

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

БР. НЗГ. - ПЗ

Група НЗГ-21-1

Олександр Старостяк

2025

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

УДК 553.98

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

Тема: Геологічна будова та характеристика продуктивних
горизонтів Старостівського родовища

(назва відповідно до наказу ректора)

Ступінь вищої освіти — бакалавр
Спеціальність — (103) Науки про Землю
Освітньо-професійна програма — Геологія нафти і газу, геофізика,
геоінформатика, інженерна геологія
та гідрогеологія

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

БР 103 НЗГ

(позначення)

Студент гр. НЗГ–21-1 _____ Старостяк О. В.
(підпис) (прізвище та ініціали)

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

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

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

Допускається до захисту

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

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

2025 р.

ЗАТВЕРДЖУЮ

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

**ЗАВДАННЯ
НА ВИКОНАННЯ БАКАЛАВРСЬКОЇ РОБОТИ**

Спеціальність — (103) Науки про Землю
Освітньо-професійна програма – Геологія нафти і газу, геофізика,
геоінформатика, інженерна геологія та
гідрогеологія

Студент _____ **Старостяк Олександр Володимирович**
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проєкту (роботи) Геологічна будова та характеристика продуктивних горизонтів
Старостівського родовища.

Затверджена наказом ректора університету від “ 16 ” квітня 2025 р. № 255/7

2. Термін здачі студентом закінченого проєкту (роботи) 15 червня 2025 року

3. Вихідні дані до проєкту (роботи) _____

1. Фондові геолого-геофізичні ГПУ “Полтавагазвидобування”

2. Опублікована література по району досліджень.

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

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

Вступ. Геологічна будова родовища. Тектоніка. Результати геологорозвідувальних робіт.

*Фізико-літологічна характеристика продуктивних горизонтів. Газоносність. Гідрогеологічна
характеристика розрізу. Склад та властивості газу і конденсату. Охорона надр.*

5. Перелік графічних додатків

1. Сейсмогеологічні розрізи. 2. Зведений геолого-геофізичний розріз.

3. Структурні карти. 4. Схема кореляції

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

Розділ	Консультант	Завдання видав (підпис консультанта)	Завдання прийняв (підпис студента)

7. КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Пор. №	Назва етапів бакалаврської роботи	Термін виконання етапів проєкту (роботи)	Примітка
1.	Одержання завдання і складання плану виконання проєкту.	10.11.2024	Виконано
2.	Підготовка геологічної частини. Загальні відомості та геологічна будова району.	01.12.2024	Виконано
3.	Обґрунтування та методика проведення геологорозвідувальних робіт	01.02.2025	Виконано
4.	Характеристика колекторів і покришок	15.04.2025	Виконано
5.	Характеристика розробки родовища.	01.05.2025	Виконано
6.	Оформлення тексту і графічних додатків.	15.05.2025	Виконано
7.	Перевірка бакалаврської роботи на антиплагіат.	15.06.2025	
	Захист бакалаврської роботи.		

8. Дата видачі завдання: 10 листопада 2024 р.

Завдання видав керівник _____
(підпис)

доц. Михайлів І. Р.
(посада, прізвище та ініціали)

Завдання прийняв студент _____
(підпис)

Старостяк О. В.
(прізвище та ініціали)

Анотація

Бакалаврська робота містить: сторінок 80, таблиць 6, граф. додатків 7.

У бакалаврській роботі розглянуто геологічну будову та надано детальну характеристику продуктивним пластам Старостівського родовища вуглеводнів, що розташоване у межах привісьової зони центрального грабену Дніпровсько-Донецької западини, на продовженні однієї із осей Солохівсько - Диканської зони антиклінальних структур. При виконанні роботи було проаналізовано геологічну модель родовища, літолого-фаціальні характеристики продуктивних пластів, результати проведених геофізичних досліджень у свердловинах, результати дослідження та випробування свердловин та порівняно із результатами подібних досліджень на сусідньому Семиренківському родовищі.

Ключові слова: площа, поклад, газ, конденсат, керн, горизонт, запаси, ресурси, вуглеводні.

Annotation

Bachelor's thesis contains: pages 80, tables 6, graphs. appendices 7.

The bachelor's thesis considers the geological structure and provides a detailed description of the productive layers of the Starostivs'k hydrocarbon deposit, which is located within the suspension zone of the central graben of the Dnieper-Donetsk depression, on the continuation of one of the axes of the Solokhiv-Dykan zone of anticlinal structures. When performing the work, the geological model of the deposit, lithological and facies characteristics of the productive layers, the results of geophysical studies in wells, the results of research and testing of wells and compared with the results of similar studies at the neighboring Semyrenkivs'k deposit were analyzed.

Keywords: area, deposit, gas, condensate, core, horizon, reserves, resources, hydrocarbons.

ЗМІСТ

Вступ.....	7
1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОДОВИЩЕ	10
1.1 Географо-економічні умови	10
1.2 Історія геолого-геофізичних досліджень району.....	11
2 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА РОДОВИЩА	13
2.1 Літолого-стратиграфічний опис розрізу	13
2.2 Основні відомості про тектоніку	26
3 ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНІ РОБОТИ	32
3.1 Умови буріння та технічний стан пробуреної свердловини.....	33
4 ФІЗИКО-ЛІТОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЕКТОРІВ	34
4.1 Фізико-літологічна характеристика порід-колекторів	34
4.2 Літолого-петрографічні властивості порід-покришок	40
5 ГЕОФІЗИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН.....	41
5.1 Кореляція розрізів та літологічне розчленування відкладів	43
6 ГАЗОНОСНІСТЬ.....	47
7 ГІДРОГЕОЛОГІЧНІ ТА ТЕРМОБАРИЧНІ УМОВИ.....	55
7.1 Гідрогеологічні умови	55
7.2 Термобаричні умови	61
8 ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ГАЗУ І КОНДЕНСАТУ	63
9 ОХОРОНА НАДР ТА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА	70
10 РЕЗУЛЬТАТИ ВИПРОБУВАННЯ І ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН....	73
Висновки	78
Перелік посилань.....	80

ВСТУП

Актуальність теми. Дніпровсько-Донецька западина з давна відома своїми багатствами на корисні копалини, де відкрито понад 100 родовищ вуглеводнів. Старостівське родовище вуглеводнів є одним із нових родовищ, тому його запаси внесуть свій внесок у накопичення енергетичних ресурсів нашої держави. Поряд із Старостівським газоконденсатним родовищем експлуатуються Семиренківське, Західно-Солохівське, Солохівське, а також Кавердинське, Сорочинське та ін. родовища нафти і газу.

Газоносність Старостівської площі пов'язана з горизонтами візейського ярусу кам'яновугільної системи. У відкладах візейського ярусу, згідно існуючого попластового розчленування, виділено два продуктивні горизонти - В-18 та В-17, що вміщують, відповідно, п'ять продуктивних пластів - В-18а, В-17г, В-17в, В-17б, В-17а.

Метою бакалаврської роботи на основі аналізу результатів буріння свердловини 1 Старостівська, проведених дослідницьких робіт, результатів 3D сейсмозвідувальних досліджень, вивчити геологічну будову та описати характеристику продуктивних горизонтів Старостівського родовища вуглеводнів.

Завдання досліджень. Основними завданнями виконання бакалаврської роботи є:

- вивчити та проаналізувати результати геолого-геофізичних досліджень, які були проведені на території досліджень;
- проаналізувати літолого-стратиграфічний розріз родовища;
- охарактеризувати літологічний склад гірських порід, які пробурені на Старостівському родовищі вуглеводнів;
- проаналізувати стратиграфічний розріз родовища за результатами буріння та випробування свердловин;
- проаналізувати водоносні горизонти розрізу та умови накопичення покладів вуглеводнів;
- проаналізувати фізико-хімічні властивості вуглеводнів;

- детально розглянути фізико-літологічну характеристику продуктивних горизонтів у кам'яновугільних відкладах;
- проаналізувати результати видобутку вуглеводнів із продуктивних горизонтів родовища;
- намітити заходи з охорони надр.

Об'єкт досліджень – Старостівське родовище вуглеводнів.

Предмет досліджень – п'ять продуктивних пластів - В-18а, В-17г, В-17в, В-17б, В-17а.

Методи досліджень – аналіз геолого-геофізичної та геолого-промислової інформації яка отримана в процесі проведених геологорозвідувальних робіт на Старостівській площі.

Практичне значення. За результатами аналізу геологічної будови та детального опису продуктивних горизонтів Старостівського родовища вуглеводнів з'явиться можливість більш раціонально планувати експлуатацію вуглеводневих покладів.

При виконанні бакалаврської роботи використані фондові геолого-геофізичні матеріали, опубліковані матеріали та результати буріння, випробування, дослідження та експлуатації свердловин.

1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОДОВИЩЕ

1.1 Географо-економічні умови

В адміністративному відношенні Старостівська площа розташована на території Миргородського та Полтавського районів Полтавської області (згідно з Постановою № 3650 «Про утворення та ліквідацію районів», прийнятою Верховною радою від 17.07.2020 р.) на відстані 15 км на північний схід від смт. Шишаки і 4 км на схід від с. Ковалівка. В економічному відношенні район робіт є сільськогосподарським з широко розвиненою нафтогазовидобувною промисловістю і мережею нафтогазопроводів. Інші промислові підприємства, переважно, місцевого значення. Поблизу ділянки надр відкриті Семиренківське, Західно-Солохівське та Солохівське, а також Кавердинське, Сорочинське, Кошевойське, Комишнянське, Перевозівське газоконденсатні родовища. Поблизу території досліджень проходять газопроводи: Шебелинка - Диканька - Київ та Глинсько-Розбишівка - Кременчук. Із корисних копалин, окрім нафти і газу, є також будівельні матеріали. В орографічному відношенні район досліджень являє собою хвилясту ерозійну рівнину, розчленовану ярами та балками, з загальним нахилом в південно-західному напрямку. Схили балок згладжені і задерновані, русла балок заболочені. Більшість ярів і балок покриті чагарниковою та лісовою рослинністю, де переважають вільха, липа, ясен. Територія досліджень належить до басейну Дніпра. Гідромережа представлена ріками Псьол, що має неглибоке звивисте русло та Грунь- Ташань, заплава якої частково меліорована та каналізована. Береги річок асиметричні: правий - крутий, обривистий, лівий - пологий. Живлення цих річок здійснюються, переважно, за рахунок атмосферних опадів. Ландшафт району переважно степовий. Прослідковується мережа посадок на узбіччях польових доріг. Абсолютні відмітки поверхні коливаються від +(120-172) м на вододілах до +(90-110) м - в заплавах річок. Клімат помірно-континентальний з порівняно м'якою зимою та теплим посушливим літом, середньорічна температура повітря плюс 7,7 °С. Мінімальна температура січня знижується до -25°С. Максимальна температура влітку досягає +37°С. Глибина промерзання ґрунту не перевищує

0,7-1,2 м. Середньорічна кількість опадів коливається в межах 500-600 мм. Зима починається в грудні місяці і закінчується в березні. Товщина снігового покриву інколи досягає 30-50 см. Переважні напрямки вітрів: східний - південно-східний (навесні та літом), північно-західний - західний (восени та взимку). Джерелами водопостачання служать водоносні горизонти палеоген-неогенових і четвертинних відкладів [2].

1.2 Історія геолого-геофізичних досліджень району

Вивчення геологічної будови даного району розпочате в 60 -ті роки ХХ сторіччя. В 1962-1970 рр. на ділянці робіт партіями 50/62, 33/66, 43/69-70 були проведені електророзвідувальні роботи методом ВЕЗ та ТС масштабу 1:200000. В результаті цих досліджень простежена північно-західна границя розповсюдження хомогенних утворень нижньої пермі, яка проходить південніше Романівської, Ковалівської, Сулимівської, Більської структур. Центральна частина ДДз в 1968 р. була покрита аеромагнітною зйомкою, яку проводила аерогеофізична партія 15/68 КГРЕ. Згідно з цими роботами Більській ділянці відповідає Зінківська магнітна аномалія, яка можливо, пов'язана з потужними покривами ефузивів. Рожківській та Сулимівській ділянкам відповідає Веприцька позитивна магнітна аномалія, яка теж пов'язувалась із покривами діабазів девонського віку. За даними гравіметричних робіт, які були проведені партіями 23 4/78, 234-81, 231/93, позитивні локальні максимуми сили тяжіння безпосередньо або зі зміщенням співпадають з Млинівською, Деревківською, Ворсклянською, Будівською та Сулимівською структурами. Основними роботами, на яких базуються уяви про геологічну будову району, є сейморозвідувальні дослідження МВХ, МСГТ і КМЗХ 1978 - 1991 рр. Роботами с.п. 25/79, 25/81, 32/84 по відкладах нижнього карбону виділена Лисівсько-Перевозівська зона структур Олефірівське і Рожківське підняття. Сеймопартією 25/90, яка виконувала роботи на Ковалівській площі, по утвореннях нижнього карбону уточнено будову Сулимівської структури і виділена Вертільська складка. Сеймопартією 25/91 були проведені

деталізаційні роботи по уточненню будови Старостівської площі. Роботами с.п. 231/91 в результаті гравіметричної зйомки м1:50000 Сулимівському об'єкту відповідає позитивне значення F (Ag респт.). В 1993 році затверджений паспорт на Сулимівський об'єкт. В 2006-2007 роках ДГП «Укргеофізика», в межах Старостівської ділянки проведені деталізаційні сейсмозвідувальні роботи МСГТ по методиці 3D, за результатами яких була уточнена геологічна будова структури. Результати робіт представлені структурними картами по відбивальних горизонтах: $U_{B_{4-n}}$ (підшва кам'яновугільних відкладів), U_{VD} (покрівля ПГ Т-2 турнейського ярусу), $U_{B_3^2}$ (покрівля ПГ В-26 нижньовізейського під'ярусу), U_{VD} (покрівля ПГ В-24-25 нижньовізейського під'ярусу), $U_{B_2^5}$ (покрівля ПГ В-22 верхньовізейського під'ярусу), $U_{B_2^4}$ (покрівля ПГ В-21 верхньовізейського під'ярусу), $U_{B_2^3}$ (покрівля ПГ В-20 верхньовізейського під'ярусу), $U_{B_2^{2-3}}$ (покрівля ПГ В-19 верхньовізейського під'ярусу), $U_{B_2^{2-2}}$ (покрівля ПГ В-18 верхньовізейського під'ярусу), $U_{B_2^{2-1}}$ (покрівля ПГ В-17 верхньовізейського під'ярусу), $U_{B_2^{1-2}}$ (підшва ПГ В-16 верхньовізейського під'ярусу), $U_{B_2^{1-1}}$ (покрівля ПГ В-14 верхньовізейського під'ярусу), $U_{B_1^2}$ (покрівля нижьосерпуховського під'ярусу), $U_{B_1^1}$ (покрівля ПГ С-5 верхньосерпуховського під'ярусу), U_{B_2} (підшва карбонатних відкладів ПГ Б-10 башкирського ярусу), $U_{B_2^1}$ (покрівля башкирського ярусу), U_{B_1} (покрівля відкладів московського ярусу середнього карбону). У 2014 році ДГП «Укргеофізика» виконана переінтерпретація даних сейсмозвідувальних робіт 3D MBX СГТ на Старостівській площі. Уточнена геологічна будова та проведено прогнозування геологічного розрізу, яке вказувало на існування структурно-літологічних пасток в межах Вертільської та Сулимівської структур у верхньовізейських відкладах. У 2021 році з метою пошуків вуглеводнів, надрокористувачем забурена пошукова свердловина 1 Старостівська (1-КС), яка підтвердила перспективність Вертільської структури у візейських відкладах (за результатами ГДС виявлені поклади пластів горизонтів В-17, В-18). На дату підрахунку свердловина знаходиться в бурінні, вибій - 5460 м (підшва горизонту В-18) [2].

2 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА РОДОВИЩА

2.1 Літолого-стратиграфічний опис розрізу

Старостівська ділянка розташована в межах привіської зони центрального грабену Дніпровсько-Донецької западини, на продовженні однієї із осей Солохівсько-Диканської зони антиклінальних структур. В геологічній будові осадового комплексу відкладів досліджуваної ділянки приймають участь утворення палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем, загальною товщиною до 8,5 км. Стратиграфічне розчленування розрізу проведене на основі зіставлення каротажних діаграм, даних фактичного матеріалу, що ілюструється зведеним геолого-геофізичним розрізом, погоризонтної кореляції розрізу свердловин. З метою уточнення кореляції відкладів та обґрунтування геологічної моделі покладів вуглеводнів використанні данні по свердловині 18 суміжного Семиренківського родовища. Безпосередньо Старостівська площа вивчена глибоким бурінням тільки свердловиною №1, тому літолого-стратиграфічний опис осадового розрізу приведений з використання матеріалів геолого - розвідувальних робіт суміжного Семиренківського родовища. Свердловинами пошуково-розвідувального та експлуатаційного буріння на Семиренківському ГКР розкриті відклади від четвертинних до девонських. Найбільш давніми утвореннями, що розкриті на площі є відклади фаменського ярусу девонської системи [1].

Докембрій (РЄ)

Докембрійські утворення в межах ділянки досліджень не розкриті. Відомості про їх будову досить обмежені. Згідно даних регіональних досліджень КМЗХ глибина залягання фундаменту в районі площі може складати 8,0x8,5 км [1].

Палеозойська ератема (PZ)

У складі палеозойської ератеми виділяються девонська, кам'яновугільна і пермська системи [1].

Девонська система (D)

Представлена верхнім відділом.

Верхній відділ (D₃)

До складу верхнього відділу відноситься фаменський ярус [1].

Фаменський ярус (D₃fm)

У межах Семиренківського родовища відповідно до звіту [6] свердловиною № 17 розкриті відклади, які відносяться до XVa мікрофауністичного горизонту або до біостратиграфічної зони Cit^a і є перехідними шарами від девонських до кам'яновугільних відкладів. В цілому ця частина розрізу є теригенно-карбонатною товщею з перевагою темно-сірих вапнякових аргілітів з прошарками сірих вапняків та рідко сірих середньозернистих пісковиків [6].

Пісковики світло-сірі, сірі, темно-сірі, різнозернисті, кавернозні, масивні, міцні, тріщинуваті, з глинисто-карбонатним цементом. На боковій поверхні керну помітні горизонтальні та вертикальні фрагменти тріщин, мінералізованих речовиною білого кольору, можливо кварцом, та бітумно - вуглистою речовиною чорного кольору, зустрічаються стилітові шви. На поверхні пісковиків помітні чисельні дрібні каверни та включення піриту. Аргіліти темно-сірі, сланцюваті, алевритисті, тріщинуваті, середньої міцності, злам нерівний та раковистий. На поверхні зламу помітні відбитки вуглефікованого рослинного детриту та дрібні включення піриту. Тріщини горизонтальні. Всі літологічні відмінності об'єднані в літологічні пачки ФМ -2, ФМ-1. Розкрита товщина відкладів фаменського ярусу у свердловині №17 складає 265 м [1].

Кам'яновугільна система (С)

Представлена нижнім, середнім та верхнім відділами.

Нижній відділ (С₁)

До складу нижнього відділу кам'яновугільної системи входять турнейський, візейський та серпуховський яруси [6].

