

Національний університет Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка
(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет, Інститут Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра Буріння та геології
Освітньо-кваліфікаційний рівень: Бакалавр
Спеціальність 103 Науки про Землю
(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри



“ ” 2024 року

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Комаревцева Вікторія Валеріївна
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Літолого-стратиграфічна характеристика при осьовій зоні центрального грабену Дніпровсько-Донецької западини на прикладі Семиренківського родовища

Керівник проекту (роботи) д.г.-м.н. професор Лукін О.Ю.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджений наказом вищого навч. закладу від 08.12.23 року № 1481/фа

2. Строк подання студентом проекту (роботи) 17.06.2024

3. Вихідні дані до проекту (роботи) 1. Науково-технічна література, періодичні видання, конспекти лекцій. 2. Геологічні звіти та звіти фінансової діяльності підприємств за профілем роботи. 3. Графічні додатки по площі: структурні карти, стратиграфічна колонка, сейсмологічний профіль.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Вступ; спеціальна частина; технічна частина; економічна частина; охорона праці.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) Тема, актуальність, мета та задачі роботи; структурна карта площі та сейсмогеологічний профіль, висновок. (у формі презентації).

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Геологічна частина	ст. вимп. Вольчанкова А.В.		
Спеціальна частина	д.т.н., проф. Лукіч О.О.		
Технічна частина	к.т.н., доц. Михайлюк О.В.		
Економічна частина	ст. вимп. Фовк М.О.		
Охорона праці	к.т.н., доц. Голубицька А.М.		

7. Дата видачі завдання 27.05.2024

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Геологічна частина	27.05–31.05
2	Спеціальна частина	01.06–06.06
3	Технічна частина	07.06–10.06
4	Економічна частина	10.06–12.06
5	Охорона праці	13.06–16.06
6	Попередні захисти робіт	17.06–23.06
7	Захист бакалаврської роботи	24.06–28.06

Студент

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Керівник проекту (роботи)

(підпис)

(прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ

ВСТУП

РОЗДІЛ 1. ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА	11
1.1 Географо–економічні умови.....	11
1.2 Геолого–геофізична вивченість	12
1.3 Геологічна будова	15
1.3.1 Стратиграфія.....	15
1.3.2 Тектоніка	28
1.3.3 Нафтогазоносність	35
1.3.4 Гідрогеологічна характеристика.....	36
1.3 Висновки до розділу 1	40
РОЗДІЛ 2. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА.....	41
2.1 Мета, задачі, методика і об'єм проєктованих робіт	41
2.1.1 Обґрунтування постановки робіт	41
2.1.2 Система розміщення свердловин	42
2.1.3 Промислово-геофізичні дослідження	43
2.1.4 Відбір керн, шламу і флюїдів.....	45
2.1.5 Лабораторні дослідження.....	46
2.1.6 Оцінка перспективності площі	48
2.2 Підрахунок запасів.....	56
2.3 Висновки до розділу 2	58
РОЗДІЛ 3. ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА	59
3.1 Гірничо–геологічні умови буріння.....	59
3.2 Обґрунтування конструкції свердловини.....	61
3.3 Режими буріння	64
3.4 Характеристика бурових розчинів	65
3.5 Охорона надр та навколишнього середовища	66
3.6 Висновки до розділу 3	69

РОЗДІЛ 4. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА	70
4.1 Основні техніко–економічні показники геологорозвідувальних робіт.	70
4.2 Вартість та геолого–економічна ефективність проектних робіт	71
4.3 Висновки до розділу 4	73
РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ	74
5.1 Аналіз умов праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт	74
5.2 Розробка заходів з охорони праці.....	76
5.2.1 Заходи з техніки безпеки	76
5.2.2 Заходи з виробничої санітарії	78
5.3 Пожежна безпека.....	79
5.4 Висновки до розділу 5	81
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ	
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	
ДОДАТОК А: Структурна карта по відбивальному горизонту $V_{B_2}^{2-2}(C_1V_2)$	
ДОДАТОК Б: Структурна карта по відбивальному горизонту $V_{B_2}^{2-1}(C_1V_2)$	
ДОДАТОК В: Структурна карта по відбивальному горизонту $V_{B_2}^1(C_1V^2)$	
ДОДАТОК Г: Стратиграфічна колонка	
ДОДАТОК Д: Сейсмологічний профіль по лінії II-II'	

АНОТАЦІЯ

Комаревцева В.В. Літолого-стратиграфічна характеристика приосьової зони центрального грабену ДДЗ на прикладі Семиренківського родовища. Кваліфікаційна робота бакалавра за спеціальністю 103 «Науки про Землю». - Полтава; Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». – 2024.

Пояснювальна записка виконана на 89 сторінок, містить 5 таблиць та 5 додатків.

Робота присвячена дослідженню геологічної будови та стратиграфічних особливостей приосьової зони ДДЗ та вивченню складу і структури гірських порід цієї зони, їх літологічних характеристик, а також стратиграфічних властивостей.

В першому розділі описана геологічна будова родовища.

В спеціальній частині описаний детальний план та обґрунтування дослідницьких робіт для оцінки та розвитку нафтогазового потенціалу Семиренківського родовища.

Третій розділ зосереджений на технічних аспектах буріння свердловин.

В економічній частині підсумовано ключові техніко-економічні показники та зроблено висновки щодо економічної доцільності та ефективності проведених робіт.

В розділі, присвяченому охороні праці, розроблено заходи для запобігання виробничому травматизму та встановлено правила протипожежного режиму.

Робота містить додатки: структурна карта по відбивальному горизонту $V_{B_2}^{2-2}(C_1V_2)$; структурна карта по відбивальному горизонту $V_{B_2}^{2-1}(C_1V_2)$; структурна карта по відбивальному горизонту $V_{B_2}^1(C_1V^2)$; стратиграфічна колонка; сейсмологічний профіль по лінії II-II'.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: ЦЕНТРАЛЬНИЙ ГРАБЕН, ДНІПРОВСЬКО-
ДОНЕЦЬКА ЗАПАДИНА, СЕМИРЕНКІВСЬКЕ РОДОВИЩЕ,
СТРАТИГРАФІЧНІ ОСОБЛИВОСТІ, ЛІТОЛОГІЯ.

ANNOTATION

Komarevtseva V.V. Lithological and stratigraphic characteristics of the periaxial zone of the central graben of the DDZ using the example of the Semirenkiv deposit. Bachelor's qualifying work in specialty 103 "Sciences of

Earth". - Poltava; Yuriy Kondratyuk Poltava Polytechnic National University. - 2024.

The explanatory note has 89 pages, contains 5 tables and 5 appendices.

The work is devoted to the study of the geological structure and stratigraphic features of the periaxial zone of the DDZ and the study of the composition and structure of the rocks of this zone, their lithological characteristics, as well as stratigraphic properties.

