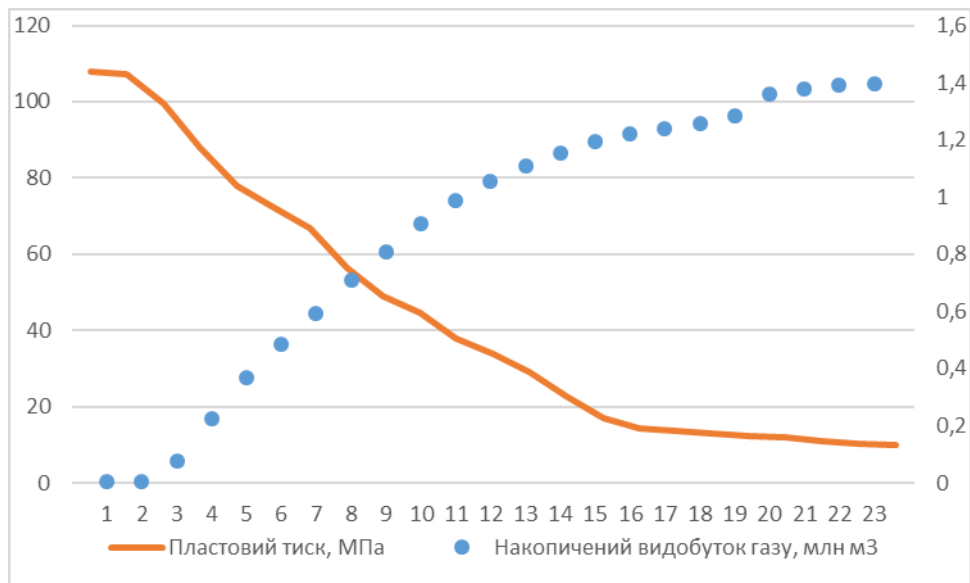
Отже, за умови зниження ціни на природний газ, беззбитковий обсяг видобутку та реалізації газу із Дебеславетського родовища зросте практично удвічі і складе 206,45 тис. м³ при доході у 1659,83 тис.грн. Оскільки у результаті зниження пластового тиску обсяги видобутого газу щоразу знижуються, то за таких умов видобуток із цих родовищ може бути нерентабельним.

2.4. Кореляційно-регресійний аналіз.

Оскільки, видобуток газу значною мірою залежить від пластового тиску, проаналізуємо цю залежність та побудуємо модель кореляційно-регресійного аналізу для подальшого прогнозування видобутків. Вихідні дані наведені у додатку В.

За результатами проведеного кореляційного аналізу Черемхівсько-Струпківського родовища можемо зробити висновок, що між видобутком та пластовим тиском існує тісна залежність і коефіцієнт кореляції складає -0,99, що

також вказує на обернений зв'язок між фактором та функцією. Це також чітко видно на рис.2.11.



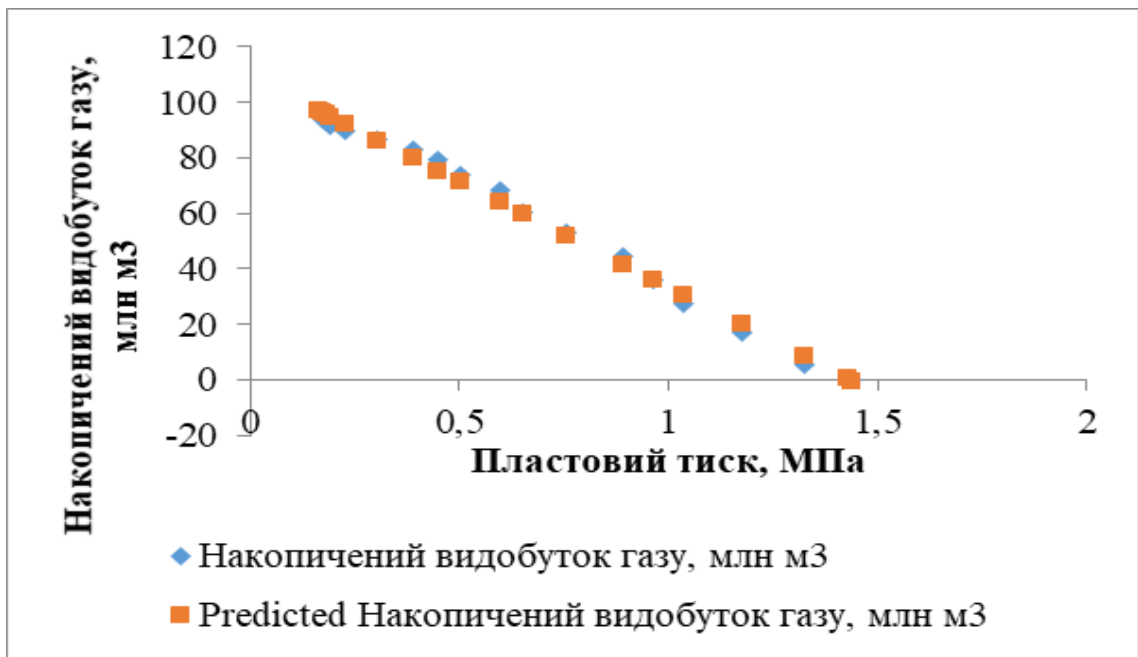
* Сформовано автором.

Рисунок 2.11 – Залежність накопиченого видобутку від пластового тиску

Регресійний аналіз показав, що рівняння для прогнозу видобутку на Черемхівсько-Струпківському родовищі у результаті зниження тиску буде мати вигляд $Y=109,45-76,3X$. На рис.2.12 наглядно відображено прогнозні значення отримані при розрахунку за встановленим рівнянням, які практично дублюють фактичні значення накопиченого видобутку.

За критерієм Фішера можемо зробити висновок, що рівняння регресії є значимі, вплив випадкових факторів відсутній.

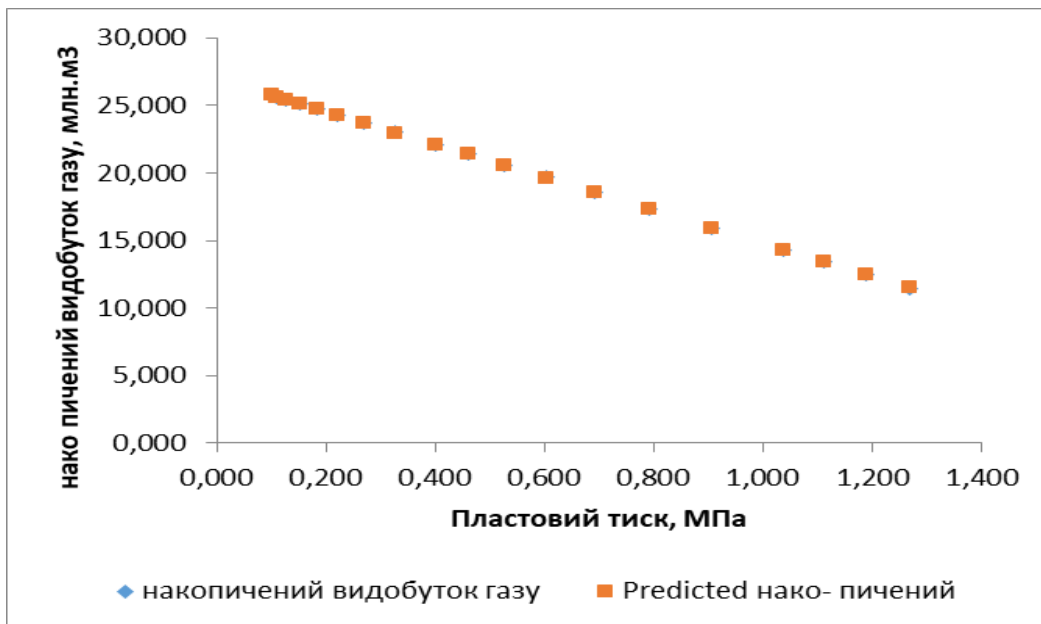
Оскільки для усіх показників P -значення менше 0,5, то коефіцієнти можна вважати ненульовими, отже, факторні ознаки впливають на результативну функцію.



* Сформовано автором.

Рисунок 2.12 – Залежність видобутку природного газу від пластового тиску.

Отже, при зниженні пластового тиску на 1 МПа накопичений видобуток зросте на 76,3 млн. м³.



* Сформовано автором.

Рисунок 2.13 – Залежність видобутку природного газу від пластового тиску.

За результатами проведеного кореляційного аналізу Дебеславецького родовища можемо зробити аналогічний висновок, що між видобутком та пластовим тиском також існує тісна залежність і коефіцієнт кореляції складає - 0,99. Ця залежність представлена на рис.2.13.

Регресійний аналіз показав, що рівняння для прогнозу видобутку на Дебеславецькому родовищі у результаті зниження тиску буде мати вигляд $Y=26,979-12,2X$.

За критерієм Фішера можемо зробити висновок, що рівняння регресії є значиме, вплив випадкових факторів відсутній.

Оскільки для усіх показників *P*-значення менше 0,5, то коефіцієнти можна вважати ненульовими, отже, факторні ознаки впливають на результативну функцію.

Отже, прогнозована зміна пластового тиску дасть можливість встановити прогнозовані обсяги видобутку на плановий період. Дані залежності будуть покладені в основу прогнозування обсягів видобутку у третьому розділі магістерської роботи.

3.4. SWOT-аналіз інвестиційної привабливості видобутку природного газу із родовищ Івано-Франківської області.

Проведені у попередніх розділах дослідження дали можливість виділити можливості та загрози впливу на інвестиційну привабливість видобутку природного газу зовнішнього середовища та сильні і слабкі сторони, що характеризують досліджені родовища Івано-Франківської області. SWOT-аналіз допоможе зрозуміти інвестору, який є потенціал та обмеження для вкладення інвестицій у видобуток вуглеводнів у західному регіоні України та надасть інформацію для власників підприємств щодо розроблення стратегії підвищення привабливості видобутку для інвесторів.

Результати цих досліджень представлені у табл.2.

Таблиця 2. – SWOT-аналіз інвестиційної привабливості видобутку природного газу із родовищ Івано-Франківської області.

	Можливості: розвиток експортних ринків, перевищення попиту над пропозицією; доступність щодо залучення фінансових ресурсів; доступ до новітніх технологій та інновацій	Загрози: нестабільність регуляторного середовища; цінова нестабільність; ставка на екологічно чисті види енергії; політичні ризики; екологічні обмеження
Сильні сторони: наявний техніко-технологічний потенціал; досвідчений персонал; близькість до ринків збуту; розвинена інфраструктура; географічне розташування.	Стратегія розширення, інновації та технологічного розвитку	Стратегія адаптації та сталого розвитку
Слабкі сторони: конкуренція у галузі; розвиток альтернативних джерел енергії; виснаженість родовищ; складність геологічної будови для видобутку газу; складність у отриманні ліцензій та інших дозвільних документів	Стратегія диверсифікації та інноваційного розвитку	Стратегія диверсифікації та ризик-менеджменту

* Складено автором

Західний регіон України відомий наявністю родовищ вуглеводнів, що визначаються геологічними особливостями та розвитком газовидобутку у цьому регіоні. Зокрема Карпати та Прикарпаття, має потенціал для видобутку природного газу. Регіон містить природні родовища природного газу, з яких ведеться видобуток ще із 60-х років. Не дивлячись на виснаженість родовищ

упродовж усіх попередніх років, Західний регіон України продовжує вести експлуатаційну та розвідувальну діяльність, яка спрямована на пошук та оцінку нових родовищ газу. Регіон також відзначається наявністю досвіду у видобутку газу в минулому, що полегшує роботу щодо розвідки та оцінювання доцільності проведення робіт для розроблення нових родовищ.