Турнейський ярус (С₁t)

Турнейський ярус складений глинисто-карбонатною товщею, що відноситься до XV мікрофауністичного горизонту і незгідно залягає на фаменських відкладах. За даними ГДС відклади складені вапняками та аргілітами. Керном товща не висвітлена. Розкрита товщина відкладів

турнейського ярусу у свердловині № 17 складає 230 м [6].

Візейський ярус (C_{1v})

В об'ємі візейського ярусу виділяються нижньо- та верхньовізейський під'яруси, які відокремлені поверхнею неузгодження [1].

Нижньовізейський під'ярус (C_{1v_1})

Відклади нижньовізейського під'ярусу трансресивно залягають на підстилаючих утвореннях турнейського віку і представлені XIV-XIII мікрофауністичними горизонтами, які складені монотонною товщею карбонатних порід з тонкими прошарками аргілітів. В нижній частині товщі простежуються малопотужні прошарки пісковіку. Вапняки темно-сірі, сірі, прихованокристалічні, глинисті, масивні, щільні, місцями доломітові, органогенно-детритові, водоростеві, піритизовані. Пірит в глобулах та по органічних рештках. Серед органічних решток виявлені моховатки, водорості, фрагменти мушельних стулок, криноїдеї, брахіоподи, остракоди, спікули та визначений комплекс форамініфер [1]:

Earlandia moderata Mal.

Earlandia vulgaris Raus. et Reitl.

Dainella af. *elegantula* Brazh.

Endothyra af. *bowmani* Phill.

Endothyra moderata Mal.

Brunsia sygmoidalis Raus.

Globoendothyra af. *globula* Eichw.

Omphalotis sp. (?)

Archaediscus sp.

Аргіліти темно-сірі до чорних, вапнисті, плитчасті, щільні, алевритисті, з тонкорозсіяним піритом. Пісковики сірі, світло-сірі, середньо- та дрібнозернисті, кварцові, з карбонатним гідрослюдистим цементом. Товщина відкладів нижньовізейського під'ярусу, розкритих на родовищі пошуковою свердловиною № 10 та параметричною свердловиною № 17, складає 282-303 м [6].

Верхньовізейський під'ярус (C_{1v_2})

Верхньовізейський під'ярус представлений XIIa, XII, XI та X

мікрофауністичними горизонтами. XIIa мікрофауністичний горизонт літологічно складений, переважно, аргілітами з прошарками алевролітів, пісковиків і рідкими прошарками вапняків. Аргіліти темно-сірі до чорних, щільні, масивні, з вуглистим детритом, тріщинуваті. Вапняки темно-сірі, щільні, міцні, прихованокристалічні, тріщинуваті. Алевроліти сірі, темно-сірі, щільні, міцні, шаруваті, з вкрапленням піриту. Пісковики сірі, світло-сірі, різнозернисті, кварцові, слюдисті. У розрізі даного мікрофауністичного горизонту виділені літологічні пачки В-23-21. XII мікрофауністичний горизонт представлений потужною товщею, переважно, теригенних порід, яка складена перешаруванням пісковиків, алевролітів, аргілітів, з рідкими тонкими прошарками вапняків, які згруповані в літологічні пачки горизонтів В-20, В-19, В-18, В-17. Пісковики світло-сірі, сірі, з буруватим відтінком, тонко- та дрібнозернисті, прошарками середньозернисті, середньозцементовані, кварцові, слюдисті, косошаруваті, з вуглистим детритом, тріщинуваті, з полімерним цементом. Алевроліти темно-сірі, сірі, кварцові, олігоміктові, піщані, горизонтально-шаруваті, з вуглистим детритом, покраплені піритом. Аргіліти темно-сірі до чорних, тонко-, горизонтально-шаруваті, іноді тонколистуваті, прошарками вапнисті, щільні, окремілі, з вуглистим детритом і піритом. Вапняки темно-сірі до чорних, прихованокристалічні, глинисті, щільні, міцні, органогенно-детритові з численними рештками уламків криноїдей, брахіопод, гастропод, уривків водоростей і моховаток. З комплексом форамініфер [6]:

Earlandia vulgaris Raus et Reithl.

Loeblichia ammonoides Sub sp. *parammonoides* Br.,

Valvulinella angulata Br.,

Tetrataxis media Viss.,

T. Pussills Conil et Lys.,

Tetrataxis angusta Viss., *Archaediscus krestovnikovi* Raus.,

Archaediscus krestovnikovi var *compressa* Raus.

Arch. Itineraries Schl.,

Archaediscus krestovnikovi var *koktjubensis* Raus.,

Archaediscus grandigulus Raus.,

Planoarchaediscus spirillenoides Raus,

Planoarch. cospirillinodes Raus.

XI мікрофауністичний горизонт представлений пісковиками, алевролітами, аргілітами, вапняками, що незгідно залягають на відкладах XII мфг. Пісковики сірі, темно-сірі, середньо-дрібнозернисті, кварцові, хвилястошаруваті, середньозцементовані з глинистим та глинисто-карбонатним цементом. Алевроліти темно-сірі до чорних, кварцові, окремілі, щільні, міцні, з конкреціями сидериту. Аргіліти темно-сірі до чорних, алевритисті, слюдисті, слабовапнисті з дзеркалами ковзання. Вапняки темно-сірі, міцні, тонкозернисті, глинисті, детритові. З органічних залишків в описаних породах зустрічаються криноїдеї, брахіоподи, остракоди, пеліциподи, спори, водорості *Calcifolium*, багатий комплекс форамініфер [1]:

Earlandia vulgaris Raus et Reitl.

E. elegans Raus et Reitl.

Ammodiscus volgensis Raus.

Rectocopnospira sp.,

Omphalotis omphalota (Raus et Reitl),

Omp. sp.,

Loeblichia ammonoides subsp.

Parammonoides Br.,

Tetrataxis media Viss.,

T. angusta Viss.,

T. sp.,

Valvulinella sp.,

Howchinia gibba Moell.,

Archaediscus krestovnikovi Raus.,

Arch. ex. gr. moelleri Raus,

Arch. cornuspiroides Br. et Vdov.

Asteroarchaediscus ovoides Raus.,

Asteroarch. sp.,

Endostafella parva Moell.

Всі літологічні відмінності згруповані у чітко виражені пласти В -16 та В-15. X мікрофауністичний горизонт представлений аргілітами, алевролітами, рідше пластинами пісковиків. Пісковики сірі, дрібно- та середньозернисті, поліміктові, слюдисті, алевритисті з карбонатним цементом. Відклади X мікрофауністичного горизонту об'єднані в літологічну пачку В-14. Розкрита товщина верхньовізейських відкладів свердловинами 18-С та 1-КС складає 705-918 м [1].

Серпуховський ярус (C_{1s})

У розрізі серпуховського ярусу виділяються нижній та верхній під'яруси.

Нижньосерпуховський під'ярус (C_{1s1})

Представлений в об'ємі IX мікрофауністичного горизонту. Розріз під'ярусу складений потужною аргіліто-алевролітовою товщею з рідкими малопотужними прошарками пісковиків і ще більш рідкими тонкими прошарками вапняків. Аргіліти темно-сірі до чорних, алевритисті, слабослюдисті, ущільнені, з вуглистим детритом, з дзеркалами ковзання, інколи з залишками криноїдей, остракод і форамініфер. Алевроліти темно-сірі, сірі, кварцово-слюдисті, тонкошаруваті, з вуглистим детритом по нашаруванню, з розсіяним піритом. Пісковики сірі, дрібнозернисті, кварцові, слабослюдисті, міцноцементовані з примазками вуглистого детриту, з карбонатно-глинистим цементом. Вапняки темно-сірі, сірі, глинисті, міцні, перекристалізовані, з органічним детритом, з включенням піриту. Органічні залишки представлені криноїдеями, моховатками, стулками остракод та форамініферами [1]:

Earlandia vulgaris (Raus et Reitl.)

Loeblichia sp.,

Archaediscus sp.,

Arch. cornuspiroides Br. et Vdov.

Arch. krestovnikovi Raus.,

Rectocornuspira sp.,

Dainella efremovi Rost et Vdov.,

Tetrataxis sp.

Породи згруповані в літологічні пачки від С-23 до С-17.

Товщина нижньосерпуховських відкладів складає 374-387 м.

Верхньосерпуховський під'ярус (C_{1s2})

Виділяється в об'ємі VIII та VII-V мікрофауністичних горизонтів. Відклади верхньосерпуховського під'ярусу залягають зі стратиграфічним неузгодженням на утвореннях нижньосерпуховського під'ярусу. Літологічно розріз під'ярусу складений перешаруванням пісковиків, алевролітів і аргілітів, серед яких зустрічаються прошарки вапняків. До VIII мфг відноситься частина розрізу, складена чергуванням переважаючих аргілітів з пачками та прошарками алевролітів, у меншій кількості пісковиків та вапняків. Аргіліти темно-сірі до чорних, алевритисті, ущільнені, шаруваті, міцні, слюдисті. Алевроліти темно-сірі, сірі, дрібнозернисті, міцні, слюдисті. Вапняки сірі, темно-сірі, міцні, мікрозернисті. Пісковики сірі, світло-сірі, середньозернисті, міцноцементовані, слюдисті з включеннями вуглистого детриту. Всі літологічні відмінності згруповані в літологічні пачки C-9, C-8, C-7, C-6. VII-V мікрофауністичні горизонти (в складі літологічних пачок C-5 - C-2) представлені чергуванням аргілітів, алевролітів, пісковиків з поодинокими прошарками вапняків. Аргіліти темно-сірі до чорних, алевритисті, прошарками вапнисті, неясношаруваті, з дрібним вуглистим детритом, дзеркалами ковзання. Алевроліти темно-сірі, сірі, дрібнозернисті, прошарками крупнозернисті, олігоміктові, поліміктові, з карбонатно-глинистим цементом. Вапняки темно-сірі, сірі, мікрозернисті, глинисті, ділянками перекристалізовані, тріщинуваті, з органогенним детритом, залишками макрофауни, водоростей *Girvanella*. Присутні форамініфери [1]:

Loeblichia minima Brazhn.,

Howchinia gibba Moell,

Arch. cornuspiroides Br. et Vdov.

Eosigmoilina explicate Gan. forma *evoluta*

Eostaffella pseudostruvei (Raus. et Nel.).

Пісковики сірі, світло-сірі, кварцові, дрібнозернисті, прошарками поліміктові, крупнозернисті, з включенням вуглистого детриту, з карбонатно-глинистим цементом. Товщина відкладів верхньосерпуховського під'ярусу - 392-423 м [1].

Середній відділ (C₂)

Середній відділ кам'яновугільної системи представлений башкирським і московським ярусами.

Башкирський ярус (C₂b)

Породи башкирського ярусу незгідно залягають на підстилаючих верхньосерпуховських і представлені нижньобашкирським та верхньобашкирським під'ярусами [1].

Нижньобашкирський під'ярус (C₂b₁)

Нижньобашкирський під'ярус виділяється в обсязі світ C₂⁰ та C₂¹. Розріз переважно глинисто-карбонатний і літологічно складений вапняками, аргілітами, рідкими прошарками пісковиків, алевролітів. Світа C₂⁰ представлена чергуванням аргілітів, алевролітів і вапняків, які згруповані в літологічні пачки Б-12 і Б-11. Алевроліти сірі, зеленувато-сірі, міцні, слюдисто-кварцові, тонкошаруваті. Аргіліти темно-сірі до чорних, у нижній частині бурувато-сірі, зеленувато-сірі, ущільнені, алевритисті, прошарками вапнисті. Вапняки світло-сірі до темно-сірих, мікрозернисті, перекристалізовані, ділянками доломітизовані, глинисті, міцні, з включенням піриту та вуглистої речовини, з рештками криноїдей, моховаток, голок їжаків, уламками брахіопод, гастропод та форамініферами поганої збереженості [1]:

Earlandia vulgaris Raus et Reitl.

Endotyra bradyi Mikh.

End. spirilliniformis Br. et Pot.,

Archaediscus sp.

Neoarhaediscus postrugosus (Reitl).

Світа C₂¹ представлена чергуванням потужних пластів вапняків світло-сірих до темно-сірих, глинистих, дрібнозернистих, перекристалізованих, з прошарками зеленувато-сірих вапнистих аргілітів, які входять в літологічну пачку Б-10 і називається «башкирською карбонатною плитою». Вапняки світло-темно-сірі, дрібнозернисті, глинисті, перекристалізовані. Вміщують в себе багаточисельні спікули губок, поодинокі голки їжаків, уламки брахіопод, криноїдей і форамініфери [1]:

Ammodiscus compostus Brazhn. et Pot,

Asteroarchaediscus gregorii Dain,

Eostaffella pseudostruvei (Raus. et Reitl.),

Eostaffella Pot.

Верхньобашкирський під'ярус (C_2b_2)

Представлений в об'ємі світ C_2^2 , C_2^3 , C_2^4 . Літологічно розріз складений товщею піщано-глинистих порід, з потужними пластами аргілітів, серед яких зустрічаються пісковики, алевроліти та іноді шари вапняків. Світа C_2^2 представлена чергуванням потужних пластів аргілітів з алевролітами, вапняками та пісковиками. Аргіліти темно-сірі, слабоалевритисті, слабослюдисті, горизонтальношаруваті, рідше з залишками пелеципод. Алевроліти сірі, з зеленуватим відтінком, кварцові, слабослюдисті, міцні. Вапняки сірі, світло-сірі, кристалічнозернисті, дрібнозернисті, глинисті, з численними рештками брахіопод, остракод, пелеципод, форамініфер. Пісковики сірі, дрібнозернисті, слюдисто-кварцові, міцноцементовані, з глинисто-карбонатним цементом. Порооди згруповані в літологічні пачки Б - 9 і Б-8. Світа C_2^3 представлена в основному теригенними породами з малопотужними поодинокими прошарками вапняків. Аргіліти темно-сірі, алевритисті, слабослюдисті, щільні, шаруваті. Алевроліти світло-сірі, зеленувато-сірі, кварцові, щільні, з включеннями сидериту. Пісковики світло-сірі, різнозернисті, кварцові, олігоміктові, неясношаруваті, з глинисто-карбонатним цементом. Вапняки світло-сірі до білих, прихованокристалічні, доломітизовані. Всі літологічні різновиди згруповані в літологічні пачки Б-7, Б-6, Б-5, Б-4, Б-3. Світа C_2^4 складена перешаруванням пісковиків, аргілітів, алевролітів і рідко прошарками вапняків. Аргіліти темно-сірі, сірі, алевритисті, з обвугленим рослинним детритом. Алевроліти сірі, темно-сірі, глинисті, слюдисті, косошаруваті. Пісковики сірі, дрібнозернисті, кварцево-слюдисті. Вапняки сірі, дрібнозернисті, доломітизовані. Відклади об'єднані в літологічні пачки Б-2 і Б-1. Загальна потужність башкирських відкладів коливається від 663 м до 671 м [1].

Московський ярус (C_2m)

Московський ярус представлений в об'ємі світ C_2^5 , C_2^6 , C_2^7 , та нижньої

частини ісаївської світи C_3^1 , відклади яких незгідно залягають на нижчележачих башкирських відкладах. Літологічно це товща аргілітів, алевролітів та пісковиків, що ритмічно чергуються з малопотужними проверстками вугілля та вапняків. Кількість пісковиків збільшується у нижній частині розрізу, де крім морських пісковиків зустрічаються також алювіальні. За складом пісковики та алевроліти слюдисто-кварцові, рідше пісковики аркозові. У верхній частині ярусу залягають морські утворення, що представлені глинистими породами з прошарками вапняків, які є кореляційними реперами. Пісковики сірі, світло-сірі, середньо- та дрібнозернисті, кварцові, поліміктові, з включеннями вуглисто-детриту. Аргіліти сірі, темно-сірі, зеленувато-сірі, алевритисті, шаруваті, з залишками обвугленого детриту. Алевроліти сірі, темно-сірі, зеленувато-сірі, косошаруваті, слюдисті. Вапняки сірі, темно-сірі, детритові, глинисті. Породи ярусу об'єднуються в літологічні пачки М-7, М-6, М-5-4, М-3, М-2, М-1. Товщина відкладів московського ярусу становить 526-571 м [1].

Верхній відділ (C_3)

Верхньокам'яновугільні відклади розкриті в об'ємі верхньої частини ісаївської (C_3^1), авилівської (C_3^2), араукаризової (C_3^3) та картамишської (C_3^{kt}) світ, що входять до складу касимівського та гжельського ярусів. Розріз складений чергуванням потужних пачок пісковиків з аргілітами, алевролітами та рідкими вапняками. Пісковики світло-сірі, сірі, дрібно- та середньозернисті, поліміктові, масивні. Аргіліти сірі, світло-сірі, темно-сірі, прошарками вапнисті, з залишками обвугленого рослинного детриту. Алевроліти сірі, світло-сірі, зеленувато-сірі, слюдисті, з вуглефікованим рослинним детритом. Вапняки сірі, перекристалізовані, органогенно-детритові. Товщина відкладів верхнього відділу кам'яновугільної системи становить 650-673 м [6].

Пермська система (Р)

Представлена нижнім відділом.

Нижній відділ (P_1)

Нижньопермські відклади у межах Семиренківського родовища з кутовою та стратиграфічною незгідністю залягають на верхньокам'яновугільних утвореннях і розкриті в обсязі асельського ярусу [6].

Асельський ярус (P_{1a})

У складі ярусу виділяються картамишська (P_{1kt}), микитівська (P_{1nk}) та слав'янська (P_{1sl}) світи. Картамишська світа представлена глинистою товщею з поодинокими прошарками пісковиків та алевролітів. Микитівська та слав'янська світи складені перешаруванням ангідритів, доломітів, прошарків вапняків та строкатобарвних, червонобарвних глин. Товщина відкладів пермської системи 54-104 м [4].

Мезозойська ератема (MZ)

Представлена тріасовою, юрською та крейдовою системами.

Тріасова система (T)

Відклади тріасової системи залягають зі стратиграфічним та кутовим неузгодженням на поверхні пермських утворень і представлені нижнім відділом.

Нижній відділ (T_1)

Представлений індським та оленьокським ярусами.

Індський ярус (T_{1i})

Відклади ярусу виділяються в об'ємі дронівської світи.

Дронівська світа (T_{1dr})

Відклади світи складені двома товщами: піщано-глинистою ($T_{пг}$) та піщаною ($T_{п}$). Піщано-глиниста товща ($T_{пг}$) складена перешаруванням глин строкатобарвних, щільних з пісковиками світло-сірими строкатобарвними, дрібнозернистими. Піщана товща ($T_{п}$) складена пісковиками сірими, світло-сірими, різнозернистими, місцями карбонатними, прошарками конгломератовидними [1].

Оленьокський ярус (T_{1o})

Представлений сребрянською світою.

Сребрянська світа (T_{1sr})

Відклади світи складені піщано-карбонатною і глинистою товщами. Піщано-карбонатна товща ($T_{пк}$) складена глинами строкатобарвними з прошарками пісковиків світло-сірих, дрібно-, середньозернистих, грудкуватих, вапнистих. Глиниста товща ($T_{г}$) складена, переважно, глинами строкатобарвними з прошарками пісковиків зеленувато-сірих, різнозернистих і

пісків зеленувато- сірих, кварцових. Загальна товщина відкладів тріасової системи коливається від 668 м до 669 м [3].

