

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

МР 103 – .00.000 НЗГ

Група НЗГм – 24-1

Ілля Гасан

2025

Міністерство освіти і науки України
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
Факультет природничих наук
Кафедра геології та розвідки нафтових і газових родовищ

УДК 553.98

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

Тема Уточнення геологічної будови та обґрунтування розвідуального
(назва згідно з наказом ректора)
буріння у верхньовізейських відкладах нижнього карбону

Ступінь вищої освіти – магістр
Спеціальність – 103 Науки про Землю
Освітньо-професійна програма – Геологія нафти і газу

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

МР 103 – .00.000 НЗ
(позначення)

Студент гр. НЗГм-24-1 _____ Гасан І.А.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник _____ доц. Трубенко О. М.
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

Консультанти:

(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

Нормоконтроль _____ ас. Уграк Л. В.
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

Перевірено на плагіат _____ ас. Уграк Л.В.
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

Допускається до захисту.

Завідувач кафедри _____ доц. Михайлів І.Р.
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

Рецензент _____
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

2025 р

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ГРН
_____ доц. Михайлів І.Р.
« ____ » _____ 2025 р.

З А В Д А Н Н Я
НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ
Спеціальність — (103) *Науки про Землю*
Освітньо-професійна програма – *Геологія нафти і газу*

Студенту _____ *Гасану Іллі Анатолійовичу*

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) _____ *Уточнення геологічної будови та обґрунтування розвідуального буріння у верхньовізейських відкладах нижнього карбону Східного родовища*

затверджена наказом ректора університету від " 28 " 11 2025 р. № 737/7

2. Термін здачі студентом закінченого проекту (роботи) : 1 грудня 2025 р.

3. Вихідні дані до проекту (роботи) _____

1. Фондові геолого-геофізичні матеріали

2. Оpubлікована література по району досліджень.

3. Власні спостереження та узагальнення під час навчання і практик.

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

Реферат. Вступ. 1. Геологічна характеристика Східного родовища. 1.1 Географо-економічні умови. 1.2 Геолого-геофізична вивченість. 1.3 Геологічна будова району 1.4 Стратиграфія та літологія. 1.5 Тектонічна будова (блокова модель). 1.6 Нафтогазоносність продуктивних горизонтів. 1.7 Гідрогеологічні та термобаричні умови. 2. Аналіз поточного стану вивченості верхньовізейських відкладів та проектування нових розвідувальних свердловин. 2.1 Аналіз стану вивченості. 2.2 Обґрунтування закладання 5 нових свердловин (№№ 130-133, 112). 2.3 Оцінка очікуваного приросту вуглеводнів. 3. Техніко-економічне обґрунтування проекту. 3.1 Методика економічної оцінки. 3.2 Розрахунок капітальних і експлуатаційних витрат. 3.3 Оцінка інтегральних показників ефективності (NPV, IRR) та аналіз ризиків.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

1. Оглядова карта району робіт.

2. Структурна карта по покрівлі реперного горизонту R₄.

3. Сейсмічні зрізи та геологічні профілі.

4. Схема кореляції розрізів свердловин.

5. Графіки розподілу пластових температур і тисків.

6. Карта розміщення проектних свердловин.

6. Консультанти з окремих розділів і питань магістерської роботи:

| Розділ, питання | Посада, прізвище та ініціали консультанта | Підпис | |
|-----------------|---|--------------|----------|
| | | консультанта | студента |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |

7. Дата видачі завдання _____ р. _____

8. Календарний план

| № з/п | Назва етапів виконання магістерської роботи | Термін виконання | Примітка |
|-------|---|------------------|-----------------|
| 1. | Одержання завдання і складання плану виконання роботи | 02.09.25 р. | <i>Виконано</i> |
| 2. | Підготовка базових геолого-геофізичних матеріалів | 10.09.25 р. | <i>Виконано</i> |
| 3. | Вступ. Загальні відомості про район досліджень. | 20.09.25 р. | <i>Виконано</i> |
| 4. | Особливості геологічної будови та нафтогазоносність. | 30.09.25 р. | <i>Виконано</i> |
| 5. | Методика та методологія проведення геологорозвідувальних та промислових досліджень. | 10.10.25 р. | <i>Виконано</i> |
| 6. | Обґрунтування підрахункових параметрів і підрахунок запасів нафти. | 20.10.25 р. | <i>Виконано</i> |
| 7. | Наукове обґрунтування підготовленості родовища до промислового освоєння та рекомендації з подальшого його вивчення. | 30.10.25 р. | <i>Виконано</i> |
| 8. | Економічні засади проведення проектних робіт. | 10.11.25 р. | <i>Виконано</i> |
| 9. | Висновки. | 30.11.25 р. | <i>Виконано</i> |
| 10. | Оформлення тексту та графіки | 01.12.25 р. | <i>Виконано</i> |
| 11. | Здача роботи на кафедрі | 01.12.25 р. | |
| 12. | Захист магістерської роботи | | |
| | | | |

Завдання видав керівник _____ доц. Трубенко О. М.
(підпис) (посада, прізвище та ініціали)

Завдання прийняв студент _____ Гасан І. А.
(підпис) (прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Магістерська робота: 99 с., 25 табл., 6 рис., 8 дод., 20 джерел

У роботі подано уточнення геологічної будови та наукове обґрунтування проведення розвідувального буріння у верхньовізейських відкладах Східного родовища.

Перший розділ містить загальні відомості про родовище, детальний аналіз його стратиграфії, літолого-фаціальних особливостей та тектоніки, зокрема опис нової блокової моделі, побудованої за результатами 3D-сейсморозвідки, а також характеристику гідрогеологічних і термобаричних умов.

У другому розділі проаналізовано поточний стан вивченості об'єкта та обґрунтовано доцільність буріння п'яти нових незалежних розвідувальних свердловин (№№ 130, 131, 132, 133, 112) для дорозвідки перспективних блоків, а також виконано оцінку очікуваного приросту запасів вуглеводнів об'ємним методом.

Третій розділ присвячено техніко-економічному обґрунтуванню проекту, що включає розрахунок капітальних та експлуатаційних витрат, визначення собівартості видобутку та інтегральних показників ефективності інвестицій (NPV, IRR) з урахуванням геологічних ризиків.

Перелік ключових слів: газ, газоконденсат, Східне родовище, верхньовізейські відклади, тектонічний блок, розвідувальне буріння, приріст запасів, економічна ефективність.

ANNOTATION

Is master's Degree work: 98 p., 25 tables, 6 fig., 8 appendices, 20 sources.

The thesis presents a clarification of the geological structure and a scientific justification for conducting exploration drilling in the Upper Viséan deposits of the Eastern field.

The first section contains general information about the field, a detailed analysis of its stratigraphy, lithological-facies characteristics, and tectonics. It specifically includes a description of a new block model constructed based on 3D seismic survey results, as well as a characterization of hydrogeological and thermobaric conditions.

The second section analyzes the current state of the object's study and justifies the feasibility of drilling five new independent exploration wells (№№ 130, 131, 132, 133, 112) for the further exploration of prospective blocks. It also performs an assessment of the expected increase in hydrocarbon reserves using the volumetric method.

The third section is devoted to the technical and economic justification of the project, which includes the calculation of capital and operating costs, determination of production costs, and integral investment efficiency indicators (NPV, IRR), taking into account geological risks.

List of keywords: gas, gas condensate, Eastern field, Upper Viséan deposits, tectonic block, exploration drilling, reserves growth, economic efficiency.

ЗМІСТ

| | |
|---|----|
| РЕФЕРАТ | |
| REPORT | |
| ВСТУП..... | 9 |
| 1. ГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА СХІДНОГО РОДОВИЩА | 12 |
| 1.1. Географо-економічні умови | 12 |
| 1.2. Геолого-геофізична вивченість..... | 15 |
| 1.3. Геологічна будова району | 23 |
| 1.4. Стратиграфія та літолого-фізична характеристика розрізу | 26 |
| 1.5. Тектонічна будова | 34 |
| 1.6. Нафтогазоносність | 39 |
| 1.7. Гідрогеологічні та термобаричні умови | 50 |
| 2. АНАЛІЗ ПОТОЧНОГО СТАНУ ВИВЧЕНОСТІ ВЕРХНЬОВІ-ЗЕЙСЬКИХ ВІДКЛАДІВ ТА ПРОЄКТУВАННЯ НОВИХ РОЗВІДУВАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИН | 62 |
| 2.1. Аналіз поточного стану вивченості та задачі проектування | 62 |
| 2.2. Проектування нових розвідувальних свердловин | 65 |
| 2.3. Оцінка очікуваного приросту запасів | 68 |
| 3. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУ | 71 |
| 3.1. Вихідні дані та методика економічної оцінки..... | 71 |
| 3.2. Оцінка економічної ефективності буріння проектних свердловин | 74 |
| 3.3. Зведені показники та аналіз ризиків проекту..... | 94 |
| ВИСНОВКИ..... | 96 |
| СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ | 98 |

ВСТУП

Актуальність теми. Східне газоконденсатне родовище, адміністративно розташоване в межах Полтавської області, експлуатується з 1973 року [2]. Попри тривалу історію розробки, потенціал родовища залишається значним, особливо в частині дорозвідки верхньовізейських відкладів нижнього карбону [6].

Актуальність роботи зумовлена необхідністю переосмислення геологічної будови родовища у зв'язку з отриманням нових геолого-геофізичних даних. Результати буріння останніх років (2010–2018 рр.) та дані 3D-сейсморозвідки показали, що існуючі геологічні моделі не повною мірою відображають складну блокову тектоніку та літологічну неоднорідність продуктивних пластів [5, 7]. Це призводить до невизначеності у контурах покладів та стримує ефективну розробку залишкових запасів. Впровадження уточненої геолого-тектонічної моделі дозволить локалізувати нові пастки, мінімізувати ризики при бурінні та обґрунтувати закладання нових розвідувальних свердловин [8].

Мета і завдання дослідження. Метою роботи є уточнення геологічної будови Східного родовища на основі переінтерпретації геолого-геофізичних матеріалів та наукове обґрунтування напрямків розвідувального буріння для нарощування ресурсної бази вуглеводнів у верхньовізейських відкладах.

Для досягнення мети вирішувалися такі **завдання**:

1. Узагальнити результати геолого-геофізичного вивчення родовища та історію пошуково-розвідувальних робіт [2].
2. Деталізувати стратиграфічну та літолого-фаціальну характеристику продуктивних горизонтів верхнього візе (XI, XII та XIIa мікрофауністичних горизонтів) [12].
3. На основі даних 3D-сейсморозвідки та буріння уточнити тектонічну модель структури, виділити структурно-тектонічні блоки та простежити розривні порушення.
4. Проаналізувати фільтраційно-ємнісні властивості колекторів та характер їх насичення за даними ГДС і випробувань [6].

5. Визначити перспективні ділянки для дорозвідки та обґрунтувати закладання нових розвідувальних свердловин.

6. Здійснити оцінку очікуваних приростів запасів та ресурсів вуглеводнів [14].

7. Виконати оцінку економічної ефективності запропонованого комплексу робіт [11].

Об'єкт дослідження – геологічна будова та нафтогазоносність верхньовізейських відкладів нижнього карбону Східного родовища.

Предмет дослідження – закономірності поширення покладів вуглеводнів, умови їх залягання та обґрунтування методики розвідувального буріння.

Методи дослідження. У роботі застосовано комплексний підхід: аналіз фондових матеріалів; кореляція геофізичних розрізів свердловин; структурно-тектонічне моделювання (з використанням даних, оброблених у ПЗ Petrel); об'ємний метод оцінки запасів [1]; техніко-економічні розрахунки (NPV, індекс прибутковості) [11].

Наукова новизна одержаних результатів.

1. Обґрунтовано нову структурно-тектонічну модель Східного родовища, згідно з якою структура розбита системою різноорієнтованих розривних порушень на окремі блоки, що контролюють розміщення та екранування покладів [8].

2. Уточнено межі поширення колекторів та контури газоносності продуктивних горизонтів В-16 – В-22а, що дозволило переглянути перспективи "сухих" або слабовивчених зон .

3. Доведено, що більшість покладів у верхньовізейських відкладах належать до типу тектонічно екранованих та літологічно обмежених, що потребує специфічного підходу до їх розвідки [6].

Практичне значення одержаних результатів. Практична цінність роботи полягає в обґрунтуванні буріння 5 нових незалежних розвідувальних свердловин (умовні №№ 130, 131, 132, 133, 112) із загальним обсягом проходки 23 850 м . Реалізація проекту дозволить дорозвідати поклади із запасами категорій С1 та

C2, перевести перспективні ресурси C3 у промислові категорії та забезпечити приріст видобутку вуглеводнів [14]. Економічні розрахунки підтверджують рентабельність проекту навіть з урахуванням геологічних ризиків [11].

1. ГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА СХІДНОГО РОДОВИЩА

1.1. Географо-економічні умови

В адміністративному плані Східне газоконденсатне родовище знаходиться на межі Диканського та Зіньківського районів Полтавської області. Відстань до обласного центру – міста Полтави – становить близько 40 км у південно-східному напрямку (див. рис 1.1)[20].

Район робіт має добре розвинену інфраструктуру та густу мережу населених пунктів. Найближчими адміністративними центрами є місто Зіньків, а також селища міського типу Опішня та Диканька. Безпосередньо на площі родовища та в її околицях розташовані села: Декайлівка, Борки, Михайлівка, Михайлики та інші. Транспортне сполучення між ними забезпечується шосейними та ґрунтовими дорогами. Найближча залізнична станція розташована у місті Полтава .

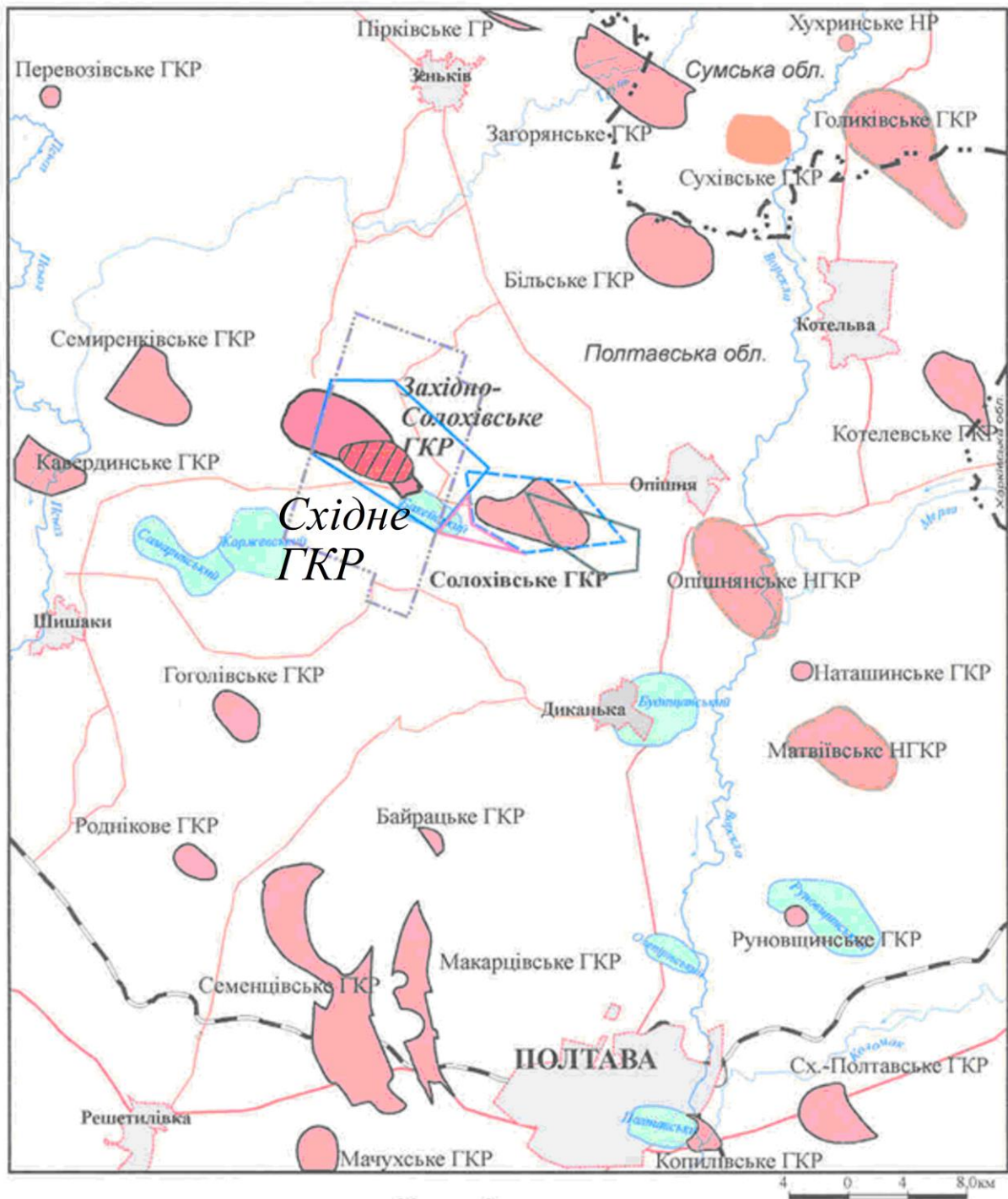
Економіка регіону базується на двох основних складових: сільському господарстві та нафтогазовидобувній промисловості. Значна частина земель використовується під посіви та пасовища. Водночас, район є одним із старіших центрів видобутку вуглеводнів в Україні [20]. Місцеве населення працює як в аграрному секторі, так і на промислових об'єктах, зокрема на Солохівському газопромислі. Розробку покладів Східного родовища (відкритого ще у 1973 році) веде ГПУ «Полтавагазвидобування». Близьке розташування інших великих родовищ – Солохівського, Опішнянського, Семиренківського – дозволяє ефективно використовувати єдину систему збору та підготовки продукції [6].

За характером поверхні територія являє собою хвилясту рівнину, яка поступово знижується у південно-західному напрямку. Рельєф місцевості сформувався під впливом ерозійних процесів (розмиву водою) та акумуляції (накопичення осадів). Рівнинні ділянки чергуються з ярами, балками та річковими долинами. Перепади висот є доволі значними: максимальні абсолютні

відмітки сягають 180–197 м (на правому березі річки Ворскла), а мінімальні знижуються до 83–85 м у долинах річок .

Водні ресурси району належать до басейну Дніпра. Головною водною артерією є річка Ворскла з лівою притокою Мерлою. Також територію дрениє річка Псел із притокою Грунь.

Клімат у районі робіт помірно-континентальний, сприятливий для господарської діяльності. Середньорічна температура повітря становить +7 °С. Літо тепле, з максимальною температурою у липні до +24 °С, зима помірно-холодна, з мінімумом у січні до –7,2 °С. За рік випадає 450–500 мм опадів. Напрямок вітрів змінюється сезонно: у весняно-літній період переважають західні та північно-західні вітри, восени та взимку — північно-східні. Ґрунт у зимовий період промерзає на глибину від 0,7 до 1,5 м, що необхідно враховувати при будівництві трубопроводів та фундаментів. Опалювальний сезон триває 6 місяців [17].



Умовні позначення

- | | | | |
|--|--------------------------------|--|---|
| | Населені пункти | | Межі ліцензійних ділянок на видобування: |
| | Залізниця | | Східного родовища |
| | Шосейні шляхи | | Солохівського родовища на геологічне вивчення (Бакейська площа) |
| | Межі областей | | Солохівського газосховища |
| | Ріки | | |
| | Родовища | | |
| | Соляні штоки | | |
| | Межа площі сейсмічних робіт 3D | | |
| | Площа проєктованих робіт | | |

Рисунок 1.1 – Оглядова карта району робіт. Масштаб 1 : 400 000

1.2. Геолого-геофізична вивченість

Район Східного родовища характеризується високим ступенем геолого-геофізичної вивченості. Тут виконано значний обсяг досліджень, які дозволили детально висвітлити геологічну будову осадового чохла приосьової зони центральної частини Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ).

Історію досліджень можна розділити на етапи регіонального вивчення та детальної розвідки [2].

Регіональний етап (до 1960-х років). До 1952 року геолого-геофізичні роботи мали переважно маршрутний характер і охоплювали всю територію ДДЗ. Цілеспрямоване вивчення району розпочалося у 1952 році, коли сейсмічна партія с.п. 9/52 тресту «Укрнафтогеофізрозвідка» (відповідальний виконавець Н. М. Тимофеева) провела сейсмозвукувальні дослідження методом відбиваючих хвиль (МВХ) у масштабі 1:50 000. Результатом робіт стало картування по мезозойських відкладах значного за розмірами Солохівського підняття [2, 20].

У 1955 році трест «Укрнафтогазгеофізика» (с.п. 3/55 та 5/55, виконавці Б. А. Райхер, М. Т. Турчаненко) продовжив роботи МВХ, що дозволило встановити межі юрського газового покладу на Солохівському піднятті та вивчити геологічну будову суміжних структур (Диканської, Будищанської, Рунівщинської) [2].

Для вивчення глибинної будови та рельєфу кристалічного фундаменту у 1964–1965 роках були проведені роботи кореляційним методом заломлених хвиль (КМЗХ) сейсмопартіями 1/64 (М. Г. Манюта) та 4/65 (М. І. Буцева). Відпрацювання регіональних профілів «Срібне–Розпашне» та «Кобеляки–Лебедин» дозволило уточнити морфологію фундаменту в районі Солохівської структури .

Етап детальної підготовки площі (1960–1980 рр.). Безпосередньо в межах Східної площі у 1967–1969 роках були проведені сейсмозвукувальні роботи МВХ та МРНП (с.п. 27/68, 27/69, виконавці М. Т. Кривенко, Ю. К. Яшкін). За їх результатами було вивчено геологічну будову північно-західної перикліналі Солохівської структури по відкладах карбону та верхньої пермі. Було складено

структурні карти по відбиваючому горизонту IVa (P2) та структурні схеми по горизонтах Vb2 (C2b), Vb2 (C1v2) і Vb4 (C1v1–C1t). На основі цих даних у 1970 році Східна структура по відкладах верхньовізейського під'ярусу була підготовлена до глибокого пошукового буріння [2].

Якісно новий етап розпочався із впровадженням методу спільної глибинної точки (МСГТ). У 1978–1979 роках роботи с.п. 30/78 та 30/79 (СУГРЕ, В. В. Будаєва) дозволили виявити в межах північно-західної перикліналі Солохівського підняття (в нижньовізейських відкладах, горизонт Vb3?) відокремлене локальне склепіння – Східну поховану структуру. За даними тематичних досліджень т.п. 45/85 у 1985 році було складено паспорт структури [2].

Паралельно проводилися гравіметричні дослідження (т.п. 234/80, 232/81, В. С. Попович), які зафіксували над Східною структурою інтенсивний максимум сили тяжіння, а переінтерпретація гравіметричних матеріалів (т.п. 232/82, 232/84) дозволила визначити параметри девонської солі (покрівлю, підшову та потужність) [2, 6].

Сучасний етап (1990–2018 рр.). У 1997–2000 роках СУГРЕ (с.п. 25-27/97-99, М. М. Здоровенко) провела деталізаційну сейсмозвідку МСГТ, що дозволило уточнити глибинну будову по відкладах середнього та нижнього карбону. У 2004 році було складено уточнений паспорт про підготовку Східного глибинного об'єкту до буріння .

Найбільш значущими для сучасної моделі родовища стали роботи 3D сейсмозвідки:

1. 2006–2007 рр. (ЗАТ «Укрнафтогаз-геофізика», С. Л. Архіпова) уточнено геологічну будову західної частини Солохівської брахіантикліналі, оконтурено Бакейський соляний шток. Побудовано структурні карти по горизонтах Vb32, Vb2-п3, Vb22, Vb21, Vb13, Vb23-п. Виділено перспективні літологічно обмежені пастки [3].

2. 2011 р. (ПрАТ «Центр обробки даних Надра», В. Г. Колісніченко) виконано переобробку та переінтерпретацію матеріалів минулих років.

Побудовано нові структурні карти та прогнозні моделі пористості і піщанистості колекторів, що стало основою для проектування нових свердловин [7].

Основні етапи та результати геофізичних робіт узагальнені в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Основні дані про геолого-геофізичну вивченість району робіт [3]

| Рік проведення, № с.п., т.п., а.п. або е.п., відповідальні виконавці | Вид досліджень | Стислий опис та основні результати досліджень |
|---|---|--|
| 1 | 2 | 3 |
| 1952 р., тр. "Укрнафтогеофізрозвідка", с.п. 9/52, Н. М. Тимофеева | Сейсморозвідувальні дослідження МВХ 1 : 50 000 | Закартоване значне за розмірами Солохівське підняття у відкладах мезозою |
| 1955 р., трест "Укрнафтогазгеофізика" с.п. 3/55 Солохівська та 5/55 Диканська, Б. А. Райхер, М. Т. Турчаненко | Сейсморозвідувальні роботи МВХ 1 : 50 000 | Встановлено межі юрського газового покладу на Солохівському піднятті. По відкладах мезозою вивчено геологічну будову Солохівської та Диканської структур і Будищанського та Руновщинського куполоподібних піднять |
| 1964 р., с.п. 1/64, М. Г. Манюта | КМЗХ відпрацьовано профіль "Срібне – Розпашне" | Вивчено будову поверхні кристалічного фундаменту в районі Солохівської структури |
| 1965 р., с.п. 4/65, М. І. Буцева | КМЗХ відпрацьовано профіль "Кобеляки – Лебедин" | Уточнено будову поверхні кристалічного фундаменту в районі Солохівської структури |
| 1967-1968 рр., тр. "Укргеофізрозвідка", ПГЕ, с.п. 37/67-68, 27/68, М. Т. Кривенко, Ю. К. Яшкін, Я. Н. Заславський | Сейсморозвідувальні роботи МВХ 1 : 50 000 | Вивчено геологічну будову південно-східної перикліналі та центральної частини Солохівської структури По відкладах карбону та верхньої пермі. Складені структурні карти по відбиваючому горизонту IVa (P ₂), структурні схеми по відбиваючих та умовних горизонтах Vб ₂ (C _{2b}), Vв ₂ (C _{1v2}) та Vв ₄ (C _{1v1} – C _{1t}). Визначені межі зони виклинювання хемогенних відкладів нижньої пермі. |
| 1968-1969 рр., а.п. 15/68, А. В. Тесленко | Аеромагнітна зйомка 1 : 200 00 | Встановлено, що в районі робіт магнітне поле зазнає незначних змін з поступовим збільшенням значень ΔТ в західному напрямку |

Продовження таблиці 1.1

| 1 | 2 | 3 |
|---|---|--|
| 1969 р., тр. "Укргеофізрозвідка", ПГЕ, с.п. 27/69, М. Т. Кривенко | Сейсморозвідувальні роботи МВХ, МРНП, МСГТ 1 : 50 000 | Вивчена геологічна будова південно-західної перикліналі Солохівської структури по відкладах карбону та верхньої пермі, визначена межа зони виклинювання хомогенних відкладів нижньої пермі. Складені структурні схеми по відбиваючих горизонтах IVa (P ₂), Vб ₂ (C _{2b}), VВ ₂ (C _{1v2}) та VВ ₄ (C _{1v1} – C _{1t}). |
| 1978 р., с.п. 1/78, М. П. Лисенко | КМЗХ відпрацьовано профіль "Кобеляки – Тростянець" | Уточнено будову поверхні кристалічного фундаменту в районі Солохівської структури |
| 1978-1979 рр., об. "Укргеофізика", СУГРЕ, с.п. 30/78, 32/78 В. В. Будаєва, М. М. Здоровенко, М. П. Затемна | Сейсморозвідувальні роботи МСГТ 1 : 25 000 | В західній частині Солохівської антикліналі в нижньовізейських відкладах відокремлене локальне склепіння. Побудована схематична структурна карта по відбиваючих горизонтах VВ ₃ (C _{1v1}), VВ ₂ (C _{1v2}), Vб ₂ (C _{2b}) |
| 1979-1980 рр., об. "Укргеофізика", СУГРЕ, с.п. 30/79, В. В. Будаєва, М. П. Затемна | Сейсморозвідувальні роботи МСГТ 1 : 25 000 | На Східній площі побудовані структурні карти по відбиваючих горизонтах VВ ₃ (C _{1v1}), VВ ₂ (C _{1v2}), Vб ₂ (C _{2b}). По нижньовізейських відкладах виділені Устимівська і Покровська структури |
| 1980-1981 рр., Центральна геофізична експедиція, т.п. 234/80, 232/81, В. С. Попович, Л. С. Кузьменко | Гравіметричні дослідження | В межах Західно-Солохівського підняття виділено інтенсивний максимум FΔg |
| 1981-1983 рр., об. "Укргеофізика", СУГРЕ, с.п. 30/82, Л. І. Підпригора, В. В. Козлов, С. І. Колодій | Сейсморозвідувальні роботи МСГТ 1 : 50 000 1 : 25 000 | По відкладах нижнього карбону вивчено Солохівське підняття, відокремлені Кирилівська та Покровська структури; побудовані структурні карти по відбиваючих горизонтах VВ ₃₋₄ (C _{1v1}), VВ ₂ (C _{1v2}), Vб ₂ (C _{2b}), IVa (P ₂) |
| 1983 р., т.п. 100/81, М. Г. Манюта | Переінтерпретація матеріалів КМЗХ | Уточнено будову поверхні кристалічного фундаменту в районі Солохівської структури |
| 1982, 1984 рр., Центральна геофізична експедиція, т.п. 232/82, 232/84, В. С. Попович | Переінтерпретація гравіметричних матеріалів | Визначена покрівля і підшва девонської солі та її потужність |
| 1989-1991 рр., ГГП "Укргеофізика", СУГРЕ, с.п. 27/89, Р. В. Герасимов, І. С. Броник | Деталізаційна сейсморозвідка МСГТ 1 : 10 000 | Уточнено і деталізовано модель геологічної будови Солохівської площі по відбиваючому горизонту II (покрівля байоських відкладів середньої юри) |