Перевагами регіону є його географічне розташування близько до ключових ринків споживачів газу, що дозволяє знизити витрати на транспортування та забезпечити стабільний попит.

Західний регіон має розвинену інфраструктуру та інвестиційний потенціал, що сприяє створенню сприятливого бізнес-середовища.

Однак нестабільність регуляторного середовища та зміни правил гри можуть створювати невизначеність для інвесторів. Окрім того збільшений наголос на екологічну безпеку та вимоги щодо зменшення викидів можуть вимагати додаткових витрат на технології очищення та відновлення. Зокрема, суворі стандарти та обмеження щодо викидів, які щороку посилюються як у світовій спільноті так і Україні можуть вимагати великих інвестицій в технології очищення. Така ситуація сприяє розвитку альтернативних джерел енергії, таких як вітрова та сонячна енергія, що створює конкурентне середовище для традиційного видобутку вуглеводнів.

Як показав аналіз проведений у попередньому підрозділі роботи зміна цін на світовому ринку та державне регулювання також суттєво впливають на прибутковість видобутку газу.

Несприятливими умовами для інвестиційної привабливості є і геополітичні конфлікти та військові дії, що відбуваються на території України.

Враховуючи можливості та загрози, сильні та слабкі сторони формування інвестиційної привабливості родовищ, можна розглядати різні стратегії які виділені нами у таблиці 2... Зокрема, враховуючи можливості та сильні сторони доцільно застосовувати розширення видобутку, інновацій та технологічного розвитку, що передбачає вкладення інвестицій у розширення видобутку та

транспортування газу для задоволення попиту на зовнішніх ринках. Наявний техніко-технологічний потенціал та досвідчений персонал слід максимально використати для впровадження нових технологій та методів видобутку, що збільшать продуктивність та знизять витрати, оптимізувати процеси транспортування та поставок для забезпечення ефективного доставки газу на ринки збуту. Також слід також звернути увагу на можливість розширення діяльності у суміжних секторах, що може створювати додаткову вартість та співпраці й партнерства, а саме можливість укладання стратегічних партнерств та співпраці з іншими компаніями в галузі енергетики для спільної розробки та впровадження проектів.

Впроваджуючи дану стратегію слід також запроектувати соціальну відповідальність та екологічні заходи. Враховуючи зростаючий акцент на сталу розвиток та екологічну безпеку, необхідно інвестувати в заходи з покращення стосунків з місцевими громадами та заходи з охорони навколишнього середовища.

Якщо переважаючими є можливості та слабкі сторони можна розглядати стратегію диверсифікації та інноваційного розвитку для інвестиційної привабливості родовищ природного газу.

Враховуючи можливість розвитку експортних ринків і перевищення попиту над пропозицією, рекомендується розглянути можливість розширення географії експорту. Пошук нових ринків і розвиток існуючих може допомогти диверсифікувати ризики і збільшити обсяги продажів. Однак тут можуть виникати державні регуляторні обмеження. З метою подолання складностей геологічної будови для видобутку газу і конкуренції в галузі, слід розглянути можливість залучення інвестицій у дослідження та розвиток нових технологій для видобутку і очищення газу. Такі інновації можуть допомогти знизити витрати та покращити продуктивність. Також замість розгляду альтернативних джерел енергії як загрози, слід розглянути їх як можливість диверсифікації діяльності та вихід на лідерські позиції в цій галузі.

Також вважаємо за доцільне, сконцентрувати увагу на оптимізації процесів видобутку, транспортування та очищення газу, щоб зменшити витрати та підвищити ефективність.

Враховуючи загрози і слабкі сторони, рекомендуємо розглянути стратегію диверсифікації та ризик-менеджменту для інвестиційної привабливості родовищ природного газу.

Зокрема, з метою подолання загроз цінової нестабільності, ставки на екологічно чисті види енергії та екологічних обмежень слід розглянути можливість розширення своєї діяльності на інші джерела енергії, такі як сонячна та вітрова енергія, що дозволить зменшити залежність від газу та забезпечити більшу стійкість у галузі енергетики.

Також слід розглянути можливість створення резервних фондів для вирішення можливих фінансових негараздів в разі цінової нестабільності.

У випадку переваги загроз та сильних сторін на нашу думку варто розглянути стратегію адаптації та сталого розвитку для забезпечення інвестиційної привабливості родовищ природного газу.

Дана стратегія передбачає використання наявного техніко-технологічного потенціалу. Досвідчений персонал та розвинена інфраструктура надає можливості для покращення якості і ефективності видобутку та транспортування газу. Також дана стратегія не виключає й інші заходи які зазначались вище, а саме диверсифікація виробництва, співпраця та партнерство, оптимізація витрат тощо. Впровадження цієї стратегії дозволить зменшити ризики, пов'язані з загрозами, та розвинути інвестиційну привабливість родовищ природного газу, забезпечуючи сталий розвиток і дотримання екологічних норм.

Вибір конкретної стратегії повинен враховувати конкретні умови та мету бізнесу, тому слід ретельно проаналізувати ризики та можливості кожної стратегії, щоб приймати обґрунтовані рішення щодо інвестиційної привабливості родовищ природного газу.

Слід також враховувати, що потенціал родовищ може різнитися в залежності від точного місця в регіоні та глибини, геологічних умов та інших факторів. Точний потенціал кожного конкретного родовища потребує докладного геологічного дослідження та оцінки.

Тому необхідно проводити глибокий аналіз та дослідження конкретних родовищ, перш ніж вирішувати питання щодо інвестицій у видобуток газу в Західному регіоні України. Задля цього у наступному підрозділі магістерської роботи проведемо розрахунки економічної доцільності проведення подальшого видобутку на досліджуваних родовищах та майбутнього їх інвестування.

Висновок до розділу 2.

У даному розділі проведений аналіз розроблення родовищ Івано-Франківської області, які знаходяться на пізній стадії дорозробки. За результатами техніко-економічного аналізу, можна зробити висновки про те, що подальша розробка обох родовищ є рентабельною за умови зростання ціни на природний газ.

Вирішальний вплив на рівень економічних показників розробки родовищ мають також умови оподаткування, а саме рентна ставка на природний газ, видобутий під час виконання договорів про спільну діяльність, яка відповідно до Податкового кодексу, розділ IX «Рентна плата» визначена у розмірі 70%. Ставка податку на природний газ, що відповідає умові, визначеній у пункті 252.24, видобутий з покладів до 5000 метрів складає 29%. Будь які зміни щодо збільшення рентної ставки, а також ставка податку на природний газ, видобутий під час виконання договорів про спільну діяльність робить такий видобуток нерентабельним.

Звісно ж на ціни значний вплив має рівень інфляції, тому співставивши дані показники, було зроблено висновок, що частково зростання цін на природний газ пов'язано і з ростом індексу інфляції. Однак ріст ціни все ж більшою мірою також

залежить і від цін на українській енергетичній біржі, що у 2022 році були майже у два рази вищими ніж ті що встановлені міністерством економіки. Тому за умови зниження ціни на природний газ, безбитковий обсяг видобутку та реалізації газу зростатиме, а оскільки у результаті зниження пластового тиску обсяги видобутого газу щоразу знижуються, то за таких умов видобуток із цих родовищ може бути нерентабельним.

За результатами проведеного кореляційного аналізу було зроблено висновок, що між видобутком та пластовим тиском існує тісна залежність і коефіцієнт кореляції складає $-0,99$, що також вказує на обернений зв'язок між фактором та функцією. Отримані рівняння такої залежності дадуть можливість прогнозувати обсяги видобутку на основі прогнозованої зміни пластового тиску.

Проведений SWOT-аналіз показав, що на інвестиційну привабливість розробки родовищ впливає ряд факторів, що формують сильні та слабкі сторони щодо залучення інвестицій так і можливості і загрози зовнішнього середовища, які також впливають на прийняття рішення потенційного інвестора щодо доцільності вкладення капіталу. На основі переваг та недоліків були визначені основні стратегії, які може обрати інвестор для подальшого провадження діяльності. Звісно ж, вибір конкретної стратегії повинен враховувати конкретні умови та мету бізнесу, тому слід ретельно аналізувати ризики та можливості кожної стратегії, щоб приймати обґрунтовані рішення щодо інвестиційної привабливості родовищ природного газу.

Слід також враховувати, що потенціал родовищ може різнитися в залежності від точного місця в регіоні та глибини, геологічних умов та інших факторів. Точний потенціал кожного конкретного родовища потребує докладного геологічного дослідження та оцінки.

Тому необхідно проводити глибокий аналіз та дослідження конкретних родовищ, перш ніж вирішувати питання щодо інвестицій у видобуток газу в Західному регіоні України.

РОЗДІЛ 3. РОЗРОБЛЕННЯ ОСНОВНИХ ШЛЯХІВ ПІДВИЩЕННЯ ІНВЕСТИЦІЙНОЇ ПРИВАБЛИВОСТІ РОДОВИЩ ІВАНО-ФРАНКІВСЬКОЇ ОБЛАСТІ.

3.1 Основні напрями підвищення інвестиційної привабливості.

Практика виділяє різноманітні стратегії та напрями підвищення інвестиційної привабливості видобутку природного газу із родовищ на пізній стадії дорозробки. Серед них: впровадження ефективних технологій і методів видобутку, які дозволяють знизити витрати та підвищити виробничу продуктивність, оновлення та модернізація інфраструктури для підвищення ефективності та зниження ризиків аварій; розширення географії постачання газу та розвиток нових ринків збуту; залучення інвесторів шляхом створення сприятливих умов для інвестування, включаючи регуляторні реформи, податкові пільги та гарантії інвестиційної безпеки; вдосконалення системи управління та господарювання, впровадження прозорих і ефективних методів корпоративного управління для забезпечення стабільності та надійності бізнесу тощо. Усі ці напрями спрямовані на підвищення ефективності та прибутковості видобутку газу на пізній стадії дорозробки, що може зробити проект більш привабливим для інвесторів та сприяти його сталому розвитку.

Одним із найефективніших методів є інтенсифікація видобутку природного газу, що включає різноманітні методи та стратегії, які спрямовані на збільшення продуктивності і видобутку газу з існуючих або нових свердловин. До них можна віднести:

1. Розбурювання покладу на нижчі глибини. Цей метод передбачає розбурювання свердловини до більшої глибини, де зазвичай можна знайти більше газу. Вагомість цього методу полягає в тому, що він може дозволити видобувати газ із нових газоносних порід. Звісно ж, такі дії мають бути погоджені із експертами з геофізичних досліджень та геологорозвідувальними підрозділами.

2. Гідродинамічне збільшення видобутку. Цей метод передбачає нагнітання водяної суміші під високим тиском у свердловину з метою розламування гірських порід і підвищення проникності газового родовища. Це може значно збільшити видобуток газу.

3. Нагнітання у пласт газу. Загазовування водоносних горизонтів (Gas-Cap Gas Injection). Цей метод передбачає введення додаткового газу у свердловину, що дозволяє створювати додатковий тиск у відкладеннях газу і полегшує його видобуток.

4. Термальні методи видобутку (Thermal EOR). Застосування тепла до свердловини для збільшення мобільності газу та зниження його в'язкості. Це може підвищити швидкість видобутку.

5. Методи відновлення (Enhanced Recovery Techniques). Це різноманітні методи відновлення, такі як підсолеве відновлення та відновлення децильованими сумішами, які дозволяють видобувати газ із більш важкодоступних умов.