The first chapter describes the geological structure of the deposit.

The special part describes a detailed plan and justification of research works for the assessment and development of the oil and gas potential of the Semirenkiv deposit.

The third section focuses on the technical aspects of well drilling.

In the economic part, the key technical and economic indicators are summarized and conclusions are made regarding the economic feasibility and effectiveness of the work carried out.

In the section devoted to labor protection, measures have been developed to prevent industrial injuries and fire prevention rules have been established.

The work contains appendices: structural map along the reflective horizon $V_{B_2}^{2-2}(C_1V_2)$; structural map along the reflective horizon $V_{B_2}^{2-1}(C_1V_2)$; structural map along the reflective horizon $V_{B_2}^1(C_1V^2)$; stratigraphic column; seismological profile along line II-II'.

KEY WORDS: CENTRAL RIDGE, DNIPROV-DNETZ BASIN, SEMYRENKIV DEPOSIT, STRATIGRAPHIC FEATURES, LITHOLOGY.

ВСТУП

Актуальність. Тема дослідження полягає у необхідності детального вивчення геологічної структури та оцінки нафтогазового потенціалу Семиренківського родовища. У сучасних умовах розвиток нафтогазової промисловості є одним з пріоритетних напрямків економічного зростання України. Забезпечення енергетичної безпеки держави потребує нових підходів до розвідки та видобутку вуглеводнів. Семиренківське родовище, з його значними ресурсами, має потенціал для значного внеску у розвиток цієї галузі.

Мета роботи: полягає у літолого-стратиграфічній характеристиці приосьової зони центрального грабену Дніпровсько-Донецької западини на прикладі Семиренківського родовища.

Завданнями роботи є:

1. Аналіз геологічної будови приосьової зони центрального грабену Дніпровсько-Донецької западини на прикладі Семиренківського родовища;
2. Літолого-стратиграфічна характеристика Семиренківського родовища;
3. Планування комплексу геолого-геофізичних досліджень та прогнозування гірничо-геологічні умови буріння;
4. Оцінка нафтогазоносності.

Об'єкт роботи: процес формування відкладів та пасток вуглеводнів приосьової зони центрального грабену Дніпровсько-Донецької западини на прикладі Семиренківського родовища.

Предмет роботи: геологічна будова та нафтогазовий потенціал Семиренківського родовища.

Методика дослідження включає буріння свердловин, відбір керна, шламу та флюїдів, проведення промислово-геофізичних досліджень та подальший лабораторний аналіз зразків.

Очікувані результати дослідження можуть мати практичне значення для нафтогазової промисловості України, сприяти підвищенню ефективності розвідки та видобутку вуглеводнів, а також забезпеченню енергетичної незалежності держави.

РОЗДІЛ 1. ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

1.1 Географо–економічні умови

В адміністративному відношенні Семиренківське газоконденсатне родовище розташоване у Шишацькому та Миргородському районах Полтавської області за 25 км на північний схід від м. Миргород[1], за 15 км на північ від м. Шишаки і за 50 км на північний захід від м. Полтава [2]. Родовище було відкрито в 1972 році, а видобуток газу розпочався в 1982 році. Займає площу близько 1000км².

Семиренківське газоконденсатне родовище розташоване в межах Дніпровсько-Донецької западини. Місцевість в цій області має складну структуру рельєфу, що зумовлено ерозійними процесами та геологічною історією, в основі якої лежить утворення осадових відкладень девонського, кам'яновугільного, пермського та мезозойського періодів. В даній місцевості переважає рівнинно-хвилястий рельєф з пологими схилами, неглибокими балками та ярами, що утворилися внаслідок ерозійної діяльності. Середня висота над рівнем моря – 150-170 м.

Клімат має помірно-континентальний характер. В середньому за рік температура тримається на позначці +7,2°C. Опадів випадає 490-500 мм на рік. Найхолоднішим місяцем є січень з середньою температурою -8°C, а найтеплішим – липень, де температура в середньому сягає +20-25°C.

Найближчі населені пункти: Семиренки, Малий Перевоз, Великі Сорочинці, Манячиновка, Вертелецьке. Також на території родовища розташоване село Ковалівка. В 23 км на південний захід проходить залізниця Харків-Київ, а ще південніше –автомагістраль.

Гідрографію місцевості утворює вододіл річок Ворскли і Псла. Підземні води залягають на глибині від 100 до 3000 м.

Якщо розглядати в економічному відношенні, то даний район сільськогосподарський. Основною спеціалізацією сільського господарства є

землеробство і тваринництво. Частина населення зайнята в переробній промисловості.

1.2 Геолого–геофізична вивченість

На території родовища було проведено низку геолого-геофізичних досліджень, включаючи геомагнітну, гравітаційну та сейсмічну зйомку, структурне картування, пошукові роботи та параметричне буріння.

Магнітометрична зйомка в 1948 виявила магнітні аномалії в Соротинській зоні, а аеромагнітна зйомка в 1966 встановила в її межах Велико-Соротинський максимум.

Дані вертикальної електророзвідки показують, що значення загальної електропровідності збільшуються зі збільшенням пермських товщини хемогенних відкладень. Кордон останнього спредингу проходить між Семиренківською та Романівською структурами у північно-західному напрямку.

Гравітаційне поле на досліджуваній території представлено переважно позитивними значеннями; дослідження 1966 виявили тут гравітаційний максимум, на тлі якого відзначений локальний мінімум, що відповідає прогину. Локальні максимуми незначні, оскільки саму Семиренківську структуру зміщено незначно.

На основі цих результатів проведено картування поверхневої гіпсометрії кристалічного фундаменту западини та виділено сейсмічний комплекс.

Наприкінці 1960-х - початку 1970-х років було зроблено спроби для кінцевої оцінки вмісту промислової нафтогазоносності девонських відкладів. Буріння і сейсморозвідка не вирішили це питання, але було зроблено висновок, що геологічна будова девону набагато складніше, ніж передбачалося раніше. Питання нафтогазоносності девону досі не вирішено, і нині девон має найнижчі початкові розвідані ресурси проти інших нафтогазоносних комплексів ДДЗ.

Наприкінці 1970-х – на початку 1980-х років у центральній приосьовій зоні ДДЗ було проведено параметричне буріння. Воно стало невід'ємною частиною геолого-геофізичних досліджень у регіоні та дозволило вирішити низку ключових питань, пов'язаних з геологією та нафтогазоносністю, та визначити оптимальний напрямок геологорозвідувального процесу.

Параметричні свердловини пробурені на виявлених і підготовлених сейсморозвідкою по нижньокам'яновугільному комплексу глибокозанурених, невеликих за розмірами структур. Вони розташовані на північний захід від великої СолохівськоДиканського валу. Це Комишнянська, Перевозівська, Кошевійська, Бакумівська та Лисівська структури.