Продовження таблиці 1.1

| 1 | 2 | 3 |
|--|--|--|
| 1997-2000 рр., ГПП "Укргеофізика", СУГРЕ, с.п. 25-27/97-99, М. М. Здоровенко, Л. І. Підпригора, Д. В. Петруняк | Деталізаційна сейсморозвідка МСГТ 1 : 50 000 | В межах Північно-Солохівської ділянки вивчено глибинну будову по відкладах середнього та нижнього карбону. Побудовані структурні карти по відбиваючих горизонтах V_{b2}^1 (C_{2b}), V_{b1}^1 (C_{1s2}), V_{b2}^2 (C_{1v2}), $V_{b3-4}^?$ ($C_{1v} - C_{1t}$) |
| 2004, 2006 рр., Інститут прикладних наук, С. П. Лешовов, Н. А. Якимчук, І. Н. Корчагін | Геоелектричні дослідження методами СКП-ВЕРЗ | Співставлені дані буріння і дані ВЕРЗ; рекомендовано при закладанні свердловин виконувати геоелектричні дослідження методами СКП та ВЕРЗ |
| 2006 р., ДПП "Укргеофізика", СУГРЕ, Л. І. Підпригора | Сейсморозвідувальні роботи МСГТ | Підтверджено наявність похованої Покровської складки у відкладах нижнього візе, турне та надсольового девону |
| 2006-2007 рр., ЗАТ "Укрнафтогаз-геофізика", С. Л. Архіпова | Сейсморозвідувальні дослідження 3D | Уточнено геологічну будову західної частини Солохівської брахіантикліналі по відкладах карбону, оконтурено Бакейський соляний шток в його північній частині. Побудовані структурні карти по відбиваючих горизонтах V_{b3}^2 , $V_{b2-п}^3$, V_{b2}^2 , V_{b2}^1 , V_{b1}^3 , $V_{b2}^{3-п}$. Виділені за результатами петрофізичного моделювання перспективні літологічно обмежені пастки в розрізі верхньовізейських продуктивних горизонтів |
| 2008 р., Дніпровська експедиція, В. В. Омельченко | Переінтерпретація гравіметричних матеріалів | Видані три варіанти локальних аномалій гравітаційного поля Δg_a в масштабі 1 : 25 000 |
| 2008 р., Центр аерокосмічних досліджень Землі, З. М. Товстяк | Дешифрування космознімків та топокарт 1 : 50 000 | Виділені лінеamenti та складена схема розломно-блокової будови Солохівської ділянки |
| 2011 рр., ПрАТ "Центр обробки даних Надра", В. Г. Колісніченко, О. М. Тяпкіна, Л. О. Барташук | Переобробки та переінтерпретації матеріалів робіт минулих років з сейсморозвідувальних досліджень 3D | На базі виконаних раніше (2006-2007 р.) ЗАТ "Укрнафтогазгеофізика" польових сейсморозвідувальних 3D досліджень побудовані нові структурні карти по відбиваючих горизонтах: $V_{b3-п}^1$ (C_{1v1}), $V_{b2-п}^3$ (C_{1v2}), V_{b2}^2 (C_{1v2}), V_{b2}^1 (C_{1v2}), V_{b1}^3 (C_{1s1}), V_{b1}^2 (C_{1s2}), $V_{b2}^{3-п}$ (C_{2b}). Побудовані прогнозні карти відносної піщанистості та пористості, прогнозні тонкошаруваті моделі фільтраційно-ємнісних властивостей порід |

Глибоке буріння на родовищі розпочалося у 1973 році трестом «ПГК», карту землекористування можна оглянути на рисунку 1.2.

1973 р. – пошукова свердловина № 37 відкрила газоконденсатний поклад горизонту В-15а у верхньовізейських відкладах на Кирилівській структурі. Наступні свердловини № 47 та № 59 дали негативні результати, не підтвердивши поширення покладу .

1980 р. – свердловини № 64 та № 65 встановили промислову газоносність горизонтів В-19а та В-18. Їх результати були підтверджені розвідувальними свердловинами № 63 та № 66. Водночас свердловини №№ 57, 61, 62, 68, пробурені в окремих тектонічних блоках, виявилися непродуктивними, що вказувало на складну блокову будову:

1988 р. – свердловина № 69 відкрила поклад у горизонті В-20 в ізольованому тектонічному блоці.

1991 р. – свердловина № 100 підтвердила газоносність Устимівсько-Покровської зони (горизонт В-18).

Для розробки родовища у 1998–2002 роках були пробурені експлуатаційні свердловини №№ 80, 81, 82, 83.

Св. № 80 встановила промислову газоносність горизонту В-16в.

Св. № 82 – горизонту В-17а .

Результати експлуатаційного буріння свідчили про неповноту розвідки родовища. У рамках «Проекту дорозвідки» (2000 р.) було пробурено свердловини №№ 101, 102, 104, 106. Лише св. № 102 розширила площу газоносності, інші були ліквідовані за геологічними причинами.

У період 2010–2018 років, на основі нової геологічної моделі за даними 3D сейсмозвідки, було реалізовано проект глибокого буріння:

Св. № 250 (2010 р.) глибина 5498 м (С1v1). Вперше розкрито 150 м карбонатів нижнього візе. Хоча вони виявилися водонасиченими, свердловина підтвердила перспективи нових блоків.

Св. № 107, 111 виявлено та оконтурено новий поклад горизонту В-16д.

Св. № 120 встановлено газонасиченість відкладів XIIa МФГ та уточнено межі покладів В-18, В-19а [5].

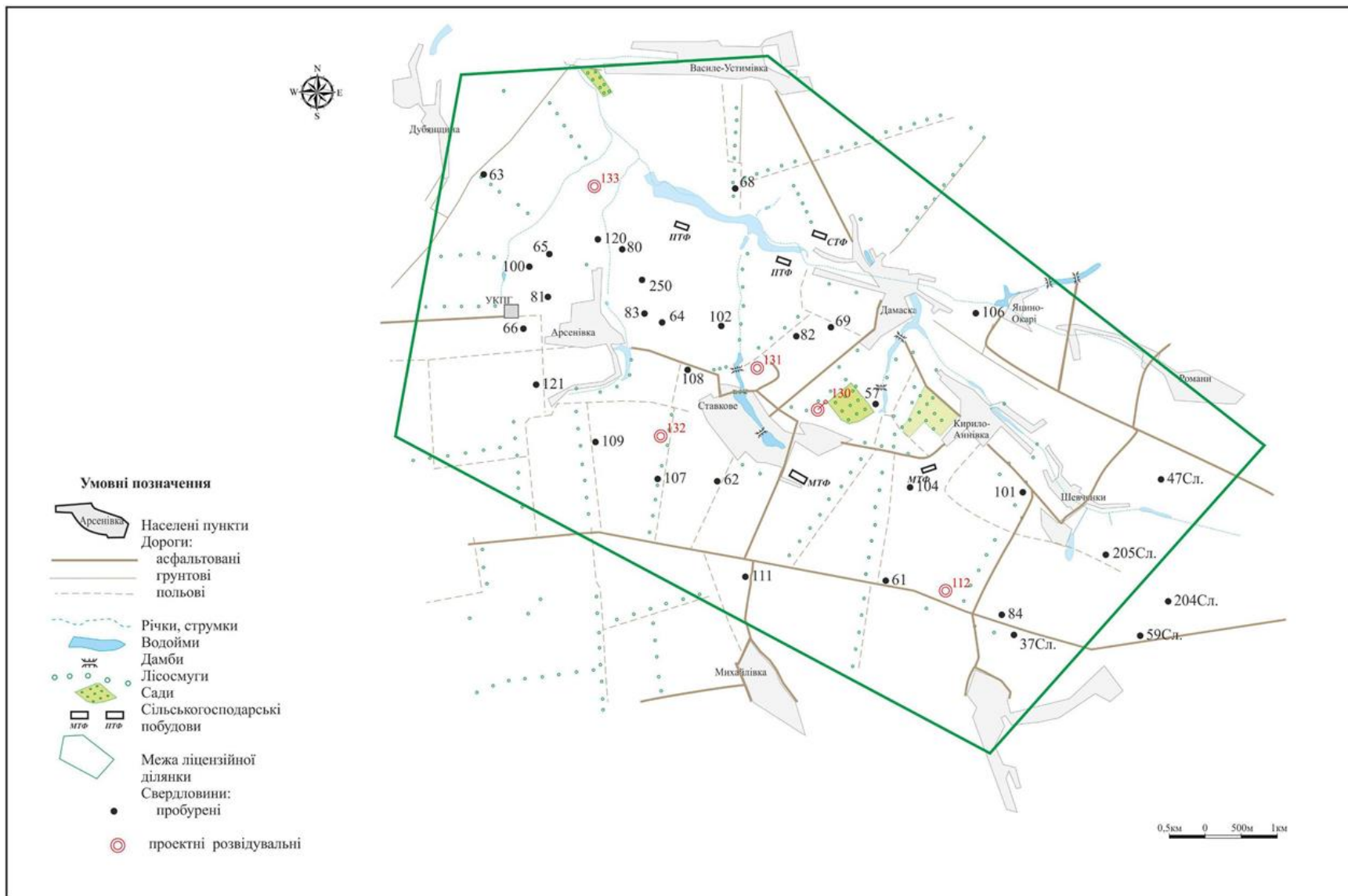


Рисунок 1.2 – Викопіювання з карти землекористування. Масштаб 1 : 50 000

Стан основного активного фонду свердловин наведено в Додатку А.

Незважаючи на значні обсяги буріння, значна частина запасів (категорії С2 та С3) в межах ліцензійної ділянки залишається недорозвіданою через складну блокову тектоніку, що потребує подальшого вивчення.

1.3. Геологічна будова району

Східне газоконденсатне родовище у регіональному тектонічному плані приурочене до центральної частини Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ), а саме до меж Солохівсько-Диканського валу. У геологічній будові родовища беруть участь осадові утворення палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем [10, 17].

За даними глибокого буріння, виконаного пошуковими, розвідувальними та експлуатаційними свердловинами, розкрито потужну товщу порід, що належать до кам'яновугільної, тріасової, юрської, крейдової та палеоген-неоген-антропогенової систем [12]. Крім того, у межах південно-західної перикліналі структури, в умовах штокового залягання, свердловиною № 37 розкрито соляне тіло девонського віку .

Глибинна будова родовища вивчена за геофізичними даними. Згідно з результатами кореляційного методу заломлених хвиль (КМЗХ), докембрійський кристалічний фундамент у межах Східної структури занурений на глибину близько 11 км (Солохівська улоговина) [20]. На поверхні фундаменту з кутовим та стратиграфічним неузгодженням залягають підсольові відклади середнього девону, потужність яких перевищує 1,5 км [20].

Вищезалягаючі відклади франського ярусу (верхній девон) представлені потужною товщею кам'яної солі (близько 3,5 км). В умовах великого Солохівського підняття вони утворюють соляну подушку, покрівля якої, за даними гравіметрії, залягає на глибині понад 6000 м [2].

На сьогодні найглибшою гірничою виробкою на родовищі є пошукова свердловина № 250, яка досягла глибини 5498 м. Її вибій зупинився у товщі карбонатних порід нижньовізейського під'ярусу (мікрофауністичні горизонти XIII–XIV) нижнього карбону.

Детальне стратиграфічне розчленування розрізів свердловин наведено у таблиці 1.2 [6].

Таблиця 1.2 – Стратиграфічне розчленування розрізу свердловин пробурених в межах Східної ліцензійної ділянки

| Стратиграфічний символ комплексу | №№ свердловин | | | | | |
|--|------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|-------------------------------|
| | 65 A _p =169,69 | 80 A _p =165,2 | 81 A _p =176,6 | 82 A _p =167,8 | 83 A _p =170,2 | 100 A _p =154,62 |
| Q + N + P | 205 | 200 | 208 | 191 | 190 | 209 |
| K | 695 | 668 | 680 | 575 | 658* | 690 |
| J | 1195 | 1141 | 1165 | 1049 | 1156 | 1182 |
| T ₂₋₃ | 1620 | 1576 | 1620 | 1470 | 1590 | 1630 |
| T _{1dr} | 1757 | 1726 | 1745 | 1600 | 1690 | 1768 |
| C ₃ (вапняк N ₁) | 2230 | 2200 | 2260* | 1970 | 2148 | 2280 |
| C _{2m} (C ₂ ⁷ – C ₂ ⁵) | 2577 | 2542 | 2574 | 2354 | 2455* | 2620 |
| C _{2b} | 3312 | 3242 | 3325 | 3098 | 3207 | 3342* |
| C _{1s2} | 3817 | 3748 | 3825 | 3605 | 3732 | 3855 |
| C _{1s1} | 4163 | 4092 | 4178 | 3945 | 4072 | 4195 |
| C _{1v2} (XI МФГ) | 4606 | 4535* | 4630 | 4412 | 4522 | 4648 |
| Репер R ₄ | 4739 | 4659 | 4754 | 4545 | 4650 | 4772 |
| C _{1v2} (XII МФГ) | 4853 | 4775 | 4844× | 4780 | 4700× | 4880 |
| C _{1v2} (XIII МФГ) | 4902× | 4830× | | 4800× | | 5099× |
| C _{1v1} (XIII- XIV МФГ) | | | | | | |
| Порушення: <u>глибина, м</u> альтитуда, м | | 4418/25 | 2230/20- 30 | | 250?/25 2200?/40- 50 | 2695/30- 40 |

Закінчення таблиці 1.2

| Стратиграфічний символ комплексу | №№ свердловин | | | | | |
|--|------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------|---------------------------------|
| | 102 A _p =162,2 | 107 A _p =176,42 | 109 A _p =173,38 | 111 A _p =169,6 9 | 120 A _p =154,62 | 250 A _p =167,3 |
| Q + N + P | 190 | 204 | | ~205 | ~200 | 200 |
| K | 605 | 634 | 657 | 602 | 663 | 655 |
| J | 1099 | 1140 | 1153 | 1090 | 1171 | 1131 |
| T ₂₋₃ | 1523 | 1566 | 1602 | 1517 | 1564 | 1565 |
| T _{1dr} | 1665 | 1708 | 1730 | 1662 | 1711 | 1703 |
| C ₃ (вапняк N ₁) | 1996 | 2088 | 2216 | 1978 | 2196 | 2151* |
| C _{2m} (C ₂ ⁷ – C ₂ ⁵) | 2372 | 2456 | 2570 | 2352 | 2533 | 2488 |
| C _{2b} | 3129 | 3280 | 3386 | 3229 | 3273 | 3207* |
| C _{1s2} | 3627 | 3830 | 3930 | 3783 | 3779 | 3719 |
| C _{1s1} | 3973 | 4184 | 4280 | 4153 | 4124 | 3898 |
| C _{1v2} (XI МФГ) | 4431 | 4647 | 4737 | 4630 | 4550 | 4524 |
| Репер R ₄ | 4557 | 4769 | 4854 | 4771 | 4673 | 4618 |
| C _{1v2} (XII МФГ) | 4667 | 4886 | 4900** | 4905 | 4807 | 4732* |
| C _{1v2} (XIIa МФГ) | 4750 [×] | 4950 (4968) [×] | | 5020 [×] | 5050 | 5266 |
| C _{1v1} (XIII- XIV МФГ) | | | | | 5200 [×] | 5505 [×] |
| Порушення: глибина, м альтитуда, м | | | | | | 1810/40? 2620/50? 4615/30 |

Примітки: [×] – вибій ; ^{*} – порушення

1.4. Стратиграфія та літолого-фізична характеристика розрізу

Розріз осадового чохла Східного родовища складений породами, що мають різний літологічний склад та умови осадонакопичення. Нижче наведено пошаровий опис стратиграфічних підрозділів від давніх до молодих.

Палеозойська ератема (PZ)

Девонська система (D) Відклади девону на території родовища розкриті лише однією свердловиною – № 37, яка увійшла в тіло Бакейського соляного штоку, що належить до франського ярусу (D3f). Літологічно відклади представлені кам'яною сіллю. Сіль має білий, сірий та рожевий колір, крупнокристалічну структуру. У соляній товщі зустрічаються включення діабазів (сірих, зеленуватих), а також уламки теригенно-карбонатних порід (пісковиків, вапняків, аргілітів). Зверху соляне тіло перекривається кепроком – товщею брекчієподібних порід темно-сірого кольору. Це міцні, сильно вапнисті породи, що складаються з уламків аргілітів, алевролітів, доломітів та вапняків. В останніх зафіксовано рідкісну фауну криноїдей та моховаток, а також часті включення піриту. Розкрита потужність девонських відкладів у даній свердловині становить 1123 м [2].

Кам'яновугільна система (C) система представлена повним циклом осадонакопичення і поділяється на нижній, середній та верхній відділи.

Нижній відділ (C1) у складі нижнього відділу виділяються візейський та серпуховський яруси.

Нижньовізейський під'ярус (C1v1). Розкритий свердловинами № 47 та № 250 в об'ємі XIII мікрофауністичного горизонту (МФГ). Розріз складений глинисто-карбонатною товщею. Аргіліти темно-сірі до чорних, слюдисті, вуглисті, з прошарками піриту. Вапняки мікро- та середньокристалічні, детритові (містять уламки криноїдей та відбитки брахіопод Spiriferida). Усі породи згруповані у літологічні пачки В-24–В-25. Розкрита потужність – 97–257м [5].

Верхньовізейський під'ярус (C1v2). Залягає незгідно на нижньовізейських відкладах. Представлений МФГ XIIa, XII, XI та X. Це основний продуктивний комплекс родовища, розкритий майже всіма свердловинами [12].

МФГ XIIa (горизонти В-21...В-23) – ритмічне перешарування аргілітів, алевролітів та пісковиків. Пісковики кварцові, місцями олігоміктові, щільні, тріщинуваті, з відбитками флори та слабким запахом вуглеводнів. Вапняки містять комплекс форамініфер: *Earlandia vulgaris*, *Endothyranopsis crassus*, *Howchinia gibba*.

МФГ XII (горизонти В-17...В-20) характеризується наявністю світло-сірих кварцових пісковиків, міцно зцементованих, масивних. Аргіліти вуглисті, сланцюваті. У вапняках зустрічаються корали, водорості *Girvanella* та форамініфери *Omphalotis omphalota*, *Valvulinella angulata*.

МФГ XI–X (горизонти В-14...В-16) представлені чергуванням теригенних порід та вапняків. Пісковики часто вапнисті, з запахом вуглеводнів. Зустрічаються прошарки сидериту. Фауна представлена *Howchinia exilis*, *Archaediscus moelleri*. Загальна розкрита потужність верхньовізейського під'ярусу варіює від 618 до 1286 м.

Для детальної кореляції продуктивних пластів між свердловинами використовується схема, наведена нижче, в таблиці 1.3, а графічне відображення подано в додатках Б та В.

Нижньосерпуховський під'ярус (C1s1). Відповідає IX МФГ. Складений переважно аргілітами (темно-сірими, щільними) з підпорядкованими прошарками пісковиків та алевролітів. Потужність – 310–514 м. Визначено комплекс форамініфер: *Loeblichia ukrainika*, *Archaediscus krestovnikovi*.

Верхньосерпуховський під'ярус (C1s2). Охоплює VIII та VII–V МФГ. Залягає зі стратиграфічним неузгодженням на нижніх горизонтах. Представлений перешаруванням пісковиків, алевролітів, аргілітів та вапняків. Пісковики часто містять вуглисто-слюдисті прошарки та мають запах вуглеводнів. Характерна фауна: *Eosigmoilina explicata*. Потужність – 147–553 м [6].

Середній відділ (С2) представлений башкирським та московським ярусами.

Башкирський ярус (С2b) залягає незгідно на серпуховських відкладах. Нижній під'ярус (світи С20, С21) має переважно глинисто-карбонатний склад. Верхній під'ярус (світи С22–С24) складений піщано-глинистими породами з потужними пластами аргілітів (літологічні пачки Б-1...Б-13). Загальна потужність – 353–844 м.

Московський ярус (С2m) залягає незгідно на башкирських породах. Включає світи С25–С27. Відзначається витриманістю літологічного складу по площі (підтверджено ГДС). Розріз складений чергуванням потужних пачок пісковиків та аргілітів з морською фауною у верхній частині та озерно-лагунними фаціями у нижній. Потужність – 157–702 м [12].

Верхній відділ (С3) літологічно представлений чергуванням потужних пачок різнозернистих пісковиків (з рослинним детритом) та зеленувато-сірих аргілітів. Зустрічаються поодинокі прошарки доломітів та вапняків. Потужність відділу становить 32–482 м.

Мезозойська ератема (МЗ)

Тріасова система (Т) відклади тріасу залягають з великим кутовим та стратиграфічним неузгодженням на розмитій поверхні карбону (нижньопермські відклади на родовищі відсутні). Представлені нижнім відділом. За літологією виділяють чотири товщі:

1. Піщано-глиниста – строкаті глини та світло-сірі пісковики.
2. Піщана – сірі слабозцементовані пісковики з конгломератами.
3. Піщано-карбонатна – чергування глин та пісковиків з карбонатними конкреціями.
4. Глиниста строкаті глини. Загальна потужність тріасу – 534–680м [17].

Юрська система (J) трансресивно перекриває тріасові відклади.

Середній відділ (J2) – байоський, батський та келовейський яруси. Нижня частина – кварцові піски, верхня – темно-сірі в'язкі глини. Потужність – 177–235м.

Верхній відділ (J3) – оксфордський та кімериджський яруси. Піщані породи внизу переходять у в'язкі глини з прошарками вапняків угорі. Потужність 216–284м.

Крейдова система (K) залягає незгідно на розмитій поверхні юри.

Нижній відділ (K1) – сірі піски та пісковики, що чергуються з глинами. Потужність – 68–107 м.

Верхній відділ (K2) – охоплює яруси від сеноманського до маастрихтського. За винятком піщаного сеноманського ярусу, розріз складений характерною білою писальною крейдою та мергелями. Потужність – 207–418 м .

Кайнозойська ератема (KZ)

Палеогенова система (P) – палеоцен-еоцен представлений кварцово-глауконітовими пісками та мергелями київського ярусу. Олігоцен (берекський та межигірський яруси) складений світло-сірими пісками, що перешаровуються з темно-коричневими глинами.

Неогенова та четвертинна системи (N+Q) зеленувато-сірі піски, перекриті лесовидними суглинками та ґрунтом. Загальна потужність кайнозою – 188–223м [17].

У таблиці 1.3 показано кореляцію продуктивних горизонтів та їх аналогів у вазейських відкладах по свердловинах пробурених в межах Східного родовища, в додатку Б та В – графічні результати.

Таблиця 1.3 – Кореляція продуктивних горизонтів та їх аналогів у візейських відкладах по свердловинах пробурених в межах Східної ліцензійної ділянки

| Стратиграфічний символ горизонтів | №№ свердловин | | | | | | | |
|-----------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|--------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| | 37 A _p =175,0 | 57 A _p =162,8 | 61 A _p =176,0 | 62 A _p =172,8 | 63/67 A _p =171,3 | 64 A _p =168,6 | 65 A _p =167,4 | 66 A _p =173,9 |
| В-14 | 3467-3493 | 3873-3977 | 3755-3850 | 4041-4158 | 4270-4370 | 4028-4120 | 4165-4250 | 4243-4330 |
| В-15а | 3503-3560 | 3983-4023 | 3865-3900 | 4180-4198 | 4397-4427 | 4140-4175 | 4270-4305 | 4352-4383 |
| В-15б | 3588-3643 | 4058-4084 | 3924-3967 | 4217-4260 | 4445-4495 | 4192-4240 | 4332-4362 | 4418-4455 |
| В-16а | 3647-3690 | 4108-4147 | 3980-4014 | 4273-4310 | 4514-4562 | 4254-4292 | 4386-4425 | 4471-4514 |
| В-16б | 3704-3770 | 4161-4205 | 4028-4103 | 4329-4386 | 4577-4630 | 4309-4367 | 4440-4494 | 4535-4580 |
| В-16в-г | 3780-3821 | 4232-4270 | 4115-4141 | 4399-4436 | 4653-4670 | 4388-4408 | 4514-4530 | 4598-4614 |
| В-16д | | 4284-4310 | 4158-4174 | 4450-4474 | 4715-4727 | 4440-4458 | 4570-4584 | 4650-4662 |
| В-17а | | 4330-4342 | 4198-4210 | 4496-4511 | 4760-4768 | 4487-4500 | 4610-4618 | 4685-4700 |
| В-17б | | 4350-4377 | 4218-4253 | 4520-4543 | 4790-4833 | 4505-4557 | 4630-4650 | 4706-4750 |
| В-18 | | 4437-4464 | 4310-4338 | 4597-4625 | 4861-4886 | 4578-4600 | 4690-4725 | 4764-4798 |
| В-19а | | 4472-4520 | 4344-4393 | 4630-4667 | 4900-4950 | 4613-4642 | 4742-4783 | 4808-4848 |
| В-19б | | 4530-4552 | 4404-4418 | 4683-4693 | | 4663-4702 | 4798-4807 | 4870-4886 |
| В-20а | | 4555-4562 | 4433-4458 | 4705-4712 | | 4680-4690 | 4810-4826 | 4890-4900 |
| В-20б | | | 4468-4484 | 4717-4727 | | 4694-4773 | 4830-4839 | 4906-4913 |
| В-21 | | 4607-4632 | 4524-4570 | 4745-4755 | | 4720-4750 | 4855-4900 | 4918-4950 |
| В-22а | | | 4600 | 4830-4856 | | 4788-4813 | | |
| В-22б | | | | | | 4840-4895 | | |
| В-22в | | | | | | 4978-5003 | | |
| В-23 | | | | | | 5050-5204 | | |
| В-24 | | | | | | | | |

Продовження таблиці 1.3

| Стратиграфічний символ горизонтів | №№ свердловин | | | | | | | |
|--------------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|------------------------------|
| | 68 A _p =160,8 | 69 A _p =167,1 | 80 A _p =165,2 | 81 A _p =171,6 | 82 A _p =167,8 | 83 A _p =170,2 | 84 A _p =179,3 | 100 A _p =162,3 |
| В-14 | 4178-4260 | 3965-4042 | 4092-4173 | 4181-4271 | 3945-4028 | 4070-4160 | 3550-3662 | 4195-4285 |
| В-15а | 4296-4329 | 4082-4112 | 4208-4243 | 4277-4327 | 4052-4094 | 4175-4218 | 3673-3720 | 4293-4341 |
| В-15б | 4360-4390 | 4135-4175 | 4264-4303 | 4342-4391 | 4116-4160 | 4228-4284 | 3740-3780 | 4357-4402 |
| В-16а | 4410-4452 | 4200-4234 | 4329-4374 | 4411-4457 | 4180-4213 | 4297-4332 | 3807-3850 | 4426-4480 |
| В-16б | 4472-4517 | 4250-4304 | 4391-4418* | 4475-4518 | 4230-4286 | 4348-4400 | | 4490-4536 |
| В-16в-г | 4538-4590 | 4325-4340 | 4440-4454 | 4538-4555 | 4308-4326 | 4430-4448 | | 4560-4575 |
| В-16д | 4604-4616 | 4351-4403 | 4493-4510 | 4590-4606 | 4360-4384 | 4480-4494 | | 4610-4626 |
| В-17а | 4643-4654 | 4430-4441 | 4536-4543 | 4628-4640 | 4410-4420 | 4524-4538 | | 4650-4655 |
| В-17б | 4667-4726 | 4453-4507 | 4556-4575 | 4647-4670 | 4431-4469 | 4546-4566 | | 4667-4686 |
| В-18 | 4737-4760 | 4525-4555 | 4622-4650 | 4705-4742 | 4513-4541 | 4618-4643 | | 4727-4758 |
| В-19а | 4767-4812 | 4564-4595 | 4659-4694 | 4754-4790 | 4546-4574 | 4650-4700 | | 4770-4817 |
| В-19б | 4829-4835 | 4622-4630 | 4722-4732 | 4813-4824 | 4601-4609 | | | 4832-4840 |
| В-20а | 4842-4857 | 4638-4663 | 4752-4749 | 4832-4840 | 4616-4630 | | | 4847-4857 |
| В-20б | 4863-4875 | 4689-4750 | 4752-4762 | | | | | |
| В-21 | 4885-4900 | 4776-4795 | 4775-4830 | | 4663-4710 | | | 4882-4930 |
| В-22а | | 4807 | | | 4754-4778 | | | 4932-4950 |
| В-22б | | | | | | | | 5045-5099 |
| В-22в | | | | | | | | |
| В-23 | | | | | | | | |
| В-24 | | | | | | | | |