Юрська система (J)

Відклади юрської системи трансгресивно залягають на породах глинистої товщі тріасу. В межах родовища юрська система представлена середнім та верхнім відділами [1].

Середній відділ (J₂)

Середньоюрські відклади представлені в об'ємі байоського, батського та келовейського ярусів [1].

Байоський ярус (J_{2b})

У нижній частині складений пісками та пісковиками світло-сірими, тонко- та середньозернистими, кварцовими, піритизованими. У верхній частині складений глинами сірими, темно-сірими, вуглистими [1].

Батський ярус (J_{2bt})

Представлений нижнім (J_{2bt1}) та верхнім (J_{2bt2}) під'ярусами [1].

Нижньобатський під'ярус (J_{2bt1}) складений глинами сірими, тонковідмученими з включеннями сидериту. Верхньобатський під'ярус (J_{2bt2}) представлений у нижній частині пісковиками сірими, дрібнозернистими. У верхній частині - глини зеленувато-сірі, слабовапнисті з прошарками алевролітів та пісковиків [1].

Келовейський ярус (J_{2k})

Літологічно складений глинами блакитно-сірими, карбонатними з прошарками тонкозернистих пісковиків. Товщина середньоюрських відкладів становить 222 м [1].

Верхній відділ (J₃)

Відклади представлені оксфордським і кімериджським ярусами [1].

Оксфордський ярус (J_{3o})

Складений глинами зеленувато-сірими, вапнистими, у нижній частині з прошарками вапняків зеленувато-сірих та алевролітів [1].

Кімериджський (J_{3km})

Літологічно відклади представлені частим перешаруванням глин

строкатобарвних, піщанистих, з карбонатними пісковиками, вапняками зеленувато-сірими, піщанистими та алевролітами сірими, різнозернистими. Товщина верхньоюрських відкладів становить 295 м [1].

Крейдова система (K)

На розмитій поверхні юрських відкладів незгідно залягають породи крейдової системи. Представлені нижнім та верхнім відділами [1].

Нижній відділ (K₁)

Нерозчленовані відклади нижнього відділу представлені пісками, пісковиками сірими, різнозернистими з прошарками глин сірих, каолінових, прошарками вуглистих. Товщина нижньокрейдових відкладів коливається від 104 м до 118 м [7].

Верхній відділ (K₂)

Верхній відділ представлений сеноманським, туронським, коньякським, сантонським, кампанським та маастрихтським ярусами. В основному відклади складені білою писальною крейдою і крейдоподібними мергелями. Тільки у сеноманському ярусі присутні піски сірі, зеленувато-сірі, дрібнозернисті і середньозернисті, кварцово - глауконітові з лінзами пісковиків. Товщина верхньокрейдових відкладів становить 554 м [1].

Кайнозойська ератема (KZ)

Відклади кайнозойської ератеми залягають з кутовим і стратиграфічним неузгодженням на крейдових відкладах і представлені палеогеновою, неогеновою та четвертинною системами [1].

Палеогенова система (P)

Представлена палеоценовим-еоценовим (P₁₋₂), та олігоценовим (P₃) відділами [1].

Палеоценовий-еоценовий відділи (P₁₋₂)

Нерозчленовані відклади складені пісками сірими, зеленувато-сірими, різнозернистими з прошарками пісковиків та глин. Зокрема відклади київського ярусу (P_{2kv}) складені товщею мергелів світло-сірих, піщанистих з фосфоритовими включеннями [1].

Олігоценний відділ (P₃)

Відклади олігоцену представлені піщаними відмінностями межигірського та берекського ярусів (P₃mz-P₃br) і в літологічному відношенні складені пісками зеленувато-сірими, тонкозернистими, кварцово- глауконітовими, місцями ущільненими [1].

Неогенова та четвертинна системи (N+Q)

Розріз неогеново-четвертинних відкладів представлений пісками жовтуватого-сірими, тонкозернистими, кварцово-глауконітовими, глинами жовтуватого-сірими, в'язкими, лесовидними суглинками, супісками та ґрунтово-рослинним шаром. Загальна товщина відкладів кайнозойської ератеми коливається в межах від 250 до 300 м [1].

2.2 Основні відомості про тектоніку

Згідно прийнятого тектонічного районування Старостівська площа розташована у межах привіської зони центрального грабену Дніпровсько-Донецької западини, на продовженні однієї із осей Солохівсько - Диканської зони антиклінальних структур. Кристалічний фундамент в цій частині грабену залягає на значних глибинах, що зумовлює наявність значного за потужністю осадового чохла (8-8,5 км). По поверхні кристалічного фундаменту тут простежується Сулимівський виступ, що відгалужується від широкого крайового Лубенсько-Білоцерківського виступу. Він моноклінально занурюється в бік осової частини западини від 6,5 км до 9 км, і поступово переходить у сідло, яке розділяє два великих прогини Лютенський і Солохівський. Територія досліджень розташована у межах північно- західного схилу Сулимівського виступу, де глибина залягання кристалічного фундаменту досягає 8-9 км. За геоструктурним положенням геологічній будові цього району притаманні риси, властиві як північному схилу південного борту, так і власне, осовій частині грабену западини; спостерігаються прояви як блокової тектоніки, так і соляного тектогенезу. Як наслідок - створення різноманітних типів структурних форм: занурені підняття облягання блоків фундаменту,

компенсаційні приштокові та наскрізні антиклінальні. Район розташування Старостівської ділянки приурочений до відносно стабільного блоку фундаменту, де домінує розвиток переважно малоамплітудної успадкованої складчастості із незначним зміщенням склепінь і збільшенням їх з глибиною. По нижньокам'яновугільному структурному комплексу територія досліджень належить до зони зчленування двох протяжних різноорієнтованих структурно-тектонічних ліній. Це Семенцівсько-Гоголівсько-Петренківська, субмеридіонального простягання і Солохівсько- Диканська - субширотного [4].

В 2014 році ДГП «Укргеофізика» на замовлення ТОВ «КОСУЛ» виконано інтерпретацію даних сейсмозвідки 3D MBX СГТ в межах Старостівської площі. За результатами виконаних інтерпретаційних сейсмозвідувальних робіт 3D на Ковалівсько - Сулимівській площі уточнено та деталізовано геологічну будову по кам'яновугільних відкладах. За результатами проведених робіт геологічна будова характеризується структурними побудовами по горизонтах відбиття: IV (D_3fm), Uv_3^1 (покрівля ПГ В-24-25 нижньовізейського під'ярусу), $V_{B_2}^{2-3}$ (покрівля ПГ В-19 верхньовізейського під'ярусу), $V_{B_2}^{2-1}$ (покрівля ПГ В-17 верхньовізейського під'ярусу), $V_{B_1}^1$ (Qs_2), $V_{B_2}^1$ (C_2b), V_{B_1} (C_2m). Девонські відклади в межах ділянки досліджень залягають глибше, ніж 7-7,5 км. Структури сформувались девонською сіллю, яка відображається характерним сейсмічним рисунком, хаотичним, в інтервалі часу 3500 -4200 мс. Девонська сіль перетекла у западини кристалічного фундаменту та підсольового девону. Соляна «подушка» в межах Семиренківської структури невелика за розміром та амплітудою, на відміну від Вертільської та Сулимівської соляних «подушок». У північно-східному напрямку сольові відклади збільшуються у товщині, особливо в межах Західно-Солохівської структури, де зчленовуються з Бакейським соляним штоком [2].

На структурній карті по горизонту відбиття IV, що відображає покрівлю девонських відкладів простежується Семиренківська та Західно-Солохівська структури, які трансформувалися у розлогу геміантиклінальну структуру субширотного простягання, із заходу та сходу відповідно зчленовуються з Вертільською геміантиклінальною структурною формою. На північ від

Вертільської структури трасується Сулимівська геміантиклінальна складка субмеридіонального простягання. На структурній карті по горизонту відбиття Vв3¹ виділяється, Вертільська геміантиклінальна складка, яка через незначний вузький прогин відділяється від Семиренківської антиклінальної структури при цьому розширюється в напрямку Західно-Солохівської структури та слугує перекліналлю останньої. На відміну від Вертільської структури, в північній частині спеціального дозволу, знаходить своє відображення Сулимівська чотирьохсклепінна антиклінальна складка. Кожне із склепінь складки відділяється, через незначний перегин один від одного утворюючи при цьому ланцюг структур. Найнижчим і найбільшим за розмірами є західне склепіння, що обмежується ізогіпсою -5950 м з висотою пастки 35 м, розмірами 1,5x1,3 км. Найменшим за розмірами та амплітудою є східне склепіння, з амплітудою пастки до 10 м та розмірами 0,25x0,25 км. Із заходу на схід спостерігаємо дві зони поширення біогермних тіл: перша - у західній частині ділянки досліджень, друга - у північній. Це вказує на лагунні умови осадконакопичення у час ПГ В -26. Між двома зонами утворення біогермних споруд карбонатне плато врізалось у палеоморе (мис). На структурній карті по горизонту відбиття Vв3¹ карбонатні відклади ПГ В-24-25 поширені обмежено. В межах ділянки досліджень виділяються зруйновані ерозією декілька структур. Семиренківська брахіантиклінальна структура зруйнована з північного заходу. У центральній частині ділянки досліджень виділяється Вертільська геміантиклінальна структура, зруйнована зі сходу. Сулимівська структура зруйнована практично з усіх сторін. Вертільська та Сулимівська структури по ПГ В-24-25 утворюють стратиграфічні пастки. У східній частині ділянки досліджень виділяється «острів» Західно-Солохівської карбонатної антиклінальної структури [3].

У час накопичення ПГ В-24-25 у північній, західній та східній частинах ділянки досліджень на карбонатні утворення віком ПГ В -26 відкладались теригенні утворення. В центральній частині (плато) накопичувались карбонатні утворення. Під час накопичення відкладів ХІІа м.ф.г. верхня частина ХІІІ м.ф.г. піддавалась ерозії, оскільки карбонатні утворення міцніші, ніж теригенні. Вони утворили еродовану складну поверхню, яка відображається на сейсмічному

матеріалі. Глибина розмиву іноді сягає поверхні ПГ В-26. Під час регіональної трансгресії відклади ХІа м.ф.г., можливо повністю, замінили собою теригенні відклади ПГ В -24-25 та перекрили глинистою товщею карбонатні відклади, які піддавались ерозії. Карбонатні утворення нижньовізейського віку, що утворились в межах Старостівської ліцензійної ділянки, зокрема Сулимівська багатосклепінна антиклінальна складка та Вертільська геміантиклінальна структура є досить перспективними в нафтогазоносному відношенні. Горизонт відбиття $V_{B_2}^{2-3}$, що приурочений до покрівлі відбиваючого горизонту В-19 є основним цільовим горизонтом в межах Старостівської площі. В межах Вертільської структури на західній перикліналі локалізуються два антиклінальні малоамплітудні склепіння [4].

По горизонту В-19 спостерігається зміна літології по латералі. Це підтверджують дані кореляції свердловин Семиренківського родовища та сейсмічний матеріал. Заміщення пісковиків значної товщини, виділених в межах Семиренківської брахіанктиліналі, спостерігається в межах Вертільської структури. Тому, заміщення пісковиків глинистими різновидами формує літологічну пастку вверх по підняттю гірських порід. Варто відзначити, що Сулимівська антиклінальна складка не знаходить свого відображення і простежується у вигляді геміантиклінальної складки та аналогічно Вертільській, за рахунок заміщення пісковиків глинистими утвореннями, формує літологічно обмежену пастку. Розміри структури в межах ізогіпси (-)5400,0м та можливого літологічного контуру визначеного за даними досліджень 3D становлять 3,8x2,9км при амплітуді складки 35 м, в свою чергу Вертільська структура характеризується більшою амплітудою до 85 м та дещо меншими розмірами 1,7x1,5 км. На структурній карті по горизонту відбиття $V_{B_2}^{2-1}$, що відповідає покрівлі ПГ В-17, спостерігається конформність структурних планів, проте проявляється виположеність структури, що може свідчити про послаблення прояву структуроформуючих факторів. Зокрема від Західно - Солохівської структури прослідковуються дві геміантикліналі, що витягнуті у західному напрямку: північніше - Сулимівська та південніше - Вертільська. Вертільська геміантикліналь через локальний міжструктурний прогин межує із східною

перикліналю Семиренківської брахіантикліналі. Розміри Вертільської структури в межах ізогіпси (-) 5030,0 м та можливого літологічного контуру становлять 2,9x2,8 км при амплітуді складки 50м, а Сулимівської - 2,5x2,0 км при висоті 25 м. Таким чином, за даними проведених досліджень можна з впевненістю стверджувати, що верхньовізейський сейсмічний комплекс є досить перспективним на формування покладів вуглеводнів. По вищезалігаючому відбиваючому сейсмічному горизонту V_{B1}^1 (верхньосерпуховського під'ярусу) простежується Семиренківська брахіантиклінальна складка та Західно-Солохівська геміантикліналь, проте не знаходить свого відображення Сулимівська структура, а також Вертільська. Остання простежується у вигляді вузького структурного прогину, що розділяє Семиренківську та Західно-Солохівську структури. По вище залягаючих структурних планах V_{B2}^1 (C_{2b}), V_{B1} (C_{2m}) Старостівська площа представляє собою прогин між двома геміантиклінальними структурами: Семиренківською, з простяганням на південь, та Західно-Солохівською - західного простягання [6].

З ранньобашкирського часу Семиренківська структура на фоні активного росту структур Глинсько-Розбишівського та Солохівсько- Диканського валів втрачає свої структурні форми і простежується у вигляді зануреної перекліналі Західно-Солохівського структурного елементу. За даними геологічних профільних побудов по лінії свердловин 18 -С та 1-СТ відмічається невідповідність сейсмічних структурних карт і профільних побудов результатам буріння, які полягають [6]:

- в більш пологому заляганні порід візейського ярусу, ніж передбачалося за сейсмічними дослідженнями;
- в неоднозначності стратиграфічного положення абсолютних відміток відбиваючих сейсмічних горизонтів в розрізі свердловин.

Так, відмітка сейсмічного горизонту V_{B2}^{2-1} (покрівля ПГ В-17 верхньовізейського під'ярусу) в свердловині 18-С приурочена до покрівлі літопачки В-17, а в свердловині 1-СТ на 25 м вище і потрапляє в розріз літопачки В-16. Величина коливання абсолютної відмітки по стратиграфічному розрізу сягає 30 м, що є дещо некоректним для малотовщинних пластів-колекторів. В

зв'язку з цим, модель будови пасток покладів, як газоносних, так і перспективного пластів, виконана з врахуванням, як сейсмічних, так і геологічних побудов з використанням даних свердловин 18-С та 1-СТ. Таким чином, геолого-геофізичні побудови, покладені в основу геолого-економічної оцінки вуглеводнів Старостівської площі, є одними із найімовірніших, що відображають її особливості формування та газоносності.

3 ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНІ РОБОТИ

У 2018 році, на основі вищезазначених геолого-геофізичних матеріалів, ДП «Укрнаукагеоцентр» складено «Проект геологорозвідувальних робіт на Старостівській ділянці надр та обґрунтування перспектив прилеглих територій» [4]. Згідно проекту було запропоновано буріння однієї незалежної пошукової свердловини 1 Старостівська та двох залежних пошукових свердловин 2 та 3 Старостівські в межах Вертільської структури, проектними глибинами 6300 м, 5500 м та 5700 м, проектними горизонтами В-24-25(C_{1V_1}), В-20 (C_{1V_2}) та В-20 (C_{1U_2}) візейського ярусу, відповідно [4].

На пошуковій свердловині покладалися наступні задачі [4]:

- уточнення геологічної будови площі робіт;
- виявлення покладів вуглеводнів у візейських та серпуховських відкладах;
- вивчення речовинного складу і фільтраційно-ємкісних властивостей порід-колекторів;
- з'ясування площі розповсюдження газоносності та фільтраційно-ємкісних властивостей колекторів продуктивних горизонтів;
- оцінка за даними промислово-геофізичних досліджень та випробувань свердловин промислового значення виявлених запасів вуглеводнів.

Замовником реалізовано буріння свердловини 1 Старостівська, якою встановлена газоносність візейських відкладів (гор. В-17) кам'яновугільної системи. Незалежна пошукова свердловина 1 проектною глибиною 6300 м, і проектним горизонтом В-24-25 (C_{1V_1}) закладена в межах локального склепіння Вертільської структури на західній перикліналі Західно- Солохівського структурного елемента з метою встановлення покладів пластів колекторів у відкладах горизонтів В-21-В-22 та оцінки перспективних покладів горизонтів В-19, В-18, В-17 [4].

Свердловина розпочата бурінням 31 січня 2021 року і на даний час знаходиться в бурінні. При досягнутому вибої (5460 м) свердловина розкрила верхньовізейські відклади (горизонт В-18) [4].

3.1 Умови буріння та технічний стан пробуреної свердловини

Станом на 01.01.2025 року на Старостівській площі знаходилась в бурінні одна пошукова свердловина 1-СТ. Глибина свердловини на дату підрахунку складає 5460 м. Буріння свердловини виконується згідно з «Проектом геологорозвідувальних робіт на Старостівській ділянці надр ...» [4]. Свердловина до глибини 5460 м пробурена без значних ускладнень. Розкриття продуктивної частини розрізу проводилось на промивальній рідині з нафтовою основою, питомою вагою 1,28 г/см³, в'язкістю 40-80 сек. Конструкція свердловин вибиралась виходячи з гірничо-геологічних особливостей розрізу та досвіду буріння на сусідніх площах [4].

Конструкція свердловини:

Направлення Ø 630 мм спущено до глибини 20 м з цементацією до устя з метою попередження розмиву порід біля устя.

Кондуктор Ø 473,1 мм спущений до глибини 302 м з цементацією до устя для перекриття нестійких порід кайнозою і запобігання від забруднення водоносних горизонтів.

Перша технічна колона Ø 339,7 мм спущена до 2208 м з цементацією до устя для перекриття нестійких порід кайнозою, мезозою та палеозою, запобігання від забруднення водоносних горизонтів, перекриття порід, здатних набрякати, поглинати та коагулювати буровий розчин, для запобігання поглинання бурового розчину і попередження водопроявів, осипів і обвалів сипучих аргілітів [4].

Друга технічна колона Ø 244,5 мм спущена до глибини 4797 м з цементацією до устя.

При бурінні свердловини в інтервалі глибин 505 4-5401,9 м проведено відбір керну. Всього проходка з відбором керну склала 68,15 м, або 1,25 % від глибини свердловини на момент підрахунку. Лінійний винос керну склав 66,9 м або 98,2 % від проходки.

4 ФІЗИКО-ЛІТОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЕКТОРІВ

4.1 Фізико-літологічна характеристика порід-колекторів

Газоносність Старостівської площі пов'язана з горизонтами візейського ярусу кам'яновугільної системи. У відкладах візейського ярусу, згідно існуючого попластового розчленування, виділено два продуктивні горизонти - В-18 та В-17, що вміщують, відповідно, п'ять продуктивних пластів - В-18а, В-17г, В-17в, В-17б, В-17а. Фізико-літологічна характеристика продуктивних горизонтів і пластів вивчалася за даними лабораторних досліджень керна і результатами інтерпретації геофізичних досліджень свердловини 1-СТ та за даними ГДС.