Результати буріння однойменних параметричних свердловин були успішними, багато з них відкрили промислові газоконденсатні поклади на значних глибинах (> 5500 метрів), які раніше вважалися безперспективними. Перевозівська стала першою українською свердловиною, що дала промисловий газ на глибині 6222-6300 метрів.

Буріння параметричних свердловин вплинуло на збільшення товщини всіх стратиграфічних підрозділів, що призвело до нерозкриття нижньовізейських, турнейських і фаменських відкладів, що передбачаються на глибинах 6100-6400 м.

Було розпочато буріння Лисівської свердловини, з проектною глибиною 8000 м, з метою вивчення геологічної будови центральної частини ДДЗ, включаючи літологію та літофаціальний склад, колекторські та екрануючі характеристики нижнього карбону та деяких надсольових девонських відкладів.

Основна інформація про геологічну будову території, що вивчається, отримана за даними сейсморозвідки та глибокого буріння.

Геологічна будова Семиренківської структури вивчалась сейсморозвідувальними дослідженнями МВХ і МСГТ починаючи з середини 60-х по 1999 рік [3].

У 1974 році було розпочато глибоке буріння будівництвом пошукової свердловини №1, у 1990 році родовище відкрилось, за допомогою пошукової свердловини №2, а дослідно-промислова розробка розпочалась в 1997 році.

На Семирівському родовищі було пробурено 13 пошуково-розвідувальних та експлуатаційних свердловин (5149-5673 м) та пошукову свердловину №10 (6242 м), відкрито 13 покладів вуглеводнів(?), які відносяться до верхньовізейських відкладів, це все відбулося в часовий проміжок з 1974 по 2010 роки.

Так само, як на Семирівській структурі, так і на сусідньорозташованих структурах приосьової зони центральної частини Дніпровсько-Донецької западини, вивчення бурінням осадового розрізу досягло 5200-6400 м, відклади на даних глибинах стратиграфічно відповідають, в більшості випадків, верхньовізейським, але відклади нижньовізейські, фаменські та турнейські не вдалось дослідити через буріння.

Вивчити літолого-фаціальний склад цих відкладів, їх стратиграфію, зробити оцінку перспектив запасів нафти та газу, отримати геохімічні дані флюїдів, можливо лише при бурінні параметричної свердловини №17, з перспективною глибиною в 8000 м.

Слід зазначити, що вивчення глибин 7000-8000 м є дуже затратними, вони вимагають переоснащення технічних засобів, розробку спеціальних методик для ефективного відбору проб із колекторів із дуже низькими об'ємно-фільтраційними властивостями, удосконалення промислового геофізичного обладнання, яке необхідне при роботі на таких великих глибинах.

1.3 Геологічна будова

1.3.1 Стратиграфія

У геологічній будові осадового комплексу відкладів Семиренківського родовища приймають участь утворення палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем, загальною товщею до 8,5 км, які залягають на породах докембрійського кристалічного фундаменту.

Свердловини пошуково-розвідувального та експлуатаційного буріння розкрили відклади від четвертинних до девонських. Найбільш давніми утвореннями, що розкриті на площі є відклади фаменського ярусу девонської системи.

Докембрій (РС)

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 8,0÷8,5 км.

Палеозойська ератема (PZ)

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

Девонська система (D)

Представлена верхнім відділом.

Верхній відділ (D₃)

До складу верхнього відділу відноситься фаменський ярус.

Фаменський ярус (D₃fm)

У межах Семиренківського родовища свердловиною № 17 розкриті відклади, які відносяться до XVa мікрофауністичного горизонту або до біостратиграфічної зони C_{1t}^a і є перехідними шарами від девонських до кам'яновугільних відкладів. Вцілому ця частина розрізу є теригенно-

карбонатною товщею з перевагою темно-сірих вапнякових аргілітів з прошарками сірих вапняків та рідко сірих середньозернистих пісковиків.

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.

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.

Турнейський ярус (С_{1t})

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.

Візейський ярус (С_{1v})

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

Нижньовізейський під'ярус (C₁V₁)

Відклади нижньовізейського під'ярусу трансгресивно 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.

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.

Верхньовізейський під'ярус (C₁V₂)

Верхньовізейський під'ярус представлений XIII, XII, XI та X мікрофауністичними горизонтами.

XIII 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, покращені 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, органічно-детритові з численними рештками уламків криноїдей, брахіопод, гастропод, уривків водоростей і моховаток, з комплексом форамініфер.

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, пелециподи, спори, водорості *Calcifolium*, багатий комплекс форамініфер.

Всі літологічні відмінності згруповані у чітко виражені пласти В-16, В-15.

Х мікрофауністичний горизонт представлений аргілітами, алевролітами, рідше пластами пісковиків.

Пісковики сірі, дрібно- та середньозернисті, поліміктові, слюдисті, алевритисті з карбонатним цементом.

Відклади Х мікрофауністичного горизонту об'єднані в літологічну пачку В-14.

Розкрита товщина верхньовізейських відкладів складає 395-1254 м.

Серпуховський ярус (C_1s)

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

Нижньосерпуховський під'ярус (C_1s_1)

Представлений в об'ємі ІХ мікрофауністичного горизонту. Розріз під'ярусу складений потужною аргіліто-алевролітовою товщею з рідкими малопотужними прошарками пісковиків і ще більш рідкими тонкими прошарками вапняків. Нижня границя проводиться по покрівлі горизонту В-14.

Аргіліти темно-сірі до чорних, алевритисті, слабослюдисті, ущільнені, з вуглистим детритом, з дзеркалами ковзання, інколи з залишками криноїдеї, 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 органогенним детритом, з включенням піриту. Органічні залишки представлені криноїдеями, моховатками, стулками остракод та форамініферами.

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

Товщина нижньосерпуховських відкладів складає 361-401 м.

Верхньосерпуховський під'ярус (C₁S₂)

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 С-9, С-8, С-7, С-6.

VII-V мікрофауністичні горизонти (в складі літологічних пачок С-5-С-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.

Пісковики сірі, світло-сірі, кварцові, дрібнозернисті, прошарками поліміктові, крупнозернисті, з включенням вуглисто-детриту, з карбонатно-глинистим цементом.

Товщина відкладів верхньосерпуховського під'ярусу – 218-430 м.

Середній відділ (C₂)

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

Башкирський ярус (C₂b)

Породи башкирського ярусу незгідно залягають на підстиляючих верхньосерпуховських і представлені нижньобашкирським та верхньобашкирським під'ярусами.

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.

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.

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, рідко з залишками пеліципод.

Алевроліти сірі, з зеленуватим відтінком, кварцові, слабослюдисті, міцні.