Продовження таблиці 1.3

| Стратиграфічний символ горизонтів | №№ свердловин | | | | | | | |
|--------------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|-------------------------------|------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| | 101 A _p =170,0 | 102 A _p =162,2 | 104 A _p =172,8 | 106 A _p =154,0 | 107 A _p =176,42 | 108 A _p =178,1 | 109 A _p =173,38 | 111 A _p =169,69 |
| В-14 | 3706-3910 | 3973-4050 | 3778-3880 | 3932-4020 | 4182-4230 | 4030-4100 | 4280-4370 | 4150-4267 |
| В-15а | 3814-3860 | 4070-4122 | 3890-3933 | 4043-4078 | 4297-4336 | 4112-4178 | 4387-4430 | 4273-4314 |
| В-15б | порушення | 4152-4189 | 3058-3992 | 4114-4142 | 4354-4388 | 4196-4230 | 4443-4497 | 4343-4385 |
| В-16а | *3877-3920 | 4211-4247 | 4014-4047 | 4162-4200 | 4412-4453 | 4257-4300 | 4508-4552 | 4398-4445 |
| В-16б | 3932-3988 | 4267-4310 | 4068-4128 | 4232-4276 | 4470-4535 | 4317-4376 | 4567-4620 | 4458-4528 |
| В-16в-г | 4010-4028 | 4330-4350 | 4141-4155 | 4297-4315 | 4546-4571 | 4390-4432 | 4640-4664 | 4531-4558 |
| В-16д | 4067-4085 | 4388-4406 | 4196-4216 | 4359-4378 | 4598-4622 | 4452-4460 | 4700-4716 | 4582-4606 |
| В-17а | 4111-4120 | 4432-4443 | 4242-4249 | 4405-4413 | 4647-4656 | 4488-4502 | 4736-4749 | 4630-4642 |
| В-17б | 4130-4162 | 4457-4478 | 4260-4292 | 4425-4456 | 4667-4687 | 4510-4528 | 4757-4776 | 4650-4680 |
| В-18 | 4226-4250 | 4523-4550 | 4350-4370 | 4512-4540 | 4737-4760 | 4568-4605 | 4825-4846 | 4736-4766 |
| В-19а | 4256-4285 | 4558-4585 | 4381-4410 | 4546-4594 | 4772-4808 | 4602-4664 | 4853-4865* | 4471-4790 |
| В-19б | 4309-4313 | 4611-4620 | 4444-4453 | 4611-4620 | 4828-4840 | 4667-4675 | випав по порушенню | 4830-4855 |
| В-20а | 4323-4332 | 4627-4635 | 4466-4475 | 4629-4643 | 4848-4857 | 4686-4693 | 4870-4879 | 4863-4869 |
| В-20б | 4343-4356 | 4640-4649 | 4481-4518 | | 4864-4877 | 4700-4708 | 4881-4890 | 4875-4884 |
| В-21 | 4394-4426 | 4668-4750 | 4529-4604 | 4720-4736 | 4885-4940 | 4722-4774 | | 4995-4905 |
| В-22а | 4468-4550 | | | 4748-4760 | 4953-4960(?) | 4800-4820 | | 4994-5020 |
| В-22б | | | | 4810-4930 | | | | |
| В-22в | | | | | | | | |
| В-23 | | | | | | | | |
| В-24 | | | | | | | | |

Закінчення таблиці 1.3

| Стратиграфічний символ горизонтів | №№ свердловин | | | | | | | |
|-----------------------------------|-------------------------------|------------------------------|------------------------------|--|----------------------------------|-----------------------------------|--|--|
| | 120 A _p =154,62 | 121 A _p =175,8 | 250 A _p =167,6 | | 47 Сл. A _p = 174,7 | 205 Сл. A _p = 171,3 | | |
| В-14 | | 4285-4360 | 4062-4155 | | 3560-3650 | 3515-3590 | | |
| В-15а | 4200-4245 | 4392-4426 | 4159-4215 | | 3670-3710 | 3614-3660 | | |
| В-15б | 4273-4301 | 4436-4480 | 4234-4293 | | 3728-3770 | 3683-3723 | | |
| В-16а | 4326-4368 | 4517-4553 | 4301-4357 | | 3784-3830 | 3737-3776 | | |
| В-16б | 4398-4435 | 4565-4621 | 4376-4406 | | 3838-3908 | 3786-3838 | | |
| В-16в-г | 4459-4472 | 4641-4687 | 4428-4468 | | 3917-3967 | 3858-3911 | | |
| В-16д | 4512-4525 | 4695-4707 | 4488-4502 | | 3978-4004 | 3926-3942 | | |
| В-17а | 4552-4562 | 4731-4744 | 4528-4540 | | 4027-4037 | 3973-3986 | | |
| В-17б | 4574-4590 | 4752-4798 | 4550-4570 | | 4050-4080 | 3992-4020 | | |
| В-18 | 4646-4662 | 4815-4840 | видав по порушенню | | 4132-4178 | 4103-4132 | | |
| В-19а | 4678-4716 | 4852-4884 | 4621-4652 | | 4182-4212 | 4138-4196 | | |
| В-19б | 4737-4744 | 4908-4920 | 4678-4688 | | 4248-4260 | 4203-4220 | | |
| В-20а | 4752-4762 | 4928-4940 | 4698-4717 | | 4273-4294 | 4230-4254 | | |
| В-20б | 4768-4774 | 4943-4951 | | | | | | |
| В-21 | 4807-4820 | 4966-4993 | 4733-4770 | | 4300-4330 | 4310-4340 | | |
| В-22а | 4839-4883 | 5012-5040 | 4788-4808 | | 4345-4415 | | | |
| В-22б | 4980-5000 | 5056-5200 | 4980-5065? | | 4440-4590 | | | |
| В-22в | 5026-5054 | | 5095-5260? | | 4610-4670 | | | |
| В-23 | | | 5290-5340? | | 4710-4800 | | | |
| В-24 | | | 5348-5505 | | | | | |

1.5. Тектонічна будова

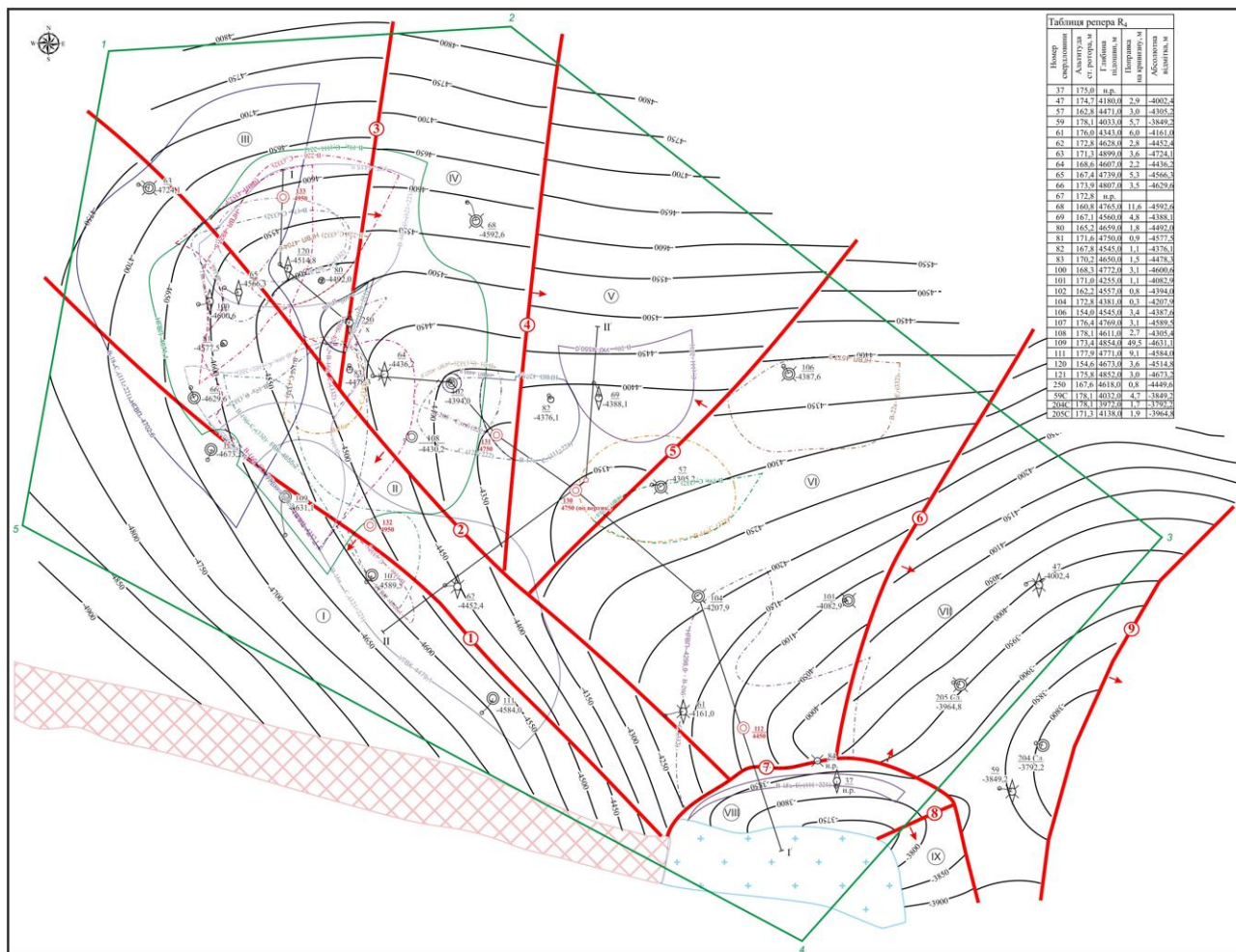
У тектонічному відношенні Східне газоконденсатне родовище розташоване в центральній, найбільш зануреній частині Дніпровського грабена (ДДЗ). Ця зона характеризується значною глибиною залягання поверхні кристалічного фундаменту (9–11 км), великою потужністю осадового чохла та інтенсивними проявами соляної тектоніки [10, 17].

Східне підняття є локальною структурою у складі великого Солохівсько-Диканського валу, який простягається на 70 км при ширині 10–15 км. За даними регіональних сейсмічних досліджень, цьому валу відповідає система піднятих та опущених блоків фундаменту. Безпосередньо Східна структура (разом із суміжною Солохівською) локалізується над зануреним блоком фундаменту – так званою Солохівською улоговиною [20].

За матеріалами пошукового буріння та сейсморозвідки встановлено, що по верхньовізейських відкладах Східна структура не виражена як класична замкнена антикліналь (див. рисунок 1.2). Вона являє собою широку напівзамкнену північно-західну перикліналь Солохівської складки, яка занурюється під поверхню передверхньовізейського неузгодження. Структура відокремлюється від Солохівської складки системою поперечних скидів, які простежуються по всіх горизонтах карбону в районі Бакейського штоку [2].

У поперечному перерізі складка асиметрична. Північно-східне крило більш протяжне та полого, з кутами падіння пластів близько 7° . Південно-західне крило коротке та круте, кути падіння досягають $18\text{--}20^\circ$.

Залягання порід у вищезалягаючих комплексах (серпуховський, башкирський яруси) стає більш спокійним, складка виположується, а кількість розривних порушень зменшується.



УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

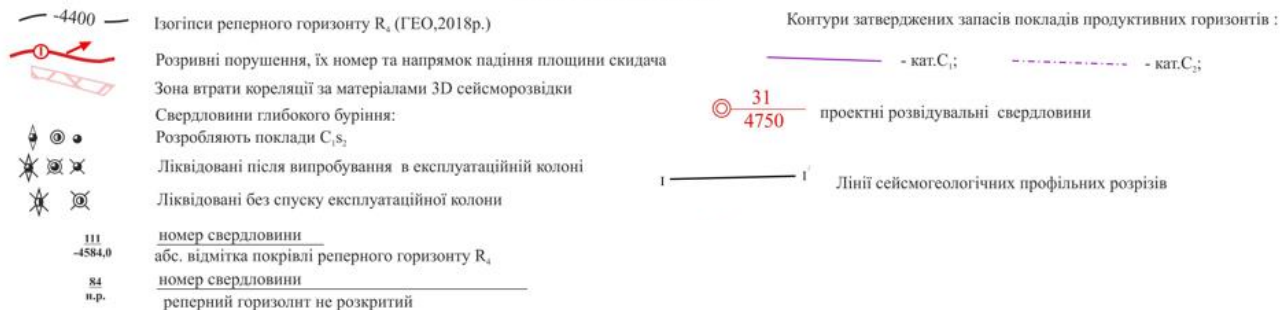


Рисунок 1.2 – Структурна карта покрівлі реперного горизонту R4 з затвердженими контурами балансових запасів ВВ.

Визначальним фактором формування структурного плану південно-східної частини родовища є Бакейський соляний шток (діапір). На рівні кам'яновугільних відкладів він має форму неправильного еліпса. "Ніжка" штоку нахилена у північному напрямку під кутами 50–70°. Характерною особливістю є наявність соляного карниза ("козирка"), що розвинутий з південного боку на рівні башкирських та серпуховських відкладів (див. Додаток Г). Південний і

західний контури штоку виділяються чітко, тоді як східний і північний – менш впевнено через значну порушеність приштокової зони [2, 10].

Сучасні уявлення про тектоніку родовища базуються на результатах 3D-сейсморозвідки (2007–2008 рр.) та їх подальшої переінтерпретації (2011, 2017–2018 рр.). Було встановлено, що Східна структура розбита системою різноорієнтованих розривних порушень (переважно скидів) з амплітудами 25–50 м на 9 окремих структурно-тектонічних блоків. Більшість порушень є малоамплітудними, що ускладнює їх картування, проте вони відіграють вирішальну роль в екрануванні покладів вуглеводнів [7, 8].

Нижче наведено детальну характеристику основних тектонічних блоків, виділених у межах ліцензійної ділянки [6, 8].

1. Блок I (Південне крило) – протяжний блок, розташований на південному крилі структури (див. Рис 1.3). З півдня обмежений зоною втрати кореляції сейсмічних горизонтів (простягається від Бакейського діапіру на захід). З півночі – тектонічним порушенням № 1 (амплітуда ~50 м). Площину порушення № 1, що падає в південно-західному напрямку, перетнула розвідувальна свердловина № 109. У її розрізі на глибині 4865 м зафіксовано випадіння літологічних пачок продуктивних горизонтів В-19а та В-19б. Гідродинамічна ізоляція блоку підтверджується відмінністю пластових тисків та положенням ГВК у горизонті В-16в (у св. № 109 ГВК на 30 м нижче, ніж у сусідньому блоці св. № 100) [8].

2. Блок II (Центрально-південний) – вузький блок, розташований між порушеннями № 1 та № 2. Південна межа – порушення № 1, північна – регіональне порушення № 2 (амплітуда до 50 м). Порушення № 2 проходить через всю привісьову частину структури. Найбільш піднята частина блоку (біля штоку) характеризується крутим заляганням пластів і не розбурена. У зануреній південно-західній частині блоку свердловинами № 63, 65, 66, 81, 100 відкрито низку літологічно екранованих покладів [6].

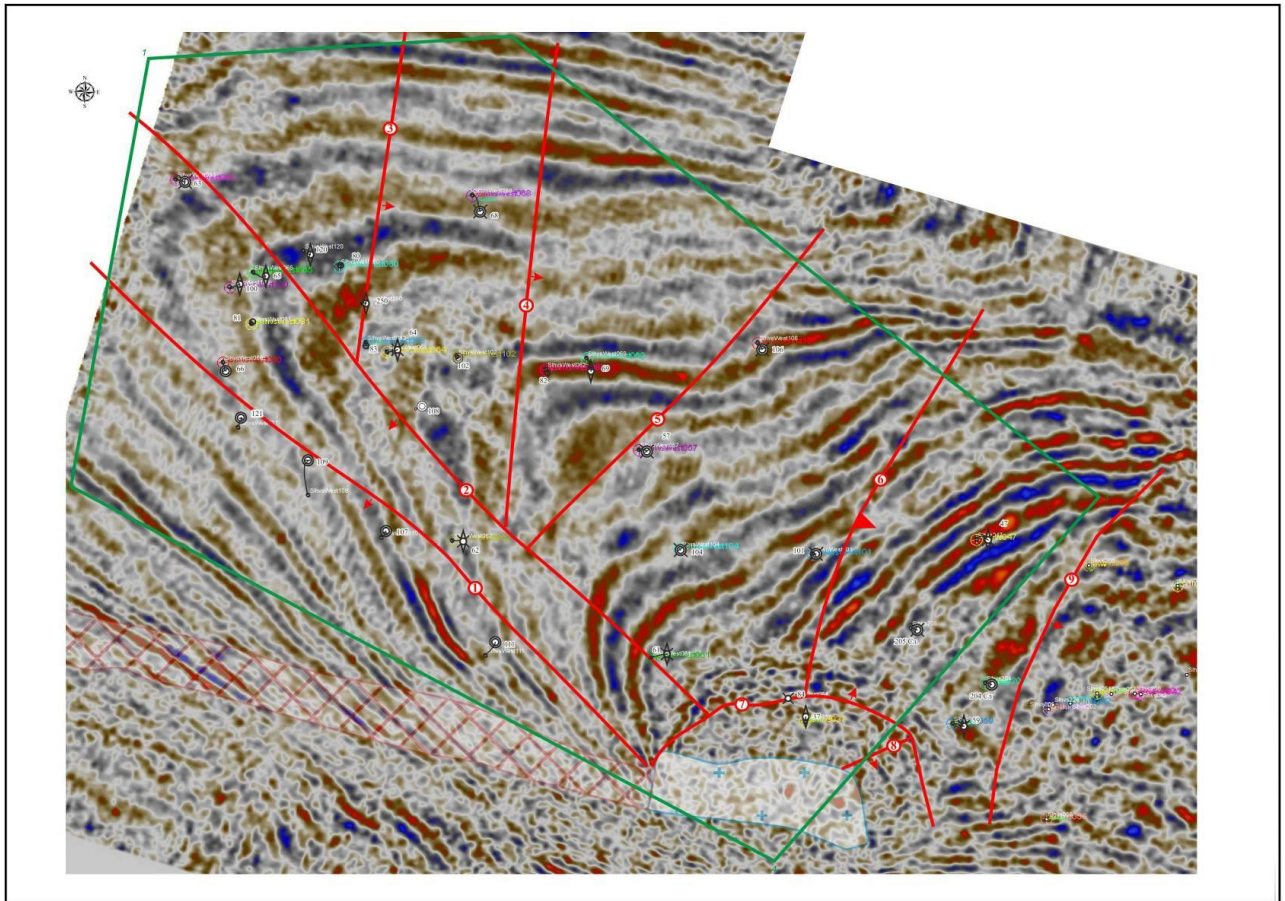


Рисунок 1.3 – Сейсмічний зріз на глибині 2750 мс

3. Блок III (Горстоподібний) – локалізований на віддаленій північно-західній перикліналі структури. Сформований взаємодією двох систем порушень. З південного заходу обмежений умовним закінченням порушення № 2. Зі сходу – незгідним скидом № 3 (амплітуда 25–30 м), що падає у східному напрямку. Порушення № 3 перетнуте свердловинами № 80 (випадіння частини горизонту В-16б на глибині 4415 м) та № 250 (випадіння горизонту В-18 на глибині 4615 м). Гідродинамічна ізоляція підтверджена отриманням початкового пластового тиску (52,67 МПа) у св. № 120 (горизонт В-19а), в той час як сусідня св. № 65 вже тривалий час дренавала цей пласт [8].

4. Блок IV (Північно-східний) розташований на схід від Блоку III. У його межах пробурені св. № 64, 68, 83, 102, 108. Західна межа – порушення № 3. Південна – порушення № 2. Східна – незгідний скид № 4 (амплітуда 25–30 м). Фактичне існування екрануючого порушення № 4 підтверджується даними

випробувань: у св. № 102 горизонт В-19а є газоносним, а у розташованій поруч (1050 м на схід) св. № 82 цей же горизонт водонасичений [6].

5. Блок V (Грабен просідання) – опущений блок у центральній частині структури (див. рис. 1.4). Західна – порушення № 4, східна – згідний скид № 5, амплітуда 25–30 м. У межах блоку свердловиною № 69 відкрито унікальний для родовища поклад у горизонті В-20. Його збереження забезпечене тектонічним екраном (порушення № 5), який відділяє газоносний блок від водонасиченого блоку св. № 57 [6].

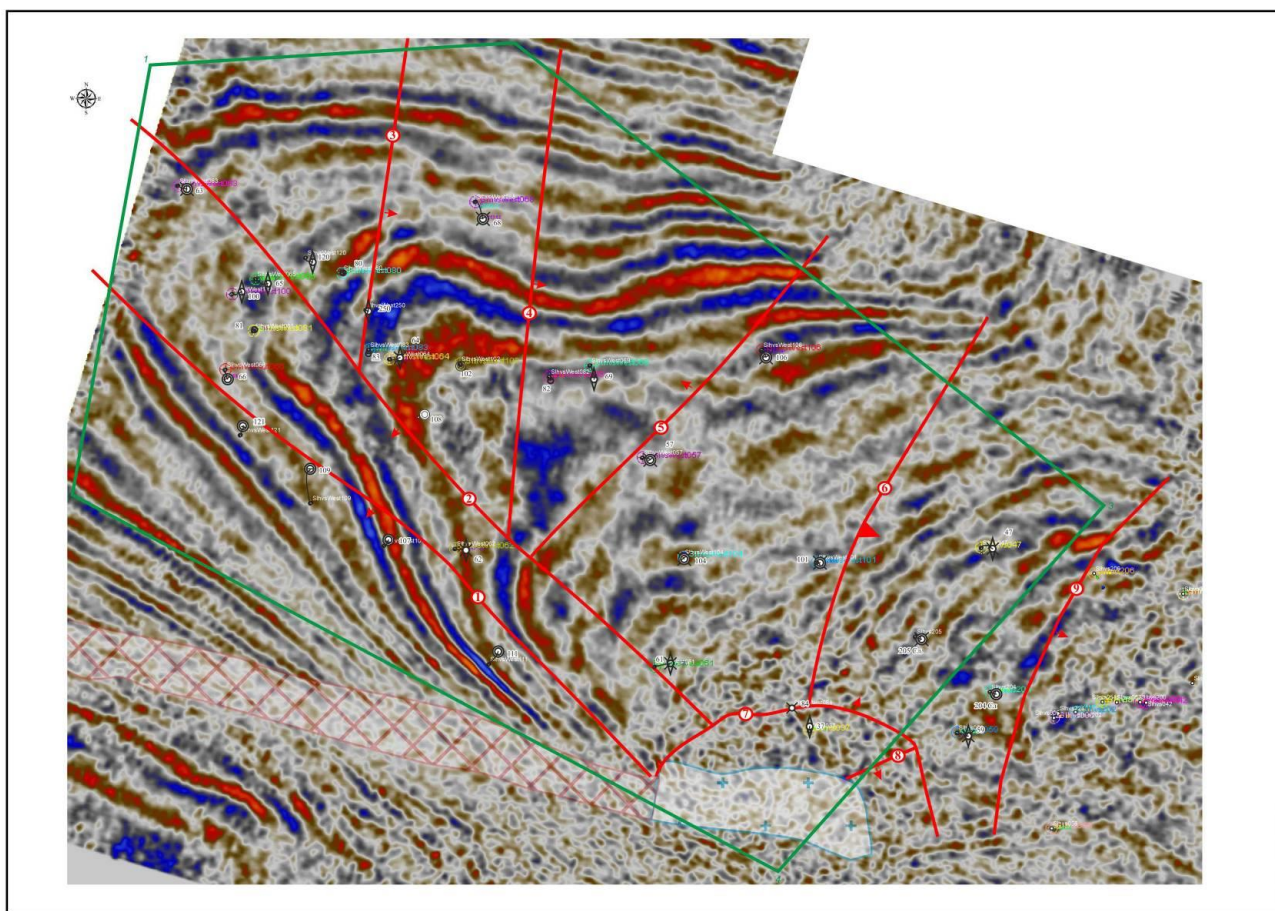


Рисунок 1.4 – Сейсмічний зріз на глибині 3020 мс

6. Блок VI (Східний) – один з найбільших за площею блоків, розташований у східній частині ліцензійної ділянки. Західна – порушення № 5. Південна – порушення № 2 (амплітуда зростає до 60 м). Східна – незгідний скид № 6 (амплітуда 50–60 м). Порушення № 6 перетнуто розвідувальною свердловиною № 101, де на глибині 3895 м зафіксовано випадіння горизонтів В-15б та В-16а. З

південного сходу блок межує з напівкільцевим розломом № 7 (амплітуда до 200 м), що оконтурює Бакейський діапир [6].

7. Блок VII – це крайній східний блок, який структурно є перехідною зоною до Солохівського родовища. Обмежений скидами № 6, 7 та 9 (амплітуда понад 60 м). У цьому блоці свердловинами № 59 та 204 підтверджено наявність тектонічних порушень [6].

8. Приштоковий блок (св. № 37) – вузький опущений блок у північній приштоковій зоні Бакейського діапіру. Обмежений напівкільцевим порушенням № 7. Саме тут свердловиною № 37 було відкрито першу на родовищі газову поклад (горизонт В-15а) [2].

Для ілюстрації глибинної будови та співвідношення блоків наводяться сейсмогеологічні розрізи, що наведені в додатку Г та Д.

Таким чином, сучасна модель Східного родовища демонструє виключно складну блокову будову, де кожен блок може бути окремим гідродинамічним резервуаром. Це пояснює невдачі попередніх етапів розвідки та обґрунтовує необхідність диференційованого підходу до дорозвідки кожного блоку окремо.

1.6. Нафтогазоносність

У регіональному тектонічному плані Західно-Солохівське газоконденсатне родовище приурочене до центральної приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ), а саме до однойменної структури в межах крупного Солохівсько-Диканського валу. Промислова газоносність даного валу охоплює значний стратиграфічний діапазон – від верхньої юри до нижнього карбону включно [10, 17].

Пошукові роботи глибоким бурінням на площі розпочалися у 1970 році. Відкриття родовища датується 1973 роком, коли свердловина № 37 розкрила газоконденсатний поклад у верхньовізейських відкладах (горизонт В-15а) на Кирилівській структурі. Того ж року родовище було взято на державний баланс. Подальше буріння пошукових свердловин № 47 та № 59 у цій зоні не дало позитивних результатів, що вказало на складну локалізацію вуглеводнів [2].

Наступний етап розвідки (1980–1991 рр.) дозволив значно розширити поверхи газоносності. У 1980 році свердловинами № 64 та № 65 встановлено промислову продуктивність горизонтів В-19а та В-18. У 1988 році свердловина № 69 відкрила поклад горизонту В-20 в ізольованому тектонічному блоці. У 1991 році свердловина № 100 підтвердила газоносність горизонту В-18 та виявила ознаки вуглеводнів у відкладах ХІІа мікрофауністичного горизонту [2].

Водночас, складна блокова тектоніка родовища підтверджувалася негативними результатами буріння низки свердловин (№№ 57, 61, 62, 68), які потрапили в непродуктивні блоки.

Період дорозвідки та експлуатаційного буріння (1998–2006 рр.) характеризувався введенням в експлуатацію свердловин № 80–83, якими було доведено промислову газоносність горизонтів В-16в (св. № 80) та В-17а (св. № 82). Спроби розширити площу газоносності розвідувальними свердловинами № 101, 104, 106 виявилися невдалими, і лише свердловина № 102 дала позитивний результат [4].

Сучасний етап вивчення родовища (з 2009 року) базується на комплексному підході з використанням сейсмозрозвідки 3D. У 2010 році було пробурено глибоку пошукову свердловину № 250 (глибина 5498 м), яка вперше на Солохівсько-Диканському валу розкрила карбонатну товщу нижнього візею, однак вона виявилася водонасиченою [5]. Протягом 2010–2018 рр., реалізуючи рекомендації проектів на базі 3D-моделювання, було пробурено свердловини № 107, 108, 109, 111, 120, 121. Це дозволило відкрити новий поклад В-16д, підтвердити газонасичення МФГ ХІІа (св. № 120) та уточнити межі покладів В-18, В-19, В-20 [5, 6].