6. Розробка гідроциклічних свердловин (Hydrocyclone Wells). Цей підхід полягає у використанні гідроциклонів для очищення та розділення газового потоку в свердловині, що може підвищити видобуток газу та зменшити обсяги надходжень води.

Також можливі й інші методи, що дадуть змогу знизити витрати або ж збільшити дохід за рахунок підвищення якості природного газу. Це зокрема такі методи як:

1. Покращення процесу обробки газу (Gas Processing). Модернізація і покращення систем обробки газу для збільшення якості видобутого газу.

2. Удосконалення методів керування свердловинами (Well Management). Ефективне керування і управління роботою свердловин з метою збільшення продуктивності та мінімізації втрат.

3. Впровадження інтелектуальних систем керування (Smart Well Management). Використання сучасних технологій, таких як інтернет речей (IoT) та

аналітика даних, для моніторингу та керування свердловинами та устаткуванням в режимі реального часу.

4. Розвиток нових та інноваційних технологій. Інвестування в дослідження та розробку нових технологій для підвищення продуктивності та зниження витрат в газовидобутку. Це може включати в себе використання роботів для обслуговування свердловин, розробку нових матеріалів для обсадних труб, а також впровадження автоматизованих систем контролю та моніторингу.

5. Створення відкритих інноваційних платформ. Залучення зовнішніх експертів, стартапів і інноваторів для спільної розробки та впровадження нових технологій та ідей в сфері газовидобутку.

6. Співпраця з університетами та науковими інститутами. Залучення академічних та дослідницьких установ до розробки та впровадження інновацій в сфері газовидобутку.

7. Забезпечення безпеки та охорони навколишнього середовища. Розвиток та впровадження технологій та методів, спрямованих на забезпечення безпеки видобутку газу та мінімізацію негативного впливу на навколишнє середовище.

Ці методи та стратегії інтенсифікації видобутку природного газу можуть бути використані для збільшення продуктивності та покращення рентабельності газового видобутку на пізній стадії дорозробки.

3.2. Обґрунтування доцільності вкладення інвестицій у досліджувані родовища Івано-Франківської області.

Дебеславецьке родовище

На даний час об'єкт І, поклад горизонту Б-1 не розробляється. За результатами консультації з фахівцями з розробки родовищ вважаємо за доцільне розпочати видобуток на даному об'єкті відновивши свердловину 41-Дбс з II

півріччя 2024 р. У 2028 р. до розробки покладу долучиться свердловина 2-Дбс, у 2035 р. свердловина 7-Плп.

Для реалізації даного варіанту дорозробки родовища, необхідно додатково прокласти 880 м шлейфових труб.

Величину капітальних вкладень та амортизаційних відрахувань наведено у додатку Д. Отже, для реалізації даного варіанта необхідно капітальних вкладень в розмірі 7280,00 тис. грн, з яких 16600,00 тис. грн на поновлення обладнання, 3705 тис.грн на поновлення свердловин та 1951 тис.грн на нафтопромислове облаштування й обладнання для нафтовидобутку.

Видобуток природного газу за запропонованим варіантом дорозробки спрогнозований фахівцями ТОВ «Західінвест».

На основі проведених техніко-економічних розрахунків визначено основні показники доцільності подальшої розробки Дебеславецького родовища (Додаток Ж, табл.Ж.1).

Слід зазначити, що вирішальний вплив на рівень економічних показників розробки Дебеславецького родовища будуть мати ціни на природний газ та умови оподаткування, а саме рентна ставка на природний газ, видобутий під час виконання договорів про спільну діяльність. У проведених розрахунках ціна природного газу взята відповідно до вимог підпункту 69.31 пункту 69 підрозділу 10 розділу ХХ “Перехідні положення” Податкового кодексу України для цілей реалізації положень статті 252 цього Кодексу станом на вересень 2023 року, величина якої становить 14 849,72 грн за 1 тис. м³ (без ПДВ). [47].

Згідно з діючими рентними платежами, на момент розрахунку рента складає 29% від доходу, однак ці платежі неодноразово змінювались, про що свідчать дослідження [48, 49,50,51].

У лютому 2022 року президент України підписав закон №7038-д, який впроваджує новий механізм регулювання рентної плати за видобуток природного газу. Згідно з цим законом, рента тепер буде залежати від ціни реалізації газу.

Інформацію про цей закон опубліковано в офіційному парламентському виданні «Голос України».

Законопроект [51], що стосується оподаткування надприбутку від видобутку та реалізації газу, був опублікований і офіційно прийнятий як закон. Згідно з цим законом, держава буде отримувати додаткові кошти на потреби армії, з урахуванням ціни газу, яка перевищує рівень \$400 за тисячу кубічних метрів газу [52].

До набуття чинності цього закону рента за видобуток газу на старих свердловинах на глибині до 5 км становила 29%, а на глибині понад 5 км - 14%. При видобутку газу на нових свердловинах, які були пробурені після 2018 року, рента становила 12% для глибини до 5 км і 6% для глибини понад 5 км [52].

Закон №7038-д встановлює диференційовані ставки ренти в залежності від трьох рівнів цін: менше \$150 за тисячу кубічних метрів, від \$150 до \$400 та понад \$400.

Для старих свердловина за ціною менше \$150, ставка ренти буде зменшена вдвічі (до 14,5% для глибини до 5 км і 7% для глибини понад 5 км). Проте важливо відзначити, що ціна на газ, що перевищує \$400, була високою лише протягом короткого періоду у 2020 році.

Для старих свердловина за ціною від \$150 до \$400, ставки ренти залишаються приблизно на тому ж рівні (29% для глибини до 5 км і 14,5% для глибини понад 5 км).

Для старих свердловина за ціною понад \$400 за тисячу кубічних метрів, ставка ренти залишається на рівні 29% за перші \$400 та зростає вдвічі (65%) для суми понад \$400. Для свердловин на глибині понад 5 км, ставка ренти залишається на рівні 14%, а на надприбуткову суму понад \$400 зростає вдвічі (до 31%).

Для нових свердловин на глибині до 5 км, ставки складають 6% (для ціни менше \$150) і 12% (для ціни від \$150 до \$400). Для ціни понад \$400, ставка ренти

на суму до \$400 залишається на рівні 12%, а на суму понад \$400 зростає вдвічі (36%).

Для нових свердловин на глибині понад 5 км, ставки складають 3% (для ціни менше \$150) і 6% (для ціни від \$150 до \$400). Для ціни понад \$400, ставка ренти на суму до \$400 залишається на рівні 6%, а на суму понад \$400 зростає вдвічі (18%).

Цінову базу для розрахунку ренти пропонується визначати як середньоарифметичне значення митної вартості імпорту та котирувань на нідерландському газовому хабі TTF[51].

Нові ставки ренти набудуть чинності з 1 березня 2022 року і діятимуть до 1 березня 2032 року

За існуючих умов оподаткування очікувані розміри сплати рентної плати і так будуть значним навантаженням для надрокористовача. Так, до бюджету буде сплачено тільки рентної плати на суму 52,19 млн грн.

За запропонованим варіантом розробка буде здійснюватись існуючими 11 видобувними свердловинами, одну з яких передбачається відновити у першому півріччі 2024 р. За 12 років експлуатації (2024 – 2035 рр.), з родовища буде видобуто 12,11 млн м³ природного газу. Від реалізації газу планується отримати 179,75 млн грн. Витрати на видобуток газу становитимуть 93,31 млн грн. Чистий прибуток очікується в розмірі 27,77 млн грн, а накопичений грошовий потік 37,0 млн грн. Чиста теперішня вартість проекту складе 14,62 млн грн., а рентабельність інвестицій 2,64. Що свідчить про доцільність вкладення інвестицій.

Отже, за результатами виконаної економічної оцінки, можна зробити висновки про те, що подальша розробка родовища є рентабельною протягом наступних 12 років. Капіталовкладення за період становитимуть 7,28 млн грн. Внутрішня норма доходу є дуже низька, тому під здійснення проекту не доцільно залучати зовнішній капітал.

Черемхівсько-Струпківське родовище.

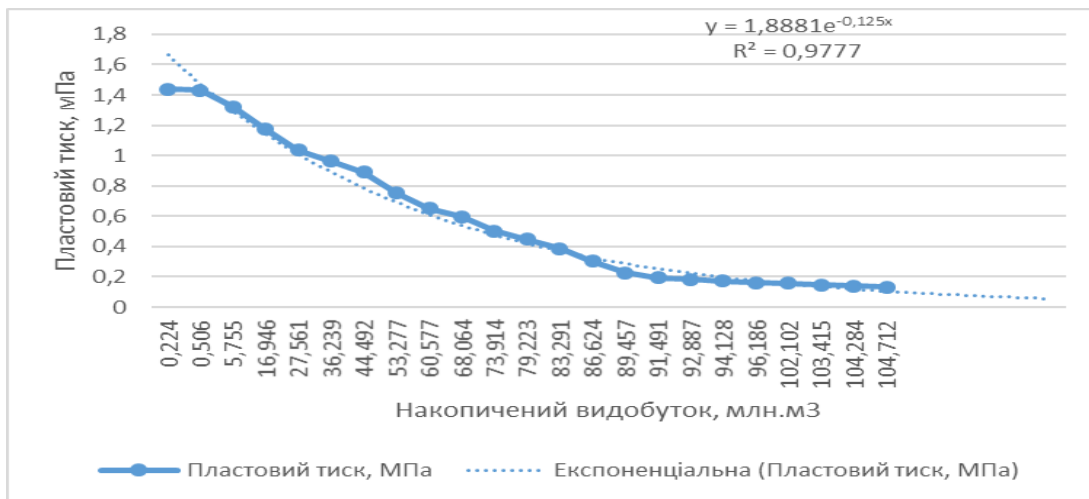
Розглянемо доцільність дорозробки Черемхівсько-Струпківського родовища. На даний час Черемхівсько-Струпківське газове родовище перебуває на завершальній стадії розробки, поточний коефіцієнт газовилучення досяг 0,883. У експлуатації перебуває єдиний експлуатаційний об'єкт, а саме поклад горизонту Б-2, який на даний час розробляється чотирма свердловинами (7-Чрм, 8-Чрм, 10-Чрм, 11-Чрм). Виходячи з результатів експлуатації, динаміки пластового тиску, можна констатувати, що режим розробки покладу газовий.

Перш за все слід зазначити, що продуктивна характеристика свердловин в першу чергу залежить від стану привибійної зони (забруднення чи її очищення), тобто величини скін-ефекту. Проникність привибійної зони помітно занижена в свердловинах 7-Чрм ($S=8,5$) та 10-Чрм ($S=6,19$), що може служити підставою для проведення геолого-технічних заходів щодо збільшення проникності, хоча в умовах низьких пластових тисків, якими характеризується продуктивний поклад Б-2, застосування методів інтенсифікації є досить ризикованим і невиправданим. Максимальна проникність зафіксована в свердловині 10-Чрм ($951,85 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$), в решта свердловин вона коливається в межах $(197,55-246,32) \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Аналогічно величині проникності значення абсолютно вільного дебіту також припадає на свердловину 10-Чрм та складає величину 2,934 тис $\text{м}^3/\text{добу}$. По решта свердловинах воно знаходиться в межах 1 тис $\text{м}^3/\text{добу}$ (4-Чрм – 1,197 тис. $\text{м}^3/\text{добу}$, 7-Чрм – 0,995 тис. $\text{м}^3/\text{добу}$, 11-Чрм – 0,828 тис. $\text{м}^3/\text{добу}$)

Залишкові запаси газу виснажених покладів родовища, які перебувають на завершальній стадії розробки, можуть бути відібрані існуючим фондом свердловин.