Вапняки сірі, світло-сірі, кристалічнозернисті, дрібнозернисті, глинисті, з численними рештками брахіопод, остракод, пеліципод, форамініфер.

Пісковики сірі, дрібнозернисті, слюдисто-кварцові, міцнозцементовані, 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, кварцово-слюдисті.

Вапняки сірі, дрібнозернисті, доломітизовані.

Відклади об'єднані в літологічні пачки Б-2 і Б-1.

Загальна потужність башкирських відкладів коливається від 332 м до 727 м.

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 446-567 м.

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_3kt) світів, 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 обугленого 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 595-734 м.

Пермська система (P)

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.

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 63-161 м.

Мезозойська ератема (MZ)

Представлена тріасовою, юрською та крейдовою системами.

Тріасова система (Т)

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

Нижній відділ (Т₁)

Представлений індським та оленьокським ярусами.

Індський ярус (Т_{1i})

Відклади ярусу виділяються в об'ємі дронівської світи.

Дронівська світа (Т_{1dr})

Відклади світи складені двома товщами: піщано-глинистою (Т_{1пг}) та піщаною (Т_{1п}).

Піщано-глиниста товща (Т_{1пг}) складена перешаруванням глин строкатобарвних, щільних з пісковиками світло-сірими строкатобарвними, дрібнозернистими.

Піщана товща (Т_{1п}) складена пісковиками сірими, світло-сірими, різнозернистими, місцями карбонатними, прошарками конгломератовидними.

Оленьокський ярус (Т_{1o})

Представлений сребрянською світою.

Сребрянська світа (Т_{1sr})

Відклади світи складені піщано-карбонатною і глинистою товщами.

Піщано-карбонатна товща (Т_{1пк}) складена глинами строкатобарвними з прошарками пісковиків світло-сірих, дрібно-, середньозернистих, грудкуватих, вапнистих.

Глиниста товща (Т_{1г}) складена, переважно, глинами строкатобарвними з прошарками пісковиків зеленувато-сірих, різнозернистих і пісків зеленувато-сірих, кварцових.

Загальна товщина відкладів тріасової системи коливається від 640 м до 734 м.

Юрська система (J)

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

Середній відділ (J₂)

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

Байоський ярус (J₂b)

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

Батський ярус (J₂bt)

Представлений нижнім (J₂bt₁) та верхнім (J₂bt₂) під'ярусами.

Нижньобатський під'ярус (J₂bt₁) складений глинами сірими, тонковідмученими з включеннями сидериту.

Верхньобатський під'ярус (J₂bt₂) представлений у нижній частині пісковиками сірими, дрібнозернистими. У верхній частині – глини зеленувато-сірі, слабовапнисті з прошарками алевролітів та пісковиків.

Келовейський ярус (J₂k)

Літологічно складений глинами блакитно-сірими, карбонатними з прошарками тонкозернистих пісковиків.

Товщина середньоюрських відкладів коливається в межах 175-224 м.

Верхній відділ (J₃)

Відклади представлені оксфордським і кімериджським ярусами.

Оксфордський ярус (J₃o)

Складений глинами зеленувато-сірими, вапнистими, у нижній частині з прошерстками вапняків зеленувато-сірих та алевролітів.

Кімериджський (J₃km)

Літологічно відклади представлені частим перешаруванням глини строкатобарвних, піщанистих, з карбонатними пісковиками, вапняками зеленувато-сірими, піщанистими та алевролітами сірими, різнозернистими.

Товщина верхньоюрських відкладів становить 127-317 м.

Крейдова система (K)

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

Нижній відділ (K₁)

Нерозчленовані відклади нижнього відділу представлені пісками, пісковиками сірими, різнозернистими з прошарками глини сірих, каолінових, прошарками вуглистих.

Товщина нижньокрейдових відкладів складає 98-137 м.

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 коливається в межах 405-476 м.

Кайнозойська ератема (KZ)

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

Палеогенова система (P)

Представлена палеоценовим-еоценовим (P₁₋₂), та олігоценним (P₃) відділами.

Палеоценовий-еоценовий відділи (P₁₋₂)

Нерозчленовані відклади складені пісками сірими, зеленувато-сірими, різнозернистими з прошарками пісковиків та глин. Зокрема відклади київського ярусу (P₂kv) складені товщею мергелів світло-сірих, піщанистих з фосфоритовими включеннями.

Олігоценний відділ (P₃)

Відклади олігоцену представлені піщаними відмінностями межигірського та берекського ярусів (P₃mž-P₃br) і в літологічному відношенні складені пісками зеленувато-сірими, тонкозернистими, кварцово-глауконітовими, місцями ущільненими.

Неогенова та четвертинна системи (N+Q)

Розріз неогеново-четвертинних відкладів представлений пісками жовтувато-сірими, тонкозернистими, кварцово-глауконітовими, глинами жовтувато-сірими, в'язкими, лесовидними суглинками, супісками та ґрунтово-рослинним шаром.

Загальна товщина відкладів кайнозойської ератеми коливається в межах від 224 до 304 м.

1.3.2 Тектоніка

Семиренківське газоконденсатне родовище відповідно до існуючого тектонічного районування розташоване у межах приосьової зони центрального грабену Дніпровсько-Донецької западини, та знаходиться 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 (8-9,5 км).

По поверхні кристалічного фундаменту тут простежується Сулимівський виступ, що відгалужується від широкого крайового Лубенсько-Білоцерківського виступу. Він моноклінально занурюється в бік

осьової частини западини від 6,5 км до 9 км, і поступово переходить у сідло, яке розділяє два великих прогини Лютенський і Солохівський. Семиренківське родовище розташоване 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, осьовій 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 Семиренківського родовища 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 район Семиренківського підняття належить до зони зчленування двох протяжних різноорієнтованих структурно-тектонічних ліній. Це Семенцівсько-Гоголівсько-Петренківська, субмеридіонального простягання і Солохівсько-Диканська – субширотного.

Після виконання структурної побудови із використанням сейсмічних матеріалів попередніх років по відбивальних горизонтах, що характеризують будову продуктивного верхньовізейського комплексу – $V_{B_2}^3$, $V_{B_2}^{2-2}$, $V_{B_2}^{2-1}$, $V_{B_2}^1$. По нижньокам'яновугільному структурному комплексу Семиренківське підняття приурочене до зони зчленування двох протяжних різноорієнтованих структурно-тектонічних ліній. Це – Абазівсько-Семенцівсько-Гоголівсько-Петренківська субмеридіонального простягання і Солохівсько-Диканська субширотна. На північний захід безпосередньо від Семиренківської структури розташована Олефірівська антикліналь, на північний схід – Ковалівсько-Романівська антиклінальна зона

малоамплітудних складок, на південний захід через вузький прогин фіксуються Вакулівський і Куйбишевський структурні носи.