У зв'язку зі значним обсягом нових даних буріння та сейсмозрозвідки, протягом 2017–2018 років було виконано перерахунок запасів. Актуальна «Геолого-економічна оцінка (ГЕО) Східного ГКР» складена станом на 01.01.2018 р [6].

Згідно з даними ГЕО, початкові запаси вуглеводнів, підраховані об'ємним методом, становлять [1,14]:

1. Газ (млн м³):

Категорія С₁ (111+221): 4018;

Категорія С₂ (122+222): 52;

Категорія С₂ (222, позабалансові): 9;

Категорія С₂ (332): 849.

2. Конденсат (тис. т):

Категорія С₁ (111+221): 824;

Категорія С₂ (122+222): 11;

Категорія С₂ (222, позабалансові): 1;

Категорія С₂ (332): 94.

Важливою характеристикою родовища є наявність значного обсягу запасів із невизначеним промисловим значенням. До цієї групи віднесено поклади горизонтів В-15б, В-16а, В-16б1, В-16б2, В-16в1, В-20б, В-22а, В-22б. Їх сумарні запаси оцінюються у 849 млн м³ газу та 94 тис. т конденсату. Сюди входять поклади горизонтів В-16в та В-17а (див. Додаток Ж), запаси яких становлять 52 млн м³ газу та 11 тис. т конденсату [6]. Ці об'єкти потребують подальшої дорозвідки, що є одним із пріоритетних завдань проектування.

В основу попередніх оцінок (ГЕО) були покладені матеріали сейсмічних досліджень 2011 року, які, як з'ясувалося, мали певні розбіжності з фактичними даними буріння через складнощі з трасуванням порушень [7]. Для вирішення цієї проблеми у 2017 році в програмному комплексі Petrel було створено оновлену структурно-тектонічну модель (зокрема по горизонту В-18). У даній моделі уточнено конфігурацію тектонічних блоків та напрямки розломів, що дозволило мінімізувати вплив літологічного чинника при оконтуренні запасів. Саме ця відкоригована поблочна модель прийнята за основу в даному дипломному проєкті для обґрунтування напрямків подальших робіт.

У геологічній будові продуктивної товщі Східного родовища важливе місце займають теригенні відклади верхньовізейського під'ярусу нижнього карбону (C1v2). Ця частина розрізу характеризується складною фаціальною мінливістю, частим літологічним заміщенням піщаних пластів-колекторів непронижними алевроліто-глинистими породами та наявністю численних тектонічних порушень, що розбивають поклади на окремі блоки [12].

Горизонт В-15 є стратиграфічно найвищим продуктивним об'єктом у розрізі кам'яновугільних відкладів родовища. Він залягає у покрівлі візейського ярусу і перекривається регіонально витриманою глинистою товщею, яка слугує надійним флюїдоупором.

Літологічно горизонт складений перешаруванням пісковиків, алевролітів та аргілітів. Пісковики кварцові, світло-сірі, дрібно- та середньозернисті, з поровим типом цементу. Характерною особливістю горизонту В-15 є вкрай нерівномірний розподіл ефективних товщин по площі родовища. У межах склепінних частин структур та приштокових зон спостерігається покращення колекторських властивостей, тоді як на крилах та у занурених зонах відбувається заміщення пісковиків щільними різновидами порід.

Свердловина № 37 – у цій свердловині горизонт В-15а характеризується унікально високими для даного родовища фільтраційно-ємнісними властивостями. За даними геофізичних досліджень свердловин (ГДС), відкрита пористість пісковиків досягає 13,5%, а коефіцієнт газонасичення – 0,88 [2]. При випробуванні інтервалу 3658–3668 м було отримано потужний фонтан газу. Дебіт газу на діафрагмі (штуцері) діаметром 14 мм склав 2291 тис. м³/добу. Пластовий тиск на момент відкриття становив 38,36 МПа. Газ горизонту відрізняється підвищеним вмістом конденсату (до 120 г/м³). Подальші роботи показали обмежений характер поширення цього високопродуктивного покладу. У свердловині № 47, пробуреній на захід від відкривача, пісковики горизонту В-15а заміщуються щільними алевролітами. У свердловині № 59 (східний напрямок) колектори також відсутні або мають непромислові характеристики (пористість менше 6%). Це дозволяє класифікувати поклад горизонту В-15а в

районі свердловини № 37 як літологічно обмежений, локалізований у вузькій приштоковій смузі. На решті площі родовища горизонт В-15 представлений переважно щільними породами або водонасиченими колекторами, тому його запаси віднесені до категорії локальних об'єктів.

Горизонт В-16 залягає під відкладами горизонту В-15 і відділяється від нього пачкою аргілітів товщиною 15–20 м. Він має складну будову і поділяється на кілька продуктивних пластів (В-16а, В-16б, В-16в, В-16д), які мають різне промислове значення в різних тектонічних блоках [6].

Пласт В-16в є основним промисловим об'єктом у цій групі. Газоносність пласта встановлена в центральній частині родовища. Свердловина № 80 (Блок III) – експлуатаційна свердловина стала ключовою для розвідки горизонту. В інтервалі 4270–4288 м виділено пласт пісковиків з ефективною газонасиченою товщиною близько 8 м [4]. Пористість колекторів становить 9–11%, коефіцієнт газонасичення – 0,86. За результатами випробування отримано промисловий приплив газу дебітом 148 тис. м³/добу на штуцері 8 мм. Пластовий тиск склав 46,2 МПа. Свердловина № 109 (Блок I) – пробурена в південному тектонічному блоці, відділеному від центрального поля регіональним розломом. Випробування підтвердило наявність продуктивного колектора і в цьому блоці, що свідчить про регіональне поширення піщаних тіл пласта В-16в, на відміну від лінзоподібного В-15.

Пласт В-16д став відкриттям останніх років (кампанія буріння 2010–2018 рр.). Його продуктивність пов'язана з зонами літологічного виклинювання на південному крилі структури. Свердловина № 107 відкрила поклад у зоні, яка раніше вважалася безперспективною. При випробуванні отримано приплив газу дебітом 101,2 тис. м³/добу (штуцер 8 мм) [5]. Свердловина № 111 була закладена з метою оконтурення покладу на схід. Випробування підтвердило продуктивність пласта, дебіт склав 43 тис. м³/добу. Відкриття покладу В-16д підтвердило високу ефективність комплексування даних сейсмозрозвідки 3D та глибокого буріння для пошуку неструктурних пасток.

Горизонт В-17 приурочений до верхньої частини XII мікрофауністичного горизонту. Літологічно він характеризується значною неоднорідністю: піщані тіла мають лінзовидну форму, швидко виклинюються по простяганню або заміщуються глинистими різновидами. Промислова газонасиченість горизонту доведена локально, переважно в межах опущених блоків та на крилах складки [6]. Свердловина № 82 (Блок V) пробурена у зоні грабена, було випробувано інтервал 4205–4216 м (пласт В-17а) – отримано приплив газу дебітом 71,6 тис. м³/добу на штуцері 6 мм. Ефективна газонасичена товщина у цій свердловині невелика – 4,8м, пористість колектора – 9,2%. Невеликі товщини свідчать про те, що свердловина розкрила крайову частину піщаної лінзи. Свердловина № 65 (Блок II) – Горизонт В-17а залягає тут в інтервалі 4370–4385 м. При випробуванні цього об'єкта виникли технічні складнощі. Через негерметичність цементного каменю за експлуатаційною колоною відбувся перетік пластової води з нижчезалягаючого потужного горизонту В-18. Це унеможливило отримання чистого припливу газу та коректну оцінку параметрів пласта в цьому блоці, хоча за даними ГДС (електричний каротаж) пласт характеризується як газонасичений [5].

Серед усіх продуктивних об'єктів Східного газоконденсатного родовища особливе місце посідає горизонт В-18. Він є базовим за величиною розвіданих запасів категорії С1 та характеризується найбільш стабільним поширенням колекторів по площі структури. Стратиграфічно горизонт приурочений до середньої частини XII мікрофауністичного горизонту (МФГ) верхньовізейського під'ярусу.

Горизонт В-18 виділяється в розрізі як потужне піщане тіло, що має регіональне поширення. Представлений переважно масивними пластами пісковиків, які розділені незначними за потужністю прошарками алевролітів та аргілітів. Пісковики кварцові, світло-сірі до білих, дрібно- та середньозернисті, з домішками польових шпатів. Цемент переважно поровий, глинисто-карбонатний, подекуди регенераційний кварцовий. Загальна потужність горизонту варіює в межах 25–45 м, при цьому ефективна газонасичена товщина

в склепінних частинах блоків досягає 15–22 м, що є найвищим показником серед усіх візейських покладів. Колектори горизонту В-18 характеризуються найкращими на родовищі ємнісними властивостями для глибин понад 4500 м. Відкрита пористість змінюється від 7% (у периклінальних зонах) до 13–14% (у склепінні). Проникність колекторів є високою і досягає 15–25 мД, що забезпечує високі дебїти свердловин навіть при значних депресіях. Промислова газоносність горизонту В-18 доведена випробуванням цілої низки пошукових та розвідувальних свердловин у різних тектонічних блоках.

Свердловина № 65 (Центральний блок II) – стала однією з найпродуктивніших на родовищі. Горизонт В-18 був розкритий в інтервалі глибин 4390–4430 м. Об'єкт випробовувався сумісно з вищезалягаючим горизонтом В-19а. У результаті перфорації експлуатаційної колони було отримано потужний фонтан газу. Дебіт газу на штуцері 14 мм склав 370 тис [2]. м³/добу. Отримання такого високого дебїту підтвердило наявність масивного високопроникного резервуару в центральній частині структури. Розрахунковий абсолютно вільний дебїт свердловини перевищував 1 млн м³/добу.

Свердловина № 66 (Блок II, східна частина) підтвердила продовження високопродуктивної зони на схід. При випробуванні горизонту В-18 отримано промисловий приплив газу дебїтом 283 тис. м³/добу. Початковий пластовий тиск у цьому блоці зафіксовано на рівні 50,2 МПа, пластова температура – 128°С. Ці параметри лягли в основу підрахунку запасів та проектування розробки.

Свердловина № 63 (Блок II, зона ГВК) виконала важливу функцію з оконтурення покладу. Вона була пробурена на крилі структури і розкрила горизонт В-18 у гіпсометрично нижчих відмітках. При випробуванні отримано приплив пластової води з незначним вмістом газу. Це дозволило точно відбити положення газоводяного контакту (ГВК) для центрального блоку, що є критично важливим для коректного підрахунку об'єму порового простору, насиченого вуглеводнями.

Свердловина № 100 (Східна перикліналь, Устимівсько-Покровська зона). Результати буріння цієї свердловини мають стратегічне значення для оцінки

перспектив розширення родовища. Вона розташована на значній відстані на схід від основного експлуатаційного фонду. Попри погіршення колекторських властивостей (зниження пористості до 7–8% внаслідок ущільнення порід), з горизонту В-18 отримано промисловий приплив газу дебітом 75 тис. м³/добу. Цей факт доводить, що східна перикліналь родовища (Устимівсько-Покровська площа) не є "сухою", а містить промислові поклади. Це дозволило перевести значну частину запасів східного блоку з категорії перспективних (С2) у категорію попередньо розвіданих (С1), а також обґрунтовує доцільність буріння нових проектних свердловин у цьому напрямку.

Поклад горизонту В-18 підстиляється підшовними водами, які за своїм хімічним складом належать до хлоридно-кальцієвого типу. Пластові води являють собою високомінералізовані розсоли. Їх густина становить 1,12–1,14 г/см³, а загальна мінералізація сягає 137 г/дм³. Висока мінералізація та наявність специфічних мікрокомпонентів (йод, бром) свідчать про застійний гідродинамічний режим надр та надійну ізоляцію водонапірної системи від поверхневих інфільтраційних вод. Аналіз положення ГВК у різних свердловинах (№ 63, 66, 100) показує, що дзеркало води знаходиться на різних абсолютних відмітках. Це є прямим доказом того, що єдиний літологічний пласт В-18 розбитий тектонічними порушеннями на гідродинамічно ізольовані блоки, кожен з яких має власний рівень ВНК та режим розробки.

Опускаючись нижче по розрізу, ми переходимо до групи горизонтів, які визначають основні перспективи приросту запасів за рахунок буріння нових свердловин у складних структурних умовах (ізольовані блоки, грабени).

Горизонт В-19 є одним із найважливіших об'єктів розробки на Східному родовищі. Він залягає безпосередньо під горизонтом В-18, відокремлюючись від нього пачкою аргілітів товщиною 10–15 м.

Стратиграфічно горизонт належить до нижньої частини XII мікрофауністичного горизонту. У структурному відношенні горизонт В-19 має двочленну будову, що є його характерною ознакою на всій площі родовища. Він складається з двох піщаних пачок.

Пласт В-19а (верхній) – потужний пласт пісковиків, який часто має гідродинамічний зв'язок з В-18 у зонах розмиву глинистої перемички або порушення цементного каменю.

Пласт В-19б (нижній) відділений від верхнього пласта витриманою пачкою аргілітів потужністю 5–10 м, яка слугує локальним флюїдоупором.

Колектори горизонту представлені пісковиками кварцовими, різнозернистими (від дрібних до грубих), сірими, міцними. Пористість колекторів у продуктивних зонах становить 10–12%, проникність – до 15–20 мД.

Історія освоєння горизонту В-19 надає найвагоміші аргументи на користь блокової моделі родовища, яка лежить в основі даного дипломного проекту. У початковий період розробки (1980-ті роки) поклади горизонту В-19а активно експлуатувалися в центральній частині родовища. Свердловини давали стабільно високі припливи газу (наприклад, у св. № 65 сумарний дебіт з В-18+19 сягав 370 тис. м³/добу). В процесі тривалої експлуатації пластовий тиск у цьому блоці закономірно знижувався, сформувалася обширна зона дренування (депресійна воронка).

Північно-західний блок, свердловина № 120, була пробурена значно пізніше (у 2010-х роках) у сусідньому тектонічному блоці, відділеному від центрального поля серією розривних порушень. При розкритті та випробуванні горизонту В-19 у свердловині № 120 було зафіксовано початковий пластовий тиск 52,67 МПа. Той факт, що тиск у свердловині № 120 відповідав початковому (незайманому) стану, незважаючи на десятиліття видобутку в сусідніх свердловинах № 64 та № 65 (які знаходяться на відносно невеликій відстані), є незаперечним доказом повної гідродинамічної ізоляції тектонічних блоків [5, 8]. Це підтверджує, що розломи на родовищі є герметичними екранами. Відповідно, будь-який геологічний блок, який ще не розкритий бурінням, слід розглядати як потенційний резервуар із збереженими початковими запасами та тиском, що обґрунтовує доцільність буріння проектних свердловин № 130–133.

Північно-східний блок (свердловина № 83) – свердловина підтвердила високу продуктивність горизонту в північній частині. При випробуванні

інтервалу 4480–4492 м отримано дебіт газу 126 тис. м³/добу. Ефективна газонасичена товщина тут становить 12 м, що свідчить про стабільність осадконакопичення колекторів у цьому напрямку.

Горизонт В-20 залягає в підшві XII мікрофауністичного горизонту. Він характеризується значною фаціальною мінливістю та лінзоподібним поширенням піщаних тіл, проте саме з ним пов'язане відкриття високопродуктивних покладів у структурно складних умовах.

Довгий час у геології регіону панувала думка, що перспективними є лише склепінні (підняті) ділянки структур, а опущені блоки (грабени) є водонасиченими або містять зруйновані поклади. Відкриття покладу В-20 спростувало це твердження.

Свердловина № 69 (Блок V – Центральний грабен) – свердловина була закладена в межах вузького тектонічного блоку, опущеного відносно сусідніх ділянок по системі скидів. Розкрито потужну товщу пісковиків в інтервалі 4720–4750 м. Колектори – пісковики дрібнозернисті, щільні, з прошарками алевролітів. В інтервалі 4726–4742 м отримано потужний фонтанний приплив газу. Дебіт на штуцері 10 мм склав 452 тис. м³/добу. Пластовий тиск склав 51,7 МПа, що вказує на наявність АВПТ (коефіцієнт аномальності ~1.1–1.2) [2]. Газ метановий (вміст СН₄ 88–91%), вміст стабільного конденсату – близько 90 г/м³.

Унікальність ситуації зі свердловиною № 69 підкреслюється порівнянням із сусідніми свердловинами:

У свердловині № 57, яка знаходиться в сусідньому блоці, горизонт В-20 виявився водонасиченим.

У свердловині № 69 (всього за кілька кілометрів, але через розлом) отримано промисловий газ.

Це свідчить про те, що саме тектонічний екран (розлом) зіграв вирішальну роль у консервації покладу, не дозволивши вуглеводням мігрувати або контактувати з пластовими водами сусіднього блоку. Цей факт відкриває широкі перспективи для пошуку нових покладів у природозломних зонах та грабенах, які раніше пропускалися під час розвідки.

У деяких свердловинах (наприклад, № 108, 109) нижче основного пласта В-20 виділяється додатковий пласт В-20б. Наразі його запаси віднесені до категорії невизначеного промислового значення (С2), оскільки при випробуванні отримано суперечливі результати (незначні припливи газу або води з плівкою нафти), що потребує додаткового вивчення методами інтенсифікації припливу.

Найнижча частина досліджуваного розрізу (перехід від XII до XIII мікрофауністичного горизонту) характеризується екстремальними термобаричними умовами та складною літологією. Саме з цим інтервалом пов'язані основні сподівання на відкриття нових покладів на великих глибинах (понад 5000 м).

Горизонт В-22 є найглибшим об'єктом, де на сьогоднішній день доведена промислова газонасність. Він залягає в підшві верхньовізейського під'ярусу і представлений чергуванням ущільнених пісковиків та аргілітів.

Ключову роль у оцінці цього горизонту відіграла пошукова свердловина № 100, пробурена на Устимівсько-Покровській площі (східна перикліналь). При випробуванні інтервалу 5035–5048 м (пласт В-22б) було зафіксовано пластовий тиск 95,84 МПа. Коефіцієнт аномальності пластового тиску (K_a) наближається до 2,0 (тиск майже вдвічі перевищує гідростатичний). Це унікальне явище для даного регіону. Наявність такого надвисокого внутрішнього тиску створює ефект "гідроподушки", яка протидіє гірському тиску і перешкоджає повному змиканню пор на великих глибинах [9]. Отримано прямі ознаки газонасності, що дозволяє класифікувати цей об'єкт як промисловий. Однак через складність освоєння та необхідність застосування спецобладнання (на тиск 105 МПа), запаси горизонту (пласти В-22а, В-22б) поки що віднесені до категорії невизначеного промислового значення (сумарно з іншими пластами — близько 849 млн м³).

Важливим етапом вивчення глибинної будови родовища стала реалізація проекту пошуку вуглеводнів у відкладах нижнього візею та турне.

Свердловина № 250 пробурена у 2010 році з проектною глибиною 5498 м. Свердловина вперше в межах Солохівсько-Диканського валу розкрила потужну

(150 м) товщу карбонатних порід нижнього візею (C1v1). Незважаючи на наявність колекторів (вапняки, доломіти), при випробуванні було отримано приплив високомінералізованих пластових вод без ознак вуглеводнів. Цей негативний результат дозволив локалізувати пошуки, відсікши безперспективні напрямки. Він вказує на те, що основний потенціал глибоких горизонтів все ж пов'язаний з теригенними колекторами верхнього візею (В-22), а не з карбонатами нижнього візею [5].

1.7. Гідрогеологічні та термобаричні умови

Гідрогеологічна характеристика Західно-Солохівського родовища визначається особливостями геологічної будови Дніпровсько-Донецької западини та наявністю потужних товщ осадових порід. На основі аналізу гідродинамічних та гідрохімічних показників, у вертикальному розрізі родовища чітко виокремлюються два гідрогеологічні поверхи: верхній, з переважанням інфільтраційного режиму водообміну, та нижній, для якого характерний елізійний режим. Регіональним водотривом, що розділяє ці поверхи, виступає верхньоюрська глиниста товща, покрівля якої залягає на глибинах 580–680 м [16].

Верхній гідрогеологічний поверх включає водоносні горизонти четвертинних, неогенових, палеогенових та крейдових відкладів. Води цього поверху є переважно прісними або слабкомінералізованими. Важливе практичне значення має бучацький водоносний горизонт, що містить гідрокарбонатно-натрієві води з мінералізацією до 1 г/дм³. Висока водозбагаченість цього горизонту, з дебітами свердловин 120–240 м³/добу, дозволяє використовувати його як джерело технічного водопостачання під час буріння та освоєння свердловин. Нижче залягає потужний сеноман-нижньокрейдівий водоносний комплекс, води якого також належать до прісних і характеризуються високими дебітами (до 800 м³/добу).

Нижній гідрогеологічний поверх охоплює відклади від юри до нижнього карбону та вміщує високомінералізовані розсоли хлоридного типу [16]. У розрізі тріасової системи виділяється водоносний комплекс потужністю близько 250 м, представлений пісковиками із високими фільтраційно-ємнісними

властивостями. Мінералізація вод тут сягає 100–120 г/дм³. Завдяки надійній ізоляції від зони активного водообміну, цей комплекс є оптимальним об'єктом для утилізації промислових стічних вод, що утворюються в процесі видобутку вуглеводнів. З глибиною, у кам'яновугільних відкладах, мінералізація пластових вод закономірно зростає, досягаючи у серпуховському ярусі значень 163–205 г/дм³. За хімічним складом це жорсткі хлоридні кальцієво-натрієві розсоли з високим ступенем метаморфізації (коефіцієнт $r_{Na/rCl}$ становить 0,78–0,82).

Унікальною особливістю гідрогеології родовища є наявність гідрохімічної інверсії у глибокозалягаючих горизонтах верхньовізейського під'ярусу (нижче 4200 м). У зоні впливу високих температур спостерігається зниження мінералізації пластових вод до 57–140 г/дм³ при одночасному зростанні вмісту гідрокарбонатів, бору та вуглекислого газу. Води цього комплексу збагачені промисловими концентраціями йоду (13,5–28 мг/дм³) та бромю (82–145 мг/дм³), що дозволяє розглядати їх як цінну гідромінеральну сировину [9, 16].

Таблиця 1.4 – Хімічний склад пластових вод у розрізі Східного родовищ

| №№ св. | Інтервал випробування, м | Вік | Дебіт, м ³ /добу | Густина при 20°С, г/см ³ | Мінералізація, г/дм ³ | Основні компоненти: мг/дм ³ , мг-екв/дм ³ , %-екв | | | | | | Мікрокомпоненти, мг/дм ³ I/Br/B | rNa/rCl |
|-----------|--------------------------------|-----------------------|--------------------------------|--|-------------------------------------|---|------------------------------|-------------------------------|---------------------------------|-----------------------------|---------------------------|---|---------|
| | | | | | | СГ | SO ₄ ⁻ | HCO ₃ ⁻ | Na ⁺ +K ⁺ | Ca ⁺⁺ | Mg ⁺⁺ | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
| 75 | 538-548 | J ₃ km | – | 1,001 | 3,75 | 2127,60 60,01 46,34 | 35,38 0,74 0,57 | 244,00 4,00 3,09 | 1023,90 44,54 34,42 | 200,40 10,00 7,75 | 121,60 10,00 7,83 | не визн. не визн. 4,02 | 0,74 |
| 22 | 775-785 | J ₂ bt | – | 1,008 | 16,77 | 10283,00 290,06 49,82 | 10,69 0,22 0,03 | 54,90 0,90 0,15 | 5775,80 251,23 43,14 | 400,80 20,00 3,43 | 243,20 20,00 3,43 | не визн. не визн. 32,16 | 0,87 |
| 110 | 750-770 | J ₃₋₂ k-bt | – | 1,008 | 14,68 | 8865,00 250,05 49,25 | 67,49 1,41 0,28 | 146,40 2,40 0,47 | 4987,50 216,94 42,77 | 427,98 21,36 4,22 | 183,31 15,07 3,01 | не визн. не визн. 9,84 | 0,87 |
| 52 | 864-872 | J ₂ b | – | 1,046 | 60,5 | 37233,00 1050,21 49,92 | 5,35 0,11 0,01 | 91,50 1,50 0,07 | 19908,00 865394,00 41,20 | 2551,30 127,31 6,06 | 699,93 57,56 2,74 | не визн. | 0,83 |
| 21 | 890-895 | J ₂ b | – | 1,027 | 43,37 | 26463,00 746,42 49,84 | 18,93 0,39 0,03 | 122,00 2,00 0,13 | 15329,00 666,77 44,56 | 1161,80 57,97 3,88 | 279,04 22,95 1,55 | не визн. не визн. 46,27 | 0,89 |
| "–" | 4377-4343 | B-18B | 10,5 | 1,134 | 192,98 | 121125,71 3416,52 49,75 | 128,39 2,67 0,04 | 890,60 14,60 0,21 | 47841,61 2080,97 30,33 | 16432,80 820,00 11,95 | 6444,80 530,00 7,72 | 21,16 100 28,52 | 0,61 |
| "–" | 4478-4468 | B-19б | 24,2 | 1,136 | 193,97 | 119370,26 3367,00 49,80 | 100,41 2,09 0,03 | 683,20 11,20 0,17 | 55455,30 2412,15 35,82 | 15831,60 790,00 11,73 | 2006,40 165,00 2,45 | 28,57 89,91 45,57 | 0,72 |

Продовження таблиці 1.4

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
|-----|-----------|---------|------|-------|--------|-------------------------------|--------------------------|--------------------------|------------------------------|------------------------------|----------------------------|--------------------------|------|
| 62 | 4619-4535 | В-18а,б | 15,3 | 1,1 | 152,33 | 84261,36 2376,71 48,38 | 2135,00 44,45 0,90 | 2135,00 34,99 0,71 | 26567,53 1155,61 30,56 | 6913,80 345,00 9,12 | 4742,40 390,00 10,31 | 21,69 26,64 31,3 | 0,49 |
| 63 | 4885-4863 | В-18б | 0,8 | 1,105 | 152,76 | 93501,54 2637,34 49,70 | 329,20 6,85 0,13 | 542,90 8,90 0,17 | 46880,67 2039,18 38,43 | 10274,03 512,68 9,66 | 1234,48 101,52 1,91 | 14,81 78,83 23,9 | 0,77 |
| "_" | 4931-4863 | В-18б,в | – | 1,113 | 163,06 | 99567,60 2808,44 49,66 | 526,72 10,97 0,19 | 512,40 8,40 0,15 | 50315,03 2188,56 38,69 | 11087,81 553,28 9,78 | 1049,31 86,29 1,53 | 15,46 70,46 26,81 | 0,78 |
| "_" | 4932-4900 | В-18в | 0,8 | 1,106 | 163,86 | 100568,26 2836,66 49,72 | 270,77 5,64 0,10 | 646,60 10,60 0,19 | 48083,34 2091,49 36,66 | 12817,10 639,58 11,21 | 1481,38 121,82 2,14 | 16,28 112,38 34,29 | 0,74 |
| 64 | 4333-4315 | В-18б | 3,4 | 1,098 | 137,77 | 85565,00 2413,48 49,76 | 62,67 1,30 0,03 | 622,20 10,20 0,21 | 36271,13 1577,69 32,48 | 12499,95 623,75 12,84 | 2760,93 227,05 4,67 | 37,58 97,23 40 | 0,65 |
| "_" | 4643-4616 | В-18в | – | 1,056 | 73,89 | 43638,15 1230,87 48,28 | 353,06 7,35 0,29 | 2226,50 36,49 1,43 | 18514,25 805,32 32,55 | 7199,97 359,28 14,52 | 879,00 72,29 2,92 | 9,24 42,13 14,11 | 0,65 |
| "_" | 4949-4985 | В-20 | 1,7 | 1,205 | 313,19 | 194715,96 5492,23 49,98 | не визн. | 134,20 2,20 0,02 | 79588,08 3461,86 31,46 | 35470,80 1770,00 16,09 | 3283,20 270,00 2,45 | 37,57 179,33 69,78 | 0,63 |
| 66 | 4904-4890 | В-19а | 2,2 | 1,148 | 210,93 | 130191,42 3672,23 49,90 | 103,70 2,16 0,03 | 317,20 5,20 0,07 | 58617,87 2549,71 34,93 | 18837,60 940,00 12,88 | 1945,60 160,00 2,19 | 19,24 145,31 51,07 | 0,69 |

Кінець таблиці 1.4

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 |
|-----|-----------|---------|------|-------|---------|-------------------------------|-------------------------|--------------------------|------------------------------|-----------------------------|---------------------------|--------------------------------|------|
| 68 | 4905-4863 | В-21-22 | 53 | 1,106 | 142,4 | 88213,40 2488,18 49,61 | 176,95 3,68 0,07 | 976,00 16,00 0,32 | 35018,65 1523,21 30,37 | 15360,18 766,48 15,28 | 2654,14 218,27 4,35 | 18,9 59,49 12,97 | 0,61 |
| 61 | 4238-4226 | В-18а | 10,4 | 1,132 | 197,39 | 120774,62 3406,61 49,79 | 199,99 4,16 0,06 | 634,40 10,40 0,15 | 57398,68 2496,68 36,18 | 17264,46 861,50 12,48 | 1122,37 92,30 1,34 | 18,68 111,74 28,65 | 0,73 |
| "_" | 4588-4562 | В-18в | 0,45 | 1,115 | 158,27 | 98794,08 2786,62 49,79 | 72,42 1,51 0,03 | 634,40 10,40 0,19 | 39952,38 1737,82 31,05 | 15043,10 750,65 13,41 | 3771,88 310,19 5,54 | 72,42 16,28 24,86 | 0,62 |
| "_" | 4588-4562 | В-18в | 0,45 | 1,1 | 142,64 | 88209,00 2488,05 49,37 | 559,64 11,65 0,23 | 1220,00 20,00 0,40 | 36594,15 1591,74 31,58 | 12133,94 605,49 12,01 | 3922,76 322,60 6,40 | 108,62 6,51 14,95 | 0,64 |
| 82 | 4616-4630 | В-19а | 21 | 1,11 | 164,152 | 101061,00 2850,56 49,77 | 11,93 0,25 0,00 | 774,70 12,70 0,22 | 45752,06 1990,09 31,95 | 19779,50 987,00 15,84 | 1672,00 137,50 2,21 | не визн. 101,23 не визн. | 0,70 |

Східне газоконденсатне родовище характеризується значним стратиграфічним діапазоном газоносності, що охоплює відклади від юрської до нижньокам'яновугільної систем, а також великою глибиною свердловин, яка часто перевищує 5000 м. У глибокозанурених горизонтах розкриваються флюїдоносні комплекси з екстремальними термобаричними параметрами, де пластові тиски можуть досягати 60–80 МПа, а в окремих випадках наближатися до 100 МПа, при температурах, що перевищують 120 °С. Структура родовища відзначається високою неотектонічною активністю, амплітуда якої оцінюється у 170 м, що безпосередньо впливає на розподіл пластової енергії.