Визначені методом падіння пластового тиску дренавані запаси покладу горизонту Б-2 Черемхівсько-Струпківського родовища дорівнюють 110 млн. м^3 , що майже співпадає зі значенням запасів газу підрахованих об'ємним методом (117 млн м^3) при поточному видобутку газу 97,486 млн м^3 .

Для підрахунку видобувних запасів, спрогнозуємо першочергово пластовий тиск. Результати прогнозування наведені на рис. 3.1



* Сформовано автором.

Рисунок 3.1 – Прогнозування пластового тиску на Черемхівсько-Струпківському родовищі.

Отже, як показує проведений прогноз при розробці родовища існуючим фондом свердловин, методом природного виснаження пластовий тиск продовжить спадати. Оскільки спадна динаміка попередніх років найбільше близька до експоненціальної залежності, а $R^2=0,98$, то рівняння для прогнозу буде мати вигляд $Y=1,8881e^{-0,125x}$, а отже у 2024 році становитиме 0,039 МПа, у 2025 – 0,0345 МПа, у 2026 – 0,0305 МПа, у 2027 р. – 0,027 МПа і у 2028 р. – 0,024 МПа.

Відповідно підставивши у отримане при кореляційно-регресійному аналізі рівняння видобуток природного газу у ці роки відповідно складе: 0,39 млн. м³, 0,35 млн.м³, 0,31 млн. м³, 0,27 млн. м³ та 0,24 млн. м³.

Величину капітальних вкладень та амортизаційних відрахувань наведено у додатку З.

Результати проведених розрахунків доцільності вкладення інвестицій у Черемхівсько-Струпківське родовище наведено у додатку К, табл.К.1. Як показують проведені розрахунки економічно доцільною є розробка протягом наступних двох років 2024 та 2028 років. За рентабельний період видобуток із даного родовища складе 3,12 млн. м³, виручка від реалізації 46,33 млн.грн, поточні витрати 22,41 млн.грн., а чистий прибуток 3,13 млн.грн.. Чиста

теперішня вартість за рентабельний період при ризику вкладення капіталу у 12%, складе 2,38 млн.грн, рентабельність інвестицій більше 1 і складає 4,12, отже запас міцності такого проєкту на досліджуваний період 312%. Внутрішня норма доходу за цей період є високою складає 136%, що свідчить про доцільність залучення короткострокового кредиту для реалізації даного проєкту.

Отже, проведені розрахунки показали, що інвестиційна привабливість досліджуваних родовищ є високою, не дивлячись на те, що вони знаходяться на пізній стадії дорозробки і видобувні запаси практично вичерпані.

Висновок до розділу 3.

Практика виділяє різноманітні стратегії та напрями підвищення інвестиційної привабливості видобутку природного газу із родовищ на пізній стадії дорозробки. Серед них: впровадження ефективних технологій і методів видобутку, які дозволяють знизити витрати та підвищити виробничу продуктивність, оновлення та модернізація інфраструктури для підвищення ефективності та зниження ризиків аварій; розширення географії постачання газу та розвиток нових ринків збуту; залучення інвесторів шляхом створення сприятливих умов для інвестування, включаючи регуляторні реформи, податкові пільги та гарантії інвестиційної безпеки; вдосконалення системи управління та господарювання, впровадження прозорих і ефективних методів корпоративного управління для забезпечення стабільності та надійності бізнесу тощо. Усі ці напрями спрямовані на підвищення ефективності та прибутковості видобутку газу на пізній стадії дорозробки, що може зробити проєкт більш привабливим для інвесторів та сприяти його сталому розвитку.

Одним із найефективніших методів є інтенсифікація видобутку природного газу, що включає різноманітні методи та стратегії, які спрямовані на збільшення продуктивності і видобутку газу з існуючих або нових свердловин. До них можна віднести: розбурювання покладу на нижчі глибини; гідродинамічне збільшення

видобутку; нагнітання у пласт газу; термальні методи видобутку; методи відновлення; розробка гідроциклічних свердловин.

Також можливі й інші методи, що дадуть змогу знизити витрати або ж збільшити дохід за рахунок підвищення якості природного газу. Це зокрема такі методи як: покращення процесу обробки газу; удосконалення методів керування свердловинами; впровадження інтелектуальних систем керування; розвиток нових та інноваційних технологій; створення відкритих інноваційних платформ; співпраця з університетами та науковими інститутами; забезпечення безпеки та охорони навколишнього середовища.

Ці методи та стратегії інтенсифікації видобутку природного газу можуть бути використані для збільшення продуктивності та покращення рентабельності газового видобутку на пізній стадії дорозробки.

У даному розділі також було запропоновано шляхи подальшої розробки Дебеславетського та Черемхівсько-Струпківського родовищ та розраховано доцільність вкладення капіталу у їх дорозробку. Зокрема, об'єкт І, поклад горизонту Б-1 Дебеславетського родовища на даний час не розробляється. Запропоновано розпочати видобуток на даному об'єкті відновивши свердловину 41-Дбс з II півріччя 2024 р. У 2028 р. до розробки покладу долучиться свердловина 2-Дбс, у 2035 р. свердловина 7-Плп.

За результатами проведених розрахунків встановлено, що вирішальний вплив на рівень економічних показників розробки Дебеславетського родовища будуть мати ціни на природний газ та умови оподаткування, а саме рентна ставка на природний газ, видобутий під час виконання договорів про спільну діяльність яка на сьогодні складає 70%. Проаналізувавши проведені розрахунки можемо зробити висновок, що видобуток за досліджуваний період є економічно доцільним. Чиста теперішня вартість при цьому складе 14,62 млн.грн., рентабельність інвестицій 2,64. Внутрішня норма доходу є дуже низька, тому залучення капіталу під здійснення такого проекту є недоцільним.

Доцільність дорозробки Черемхівсько-Струпківського родовища, яке на даний час також перебуває на завершальній стадії розробки, є також економічно вигідною.

Проникність привибійної зони помітно занижена і в умовах низьких пластових тисків, якими характеризується продуктивний поклад Б-2, застосування методів інтенсифікації є досить ризикованим і невиправданим. Тому залишкові запаси газу виснажених покладів родовища, які перебувають на завершальній стадії розробки, можуть бути відібрані існуючим фондом свердловин. У експлуатації перебуває єдиний експлуатаційний об'єкт, а саме поклад горизонту Б-2, який на даний час розробляється чотирма свердловинами (7-Чрм, 8-Чрм, 10-Чрм, 11-Чрм).

Як показує проведений прогноз при розробці родовища існуючим фондом свердловин, методом природного виснаження пластовий тиск продовжить спадати. Спрогнозовані обсяги видобутку дали можливість розрахувати доцільність вкладення інвестицій у Черемхівсько-Струпківське родовище. Проведені розрахунки показали, що період з 2024 до 2028 є економічно доцільною. За цей період видобуток із даного родовища складе 3,12 млн. м³, виручка від реалізації 46,33 млн.грн, поточні витрати 22,41 млн.грн., а чистий прибуток 3,13 млн.грн.. Чиста теперішня вартість за рентабельний період при ризику вкладення капіталу у 12%, складе 2,38 млн.грн, рентабельність інвестицій більше 1 і складає 4,12, отже запас міцності такого проєкту на рентабельний період 312%. Внутрішня норма доходу за цей період є високою складає 136%, що свідчить про доцільність залучення короткострокового кредиту для реалізації даного проєкту. Отже, проведені розрахунки показали, що інвестиційна привабливість досліджуваних родовищ є високою, не дивлячись на те, що вони знаходяться на пізній стадії дорозробки і видобувні запаси практично вичерпані.

ВИСНОВОК.

На основі проведених досліджень можна зробити такі висновки:

1. Нормативна база, яка регулює інвестиційну привабливість розробки газових родовищ, включає в себе закони, положення та регуляторні документи, які стосуються видобутку та експлуатації газових родовищ. Ця база включає такі основні елементи: ліцензування і дозволи, регулювання мінеральних ресурсів, фіскальна політика, екологічні норми та стандарти, споживчий ринок і ціни на газ, безпека та стандарти видобутку.

2. Проведений аналіз факторів показав, що на ефективність буріння та обсяги видобутку нафти і газу впливає значна кількість факторів, найбільш вагомий вплив з яких мають природні умови (геометрія родовища, властивості порід-колекторів нафтових і газових пластів, величина і щільність запасів нафти та ін.). Не менш важливими є технологічні, соціальні та організаційні фактори, врахування яких в поєднанні із природними забезпечує високу якість виконуваних робіт у сфері буріння та видобутку.

3. Враховуючи особливості функціонування підприємств нафтогазового комплексу, запропонована методика оцінки та аналізу ефективності функціонування підприємств нафтогазового комплексу, яка включає наступну послідовність кроків:

- геолого-географічна характеристика досліджуваних родовищ;
- аналіз та оцінка основних техніко-економічних показників розробки родовищ;
- аналіз чутливості фінансово-економічних результатів за рахунок зміни факторів;
- аналіз кореляційно-регресійної залежності між видобутком та пластовим тиском з метою прогнозування видобувних можливостей;
- SWOT-аналіз інвестиційної привабливості родовищ;
- оцінювання інвестицій у розроблення родовищ.

4. Проведений аналіз розроблення родовищ Івано-Франківської області, які знаходяться на пізній стадії дорозробки показав, що подальша розробка Дебеславецького та Черемхівсько-Струпківського родовищ є рентабельною за умови зростання ціни на природний газ. Вирішальний вплив на рівень економічних показників розробки родовищ мають також умови оподаткування, а саме рентна ставка на природний газ, видобутий під час виконання договорів про спільну діяльність, яка відповідно до Податкового кодексу, розділ IX «Рентна плата» визначена у розмірі 70%. Ставка податку на природний газ, що відповідає умові, визначеній у пункті 252.24, видобутий з покладів до 5000 метрів складає 29%. Будь які зміни щодо збільшення рентної ставки, а також ставка податку на природний газ, видобутий під час виконання договорів про спільну діяльність робить такий видобуток нерентабельним.

5. Зміна ціни на природний газ залежить від рівня інфляції, цін на українській енергетичній біржі та державного регулювання. За умови зниження ціни на природний газ, безбитковий обсяг видобутку та реалізації газу зростатиме, а оскільки у результаті зниження пластового тиску обсяги видобутого газу щоразу знижуються, то за таких умов видобуток із цих родовищ може бути нерентабельним.

6. За результатами проведеного кореляційного аналізу було зроблено висновок, що між видобутком та пластовим тиском існує тісна залежність і коефіцієнт кореляції складає $-0,99$, що також вказує на обернений зв'язок між фактором та функцією. Отримані рівняння такої залежності покладені в основу прогнозування обсягів видобутку на наступні періоди.

7. Проведений SWOT-аналіз показав, що на інвестиційну привабливість розробки родовищ впливає ряд факторів, що формують сильні та слабкі сторони щодо залучення інвестицій так і можливості і загрози зовнішнього середовища, які також впливають на прийняття рішення потенційного інвестора щодо доцільності вкладення капіталу. На основі переваг та недоліків були визначені основні стратегії, які може обрати інвестор для подальшого провадження

діяльності. Звісно ж, вибір конкретної стратегії повинен враховувати конкретні умови та мету бізнесу, тому слід ретельно аналізувати ризики та можливості кожної стратегії, щоб приймати обґрунтовані рішення щодо інвестиційної привабливості родовищ природного газу.