Прив'язка зразків керна до розрізу відкладів приведена в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 - Прив'язка інтервалів відбору керна до розрізу відкладів

№ св.	№ керна	Початкові інтервали відбору керна, м	Уточнені інтервали відбору керна, м
1-СТ	5	5381,0-5393,0	5387,0-5399,0
	6	5393,0-5101,9	5399,0-5407,9

Відомості про висвітленість керном продуктивних пластів та обсяги виконаних робіт з аналізу кернавого матеріалу приведені у таблиці 4.2. Результати визначень відкритої пористості, проникності за лабораторними даними наведені в таблиці 4.3.

Таблиця 4.2 - Відомості про товщину, висвітленість керном продуктивних пластів та обсяги виконаних робіт з аналізу кернового матеріалу по свердловині 1 Старостівського родовища

Інтервал залягання продуктивного пласта, м <u>глибина абсолютна відмітка, м</u>	Товщина продуктивного пласта, м			Інтервал відбору керна (уточнений), м	Проходка з відбором керна по продуктивному у <u>пласту, м</u> винос керна з ефективної газонасиченої (ефективної водонасиченої) частини пласта, м	Висвітленість керном продуктивного пласта, %			Кількість визначень на зразках керна: <u>загальна</u> врахована		Характер насичення
	загальна	ефективна газонасичена	ефективна водонасичена			загальної товщини	ефективної газонасиченої частини	ефективної водонасиченої частини	пористість	проникність	
2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Пласт В-17в											
<u>5272,8-5284,0</u> -5102,2+-5113,4	11,2	5,2	-	<u>5273,0-5284,0</u> -5102,4+-5113,4	<u>11,0</u> 5,2(0,0)	98,2	100	-	<u>19</u> 6	<u>19</u> 6	газонасичений
Пласт В-18а											
<u>5392,6-5404,0</u> -5222,0+-5233,4	11,4	6,8	-	<u>5387,0-5407,9</u> -5216,4+-5237,3	<u>11,4</u> 6,8(0,0)	100	100		<u>23</u> 13	<u>23</u> 13	газонасичений
Разом по свердловині					<u>22,4</u> 12,0(0,0)	99,1	100	-	<u>42</u> 19	<u>42</u> 19	

Таблиця 4.3 - Визначення фізико-літологічних властивостей порід за даними лабораторного дослідження керн свердловини 1 Старостівського родовища

№ п/п	Лабораторний номер	Номер керну	Інтервал відбору керну, м		Визначення породи	Відкрита пористість, %	Проникність, $1,0 \times 10^{-15} \text{ м}^2$	Примітка
			початкові	уточнені				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Пласт В-17в								
1	2458	4	5273-5284 -5102,4+-5113,4	5273-5284 -5102,4+-5113,4	пісковик	2,86	0,02	Екстрагувався
2	2468				пісковик	3,01	0,03	Екстрагувався
3	2459				пісковик	6,92	0,37	Екстрагувався
4	2469				пісковик	2,96	0,01	Екстрагувався
5	2460				пісковик	3,94	0,04	Екстрагувався
6	2470				пісковик	6,59	0,35	Екстрагувався
7	2464				пісковик	11,16*	11,90	Екстрагувався
8	2461				пісковик	11,86*	17,58	Екстрагувався
9	2462				пісковик	7,00	0,64	Екстрагувався
10	2471				пісковик	7,55	0,70	Екстрагувався
11	2472				пісковик	9,65*	4,35	Екстрагувався
12	2463				пісковик	6,13	0,15	Екстрагувався
13	2475				пісковик	1,52	38,89	Екстрагувався
14	2473				пісковик	5,96	0,20	Екстрагувався
15	2465				пісковик	7,82*	1,58	Екстрагувався
16	2474				пісковик	6,36	0,32	Екстрагувався
17	2466				пісковик	9,30*	3,86	Екстрагувався
18	2467				пісковик	7,61*	0,86	Екстрагувався
19	2476				пісковик	6,74	0,40	Екстрагувався
Середнє арифметичне значення врахованих зразків відкритої пористості по пласту						9,57		

Продовження таблиці 4.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Пласт В-18а								
1	2490	5	<u>5381,0-5393,0</u> -5210,4+-5222,4	<u>5387,0-5399,0</u> -5216,4+-5228,4	вапняк	0,87	3,78	Екстрагувався, циліндр із заліченою тріщиною
2	2531				вапняк	0,21	0,01	Екстрагувався
3	2497				вапняк	0,26	0,02	Екстрагувався
4	2532				вапняк	0,10	0,01	Екстрагувався
5	2533				вапняк	0,19	0,01	Екстрагувався
6	2498				вапняк	0,19	0,01	Екстрагувався
7	2499				вапняк	1,07	0,06	Екстрагувався
8	2534				вапняк	1,22	0,01	Екстрагувався
9	2500				пісковик	7,59*	5,97	Екстрагувався
10	2524				пісковик	12,21*	95,17	Екстрагувався
11	2491				пісковик	6,23*	1,99	Екстрагувався, циліндр із заліченою тріщиною
12	2525				пісковик	10,72*	50,09	Екстрагувався, циліндр із заліченою тріщиною
13	2492				пісковик	5,25	0,58	Екстрагувався, циліндр із тріщиною
14	2526				пісковик	10,39*	40,34	Екстрагувався
15	2493				пісковик	8,22*	10,38	Екстрагувався, циліндр із заліченою тріщиною
16	2527				пісковик	8,76*	14,71	Екстрагувався, циліндр із заліченою тріщиною
17	2495				пісковик	6,57*	1,90	Екстрагувався, циліндр із заліченою тріщиною
18	2528				пісковик	13,50*	119,34	Екстрагувався
19	2494				пісковик	8,13*	11,22	Екстрагувався
20	2529				пісковик	10,74*	41,38	Екстрагувався
21	2496				пісковик	5,70	0,52	Екстрагувався, циліндр із заліченою тріщиною

Всього по свердловині 1-СТ проходка з відбором керну склала 68,15 м, або 1,25 % від загальної глибини свердловин на момент підрахунку. Лінійний винос керну склав 66,9 м або 98,2 % від проходки. З відбором керну по продуктивних пластах пробурено 22,4 м, лінійний винос керну склав 22,4 м, в тому числі з газонасиченої товщини - 12,0 м. Лабораторними методами вивчено всього 80 зразків. В продуктивних горизонтах дослідження виконано на 42 зразках, з них 19 зразків мають пористість вище граничного. Керновим матеріалом з п'яти продуктивних пластів висвітлено лише два, а саме: В-17в та В-18а - 100% газонасиченої товщини. Решта керового матеріалу відібрана вище продуктивних пластів. Не висвітлені керном продуктивні пласти В-17а, В-17б, В-17г, Тому фізико-літологічна характеристика порід-колекторів можлива лише на основі даних ГДС. Визначення фізичних параметрів колекторів по керну лабораторними методами в атмосферних умовах здійснювалося в акредитованих лабораторіях ДП «Укрнаукагеоцентр» за загальноприйнятими методиками та згідно діючих інструкцій, згідно ГОСТ 26 450.0 -85 і ГОСТ 26 450.2-85. Літологічний склад порід колекторів вивчався за допомогою біокуляру, петрографічний склад та особливості будови колекторів визначалися шляхом вивчення шліфів під мікроскопом [4].

При вивченні колекторських властивостей гірських порід в атмосферних умовах виконувалися наступні види аналізів [4]:

- визначення абсолютної газопроникності при стаціонарній фільтрації на приладі ГК-5;
- визначення відкритої пористості методом насичення гасом (метод Преображенського);
- визначення карбонатності порід;
- визначення гранулометричного складу порід;

При підготовці матеріалів до підрахунку запасів враховувались всі результати лабораторних досліджень керна, які належать до газонасиченої частини продуктивних пластів, відбраковувались лише ті зразки, які належать до ущільнених за даними ГДС інтервалів. Петрофізичні властивості колекторів продуктивних горизонтів вивчалися геофізичними методами, на основі

лабораторних досліджень керну. Газоносність в свердловині 1-СТ відноситься до візейських продуктивних горизонтів [4].

Горизонт В-17

В межах горизонту виділено чотири продуктивні пласти В-17а, В-17б, В-17в, В-17г літологічно представлених теригенними породами. Пласт В-17а керном не висвітлений. За даними ГДС пористість газонасиченого пісковика становить 7,8%. Пласт В-17б керном не охарактеризований. За даними ГДС пористість газонасиченого пісковика становить 9,4-10,5%. Пласт В-17в охарактеризований керном відібраним в інтервалі 5273,05284,0 м. За макроописом керн складений пісковиками сірими, сірими з буруватим відтінком, світло-сірими, дрібнозернистими, міцними з прошарками аргілітів, алевролітів. Текстура хвилясто-горизонтальна- шарувата. За даними лабораторних досліджень шість зразків із дев'ятнадцяти мають фільтраційно - ємкісні властивості вище граничних. Значення пористості в породах-колекторах змінюється від 7,61% до 11,86%. Пласт В-17г керном не охарактеризований. За даними ГДС пористість газонасиченого пісковика становить 6,1-9,7% [4].

Горизонт В-18

В межах горизонту виділено продуктивний пласт В-18а. Пласт В-18а охарактеризований керном відібраним в інтервалах 5381,0-5393,0 м та 5393,0-5101,9 м. За макроописом керн в інтервалі 5381,0-5393,0 м складений пісковиком, вапняком та аргілітом. Пісковик сірий, дрібнозернистий, кварцовий, міцний. Текстура масивна. Вапняк темно-сірий, у верхній частині органогенно-детритовий, до низу дрібнозернистий, міцний. Текстура вапняку неясношарувата. Керн в інтервалі 5393,0-5101,9 м складений пісковиком та аргілітом. За макроописом пісковик сірого та світло-сірого кольору, дрібнозернистий, кварцовий, міцний. Текстура масивна. За даними лабораторних досліджень тринадцять зразків із двадцяти трьох мають фільтраційно - ємкісні властивості вище граничних (за виключенням керну в інтервалі 5393,0-5101,9 м, так як на дату підрахунку дослідження лабораторними методами не було завершено). Значення пористості в породах-колекторах змінюється від 6,23% до 13,50% [4].

4.2 Літолого-петрографічні властивості порід-покришок

Для збереження покладів нафти та газу важливе значення мають непроникні пласти глинистих щільних порід, що перешкоджають вертикальній міграції нафти та газу. У ДДЗ виділяються регіональні, зональні та локальні покришки. За речовинним складом це переважно глинисті та хомогенні відклади, рідше карбонатні та вулканогенні породи. Екрануючі властивості порід-покришок залежать від вмісту у глинах піщано-алевритових домішок. Встановлена залежність між покладами флюїдів та кількістю глин у розрізі. Зі збільшенням вмісту глинистого матеріалу спостерігається і наявність покладів вуглеводнів, обмежених в подошовній і покрівельній частинах непроникними пластами ущільнених порід. Субрегіональною покришкою для візейського нафтогазоносного комплексу слугують глинисті відклади нижньосерпуховського і частково верхньовізейського (горизонти В-14, В-15) під'ярусів, які складені переважно аргілітами, алевролітами, просліджуються повсюдно в межах центральної частини нафтогазоносного району ДДз. Субрегіональна покришка для всього верхньовізейського нафтогазонасиченого комплексу товщиною до 200[^]250 м, а також верхньовізейські аргіліто-алевролітові пачки - локальні покришки товщиною від 22 м до 96 м. Найбільш потужна локальна покришка товщиною 95 м спостерігається над газоконденсатними покладами горизонту В-17. Літологічно вони складені аргілітами темно-сірими до чорних, гідро- слюдистими, щільними з високим вмістом тонко диспергованого обвугленого рослинного детриту, з домішкою зерен кварцу, плагіоклазу, з вкрапленістю піриту. Аргіліти сланцюваті, алевритисті, тріщинуваті, середньої міцності, злам нерівний та раковистий.

Такі аргіліти відносяться до покришок класу С з тиском прориву 5,5 МПа (за А.А. Ханіним), що цілком достатньо для екранування газових покладів з невеликим надлишковим тиском [4].

5 ГЕОФІЗИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН

Досліджувані пласти візейських відкладів нижнього карбону на Старостівській площі розкривалися свердловиною типової конструкції. При аналізі промислово-геофізичних матеріалів по Старостівській площі були залучені дані по Семиренківському родовищу, яке знаходиться в тій же тектонічній зоні і має аналогічні геолого-геофізичні властивості продуктивних пластів. Пластові води візейських відкладів відносяться до типу хлоркальцієвих з високим ступенем метаморфізації та мінералізацією 150-212 г/л. Мінералізація та питомий опір вивчалися шляхом хімічного аналізу проб пластової води, відібраної при випробуванні водоносних об'єктів у свердловинах Семиренківського родовища. Питомий опір пластових вод з врахуванням температури пласта змінюється в діапазоні 0,0126-0,0175 Омм. Вимір геотермічного градієнта порід Семиренківського родовища виконано в свердловині № 2. Величина термоградієнту в інтервалі продуктивної товщі складає близько 2⁰С на 100 м, а температура змінюється в межах 115-130⁰С. Значення температури порід на заданих глибинах використовувалися при приведенні ПЕО пластових вод до пластових умов [4].

Дослідження розрізу свердловини №1 Старостівська виконано серійною свердловинною і наземною апаратурою. Комплексна інтерпретація проводилася в межах перспективної товщі в інтервалі 4900-5456 м. Комплекс ГДС, виконаний апаратурою іноземного виробництва фірмою Schlumberger включав методи [4].:

1. Індукційний каротаж (ІК);
2. Компенсаційний нейтронний каротаж (2-зондовий);
3. Гамма-каротаж (ГК);
4. Акустичний каротаж (АК);
5. Гамма-гамма-каротаж щільнісний (ГГКщ);
6. Кавернометрія (ДС);
7. Іклінометрія.

Індукційний каротаж виконувався приладом АІТ (5-зондовимприладом). Горизонтальний масштаб кривих опору - логарифмічний з декадою 4 см,

вертикальний -1:200. Дані ІНДУКЦІЙНОГО каротажу використовувалися для визначення електричного опору виділених пластів та характеру насичення пластів-колекторів. Нейтронний радіоактивний каротаж виконувався приладом HGNS (2- зондовий нейтронний каротаж). Дані нейтронного компенсаційного каротажу використовувалися для літологічного розчленування, виділення пластів та кореляції розрізу. Гамма-каротаж (метод реєстрації природньої радіоактивності порід) виконувався приладом SGT. Горизонтальний масштаб запису кривої - 20 Gapi/год/см, вертикальний - 1:200. Дані гамма-каротажу використовувалися для літологічного розчленування розрізу, кореляції досліджуваних відкладів, визначення глинистості порід. Акустичний каротаж виконувався апаратурою «Sonic Scanner». Горизонтальний масштаб кривої інтервального часу АТ 20 мкс/м/см, вертикальний масштаб 1:200. Дані акустичного каротажу використовувалися для літологічного розчленування розрізу, виділення пластів, визначення пористості порід. Гамма-гамма-каротаж (щільнісний) виконувався приладом LDT. Крива щільності гірських порід в горизонтальному масштабі 0,4 г/см³ на 1 см, вертикальному-1:200. Дані методу використовувалися для визначення пористості досліджуваних порід. Кавернометрія і профілеметрія. Вивчення діаметра та профіля стінки свердловини проводилося приладом PPS. Горизонтальний масштаб запису кривої - 5 см/см, вертикальний - 1:500 по всьому стволу і 1:200 - в продуктивній частині розрізу. Кавернограми і профілеграми використовувались для контролю технічного стану ствола свердловин в процесі буріння, кількісної інтерпретації методів ГДС, виділення колекторів та уточнення ефективної товщини, розрахунку об'єму затрубного простору при цементуванні обсадних колон. Інклінометрія виконувалась приладом GPIT. Дані виміру кута і азимута використовувались для забезпечення буріння свердловини в заданому напрямку, а також при геологічних побудовах. Якість матеріалів в основному відповідає вимогам інструкції по проведенню геофізичних досліджень в свердловинах [6].

5.1 Кореляція розрізів та літологічне розчленування відкладів

В геологічній будові Старостівської площі приймають участь осадові утворення палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем. Газоносність Старостівської площі стратиграфічно приурочена до горизонтів візейського ярусу нижнього карбону: В-17, В-18. Продуктивні колектори представлені пісковиками. Комплексне вивчення цих порід за даними промислово-геофізичних досліджень свердловин, лабораторного вивчення кернового матеріалу, дозволило провести літологічне розчленування порід, кореляцію розрізів свердловин, виділити колектори, визначити підрахункові параметри та зробити необхідні структурні побудови. Літологічне розчленування розрізу за матеріалами ГДС проводилось відповідно до методики, прийнятої для теригенних порід ДДз. Для простеження продуктивних горизонтів по площі та вивчення їх геологічної будови, складено кореляційну схему по лінії свердловин: №№ 18 Семиренківська - 1 Старостівська. В досліджуваному розрізі найбільш достовірним корелятивам були надані реперні індекси від R_1 до R_2 . Вивчення ємнісно-фільтраційних властивостей порід продуктивних горизонтів відбувалося на зразках керну і за геофізичними методами в розрізі свердловини. Дослідження літолого-фізичних властивостей порід-колекторів проводилися в лабораторії фізики пласта ДП «Укрнаукагеоцентр». По керну визначались відкрита пористість (K_p), об'ємна густина (ρ), абсолютна проникність ($K_{пр}$), карбонатність (C_a), вагова глинистість ($C_{гл}$). За даними літологічного опису керна досліджувані породи горизонту В-16 представлені пісковиками, аргілітами, алевролітами та вапняками. Пісковики сірі, світло-сірі до білого кольору, з буруватим відтінком, дрібнозернисті, кварцові, на карбонатному цементі, міцні. Злам нерівний, ступінчатий. На поверхні зламу спостерігаються дрібні включення та прожилки виповнені бітумно-вуглисто-глинистою речовиною. Текстура масивна, хвилясто-шарувата, обумовлена прошарками аргіліту. Пісковики тріщинуваті, тріщини в породі горизонтально та вертикально направлені. Горизонтальні січні, відкриті, пісковик по них легко відокремлюється на плитки, вертикальні відкриті та мінералізовані каолінітом.