Геотермічний режим надр визначає вертикальну зональність усіх гідрогеологічних та фізико-хімічних параметрів розрізу. Аналіз фактичних даних, отриманих за результатами точкових вимірів максимальними термометрами та термокаротажу у глибоких свердловинах (зокрема № 61 та № 65) в умовах відновленого теплового поля, дозволив побудувати модель розподілу пластових температур. Найбільш суттєві зміни гідрогеологічних характеристик фіксуються на глибинах понад 4200 м, де температури перевищують 110 °С. Згідно з графіком розподілу температур, ізотерма 110 °С проходить на глибині 4200 м, а ізотерма 120 °С – на глибині 4600 м. Інтервал між цими глибинами інтерпретується як зона катагенетичного флюїдоупору (КФУ), що складається з товщі ущільнених порід, зцементованих мінералами, які випадають в осад із високомінералізованих розчинів [6, 9].

Нижче ізотерми 120 °С, починаючи з глибини 4600 м, виділяється термодегідратаційний гідрогеологічний ярус (див рис. 1.5). У цій високотемпературній зоні відбувається гідрохімічна інверсія: різко знижується мінералізація пластових вод до 57,1–139,7 г/дм³, зростає вміст гідрокарбонатів, бору та вуглекислого газу (до 4,6 % об.) [16]. Саме в цьому інтервалі часто зустрічаються зони аномально високих пластових тисків (АВПТ).

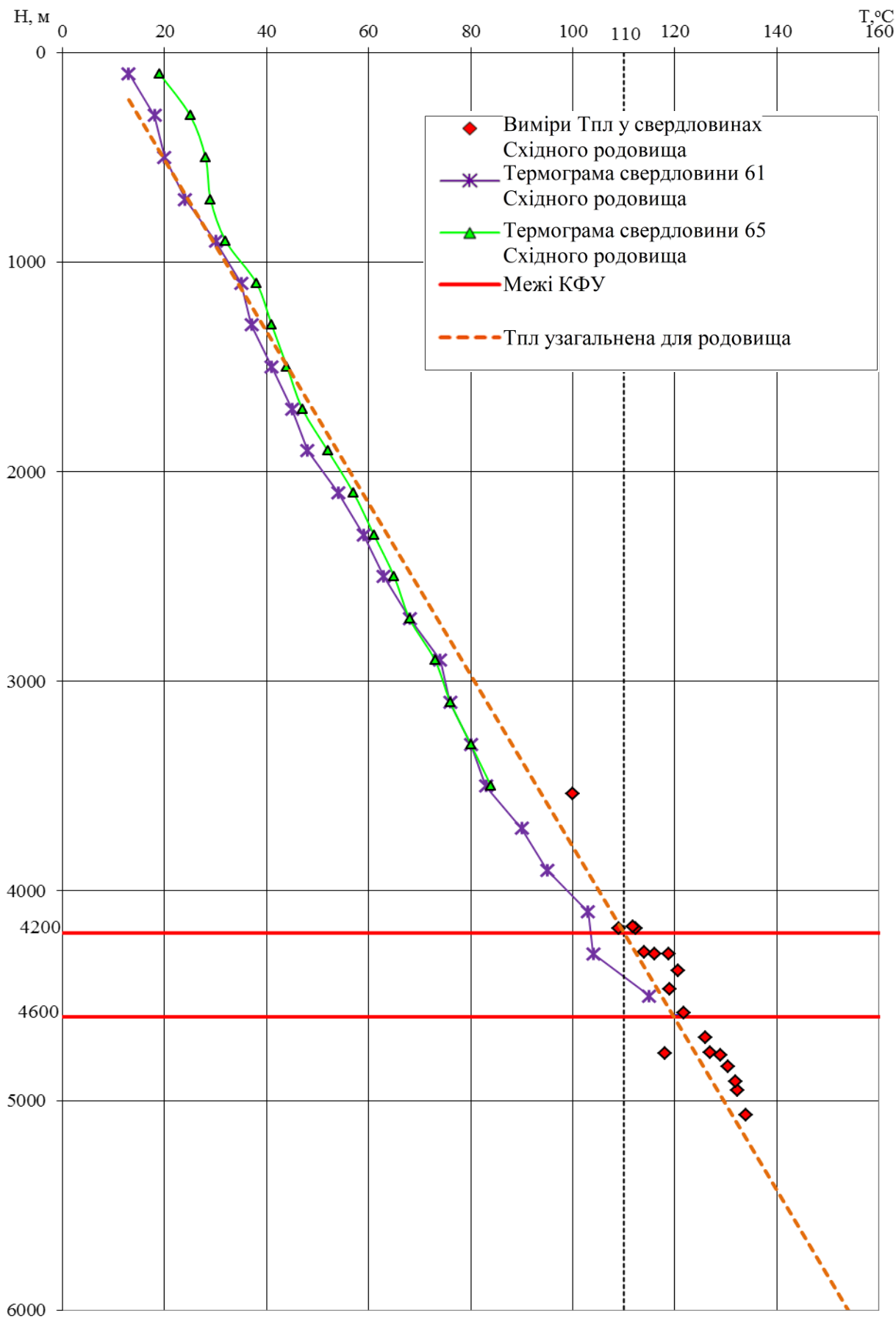


Рисунок 1.5 – Розподіл пластових температур у розрізі Східного родовища.

Гідродинамічна обстановка у верхній частині розрізу, до відкладів середнього карбону включно, характеризується відносно сталим режимом. Пластові тиски тут незначно відрізняються від лінії умовного гідростатичного тиску, перевищуючи його лише в 1,02–1,05 рази [19]. У нижньокам'яновугільних водоносних горизонтах ситуація змінюється внаслідок погіршення фільтраційних властивостей порід та активізації процесів флюїдного тепломасопереносу. У верхньосерпуховському та верхньовізейському комплексах спостерігаються значні відхилення тисків від фонових значень.

У серпуховських відкладах на глибинах 2570–3300 м коефіцієнт аномальності пластового тиску (відношення пластового тиску до умовного гідростатичного) зростає до 1,05–1,08, а абсолютні значення тисків становлять 26,53–34,93 МПа. Це пов'язано з формуванням ізольованих скупчень вуглеводнів під локальними літологічними екранами. Значно більший стрибок тисків відбувається при переході до глибинної зони АВПТ в інтервалі 4140–4950 м. Тут фонові гідростатичні тиски перевищують умовні в 1,10–1,11 рази (абсолютні значення 44,59–53,91 МПа), а в газонасичених горизонтах тиски зростають до 48,63–60,28 МПа, що відповідає коефіцієнту аномальності 1,15–1,24 [19].

В окремих блоках Східного родовища зафіксовано надвисокі тиски, які наближаються до геостатичного тиску та межі гідророзриву порід (коефіцієнт аномальності близько 2,0). Наприклад, у свердловині № 100 Східного родовища розрахунковий пластовий тиск перевищував умовний гідростатичний у 1,94 рази [4]. Ще більш показовим є приклад сусіднього родовища-аналога, де у свердловині № 49 при випробуванні інтервалу на глибині 5152 м тиск склав 59,86 МПа (див рис. 1.6), а на глибині 5315 м досяг 101,96 МПа (коефіцієнт аномальності 1,96). Це свідчить про наявність субвертикальних вуглеводневих систем значної протяжності, «коріння» яких сягає глибин понад 10 км.

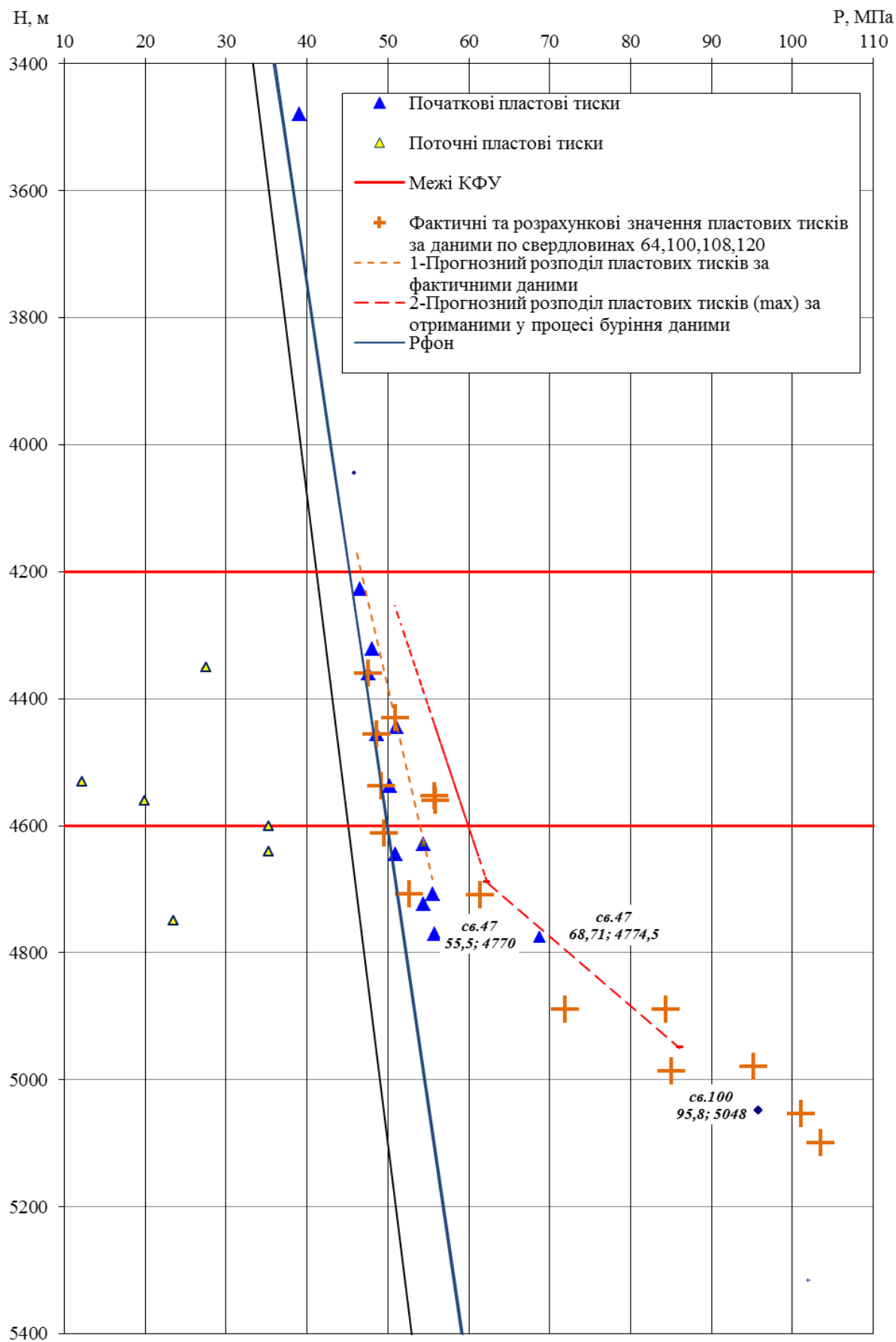


Рисунок 1.6 – Розподіл пластових тисків у розрізі

Східного родовища

Для проектування нових розвідувальних свердловин (№ 130–133, 112) побудовано графік прогнозного розподілу пластових тисків, що базується на лінії максимально можливих значень. Прогнозується, що коефіцієнт аномальності плавно зростатиме від 1,10 (45,28 МПа) на покрівлі катагенетичного флюїдоупору (глибина 4200 м) до 1,20–1,33 (53,91–59,92 МПа) на його підшві (глибина 4600 м). При подальшому заглибленні до проектного горизонту В-22а на глибині 4950 м очікується зростання коефіцієнта аномальності до 1,77, що відповідає абсолютному тиску 86,09 МПа [8, 19].

Важливим аспектом є врахування поточного стану розробки родовища. У межах блоків, де заплановано буріння нових свердловин, фіксується значне зниження пластових тисків у вищезалігаючих горизонтах внаслідок відбору вуглеводнів. Так, у блоці проектної свердловини № 130, який дронується існуючими свердловинами, поточний тиск у горизонті В-17а становить 27,50 МПа, а в горизонті В-20б – 19,94 МПа. У блоці свердловини № 131 очікуваний поточний тиск у горизонті В-19а знизився до 12,14 МПа, а в горизонтах В-20 та В-21 – до 35,29 МПа. Для блоку свердловини № 133 тиск у горизонті В-19а оцінюється у 23,53 МПа [8].

Такий складний розподіл тисків створює значні технологічні виклики. В одному відкритому стовбурі свердловини можуть поєднуватися інтервали з аномально високими тисками (нижче 4600 м) та зони з катастрофічно низькими тисками (виснажені горизонти). Це вимагає ретельного планування конструкції свердловин та використання спеціальних методів контролю тиску під час буріння, оскільки орієнтація лише на середні показники може призвести до аварійних ситуацій, подібних до тих, що траплялися на сусідніх площах при розкритті зон АВПТ. Прогнозні пластові тиски для ГТН по проектних свердловинах наведено в таблиці 1.5

Таблиця 1.5 – Прогнозні пластові тиски для ГТН по свердловинах №№ 130, 131, 132, 133, 112 Східного родовища

Свердловина № 130

| Вік, горизонт | Н, м | Прогнозні пластові тиски (за фактичними даними по свердловинах №№ 65, 80, 82, 83, 107) | | Прогнозні максимально можливі пластові тиски (за даними буріння по свердловинах №№ 64, 100, 108, 120) | | Поточні пластові тиски (за даними по свердловинах (№№ 69, 82, 83, 102, 120, 250)) | | Прогнозні Пластові Температури |
|--------------------------------|-------------|--|-------------|---|---------|---|-------------|--------------------------------|
| | | Р, МПа | Рпл/Руг | Р, МПа | Рпл/Руг | Р, МПа | Рпл/Руг | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| К | 200 | 1,96 | - | | | | | 12,38 |
| J | 650 | 4,43 | 0,70 | | | | | 23,36 |
| T ₂₋₃ | 1170 | 10,42 | 0,91 | | | | | 36,05 |
| T _{1dr} | 1550 | 14,79 | 0,97 | | | | | 45,32 |
| C ₃ | 1720 | 16,74 | 0,99 | | | | | 49,47 |
| C _{2m} | 2230 | 22,61 | 1,03 | | | | | 61,91 |
| C _{2b} | 2570 | 26,53 | 1,05 | | | | | 70,21 |
| C _{1s2} | 3300 | 34,93 | 1,08 | | | | | 88,03 |
| C _{1s1} | 3800 | 40,68 | 1,09 | | | | | 100,23 |
| C _{1v2} (XI МФГ) | 4140 | 44,59 | 1,10 | | | | | 108,52 |
| C _{1v2} В-16д | 4310 | 48,63** | 1,15 | 52,31 | 1,24 | | | 112,67 |
| C _{1v2} В-17а | 4350 | 49,36** | 1,16 | 53,36 | 1,25 | 27,50* | 0,64 | 113,65 |
| C _{1v2} В-19а (В-18В) | 4490 | 51,91** | 1,18 | 57,03 | 1,30 | | | 117,07 |
| C _{1v2} В-20б (В-19Н) | 4560 | 53,18** | 1,19 | 58,87 | 1,32 | 19,94* | 0,45 | 118,77 |
| C _{1v2} (XII МФГ) | 4600 | 53,91** | 1,20 | 59,92 | 1,33 | | | 119,75 |
| C _{1v2} В-22а (В-20Н) | 4690 | 62,27 | 1,35 | 62,27 | 1,35 | | | 121,95 |
| C _{1v2} (XIIа МФГ) | 4830 | 74,21 | 1,57 | 74,21 | 1,57 | | | 125,36 |
| Вибій | 4950 | 86,09 | 1,77 | 86,09 | 1,77 | | | 128,29 |

Свердловина № 131

| | | | | | | | | |
|--------------------------------|-------------|--------------|-------------|-------|------|---------------|-------------|--------|
| C _{1v2} В-17а | 4390 | 50,09 | 1,16 | 54,41 | 1,26 | | | 114,63 |
| C _{1v2} В-19а (В-18В) | 4530 | 52,64 | 1,19 | 58,08 | 1,31 | 12,14* | 0,27 | 118,04 |
| C _{1v2} В-20 (В-19б) | 4600 | 53,91 | 1,20 | 59,92 | 1,33 | 35,29* | 0,78 | 119,75 |
| C _{1v2} В-21 (В-20а) | 4640 | 54,64 | 1,20 | 60,96 | 1,34 | 35,29* | 0,78 | 120,73 |
| В-22а (В-20Н) | 4710 | 62,32 | 1,35 | 62,32 | 1,35 | | | 122,43 |
| Вибій | 4750 | 66,28 | 1,42 | 66,28 | 1,42 | | | 123,41 |

Кінець таблиці 1.5

Свердловина № 132

| | | | | | | | | |
|------------------------|-------------|----------------|-------------|-------|------|--|--|--------|
| C _{1V2} В-16в | 4440 | 51,00** | 1,17 | 55,72 | 1,28 | | | 115,85 |
| C _{1V2} В-16д | 4500 | 52,09** | 1,18 | 57,29 | 1,30 | | | 117,31 |
| C _{1V2} В-17а | 4540 | 52,82** | 1,19 | 58,34 | 1,31 | | | 118,29 |

Свердловина № 133

| | | | | | | | | |
|--------------------------------|-------------|----------------|-------------|-------|------|---------------|-------------|--------|
| C _{1V2} В-16в | 4530 | 52,64** | 1,19 | 58,08 | 1,31 | | | 118,04 |
| C _{1V2} В-16д | 4600 | 53,91** | 1,20 | 59,92 | 1,33 | | | 119,75 |
| C _{1V2} В-17а | 4540 | 52,82** | 1,19 | 58,34 | 1,31 | | | 118,29 |
| C _{1V2} В-19а (В-18в) | 4750 | 66,28 | 1,42 | 66,28 | 1,42 | 23,53* | 0,51 | 123,41 |
| C _{1V2} В-22а (В-20н) | 4910 | 82,13 | 1,71 | 82,13 | 1,71 | | | 127,32 |

Свердловина №112

| | | | | | | | | |
|--------------------------------|-------------|----------------|-------------|-------|------|--|--|--------|
| C _{1V2} В-19а (В-18в) | 4260 | 47,72** | 1,14 | 51,00 | 1,22 | | | 111,45 |
| C _{1V2} В-20а (В-19б) | 4340 | 49,18** | 1,16 | 53,10 | 1,25 | | | 113,41 |
| C _{1V2} В-20б (В-20н) | 4390 | 50,09** | 1,16 | 54,41 | 1,26 | | | 114,63 |

2. АНАЛІЗ ПОТОЧНОГО СТАНУ ВИВЧЕНОСТІ ВЕРХНЬОВІ-ЗЕЙСЬКИХ ВІДКЛАДІВ ТА ПРОЄКТУВАННЯ НОВИХ РОЗВІДУВАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИН

2.1. Аналіз поточного стану вивченості та задачі проектування

Науково-дослідна робота, присвячена проектуванню пошуково-розвідувального буріння на візейські відклади Східного родовища з урахуванням геологічної моделі за даними 3D сейсморозвідки, виконується з метою наукового обґрунтування проведення робіт на відклади верхнього візею. Головним завданням є пошук і розвідка промислових покладів вуглеводнів у зазначеному стратиграфічному діапазоні. Східне газоконденсатне родовище було відкрите у 1973 році пошуковою свердловиною № 37, яка встановила газоносність верхньовізейських відкладів. Того ж року родовище було прийнято на облік у Державному балансі та введено в дослідно-промислову розробку [2].

У період з 1972 по 2006 роки в межах Східної структури було пробурено 16 пошукових та розвідувальних свердловин (№№ 37, 57, 61–69, 100–102, 104, 106), а також чотири експлуатаційні (№№ 80, 81, 82, 83). Ці роботи дозволили значно розширити площу та поверх газоносності верхньовізейських відкладів. У 2009 році було виконано геолого-економічну оцінку родовища, а його початкові запаси вуглеводнів затверджені ДКЗ України. Паралельно з цим на родовищі проводилися деталізаційні сейсморозвідувальні дослідження за технологією 3D, результати яких дозволили уточнити геологічну будову структури. Це знайшло відображення у структурних побудовах по горизонтах відбиття в товщі відкладів середнього та нижнього карбону (Vв3, Vв2, Vв1, Vб2) [3].

Протягом 2010–2018 років, у рамках реалізації проектів пошуково-розвідувальних робіт на відклади нижнього карбону та верхнього девону, а також буріння з урахуванням 3D-моделі, на родовищі було споруджено дві пошукові (№№ 120, 250) та п'ять розвідувальних (№№ 107, 108, 109, 111, 121) свердловин. Завдяки цим роботам було виявлено та оконтурено новий газоконденсатний поклад горизонту В-16д, розширено площу газоносності

горизонту В-16в, а також уточнено границі промислової продуктивності покладів у горизонтах В-18 та В-19а. У 2017–2018 роках було проведено нову геолого-економічну оцінку родовища станом на 01.01.2018 р [5].

Попри значний обсяг виконаних робіт, на родовищі залишається невизначеним промислове значення покладів, акумульованих у товщі продуктивних горизонтів В-15б, В-16а, В-16б1, В-16б2, В-16в1, В-20б, В-22а та В-22б. Запаси цих об'єктів оцінюються у 849 млн м³ газу та 94 тис. т конденсату. Також не в повній мірі визначена промислова цінність газоконденсатних покладів у горизонтах В-16в та В-17а, запаси яких попередньо оцінені у 52 млн м³ газу та 11 тис. т конденсату. Зазначені поклади потребують подальшої дорозвідки. Слід зазначити, що в основу геологічних побудов попередніх оцінок були покладені матеріали переінтерпретації сейсмічних даних 2011 року. Однак у процесі оконтурення покладів виникали труднощі, що свідчило про неповну відповідність цих побудов фактичній геологічній будові, зокрема через наявність малоамплітудних тектонічних порушень, складних для трасування [7].

У 2017 році на основі інтерпретації сейсмозрозвідки 3D у програмному комплексі Petrel було створено оновлену структурно-тектонічну модель продуктивного горизонту В-18. Ця модель, відкоригована протягом 2018 року, була прийнята для проектування дорозвідки. У ній уточнено напрямки падіння та трасування порушень, а також конфігурацію і розміри блоків. Такий підхід дозволив суттєво зменшити вплив літологічного чинника при оконтуренні покладів вуглеводнів на користь тектонічного екранування, що позитивно вплинуло на розширення перспектив газоносності верхньовізейських відкладів [8].

Згідно з прийнятою моделлю, апікальні ділянки двох структурно-тектонічних блоків – IV (блок свердловини № 102) та V (блок свердловини № 69), у занурених частинах яких встановлено газоносність, виявилися нерозбуреними. Вони розглядаються як перспективні об'єкти для постановки додаткового розвідувального буріння з метою вивчення розрізу до горизонту В-22а включно. Перспективним об'єктом також є горстоподібний блок III,

виділений на північно-західній перикліналі структури. Свердловинами № 80, 120 та 250 у цьому блоці розкрито газонасичені пісковики в інтервалі від горизонту В-22 до В-16б1, проте відсутність розкритих контактів газ-вода залишає невизначеними фактичні розміри покладів. Для розширення контуру газоносності у північній частині блоку рекомендується буріння незалежної розвідувальної свердловини глибиною 4950 м на горизонт В-22а, що також дозволить визначити контур основного покладу горизонту В-18.

Додаткової розвідки потребують газоконденсатні поклади горизонтів В-19а, В-18, В-17а, В-16д та В-16в, виявлені свердловинами № 63, 65, 66, 81, 100 у межах зануреної ділянки протяжного тектонічного блоку II на південному крилі структури. Для визначення границь поширення продуктивності тут пропонується буріння розвідувальної свердловини глибиною 4950 м. Ще одним об'єктом є припіднята частина тектонічного блоку VI (район свердловини № 61) у південно-східній осьовій частині структури, що прилягає до соляного штоку. Апикальна частина цього блоку залишається нерозбуреною, тоді як у занурених частинах (свердловина № 61) отримано припливи газу з горизонту В-20н, запаси якого оцінено у 105 млн м³ (категорія С2). Для опощування цієї ділянки рекомендується буріння свердловини глибиною 4450 м.

Реалізація рекомендацій науково-дослідної роботи дозволить уточнити геологічну модель будови Східного родовища у відкладах візейського ярусу та вивчити перспективи їх нафтогазоносності. У процесі пошуково-розвідувальних робіт передбачається вирішення комплексу основних задач, серед яких: уточнення геологічної будови структури та пошук газоконденсатних покладів у відкладах XI, XII та XIIа мікрофауністичних горизонтів верхньовізейського під'ярусу. Важливим етапом є оцінка відповідності сейсмогеологічних побудов фактичним даним буріння, а також визначення фільтраційно-ємнісних характеристик колекторів і флюїдоупорних властивостей покришок. Роботи спрямовані на отримання промислово-геофізичних та геолого-промислових показників, визначення характеру, типу і кількості покладів для оцінки ресурсів і запасів. Окрім того, завдання включають вивчення глибинних гідрогеологічних

та термобаричних умов, оконтурення виявлених покладів, встановлення положення газоводяних контактів, пластових тисків і температур для подальшого проектування дослідно-промислової розробки.

2.2. Проектування нових розвідувальних свердловин

Проектування системи розміщення нових розвідувальних свердловин на Східному родовищі базується на детальному аналізі уточненої структурно-тектонічної моделі, результатах переінтерпретації сейсмічних даних 3D та оцінці перспектив нафтогазоносності окремих блоків [8, 15]. Методика проведення робіт передбачає цільове буріння в межах п'яти структурно-тектонічних блоків (II, III, IV, V, VI), виділених за результатами сейсмогеологічного моделювання, з метою дорозвідки верхньовізейського продуктивного комплексу. Загалом проектом обґрунтовується необхідність спорудження п'яти незалежних розвідувальних свердловин: № 130, 131, 132, 133 та 112 [5].

Першочерговим об'єктом буріння визначено **свердловину № 130**, яка проектується як незалежна розвідувальна свердловина з проектною глибиною по вертикалі 4750 метрів. Її основним завданням є розкриття та вивчення горизонту В-22а в умовах гіпсометрично припіднятої частини тектонічного блоку V. Цей блок раніше вивчався бурінням свердловин № 69 та № 82, проте його склепінна частина залишилася недослідженою [6]. Буріння свердловини № 130 дозволить визначити характер насичення пісковиків у продуктивних горизонтах В-16а, В-16в, В-19а, В-21 та В-22а, а також розширити площу продуктивності газоконденсатних покладів, виявлених у горизонтах В-20а та В-17а. З огляду на результати сейсмогеологічних побудов та фактичні поверхневі умови, свердловину рекомендовано бурити як похило-скеровану з відходом вибою на 150 метрів [13]. Устя свердловини пропонується розташувати на відстані 1000 м на південь від устя ліквідованої свердловини № 69, у 980 м на південний схід від свердловини № 82 та у 700 м на захід від розвідувальної свердловини № 57.