За цими побудовами у верхньовізейських відкладах Семиренківське підняття представляє собою брахіантиклінальну складку субширотного простягання, на північно-західному продовженні якої картується значно менша за розмірами Олефірівська складка, яка відділена від Семиренківської структури розривними порушеннями.

На далекому зануренні північно-східного крила Семиренківсько-Олефірівської зони картується Ковалівсько-Романівська антиклінальна зона малоамплітудних складок. Через вузький прогин, який обмежує Семиренківське підняття з південного заходу, фіксуються Вакулівський і Куйбишевський структурні носи.

Майже по всіх відбивальних горизонтах у верхньовізейських відкладах спостерігається різна будова перикліналей складки – дещо ширша південно-східна у порівнянні із північно-західною. Перша із них ускладнена субмеридіональним скидом, амплітуда якого зростає із півночі на південь від 25 до 50 м. У зоні зчленування східної перикліналі із Вертельською структурою закартовано чітке сідло.

По найглибшому відбивальному горизонту $V_{B_2}^3$, простеженому у товщі продуктивного горизонту В-22, Семиренківська складка фіксується найбільш чіткою, із майже симетричними крилами і помітно асиметричними перикліналями: північно-західна крутіша південно-східної. Прогин, що відділяє південно-західне крило складки, набуває чіткості, розкриваючись у північно-західному напрямку. Поздовжні та діагональні скиди, які протрасовані у зоні зчленування Семиренківської структури із Олефірівською, ускладнюють одночасно перикліналі обох складок. Їх амплітуда по цьому горизонту досягає 50 м і більше.

Вище по розрізу верхньовізейських утворень (відбивальні горизонти $V_{B_2}^{2-2}$, $V_{B_2}^{2-1}$) Семиренківська складка, не втрачаючи чіткості, набирає асиметричної форми: північно-східне крило більш протяжне у порівнянні із

південно-західним.

Склепіння її стає розлогішим, а складка дещо звужується. Склепіння, зафіксоване по відбивальному горизонту $V_{B_2}^3$, у зоні зчленування Семиренківської та Вертельської структур, зникає, і тут картується чітке сідло.

Олефірівське підняття являє собою структурний ніс північно-західного простягання із локалізованим склепінням у апікальній частині, і обмеженим однією ізогіпсою мінус 5550 м, який розміщений між Семиренківською та Кошевойською структурами (відбивальний горизонт $V_{B_2}^{2-2}$). Від Кошевойської структури він відділений нечітким сідлом, ускладненим розривним порушенням. Крила структури розбиті поздовжніми порушеннями, а північно-східне крило ще й поперечним незначної амплітуди (до 5 метрів).

Романівське куполовидне підняття розташоване на півночі площі досліджень, у межах терасовидної ділянки, і обмежене однією замкненою ізогіпсою мінус 5625 м.

По відбивальному горизонту $V_{B_2}^{2-1}$, який приурочений до продуктивного горизонту В-18, видно, що особливості будови, морфологія складки майже повністю успадковані, відбувається тільки закономірне зменшення її розмірів і висоти у межах замкненої ізогіпси мінус 5300 м.

Розміри Семиренківської складки становлять $9,3 \times 4,2$ км, висота – 75 м. Помітні зміни в морфології Семиренківської складки відбуваються у верхній частині верхньовізейського комплексу (горизонт відбиття $V_{B_2}^1$, який приурочений до продуктивного горизонту В-16), вона звужується й стає більш пологішою.

Визначитись упевнено із морфологією Олефірівської та Романівської структур за структурними побудовами с.п. 27/95 неможливо, оскільки, даними дослідженнями вони повністю не охоплені, а матеріали попередніх сейсмозв'язувальних робіт не ув'язані між собою.

Аналізуючи геологічну будову Семиренківського, Олефірівського та Романівського підняття, слід відзначити стабільність товщин візейських відкладів, їх незначне збільшення відбувається лише на крилах та перекліналях.

Тобто, можна зробити висновок про формування структур у візейський час за умов слабкоконсидиментаційного режиму.

Аналіз результатів буріння та промислово-геофізичних досліджень виявили літологічну мінливість пластів-колекторів у продуктивній частині розрізу як за площею, так і по вертикалі, що приводить до відсутності надійних сейсмічних відбиттів.

У подальшому, на рівні активного росту структур Глинсько-Розбишівського, Солохівсько-Диканського валів і Жоржівського та Самаринського штоків формування Семиренківської та Олефірівської структур проявлялося досить слабо, тому вони по більш молодих відкладах втрачають свої структурні форми.

За результатами нових сейсмічних досліджень 3D інтерпретацію яких виконала англійська фірма RPS Energy Limited, з врахуванням наявних матеріалів та даних глибокого буріння були побудовані структурні карти, які приурочені до фаменських відкладів відбиваючий сейсмічний горизонт VI (горизонт Фм-1) верхнього девону та відбиваючих горизонтів $V_{B_2}^3$ - (гор. В-19), $V_{B_2}^2$ - (гор. В-18), покрівлі горизонту В-17 та $V_{B_2}^1$ (гор. В-16), кам'яновугільної системи. Дані структурні побудови стали основою створення геологічної моделі родовища. Враховуючи, що об'єктом оцінки є візейські та девонські відклади, тому основна увага при інтерпретації сейсмічного кубу була зосереджена власне на них.

Так, по відбиваючому сейсмічному горизонту VI (гріфічний додаток 5б), який згідно стратиграфічного розчленування приурочений до фаменських відкладів девону, Семиренківська структура представляє собою двохсклепінну брахіантиклінальну складку субширотного простягання, нахилена в північно-західному напрямку. Характерною особливістю

Семиренківської структури є крута північно-західна перекліналь та видовжена південно-східна. Через незначний прогин Семиренківська структура переходить в Вертельський структурний елемент. Нажаль згаданий структурний елемент знаходиться за межами спеціального дозволу і сейсмічними дослідженнями не охоплений. Північне крило пологіше у порівнянні із південним більш крутим. Кути залягання порід комплексу сягають 4° на північно-західній криловій частині і 3° на південно-східній.

Розміри структури родовища в межах ізогіпси (-)6425м і лінії спеціального дозволу, яка фактично співпадає із перегином структури на критичному напрямку становлять $7,2 \times 2,9$ км, висота 55 м.

По відбиваючому сейсмічному горизонту V_{v2}^3 , приуроченому до покрівлі продуктивного горизонту В-19 (додаток 5а), який є основним цільовим горизонтом у межах Семиренківського родовища, тому доцільно розглянути геологічну будову структури на цьому рівні.