Спостерігаються включення, конкреції сидериту. З HCl реагує слабо, має характерний запах ВВ, краплину води тримає. Пористість пісковиків за лабораторними даними змінюється від 1,1 % до 6,12%. Проникність коливається в межах від $0,02 \cdot 10^{-15}$ до $0,42 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Аргіліт чорноколірний, пелітоморфний, середньої міцності, сланцюватий. На боковій поверхні помітні тріщини, різнонаправлені, відкриті. Текстура лінзовидно-хвилясто-шарувата, обумовлена тонкими прошарками та лінзами пісковиків світло-сірих. Алевроліт темно-сірий, буруватий, слюдистий, кварцовий, міцний. Має горизонтально-хвилясто-шарувату текстуру, що підкреслена мало- амплітудними стилітовими швами та прожилками. Ділянками порода глинизована, сидеритизована. Вапняк темно-сірий до чорного, органогенно-детритової та місцями крипто-кристалічної структури, міцний, ділянками гинистий, з відбитками органічних решток на свіжому зламі та на поверхнях дзеркал ковзання, злам нерівний, ступінчастий. Активна реакція з HCl. За даними літологічного опису керна досліджувані породи горизонту В-17 представлені пісковиками, алевролітами, аргілітами. Пісковики сірого, світло-сірого кольору з буруватим відтінком, дрібнозернисті, слюдисто-кварцові, міцні. Текстура хвилясто-горизонтально- шарувата, обумовлена прошарками аргіліту, масивна. Порода тріщинувата, тріщини вертикальні та горизонтально-направлені, відкриті, по шару розміщені нерівномірно. Ділянками по горизонтальних тріщинах порода розшарована на плитку. Порода з HCl не реагує, має характерний запах ВВ, краплину води тримає. Пористість пісковиків за лабораторними даними змінюється від 1,52 % до 12,22%. Проникність коливається в межах від $0,02 \cdot 10^{-15}$ до $17,58 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Алевроліт сірого кольору, міцний, розколюється по вуглисто-глинистих прошарках. Текстура полого-хвилясто-шарувата. По нашаруванню порода збагачена стилітовими швами, виповненими вуглистою речовиною. Аргіліт темно-сірий до чорного, алевритистий, міцний, вуглистий. За даними літологічного опису керна досліджувані породи горизонту В-18 представлені вапняком, пісковиками, аргілітами. Вапняк темно-сірий, у верхній частині органогенно-детритовий до низу дрібнозернистий, міцний. Текстура неясношарувата, обумовлена прошарками аргіліта по яких порода легко

розколюється. На боковій поверхні та на поверхні зламу спостерігаються палеонтологічні рештки (мушельні стулки пелеципод, значна кількість скульптурних відбитків брахіопод). Активно реагує з HCl. Пісковик сірого та світло-сірого кольору, дрібнозернистий, кварцовий, міцний. Злам нерівний. Іноді на поверхні зламу зустрічаються вуглефіковані фрагменти рослин. Текстура масивна. Місцями по шару пористий та кавернозний. На боковій поверхні спостерігаються стилітові шви, виповнені бітумно-вуглистою речовиною. Тріщинуватий, тріщини горизонтально направлені, відкриті. Текстура плямиста, обумовлена включеннями кальциту (реагують з HCl), що цементують уламкову частину. На боковій поверхні зустрічаються включення сидериту. На свіжому зламі відчутний слабкий запах ВВ, краплину води тримає. Пористість пісковиків за лабораторними даними змінюється від 4,44 % до 13,5%. Проникність коливається в межах від $0,47 \cdot 10^{-15}$ до $119,34 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Аргіліт чорного кольору, алевроитистий, пелітоморфний, середньої міцності, місцями крихкий. Злам нерівний та раковистий. Буріння свердловини проводилось на розчині з нафтовою основою, що ймовірно в якійсь мірі вплинуло на колір та запах пісковика. Геофізичні властивості досліджуваних порід змінюються в широких межах в залежності від пористості, глинистості, характеру та величини насиченості і т.п [4].

За результатами узагальненої комплексної інтерпретації і аналізу всіх геолого-геофізичних матеріалів по візейських відкладах нижнього карбону Старостівській площі можна зробити такі висновки [4]:

1. Виконаний обсяг геолого-геофізичних досліджень свердловин і задовільна якість матеріалів дозволили виділити пласти-колектори, оцінити їх ефективні товщини, пористість і газонасиченість.

2. У зв'язку з невеликим об'ємом геолого-геофізичних матеріалів по цій площі (св.№1), для обґрунтування підрахункових параметрів були залучені матеріали лабораторних досліджень, петрофізичні залежності по Семиренківському родовищу, розріз якого добре охарактеризований геолого-геофізичними матеріалами.

3. Ефективні товщини продуктивних пластів визначені за відомими

якісними ознаками із врахуванням граничних значень параметрів, тісно пов'язаних із колекторськими властивостями.

4. Коефіцієнт пористості визначався за даними акустичного, радіоактивного каротажем і керну.

5. Коефіцієнт газонасичення продуктивних пластів визначено відомим і перевіреним методом опорів з використанням експериментальної залежності $P_n = (K_v)$, а також за залежністю $K_{вз} = f(K_n)$, які отримані за даними Семиренківського родовища.

6. Для визначення опору водоносного пласта використовувалась залежність $\rho_{вп} = K_p$ за даними Семиренківського родовища.

7. Параметри продуктивних пластів візейських відкладів Ковалівсько-Сулимівської площі за даними геофізичних методів детально характеризують пласти - колектори і можуть бути прийняті до підрахунку запасів.

6 ГАЗОНОСНІСТЬ

Старостівська площа згідно існуючого нафтогазогеологічного районування розташована в Глинсько-Солохівському нафтогазоносному районі, який приурочений до центральної частини ДДз. Поблизу від Старостівської площі розташовані такі відомі газоконденсатні родовища як: Семиренківське, Солохівське та Західно-Солохівське, Кавердинське, Гоголівське, Комишнянське. Район характеризується досить широким стратиграфічним діапазоном промислової нафтогазоносності - від юрських до девонських відкладів включно, що відповідає глибинам від 1000 м до 6500 м і більше. Старостівська площа розташована в межах території, яка за оцінкою перспективних і прогнозних ресурсів, проведеною УкрДГРІ, віднесена до третьої категорії, тобто зі щільністю потенціальних ресурсів вуглеводнів 50-100 т/км². Формуванню та збереженню покладів вуглеводнів у регіоні сприяли як структурно-тектонічний фактор, так і різноманітність умов осадконакопичення. Це призвело до формування пасток вуглеводнів, в яких основна роль належить літологічному фактору. Колекторами продуктивних горизонтів є пісковики карбонатні різноманітні за фізико-літологічними характеристиками, а покришками - аргіліти з рідкими прошарками глинистих вапняків. Свердловиною 1-СТ розкрито 2 газонасні горизонти (В-17, В-18) в яких виділено 5 газонасичених пластів: В-17а, В-17б, В-17в, В-17г, В-18а. Всього в межах площі встановлено 5 газоконденсатних покладів, а також прогнозується можлива газонасиченість 5 покладів, що приурочені до блоку А. Окрім того передбачається наявність двох покладів в горизонті В-19 (блок св. 1-СТ та блок А). Поклади вуглеводнів на Старостівській площі виявлені в інтервалі глибин 5199,4-5404,0 м, розкритий поверх продуктивності складає 204,6 м. Колекторами є теригенні породи, тип колектора поровий та порово- тріщинний. Поклади вуглеводнів пластові, субсклепінні, склепінний (гор. В - 19, блок св. 1-СТ), літологічно обмежені (таблиця 6.1) [5].

Модель вищезгаданих покладів, яка ґрунтується на сейсмічних матеріалах та даних буріння свердловини, є найімовірнішою і відповідає особливостям

просторового розміщення покладів вуглеводнів. Лінія літологічного заміщення порід-колекторів непроникними утвореннями, для покладів пластів В-17а, В-17б, В-17в, В-17г, В-18а, В-19 проведена з врахуванням сейсмічних досліджень. Найбільшим за величиною запасів вуглеводнів є поклад пласта В-17г [5].

Пласт В-17а стратиграфічно приурочений до верхів XII мікрофауністичного горизонту. Пласт-колектор розкритий свердловиною 1-СТ в інтервалі глибин 5199,4-5203,2 м (абсолютні відмітки -5028,8 - -5032,6 м). За даними ГДС пласт представлений одним прошарком газонасиченого пісковика карбонатного з ефективною товщиною 0,6 м, відкритою пористістю 7,8 %, насиченістю 72 %. Газоносність пласта встановлена за даними ГДС. Поклад пластовий, субсклепінний, літологічно обмежений. Розміри покладу 1,84*2,06 км, висота покладу 27,6 м. Контакт газ-вода в свердловині не встановлений і прийнятий як НГВП - по підшві газонасиченого прошарку на абсолютній відмітці (-) 5032,6 м. Підраховані в покладі запаси газу в межах НГВП та кола радіусом 500 м проведеного від свердловини 1-СТ, за ступенем геологічного вивчення віднесені до групи попередньо розвіданих, за промисловим значенням до не визначених та оцінені за кодом класу 332 (категорія С₂). За межами кола радіусом 500 м, але в межах НГВП та лінії літологічного заміщення проведена оцінка перспективних ресурсів за кодом класу 333 (категорія С з). Окрім встановленого покладу, за даними структурних побудов, в північно-східному напрямку від блоку свердловини 1 -СТ простежується структурна форма (блок А), в межах якої є сприятливі пасткові умови для існування покладів вуглеводнів. Можливий (прогнозний) поклад пластовий, субсклепінний, літологічно обмежений з розмірами 1,61*2,12 км, висота 122,6 м. Умовний газоводяний контакт (УГВК) прийнятий на абсолютній відмітці (-)5032,6 м за аналогією з покладом розкритим свердловиною 1-СТ. За промисловим значенням обсяги вуглеводнів покладу віднесені до групи з невизначеним промисловим значенням, за ступенем геологічного вивчення - до групи перспективних ресурсів та оцінені за кодом класу 333 (категорія С₃). Параметри для підрахунку перспективних ресурсів блоку А, прийняті за аналогією з покладом розкритим свердловиною 1-СТ [4].

Таблиця 6.1 - Характеристика покладів Старостівської площі

Пласт	Блок свердловини	Тип покладу за флюїдом	Прийняте положення УГВК, НГВП	Найвища абсолютна відмітка покладу, м	Абсолютна відмітка 1/2 висоти покладу, м	Розміри покладу			Ефективна газонасичена товщина, м	Середньозважена пористість, %	Тип покладу
						довжина, км	ширина, км	висота, м			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
В-17а	1-СТ	ГК	НГВП-5032,6	-5005,0	-5018,8	1,84	2,06	27,6	0,6	7,8	Пластовий, субсклепінний, літологічно обмежений
	А	ГК	УГВК-5032,6	-4910,0	-4971,3	1,61	2,12	122,6	0,6	7,8	Пластовий, субсклепінний, літологічно обмежений
В-17б	1-СТ	ГК	НГВП-5072,8	-5045,0	-5058,9	1,94	1,87	27,8	3,8	10,2	Пластовий, субсклепінний, літологічно обмежений
	А	ГК	УГВК-5072,8	-4970,0	-5021,4	1,67	2,16	102,8	3,8	10,2	Пластовий, субсклепінний, літологічно обмежений
В-17в	1-СТ	ГК	НГВП-5113,4	-5070,0	-5091,7	2,07	2,25	43,4	5,2	8,4	Пластовий, субсклепінний, літологічно обмежений
	А	ГК	УГВК-5113,4	-4995,0	-5054,2	1,66	1,98	118,4	5,2	8,4	Пластовий, субсклепінний, літологічно обмежений

Закінчення таблиці 6.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
В-17г	1-СТ	ГК	НГВП-5175,8	-5120,0	-5147,9	2,7	2,8	55,8	11,6	8,8	Пластовий, субсклепінний, літологічно обмежений
	А	ГК	УГВК-5175,8	-5070,0	-5122,9	1,63	2,07	105,8	11,6	8,8	Пластовий, субсклепінний, літологічно обмежений
В-18а	1-СТ	ГК	НГВП-5233,4	-5220,0	-5226,7	2,17	2,04	13,4	6,8	9,0	Пластовий, субсклепінний, літологічно обмежений
	А	ГК	УГВК-5233,4	-5140,0	-5186,7	1,43	1,87	93,4	6,8	9,0	Пластовий, субсклепінний, літологічно обмежений
В-19	1-СТ	ГК	УГВК-5425	-5395,0	-5410,0	2,76	2,67	30,0	11,5	8,8	Пластовий, субсклепінний, літологічно обмежений
	А	ГК	УГВК-5425	-5340,0	-5382,5	1,39	1,57	85,0	11,5	8,8	Пластовий, склепінний, літологічно обмежений

Пласт В-17б стратиграфічно приурочений до верхньої частини XII мікрофауністичного горизонту. Пласт-колектор розкритий свердловиною 1-СТ в інтервалі глибин 5238,4-5243,4 м (абсолютні відмітки -5068,8 - -5072,8 м). За даними ГДС пласт представлений двома прошарками газонасиченого пісковика карбонатного. Сумарна ефективна газонасичена товщина становить 3,8 м, пористість 10,2 %, газонасиченість 79 %. Газоносність пласта встановлена за даними ГДС. Поклад пластовий, субсклепінний, літологічно обмежений. Розміри покладу 1,94*1,87 км, висота покладу 27,8 м. Контакт газ-вода у свердловині не встановлений. Контакт покладу (НГВП) прийнятий по підшві газонасиченого прошарку на абсолютній відмітці (-) 5072,8 м. Підраховані в покладі запаси газу в межах НГВП та кола радіусом 500 м проведеного від свердловини 1-КС, за ступенем геологічного вивчення віднесені до групи попередньо розвіданих, за промисловим значенням до не визначених та оцінені за кодом класу 332 (категорія С₂). За межами кола радіусом 500 м, але в межах НГВП та лінії літологічного заміщення проведена оцінка перспективних ресурсів за кодом класу 333 (категорія С₃). Аналогічно пласту В-17а в північно-східному напрямку від блоку свердловини 1-СТ простежується структурна форма (блок А), в межах якої є сприятливі пасткові умови для існування покладів вуглеводнів. Можливий (прогнозний) поклад пластовий, субсклепінний, літологічно обмежений з розмірами 1,67*2,16 км, висота 102,8 м. Умовний газоводяний контакт (УГВК) прийнятий на абсолютній відмітці (-)5072,8 м за аналогією з покладом розкритим свердловиною 1-СТ. За промисловим значенням обсяги вуглеводнів покладу віднесені до групи з невизначеним промисловим значенням, за ступенем геологічного вивчення - до групи перспективних ресурсів та оцінені за кодом класу 333 (категорія С₃). Параметри, для підрахунку перспективних ресурсів блоку А, прийняті за аналогією з покладом розкритим свердловиною 1-СТ [4].

Пласт В-17в стратиграфічно приурочений до XII мікрофауністичного горизонту. Пласт-колектор розкритий свердловиною 1-СТ в інтервалі глибин 5272,8-5284,0 м (абсолютні відмітки -5102,2 - -5113,4 м). За даними ГДС пласт представлений трьома прошарками газонасиченого пісковика карбонатного

сумарною ефективною газонасиченою товщиною 5,2 м, пористістю 8,4 %, газонасиченість 76 %. Газоносність пласта встановлена за даними ГДС. Поклад пластовий, субсклепінний, літологічно обмежений. Розміри покладу 2,07 *2,25 км, висота покладу 43,4 м. Контакт газ-вода у свердловині не встановлений, а прийнятий як НГВП - по підшві газонасиченого прошарку на абсолютній відмітці (-) 5113,4 м. Підраховані в покладі запаси газу в межах НГВП та кола радіусом 500 м проведеного від свердловини 1-СТ, за ступенем геологічного вивчення віднесені до групи попередньо розвіданих, за промисловим значенням до не визначених та оцінені за кодом класу 332 (категорія С₂). За межами кола радіусом 500 м, але в межах НГВП та лінії літологічного заміщення проведена оцінка перспективних ресурсів за кодом класу 333 (категорія С₃). Аналогічно пластам В-17а, В-17б в північно-східному напрямку, вздовж лінії літологічного заміщення, простежується структура (блок А), в межах якої є сприятливі пасткові умови для існування покладу вуглеводнів. Можливий (прогнозний) поклад пластовий, субсклепінний, літологічно обмежений з розмірами 1,66*1,98 км, висота 118,4 м. Умовний газоводяний контакт (УГВК) прийнятий на абсолютній відмітці (-)5113,4 м за аналогією з покладом розкритим свердловиною 1-СТ. За промисловим значенням обсяги вуглеводнів покладу віднесені до групи з невизначеним промисловим значенням, за ступенем геологічного вивчення - до групи перспективних ресурсів та оцінені за кодом класу 333 (категорія С₃). Параметри, необхідні для підрахунку перспективних ресурсів блоку А, прийняті за аналогією з покладом розкритим свердловиною 1-СТ [4].

Пласт В-17г стратиграфічно приурочений до XII мікрофауністичного горизонту. Пласт-колектор розкритий свердловиною 1-СТ в інтервалі глибин 5272,8-5284,0 м (абсолютні відмітки -5102,2 - -5113,4 м). За даними ГДС пласт представлений шістьма прошарками газонасиченого пісковика карбонатного сумарною ефективною газонасиченою товщиною 11,6 м, пористістю 8,8 %, газонасиченість 75 %. Газоносність пласта встановлена за даними ГДС. Поклад пластовий, субсклепінний, літологічно обмежений. Розміри покладу 2,7*2,8 км, висота покладу 55,8 м. Контакт газ-вода у свердловині не встановлений. Контакт покладу (НГВП) прийнятий по підшві газонасиченого прошарку на абсолютній

відмітці (-) 5175,8 м. Підраховані в покладі запаси газу в межах НГВП та кола радіусом 500 м проведеного від свердловини 1-СТ, за ступенем геологічного вивчення віднесені до групи попередньо розвіданих, за промисловим значенням до не визначених та оцінені за кодом класу 332 (категорія С₂). За межами кола радіусом 500 м, але в межах НГВП та лінії літологічного заміщення проведена оцінка перспективних ресурсів за кодом класу 333 (категорія С₃). В межах блоку А, аналогічно вище описаним пластам прогноуються сприятливі пасткові умови для існування покладу вуглеводнів. Можливий (прогнозний) поклад пластовий, субсклепінний, літологічно обмежений з розмірами 1,63*2,07 км, висота 105,8 м. Умовний газоводяний контакт (УГВК) прийнятий на абсолютній відмітці (-)5175,8 м за аналогією з покладом розкритим свердловиною 1-СТ. За промисловим значенням обсяги вуглеводнів покладу віднесені до групи з невизначеним промисловим значенням, за ступенем геологічного вивчення - до групи перспективних ресурсів та оцінені за кодом класу 333 (категорія С₃). Параметри, необхідні для підрахунку перспективних ресурсів блоку А, прийняті за аналогією з покладом розкритим свердловиною 1-СТ [4].