8. Слід також враховувати, що потенціал родовищ може різнитися в залежності від точного місця в регіоні та глибини, геологічних умов та інших факторів. Точний потенціал кожного конкретного родовища потребує докладного геологічного дослідження та оцінки. Тому необхідно проводити глибокий аналіз та дослідження конкретних родовищ, перш ніж вирішувати питання щодо інвестицій у видобуток газу в Західному регіоні України.

9. Проведений аналіз стратегій та напрямів підвищення інвестиційної привабливості видобутку природного газу із родовищ на пізній стадії дорозробки дав можливість виділити такі як: впровадження ефективних технологій і методів видобутку, які дозволять знизити витрати та підвищити виробничу продуктивність, оновлення та модернізація інфраструктури для підвищення ефективності та зниження ризиків аварій; розширення географії постачання газу та розвиток нових ринків збуту; залучення інвесторів шляхом створення сприятливих умов для інвестування, включаючи регуляторні реформи, податкові пільги та гарантії інвестиційної безпеки; вдосконалення системи управління та господарювання, впровадження прозорих і ефективних методів корпоративного управління для забезпечення стабільності та надійності бізнесу тощо. Усі ці напрями спрямовані на підвищення ефективності та прибутковості видобутку газу на пізній стадії дорозробки, що може зробити проект більш привабливим для інвесторів та сприяти його сталому розвитку.

10. Одним із найефективніших методів є інтенсифікація видобутку природного газу, що включає різноманітні методи та стратегії, які спрямовані на збільшення продуктивності і видобутку газу з існуючих або нових свердловин. До них можна віднести: розбурювання покладу на нижчі глибини; гідродинамічне

збільшення видобутку; нагнітання у пласт газу; термальні методи видобутку; методи відновлення; розробка гідроциклічних свердловин.

11. Також можливі й інші методи, що дадуть змогу знизити витрати або ж збільшити дохід за рахунок підвищення якості природного газу. Це зокрема такі методи як: покращення процесу обробки газу; удосконалення методів керування свердловинами; впровадження інтелектуальних систем керування; розвиток нових та інноваційних технологій; створення відкритих інноваційних платформ; співпраця з університетами та науковими інститутами; забезпечення безпеки та охорони навколишнього середовища.

Ці методи та стратегії інтенсифікації видобутку природного газу можуть бути використані для збільшення продуктивності та покращення рентабельності газового видобутку на пізній стадії дорозробки.

12. Запропоновані шляхи подальшої розробки Дебеславетського та Черемхівсько-Струпківського родовищ та розраховано доцільність вкладення капіталу у їх дорозробку. За результатами проведених розрахунків встановлено, що вирішальний вплив на рівень економічних показників розробки даних родовищ будуть мати ціни на природний газ та умови оподаткування, а саме рентна ставка на природний газ. Проаналізувавши проведені розрахунки можемо зробити висновок, що період розробки з 2024 до 2035 р є економічно доцільним на Дебеславецькому родовищі та Черемхівсько-Струпківському родовищі до 2028 року. За весь досліджуваний період підприємство буде отримувати прибуток від видобутих вуглеводнів. Внутрішня норма доходу є дуже низька для Дебеславецького родовища, тому залучення капіталу під здійснення такого проекту є недоцільним.

13. Проведені розрахунки показали, що інвестиційна привабливість досліджуваних родовищ є високою, не дивлячись на те, що вони знаходяться на пізній стадії дорозробки і видобувні запаси практично вичерпані.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.

1. Данилюк М. О., Гречаник Б. В. Моніторинг стану інноваційного розвитку суб'єктів господарювання та визначення пріоритетів інвестиційно-інноваційної політики в умовах обмежених фінансових ресурсів : колективна монографія. відп. ред. Л. Г. Ліпич. – Луцьк : Смарагд, 2012. 358 с.
2. Економіка нафтогазових підприємств : навч. посіб. / [Я. С. Витвицький, У. Я. Витвицька, І. М. Метошоп та ін.] ; за ред. Я. С. Витвицького, М. О. Данилюка. - Івано-Франківськ : Симфонія форте, 2013. - 604 с.
3. Данилюк М. О., Мазур І. М. Оцінювання ефективності технологічних інновацій при оптимізації виробничої потужності нафтогазовидобувних підприємств. *Наук. вісн. Івано-Франків. нац. техн. унту нафти і газу*. 2005. № 3. С. 118-123.
4. Витвицький Я. С., Гавадзин Н. О. Управління природоохоронним інвестуванням нафтогазовидобувних підприємств. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (серія «Економіка та управління в нафтовій і газовій промисловості»*: Том 1 № 7. 2013.
5. Витвицький Я. С., Пілка М. С. Аналіз ресурсного потенціалу та економічних проблем нафтовидобування в Україні із родовищ вуглеводнів, запаси яких відносяться до категорії важковидобувних. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (серія «Економіка та управління в нафтовій і газовій промисловості»*: Том 1 № 13. 2016.
6. Витвицький Я. С., Витвицька У. Я. Економічна оцінка прав користування надрами у нафтогазовій сфері. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (серія «Економіка та управління в нафтовій і газовій промисловості»*: Том 1 № 1. 2010.

7. Витвицький Я. С., Петрунчак І. М. Економічний механізм управління нафтогазовидобувними підприємствами при освоєнні залишкових запасів вуглеводнів. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (серія «Економіка та управління в нафтовій і газовій промисловості»*. Том 1 № 9. 2014.
8. 29 Витвицького Я. С., Витвицька У. Я., Метошоп І. М., Михайлів І. Р. Оцінка ефективності інвестицій у розвідку і розробку нафтових родовищ: монографія. Рудько Г. І., Михайлів І. Р. Методичні аспекти застосування PRMS-SPE до геолого-економічної оцінки запасів нафти й газу в Україні. *Мінеральні ресурси України. Економіка ГРР*. 2018. №4. С. 37 – 44.
9. Рудько Г. І., Михайлів І. Р. Геолого-економічна оцінка нафтових і газових родовищ: навчальний посібник. Київ – Чернівці: Букрек, 2021. 128 с.
10. Конституція України. Офіційне інтернет-представництво. <https://www.president.gov.ua/documents/constitution>.
11. Закон України «Про нафту і газ» від 12 липня 2001 р. № 2665- III. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2665-14#Text>.
12. Постанова Кабінету Міністрів України «Про затвердження порядку надання у 2008 році спеціальних дозволів на користування надрами» від 27.02.2008 р. № 273 <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/273-2008-%D0%BF#Text>.
13. Положення «Про порядок надання гірничих відводів», затверджене постановою Кабінету Міністрів України від 27 січня 1995 р. № 59. Редакція від 24.03.2023. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/59-95-%D0%BF#Text>
14. Положення «Про порядок проведення державної експертизи та оцінки запасів корисних копалин». <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/865-94-%D0%BF#Text>.
15. Кодекс України «Про надра». Постанова ВР № 133/94-ВР від 27.07.94. Редакція від 01.10.2023. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/132/94-%D0%B2%D1%80#Text>

16. Податковий кодекс України: ВВР 2011, № 13-14, № 15-16, № 17, ст.112. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2755-17#Text> (дата звернення: 12.02.23).
17. Закону України «Про угоди про розподіл продукції». Відомості Верховної Ради України (ВВР), 1999, № 44, ст.391. Редакція від 15.01.2022. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1039-14#Text>
18. Закон України «Про охорону навколишнього природного середовища» у редакції від 03.11.2022 р. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1264-12#Text>
19. Закон України «Про енергетичну ефективність». Відомості Верховної Ради України (ВВР), 2022, № 2, ст.8. Редакція від 27.07.2023 <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1818-20#Text>
20. Ткачук І. І. Спіцина Ю. Г. Сутність поняття «інвестиційна привабливість підприємства». *Проблеми системного підходу в економіці*. Випуск № 5(67), 2018. С. 125-129. http://www.psae-jrnl.nau.in.ua/journal/5_67_2018_ukr/21.
21. 8. Підходи до визначення інвестиційної привабливості підприємства. URL: <http://www.ukrstat.gov.ua/>
22. 9. Петкова Л. О., Проскурін В. В. Муніципальні інвестиції та кредити. Навчальний посібник. Київ. 2006. 158 с.
23. 10. Інвестиційна привабливість підприємства. URL: <http://www.in.gov.ua/>
24. 13. Донцов С. С. Оцінка інвестиційної привабливості підприємства через аналіз надійності його цінних паперів. *Фінансовий менеджмент*. 2003. № 3. С. 78-84.
25. 14. Задорожна Я. Є., Дядечко Л. П. Підвищення інвестиційної привабливості підприємництва як напрямок залучення інвестиційних ресурсів. *Інвестиції: практика та досвід*. 2007. № 2. С. 32-35.
26. Вірянська О. В. Оцінка інвестиційної привабливості. <http://surl.li/byedh>
27. Бойка В. С., Кондрата Р. М., Яремійчука Р. С. [4] Довідник з нафтогазової справи. К.: Львів, 1996. – 620 с.
28. Іванишин В.С. Нафтогазопромислова геологія. – Львів, 2003. – 648 с.

29. Шиян Д. В., Строченко Н. І. Фінансовий аналіз : навч. посіб.. К. : А.С.К., 2003. – 240 с.
30. Вовчак О. Д. Інвестування : навч. посіб.. Львів : Новий Світ – 2000, 2006. 544 с.
31. Майданевич П. Н. Оцінка інвестиційної привабливості НПАО «Масандра». *Вісник ХНАУ*. 2004. № 10. С. 200–212.
32. Суярко В. Г. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів: підручник. Харків: Фоліо, 2015. 413 с.
33. Рудько Г. І., Михайлів І. Р. Методичні аспекти застосування PRMS-SPE до геолого-економічної оцінки запасів нафти й газу в Україні. *Мінеральні ресурси України. Економіка ГПП*. 2018. №4. С. 37 – 44.
34. Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System. *SPE, AAPG, WPC, SPEE, SEG*. Nov., 2011. 222 p.
35. Методичні рекомендації щодо застосування класифікації запасів та ресурсів нафти і газу за системою управління вуглеводневими ресурсами (Petroleum Resources Management System – PRMS). Державна Комісія України по Запасах Корисних Копалин при Державній службі геології та надр України. 2021. 32 с.
36. 52. Dr. Sam C. M. Hui. Decision theory and decision tree: Presentation of Department of Mechanical Engineering The University of Hong Kong. 2013. URL: http://ibse.hk/MECH3010/MECH3010_1314_03_decision_theory.pdf (дата звернення: 26.03.2023).
37. 53. Hurst, A., Brown, G.C. and Swanson, R.I. Swanson's 30-40-30 rule. *AAPG Bulletin*. No 84 (12). 2000. P. 1883-1891.
38. 54. Risk Management Technique – EMV Decision Tree: веб-сайт URL: <https://anti-nic.com/tag/emv/> (дата звернення: 26.03.2023).
39. 17. Giang, T. C. Risk assessment in petroleum system analysis. *Petrovietnam Journal*. 2013. №7. P. 23-29.
40. 18. Siti Hajar Salleh, Eduardo Rosales, Idalia Flores-de la Mota Revista. Influence of different probability based models on oil prospect exploration decision making: a