Для розвідки вуглеводневого потенціалу блоку IV, де раніше проводилися роботи свердловинами № 64, 102 та 108, проектується **незалежна розвідувальна свердловина № 131**. Її закладання в апікальній частині блоку має на меті

визначення характеру насичення пісковиків продуктивних горизонтів В-20а, В-21, В-22а, а також розширення контурів доведеної газоносності покладів горизонту В-19а та В-20а [8]. Проектна глибина свердловини становить 4750 метрів, профіль – вертикальний. Географічно точку закладання свердловини № 131 обрано таким чином, щоб максимально ефективно охопити нерозбурену зону: на відстані 750 м на південний схід від устя свердловини № 102, 975 м на схід від свердловини № 108 та 700 м на південний захід від свердловини № 82. Реалізація цього проектного рішення дозволить перевести значні обсяги запасів категорії С2 у промислові категорії.

З метою вивчення східного продовження продуктивних зон блоку II, що охоплює південне крило структури, проектується буріння **свердловини № 132**. Попередні роботи у цьому блоці (свердловини № 63, 65, 66, 81, 100) підтвердили промислому газоносність широкого інтервалу розрізу – від горизонту В-16в до В-19а. Нова свердловина, проектна глибина якої становить 4950 метрів, спрямована на визначення північно-східних границь поширення цих покладів та оцінку перспектив горизонту В-19а у нерозбуреній частині блоку. Устя свердловини № 132 пропонується розташувати на відстані 2375 м на південний схід від свердловини № 66, 900 м на схід від свердловини № 109, 675 м на північ від свердловини № 107 та 1000 м на південний захід від свердловини № 62.

Важливим напрямком робіт є дорозвідка північно-західної перикліналі родовища (блок III), де виділено горстоподібне підняття. Для оцінки його потенціалу проектується **розвідувальна свердловина № 133** глибиною 4950 метрів з проектним горизонтом В-22а. Попередніми свердловинами (№ 80, 120, 250) у цьому блоці було розкрито газонасичені пісковики у діапазоні від горизонту В-16б1 до В-22, проте контури покладів та положення газоводяних контактів залишилися невизначеними [5, 6]. Свердловина № 133, яку рекомендовано закласти на 700 м північніше свердловини № 120 та на 1500 м східніше свердловини № 63, дозволить визначити границі продуктивності основних покладів (В-18, В-19а) та детально вивчити глибокозалягаючий горизонт В-22а.

П'ята проектна свердловина – № 112 – призначена для опошукування припіднятої частини тектонічного блоку VI, що прилягає до Бакейського соляного штоку. У занурених зонах цього блоку (свердловини № 61, 101, 104) колектори виявилися переважно водонасиченими, однак у свердловині № 61 з горизонту В-20н було отримано приплив газу, що дає підстави прогнозувати наявність покладу в апікальній частині [8]. Для перевірки цієї гіпотези свердловина № 112 закладається на відстані 835 м на схід від свердловини № 61, 1500 м на південний схід від свердловини № 104 та 1160 м на північний захід від свердловини № 37. Проектна глибина становить 4450 метрів, основним цільовим об'єктом є горизонт В-20б.

Загальний обсяг буріння за проектом складає 23 850 метрів. Реалізація програми спорудження цих п'яти свердловин дозволить не лише уточнити геологічну будову родовища, але й залучити до промислової розробки значні запаси вуглеводнів, що наразі віднесені до категорії ймовірних. Основні технічні та геологічні параметри проектних свердловин узагальнені у таблиці 2.1, а геолого-технічний наряд (ГТН) на буріння типової розвідувальної свердловини (на прикладі св. №131) наведено в додатку 3 [13].

Таблиця 2.1 – Основні дані про проектні свердловини Східного ГКР

| № свердловини | Категорія свердловини | Проектна глибина, м | № блоку | Продуктивний комплекс (МФГ) | Перспективні продуктивні горизонти, що вивчатимуться проектними свердловинами |
|---------------|--|---------------------|---------|-----------------------------|---|
| 130 | розвідувальна, незалежна, похило-скерована | 4750 | V | XI | В-16в |
| | | | | XII | В-17а, В-19а, В-20а |
| | | | | XIIа | В-21, В-22а |
| 131 | розвідувальна, незалежна, вертикальна | 4750 | IV | XII | В-17а, В-19а, В-20а |
| | | | | XIIа | В-21, В-22а |
| 132 | розвідувальна, незалежна, вертикальна | 4950 | II | XI | В-16в, В-16д |
| | | | | XII | В-17а, В-19а |
| 133 | розвідувальна, незалежна, вертикальна | 4950 | III | XI | В-16в, В-16д |
| | | | | XII | В-17а, В-18, В-19а |
| | | | | XIIа | В-22а |
| 112 | розвідувальна, незалежна, вертикальна | 4450 | VI | XI | В-15а, В-16в |
| | | | | XII | В-176, В-176, В-19а, В-196, В-20а, В-20б |

2.3. Оцінка очікуваного приросту запасів

Визначення прогнозних обсягів вуглеводнів, що плануються до приросту в результаті реалізації проекту розвідувального буріння, є ключовим етапом геолого-економічного обґрунтування робіт. Оцінка ресурсної бази Східного родовища виконувалася відповідно до вимог діючої в Україні «Інструкції із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр» [14]. Враховуючи стадію вивченості об'єктів та характер вихідної інформації, підрахунок початкових загальних запасів та перспективних ресурсів газу і конденсату проводився об'ємним методом. Цей метод дозволяє отримати достовірні результати на основі геометричних параметрів покладів та фізичних властивостей колекторів, визначених за даними сейсмозвідки та попереднього буріння [15].

Математичною основою розрахунків слугувала стандартна формула об'ємного методу, запропонована М.О. Ждановим [1]. Згідно з нею, запаси газу визначаються як добуток площі газоносності, ефективної газонасиченої товщини, коефіцієнтів відкритої пористості та газонасиченості, відношення початкового пластового тиску до атмосферного, з урахуванням поправок на температуру та відхилення від закону Бойля-Маріотта.

$$Q_{\Gamma} = S \times h_{\text{ЕФ.}} \times K_{\text{П}} \times K_{\Gamma} \times (P_{\text{Пл.}} \times \alpha - P_{\text{К}} \times \alpha_{\text{К}}) \times f, \text{ де} \quad (2.1)$$

Q_{Γ} – запаси та ресурси газу, млн.м³;

S – площа газоносності в межах контурів газоносності, км²;

$h_{\text{ЕФ.}}$ – ефективна газонасичена товщина, м

$K_{\text{П}}$ – коефіцієнт відкритої пористості;

K_{Γ} – коефіцієнт газонасиченості;

$P_{\text{Пл.}}$ – початковий пластовий тиск, ата;

α – поправка на відхилення вуглеводневих газів від закону Бойля – Маріотта);

f – температурна поправка для приведення об'єму газу до стандартної температури.

Для визначення площ газонасиченості використовувалися структурні карти, побудовані за результатами сейсмічних досліджень 3D, з урахуванням літологічних екранів та тектонічних порушень, уточнених у новій геологічній моделі [7, 8]. Параметри пористості та газонасиченості приймалися за аналогією з фактичними даними сусідніх свердловин, що розкрили відповідні горизонти, або за матеріалами останньої геолого-економічної оцінки [6].

Розрахунок очікуваного приросту запасів виконано диференційовано по кожному з п'яти перспективних блоків, де заплановано буріння нових розвідувальних свердловин.

У межах структурно-тектонічного блоку V, який розбурюється проектною **свердловиною № 130**, оцінювалися перспективи семи продуктивних горизонтів, від В-16б1 до В-22а. Найбільш вагомий внесок у ресурсну базу цього блоку очікується від горизонту В-20а, де за попередніми оцінками зосереджено близько 424 млн м³ газу (категорії С1+С2). Також значний потенціал пов'язується з горизонтами В-17а (див. Додаток Ж) (106 млн м³), В-19а (147 млн м³) та В-16б1 (115 млн м³). Загалом, буріння свердловини № 130 дозволить перевести в промислові категорії близько 415 млн м³ запасів категорій С1+С2 та підтвердити 384 млн м³ перспективних ресурсів категорії С3.

Для блоку IV, об'єктом розвідки якого є **свердловина № 131**, основні надії покладаються на горизонти В-17а та В-22а. У горизонті В-17а прогноуються запаси категорії С2 в обсязі 151 млн м³, а в горизонті В-22а – 122 млн м³ [6]. Додатковий приріст очікується за рахунок горизонтів В-20а (98 млн м³) та В-21 (59 млн м³). Сумарно свердловина № 131 має забезпечити приріст запасів категорії С2 в обсязі 485 млн м³ та ресурсів С3 – 26 млн м³.

У межах блоку II, де проектується **свердловина № 132**, розрахунки проводилися для горизонтів В-16в, В-16д та В-17а. Ці об'єкти характеризуються високим ступенем підтверженості, оскільки є продовженням вже відомих покладів. Очікуваний обсяг запасів категорії С2, що будуть залучені до розробки, становить: по горизонту В-17а – 196 млн м³, В-16в – 189 млн м³, В-16д – 169 млн

м³ [6]. Загальний очікуваний результат по свердловині оцінюється у 168 млн м³ запасів категорії С2 та 371 млн м³ ресурсів, що потребують уточнення.

Перспективи блоку III, який розкриватиметься **свердловиною № 133**, пов'язані з глибокими горизонтами В-18 та В-22а. Горизонт В-18, що є основним об'єктом розробки на родовищі, у цьому блоці містить прогнозні запаси обсягом 285 млн м³. Глибокозалягаючий горизонт В-22а оцінюється у 273 млн м³. Також очікується приріст за рахунок горизонтів В-16в (129 млн м³), В-16д та В-17а. Сумарно свердловина дозволить оцінити 405 млн м³ запасів категорій С1+С2 та 410 млн м³ ресурсів.

Для припіднятої частини блоку VI (**свердловина № 112**) оцінка виконувалася для горизонту В-20б, де раніше було отримано приплив газу. Розрахункові запаси категорії С2 у цьому блоці становлять 105 млн м³, що робить його важливим об'єктом для підтримання видобутку [6].

Узагальнені результати підрахунку запасів та ресурсів, які планується перевести у промислові категорії в результаті реалізації проекту, зведені у Додатку Е.

Загальний очікуваний приріст запасів вільного газу по п'яти проектних свердловинах оцінюється у 705,8 млн м³, а конденсату – у значних обсягах, що підтверджує високу економічну доцільність проведення запропонованих геологорозвідувальних робіт. Реалізація проекту дозволить не лише наростити ресурсну базу, але й деталізувати геологічну будову складних тектонічних вузлів родовища [8].

3. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЕКТУ

3.1. Вихідні дані та методика економічної оцінки

Ключовим етапом проектування геологорозвідувальних робіт є оцінка їхньої економічної доцільності. Для Східного газоконденсатного родовища розроблено інвестиційний проект, що передбачає буріння п'яти незалежних розвідувальних свердловин. Метою проекту є розвідка та переведення у промислові категорії запасів вуглеводнів у візейських відкладах. При обґрунтуванні ефективності інвестицій використано комплексний підхід, що враховує технологічні параметри буріння, прогностні обсяги видобутку та актуальні макроекономічні показники [11].

Технічною основою для розрахунків слугували проектні дані щодо конструкції та глибин свердловин. Загальний обсяг проходки за проектом становить 23 850 м. Свердловини проектуються як вертикальні, так і похило-скеровані, що зумовлено складними геологічними умовами залягання продуктивних пластів. Детальні технічні параметри, закладені в основу кошторисних розрахунків, наведені у таблиці 3.1 [5, 13].

Для коректного моделювання грошових потоків було сформовано масив технологічних вихідних даних для кожної окремої свердловини (№№ 130, 131, 132, 133, 112). Він включає прогностні запаси газу та конденсату, початкові пластові тиски і температури, склад пластового флюїду, а також очікувані режими експлуатації. Важливо зазначити, що глибини свердловин варіюють від 4450 до 4950 м, що впливає як на вартість буріння, так і на ставки рентної плати. Технологічні показники, використані для економічного моделювання, узагальнені в таблиці 3.2.

Таблиця 3.1 – Основні технічні параметри проектних свердловин

Східного родовища

| Показники | Проектні дані |
|---|---------------------------------|
| Площа | Західно-Солохівська |
| Мета буріння | розвідка покладів вуглеводнів |
| Спосіб буріння | турбінно-роторний |
| Вид енергії | електроенергія або ДВЗ |
| Геологічні умови | складні |
| Вид буріння | вертикальний, похило-скерований |
| Кількість свердловин (№№ свердловин) | 5 (№№ 130-133, 112) |
| Глибини свердловин | 4950 |
| Кількість об'єктів випробування: | |
| – в експлуатаційній колоні | 9 |
| – в процесі буріння | 5 |
| Конструкція свердловини: направлення | |
| кондуктор | 340 мм – 200 м |
| технічна (проміжна) колона | 245 мм – 3300 м |
| експлуатаційна колона | 178 мм – 4830 м |
| Колона-"хвостовик" | 127 мм – 4780-4950 м |
| Загальна проходка свердловин | 23850 м |

Таблиця 3.2 – Технологічні параметри розробки об'єктів дорозвідки Східного родовища

| Параметри | Св. № 130 | | | | Св. № 131 | | | | Св. № 132 | | | Св. № 133 | | | | Св. № 112 | | |
|---|---------------|-----------|-----------|-----------|--------------|-----------|-----------|-----------|--------------|-----------|-----------|-------------|-----------|-----------|-----------|--------------|-----------|-----------|
| | В-22а | В-20а | В-19б | В-19а | В-22а | В-21 | В-20а | В-19б | В-17а | В-16д | В-16в | В-22а | В-18 | В-17а | В-16д | В-20б | В-20а | В-19а |
| Проектні інтервали залягання | 4700-4720 | 4600-4620 | 4550-4565 | 4500-4520 | 4700-4720 | 4630-4650 | 4600-4620 | 4550-4565 | 4550-4565 | 4510-4530 | 4460-4470 | 4900-4930 | 4700-4720 | 4610-4625 | 4580-4600 | 4400-4420 | 4360-4380 | 4280-4300 |
| Довжина шлейфу до врізки або УКПГ, м | 1000 (врізка) | | | | 800 (врізка) | | | | 700 (врізка) | | | 1200 (УКПГ) | | | | 300 (врізка) | | |
| Запаси газу прийняті до проєктування, млн м ³ | 28 | 424 | 45 | 141 | 122 | 57 | 94 | 26 | 188 | 168 | 183 | 270 | 280 | 107 | 33 | 105 | 39 | 53 |
| Вміст конденсату прийняті до проєктування, г/м ³ | 57 | 57 | 196 | 196 | 57 | 196 | 196 | 196 | 220 | 220 | 263 | 57 | 220 | 220 | 220 | 57 | 57 | 193 |
| Запаси конденсату прийняті до проєктування, тис.т | 2 | 24 | 9 | 27 | 7 | 11 | 18 | 5 | 41 | 37 | 48 | 15 | 62 | 23 | 7 | 6 | 2 | 10 |
| Відбір газу з початку розробки на 01.11.2018 р., млн м ³ | 0 | 91,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0,76 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Пластовий тиск, МПа | 55 | 52,5 | 52,3 | 52,1 | 56 | 53 | 52,5 | 52,3 | 50,7 | 50 | 49,6 | 56 | 54,2 | 50,8 | 50,4 | 48,2 | 47 | 44,5 |
| Пластова температура, К | 390 | 388 | 387 | 386 | 390 | 388 | 387 | 386 | 389 | 389 | 389 | 392 | 392 | 392 | 392 | 370 | 368 | 365 |
| Відносна густина газу | 0,702 | 0,702 | 0,702 | 0,702 | 0,702 | 0,702 | 0,702 | 0,702 | 0,822 | 0,822 | 0,822 | 0,772 | 0,772 | 0,772 | 0,772 | 0,770 | 0,770 | 0,770 |
| Критичні параметри газу: | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| - тиск, МПа | 4,59 | 4,59 | 4,59 | 4,59 | 4,59 | 4,59 | 4,59 | 4,59 | 4,63 | 4,63 | 4,63 | 4,55 | 4,55 | 4,55 | 4,55 | 4,50 | 4,50 | 4,50 |
| - температура, К | 215,3 | 215,3 | 215,3 | 215,3 | 215,3 | 215,3 | 215,3 | 215,3 | 236 | 236 | 236 | 226 | 226 | 226 | 223 | 223 | 223 | 223 |
| Робочий тиск (кінцевий), МПа | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| Коефіцієнт гідравлічного опору | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Коефіцієнти фільтраційних опорів: | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| - $\frac{МПа^2}{тис.м^3/добу}$ | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| - $\left[\frac{МПа}{тис.м^3 / добу} \right]^2$ | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Кількість свердловин, шт. | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Середня глибина спуску НКТ, м | 4710 | 4610 | 4557,5 | 4510 | 4710 | 4640 | 4610 | 4557,5 | 4557,5 | 4520 | 4465 | 4915 | 4710 | 4617,5 | 4590 | 4410 | 4370 | 4290 |
| Внутрішній діаметр НКТ, мм | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Коефіцієнт експлуатації свердловин | 0,96 | 0,96 | 0,96 | 0,96 | 0,96 | 0,96 | 0,96 | 0,96 | 0,96 | 0,96 | 0,96 | 0,96 | 0,96 | 0,96 | 0,96 | 0,96 | 0,96 | 0,96 |

Економічна оцінка ефективності виконувалася у постійних цінах, встановлених для підприємства-замовника. При розрахунку дохідної частини враховувалася ціна реалізації природного газу та газового конденсату з ПДВ. Видаткова частина включає податкові відрахування згідно з Податковим кодексом України: податок на прибуток (18 %), ПДВ (20 %) та рентну плату за користування надрами [18]. Оскільки всі проектні свердловини розкривають поклади на глибинах до 5000 м, ставка ренти розрахована відповідно до нормативів для цієї глибини. Для приведення вартості грошових потоків у часі використано метод дисконтування з нормою дисконту 18 % [11].

Таблиця 3.3 – Базові макроекономічні та фіскальні показники проекту

| Показники | Значення |
|---|-----------|
| Ціна газу природного з ПДВ, грн / тис.м ³ | 10 939,0 |
| Ціна реалізації конденсату, грн/т | 20 038,68 |
| Норма дисконту, % | 18,0 |
| Податок на додану вартість, % | 20 |
| Податок на прибуток, % | 18 |
| Рентні платежі для нових св. до 5000 м. за газ, грн / тис. м ³ | 1 093,90 |

3.2. Оцінка економічної ефективності буріння проектних свердловин

Визначення інтегральних показників ефективності (NPV, IRR, PI, термін окупності) проведено індивідуально для кожної свердловини. Такий підхід дозволяє виявити найбільш рентабельні об'єкти та оцінити внесок кожного з них у загальний результат проекту.

Економічна ефективність свердловини №112

Свердловина № 112 є наймілкішою серед проектних (глибина 4450 м) і призначена для розвідки горизонту В-20б. Розрахунок грошових надходжень базується на прогнозі видобутку продукції, який передбачає поступове зниження дебітів у процесі виснаження покладу. Динаміка видобутку газу та обсяги товарної продукції представлені в таблиці 3.4, нижче.

Таблиця 3.4 – Прогнозні обсяги видобутку вуглеводнів по свердловині №112

| Роки розробки | Кількість свердловин | | Видобуток газу, млн м ³ | Товарний газ, млн м ³ |
|---------------|----------------------|----------|------------------------------------|----------------------------------|
| | всього | нових | | |
| 2026 | 1 | 1 | 14,541 | 14,452 |
| 2027 | 1 | | 10,881 | 10,814 |
| 2028 | 1 | | 8,641 | 8,588 |
| 2029 | 1 | | 7,127 | 7,083 |
| 2030 | 1 | | 6,016 | 5,979 |
| 2031 | 1 | | 5,176 | 5,144 |
| 2032 | 1 | | 4,483 | 4,456 |
| 2033 | 1 | | 3,919 | 3,895 |
| 2034 | 1 | | 3,434 | 3,413 |
| 2035 | 1 | | 3,019 | 3,001 |
| 2036 | 1 | | 2,639 | 2,623 |
| 2037 | 1 | | 2,318 | 2,304 |
| 2038 | 1 | | 2,052 | 2,039 |
| 2039 | 1 | | 1,833 | 1,822 |
| 2040 | 1 | | 1,639 | 1,629 |
| 2041 | 1 | | 1,478 | 1,469 |
| 2042 | 1 | | 1,338 | 1,330 |
| 2043 | 1 | | 1,218 | 1,211 |
| 2044 | 1 | | 1,109 | 1,102 |
| 2045 | 1 | | 1,016 | 1,010 |
| Всього | 1 | 1 | 83,877 | 83,364 |

Капітальні вкладення у будівництво та введення в експлуатацію свердловини № 112 включають:

1. Безпосередньо буріння свердловини з проведенням гідророзриву пласта (ГРП) – 145 500,0 тис. грн.
2. Облаштування устя фонтанною арматурою та комплектування колоною насосно-компресорних труб (НКТ) – сумарно 3 892,0 тис. грн.
3. Будівництво шлейфу для підключення до системи збору газу – 2 314,4 тис. грн.
4. Щорічні витрати на заміну обладнання – 130,2 тис. грн/рік. [13]

Експлуатаційні витрати розраховані на основі фактичних нормативів підприємства та поділяються на умовно-постійні та умовно-змінні [11]. До постійних витрат віднесено оплату праці персоналу, соціальні відрахування, амортизацію та витрати на утримання обладнання (загалом близько 2 млн грн на рік). Змінні витрати, що включають матеріали та енергоресурси, залежать від обсягів видобутку та становлять 113,77 грн на тис. м³ газу. Детальний розрахунок собівартості та рентних платежів наведено у таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Розрахунок експлуатаційних витрат та собівартості видобутку по свердловині №112

| Роки розробки | Експлуатаційні витрати | | Рентні платежі, тис.грн | Експлуатаційні витрати, тис.грн | Собівартість видобутку газу, грн/тис.м ³ |
|---------------|--------------------------|------------------------|-------------------------|---------------------------------|---|
| | умовно-постійні, тис.грн | умовно-змінні, тис.грн | | | |
| 2026 | 2 221,5 | 1 644,2 | 15 871,1 | 19 736,8 | 1 365,68 |
| 2027 | 2 221,5 | 1 230,4 | 11 876,3 | 15 328,2 | 1 417,39 |
| 2028 | 2 221,5 | 977,1 | 9 431,4 | 12 630,0 | 1 470,64 |
| 2029 | 2 221,5 | 805,9 | 7 778,9 | 10 806,3 | 1 525,59 |
| 2030 | 2 221,5 | 680,3 | 6 566,3 | 9 468,1 | 1 583,51 |
| 2031 | 2 221,5 | 585,3 | 5 649,5 | 8 456,3 | 1 643,80 |
| 2032 | 2 221,5 | 506,9 | 4 893,1 | 7 621,5 | 1 710,56 |
| 2033 | 2 221,5 | 443,1 | 4 277,5 | 6 942,1 | 1 782,31 |
| 2034 | 2 221,5 | 388,3 | 3 748,1 | 6 357,9 | 1 862,87 |
| 2035 | 2 221,5 | 341,4 | 3 295,2 | 5 858,0 | 1 952,34 |
| 2036 | 2 221,5 | 298,4 | 2 880,4 | 5 400,3 | 2 058,95 |
| 2037 | 2 221,5 | 262,1 | 2 530,0 | 5 013,7 | 2 176,24 |
| 2038 | 2 221,5 | 232,0 | 2 239,7 | 4 693,3 | 2 301,24 |
| 2039 | 2 221,5 | 207,3 | 2 000,7 | 4 429,5 | 2 431,39 |
| 2040 | 2 221,5 | 185,3 | 1 788,9 | 4 195,8 | 2 575,72 |
| 2041 | 2 221,5 | 167,1 | 1 613,2 | 4 001,8 | 2 724,28 |
| 2042 | 2 221,5 | 151,3 | 1 460,4 | 3 833,2 | 2 882,52 |
| 2043 | 2 221,5 | 137,7 | 1 329,4 | 3 688,7 | 3 047,11 |
| 2044 | 2 221,5 | 125,4 | 1 210,4 | 3 557,4 | 3 227,48 |
| 2045 | 2 221,5 | 114,9 | 1 108,9 | 3 445,3 | 3 411,97 |
| Всього | 44 430,5 | 9 484,3 | 91 549,4 | 145 464,1 | 1 744,93 |

На основі співставлення грошових потоків від реалізації продукції та сумарних витрат визначено ключові показники ефективності. Розрахунки свідчать, що проект буріння свердловини № 112 є прибутковим: чистий приведений дохід (NPV) є позитивним, а вільний грошовий потік дозволяє покрити інвестиції у прийнятні терміни (див. таблиця 3.6).

Таблиця 3.6 – Інтегральні показники економічної ефективності свердловини № 112

| Роки розробки | Валовий дохід від реалізації продукції | ПДВ | Амортизаційні відрахування | Прибуток | Податок на прибуток | Чистий прибуток | Вільний грошовий потік | Приведений вільний грошовий потік | Накопичений приведений вільний грошовий потік | Рентабельність продукції | Відрахування до бюджету |
|---------------|--|------------------|----------------------------|------------------|---------------------|------------------|------------------------|-----------------------------------|---|--------------------------|-------------------------|
| | тис.грн | тис.грн | тис.грн | тис.грн | тис.грн | тис.грн | тис.грн | тис.грн | тис.грн | % | тис.грн |
| 2025 | | | | | | | -151 706,4 | -108 953,2 | -108 953,2 | | |
| 2026 | 158 090,5 | 26 348,4 | 10 682,0 | 101 323,3 | 18 238,2 | 83 085,1 | 93 636,9 | 56 990,3 | -51 962,9 | 421,0 | 60 457,7 |
| 2027 | 118 298,8 | 19 716,5 | 10 692,8 | 72 561,4 | 13 061,0 | 59 500,3 | 70 062,9 | 36 137,7 | -15 825,2 | 388,2 | 44 653,8 |
| 2028 | 93 945,4 | 15 657,6 | 10 703,7 | 54 954,2 | 9 891,8 | 45 062,4 | 55 635,9 | 24 319,0 | 8 493,8 | 356,8 | 34 980,7 |
| 2029 | 77 485,1 | 12 914,2 | 10 714,5 | 43 050,1 | 7 749,0 | 35 301,1 | 45 885,4 | 16 997,4 | 25 491,2 | 326,7 | 28 442,1 |
| 2030 | 65 406,3 | 10 901,0 | 10 102,4 | 34 934,8 | 6 288,3 | 28 646,5 | 38 618,7 | 12 123,4 | 37 614,5 | 302,6 | 23 755,6 |
| 2031 | 56 273,8 | 9 379,0 | 10 113,2 | 28 325,3 | 5 098,6 | 23 226,8 | 33 209,8 | 8 835,1 | 46 449,6 | 274,7 | 20 127,0 |
| 2032 | 48 739,4 | 8 123,2 | 10 124,1 | 22 870,6 | 4 116,7 | 18 753,9 | 28 747,8 | 6 481,4 | 52 931,0 | 246,1 | 17 133,0 |
| 2033 | 42 607,6 | 7 101,3 | 10 134,9 | 18 429,3 | 3 317,3 | 15 112,0 | 25 116,7 | 4 798,9 | 57 729,9 | 217,7 | 14 696,0 |
| 2034 | 37 334,6 | 6 222,4 | 10 145,8 | 14 608,5 | 2 629,5 | 11 979,0 | 21 994,5 | 3 561,3 | 61 291,2 | 188,4 | 12 600,1 |
| 2035 | 32 822,7 | 5 470,5 | 10 156,6 | 11 337,6 | 2 040,8 | 9 296,8 | 19 323,3 | 2 651,5 | 63 942,7 | 158,7 | 10 806,4 |
| 2036 | 28 691,4 | 4 781,9 | 9 936,0 | 8 573,1 | 1 543,2 | 7 030,0 | 16 835,8 | 1 957,8 | 65 900,5 | 130,2 | 9 205,4 |
| 2037 | 25 201,4 | 4 200,2 | 9 946,9 | 6 040,7 | 1 087,3 | 4 953,3 | 14 770,0 | 1 455,6 | 67 356,1 | 98,8 | 7 817,6 |
| 2038 | 22 309,5 | 3 718,2 | 9 830,2 | 4 067,8 | 732,2 | 3 335,6 | 13 035,6 | 1 088,7 | 68 444,8 | 71,1 | 6 690,1 |
| 2039 | 19 928,5 | 3 321,4 | 9 830,2 | 2 347,4 | 422,5 | 1 924,9 | 11 624,9 | 822,8 | 69 267,5 | 43,5 | 5 744,6 |
| 2040 | 17 819,3 | 2 969,9 | 9 830,2 | 823,4 | 148,2 | 675,2 | 10 375,2 | 622,3 | 69 889,8 | 16,1 | 4 907,0 |
| 2041 | 16 068,9 | 2 678,1 | 130,2 | 9 258,7 | 1 666,6 | 7 592,1 | 7 592,1 | 385,9 | 70 275,8 | 189,7 | 5 957,9 |
| 2042 | 14 546,8 | 2 424,5 | 130,2 | 8 158,9 | 1 468,6 | 6 690,3 | 6 690,3 | 288,2 | 70 564,0 | 174,5 | 5 353,5 |
| 2043 | 13 242,2 | 2 207,0 | 130,2 | 7 216,3 | 1 298,9 | 5 917,3 | 5 917,3 | 216,0 | 70 780,0 | 160,4 | 4 835,4 |
| 2044 | 12 057,1 | 2 009,5 | 130,2 | 6 360,0 | 1 144,8 | 5 215,2 | 5 215,2 | 161,3 | 70 941,3 | 146,6 | 4 364,8 |
| 2045 | 11 046,0 | 1 841,0 | 130,2 | 5 629,5 | 1 013,3 | 4 616,2 | 4 616,2 | 121,0 | 71 062,3 | 134,0 | 3 963,2 |
| Всього | 911 915,3 | 151 985,9 | 153 594,3 | 460 871,0 | 82 956,8 | 377 914,2 | 377 198,1 | 71 062,3 | | 259,8 | 326 492,0 |

Економічна ефективність свердловини № 130

Пошукова свердловина № 130 є одним із ключових об'єктів дорозвідки. Її проектна глибина становить 4750 м, а профіль є похило-скерованим, що впливає на структуру витрат. Прогнозний профіль видобутку вуглеводнів, розрахований на основі гідродинамічної моделі покладу, передбачає стабільні показники у перші роки експлуатації з подальшим закономірним падінням. Деталізовані обсяги видобутку газу та товарного газу по роках експлуатації наведено в таблиці 3.7.