Пласт В-18а стратиграфічно приурочений до середньої частини XII мікрофауністичного горизонту. Пласт-колектор розкритий свердловиною 1-СТ в інтервалі глибин 5392,6-5404,0 м (абсолютні відмітки -5222,2 - -5233,4 м). За даними ГДС пласт представлений трьома прошарками газонасиченого пісковика карбонатного. Сумарна ефективна газонасичена товщина становить 6,8м, пористість 9,0%, газонасиченість 75%. Газоносність пласта встановлена за даними ГДС. Поклад пластовий, субсклепінний, літологічно обмежений. Розміри покладу 2,17*2,04 км, висота покладу 13,4 м. Контакт газ-вода у свердловині не встановлений. Контакт покладу (НГВП) прийнятий по підшві газонасиченого прошарку на абсолютній відмітці (-) 5233,4 м. Підраховані в покладі запаси газу в межах НГВП та кола радіусом 500 м проведеного від свердловини 1-СТ, за ступенем геологічного вивчення віднесені до групи попередньо розвіданих, за промисловим значенням до не визначених та оцінені за кодом класу 332 (категорія С₂). За межами кола радіусом 500 м, але в межах НГВП та лінії літологічного заміщення проведена оцінка перспективних

ресурсів за кодом класу 333 (категорія С₃). Аналогічно пластам горизонту В-17 в північно-східному напрямку від блоку свердловини 1-СТ простежується структурна форма (блок А). Можливий (прогнозний) поклад пластовий, субсклепінний, літологічно обмежений з розмірами 1,43*1,87 км, висота 93,4 м. Умовний газоводяний контакт (УГВК) прийнятий на абсолютній відмітці (-) 5233,4 м за аналогією з покладом розкритим свердловиною 1-СТ. За промисловим значенням обсяги вуглеводнів покладу віднесені до групи з невизначеним промисловим значенням, за ступенем геологічного вивчення - до групи перспективних ресурсів та оцінені за кодом класу 333 (категорія С₃). Параметри, необхідні для підрахунку перспективних ресурсів блоку А, прийняті за аналогією з покладом розкритим свердловиною 1-СТ. Прогнозні (можливі) поклади горизонту В-19 стратиграфічно належать до нижньої частини XII мікрофауністичного горизонту. На даний час свердловина 1-СТ знаходиться в бурінні. На глибині 5572 м передбачається розкриття продуктивного горизонту В-19, який за даними буріння, випробування, та дослідження суміжного Семиренківського родовища є промислово-газоносним. Прогнозний (можливий) поклад блоку св. 1-СТ пластовий, склепінний, літологічно обмежений з розмірами 2,76*2,67 км, висота 30,0 м. Прогнозний (можливий) поклад блоку А пластовий, субсклепінний, літологічно обмежений з розмірами 1,39*1,57 км, висота 85,0 м. Умовний газоводяний контакт (УГВК) для обох покладів прийнятий по останній замкненій ізогіпсі на абсолютній відмітці (-) 5425,0 м. За промисловим значенням обсяги вуглеводнів покладів віднесені до групи з невизначеним промисловим значенням, за ступенем геологічного вивчення - до групи перспективних ресурсів та оцінені за кодом класу 3 33 (категорія С₃). Параметри для підрахунку перспективних ресурсів покладів горизонту В-19 прийняті за аналогією з покладом пласта В-19а Семиренківського родовища. Згідно з даними Державного балансу корисних копалин України пористість пласта В-19а становить 8,8 %, газонасиченість 80 %, газонасичена товщина 22,5м [4].

7 ГІДРОГЕОЛОГІЧНІ ТА ТЕРМОБАРИЧНІ УМОВИ

7.1 Гідрогеологічні умови

В загальній гідродинамічній системі Дніпровсько-Донецької западини площа робіт належить до центральної частини Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну. Спеціальні гідрогеологічні дослідження з метою вивчення гідродинамічних та гідрохімічних властивостей водоносних горизонтів та комплексів на Старостівській площі не проводилися. На поблизу розташованих родовищах відомості про підземні води отримані по свердловинах пошукового та розвідувального буріння на нафту і газ, де в процесі випробування були отримані припливи пластових вод. При цьому, проводився комплекс дослідницьких робіт, а саме: відбір пластової води, розчиненого в ній газу, виміри дебіту води, динамічних та статичних рівнів, температури, пластових тисків. Відібрані проби пластової води досліджувались в лабораторії для визначення фізичних та хімічних властивостей. Аналіз отриманих результатів та співставлення їх з фактичними даними, отриманими при дослідженні свердловин на поблизу розташованих родовищах (Семиренківське ГКР, Західно-Солохівське ГКР, Кошевойське ГКР, Опішнянське НГКР та Семенцівське ГКР), що знаходяться в одному гідрогеологічному районі і більш детально вивчені в процесі тривалої експлуатації, свідчать про те, що гідрогеологічні умови Ковалівсько- Сулимівського родовища не є аномальними і можуть бути висвітлені в комплексі з вище переліченими родовищами. Результати досліджень геологічної будови, гідрогеологічних та геохімічних особливостей розрізу свердловин вищезгаданих родовищ дозволяють розділити осадову товщу на два гідрогеологічні поверхи, що розрізняються умовами формування підземних вод, гідродинамічними та гідрохімічними властивостями. Верхній гідрогеологічний поверх охоплює кайнозойські та верхньомезозойські (до верхньоюрського) водоносні комплекси, які вміщують прісні інфільтрогенні води із газами атмосферного генезису. Водоносні горизонти характеризуються активним взаємозв'язком між собою та денною поверхнею, що і обумовлює їх низьку мінералізацію. Водоносний комплекс кайнозойських відкладів вміщує водоносні

горизонти палеогену, неогену та четвертинних відкладів [4].

До алювіальних пісків та еолово-делювіальних суглинків четвертинного віку приурочені ґрунтові води. Напірні водоносні горизонти розвинуті в пісках та пісковиках неогенового, новопетрівсько-берекських, межигірсько-обухівських, бучацько-канівських відкладів. Товщина окремих водоносних горизонтів досягає 20-30 м, а притоки води складають 100-300 м³/добу при зниженнях рівня 10-20 м. Води зазначених горизонтів мають загальну мінералізацію 0,5 – 1,5 г/дм³, переважно гідрокарбонатний кальцієвий склад, та широко використовуються для питного водопостачання. Водоносний комплекс крейдових відкладів пов'язаний з пісками сеноманського ярусу та з піщано-глинистими утвореннями нижньої крейди. Відсутність витриманих водотривів та однорідність літологічного складу водовміщуючих порід, обумовило виділення єдиного сеноман-нижньокрейдяного водоносного комплексу (К₁+К₂ст). Глибина залягання покрівлі водоносного комплексу фіксується на глибинах 201 -304 м. Води горизонту високонапірні. П'єзометричні рівні встановлюються на глибинах 40-110 м. Дебіти свердловин змінюються від 45 до 115 м³/год при зниженнях рівня на 3,6-10,0 м. Коефіцієнт водопровідності сеноман-нижньокрейдяних порід складає 200-800 м²/добу. За хімічним складом води хлоридні натрієві та гідрокарбонатно-хлоридні натрієві з мінералізацією до 5,0 г/ дм³. Нижче по розрізу розповсюджений нижній гідрогеологічний поверх, що характеризується розповсюдженням високометаморфізованих древньоінфільтраційних та седиментогенних вод, переважно хлор - кальцієвого типу по В.А. Суліну. Тут розповсюджені водоносні комплекси середньої юри, тріасу та палеозою, він відокремлений від верхнього гідрогеологічного поверху середньо-верхньоюрським регіональним водотривом. В розрізі верхньої юри (батський, оксфордський, кімериджський яруси) переважають потужні товщі глин з малопотужними прошарками мергелів, вапняків та пісковиків, які є надійним регіональним водоупором, розділяючим верхню та нижню гідродинамічні зони. Середньоюрський водоносний комплекс приурочений до пісків та слабозцементованих пісковиків байоського ярусу, що залягають на глибинах 1265-1328м. Потужність водоносного горизонту складає 25-45м. Води

високонапірні, п'єзометричні рівні встановлюються на глибинах порядку 122 м. За хімічним складом води хлоридні, натрієві розсоли з мінералізацією 81,9-99,2 г/л. Тріасовий водоносний комплекс приурочений до пластів різнозернистих пісковиків. Залягають вони на глибинах 1667-1725 м і утворюють досить потужний (товщиною 152-166 м) водоносний горизонт [4].

Підстилаються водонасичені пласти піщано-глинистими відкладами тріасу (Тпг) та нижньої пермі (P₁). Перекриваються товщею строкатих глин (Тг) та карбонатних відкладів (Тпк). Глиниста товща (Тг) виступає, як надійний водотрив, що розділяє байоський та тріасовий водоносні горизонти. Води тріасових відкладів високонапірні, п'єзометричні рівні встановлюються швидко та фіксуються на глибинах 70-300 м, що вказує на високу водозбагаченість порід. Дебіти свердловин становлять від 78 до 86 м³/добу. Водоносний горизонт вміщує води хлоркальцієвого типу з мінералізацією 73,4-133,2 г/ дм³. Ступінь метаморфізації вод становить 0,78-80. Серед мікрокомпонентів присутні I, Br та B. Вміст бром у воді змінюється від 65,11 до 127,98 мг/л, йоду - від 4,56 до 20,74 мг/л, бору - від 2,4 до 3,56 мг/л. Надійна ізоляція цього водоносного комплексу від водоносних пластів верхнього гідродинамічного поверху та достатньо високі фільтраційно - ємкісні властивості дозволяють використовувати тріасовий водоносний комплекс у межах сусіднього Семиренківського родовища для скиду супутньо-пластових вод, що піднімаються на поверхню разом з вуглеводнями під час розробки покладів нафти та газу. Пластові води нижньопермсько-верхньокам'яновугільного комплексу отримано під час випробування горизонту К-4 (С₃), інтервал перфорації 29442985 м в свердловині 107 Кошевойського родовища та під час випробування горизонтів P_{1sl} та P_{1nk} в свердловинах 6 та 7 Семенцівського родовища відповідно. Значні глибини залягання та літологічна неоднорідність порід обумовлюють низьку водозбагаченість горизонтів. Дебіти свердловин не перевищують 2,3 м³/добу при динамічному рівні 750 м. Пластові води представлені високомінералізованими розсолами хлор-кальцієвого типу з мінералізацією 128,9-181,6 г/ дм³. Ступінь метаморфізації вод висока, коефіцієнт метаморфізації r_{Na/Cl} становить 0,62-0,77. З мікрокомпонентів присутні I=3,09-10,57 мг/л, Br=291,68-343,53 мг/л, B=11,96-12,35 мг/л та NH₄=33,06-36,73 мг/л.

Середньокам'яновугільний водоносний комплекс приурочений до відкладів московського та башкирського ярусів. Водовмісними породами є пласти пісковиків, що чергуються з глинистими породами. Пластові води отриманні при випробуванні в експлуатаційній колонні горизонтів Б-5-6, Б-7, Б-8 та Б-10 в межах Опішнянського та Семенцівського родовищ. Пластові води середнього карбону характеризуються як високомінералізовані, високометаморфізовані розсоли хлоридно-кальцієвого типу (за В.А. Суліним) з коефіцієнтом метаморфізації $r_{\text{Na/Cl}}$ 0,78-0,81. Мінералізація пластових вод коливається від 97,2 г/дм³ (св. 22 Опішнянська, інтервал перфорації 2688-2678 м, гор. Б-8) до 186,03 г/л (св. 22 Опішнянська, інтервал перфорації 2815-2806 м, гор. Б-10). З мікрокомпонентів присутні $I=4,20-17,94$ мг/л, $Br=204,91-398,60$ мг/л, $B=9,30-17,40$ мг/л та NH_4 62,66-115-71 мг/л [4].

Нижньокам'яновугільний водоносний комплекс містить водоносні горизонти верхньосерпуховського та верхньовізейського під'ярусів, які розділені аргіліто-алевролітовою водотривкою товщею нижньо-серпуховського під'ярусу. Водоносні горизонти приурочені, переважно, до пісковиків. Верхньосерпуховські водоносні пласти випробувані в свердловинах №№ 3 та 107 Кошевойського, №№ 2, 6 та 10 Семенцівського та в свердловині № 23 Опішнянського родовищ. Дебіти пластових вод, що поступали в свердловини під час випробувань, змінювалися від 1,68 м³/добу до 195 м³/добу. У свердловині № 23 Опішнянська досліджені водоносні пласти горизонтів С-8 (інтервал перфорації 3150-3142 м) та С-7 (інтервал перфорації 3104-3112 м) характеризуються високими фільтраційними властивостями. Під час випробування вищезазначених об'єктів отримані притоки пластових вод становили 162,7 м³/добу (гор. С-8) та 195 м³/добу (гор. С-7), при динамічних рівнях 600 та 200 м відповідно. Води представляють собою хлоркальцієві розсоли з мінералізацією 89,7-233,3 г/л, коефіцієнт метаморфізації $r_{\text{Na/Cl}}$ змінюється від 0,75 до 0,87. З мікрокомпонентів присутні I (2,06-16,92 мг/л), Br (32,42-370,16 мг/л), B (11,47-19,22 мг/л) та NH_4 (36,73-136,37 мг/л). В межах Семиренківського родовища охарактеризовані лише водоносні горизонти, приурочені до верхньовізейських відкладів нижньокам'яно- вугільної системи.

Притоки пластової води під час дослідження газоносних горизонтів були отримані у свердловинах 1, 5, 11, 16, 18, 62 та в свердловинах 2, 9, 60 за рахунок обводнення покладів, під час їх розробки. При дослідженні горизонту В-16 в свердловинах 1, 11 та 16 отримано притоки пластових вод. За даними ГДС водонасичені пласти представлені ущільненими пісковиками з пористістю 4 % (св. 11, інтервал 5152,4-5155,6 м) та пісковиками з пористістю 8,5 % (св. 1, інтервал 5062,0-5065,2 м). Потужність водонасичених пластів досягає 3,2 м. Водонасні пласти характеризуються низькою водозбагаченістю, дебіти коливаються від 0,1 м³/добу (св. 1 інтервал перфорації 5025,0-5068,0 м, гор. В-16в) до 3,7 м³/добу (св. 1 інтервал перфорації 5110,0 -5120,0 м, гор. В-16н) при динамічних рівнях 900 м та 850 м відповідно. Статичні рівні встановлюються на глибині 287 м (св. 1 інтервал перфорації 5025-5060 м, гор. В-16в) Пластовий тиск заміряний у свердловині 1 на глибині 5042,5 м становить 51,02 МПа, пластова температура заміряна на глибині 5000 м становить 122 – 124,5°С [4].

У свердловині 11 горизонт В-16 є продуктивним. Під час випробування отримано приток газу при роботі свердловини на 7 мм штуцері в режимі накопичення середньодобовим розрахунковим дебітом газу 11 тис. м³/добу та пластову воду. Пластова вода, ймовірно, потрапляє до свердловини з інтервалів 5095,6-5098,8 м та 5152,4-5155,6 м, де пласти пісковиків за характером насичення характеризуються як газоводонасичені та водонасичені відповідно. У свердловині 2 відбулося обводнення покладу горизонту В-16 законтурними водами на другий рік експлуатації свердловини. Пластова вода за час експлуатації змінювалася з конденсаційної на пластову. Проби води (від 19.06.98 та 19.10.98 р.р.) відібрані пробовідбірником в другій половині 1998 року представлені високомінералізованою пластовою водою верхньовізейського обліку. За хімічним складом пластові води хлоркальцієвого типу відповідно до класифікації В.А. Суліна. Мінералізація пластової води сягає 166,93 г/ дм³. Пластові води малосульфатні, коефіцієнт сульфатності становить $r_{SO_4/Cl}$ 0,0003-0,0016, та характеризуються як високометаморфізовані розсоли з коефіцієнтом метаморфізації $r_{Na/Cl}$ 0,66-0,77. До складу пластових вод входять мікрокомпоненти: I (34,09-4,11мг/л), Br (184,82-42,03 мг/л), B (49,22-12,8 мг/л)

та NH_4 (193,46-63,42 мг/л). Притоки пластових вод з горизонтів В-17 та В-18 отримано в свердловинах 5, 9 та 62. За літологічним складом водонасичені пласти представлені пластами пісковиків з пористістю до 8,3 % по АК (за О.Ш. Кнішманом). Дебіти пластових вод, що отримані під час випробувань, не перевищують 53 м³/добу при динамічному рівні 1000 м (св. 5, інтервал перфорації 5291,0-5304,0 м, горизонт В-17в). Пластовий тиск заміряний на глибині 5297,5 м становить 57,54 МПа (св. 5, інтервал перфорації 5291,0 - 5304,0 м, горизонт В-17в). У свердловині № 62 поклад горизонту В-17в, інтервал перфорації 5278-5293 м, розкрито у газоводяній зоні. Вода до свердловини потрапляє з нижніх отворів інтервалу перфорації. За результатами промислово-геофізичних досліджень по манометру відмічається наступне розподілення флюїду по стовбуру свердловини: 4600 - 4675 м - газ, 4675-5170 м - газоконденсатоводяна суміш, 5170-5294 м - водогазоконденсатна суміш, 5294-5340 - вода. За даними хімічного аналізу пластові води представлені високомінералізованими розсолами хлоркальцієвого типу відповідно до класифікації В.А. Суліна. Мінералізація пластової води змінюється від 123,89 г/дм³ до 212,22 г/дм³. Води високометаморфізовані (коефіцієнт метаморфізації становить $r_{\text{Na/Cl}}$ 0,67- 0,73) та малосульфатні (коефіцієнт сульфатності $r_{\text{SO}_4/\text{Cl}}$ 0,0004-0,0006). До складу пластових вод входять мікрокомпоненти: І (64,5-13,02 мг/л), Вг до 308,39 мг/л, В (47,19-17,6 мг/л) та NH_4 (188,18-102,77 мг/л). При дослідженні горизонту В-19 в свердловинах №№ 11 та 18 з горизонту В-19 отримано розбавлену пластову воду з питомою вагою 1,070 г/см³-1,074 г/см³. Також під час розробки покладу горизонту В-19, внаслідок його обводнення законтурними водами, у свердловинах №№ 9 та 60 отримано високомінералізовану метаморфізовану пластову воду. Мінералізація пластової води складає 96,82-104,55 г/л. За хімічним складом пластові води малосульфатні $r_{\text{SO}_4/\text{Cl}}=0,0004-0,0002$ хлоркальцієвого типу відповідно до класифікації В.А.Суліна. Пластові води характеризуються високим ступенем метаморфізації $r_{\text{Na/Cl}}=0,75-0,80$. В воді присутні мікрокомпоненти: І (16,47-25,77 мг/л), Вг (77,78-143,50 мг/л), В (32,98-41,82 мг/л) та NH_4 (85,83-230,40 мг/л).

Газонасиченість вод продуктивних горизонтів вивчена недостатньо.

Розчинені у воді гази, переважно вуглеводневого складу, сума вуглеводневих компонентів складає 94,7-97,9%, серед яких переважає метан, вміст якого становить 81-95%, вміст азоту складає 0,13-0,14%. Високий вміст іонів амонію (NH_4) в пластових водах засвідчує про значну їх газонасиченість. В цілому, гідрогеологічні умови території досліджень, що склалися в продуктивній частині розрізу кам'яновугільних відкладів сприятливі для утворення і збереження покладів вуглеводнів. Поклади газу підпираються неактивними, високометаморфізованими розсолами хлор-кальцієвого типу [8].