- case from southern Mexico. *Mexicana de Ciencias Geológicas*. 2007. Vol. 24. No. 3, P. 306-317.
41. 19. Dr. Alfred Kjemperud Risk Analysis and Exploration Economics: PPM - 4th Cambodian Workshop. 2004. веб-сайт. URL: <https://dokumen.tips/documents/risk-analysis-and-exploration-economicskjemperud.html?page=1> (дата звернення: 11.12.2022).
42. 20. Rose P. R. Risk analysis and management of petroleum exploration ventures: methods in Exploration Series. AAPG. 2001. 164 p
43. 21. Malviæ, T. and Rusan, I. Investment Risk Assessment of Potential Hydrocarbon Discoveries in a Mature Basin (Case Study from the Bjelovar Sub-Basin, Croatia). *Oil and Gas European Magazine*. 2009. №35. P. 67-72.
44. 22. The CCOP Guidelines for Risk Assessment of Petroleum Prospects: веб-сайт. URL: http://www.ccop.or.th/assets/publication_digital/2912004_4_pdf.pdf. (дата звернення: 11.12.2022).
45. Пелипчак Б. П., Михайлович І. Л. Проект дорозвідки Дебеславецького газового родовища. Відп. вик: Львів, 2015р.
46. Фактична ціна реалізації природного газу (грудень 2022). 09.01.2023. Офіційний сайт міністерства економіки України. Директорат розвитку реального сектору економіки. <https://www.me.gov.ua/Documents/Detail?lang=uk-UA&id=7bc1d2a5-563d-4b19-9252-1547a08a6d1d&title=FaktichnaTsinaRealizatsiiPrirodnogoGazu-gruden2022->
47. Фактична ціна реалізації природного газу (вересень 2023). 10.10.2023. Офіційний сайт міністерства економіки України. Директорат розвитку реального сектору економіки. Департамент розвитку реального сектору економіки. <https://www.me.gov.ua/Documents/Detail?lang=uk-UA&id=94776280-2932-4bc7-8d0d-144c44aa3ec7&title=FaktichnaTsinaRealizatsiiPrirodnogoGazuVeresen2023>

48. Метошоп І.М. Аналіз впливу податкового навантаження на діяльність нафтогазових підприємств. *Ефективна економіка*. №1. ТОВ "ДКС Центр". 2019.
49. Витвицький Я. С., Гавадзин Н. О., Метошоп І. М., Пілка М. С. Удосконалення рентного регулювання у нафтовидобуванні. *Нафтогазова галузь України (серія: Економіка та менеджмент)*. №2. 2017.
50. Витвицький Я. С., Гавадзин Н. О., Метошоп І. М., Пілка М. С. Економічний механізм рентного регулювання у газовидобуванні. *Матеріали VI Міжнародної науково-практичної конференції «Теорія і практика стратегічного управління розвитком галузевих і регіональних суспільних систем»*. 2017. С.33-36.
<http://elar.nung.edu.ua/bitstream/123456789/5695/1/6303p.pdf>.
51. Проект Закону про внесення змін до Податкового кодексу України та деяких законодавчих актів України щодо запровадження диференційованої рентної плати за видобування газу природного. № 7038-д від 23.02.2022.
<https://itd.rada.gov.ua/billInfo/Bills/Card/39129>.
52. Набув чинності закон про збільшення ренти на видобуток газу в Україні. . Інформаційний портал. Interfakt – Україна.
<https://interfax.com.ua/news/economic/816901.html>.

БІБЛІОГРАФІЧНА ДОВІДКА

Тема магістерської роботи «Інвестиційна привабливість розроблення газових родовищ Івано-Франківської області».

Обсяг пояснювальної записки 76 сторінок.

Перелік графічного матеріалу:

1. Мета і завдання магістерської роботи.
2. Чинники, що впливають на інвестиційну привабливість родовищ.
3. Фактори, що визначають ефективність буріння та обсяги видобутку нафти і газу.
4. Динаміка ОТЕП родовищ Івано-Франківської області.
5. Безбитковий обсяг видобутку та реалізації природного газу.
6. Залежність накопиченого видобутку від пластового тиску.
7. SWOT-аналіз інвестиційної привабливості видобутку природного газу із родовищ Івано-Франківської області.
8. Прогнозування зміни пластового тиску на Черемхівсько-Струпківському родовищі, МПа.
9. Розрахунок доцільності вкладення інвестицій у Дебеславецьке родовище за рентабельний період.
10. Розрахунок доцільності вкладення інвестицій у Черемхівсько-Струпківське родовище за період.

10.01.2024

В.В. Фейчук

ДОДАТОК А

Таблиця А.1 – Основні техніко-економічні показники розробки східного покладу горизонту Б-2 Дебеславецького родовища (об'єкт II).

Роки	Фактичне значення	Абсолютний приріст, тис.грн		Темп росту, %		Темп приросту, %	
		Базовий	Ланцюговий	Базовий	Ланцюговий	базовий	Ланцюговий
Видобуток природного газу, млн м ³							
2018	0,297	-	-	100,00	100,00		
2019	0,3	-0,02	-0,02	93,94	93,94	-6,06	-6,06
2020	0,3	-0,04	-0,03	85,52	91,04	-14,48	-8,96
2021	0,2	-0,08	-0,04	73,40	85,83	-26,60	-14,17
2022	0,2	-0,11	-0,03	63,64	86,70	-36,36	-13,30
Витрати на 1000 м ³ газу, грн							
2018	6265,8	-	-	100,00	100,00		
2019	6401,7	135,91	135,91	102,17	102,17	2,17	2,17
2020	6607,1	341,33	205,42	105,45	103,21	5,45	3,21
2021	6953,9	688,07	346,74	110,98	105,25	10,98	5,25
2022	9296,2	3030,41	2342,34	148,36	133,68	48,36	33,68
Дохід від реалізації продукції з ПДВ, тис. грн							
2018	2843,8	-	-	100,00	100,00		
2019	2717,0	-126,88	-126,88	95,54	95,54	-4,46	-4,46
2020	1445,9	-	-	50,84	53,22	-49,16	-46,78
2021	1751,4	1092,45	305,53	61,59	121,13	-38,41	21,13
2022	7670,3	4826,47	5918,92	269,72	437,95	169,72	337,95
Прибуток від операційної діяльності до оподаткування, тис. грн							
2018	471,8	-	-	100,00	100,00		
2019	446,8	-24,97	-24,97	94,71	94,71	-5,29	-5,29
2020	-111,5	-583,32	-558,35	-23,64	-24,96	-123,64	-124,96
2021	113,0	-358,78	224,54	23,95	-101,34	-76,05	-201,34
2022	2838,4	2366,60	2725,38	601,62	2511,46	501,62	2411,46
Чистий прибуток (збитки), тис. грн							
2018	386,9	-	-	100,00	100,00		
2019	366,4	-20,47	-20,47	94,71	94,71	-5,29	-5,29
2020	-111,5	-498,40	-477,92	-28,83	-30,44	-128,83	-130,44
2021	92,7	-294,20	204,20	23,95	-83,10	-76,05	-183,10
2022	2327,5	1940,62	2234,81	601,62	2511,46	501,62	2411,46

Таблиця А.2 – Основні техніко-економічні показники розробки західного покладу горизонту Б-2 Дебеславецького родовища (об'єкт ІІІ).

Роки	Фактичне значення	Абсолютний приріст, тис.грн		Темп росту, %		Темп приросту, %	
		базовий	ланцюговий	базовий	ланцюговий	базовий	Ланцюговий
Видобуток природного газу, млн м3							
2017	0,755	-	-	100,00	100,00		
2018	0,6	-0,20	-0,20	73,64	73,64	-26,36	-26,36
2019	0,4	-0,35	-0,15	54,04	73,38	-45,96	-26,62
2020	0,3	-0,48	-0,13	36,29	67,16	-63,71	-32,84
Витрати на 1000 м3 газу, грн							
2017	5944,5	-	-	100,00	100,00		
2018	6415,7	471,23	471,23	107,93	107,93	7,93	7,93
2019	7080,4	1135,98	664,75	119,11	110,36	19,11	10,36
2020	8310,9	2366,46	1230,48	139,81	117,38	39,81	17,38
Дохід від реалізації продукції з ПДВ, тис. грн							
2017	6236,7	-	-	100,00	100,00		
2018	5332,2	-904,44	-904,44	85,50	85,50	-14,50	-14,50
2019	3977,7	-	-				
		2258,94	-1354,50	63,78	74,60	-36,22	-25,40
2020	1560,2	-	-				
		4676,49	-2417,55	25,02	39,22	-74,98	-60,78
Прибуток від операційної діяльності до оподаткування, тис. грн							
2017	721,0	-	-	100,00	100,00		
2018	847,2	126,21	126,21	117,50	117,50	17,50	17,50
2019	522,7	-198,36	-324,57	72,49	61,69	-27,51	-38,31
2020	-344,2	-	-				
		1065,21	-866,84	-47,73	-65,85	-147,73	-165,85
Чистий прибуток (збитки), тис. грн							
2017	591,2	-	-	100,00	100,00		
2018	694,7	103,50	103,50	117,51	117,51	17,51	17,51
2019	428,6	-162,65	-266,15	72,49	61,69	-27,51	-38,31
2020	-344,2	-935,42	-772,76	-58,21	-80,30	-158,21	-180,30

Таблиця А.3 – Основні техніко-економічні показники розробки покладу горизонту Б-3н Дебеславецького родовища (об'єкт ІV).

Роки	Фактичне значення	Абсолютний приріст, тис.грн		Темп росту, %		Темп приросту, %	
		базовий	ланцюговий	базовий	ланцюговий	базовий	Ланцюговий
Видобуток природного газу, млн м ³							
2018	1,051	-	-	100,00	100,00		
2019	0,9	-0,12	-0,12	88,30	88,30	-11,70	-11,70
2020	0,7	-0,31	-0,19	70,31	79,63	-29,69	-20,37
2021	0,6	-0,48	-0,16	54,71	77,81	-45,29	-22,19
2022	0,5	-0,60	-0,12	43,29	79,13	-56,71	-20,87
Витрати на 1000 м ³ газу, грн							
2018	6613,8	-	-	100,00	100,00		
2019	6908,2	294,38	294,38	104,45	104,45	4,45	4,45
2020	7518,6	904,80	610,42	113,68	108,84	13,68	8,84
2021	7609,4	995,65	90,85	115,05	101,21	15,05	1,21
2022	10350,4	3736,61	2740,96	156,50	136,02	56,50	36,02
Дохід від реалізації продукції з ПДВ, тис. грн							
2018	10078,4	-	-	100,00	100,00		
2019	9050,0	1028,35	-1028,35	89,80	89,80	-10,20	-10,20
2020	4217,6	5860,80	-4832,45	41,85	46,60	-58,15	-53,40
2021	4611,5	5466,88	393,91	45,76	109,34	-54,24	9,34
2022	11280,6	1202,27	6669,15	111,93	244,62	11,93	144,62
Прибуток від операційної діяльності до оподаткування, тис. грн							
2018	1501,1	-	-	100,00	100,00		
2019	1266,8	-234,26	-234,26	84,39	84,39	-15,61	-15,61
2020	-642,6	2143,65	-1909,39	-42,81	-50,72	-142,81	-150,72
2021	113,3	1387,78	755,87	7,55	-17,63	-92,45	-117,63
2022	3154,2	1653,09	3040,87	210,13	2783,83	110,13	2683,83
Чистий прибуток (збитки), тис. грн							
2018	1230,9	-	-	100,00	100,00		
2019	1038,8	-192,09	-192,09	84,39	84,39	-15,61	-15,61
2020	-642,6	1873,46	-1681,36	-52,20	-61,86	-152,20	-161,86
2021	92,9	1137,98	735,47	7,55	-14,46	-92,45	-114,46
2022	2586,4	1355,53	2493,51	210,13	2783,83	110,13	2683,83

Таблиця А.4 – Основні техніко-економічні показники розробки східного покладу горизонту Б-3в Дебеславецького родовища (об'єкт V).