Морфологія Семиренківського підняття залишається незмінною в порівнянні із нижче залягаючою структурою. По відбиваючому сейсмічному горизонту V_{v2}^3 , воно фіксується у вигляді брахіантиклінальної складки субширотного простягання, яка на південному сході, через пологіше сідло зчленовується із Вертельською структурою, яка в свою чергу, практично є перикліналлю Західно-Солохівської складки, при цьому утворюється єдина Семиренківсько-Солохівська структура.

Семиренківська брахіантикліналь має стрімко занурені крила та пологі перикліналі. Варто зауважити, що перикліналі розташовані на кривій осі, що робить складку складнобудованою. У межах брахіантикліналі локалізовано три склепіння складної форми. Розміри семиренківської структури в межах останньої замкненої ізогіпси (-)5410м становить $8,0 \times 3,65$ км, висота 60 м.

Слід відміти, що за матеріалами останніх сейсморозвідувальних досліджень не підтвердилась Олефірівська структура, їй відповідає моноклінальний схил по покрівлі девонських відкладів, пологий прогин по відбивальних горизонтах у відкладах нижнього візе, або далека перикліналь

Семиренківського підняття по верхньовізейських відкладах.

Романівська структура у відкладах нижнього та верхнього візе фіксується у вигляді розлогої тераси або геміантикліналі північно-західного простягання.

По відбиваючому горизонту $V_{v_2}^2$, який приурочений до продуктивного горизонту В-18, видно, що особливості будови, морфологія складки майже повністю успадковані, відбувається тільки закономірне зменшення її розмірів і висоти у межах замкненої ізогіпси мінус 5110 м, а також спостерігається збільшення кількості склепінь в апікальній частині структури з трьох до шести. Розміри Семиренківської складки становлять $74,45 \times 2,45$ км, висота – 345 м.

Помітні зміни в морфології Семиренківської складки відбуваються у верхній частині верхньовізейського комплексу (горизонт відбиття $V_{v_2}^1$, який приурочений до продуктивного горизонту В-16), вона звужується й стає більш пологішою. Прояв асиметрії крил складки на цьому рівні найбільш чіткий. Окрім того спостерігається зміщення склепіння Східно Семиренківської структури в західному напрямку.

Визначитись упевнено із морфологією Олефірівської та Романівської структур за структурними побудовами с. п. 27/95 неможливо, оскільки, даними дослідженнями вони повністю не охоплені, а матеріали попередніх сейсмозвідувальних робіт не ув'язані між собою.

Аналізуючи геологічну будову Семиренківського, Олефірівського та Романівського підняття, слід відзначити стабільність товщин візейських відкладів, їх незначне збільшення відбувається лише на крилах та перекліналях.

Тобто, можна зробити висновок про формування структур у візейський час за умов слабкоконсидиментаційного режиму.

Аналіз результатів буріння та промислово-геофізичних досліджень виявили літологічну мінливість пластів-колекторів у продуктивній частині

розрізу як за площею, так і по вертикалі, що приводить до відсутності надійних сейсмічних відбиттів.

У подальшому, на рівні активного росту структур Глинсько-Розбишівського, Солохівсько-Диканського валів і Жоржівського та Самаринського штоків формування Семиренківської та Олефірівської структур проявлялося досить слабо, тому вони по більш молодих відкладах втрачають свої структурні форми.

Отже, висвітлені особливості будови Семиренківського родовища, що базуються на детальних сейсмічних дослідженнях і даних буріння і визначена його модель є найоптимальніша для оцінки запасів і перспективних ресурсів нижньокам'яновугільних та девонських відкладів.

1.3.3 Нафтогазоносність

Семиренківське газоконденсатне родовище розташоване в Глинсько-Солохівському нафтогазоносному районі, який приурочений до центральної частини ДДЗ і є одним з найпріоритетніших по видобутку вуглеводнів[4].

Також біля Семиренківського родовища розташовані не менш відомі газоконденсатні родовища, як Солохівське та Зах.-Солохівське, Гоголівське, Комишнянське[5].

У родовищі поклади нафти і газу пов'язані з утвореннями широкого стратиграфічного діапазону – від юрських до турнейських відкладів, глибинами від 1000 до 6000 м.

Галокінез бере активну участь у формуванні структурних елементів району, і ознаки цього можна спостерігати в зонах яскраво виражених депресій. Для району також характерні різні типи покладів вуглеводнів, включаючи колектори, масивні колектори, склепіння і колектори з літолого-тектонічним екрануванням.

Поклади вуглеводнів на Семиренківському родовищі перебувають у продуктивному горизонтальному розрізі верхньовізейських відкладень

нижньокам'яновугільної доби на глибинах 4990-5600 метрів: Б-16, Б-17, Б-18 і Б-19 і пов'язані з теригенними колекторами порового, тріщино-порового та порово-тріщинного типів. Розкритий поверх продуктивності складає 610 м.

На Мачухському, Личківському, Клиньсько-Краснознаменському, Рудівсько-Червонозаводському, Радянському, Козіївському, Західно-Козіївському, Бугруватівському, Іскрівському родовищах також були отримані промислові притоки вуглеводнів з відкладів фаменського ярусу девонської системи.

1.3.4 Гідрогеологічна характеристика

За гідрогеологічним районуванням, Семиренківське родовище знаходиться в центральній частині Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну.

Внаслідок буріння глибоких свердловин та їх гідрогеологічних досліджень отримано великий фактичний матеріал, як по сусідніх районах та родовищах, так і по Семиренківському родовищу. В результаті вдалося виявити основні закономірності розподілу підземних вод у Дніпровсько-Донецькій западині та їх вплив на формування, збереження та розміщення родовищ нафти та газу, висвітлити проблеми гідродинаміки підземних вод у ДДЗ та оцінити перспективи нафтогазоносності горизонтів нижнього карбону і девону, які залягають на значних глибинах.

В залежності від умов залягання, хімічного складу, мінералізації, геологічної історії формування, фаціально-літологічних особливостей розрізу, водозбагаченості, характеру гідродинамічного зв'язку з вище- і нижчезалягаючими водоносними горизонтами, у вертикальному розрізі як всієї Дніпровсько-Донецької западини, так, зокрема, і досліджуваної території, відбувається як латеральне, так і вертикальне переміщення і відповідно до цього виділяються два гідрогеологічні поверхи[6]:

–поверх вертикального руху вод, до якого приурочені девонські, турнейські відклади та частина нижньокам'яновугільних, що залягають глибше 4000 м. Води даного поверху характерні високим ступенем метаморфізації, значною мінералізацією. Поверх включає зону дуже уповільненого водообміну;

–поверх латерального руху включає вже три гідродинамічні зони – дуже уповільненого, уповільненого та активного водообміну.

З глибиною залягання водоносних горизонтів також збільшується загальна мінералізація і ступінь метаморфізації вод.

Кайнозойський водоносний комплекс включає четвертинний, новопетрівський, межигірський та бучаксько-канівський водоносні горизонти.