Таблиця 3.7 – Прогнозна динаміка видобутку вуглеводнів по свердловині №130

| Роки розробки | Кількість свердловин | | Видобуток газу, млн м ³ | Товарний газ, млн м ³ |
|---------------|----------------------|----------|------------------------------------|----------------------------------|
| | всього | нових | | |
| 2026 | 1 | 1 | 24,375 | 24,226 |
| 2027 | 1 | | 21,644 | 21,512 |
| 2028 | 1 | | 19,451 | 19,332 |
| 2029 | 1 | | 17,705 | 17,597 |
| 2030 | 1 | | 16,232 | 16,133 |
| 2031 | 1 | | 15,007 | 14,915 |
| 2032 | 1 | | 13,868 | 13,783 |
| 2033 | 1 | | 12,895 | 12,816 |
| 2034 | 1 | | 12,025 | 11,951 |
| 2035 | 1 | | 11,284 | 11,215 |
| 2036 | 1 | | 10,543 | 10,478 |
| 2037 | 1 | | 9,914 | 9,853 |
| 2038 | 1 | | 9,338 | 9,281 |
| 2039 | 1 | | 8,823 | 8,769 |
| 2040 | 1 | | 8,315 | 8,264 |
| 2041 | 1 | | 7,869 | 7,821 |
| 2042 | 1 | | 7,458 | 7,412 |
| 2043 | 1 | | 7,095 | 7,052 |
| 2044 | 1 | | 6,716 | 6,675 |
| 2045 | 1 | | 6,38 | 6,341 |
| 2046 | 1 | | 6,069 | 6,032 |
| Всього | 1 | 1 | 253,006 | 251,458 |

Кошторисна вартість реалізації проекту буріння свердловини № 130 сформована з урахуванням специфіки похило-скерованого буріння [13]. Загальні капітальні вкладення включають вартість безпосереднього буріння в розмірі 145 500,0 тис. грн. Витрати на комплектування свердловини фонтанною арматурою,

колонною головкою та насосно-компресорними трубами (НКТ) оцінюються сумарно у 4 060,0 тис. грн. Важливою складовою є будівництво шлейфу для транспортування продукції, вартість якого становить 3 139,97 тис. грн. Також у моделі враховано щорічні реінвестиції на заміну зношеного обладнання.

Розрахунок операційних витрат виконано за аналогічною методикою, що й для попередньої свердловини, з урахуванням нормативних показників на утримання основних засобів. Структура експлуатаційних витрат, рентних платежів та повної собівартості видобутку представлена в таблиці 3.8.

Інтегральні показники економічної ефективності свердловини № 130, розраховані методом дисконтування грошових потоків, свідчать про високу рентабельність об'єкта [11]. Позитивне значення NPV та високий рівень внутрішньої норми прибутковості підтверджують доцільність інвестування (див. таблицю 3.9).

Таблиця 3.8 – Операційні витрати та собівартість продукції свердловини №130

| Роки розробки | Експлуатаційні витрати | | Рентні платежі, тис.грн | Експлуатаційні витрати, тис.грн | Собівартість видобутку газу, грн / тис.м ³ |
|---------------|--------------------------|------------------------|-------------------------|---------------------------------|---|
| | умовно-постійні, тис.грн | умовно-змінні, тис.грн | | | |
| 2026 | 2 273,7 | 2 756,2 | 26 604,6 | 31 634,5 | 1 305,82 |
| 2027 | 2 273,7 | 2 447,4 | 23 623,8 | 28 344,9 | 1 317,66 |
| 2028 | 2 273,7 | 2 199,4 | 21 230,2 | 25 703,4 | 1 329,58 |
| 2029 | 2 273,7 | 2 002,0 | 19 324,5 | 23 600,2 | 1 341,18 |
| 2030 | 2 273,7 | 1 835,4 | 17 716,8 | 21 825,9 | 1 352,90 |
| 2031 | 2 273,7 | 1 696,9 | 16 379,7 | 20 350,4 | 1 364,41 |
| 2032 | 2 273,7 | 1 568,1 | 15 136,5 | 18 978,4 | 1 376,93 |
| 2033 | 2 273,7 | 1 458,1 | 14 074,5 | 17 806,4 | 1 389,38 |
| 2034 | 2 273,7 | 1 359,7 | 13 124,9 | 16 758,4 | 1 402,21 |
| 2035 | 2 273,7 | 1 275,9 | 12 316,2 | 15 865,8 | 1 414,71 |
| 2036 | 2 273,7 | 1 192,1 | 11 507,4 | 14 973,3 | 1 428,95 |
| 2037 | 2 273,7 | 1 121,0 | 10 820,8 | 14 215,6 | 1 442,72 |
| 2038 | 2 273,7 | 1 055,9 | 10 192,2 | 13 521,8 | 1 456,96 |
| 2039 | 2 273,7 | 997,6 | 9 630,1 | 12 901,4 | 1 471,26 |
| 2040 | 2 273,7 | 940,2 | 9 075,6 | 12 289,5 | 1 487,10 |
| 2041 | 2 273,7 | 889,8 | 8 588,8 | 11 752,3 | 1 502,69 |
| 2042 | 2 273,7 | 843,3 | 8 140,2 | 11 257,2 | 1 518,71 |
| 2043 | 2 273,7 | 802,3 | 7 744,0 | 10 820,0 | 1 534,41 |
| 2044 | 2 273,7 | 759,4 | 7 330,3 | 10 363,5 | 1 552,60 |
| 2045 | 2 273,7 | 721,4 | 6 963,6 | 9 958,7 | 1 570,54 |
| 2046 | 2 273,7 | 686,2 | 6 624,1 | 9 584,1 | 1 588,92 |
| Всього | 47 748,6 | 28 608,3 | 276 148,9 | 352 505,8 | 1 401,85 |

Таблиця 3.9 – Показники інвестиційної привабливості свердловини № 130

| Роки розробки | Валовий дохід від реалізації продукції | ПДВ | Амортизація ні відрахування | Прибуток | Податок на прибуток | Чистий прибуток | Вільний грошовий потік | Приведений вільний грошовий потік | Накопичений приведений вільний грошовий потік | Рентабельність продукції | Відрахування до бюджету |
|---------------|--|------------------|-----------------------------------|--------------------|---------------------|--------------------|------------------------|-----------------------------------|---|--------------------------|-------------------------|
| | тис.грн. | тис.грн. | тис.грн. | тис.грн. | тис.грн. | тис.грн. | тис.грн. | тис.грн. | тис.грн. | % | тис.грн. |
| 2026 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -178 800,0 | -151 525,4 | -151 525,4 | #ДЕЛ/0! | 0,0 |
| 2027 | 265 006,3 | 44 167,7 | 12 547,2 | 176 656,9 | 31 798,2 | 144 858,7 | 157 267,8 | 112 947,3 | -38 578,1 | 457,9 | 102 570,6 |
| 2028 | 235 314,7 | 39 219,1 | 12 558,7 | 155 192,0 | 27 934,6 | 127 257,5 | 139 678,1 | 85 012,4 | 46 434,3 | 449,0 | 90 777,5 |
| 2029 | 211 472,3 | 35 245,4 | 12 570,2 | 137 953,4 | 24 831,6 | 113 121,8 | 125 554,0 | 64 759,3 | 111 193,7 | 440,1 | 81 307,2 |
| 2030 | 192 489,7 | 32 081,6 | 12 581,7 | 124 226,2 | 22 360,7 | 101 865,5 | 114 309,2 | 49 965,6 | 161 159,2 | 431,6 | 73 766,8 |
| 2031 | 176 475,2 | 29 412,5 | 11 928,2 | 113 308,6 | 20 395,5 | 92 913,0 | 104 703,2 | 38 785,4 | 199 944,6 | 425,7 | 67 524,8 |
| 2032 | 163 156,9 | 27 192,8 | 11 939,7 | 103 674,1 | 18 661,3 | 85 012,7 | 96 814,4 | 30 392,5 | 230 337,1 | 417,7 | 62 233,9 |
| 2033 | 150 773,6 | 25 128,9 | 11 951,2 | 94 715,2 | 17 048,7 | 77 666,4 | 89 479,6 | 23 805,0 | 254 142,1 | 409,2 | 57 314,2 |
| 2034 | 140 195,1 | 23 365,9 | 11 962,7 | 87 060,3 | 15 670,8 | 71 389,4 | 83 214,1 | 18 761,1 | 272 903,2 | 400,9 | 53 111,2 |
| 2035 | 130 736,5 | 21 789,4 | 11 974,2 | 80 214,5 | 14 438,6 | 65 775,9 | 77 612,0 | 14 828,9 | 287 732,1 | 392,5 | 49 353,0 |
| 2036 | 122 680,3 | 20 446,7 | 11 985,7 | 74 382,1 | 13 388,8 | 60 993,3 | 72 840,9 | 11 794,3 | 299 526,4 | 384,4 | 46 151,6 |
| 2037 | 114 624,1 | 19 104,0 | 11 683,2 | 68 863,6 | 12 395,5 | 56 468,2 | 68 013,3 | 9 332,8 | 308 859,2 | 377,1 | 43 006,8 |
| 2038 | 107 785,5 | 17 964,3 | 11 694,7 | 63 911,0 | 11 504,0 | 52 407,0 | 63 963,7 | 7 438,2 | 316 297,4 | 368,7 | 40 289,1 |
| 2039 | 101 523,2 | 16 920,5 | 11 578,0 | 59 502,9 | 10 710,5 | 48 792,4 | 60 232,4 | 5 935,8 | 322 233,2 | 360,8 | 37 823,2 |
| 2040 | 95 924,1 | 15 987,4 | 11 578,0 | 55 457,3 | 9 982,3 | 45 475,0 | 56 915,0 | 4 753,3 | 326 986,5 | 352,5 | 35 599,7 |
| 2041 | 90 401,1 | 15 066,9 | 11 578,0 | 51 466,7 | 9 264,0 | 42 202,7 | 53 642,7 | 3 796,6 | 330 783,2 | 343,4 | 33 406,5 |
| 2042 | 85 552,2 | 14 258,7 | 138,0 | 59 403,2 | 10 692,6 | 48 710,6 | 48 710,6 | 2 921,7 | 333 704,8 | 414,5 | 33 540,1 |
| 2043 | 81 083,8 | 13 514,0 | 138,0 | 56 174,6 | 10 111,4 | 46 063,1 | 46 063,1 | 2 341,4 | 336 046,2 | 409,2 | 31 765,6 |
| 2044 | 77 137,2 | 12 856,2 | 138,0 | 53 323,0 | 9 598,1 | 43 724,9 | 43 724,9 | 1 883,5 | 337 929,7 | 404,1 | 30 198,3 |
| 2045 | 73 016,7 | 12 169,5 | 138,0 | 50 345,8 | 9 062,2 | 41 283,5 | 41 283,5 | 1 507,1 | 339 436,8 | 398,4 | 28 562,0 |
| 2046 | 69 363,7 | 11 560,6 | 138,0 | 47 706,3 | 8 587,1 | 39 119,2 | 39 119,2 | 1 210,2 | 340 647,1 | 392,8 | 27 111,3 |
| 2047 | 65 982,5 | 10 997,1 | 138,0 | 45 263,3 | 8 147,4 | 37 115,9 | 37 115,9 | 973,1 | 341 620,2 | 387,3 | 25 768,6 |
| Всього | 2 750 694,9 | 458 449,2 | 180 939,0 | 1 758 801,0 | 316 584,2 | 1 442 216,8 | 1 441 457,8 | 341 620,2 | | 409,1 | 1 051 182,2 |

Економічна ефективність свердловини № 131

Наступним об'єктом аналізу є свердловина № 131, яка проектується для дорозвідки продуктивних горизонтів у вертикальному профілі. Розрахункові обсяги видобутку продукції по роках, що є базою для формування дохідної частини бюджету проекту, відображено у таблиці 3.10.

Таблиця 3.10 – Прогнозні обсяги видобутку газу по свердловині №131

| Роки розробки | Кількість свердловин | | Видобуток газу, млн м ³ | Товарний газ, млн м ³ |
|---------------|----------------------|----------|------------------------------------|----------------------------------|
| | всього | нових | | |
| 2026 | 1 | 1 | 14,885 | 14,794 |
| 2027 | 1 | | 11,54 | 11,469 |
| 2028 | 1 | | 9,372 | 9,315 |
| 2029 | 1 | | 7,844 | 7,796 |
| 2030 | 1 | | 6,682 | 6,641 |
| 2031 | 1 | | 5,782 | 5,747 |
| 2032 | 1 | | 5,027 | 4,996 |
| 2033 | 1 | | 4,421 | 4,394 |
| 2034 | 1 | | 3,907 | 3,883 |
| 2035 | 1 | | 3,475 | 3,454 |
| 2036 | 1 | | 3,087 | 3,068 |
| 2037 | 1 | | 2,753 | 2,736 |
| 2038 | 1 | | 2,453 | 2,438 |
| 2039 | 1 | | 2,205 | 2,192 |
| 2040 | 1 | | 1,982 | 1,970 |
| 2041 | 1 | | 1,796 | 1,785 |
| 2042 | 1 | | 1,637 | 1,627 |
| 2043 | 1 | | 1,501 | 1,492 |
| 2044 | 1 | | 1,374 | 1,366 |
| 2045 | 1 | | 1,265 | 1,257 |
| Всього | 1 | 1 | 92,988 | 92,419 |

Капітальні витрати на спорудження свердловини № 131 є дещо вищими через особливості геологічної будови ділянки та становлять 156 000,0 тис. грн на буріння. Витрати на наземне та підземне обладнання (арматура, НКТ) складають 4 060,0 тис. грн. Вартість підключення свердловини до системи збору (будівництво шлейфу) оцінюється у 2 904,09 тис. грн. Як і для інших об'єктів, передбачено нормативні відрахування на капітальний ремонт та заміну обладнання в процесі експлуатації.

Поточні витрати на видобуток, включаючи податкові зобов'язання (рентні платежі), розраховані виходячи з планових обсягів видобутку та наведені в таблиці 3.11.

Фінальні результати фінансового моделювання, що демонструють чистий прибуток, грошовий потік та терміни окупності інвестицій по даній свердловині, узагальнено в підсумковій таблиці 3.12.

Таблиця 3.11 – Експлуатаційні витрати та собівартість продукції по свердловині № 131

| Роки розробки | Експлуатаційні витрати | | Рентні платежі, тис.грн | Експлуатаційні витрати, тис.грн | Собівартість видобутку газу, грн / тис.м ³ |
|---------------|--------------------------|------------------------|-------------------------|---------------------------------|---|
| | умовно-постійні, тис.грн | умовно-змінні, тис.грн | | | |
| 2026 | 2 273,7 | 1 683,1 | 16 246,6 | 20 203,4 | 1 365,66 |
| 2027 | 2 273,7 | 1 304,9 | 12 595,6 | 16 174,2 | 1 410,21 |
| 2028 | 2 273,7 | 1 059,7 | 10 229,3 | 13 562,7 | 1 456,07 |
| 2029 | 2 273,7 | 887,0 | 8 561,5 | 11 722,2 | 1 503,62 |
| 2030 | 2 273,7 | 755,6 | 7 293,2 | 10 322,5 | 1 554,34 |
| 2031 | 2 273,7 | 653,8 | 6 310,9 | 9 238,4 | 1 607,63 |
| 2032 | 2 273,7 | 568,4 | 5 486,8 | 8 329,0 | 1 667,05 |
| 2033 | 2 273,7 | 499,9 | 4 825,4 | 7 599,0 | 1 729,44 |
| 2034 | 2 273,7 | 441,8 | 4 264,4 | 6 979,9 | 1 797,51 |
| 2035 | 2 273,7 | 392,9 | 3 792,9 | 6 459,5 | 1 870,31 |
| 2036 | 2 273,7 | 349,1 | 3 369,4 | 5 992,2 | 1 953,05 |
| 2037 | 2 273,7 | 311,3 | 3 004,8 | 5 589,9 | 2 042,96 |
| 2038 | 2 273,7 | 277,4 | 2 677,4 | 5 228,5 | 2 144,59 |
| 2039 | 2 273,7 | 249,3 | 2 406,7 | 4 929,8 | 2 249,49 |
| 2040 | 2 273,7 | 224,1 | 2 163,3 | 4 661,2 | 2 366,22 |
| 2041 | 2 273,7 | 203,1 | 1 960,3 | 4 437,1 | 2 485,76 |
| 2042 | 2 273,7 | 185,1 | 1 786,7 | 4 245,6 | 2 609,49 |
| 2043 | 2 273,7 | 169,7 | 1 638,3 | 4 081,8 | 2 736,11 |
| 2044 | 2 273,7 | 155,4 | 1 499,7 | 3 928,8 | 2 876,99 |
| 2045 | 2 273,7 | 143,0 | 1 380,7 | 3 797,5 | 3 020,46 |
| Всього | 45 474,9 | 10 514,5 | 101 493,8 | 157 483,2 | 1 704,01 |

Таблиця 3.12 – Розрахунок показників економічної ефективності буріння свердловини № 131

| Роки розробки | Валовий доход від реалізації продукції, тис.грн | ПДВ, тис.грн | Амортизаційні нарахування, тис.грн. | Прибуток, тис.грн | Податок на прибуток, тис.грн | Чистий прибуток, тис.грн | Вільний грошовий потік, тис.грн | Приведений вільний грошовий потік, тис.грн | Накопичений приведений вільний грошовий потік, тис.грн | Рентабельність продукції, % | Відрахування до бюджету, тис.грн |
|---------------|---|------------------|-------------------------------------|-------------------|------------------------------|--------------------------|---------------------------------|--|--|-----------------------------|----------------------------------|
| 2026 | | | | | | | -162 964,1 | -117 038,3 | -117 038,3 | | |
| 2027 | 161 830,5 | 26 971,8 | 11 483,6 | 103 171,8 | 18 570,9 | 84 600,9 | 95 946,4 | 58 396,0 | -58 642,3 | 418,7 | 61 789,2 |
| 2028 | 125 463,5 | 20 910,6 | 11 495,1 | 76 883,6 | 13 839,1 | 63 044,6 | 74 401,7 | 38 375,6 | -20 266,8 | 389,8 | 47 345,2 |
| 2029 | 101 892,9 | 16 982,1 | 11 506,6 | 59 841,4 | 10 771,5 | 49 070,0 | 60 438,5 | 26 418,2 | 6 151,5 | 361,8 | 37 982,9 |
| 2030 | 85 280,4 | 14 213,4 | 11 518,1 | 47 826,7 | 8 608,8 | 39 217,9 | 50 598,0 | 18 743,1 | 24 894,6 | 334,6 | 31 383,7 |
| 2031 | 72 647,1 | 12 107,8 | 10 864,6 | 39 352,1 | 7 083,4 | 32 268,7 | 42 995,3 | 13 497,3 | 38 391,9 | 312,6 | 26 484,4 |
| 2032 | 62 862,2 | 10 477,0 | 10 876,1 | 32 270,7 | 5 808,7 | 26 462,0 | 37 200,0 | 9 896,6 | 48 288,5 | 286,4 | 22 596,6 |
| 2033 | 54 653,8 | 9 109,0 | 10 887,6 | 26 328,3 | 4 739,1 | 21 589,2 | 32 338,8 | 7 291,0 | 55 579,5 | 259,2 | 19 334,9 |
| 2034 | 48 065,4 | 8 010,9 | 10 899,1 | 21 556,3 | 3 880,1 | 17 676,2 | 28 437,3 | 5 433,4 | 61 012,8 | 232,6 | 16 716,4 |
| 2035 | 42 477,1 | 7 079,5 | 10 910,6 | 17 507,1 | 3 151,3 | 14 355,8 | 25 128,4 | 4 068,8 | 65 081,6 | 205,7 | 14 495,2 |
| 2036 | 37 780,4 | 6 296,7 | 10 922,1 | 14 102,0 | 2 538,4 | 11 563,7 | 22 347,7 | 3 066,5 | 68 148,2 | 179,0 | 12 628,0 |
| 2037 | 33 562,0 | 5 593,7 | 10 643,2 | 11 333,0 | 2 039,9 | 9 293,1 | 19 798,2 | 2 302,3 | 70 450,4 | 155,1 | 11 003,0 |
| 2038 | 29 930,8 | 4 988,5 | 10 654,7 | 8 697,8 | 1 565,6 | 7 132,2 | 17 648,8 | 1 739,3 | 72 189,7 | 127,6 | 9 558,9 |
| 2039 | 26 669,1 | 4 444,9 | 10 538,0 | 6 457,8 | 1 162,4 | 5 295,4 | 15 695,4 | 1 310,8 | 73 500,5 | 101,3 | 8 284,6 |
| 2040 | 23 972,9 | 3 995,5 | 10 538,0 | 4 509,6 | 811,7 | 3 697,9 | 14 097,9 | 997,8 | 74 498,3 | 75,0 | 7 213,9 |
| 2041 | 21 548,4 | 3 591,4 | 10 538,0 | 2 757,9 | 496,4 | 2 261,4 | 12 661,4 | 759,4 | 75 257,8 | 48,5 | 6 251,1 |
| 2042 | 19 526,2 | 3 254,4 | 138,0 | 11 696,7 | 2 105,4 | 9 591,3 | 9 591,3 | 487,5 | 75 745,3 | 216,2 | 7 320,1 |
| 2043 | 17 797,6 | 2 966,3 | 138,0 | 10 447,7 | 1 880,6 | 8 567,1 | 8 567,1 | 369,0 | 76 114,3 | 201,8 | 6 633,6 |
| 2044 | 16 319,0 | 2 719,8 | 138,0 | 9 379,4 | 1 688,3 | 7 691,1 | 7 691,1 | 280,8 | 76 395,1 | 188,4 | 6 046,4 |
| 2045 | 14 938,2 | 2 489,7 | 138,0 | 8 381,7 | 1 508,7 | 6 873,0 | 6 873,0 | 212,6 | 76 607,7 | 174,9 | 5 498,1 |
| 2046 | 13 753,1 | 2 292,2 | 138,0 | 7 525,5 | 1 354,6 | 6 170,9 | 6 170,9 | 161,8 | 76 769,5 | 162,5 | 5 027,5 |
| Всього | 1 010 970,6 | 168 495,1 | 164 965,1 | 520 027,2 | 93 604,9 | 426 422,3 | 425 663,3 | 76 769,5 | | 270,8 | 363 593,8 |

Економічна ефективність свердловини № 132

Розвідувальна свердловина № 132 належить до категорії глибоких (4950м) і характеризується значним ресурсним потенціалом. Прогноз видобутку вуглеводнів, що враховує фільтраційно-ємнісні властивості колекторів на цій глибині, представлено нижче в таблиці 3.13.

Обсяг капітальних вкладень у буріння даної свердловини становить 147 000,0 тис. грн. Специфікою цього об'єкта є значна віддаленість від існуючої інфраструктури, що зумовило найвищу вартість будівництва шлейфу серед усіх проектних свердловин – 6 418,59 тис. грн. Витрати на комплектування обладнанням є стандартними для свердловин такої конструкції і становлять близько 4 млн грн.

Експлуатаційні витрати, що формують собівартість продукції, та розрахунок рентних платежів відображено у таблиці 3.14.

Показники інвестиційної привабливості, включаючи NPV та IRR, підтверджують економічну доцільність реалізації цього капіталомісткого об'єкта (див. таблицю 1.15).