Роки	Фактичне значення	Абсолютний приріст, тис.грн		Темп росту, %		Темп приросту, %	
		базовий	ланцюговий	базовий	ланцюговий	базовий	Ланцюговий
Видобуток природного газу, млн м ³							
2018	0,449	-	-	100,00	100,00		
2019	0,3	-0,10	-0,10	77,06	77,06	-22,94	-22,94
2020	0,3	-0,18	-0,08	59,69	77,46	-40,31	-22,54
2021	0,2	-0,24	-0,06	45,88	76,87	-54,12	-23,13
2022	0,2	-0,29	-0,05	35,19	76,70	-64,81	-23,30
Витрати на 1000 м ³ газу, грн							
2018	6761,0	-	-	100,00	100,00		
2019	7427,5	666,47	666,47	109,86	109,86	9,86	9,86
2020	8292,4	1531,45	864,98	122,65	111,65	22,65	11,65
2021	9444,8	2683,83	1152,38	139,70	113,90	39,70	13,90
2022	12879,4	6118,39	3434,56	190,50	136,36	90,50	36,36
Дохід від реалізації продукції з ПДВ, тис. грн							
2018	4304,2	-	-	100,00	100,00		
2019	3371,8	-932,44	-932,44	78,34	78,34	-21,66	-21,66
2020	1525,9	-2778,34	-1845,90	35,45	45,25	-64,55	-54,75
2021	1655,0	-2649,22	129,12	38,45	108,46	-61,55	8,46
2022	3925,9	-378,34	2270,88	91,21	237,21	-8,79	137,21
Прибуток від операційної діяльності до оподаткування, тис. грн							
2018	608,9	-	-	100,00	100,00		
2019	384,9	-223,99	-223,99	63,21	63,21	-36,79	-36,79
2020	-334,3	-943,21	-719,22	-54,91	-86,86	-154,91	-186,86
2021	-139,5	-748,40	194,81	-22,91	41,73	-122,91	-58,27
2022	907,6	298,75	1047,15	149,06	-650,59	49,06	-750,59
Чистий прибуток (збитки), тис. грн							
2018	499,3	-	-	100,00	100,00		
2019	315,6	-183,67	-183,67	63,21	63,21	-36,79	-36,79
2020	-334,3	-833,61	-649,94	-66,96	-105,93	-166,96	-205,93
2021	-139,5	-638,80	194,81	-27,94	41,73	-127,94	-58,27
2022	744,3	244,98	883,78	149,06	-533,49	49,06	-633,49

Таблиця А.5 – Основні техніко-економічні показники розробки східного покладу горизонту Б-4 Дебеславецького родовища (об'єкт VI).

Роки	Фактичне значення	Абсолютний приріст, тис.грн		Темп росту, %		Темп приросту, %	
		Базовий	ланцюговий	базовий	Ланцюговий	базовий	Ланцюговий
Видобуток природного газу, млн м ³							
2017	0,229	-	-	100,00	100,00		
2018	0,2	-0,05	-0,05	77,29	77,29	-22,71	-22,71
2019	0,1	-0,11	-0,06	53,28	68,93	-46,72	-31,07
Витрати на 1000 м ³ газу, грн							
2017	6672,0	-	-	100,00	100,00		
2018	7301,1	629,12	629,12	109,43	109,43	9,43	9,43
2019	8545,5	1873,48	1244,36	128,08	117,04	28,08	17,04
Дохід від реалізації продукції з ПДВ, тис. грн							
2017	1896,7	-	-	100,00	100,00		
2018	1700,5	-196,13	-196,13	89,66	89,66	-10,34	-10,34
2019	1192,3	-704,34	-508,21	62,86	70,11	-37,14	-29,89
Прибуток від операційної діяльності до оподаткування, тис. грн							
2017	52,7	-	-	100,00	100,00		
2018	-10,7	-63,32	-63,32	-20,22	-20,22	-120,22	-120,22
2019	-140,5	-193,18	-129,86	-266,77	1319,34	-366,77	1219,34
Чистий прибуток (збитки), тис. грн							
2017	43,2	-	-	100,00	100,00		
2018	-10,7	-53,84	-53,84	-24,66	-24,66	-124,66	-124,66
2019	-140,5	-183,70	-129,86	-325,33	1319,34	-425,33	1219,34

Таблиця А.6 – Основні техніко-економічні показники розробки Черемхівсько-Струпківського родовища.

Роки	Фактичне значення	Абсолютний приріст, тис.грн		Темп росту, %		Темп приросту, %	
		базовий	ланцюговий	базовий	ланцюговий	базовий	Ланцюговий
Видобуток природного газу, млн м ³							
2018	1,079	-	-	100,00	100,00		
2019	0,9	-0,18	-0,18	83,69	83,69	-16,31	-16,31
2020	0,7	-0,38	-0,20	65,06	77,74	-34,94	-22,26
2021	0,6	-0,53	-0,15	51,25	78,77	-48,75	-21,23
2022	0,4	-0,68	-0,15	37,16	72,51	-62,84	-27,49
Витрати на 1000 м ³ газу, грн							
2018	5542,9	-	-	100,00	100,00		
2019	5769,5	226,63	226,63	104,09	104,09	4,09	4,09
2020	6161,1	618,21	391,58	111,15	106,79	11,15	6,79
2021	6646,7	1103,80	485,59	119,91	107,88	19,91	7,88
2022	10463,8	4920,95	3817,15	188,78	157,43	88,78	57,43
Дохід від реалізації продукції з ПДВ, тис. грн							
2018	10347,4	-	-	100,00	100,00		
2019	8805,7	1541,68	-1541,68	85,10	85,10	-14,90	-14,90
2020	4006,1	6341,25	-4799,57	38,72	45,49	-61,28	-54,51
2021	4434,7	5912,64	428,61	42,86	110,70	-57,14	10,70
2022	9938,9	-408,48	5504,16	96,05	224,11	-3,95	124,11
Прибуток від операційної діяльності до оподаткування, тис. грн							
2018	1698,0	-	-	100,00	100,00		
2019	1204,1	-493,94	-493,94	70,91	70,91	-29,09	-29,09
2020	358,4	1339,62	-845,69	21,11	29,76	-78,89	-70,24
2021	136,7	1561,29	-221,66	8,05	38,15	-91,95	-61,85
2022	2584,3	886,30	2447,58	152,20	1890,20	52,20	1790,20
Чистий прибуток (збитки), тис. грн							
2018	1392,4	-	-	100,00	100,00		
2019	987,3	-405,03	-405,03	70,91	70,91	-29,09	-29,09
2020	293,9	1098,49	-693,46	21,11	29,76	-78,89	-70,24
2021	112,1	1280,26	-181,77	8,05	38,15	-91,95	-61,85
2022	2119,1	726,76	2007,02	152,20	1890,18	52,20	1790,18

Таблиця Б.1 – Розрахунок основних показників CVP-аналізу за ціною станом на 01.09.2023р.

Змінні витрати на видобування 1000 м ³ природного газу, грн	1375,80	1395,86	1415,93	1435,99	1456,06	1476,12	1496,19	1516,25	1536,32	1556,38	1576,45
Постійні витрати на одну діючу газову свердловину, тис. грн:	1375,80	1375,80	1375,80	1375,80	1375,80	1375,80	1375,80	1375,80	1375,80	1375,80	1375,80
обсяг, тис.м3	0	20	40	60	80	100	120	140	160	180	200
дохід від реалізації газу, тис.грн	0	296,99	593,99	890,98	1187,98	1484,97	1781,97	2078,96	2375,96	2672,95	2969,94
ціна 1м3 газу, грн	14,85										
Точка беззбитковості, тис. м3	102,11										
Точка беззбитковості, тис. грн	1516,28										

ДОДАТОК В.

Таблиця В.1 – Вихідні дані для побудови залежності приведенного пластового тиску від накопиченого видобутку газу покладу горизонту Б-2.

Рік	Свердловини	Усереднений пластовий тиск, МПа	Коефіцієнт надстигливості газу	Приведений пластовий тиск, МПа	Накопичений видобуток газу, млн м ³
1996	4-Чрм	1,39	0,965	1,44	0,224
1997	4-Чрм	1,38	0,965	1,43	0,506
1998	4-Чрм	1,28	0,967	1,324	5,755
1999	7, 8, 10, 11-Чрм	1,14	0,971	1,174	16,946
2000	7, 8, 10, 11-Чрм	1,01	0,974	1,037	27,561
2001	7, 8, 10, 11-Чрм	0,94	0,976	0,963	36,239
2002	7, 8, 10, 11-Чрм	0,87	0,977	0,89	44,492
2003	7, 8, 10, 11-Чрм	0,74	0,981	0,754	53,277
2004	7, 8, 10, 11-Чрм	0,64	0,983	0,651	60,577
2005	7, 8, 10, 11-Чрм	0,587	0,985	0,596	68,064
2006	7, 8, 10, 11-Чрм	0,496	0,987	0,503	73,914
2007	7, 8, 10, 11-Чрм	0,445	0,988	0,45	79,223
2008	7, 8, 10, 11-Чрм	0,384	0,99	0,388	83,291
2009	7, 8, 10, 11-Чрм	0,303	0,992	0,305	86,624
2010	7, 8, 10, 11-Чрм	0,225	0,994	0,226	89,457
2011	7, 8, 10, 11-Чрм	0,192	0,995	0,193	91,491
2012	7, 8, 10, 11-Чрм	0,181	0,995	0,182	92,887
2013	7, 8, 10, 11-Чрм	0,171	0,995	0,172	94,128
2014	7, 8, 10, 11-Чрм				95,210
2015	7, 8, 10, 11-Чрм	0,162	0,995	0,163	96,186
2016	7, 8, 10, 11-Чрм		0,995		97,486

Кореляційно-регресійний аналіз Черемхівсько-Струпківського родовища

	Накопичений видобуток газу, млн м3	Приведе-ний пластовий тиск, МПа
Накопичений видобуток газу, млн м3	1	
Приведений пластовий тиск, МПа	-0,99716	1

SUMMARY OUTPUT

<i>Regression Statistics</i>	
Multiple R	0,997156
R Square	0,994319
Adjusted R Square	0,993985
Standard Error	2,650634
Observations	19

ANOVA					
	<i>Df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Significance F</i>
Regression	1	20906,19	20906,19	2975,606	1,56E-20
Residual	17	119,4396	7,02586		
Total	18	21025,63			

	<i>Coefficients</i>	<i>Standard Error</i>	<i>t Stat</i>	<i>P-value</i>	<i>Lower 95%</i>	<i>Upper 95%</i>	<i>Lower 95,0%</i>	<i>Upper 95,0%</i>
Intercept	109,5114	1,124107	97,42072	8,43E-25	107,1397	111,883	107,1397	111,883
Приведений пластовий тиск, МПа	-76,3082	1,39889	-54,5491	1,56E-20	-79,2596	-73,3568	-79,2596	-73,3568

RESIDUAL OUTPUT

<i>Observation</i>	<i>Predicted Накопичений видобуток газу, млн м3</i>	<i>Residuals</i>	<i>Standard Residuals</i>
1	-0,37246	0,596464	0,231551
2	0,390618	0,115382	0,044792
3	8,479287	-2,72429	-1,05758
4	19,92552	-2,97952	-1,15667
5	30,37974	-2,81874	-1,09425
6	36,02655	0,212451	0,082475
7	41,59705	2,894952	1,123837
8	51,97496	1,302036	0,505458
9	59,83471	0,742291	0,288162
10	64,03166	4,03234	1,565378
11	71,12832	2,785677	1,081416
12	75,17266	4,050342	1,572366
13	79,90377	3,387233	1,314944
14	86,23735	0,386652	0,150101
15	92,2657	-2,8087	-1,09035
16	94,78387	-3,29287	-1,27831
17	95,62326	-2,73626	-1,06223
18	96,38634	-2,25834	-0,8767
19	97,07311	-0,88711	-0,34438