Кайнозойські водовмісні породи представлені різнозернистими пісковиками та пісковиками з прошарками глин та алевролітів. Район є зоною експлуатації прісних вод, що належать до гідрокарбонатно-кальцієвого типу, з мінералізацією 0,8-1,5 г/л мінералів. Завдяки невеликій глибині залягання та достатньо концентрованої якості води, ці води широко використовуються для водопостачання.

У водоносний комплекс крейдяних відкладів входять сеноманський та нижньокрейдений водоносні горизонти, які приурочені до різнозернистих пісків та кварцових пісковиків. Водоносні горизонти напірні, на глибинах 75-100 м встановлюються п'єзометричні рівні. Амплітуда дебітів свердловин становить від 15 до 75 м³ /добу. Якщо оцінювати за хімічним складом, то води гідрокарбонатно-кальцієві та гідрокарбонатно-натрієві з мінералізацією до 0,8 г/л, що дає можливість використовувати їх для водопостачання.

Низька мінералізація зумовлюється активним обміном між собою водоносних горизонтів верхньої гідродинамічної зони та денною поверхнею. Швидкість руху вод – 5-10 м/рік, ступінь метаморфізації незначна.

Водоносні горизонти зони активного водообміну відокремлені від зони уповільненого водообміну непроникним шаром верхньо- і середньоюрських глин.

Чим глибше залягають водоносні горизонти, тим повільніше в них відбувається водообмін. Тому води юрських та тріасових відкладів належать до зони уповільненого водообміну, де на них відчувається вплив більш мінералізованих вод з нижньої гідродинамічної зони, зони дуже уповільненого водообміну.

У зоні уповільненого водообміну швидкість переміщення підземних вод становить 1-5 м/рік. Ці води зазнали незначних змін внаслідок геологічних процесів.

У зоні дуже уповільненого водообміну (нижній гідродинамічній зоні) знаходяться водоносні горизонти девонських, кам'яновугільних та нижньопермських відкладів. Ці горизонти не мають зон з інтенсивним водообміном. Від зони уповільненого водообміну їх відокремлює водонепроникний шар пермських глин.

Через низьку швидкість руху та складні геологічні умови залягання, динаміка підземних вод у нижній гідрогеологічній зоні практично не досліджена. Аналіз термобаричних і гідрохімічних даних показує, що води цієї зони перебувають у майже нерухомому стані (квазістатичному). Переміщення водних мас відбувається переважно в горизонтальному напрямку, а також по вертикальних тектонічних розломах, про що свідчать гідрохімічні аномалії.

Місцем залягання пластових вод нижньокам'яновугільного комплексу є пісковики, а в рідкісних випадках - тріщинуваті вапняки.

Водоносні шари нижньокам'яновугільних відкладів не завжди пов'язані між собою. Це призводить до низьких питомих дебітів свердловин, що є наслідком загалом низької водозбагаченості цих горизонтів.

У зоні дуже уповільненого водообміну, де практично відсутні процеси вимивання та оновлення підземних вод, створилися сприятливі умови для

формування та накопичення нафтогазових родовищ. Ці родовища знаходяться в кам'яновугільних та девонських відкладах, залягаючи на глибині, доступній для буріння.

Найбільш перспективною для видобутку нафти та газу є зона дуже уповільненого водообміну. Зона уповільненого водообміну має значно менший потенціал, а зона активного водообміну практично не підходить для пошуково-розвідувальних робіт на нафту та газ.

1.3 Висновки до розділу 1

1. Семиренківське газоконденсатне родовище є частиною Глинсько-Солохівського нафтогазоносного району, де крім нього виявлені Солохівське та Західно-Солохівське, Гоголівське та Комишнянське родовища.

2. У межах Семиренківського родовища виявлено вуглеводневі поклади в інтервалі глибин 4990-5600 метрів, що припадає на відклади нижнього карбону (верхньовізейського під'ярусу). Ці поклади залягають у теригенних колекторах трьох типів: порового, тріщино-порового та порово-тріщинного.

3. Блокова структура Семиренківського родовища, розташованого в блоці фундаменту, чітко проявляється на тлі відсутності соленосних міжсольових та надсольових відкладів, а також чіткої блокової структури підсольового девону.

4. Нижньокам'яновугільний водоносний комплекс, що складається з пісковиків, а іноді й тріщинуватих вапняків, є перспективним для пошуку нафтогазових родовищ. Цей комплекс перекритий юрськими глинами, які виконують роль флюїдоупору, що свідчить про уповільнений водообмін. Саме такі умови вважаються сприятливими для формування покладів.

РОЗДІЛ 2. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

2.1 Мета, задачі, методика і об'єм проектованих робіт

Вивчення глибинної будови Дніпровсько-Донецької западини можливо за рахунок планування буріння глибоких свердловин та вивчення складу та властивостей гірських порід. З метою аналізу геологічної будови приосової зони Дніпровсько-Донецької западини для оцінки нафтогазового потенціалу, на прикладі Семиренківського родовища, плануються комплексні дослідницькі роботи, що включають:

- буріння параметричної свердловини;
- отримання комплексної геолого-геофізичної характеристики розрізу;
- відбір зразків керну та їх літолого-стратиграфічна характеристика;
- оцінки перспектив нафтогазоносності;
- уточнення запасів вуглеводнів.

Наразі геологічна структура Семиренківського родовища вивчена до глибини 5200-5600 метрів (верхньовізейський під'ярус, горизонт В-19 включно) за допомогою пошуково-розвідувального та експлуатаційного буріння.

Метою даного дослідження є детальне вивчення геологічного розрізу, починаючи з горизонту В-20 верхньовізейського під'ярусу.

Відклади низів верхньовізейського під'ярусу, нижньовізейського під'ярусу, турнейського ярусу нижнього карбону, фаменського, верхньої частини франського ярусу верхнього девону являються об'єктами вивчення.

2.1.1 Обґрунтування постановки робіт

У межах Семиренківського родовища планується пошук аномалій для встановлення місць буріння свердловин. На основі досліджень сейсмічних даних виявлено, що Семиренківська структура представляє собою

брахіантикліналь північно-західного простягання, зокрема в горизонті V_{B3}, пов'язаному з верхньою частиною нижньовізейського під'ярусу.

Глибинна будова підняття ще не повністю вивчена за допомогою сейсмічних досліджень, але можна припустити, що морфологія складки може продовжуватися й на більш глибоких відкладах, таких як турнейський і фаменський вік.

Згідно з проектом, глибина свердловини становить 8000 метрів. При такій глибині передбачається розкриття відкладів фаменського ярусу на повну товщину і часткове виявлення соленосних відкладів франського ярусу верхнього девону.