Таблиця 3.13 – Динаміка видобутку продукції по свердловині №132

| Роки розробки | Кількість свердловин | | Видобуток газу, млн м ³ | Товарний газ, млн м ³ |
|---------------|----------------------|----------|------------------------------------|----------------------------------|
| | всього | нових | | |
| 2026 | 1 | 1 | 15,608 | 15,512 |
| 2027 | 1 | | 12,933 | 12,854 |
| 2028 | 1 | | 11,041 | 10,973 |
| 2029 | 1 | | 9,638 | 9,579 |
| 2030 | 1 | | 8,538 | 8,486 |
| 2031 | 1 | | 7,651 | 7,604 |
| 2032 | 1 | | 6,89 | 6,848 |
| 2033 | 1 | | 6,253 | 6,215 |
| 2034 | 1 | | 5,71 | 5,675 |
| 2035 | 1 | | 5,252 | 5,220 |
| 2036 | 1 | | 4,823 | 4,793 |
| 2037 | 1 | | 4,455 | 4,428 |
| 2038 | 1 | | 4,132 | 4,107 |
| 2039 | 1 | | 3,848 | 3,824 |
| 2040 | 1 | | 3,562 | 3,540 |
| 2041 | 1 | | 3,313 | 3,293 |
| 2042 | 1 | | 3,08 | 3,061 |
| 2043 | 1 | | 2,871 | 2,853 |
| 2044 | 1 | | 2,663 | 2,647 |
| 2045 | 1 | | 2,477 | 2,462 |
| Всього | 1 | 1 | 124,738 | 123,975 |

Таблиця 3.14 – Операційні витрати та собівартість видобутку свердловини №132

| Роки розробки | Експлуатаційні витрати | | Рентні платежі, тис.грн | Експлуатаційні витрати, тис.грн | Собівартість видобутку газу, грн / тис.м ³ |
|---------------|--------------------------|------------------------|-------------------------|---------------------------------|---|
| | умовно-постійні, тис.грн | умовно-змінні, тис.грн | | | |
| 2026 | 2 247,6 | 1 764,9 | 17 035,7 | 21 048,2 | 1 356,85 |
| 2027 | 2 247,6 | 1 462,4 | 14 116,0 | 17 826,0 | 1 386,82 |
| 2028 | 2 247,6 | 1 248,4 | 12 050,9 | 15 547,0 | 1 416,79 |
| 2029 | 2 247,6 | 1 089,8 | 10 519,6 | 13 857,0 | 1 446,60 |
| 2030 | 2 247,6 | 965,4 | 9 319,0 | 12 532,0 | 1 476,83 |
| 2031 | 2 247,6 | 865,1 | 8 350,8 | 11 463,6 | 1 507,54 |
| 2032 | 2 247,6 | 779,1 | 7 520,2 | 10 547,0 | 1 540,19 |
| 2033 | 2 247,6 | 707,1 | 6 825,0 | 9 779,7 | 1 573,62 |
| 2034 | 2 247,6 | 645,7 | 6 232,3 | 9 125,6 | 1 608,02 |
| 2035 | 2 247,6 | 593,9 | 5 732,4 | 8 573,9 | 1 642,56 |
| 2036 | 2 247,6 | 545,4 | 5 264,2 | 8 057,2 | 1 680,86 |
| 2037 | 2 247,6 | 503,7 | 4 862,5 | 7 613,9 | 1 719,59 |
| 2038 | 2 247,6 | 467,2 | 4 510,0 | 7 224,8 | 1 759,27 |
| 2039 | 2 247,6 | 435,1 | 4 200,0 | 6 882,7 | 1 799,66 |
| 2040 | 2 247,6 | 402,8 | 3 887,8 | 6 538,2 | 1 846,85 |
| 2041 | 2 247,6 | 374,6 | 3 616,0 | 6 238,3 | 1 894,57 |
| 2042 | 2 247,6 | 348,3 | 3 361,7 | 5 957,6 | 1 946,21 |
| 2043 | 2 247,6 | 324,6 | 3 133,6 | 5 705,9 | 1 999,66 |
| 2044 | 2 247,6 | 301,1 | 2 906,6 | 5 455,3 | 2 061,18 |
| 2045 | 2 247,6 | 280,1 | 2 703,6 | 5 231,3 | 2 124,95 |
| Всього | 44 952,7 | 14 104,6 | 136 148,0 | 195 205,3 | 1 574,56 |

Таблиця 3.15 – Показники ефективності інвестицій у свердловину № 132

| Роки розробки | Валовий дохід від реалізації продукції, тис.грн | ПДВ, тис.грн | Амортизаційні нарахування, тис.грн. | Прибуток, тис.грн | Податок на прибуток, тис.грн | Чистий прибуток, тис.грн | Вільний грошовий потік, тис.грн | Приведений вільний грошовий потік, тис.грн | Накопичений приведений вільний грошовий потік, тис.грн | Рентабельність продукції, % | Відрахування до бюджету, тис.грн |
|---------------|---|------------------|-------------------------------------|-------------------|------------------------------|--------------------------|---------------------------------|--|--|-----------------------------|----------------------------------|
| 2026 | | | | | | | -153 762,2 | -110 429,6 | -110 429,6 | | |
| 2027 | 169 691,0 | 28 281,8 | 10 850,5 | 109 510,5 | 19 711,9 | 89 798,6 | 100 515,0 | 61 176,5 | -49 253,1 | 426,6 | 65 029,4 |
| 2028 | 140 608,3 | 23 434,7 | 10 861,6 | 88 485,9 | 15 927,5 | 72 558,4 | 83 286,0 | 42 958,0 | -6 295,1 | 407,0 | 53 478,2 |
| 2029 | 120 038,3 | 20 006,4 | 10 872,8 | 73 612,1 | 13 250,2 | 60 361,9 | 71 100,7 | 31 078,8 | 24 783,7 | 388,3 | 45 307,5 |
| 2030 | 104 784,9 | 17 464,1 | 10 884,0 | 62 579,7 | 11 264,3 | 51 315,3 | 62 065,2 | 22 990,9 | 47 774,6 | 370,3 | 39 248,1 |
| 2031 | 92 825,6 | 15 470,9 | 10 251,2 | 54 571,5 | 9 822,9 | 44 748,6 | 54 865,7 | 17 223,7 | 64 998,3 | 357,1 | 34 612,8 |
| 2032 | 83 182,1 | 13 863,7 | 10 262,3 | 47 592,5 | 8 566,6 | 39 025,8 | 49 154,1 | 13 076,9 | 78 075,2 | 340,4 | 30 781,2 |
| 2033 | 74 908,5 | 12 484,7 | 10 273,5 | 41 603,3 | 7 488,6 | 34 114,7 | 44 254,1 | 9 977,3 | 88 052,5 | 323,5 | 27 493,6 |
| 2034 | 67 983,0 | 11 330,5 | 10 284,7 | 36 588,1 | 6 585,9 | 30 002,3 | 40 152,8 | 7 671,8 | 95 724,3 | 306,8 | 24 741,3 |
| 2035 | 62 079,4 | 10 346,6 | 10 295,9 | 32 311,4 | 5 816,1 | 26 495,4 | 36 657,1 | 5 935,5 | 101 659,8 | 290,3 | 22 394,9 |
| 2036 | 57 100,0 | 9 516,7 | 10 307,0 | 28 702,4 | 5 166,4 | 23 536,0 | 33 708,9 | 4 625,5 | 106 285,3 | 274,5 | 20 415,5 |
| 2037 | 52 435,9 | 8 739,3 | 10 039,6 | 25 599,8 | 4 608,0 | 20 991,9 | 30 897,4 | 3 593,0 | 109 878,3 | 260,5 | 18 611,5 |
| 2038 | 48 435,0 | 8 072,5 | 10 050,8 | 22 697,9 | 4 085,6 | 18 612,2 | 28 528,9 | 2 811,5 | 112 689,8 | 244,5 | 17 020,6 |
| 2039 | 44 923,3 | 7 487,2 | 9 934,1 | 20 277,2 | 3 649,9 | 16 627,3 | 26 427,3 | 2 207,1 | 114 896,9 | 230,1 | 15 647,1 |
| 2040 | 41 835,7 | 6 972,6 | 9 934,1 | 18 046,2 | 3 248,3 | 14 797,9 | 24 597,9 | 1 740,9 | 116 637,8 | 215,0 | 14 420,9 |
| 2041 | 38 726,3 | 6 454,4 | 9 934,1 | 15 799,6 | 2 843,9 | 12 955,6 | 22 755,6 | 1 364,9 | 118 002,7 | 198,2 | 13 186,1 |
| 2042 | 36 019,1 | 6 003,2 | 134,1 | 23 643,5 | 4 255,8 | 19 387,7 | 19 387,7 | 985,5 | 118 988,2 | 310,8 | 13 875,1 |
| 2043 | 33 485,9 | 5 581,0 | 134,1 | 21 813,2 | 3 926,4 | 17 886,8 | 17 886,8 | 770,5 | 119 758,7 | 300,2 | 12 869,1 |
| 2044 | 31 213,7 | 5 202,3 | 134,1 | 20 171,4 | 3 630,9 | 16 540,6 | 16 540,6 | 603,8 | 120 362,5 | 289,9 | 11 966,7 |
| 2045 | 28 952,3 | 4 825,4 | 134,1 | 18 537,5 | 3 336,7 | 15 200,7 | 15 200,7 | 470,3 | 120 832,8 | 278,6 | 11 068,7 |
| 2046 | 26 930,1 | 4 488,3 | 134,1 | 17 076,3 | 3 073,7 | 14 002,6 | 14 002,6 | 367,1 | 121 199,9 | 267,7 | 10 265,7 |
| Всього | 1 356 158,3 | 226 026,4 | 155 706,6 | 779 220,0 | 140 259,6 | 638 960,4 | 638 222,9 | 121 199,9 | | 327,3 | 502 434,0 |

Економічна ефективність свердловини № 133

Свердловина № 133 також проектується на глибину 4950 м, а технологія її спорудження передбачає проведення гідророзриву пласта (ГРП) для інтенсифікації припливу. Прогнозні обсяги видобутку, що враховують ефект від ГРП, наведено в таблиці 3.16.

Таблиця 3.16 – Прогноз видобутку газу по свердловині №133

| Роки розробки | Кількість свердловин | | Видобуток газу, млн м ³ | Товарний газ, млн м ³ |
|---------------|----------------------|-------|------------------------------------|----------------------------------|
| | всього | нових | | |
| 2026 | 1 | 1 | 16,026 | 15,928 |
| 2027 | 1 | | 13,908 | 13,823 |
| 2028 | 1 | | 12,281 | 12,206 |
| 2029 | 1 | | 11,035 | 10,967 |
| 2030 | 1 | | 10,015 | 9,954 |
| 2031 | 1 | | 9,184 | 9,128 |
| 2032 | 1 | | 8,42 | 8,368 |
| 2033 | 1 | | 7,782 | 7,734 |
| 2034 | 1 | | 7,222 | 7,178 |
| 2035 | 1 | | 6,741 | 6,700 |
| 2036 | 1 | | 6,282 | 6,244 |
| 2037 | 1 | | 5,886 | 5,850 |
| 2038 | 1 | | 5,52 | 5,486 |
| 2039 | 1 | | 5,206 | 5,174 |
| 2040 | 1 | | 4,892 | 4,862 |
| 2041 | 1 | | 4,617 | 4,589 |
| 2042 | 1 | | 4,367 | 4,340 |
| 2043 | 1 | | 4,142 | 4,117 |
| 2044 | 1 | | 3,913 | 3,889 |
| 2045 | 1 | | 3,712 | 3,689 |

Вартість буріння свердловини з урахуванням проведення ГРП складає 129 000,0 тис. грн. Додаткові капітальні витрати включають комплектування фонтанною арматурою та НКТ (4 172,0 тис. грн), а також будівництво шлейфу вартістю 2 786,16 тис. грн. Знижена вартість буріння порівняно з іншими глибокими свердловинами пояснюється оптимізацією технологічних рішень.

Розрахунок поточних витрат на експлуатацію та собівартості видобутку представлено в таблиці 3.17, нижче.

Завершує аналіз індивідуальних об'єктів розрахунок інтегральних показників ефективності свердловини № 133, який демонструє високі значення рентабельності (див. таблиця 3.18).

Таблиця 3.17 – Операційні витрати по свердловині № 133.

| Роки розробки | Експлуатаційні витрати | | Рентні платежі, тис.грн | Експлуатаційні витрати, тис.грн | Собівартість видобутку газу, грн / тис.м ³ |
|---------------|--------------------------|------------------------|-------------------------|---------------------------------|---|
| | умовно-постійні, тис.грн | умовно-змінні, тис.грн | | | |
| 2026 | 2 308,6 | 1 812,1 | 17 491,9 | 21 612,6 | 1 356,90 |
| 2027 | 2 308,6 | 1 572,6 | 15 180,2 | 19 061,4 | 1 378,97 |
| 2028 | 2 308,6 | 1 388,7 | 13 404,4 | 17 101,6 | 1 401,10 |
| 2029 | 2 308,6 | 1 247,8 | 12 044,4 | 15 600,7 | 1 422,45 |
| 2030 | 2 308,6 | 1 132,4 | 10 931,1 | 14 372,1 | 1 443,89 |
| 2031 | 2 308,6 | 1 038,5 | 10 024,1 | 13 371,1 | 1 464,88 |
| 2032 | 2 308,6 | 952,1 | 9 190,2 | 12 450,8 | 1 487,83 |
| 2033 | 2 308,6 | 879,9 | 8 493,8 | 11 682,3 | 1 510,44 |
| 2034 | 2 308,6 | 816,6 | 7 882,6 | 11 007,8 | 1 533,59 |
| 2035 | 2 308,6 | 762,2 | 7 357,6 | 10 428,4 | 1 556,54 |
| 2036 | 2 308,6 | 710,3 | 6 856,6 | 9 875,5 | 1 581,71 |
| 2037 | 2 308,6 | 665,6 | 6 424,4 | 9 398,5 | 1 606,59 |
| 2038 | 2 308,6 | 624,2 | 6 024,9 | 8 957,6 | 1 632,76 |
| 2039 | 2 308,6 | 588,7 | 5 682,2 | 8 579,4 | 1 658,14 |
| 2040 | 2 308,6 | 553,2 | 5 339,5 | 8 201,2 | 1 686,77 |
| 2041 | 2 308,6 | 522,1 | 5 039,3 | 7 869,9 | 1 715,05 |
| 2042 | 2 308,6 | 493,8 | 4 766,5 | 7 568,8 | 1 743,86 |
| 2043 | 2 308,6 | 468,4 | 4 520,9 | 7 297,8 | 1 772,75 |
| 2044 | 2 308,6 | 442,5 | 4 270,9 | 7 021,9 | 1 805,57 |
| 2045 | 2 308,6 | 419,7 | 4 051,5 | 6 779,8 | 1 837,71 |
| Всього | 46 171,2 | 17 091,2 | 164 977,0 | 228 239,4 | 1 519,31 |

Таблиця 3.18 – Економічна ефективність свердловини № 133

| Роки розробки | Валовий дохід від реалізації продукції, тис.грн | ПДВ, тис.грн | Амортизаційні нарахування, тис.грн. | Прибуток, тис.грн | Податок на прибуток, тис.грн | Чистий прибуток, тис.грн | Вільний грошовий потік, тис.грн | Приведений вільний грошовий потік, тис.грн | Накопичений приведений вільний грошовий потік, тис.грн | Рентабельність продукції, % | Відрахування до бюджету, тис.грн |
|---------------|---|------------------|-------------------------------------|--------------------|------------------------------|--------------------------|---------------------------------|--|--|-----------------------------|----------------------------------|
| 2026 | | | | | | | -135 958,2 | -97 643,0 | -97 643,0 | | |
| 2027 | 174 235,5 | 29 039,3 | 9 700,2 | 113 883,5 | 20 499,0 | 93 384,4 | 102 941,5 | 62 653,3 | -34 989,7 | 432,1 | 67 030,2 |
| 2028 | 151 208,5 | 25 201,4 | 9 712,1 | 97 233,6 | 17 502,0 | 79 731,5 | 89 300,5 | 46 060,2 | 11 070,5 | 418,3 | 57 883,7 |
| 2029 | 133 519,7 | 22 253,3 | 9 724,1 | 84 440,8 | 15 199,3 | 69 241,4 | 78 822,3 | 34 454,0 | 45 524,5 | 404,9 | 50 857,0 |
| 2030 | 119 973,1 | 19 995,5 | 9 736,0 | 74 640,9 | 13 435,4 | 61 205,5 | 70 798,3 | 26 225,9 | 71 750,4 | 392,3 | 45 475,3 |
| 2031 | 108 883,6 | 18 147,3 | 9 054,9 | 67 309,3 | 12 115,7 | 55 193,6 | 64 105,4 | 20 124,3 | 91 874,7 | 384,0 | 41 194,0 |
| 2032 | 99 848,9 | 16 641,5 | 9 066,9 | 60 769,5 | 10 938,5 | 49 831,0 | 58 754,6 | 15 631,0 | 107 505,7 | 372,7 | 37 604,1 |
| 2033 | 91 542,7 | 15 257,1 | 9 078,8 | 54 755,9 | 9 856,1 | 44 899,9 | 53 835,5 | 12 137,5 | 119 643,2 | 360,6 | 34 303,4 |
| 2034 | 84 606,3 | 14 101,1 | 9 090,7 | 49 732,2 | 8 951,8 | 40 780,4 | 49 727,9 | 9 501,2 | 129 144,4 | 349,1 | 31 546,7 |
| 2035 | 78 518,0 | 13 086,3 | 9 102,7 | 45 321,2 | 8 157,8 | 37 163,4 | 46 122,8 | 7 468,2 | 136 612,6 | 337,6 | 29 126,7 |
| 2036 | 73 288,5 | 12 214,8 | 9 114,6 | 41 530,7 | 7 475,5 | 34 055,2 | 43 026,6 | 5 904,1 | 142 516,7 | 326,6 | 27 047,9 |
| 2037 | 68 298,2 | 11 383,0 | 8 847,9 | 38 191,8 | 6 874,5 | 31 317,2 | 40 022,0 | 4 654,1 | 147 170,8 | 317,1 | 25 114,2 |
| 2038 | 63 992,9 | 10 665,5 | 8 859,9 | 35 069,0 | 6 312,4 | 28 756,6 | 37 473,3 | 3 693,0 | 150 863,7 | 306,0 | 23 402,3 |
| 2039 | 60 013,7 | 10 002,3 | 8 743,2 | 32 310,6 | 5 815,9 | 26 494,7 | 35 094,7 | 2 931,0 | 153 794,7 | 295,8 | 21 843,1 |
| 2040 | 56 599,9 | 9 433,3 | 8 743,2 | 29 844,0 | 5 371,9 | 24 472,1 | 33 072,1 | 2 340,7 | 156 135,4 | 285,2 | 20 487,4 |
| 2041 | 53 186,1 | 8 864,3 | 8 743,2 | 27 377,3 | 4 927,9 | 22 449,4 | 31 049,4 | 1 862,3 | 157 997,8 | 273,7 | 19 131,7 |
| 2042 | 50 196,3 | 8 366,0 | 143,2 | 33 817,1 | 6 087,1 | 27 730,0 | 27 730,0 | 1 409,5 | 159 407,3 | 352,4 | 19 492,4 |
| 2043 | 47 478,3 | 7 913,0 | 143,2 | 31 853,2 | 5 733,6 | 26 119,6 | 26 119,6 | 1 125,1 | 160 532,4 | 345,1 | 18 413,1 |
| 2044 | 45 032,0 | 7 505,3 | 143,2 | 30 085,7 | 5 415,4 | 24 670,3 | 24 670,3 | 900,6 | 161 433,0 | 338,1 | 17 441,6 |
| 2045 | 42 542,3 | 7 090,4 | 143,2 | 28 286,8 | 5 091,6 | 23 195,2 | 23 195,2 | 717,6 | 162 150,6 | 330,3 | 16 452,9 |
| 2046 | 40 357,1 | 6 726,2 | 143,2 | 26 707,9 | 4 807,4 | 21 900,4 | 21 900,4 | 574,2 | 162 724,8 | 323,0 | 15 585,1 |
| Всього | 1 643 321,9 | 273 887,0 | 138 034,6 | 1 003 160,9 | 180 569,0 | 822 591,9 | 821 804,3 | 162 724,8 | | 360,4 | 619 433,0 |

3.3. Зведені показники та аналіз ризиків проекту

Узагальнюючим етапом економічної частини є формування зведених техніко-економічних показників по всьому проекту дорозвідки Східного родовища. Загальний очікуваний видобуток газу по п'яти свердловинах за розрахунковий період оцінюється у 705,8 млн м³. Сумарні капітальні вкладення в реалізацію проекту складають 796 998,8 тис. грн, з яких основна частка (749 100,0 тис. грн) припадає на ризикові інвестиції у буріння.

При оцінці ефективності проекту було враховано фактор геологічного ризику. Для умов Східного родовища коефіцієнт успішності (Chance) прийнято на рівні 0,72 [6, 11]. Це означає, що розрахункові показники чистого приведенного доходу (NPV) скориговані на ймовірність отримання промислового припливу вуглеводнів. Навіть з урахуванням ризиків, проект демонструє високу стійкість: очікуваний зважений NPV становить 505 666,4 тис. грн, а внутрішня норма прибутковості (IRR) по проекту досягає 58,5 %. Термін окупності інвестицій варіюється від 3 до 4 років, що є відмінним показником для галузі [11]. Детальні зведені дані представлені у підсумковій таблиці 3.19.

Таблиця 3.19 – Зведені техніко-економічні показники ефективності проекту дорозвідки Східного родовища

| Показники | св. № 112 | св. № 130 | св. № 131 | св. № 132 | св. № 133 | Разом по площі |
|--|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|-----------------------|
| Видобуток газу, млн м ³ | 83,9 | 253,0 | 93,0 | 124,7 | 151,2 | 705,8 |
| Капітальні вкладення, тис.грн | 154 310,4 | 181 698,0 | 165 724,1 | 156 444,2 | 138 822,2 | 796 998,8 |
| в т.ч. ризикові | 145 500,0 | 171 600,0 | 156 000,0 | 147 000,0 | 129 000,0 | 749 100,0 |
| безризикові | 8 810,4 | 10 098,0 | 9 724,1 | 9 444,2 | 9 822,2 | 47 898,8 |
| Експлуатаційні витрати, тис.грн. | 145 464,1 | 352 505,8 | 157 483,2 | 195 205,3 | 228 239,4 | 1 078 897,8 |
| Амортизація, тис.грн | 153 594,3 | 180 939,0 | 164 965,1 | 155 706,6 | 138 034,6 | 793 239,5 |
| Чистий прибуток, тис.грн | 377 914,2 | 1 442 216,8 | 426 422,3 | 638 960,4 | 822 591,9 | 3 708 105,7 |
| Вільний грошовий потік, тис.грн | 377 198,1 | 1 441 457,8 | 425 663,3 | 638 222,9 | 821 804,3 | 3 704 346,4 |
| Накопичений приведений грошовий потік (NPV), тис.грн | 71 062,3 | 341 620,2 | 76 769,5 | 121 199,9 | 162 724,8 | 773 376,7 |
| Внутрішня норма доходності (IRR), % | 40,8 | 77,8 | 40,0 | 50,7 | 64,0 | 58,5 |
| Індекс доходності (PI) | 1,6 | 3,2 | 1,7 | 2,1 | 2,7 | 2,3 |
| Термін окупності, років | 4 | 3 | 4 | 4 | 3 | 4 |
| Коефіцієнт геологічного ризику R, доли од. | 0,72 | 0,72 | 0,72 | 0,72 | 0,72 | |
| NPV x R, тис.грн | 51 164,9 | 245 966,5 | 55 274,1 | 87 263,9 | 117 161,9 | 505 666,4 |
| Risk Capital, тис.грн | 40 740,0 | 48 048,0 | 43 680,0 | 41 160,0 | 36 120,0 | 169 008,0 |
| Chance, тис.грн | 10 424,9 | 197 918,5 | 11 594,1 | 46 103,9 | 81 041,9 | 336 658,4 |

ВИСНОВКИ

У магістерській роботі вирішено науково-практичне завдання, яке полягає в уточненні геологічної будови та обґрунтуванні напрямків геологорозвідувальних робіт на Східному газоконденсатному родовищі. За результатами проведених досліджень встановлено, що Східне родовище, яке адміністративно розташоване в межах Диканського та Зіньківського районів Полтавської області, експлуатується з 1973 року, відколи пошукова свердловина № 37 встановила газоносність верхньовізейських відкладів. За період з 1972 по 2006 роки розбурювання площі шістнадцятьма пошуковими та розвідувальними свердловинами, а також чотирма експлуатаційними, дозволило значно розширити поверхи та площу газоносності візейського ярусу. Початкові запаси вуглеводнів були затверджені ДКЗ України за результатами геолого-економічної оцінки 2009 року.

Вагомим етапом вивчення геологічної будови стали деталізаційні 3D-сейсморозвідувальні роботи та реалізація проектів пошуково-розвідувального буріння протягом 2010–2018 років. Буріння двох пошукових та п'яти розвідувальних свердловин на основі уточненої геологічної моделі дозволило відкрити новий поклад горизонту В-16д, розширити межі газоносності горизонту В-16в та уточнити контури промислових покладів В-18 і В-19а. Аналіз ресурсної бази, виконаний у рамках геолого-економічної оцінки 2018 року, показав наявність значного потенціалу для дорозвідки, оскільки на родовищі залишається невизначеним промислове значення запасів, акумульованих у цілій низці горизонтів від В-15б до В-22б, що оцінюються у 849 млн м³ газу та 94 тис. т конденсату, а також потребують довивчення поклади В-16в та В-17а. У роботі доведено, що попередні геологічні моделі мали недоліки в частині трасування малоамплітудних тектонічних порушень, що ускладнювало коректне оконтурення покладів.

Основою для проектування нових робіт стала уточнена структурно-тектонічна модель продуктивного горизонту В-18, створена у середовищі Petrel

та відкоригована в рамках даного дипломного проекту. Нова модель деталізує блокову будову родовища, уточнює конфігурацію тектонічних порушень та мінімізує невизначеності літологічного характеру, що дозволило виділити перспективні нерозбурені ділянки для закладання нових свердловин. У роботі обґрунтовано доцільність буріння п'яти незалежних розвідувальних свердловин загальним обсягом проходки 23 850 м для вивчення верхньовізейського комплексу.

Система розміщення проектних свердловин передбачає охоплення всіх перспективних тектонічних блоків. Зокрема, свердловини № 130 та № 131 з проектною глибиною 4750 м кожна запроектовані в апікальних частинах нерозбурених структурно-тектонічних блоків з метою вивчення розрізу до горизонту В-22а включно. Свердловина № 133 глибиною 4950 м націлена на дорозвідку горстоподібного блоку на північно-західній перикліналі для розширення контурів газоносності покладів В-19а, В-18 та оцінки горизонту В-22а. Для вивчення північно-східного продовження продуктивних зон південного крила структури призначена свердловина № 132 проектною глибиною 4950 м. Окремим завданням є буріння свердловини № 112 глибиною 4450 м, яка спрямована на опошукування припіднятої частини блоку в південно-східній осьовій зоні біля Бакейського штоку, де прогнозується продуктивність горизонту В-20н.

Виконана геолого-економічна оцінка проекту підтверджує його ефективність. Розрахунки накопиченого приведенного вільного грошового потоку, проведені з урахуванням коефіцієнтів геологічного ризику, демонструють позитивні показники, що свідчить про рентабельність інвестицій у запроповану програму геологорозвідувальних робіт та подальшу експлуатацію нових свердловин на Східному родовищі.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Жданов М. А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа / М. А. Жданов. – М.: Недра, 1981. – 453 с.
2. Лагутін А. А. Звіт про науково-дослідну роботу "Геолого-економічна оцінка Західно-Солохівського газоконденсатного родовища (станом на 01.01.2009 р.)" / А. А. Лагутін, Т. В. Горобняк та ін. – Харків: УкрНДІгаз, 2009. – 364 с.
3. Архіпова С. Л. Звіт про проведення сейсмозвідувальних досліджень (3D) на Західно-Солохівській площі в центральній частині ДДЗ (договір № 388 від 7 березня 2007 р.) / С. Л. Архіпова, В. Бережний та ін. – Київ: ЗАТ "Укрнафтогазгеофізика", 2008. – 196 с.
4. Істомін О. М. Звіт про науково-дослідну роботу "Проект пошуково-розвідувальних робіт на відклади нижнього карбону та верхнього девону в межах Західно-Солохівського ГКР" (договір № 100 ПГВ / 2005-2005-5/13) / О. М. Істомін, А. Костів та ін. – Харків: УкрНДІгаз, 2005.
5. Барташук О. В. Звіт про науково-дослідну роботу "Проект пошуково-розвідувального буріння на візейські відклади Західно-Солохівського родовища з урахуванням геологічної моделі за даними 3D сейсмозвідки" (наряд-замовлення № 100 ПГВ / 2010-2010) / О. В. Барташук, О. Пивоваров, А. Костів та ін. – Харків: УкрНДІгаз, 2010.
6. Дмитренко О. В. Звіт про науково-дослідну роботу "Геолого-економічна оцінка запасів Західно-Солохівського газоконденсатного родовища Полтавської області станом на 01.01.2018 р." (договір № 830/17 від 10.07.2017 р.) / О. В. Дмитренко, С. Севрікова, Т. Нефф та ін. – Книг 7. – Полтава: ДП "Укрнаукагеоцентр" НАК "Надра України", 2018.
7. Колісніченко В. Г. Звіт про сейсмічні дослідження з переробки та переінтерпретації матеріалів робіт минулих років по Західно-Солохівській площі (договір № 896/11 від 20 червня 2011 р.) / В. Г. Колісніченко, О. Тяпкіна, Л. Барташук та ін. – Київ: ПрАТ "Центр обробки даних Надра", 2011. – 196 с.

8. Барташук О. В. Звіт про науково-дослідну роботу "Побудова та супроводження постійнодіючої геолого-технологічної моделі Західно-Солохівського газоконденсатного родовища" (наряд-замовлення № 100 ПГВ / 2017-2017) / О. В. Барташук, О. Сухоставський, А. Костів та ін. – Харків: УкрНДГаз, 2017.
9. Лукін О. Ю. Літогеодинамічні чинники нафтогазоносності розрізів великих глибин / О. Ю. Лукін. – Київ: Наукова думка, 2011. – 265 с.
10. Кабишев Б. П. Палеотектоніка та прогноз нафтогазоносності Дніпровсько-Донецької западини / Б. П. Кабишев, Т. М. Пригарівна. – Київ: УкрДГРІ, 2013. – 320 с.
11. Рудько Г. І. Геолого-економічна оцінка родовищ вуглеводнів: підручник / Г. І. Рудько, О. В. Плотніков, М. М. Курило. – Київ: Академпрес, 2014. – 368 с.
12. Вакарчук С. Г. Карбонові відклади Дніпровсько-Донецької западини: стратиграфія, літологія, нафтогазоносність / С. Г. Вакарчук. – Київ: Наукова думка, 2008. – 210 с.
13. Мислюк М. А. Буріння свердловин: Довідник: у 5 т. Т. 1 / М. А. Мислюк, І. Й. Рибчич, Р. С. Яремійчук. – Київ: Інтерпрес ЛТД, 2002. – 367 с.
14. Інструкція із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до родовищ нафти і газу. – Затверджено ДКЗ України від 10.07.1998 № 46. – Київ, 1998.
15. Височанський І. В. Пошуки та розвідка родовищ нафти і газу: підручник / І. В. Височанський, А. В. Чуньких. – Харків: ХНУ імені В. Н. Каразіна, 2016. – 284 с.
16. Колодій В. В. Води нафтогазових родовищ України: монографія / В. В. Колодій. – Львів: Априорі, 2010. – 340 с.
17. Орлов О. О. Нафтогазоносні провінції та області України / О. О. Орлов. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2014. – 415 с.
18. Податковий кодекс України: станом на 1 січня 2024 р. – Харків: Право, 2024.

19. Баснєв К. С. Нафтогазова гідромеханіка / К. С. Баснєв, І. М. Фемяк. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2015. – 312 с.
20. Атлас родовищ нафти і газу України. У 6 т. Т. 1. Східний нафтогазоносний регіон / Гол. ред. М. М. Іванюта. – Львів: УНГА, 1998. – 874 с.