PROBABILITY OUTPUT

<i>Percentile</i>	<i>Накопичений видобуток газу, млн м3</i>
2,631579	0,224
7,894737	0,506
13,15789	5,755
18,42105	16,946
23,68421	27,561
28,94737	36,239
34,21053	44,492
39,47368	53,277
44,73684	60,577
50	68,064
55,26316	73,914
60,52632	79,223
65,78947	83,291
71,05263	86,624
76,31579	89,457
81,57895	91,491
86,84211	92,887
92,10526	94,128
97,36842	96,186

Кореляційно-регресійний аналіз Дебеславецького родовища

	накопичений видобуток газу	пластовий тиск
накопичений видобуток газу	1	
пластовий тиск	-0,999971739	1

SUMMARY OUTPUT

Regression Statistics	
Multiple R	0,999971739
R Square	0,999943478
Adjusted R Square	0,999940153
Standard Error	0,037374877
Observations	19

ANOVA

	df	SS	MS	F	Significance F
Regression	1	420,1134	420,1134	300750,9	1,49E-37
Residual	17	0,023747	0,001397		
Total	18	420,1371			

	Coefficients	Standard Error	t Stat	P-value	Lower 95%	Upper 95%	Lower 95,0%	Upper 95,0%
Intercept	26,97911926	0,014973	1801,804	2,47E-46	26,94753	27,01071	26,94753	27,01071
Пластовий	-12,20004444	0,022246	-548,408	1,49E-37	-12,247	-12,1531	-12,247	-12,1531

RESIDUAL OUTPUT

<i>Observation</i>	<i>Predicted нако- пичений</i>	<i>Residuals</i>	<i>Standard Residuals</i>
1	11,49726287	-0,07426	-2,04458
2	12,48546647	-0,03747	-1,03151
3	13,42486989	-0,01787	-0,49199
4	14,30327309	0,003727	0,102608
5	15,90147891	0,028521	0,785232
6	17,30448402	0,042516	1,170535
7	18,53668851	0,045311	1,2475
8	19,61029242	0,048708	1,340999
9	20,54969584	0,042304	1,164703
10	21,36709882	0,034901	0,960887
11	22,07470139	0,030299	0,83417
12	22,97750468	0,011495	0,316485
13	23,6973073	0,001693	0,046603
14	24,27070939	-0,00071	-0,01953
15	24,74651112	-0,01851	-0,50964
16	25,1247125	-0,02771	-0,76297
17	25,42971361	-0,03771	-1,03832
18	25,63711437	-0,03411	-0,93922
19	25,75911481	-0,04111	-1,13196

PROBABILITY OUTPUT

<i>Percentile</i>	<i>накопичений</i>
2,631579	11,423
7,894737	12,448
13,15789	13,407
18,42105	14,307
23,68421	15,93
28,94737	17,347
34,21053	18,582
39,47368	19,659
44,73684	20,592
50	21,402
55,26316	22,105
60,52632	22,989
65,78947	23,699
71,05263	24,27
76,31579	24,728
81,57895	25,097
86,84211	25,392
92,10526	25,603
97,36842	25,718

ДОДАТОК Д.

Таблиця Д.1 – Капітальні вкладення розробки покладу гор. Б-1

Дебеславецького родовища

Роки	Капітальні вкладення, тис. грн				Всього, тис. грн
	свердловини	нафтопро- мислове облаштування	обладнання нафто- видобутку	поновлення обладнання	
1	2	3	4	5	6
2024	1235,00	550,00	1365,00	70,00	3220,00
2025	–	–	–	70,00	70,00
2026	–	–	–	70,00	70,00
2027	–	–	–	70,00	70,00
2028	1235,00	–	–	150,00	1385,00
2029	–	–	–	150,00	150,00
2030	–	–	–	150,00	150,00
2031	–	–	–	150,00	150,00
2032	–	–	–	150,00	150,00
2033	–	–	–	210,00	210,00
2034	–	–	–	210,00	210,00
2035	1235,0	–	–	210,00	1445,00
Всього за весь період	3705,00	550,00	1365,00	1660,00	7280,00

Таблиця Д.2 – Амортизація основних засобів покладу гор. Б-1

Дебеславецького родовища

Роки	Амортизація основних засобів, тис. грн						Всього, тис. грн
	Свердловини	III-в група	IV група	VI група	нематеріальні активи	поновлення обладнання	
1	2	3	4	5	6	7	8
2024	82,33	127,67	1015	3,6	2,4	7,00	1238
2025	82,33	127,67	1015	3,6	2,4	14,00	1245
2026	82,33	127,67	1015	3,6	2,4	21,00	1252
2027	82,33	127,67	1015	3,6	2,4	28,00	1259
2028	164,64	127,67	1015	–	2,4	43,00	1352,71
2029	164,64	127,67	–	–	–	58,00	350,31
2030	164,64	127,67	–	–	–	73,00	365,31
2031	164,64	127,67	–	–	–	88,00	380,31
2032	164,64	127,67	–	–	–	103,00	395,31
2033	164,64	127,67	–	–	–	124,00	416,31
2034	164,64	127,67	–	–	–	145,00	437,31
2035	247,0	127,67	–	–	–	166,00	540,67
Разом за весь період	1728,8	1532,04	5075	14,4	12	870	9232,24

Таблиця Ж.1 – Розрахунок доцільності вкладення інвестицій у Дебеславецьке родовище, з урахуванням відновлення покладу Б 1.

Показники	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	За весь період
1. Обсяг видобутку товарного газу, млн. куб. м.	0,54	1,03	0,96	0,90	1,62	1,42	1,24	1,08	0,93	0,81	0,70	0,88	12,11
2. Вартість реалізованого газу (без ПДВ), тис. грн.	8063,40	15220,96	14240,88	13364,75	24101,10	21042,05	18339,40	15993,15	13854,79	12028,27	10439,35	13067,75	179755,86
3. Рентні платежі за видобуток газу, тис. грн.	2338,39	4414,08	4129,86	3875,78	6989,32	6102,20	5318,43	4638,01	4017,89	3488,20	3027,41	3789,65	52129,20
4. Вартість газу без ПДВ та ренти, тис. грн.	5725,01	10806,88	10111,03	9488,97	17111,78	14939,86	13020,98	11355,14	9836,90	8540,07	7411,94	9278,11	127626,66
5. Поточні витрати на видобуток нафти і газу, тис. грн.	7750,61	7910,26	7851,05	7798,86	9057,98	7848,91	7681,31	7537,80	7408,33	7305,93	7219,59	7940,58	93311,20
- експлуатаційні витрати	5825,49	6309,06	6242,84	6183,65	7349,06	7142,39	6959,80	6801,29	6656,82	6533,42	6426,07	7043,71	79473,59
- амортизаційні відрахування	1238,00	1245,00	1252,00	1259,00	1352,71	350,31	365,31	380,31	395,31	416,31	437,31	540,67	9232,24
6. Витобнича собівартість 1000м3 газу, грн	13008,27	7369,81	7815,27	8269,61	5361,53	5287,72	5931,26	6668,15	7558,55	8579,91	9762,99	8618,61	94231,69
7. Адміністративні витрати, тис. грн	192,68	192,68	192,68	192,68	192,68	192,68	192,68	192,68	192,68	192,68	192,68	192,68	2312,11
8. Інші операційні витрати, тис. грн	494,44	163,53	163,53	163,53	163,53	163,53	163,53	163,53	163,53	163,53	163,53	163,53	2293,26
9. Прибуток, тис. грн.	-2025,60	2896,62	2259,98	1690,12	8053,80	7090,95	5339,66	3817,33	2428,57	1234,14	192,36	1337,52	34315,46

ДОДАТОК 3.

Таблиця 3.1 – Капітальні вкладення для умов базового варіанта розробки покладу гор. Б-2 Черемхівсько-Струпківського родовища

Роки	Капітальні вкладення, тис. грн				Всього, тис. грн
	свердловини	газопро-мислове облаштування	обладнання газови-добутку	поновлення обладнання	
2024	–	–	–	140,00	140,00
2025	–	–	–	140,00	140,00
2026	–	–	–	140,00	140,00
2027	–	–	–	140,00	140,00
2028	–	–	–	140,00	140,00
Всього за період	0,00	0,00	0,00	700,00	700,00

Таблиця 3.2 – Амортизація основних засобів для умов базового варіанта розробки покладу гор. Б-2 Черемхівсько-Струпківського родовища

Роки	Амортизація основних засобів, тис. грн			Всього, тис. грн
	Свердловини	III-в група	поновлення обладнання	
2024	8,48	14,22	28,00	50,7
2025	8,48	14,22	56,00	78,7
2026	8,48	14,22	84,00	106,7
2027	8,48	14,22	112,00	134,7
2028	8,48	14,22	140,00	162,7
Всього за період	42,40	71,10	420,00	533,5

Таблиця К.1 – Розрахунок доцільності вкладення інвестицій у Черемхівсько-Струпківське родовище за період.

Показники	2024	2025	2026	2027	2028	За весь період
1. Обсяг видобутку товарного газу, млн. куб. м.	0,39	0,35	0,31	0,27	0,24	3,12
2. Вартість реалізованого газу (без ПДВ), тис. грн.	5791,39	5197,40	4603,41	4009,42	3563,93	46331,13
3. Рентні платежі за видобуток нафтового газу, тис. грн.	1679,50	1507,25	1334,99	1162,73	1033,54	13436,03
4. Вартість газу без ПДВ та ренти, тис. грн.	4111,89	3690,16	3268,42	2846,69	2530,39	32895,10
5. Поточні витрати на видобуток нафти і газу, тис. грн.	2549,04	2536,06	2330,41	2317,43	2315,18	22414,39
експлуатаційні витрати	2151,51	2111,38	2071,25	2031,12	2001,02	10366,28
амортизаційні відрахування	50,70	78,70	106,70	134,70	162,70	533,50
6. Виробнича собівартість 1000м3 газу, грн	5646,69	6257,37	7025,64	8021,55	9015,51	
7. Адміністративні витрати, тис. грн	192,68	192,68	192,68	192,68	192,68	963,38
8. Інші операційні витрати, тис. грн	154,15	153,31	152,46	151,61	151,46	762,98
9. Прибуток, тис. грн.	1562,85	1154,09	745,34	336,59	22,53	3821,41
10. Податок на прибуток, тис. грн.	281,31	207,74	134,16	60,59	4,06	687,85
11. Чистий прибуток, тис. грн.	1281,53	946,36	611,18	276,00	18,48	3133,55
12. Чистий прихід грошових коштів, тис. грн.	1332,23	1025,06	717,88	410,70	181,18	3667,05
чистий прибуток	1281,53	946,36	611,18	276,00	18,48	3133,55
Амортизація	50,70	78,70	106,70	134,70	162,70	533,50
13. Дисконтований потік грошових коштів, тис. грн.	1189,50	817,17	510,97	261,01	102,81	2881,45
14. Капітальні вкладення, тис. грн.	140,00	140,00	140,00	140,00	140,00	700,00
15. Чистий потік грошових коштів, тис. грн.	1192,23	885,06	577,88	270,70	41,18	2967,05
16. Чиста сучасна вартість родовища, тис. грн.	1064,50	705,56	411,32	172,04	23,37	2376,78
17. Рентабельність інвестицій						4,12
18. Внутрішня норма рентабельності						136,19%