7.2 Термобаричні умови

Термобаричні умови території досліджень характеризуються на основі аналізу умов буріння свердловин сусіднього Семиренківського родовища, адже в межах Старостівської площі не пробурено жодної свердловини, проте на момент оцінки звіту свердловина 1-СТ перебуває в бурінні. У межах суміжного Семиренківського родовища буріння свердловин із розкриттям розрізу від кайнозойських до серпуховських відкладів нижнього відділу кам'яновугільної системи проводилось (до глибини 4950-5260 м) із використанням промивальної рідини густиною 1,12-1,32 г/см³ без ускладнень, пов'язаних з газопроявами або поглинанням бурового розчину. В процесі розкриття візейських відкладів відмічений ряд газопроявів при густині бурового розчину від 1,32 до 1,42 г/см³, що спостерігались у вигляді підвищення газопоказів по ГКС, виході розгазованих пачок бурового розчину, зниженні його густини до 0,8 - 1,10 г/см³. В переважаючій більшості випадків газопрояви відбувались при промивках після проведення СПО, ГДС, ремонтних робіт і вірогідно обумовлені причинами технологічного характеру. Аналіз результатів вимірів пластових тисків, співставлення умов буріння свердловин, врахування основних закономірностей будови баричного поля ДДз дозволив визначити, що в межах Семиренківського газоконденсатного родовища характер розподілу пластових тисків в розрізі від четвертинних відкладів до верхньовізейського ярусу нижнього відділу кам'яновугільної системи підпорядковується гідростатичному закону, в

основному відповідає регіональному гідростатичному тиску центральної зони ДДз, який описується рівнянням $P=0,011138 \cdot H-0,74$, але має деякі відмінності. За результатами вимірів пластових тисків, проведених при випробуванні водоносних горизонтів або аналогів продуктивних пластів в водоносній частині, лінія розподілу гідростатичного тиску в межах Семиренківського родовища була скоригована. При виконанні геолого-економічної оцінки запасів вуглеводнів Старостівської площі використана скоригована лінія розрахункового гідростатичного тиску, що визначається рівнянням $P=0,011138 \cdot H-1,85$. Визначення початкових пластових тисків покладів проводилось на відмітках, що відповідають половині висоти покладу з використанням результатів вимірів пластових тисків, лінії гідростатичного тиску і густини флюїду в пластових умовах. Температурні умови Старостівської площі охарактеризовані за даними Семиренківського родовища які висвітлені за результатами вимірів геотермічного градієнту, заміряного у свердловинах №№ 2 і 5 до глибини 5400 і 5650 м, відповідно, та вимірів температур, проведених при випробуванні свердловин. Величина геотермічного градієнту становить 2,19 - 2,25 С/100 м. За результатами виміру геотермічного градієнту, максимальна пластова температура виміряна в свердловині № 5 на глибині 5650 м дорівнює 144,7 °С.

8 ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ГАЗУ І КОНДЕНСАТУ

На час складання даного звіту на площі перебуває в бурінні одна свердловина 1 Старостівська. Вибій свердловини знаходиться на глибині 5460 м (гор. В-18). Випробування в процесі буріння свердловини не проводилось. Згідно з виконаними структурними побудовами та аналізом геологічних матеріалів в межах Старостівської ділянки надр відкриття покладів вуглеводнів можливе у відкладах нижнього відділу кам'яновугільної системи. Зокрема газонасиченими за даними ГДС є поклади пластів В-17а, В-17б, В-17в, В-17г, В-18а в межах Вертільської структури, а також прогноуються поклади горизонту В-19. В межах Старостівської структури аналогічно Вертільській прогноуються поклади в межах пластів, які виявлені свердловиною 1, та пласт В-19, який передбачається розкрити як газонасичений, по аналогії із Семиренківським родовищем. Для району досліджень, де знаходиться Старостівська ділянка надр, характерними є пластові тиски близькі до гідростатичних. Приблизно на таких глибинах і в близьких баричних умовах виявлені газоконденсатні поклади в горизонтах В-16, В-17, В-18, В-19 Семиренківського родовища. Експериментальні дослідження складу пластових флюїдів і фізико - хімічних властивостей пентанів та вище киплячих вуглеводнів горизонтів Семиренківського родовища проводилися Чернігівським відділенням УкрДГРІ, Українським науково-дослідним інститутом природних газів, ДП «Полтава РГП» та ДП «Укрнаукагеоцентр». Для підрахунку запасів вуглеводнів початковий розрахунковий склад пластового газу газоконденсатних покладів і фізико-хімічні властивості вуглеводнів прийняті за результатами лабораторного вивчення в умовах, близьких до пластових та за результатами промислової розробки по свердловинах. Первинні промислові і лабораторні дослідження газоконденсатних систем здійснено для непорушених розробкою покладів у горизонтах В-16в, В-17а+В-17б (двічі), В-18а+В-18б (двічі) в процесі випробування свердловини №2. Промислові дослідження на конденсатність по горизонту В -19 проводилися в свердловинах 4 та 51 з застосуванням МТСУ. За їх результатами визначений повний комплекс параметрів конденсатності

пластових газів, необхідних для підрахунку загальних та видобувних запасів летких й рідких вуглеводневих флюїдів. За даними первинних досліджень проб відібраних із свердловини 2 Семиренківська був визначений компонентний склад газоконденсатних систем, результати досліджень яких приведені таблицях 8.1 та 8.2. Їх варто рекомендувати для підрахунку запасів та перспективних ресурсів газу і конденсату в об'єктах, виділених на Старостівській площі. Зокрема, аналогом для покладів пластів В-17 а, В-17б Старостівської площі може бути газоконденсатна система пластів В-17а + В-17б (св.2 Семир.), для пластів В-17в, В-17г - по аналогії із газоконденсатною системою пластів В-17в+В-17г (св.2 Семир.), для пласта В-18а - по аналогії із газоконденсатною системою пластів В-18а+В-18б (св.2 Семир.). Для прогнозного покладу В-19 за даними досліджень проведених у свердловинах 4, 51 Семиренківського родовища [8].

Нижче приводиться коротка характеристика фізико-хімічних властивостей флюїдів по горизонтах та величини параметрів, які рекомендуються для підрахунку запасів та ресурсів вуглеводнів Старостівської площі.

Таблиця 8.1- Фізико-хімічна характеристика пластових газів та потенційний вміст конденсату

№ св.	Горизонт	Інтервал випробування, м дата відбору	Умови відбору проб	Склад пластового газу, % мольні									Властивості газу		Молярна частка		Потенційний вміст, г/м ³ (на сухий газ)				
				C ₁	C ₂	C ₃	i-C ₄	n-C ₄	C _{5+H}	N ₂	He	CO ₂	молек. маса	відносна густина	газу	сухого газу	C ₂	C ₃	i-C ₄	n-C ₄	C _{5+H}
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Ділянка свердловини 2																					
2**	B-17a + B-17b	<u>5154-5199*</u> 26.03.91	Rпл.=55,25 МПа; Тпл.=397°K; Pсеп.=5,00МПа; Tсеп.=267,2°K; 5мм штг	83,72	5,40	1,70	0,28	0,60	4,70	0,23	0,04	3,33	23,819	0,8222	0,878	0,953	70,83	32,64	7,11	15,24	254,14
2	B-17в+ B-17г	<u>5235-5286*</u> 15.12.90	Rпл.=58,51 МПа; Тпл.=392°K; Pсеп.=4,51 МПа; Tсеп.=260°K; 7; 6мм штг	79,29	9,86	3,06	0,40	0,64	3,77	-	0,04	2,94	23,403	0,8079	0,915	0,962	128,12	58,21	10,06	16,10	194,77
		06.01.91	Rпл.=58,51 МПа; Тпл.=392°K; Pсеп.=4,81 МПа; Tсеп.=265°K; 6мм штг	76,23	10,17	4,61	0,64	1,15	3,62	0,14	0,04	3,40	24,340	0,8402	0,903	0,964	131,87	87,51	16,07	28,89	176,38
<i>Середнє по пластах** B-17в+B-17г</i>				79,29	9,86	3,06	0,40	0,64	3,77	-	0,04	2,94	23,403	0,8079	0,915	0,962	128,12	58,21	10,06	16,10	194,77

Закінчення таблиці 8.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
2	В-18а +	<u>5329-5413*</u> 13.09.90 (вибірково)	Рпл.=56,93 МПа; Тпл.=400°К; Рсеп.=4,56МПа;	83,06	7,15	2,69	0,40	0,60	2,26	0,35	0,04	3,45	24,95	0,7578	0,952	0,977	91,48	50,39	9,91	14,86	124,47	
		02.11.90(вибірково)	Тсеп.=263°К; 6; 7мм шт	84,49	6,25	2,41	0,33	0,50	2,48	0,15	0,04	3,35	21,59	0,7451	0,952	0,975	80,13	45,23	8,19	12,41	127,02	
<i>Середнє пласту** В-18а</i>					83,78	6,7	2,54	0,37	0,55	2,37	0,25	0,04	3,4	23,27	0,7515	0,952	0,976	85,81	47,81	9,05	13,64	125,75
4	В-19	<u>5547-5619*</u> 01.02.2001	Рпл.=58,71 МПа; Тпл.=406°К; Рсеп.=5,88МПа; Тсеп.=273°К; 5,5мм шт	86,55	5,67	1,45	0,19	0,23	0,63	0,13		5,15	19,92	0,6877	0,995	0,994	71,30	26,70	4,63	5,60	27,51	
51	В-19	<u>5505-5563*</u> 03.2001	Рпл.=57,13 МПа; Тпл.=406°К; Рсеп.=5,88МПа; Тсеп.=286°К; 10мм шт	86,82	5,62	1,24	0,16	0,21	0,73	0,11		5,11	19,60	0,6766	0,993	0,993	70,75	22,85	3,90	5,12	33,31	
<i>Середнє по горизонту В-19**</i>					86,67	5,65	1,35	0,18	0,22	0,68	0,12		5,13	19,76	0,6822	0,994	0,993	71,03	24,78	4,27	5,36	30,41

Таблиця 8.2- Фізико-хімічна характеристика конденсату

№ свердловин	Горизонт, пласт	Властивості конденсату			Пластові втрати		Коефіцієнт конденсації конденсатовиділення	Компонентний склад, % мас.				Фракційний склад, % об.								Груповий вуглеводневий склад фрак. П.К. 200 °С, мас. %			
		Густина при 20°, кг/м³	Молекулярна маса	Інтенсивна в'язкість 10 ⁻⁶ м²/с	г/м³	%		асфальтени	смоли сілікагелені	сірка	парафин	Початок кипіння °С	Випаєє до ... °С						КК °С	Залишок	арени	нафтени	алкани
													до 100 °С	до 150 °С	до 200 °С	до 250 °С	до 300 °С	до 350 °С					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
2	В-17а+В-17б	794,2*	127,1	1,38	62,73	24,7	0,753	0,03	0,26	-	0,24	47	16	62	80	89	94	-	315	2			
2	В-17в+В-17г	777,7*	122,8	1,29	48,86	25,1	0,749	0,05	0,25	-	0,67	39	23	53	65	76	82	-	345	5	18,3	23,8	57,9
		765,6	118,6	1,02	32,13	16,5	0,835	0,06	0,65	-	0,14	51	17	47	63	71	79	85	365	5			
<i>Середнє по пластах В-17а+В-17г</i>		<i>777,7</i>	<i>122,8</i>	<i>1,29</i>	<i>48,86</i>	<i>25,1</i>	<i>0,749</i>	<i>0,05</i>	<i>0,25</i>	<i>-</i>	<i>0,67</i>	<i>39</i>	<i>23</i>	<i>53</i>	<i>65</i>	<i>76</i>	<i>82</i>	<i>-</i>	<i>345</i>	<i>5</i>	<i>18,3</i>	<i>23,8</i>	<i>57,9</i>
2	В-18а+В-18б	770,6*	137,0	1,09	20,91	16,8	0,832	-	0,21	-	0,43	40	20	57	68	77	85	-	308				
		772,1*	124,6	1,10	19,82	15,6	0,844	0,01	0,22	-	0,31	41	13	44	65	74	81	85	365				
<i>Середнє по пластах В-18а+В-18б</i>		<i>771,35</i>	<i>130,8</i>	<i>1,10</i>	<i>20,34</i>	<i>16,2</i>	<i>0,838</i>	<i>0,01</i>	<i>0,22</i>	<i>-</i>	<i>0,37</i>	<i>40,5</i>	<i>16,5</i>	<i>50,5</i>	<i>66,5</i>	<i>75,5</i>	<i>83</i>	<i>85</i>	<i>336,5</i>				
4	В-19	778,9*	130	1,24								40	19	51	68	80	88	-	350	6			
51	В-19	790,3*	129,0	1,26								47	10	48	66	79	88	95	368	4			
<i>Середнє по горизонту В-19</i>		<i>784,6</i>	<i>129,5</i>	<i>1,25</i>	<i>4,87</i>	<i>16,0</i>						<i>43,5</i>	<i>14,5</i>	<i>49,5</i>	<i>67,5</i>	<i>79,5</i>	<i>88</i>	<i>95</i>	<i>359</i>	<i>5</i>			

Пласт В-17а та В-17б досліджувалися сумісно у свердловині 2. Пластовий газ містить (мольн. %): метану 83,72 %, етану 5,40 %, пропану 1,70 %, бутанів 0,88 %, пентанів і вищих вуглеводнів 4,70 %, азоту 0,23 %, гелію 0,04 %, вуглекислого газу 3,33 %. Молекулярна маса 23,82, відносна густина 0,8222, мольна частка сухого газу (без $C_{5+в}$) 0,953. Початковий потенційний вміст конденсату на «сухий» газ 254,14 г/м³. Конденсат легкий - густина 794,2 кг/м³, безсірчастий, вміщує: 0,24 % мас. парафіну, 0,26 % мас. смол, 0,03 % мас. асфальтенів. Бензинові фракції (википання до 200°C) складають 80 % об., молекулярна маса 127,1, кінематична в'язкість $1,38 \times 10^{-6}$ м²/с. Початок кипіння 47°C. Для підрахунку запасів покладів пластів В-17а та В-17б потенційний вміст конденсату $C_{5+в}$, молярна частка «сухого» газу та склад пластового газу прийняті за даними дослідження проведеними у свердловині 2. Пласти В-17в та В-17г аналогічно пластам В-17а та В-17б досліджувалися сумісно у свердловині 2. Пласти на конденсатність досліджувались двічі. До розрахунків рекомендовані параметри за результатами першого дослідження. Пластовий газ містить в мольних процентах: метану 79,29 %, етану 9,86 %, пропану 3,06 %, бутанів 1,04 %, пентанів і вищих вуглеводнів 3,77 %, гелію 0,04 %, двоокису вуглецю 2,94 %, азот відсутній. Молекулярна маса газу 23,40, абсолютна густина 0,8079, мольна частка «сухого» газу (без $C_{5+в}$) 0,962. Початковий потенційний вміст конденсату 194,77 г/м³ у розрахунку на сухий газ 0,962. Конденсат легкий - густина 777,7 кг/м³, безсірчастий, вміщує 0,67 % мас. парафіну, 0,25% мас. смол, 0,05% мас. асфальтенів. Бензинових фракцій 65% об. Молекулярна маса 122,8, кінематична в'язкість $1,29 \times 10^{-6}$ м²/с. Для підрахунку запасів пластів В-17в та В-17г склад газу, потенційний вміст $C_{5+в}$ та молярна частка «сухого» газу прийняті за даними дослідження свердловини №2. Пласти В-18а та В-18б (випробувані сумісно) на конденсатність досліджувалися двічі у свердловині 2 (13.09.90р. та 12.11.90р.). Для розрахунків прийняті усереднені значення. Пластовий газ містить (мольн.%): метану 83,78%, етану 6,7%, пропану 2,55%, бутанів 0,92%, пентанів і вищих вуглеводнів 2,37%, азоту 0,25%, гелію 0,04%, двоокису вуглецю 3,4%. Молекулярна маса 23,27, відносна густина 0,7515, мольна частка сухого газу (без $C_{5+в}$) 0,976. Початковий потенційний вміст

конденсату складає (в середньому) $125,75 \text{ г/м}^3$ у розрахунку на «сухий» газ. Конденсат має густину $771,35 \text{ кг/м}^3$, безсірчастий, вміщує: парафіну $0,37\%$ мас., смол - $0,22\%$ мас, асфальтенів $0,01$. Бензинові фракції (википання до 200°C) складають $66,5\%$ об., молекулярна маса $130,8$, кінематична в'язкість $1,10 \times 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$. Початок кипіння $40,5^\circ\text{C}$. Для підрахунку запасів пласта В-18а склад газу, потенційний вміст конденсату $\text{C}_{5+\text{в}}$ та молярна частка «сухого» газу прийняті за даними дослідження свердловини 2. По горизонту В-19 до розрахунку прийняті усереднені параметри за двома газоконденсатними дослідженнями відібраними із свердловин 4 та 51. Пластовий газ містить (мольн. %): метану $86,55^{\wedge}86,82 \%$, етану $5,62^{\wedge}5,67 \%$, пропану $1,45^{\wedge}1,24\%$, бутанів $0,42^{\wedge}0,37\%$, пентанів та вищих вуглеводнів $0,63^{\wedge}0,73 \%$, азоту $0,11^{\wedge}0,13\%$, двоокису вуглецю $5,11^{\wedge}5,15\%$. Мольна частка «сухого» газу (без $\text{C}_{5+\text{в}}$) $0,993\%$, відносна густина $0,6766^{\wedge}0,6877$, молекулярна маса $19,601^{\wedge}19,922$. Потенційний вміст вуглеводнів $\text{C}_{5+\text{в}}$ в розрахунку на «сухий» газ складає $30,41 \text{ г/м}^3$. Конденсат легкий - густина $784,6 \text{ кг/м}^3$, кінематична в'язкість $1,38 \times 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$, молекулярна маса $127,1$. Бензинові фракції (википання до 200°C) складають $\%$ об., Початок кипіння $43,5^\circ\text{C}$ [8].

9 ОХОРОНА НАДР ТА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

Навколишнє природне середовище в місцях розташування промислових підприємств знаходиться під підвищеним техногенним навантаженням. Тому актуальною проблемою сьогодення є проведення екологічного моніторингу за станом навколишнього природного середовища на території України. Питання стосовно охорони навколишнього природного середовища регламентуються наступними законодавчими актами України, екологічними стандартами і нормативами, відомчими документами, а саме [5]:

- Кодекс України про надра (статті 53);
- Закон України «Про охорону навколишнього природного середовища» (стаття 22);
- Закон України «Про нафту і газ» (статті 45);
- Закон України «Про оцінку впливу на довкілля» (статті 6, 13);
- Водний кодекс України (статті 44, 105);
- Земельний кодекс України (стаття 191);
- Постанова № 391 від 30.03.1998 р. «Положення про державну систему моніторингу довкілля» (стаття №10);
- Наказ Мінприроди України №118 від 15.03.2017 р. «Про затвердження Правил розробки нафтових і газових родовищ» (п. 49 розділу XVIII).

У кожному документі законодавства існує стаття про обов'язкове спостереження за станом довкілля підприємствами, установами та організаціями, діяльність яких впливає або може впливати на навколишнє природне середовище, тому з метою запобігання забруднення довкілля необхідно проводити постійний контроль екологічного стану навколишнього природного середовища. Створення локальної режимної спостережної мережі в межах спеціального дозволу на користування надрами направлене на отримання максимально достовірної, початкової та поточної екологічної інформації, що дозволить своєчасно виявити, зафіксувати та визначити зміни стану і можливе техногенне навантаження на навколишнє природне середовище [5].

В районах з високим розвитком нафтогазовидобувної промисловості в першу чергу зазнають негативного впливу найбільш вразливі компоненти природної екосистеми - природні води та ґрунти. Для перших від поверхні водоносних горизонтів четвертинних відкладів, які є стратегічним джерелом водозабезпечення сільського населення, найбільш значуще вуглеводневе забруднення, ступінь якого визначається не лише масштабами джерела забруднення, а й слабкою захищеністю та характером фільтраційних властивостей четвертинних відкладів. В зв'язку з цим в межах основним об'єктом екологічного моніторингу був вибраний перший від поверхні водоносний горизонт. Підземні води є найбільш динамічним і вразливим компонентом геологічного середовища і приймають на себе найбільше техногенне навантаження. Забруднення підземних та поверхневих вод тою чи іншою мірою, відбувається на всіх стадіях розробки родовищ вуглеводнів. Вплив техногенних факторів безпосередньо позначається на змінах фізико-хімічного складу та органолептичних властивостях природних вод, на якісних характеристиках підземних вод глибоких горизонтів. Контроль за станом підземних вод в межах в межах Старостівській площі ліцензійної ділянки площі ведеться шляхом відбору проб води зі спостережних свердловин, колодязів господарсько-питного водопостачання, стан поверхневих вод висвітлюється результатами аналізів вод зі ставків. Оцінка якості підземних вод визначалась згідно ДСанПін України 2.2.4-171-10 «Гігієнічні вимоги до питної води, призначеної для споживання людиною» [5].

Дослідження шумового навантаження проводилося у 2 -х точках за допомогою приладу ВШВ-003. У точках проведення досліджень виміряні еквівалентні та максимальні рівні шуму не перевищують допустимих значень та відповідають вимогам ДБН В.1.1-31:2013 «Захист територій, будинків і споруд від шуму» та наказу МОЗ № 463 від 22.02.2019 р. Для дослідження вібраційного навантаження в зоні впливу пошукової свердловини 1 Старостівська обрано 2 точки, які знаходяться поза буровим майданчиком на відстані 500 м (санітарно-захисна зона) та на межі найближчої забудови с. Носи. Згідно ДСН 3.3.6.039-99 «Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації» п.4.8,

п.4.9 виміри вібрації проводяться безпосередньо у місцях механічного коливання механізмів, машин та обладнання. Вібрація, яка утворюється від технічного обладнання при бурінні та облаштуванні свердловини 1 Старостівська, проходить через ґрунт і на відстані 500 м і більше її рівень не фіксується. Забруднення довкілля може відбуватися на всіх стадіях технологічних процесів виробничої діяльності підприємств нафтогазовидобувного комплексу: розвідки, видобування, транспортування, зберігання та переробки нафти і газу. Враховуючи той факт, що технологічні процеси нафтогазовидобувного сектору спричиняють навантаження на довкілля, питання виявлення джерел забруднення, а також проведення екологічного моніторингу стану навколишнього природного середовища набувають особливої актуальності. В межах дії спеціального дозволу Старостівської площі спостереження за станом навколишнього середовища здійснюються за допомогою комплексних екологічних моніторингових досліджень природних вод, ґрунтів, атмосферного повітря. Головною метою даних досліджень є отримання достовірної інформації щодо існуючої екологічної ситуації в межах Старостівської площі та своєчасного виявлення негативних змін. На даний час існуюча локальна режимна спостережна мережа дає змогу достовірно та об'єктивно оцінити стан навколишнього природного середовища в межах Старостівської площі, виявити можливі геохімічні бар'єри та наземні місця акумуляції забруднюючих речовин. Згідно даних лабораторних досліджень, на даний час робіт з екологічного моніторингу стану навколишнього природного середовища в межах Старостівської площі, ознак техногенного впливу на компоненти навколишнього середовища не виявлено. Незначне підвищення деяких компонентів обумовлене літологічною приуроченістю території, природним складом ґрунтів та впливом господарсько-побутової діяльності місцевого населення. Для подальшого контролю за станом довкілля і створення просторово- часової картини динаміки його змін, необхідно продовжувати роботи з екологічного моніторингу стану навколишнього природного середовища в межах Старостівської площі [5].

10 РЕЗУЛЬТАТИ ВИПРОБУВАННЯ І ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН

Продуктивність та ємнісно-фільтраційні параметри випробуваного горизонту (пластів) визначаються в результаті промислових досліджень на стаціонарних режимах фільтрації. Технологія дослідження на стаціонарних режимах фільтрації полягає у зміні продуктивності свердловини залежно від депресії на пласт та реєстрації на кожному з них дебіту і вибійного тиску після стабілізації режиму. Для газових свердловин під час гідродинамічних досліджень на усталених режимах визначають [4]:

- залежність дебіту газу від депресії на пласт та тиску на усті;
- зміну вибійного, устьового тисків та температур від дебіту свердловини;
- коефіцієнти фільтраційних опорів;
- кількість рідких та твердих сумішей на різних режимах;
- умови руйнування привибійної зони, накопичення та виносу рідких та твердих частинок з вибою свердловини;
- технологічний режим роботи свердловини з урахуванням різних факторів;
- коефіцієнт гідравлічного опору труб та інше.

У процесі дослідження свердловин на стаціонарних режимах вимірюються дебіти газу, температура та тиск на головці фонтанних труб, у затрубному просторі та на вибої свердловини. При цьому тиск та дебіт вимірюють безперервно, починаючи з моменту пуску свердловини до їх стабілізації на кожному режимі роботи [4].

У відповідності до геологічної моделі та результатами промислово-геофізичних досліджень свердловини №1-СТ в межах Старостівського родовища, виділяються продуктивні поклади пластів В-19, В-18а, В-17г, В-17в, В-17б та В-17а. Враховуючи геологічну будову родовища, розміри і розташування покладів на площі, величини запасів вуглеводнів, виділення експлуатаційних об'єктів доцільно провести знизу вверх по блоках. У

розрахунки показників розробки на виснаження, взято запаси категорії С₂ (код класу 332) та перспективні ресурси категорії С₃ (код класу 333), оцінені об'ємним методом. Газоконденсатні поклади пластів В-17а, В-17б, В-17в та В-17г близьку геолого-промислову характеристику, а саме [4]:

- залягають в невеликому інтервалі глибини;
- початкові пластові термобаричні умови залягання близькі;
- подібні фільтраційно-ємнісні параметри, фізико-хімічні властивості вуглеводнів;
- очікуваний режим роботи газових покладів;
- розробляються сумісно на сусідньому Семиренківському родовищі.

Все це дає підстави об'єднати вказані газові поклади в один експлуатаційний об'єкт. Отже, в межах Старостівської площі можна виділити 6 експлуатаційних об'єктів [4]:

- I об'єкт - газоконденсатний поклад горизонту В-19 (блок св. №1-СТ);
- II об'єкт - газоконденсатний поклад пласта В-18а (блок св. №1-СТ);
- III об'єкт - газоконденсатні поклади пластів В-17а, В-17б, В-17в та В-17г (блок св. №1-СТ);
- Ia об'єкт - газоконденсатний поклад горизонту В-19 (блок А);
- IIa об'єкт - газоконденсатний поклад пласта В-18а (блок А);
- IIIa об'єкт - газоконденсатні поклади пластів В-17а, В-17б, В-17в та В-17г (блок А);

Загалом в межах Старостівської площі підраховані [4]:

- запаси категорії С₂ (код класу 332) в розмірі 256 млн. м³ газу та 48 тис. т конденсату.
- перспективні ресурси категорії С₃ (код класу 333) в розмірі 3852 млн. м³ газу та 434 тис. т конденсату.

Об'єкт I, поклад горизонту В-19 (блок св. №1)

Об'єкт представлений продуктивним горизонтом В-19 в блоці свердловини №1 із середньою ефективною товщиною 11,3 м, середньою пористістю - 8,0 % та газонасиченістю - 88,0 %. Початкові ресурси даного об'єкту категорії С₃ (код класу 333) становлять: 1359 млн м³ газу та 41 тис. т

конденсату [4].

Об'єкт II, поклад пласта В-18а. Об'єкт розкритий свердловиною № 1 та представлений газонасиченими карбонатними пісковиками із ефективною товщиною 8,6 м, середньою пористістю - 9,0 % та газонасиченістю - 75,0 %. Початкові запаси та ресурси даного об'єкту становлять: категорії С₂ (код класу 332) - 62 млн м³ газу та 8 тис. т конденсату; категорії С₃ (код класу 333) - 192 млн м³ газу та 24 тис. т конденсату [4].

Об'єкт III, поклади пластів В-17а, В-17б, В-17в та В-17г (блок св. №1) Об'єкт представлений чотирма продуктивними покладами пластів в блоці свердловини № 1, які мають близьку геолого-промислову характеристику. Сумарна ефективна товщина даних покладів становить 21,2 м; середньозваженими пористістю та газонасиченістю 8,9 % та 75,9 % відповідно. Початкові запаси та ресурси даного об'єкту становлять: категорії С₂ (код класу 332) - 194 млн м³ газу та 40 тис. т конденсату; категорії С₃ (код класу 333) - 941 млн м³ газу та 191 тис. т конденсату;

Об'єкт Іа, газоконденсатний поклад горизонту В-19 (блок А);

Об'єкт представлений покладом горизонту В-19 в блоці А з середньою товщиною 11,3 м; пористістю 8,0 %; газонасиченістю - 88,0 %.

Початкові ресурси даного об'єкта категорії С₃ (код класу 333) складають 520 млн м³ газу та 16 тис. т конденсату;

Об'єкт Іа, поклад пласта В-18а (блок А);

Об'єкт представлений покладом пласта В-18а в блоці із середньою ефективною товщиною 3,4 м, середньою пористістю - 9,0 % та газонасиченістю - 75,0 %. Початкові ресурси даного об'єкту категорії С₃ (код класу 333) становлять 164 млн м³ газу та 21 тис. т конденсату;

Об'єкт ІІа, поклади пластів В-17а, В-17б, В-17в та В-17г (блок А)

Об'єкт представлений чотирма продуктивними покладами пластів які мають близьку геолого-промислову характеристику.

Середня ефективна товщина даних покладів становить від 0,3 м до 5,8 м; пористістю від 7,8 % до 10,2 %; газонасиченістю від 72,0 % до 74,0 %.

Початкові ресурси даного об'єкту категорії С₃ (код класу 333) становлять

676 млн м³ газу та 141 тис. т конденсату;

Аналіз геолого-промислових даних і геологічна модель сусіднього Семиренківського родовища свідчить про те, що розробка покладів здійснювалась при газовому режимі на виснаження пластової енергії. По аналогії даний режим прогнозується і для Старостівської площі. Як зазначалось раніше, у розрахунки технологічних показників розробки виділених експлуатаційних об'єктів, за основу взято початкові ресурси категорії С₃ та початкові запаси з невизначеним промисловим значенням оцінені об'ємним методом С₂ [4].

На родовищі перебуває в бурінні одна свердловина №1 Старостівська. Вибій свердловини знаходиться на глибині 5460 м (гор. В-18). Випробування в процесі буріння свердловини не проводилось. У зв'язку з цим для розрахунку прогнозного видобутку конденсату виділених прогнозованих покладів Старостівської площі використовувалися дані отримані під час досліджень свердловин сусіднього Семиренківського родовища. Вивчення фазових перетворень пластових систем покладів вуглеводнів Семиренківського родовища здійснювалося на рекомбінованих пробах, які готувались згідно з промисловим газоконденсатним фактором та врахуванням умов відбору проб газу і конденсату на свердловині. На основі серії дослідів диференціальної конденсації пластових газів встановлювали залежність втрат стабільного конденсату від зміни пластового тиску [4].

В ході проведення лабораторних досліджень визначали:

- > фазовий стан газоконденсатних систем у модельованих термобаричних пластових умовах;
- > тиск початку конденсації (Рпк);
- > пластові втрати сирого та стабільного конденсату (ізотерми конденсації) в процесі природного виснаження;
- > зміна потенційного вмісту вуглеводнів С_{5+вищ} і у видобувному газі при падінні пластового тиску;
- > сумарний видобуток стабільного конденсату з пласта за весь період розробки.

Дослідження проводилось згідно з існуючими нормативними

документами, методиками і ГОСТами.

Первинні термодинамічні дослідження фазових перетворень пластової системи покладів у горизонтах В-17а+В-17б, В-18а+В-18б здійснено для непорушених розробкою в процесі випробування свердловини №2. Дослідження покладу В-19 проводились по свердловинам № 4 та № 51. За результатами термодинамічних досліджень пластові системи досліджуваних покладів пластів є газоконденсатними. Всі поклади, окрім горизонту В-19, за початкових умов залягання покладу знаходиться в однофазному газоподібному стані. Тиск початку конденсації рідких вуглеводнів коливається в межах 29-32 МПа, що вказує на недонасиченість пластових систем вуглеводнями C_5+ . Пластові втрати стабільного конденсату будуть зростати до тиску максимальної конденсації, який знаходиться в межах 4-8 МПа. При подальшому зниженні тиску матиме місце процес прямого випаровування рідини, яка вже випала в пласті, в газову фазу. Це дещо підвищить видобуток конденсату на кінцевому етапі розробки покладу [8].

Розробку покладів вуглеводнів на Старостівському родовищі рекомендується за наступною схемою - для I та Ia експлуатаційних об'єктів, єдиний варіант для II, III, IIa та IIIa експлуатаційних об'єктів.

За умов реалізації рекомендованих варіантів розробки Старостівського родовища, за умов реалізації 3577,40 млн. m^3 газу, 357,045 тис. т. конденсату - чистий прибуток складе 13786430,39 тис. грн, надходження до бюджетів та державних цільових фондів - 10163871,90 тис. грн. Окупність капіталовкладень настає на 6 році розробки.

ВИСНОВКИ

Старостівське родовище знаходиться в межах привіської зони центрального грабену Дніпровсько-Донецької западини, на продовженні однієї із осей Солохівсько-Диканської зони антиклінальних структур.

Площа, згідно існуючого нафтогазогеологічного районування, розташована в Глинсько-Солохівському нафтогазоносному районі, який приурочений до центральної частини ДДЗ.

В безпосередній близькості знаходяться такі родовища як Семиренківське, Західно-Солохівське, Солохівське, а також Кавердинське, Сорочинське та ін.

Згідно оцінки, виконаної ЛВ УкрНДГРІ (2010 р.), ця територія за щільністю запасів відноситься до III категорії, тобто щільність нерозвіданих ресурсів вуглеводнів (категорія Д+С₃) складає 50-100 тис. т умовного палива на 1 км².

Старостівська площа вивчена сейсмозвідувальними дослідженнями 3-D по горизонтах відбиття: IV (D₃fm), V₃¹ (покрівля ПГ В-24-25 нижньовізейського під'ярусу), V₂²⁻³ (покрівля ПГ В-19 верхньовізейського під'ярусу), V₂²⁻¹ (покрівля ПГ В-17 верхньовізейського під'ярусу), V₁¹ (QS2), V₂¹ (C2b), V₆¹ (C2m).

В геологічній будові досліджуваної площі приймають участь відклади палеозойської, мезозойської, кайнозойської ератем.

Пошукова свердловина 1-Старостівська з проектною глибиною 6300 м і проектним горизонтом В-24-25 (C₁V₁) закладалася в межах локального склепіння Вертільської структури на західній перикліналі Західно-Солохівського структурного елемента з метою встановлення покладів пластів колекторів у відкладах горизонтів В-21-В-22 та оцінки перспективних покладів горизонтів В-19, В-18, В-17.

Випробування свердловини в процесі буріння не проводилось.

Свердловиною 1-СТ розкрито 2 газонасні горизонти (В-17, В-18) в яких виділено 5 газонасичених пластів: В-17а, В-17б, В-17в, В-17г, В-18а. Всього в межах площі встановлено 5 газоконденсатних покладів, а також прогнозується

можлива газоносність 5 покладів, що приурочені до блоку А. Окрім того передбачається наявність двох покладів в горизонті В-19 (блок св. 1-СТ та блок А).

Колекторами є теригенні породи, тип колектора поровий та порово-тріщинний. Поклади вуглеводнів пластові, субсклепінні, склепінний (гор. В - 19, блок св. 1-СТ), літологічно обмежені.

З врахуванням наявного геофізичного матеріалу, а також з врахуванням залучених петрофізичних залежностей сусіднього Семиренківського родовища для теригенних колекторів візейських відкладів були визначені наступні кондиційні значення: відкрита пористість - 6,0 %, проникність $0,9 \cdot 10^{-15}$ м², газонасичення - 64,0 %.

За результатами аналізу фактичного матеріалу висвітлена геологічна будова площі робіт, уточнена модель продуктивних пластів та виконаний підрахунок запасів і ресурсів вільного газу та конденсату Старостівського родовища.

Для оцінки величини запасів та ресурсів вуглеводнів пластові тиски, поправки на температуру та відхилення від закону Бойля-Маріотта, густина газу прийняті за аналогією з Семиренківським родовищем по відповідних пластах.

За умов реалізації рекомендованих варіантів розробки Старостівського родовища, за умов реалізації 3577,40 млн. м³ газу, 357,045 тис. т. конденсату - чистий прибуток складе 13786430,39 тис. грн, надходження до бюджетів та державних цільових фондів - 10163871,90 тис. грн. Окупність капіталовкладень настає на 6 році.

Виходячи з рівня технологічних і економічних показників (сусідніх родовищ) та базуючись на основних критеріях ефективності освоєння запасів вуглеводнів Старостівського родовища можна зробити висновок, що розробка запасів газу і конденсату є рентабельною виробничою діяльністю і дозволить отримати достатній позитивний економічний ефект як видобувному підприємству, так і державі.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Марюхно В.М. Обґрунтування геологічної моделі покладів вуглеводнів фаменських перспективних відкладів верхнього девону та турнейських відкладів нижнього карбону, підрахунок їх запасів і ресурсів та геолого-економічна оцінка за результатами геологорозвідувальних робіт проведених у 2013-2015 роках.- Полтава, 2015.

2. Гальченко С.В. Звіт про проведення польових сейсмозвідувальних досліджень МСГТ 3D на Старостівській площі - Київ, ДГП “Укргеофізика”, 2007

3. Сабецький В.В. Звіт про виконання робіт з тематичного перегляду геолого-геофізичних матеріалів в межах с площі. - Київ, ДГП “Укргеофізика”, 2014

4. Голуб О.Г. Проект геологорозвідувальних робіт на Старостівській ділянці надр та обґрунтування перспектив прилеглих територій - Полтава, ДП «Укрнаукагеоцентр», 2018

5. Звіт з оцінки впливу на довкілля планової діяльності влаштування пошукової свердловини № 1 Старостівської площі з метою розвідки покладів газу і конденсату; підключення свердловини № 1 Старостівської площі з прокладанням газопроводу- шлейфу та інгібітопроводів. Полтава, 2019

6. Кнішман О.Ш. Розробка петрофізичних моделей покладів вуглеводнів та визначення під рахункових параметрів Семиренківського ГКР. Чернігів.-2017.

7. Кравченко І. В. Геолого-економічна оцінка Семиренківського газоконденсатного родовища, включаючи Олефірівський та Романівський блоки (Полтавська область).Чернігів, 2013.

8. Марюхно В.М. та інші. Геолого-економічна оцінка Семиренківського газоконденсатного родовища Полтавської області станом на 01.01.2019р.