У випадку, якщо в розрізі нижньовізейських, турнейських або фаменських відкладів не буде знайдено продуктивних пластів, свердловина буде перенаправлена для розробки газоконденсатного покладу В-19.

2.1.2 Система розміщення свердловин

На Семиренківському родовищі вже виконано буріння 13 глибоких свердловин для пошуково-розвідувальних та експлуатаційних цілей. Ці свердловини досліджували розріз до глибини 5673 метрів, і одна з них дотяглася до 6242 метрів. Під час цих робіт набули значного досвіду щодо безаварійної проводки свердловин, встановлено оптимальні технічні та технологічні параметри для буріння, а також виявлено продуктивні пластів та здійснено геофізичні дослідження і забір керн.

Тепер на цій території планується буріння ще однієї параметричної свердловини №17 до глибини 6242 метри.

Для точного визначення градієнтів пластового тиску в невивченій частині розрізу (від 6200 до 8000 метрів) буде проведено прогнозування за допомогою трьох методів: експонентного, геофізичного та аналізу скелетних напруг.

В процесі буріння можуть виникнути ускладнення, зумовлені літологічними особливостями проектного розрізу, геохімічним складом порід, гідрогеологічними умовами території та геологічною будовою області. Параметри промивальної рідини будуть підібрані з урахуванням цих ускладнень з метою забезпечення успішного просування свердловини та попередження можливих проблем.

2.1.3 Промислово-геофізичні дослідження

У стволі параметричної свердловини планується проведення геофізичних і геохімічних досліджень[8].

Матеріали геологічно-дослідних сейсмічних (ГДС) є ключовим елементом геологічної документації і повинні забезпечувати повне вивчення геологічного розрізу параметричної свердловини. Це включає аналіз літології, визначення колекторів у розрізі, оцінку їх властивостей та ступінь насиченості, а також прогнозування аномально високих пластових тисків та інших параметрів.

Комплекс геофізичних досліджень у параметричній свердловині включає загальні дослідження масштабу 1:500 та деталізовані дослідження в перспективній частині розрізу масштабу 1:200.

Загальні дослідження проводяться за допомогою скороченого комплексу геологічно-дослідних сейсмічних даних по всьому стволу свердловини. Ці дослідження мають на меті розподіл розрізу на пласти, їх літолого-стратиграфічні характеристики, встановлення стратиграфічних реперів, а також попередню оцінку нафтогазоперспективності та колекторських властивостей порід.

Детальні дослідження проводяться у невивченій частині розрізу та передбачуваних нафтогазоперспективних інтервалах. Вони спрямовані на більш детальне розчленування розрізу на пласти, визначення літотипів, виділення колекторів та оцінку їх фільтраційно-ємнісних властивостей, а

також характеристику флюїдонасичення та визначення межфлюїдних контактів.

Комплекс детальних досліджень має бути проведений негайно після розкриття розрізу під час буріння, інтервали між якими не перевищують 150-100 метрів. Загальні дослідження на глибині до 4000 метрів повинні проводитися не рідше, ніж через кожні 200-500 метрів, а в інтервалі від 4000 до 8000 метрів - через 150-100 метрів. Результати попередніх вимірювань, за винятком кавернометрії і термометрії, повинні бути перекриті наступними дослідженнями не менше, ніж на 50 метрів.

У випадку підвищення газових показників у газовому каротажі до 2%, буріння має бути зупинено, а потім проведений детальний комплекс геологічно-дослідних сейсмічних досліджень (ГДС) з наступною первинною інтерпретацією. У разі потреби може бути проведена ВПТ.

Отримані геофізичні дані використовуються для остаточного вирівнювання глибин, аналізу різних часових досліджень, формування геофізичних висновків щодо інтервалів перед випробуванням в колоні, а також для прив'язки інтервалів перфорації до розрізу. Перед встановленням колони проводяться вимірювання за допомогою профілеміра для більш точних обчислень об'єму за колонного простору при цементуванні.

Під час вперше розкриття перспективного горизонту, а також при виявленні ознак нафтогазоносності розбурених відкладів за допомогою газового каротажу та прямих спостережень, комплекс обов'язкових методів геологічно-дослідних сейсмічних досліджень має бути проведений якомога швидше після розкриття цього інтервалу.

ГДС проводяться в рамках технологічних зупинок буріння, які мають чітко визначені інтервали, масштаби та терміни. Ці зупинки потрібні для заміни промивальної рідини, спуску колони, визначення положення вибою свердловини, проведення випробувань у процесі буріння та вирішення інших геологічних і технологічних завдань. Виконання ГДС здійснюється в порядку, який відповідає вимогам комплексної інтерпретації та геолого-

технічним умовам у свердловині. Першочергово проводяться електричні методи досліджень, за якими слідує акустичні та радіоактивні. При цьому використовується промивальна рідина, що використовувалася під час буріння.

В параметричній свердловині буде проведено дослідження хвильових полів у реальних геологічних умовах за допомогою методу вертикального сейсмічного профілювання (ВСП). Цей метод дозволить не лише чітко ідентифікувати різні типи хвиль (однократні, багатократні, частково-кратні, поперечні, обмінні та заломлені), але й здійснити їх стратиграфічну прив'язку. Завдяки ВСП буде отримана цінна інформація про середні та пластові швидкості в розрізі свердловини, а також про коефіцієнти відбиття та проходження на різних геологічних межах. Ці дані стануть основою для раціонального планування сейсморозвідувальних робіт, що, в свою чергу, дозволить суттєво підвищити надійність та точність інтерпретації польових сейсмічних матеріалів.

2.1.4 Відбір керна, шламу і флюїдів

Буріння параметричної свердловини дає можливість не лише вивчити геологічний розріз, але й провести ґрунтовне дослідження всієї отриманої інформації з урахуванням результатів попередніх геолого-геофізичних робіт.

Відбір керну в параметричній свердловині № 17 буде проводитися в невивчених та маловивчених відкладах нижньовізейського, турнейського ярусів нижнього карбону, а також фаменського та верхнього франського ярусів верхнього девону, в інтервалах, що відповідають передбачуваним стратиграфічним межах, перспективним пластам та горизонтам.

Загальна довжина інтервалів з відбором керну складе 385 метрів, що становить 18,9% від товщини розрізу, що вивчається. Очікується, що винос керну складе не менше 60% від проходки, тобто 231 метр.

Відбір шламу в параметричній свердловині № 17 буде проводитися через кожні 5 метрів проходки, починаючи з глибини 5970 метрів (покрівля нижньовізейського під'ярусу) і до проектної глибини 8000 метрів. У інтервалах, де спостерігаються підвищені показання газового каротажу, відбір шламу буде здійснюватися через кожні 2 метри.

Інтервали відбору керну можуть бути скориговані геологічною службою на основі результатів промислово-геофізичних досліджень.

Після підйому на поверхню керн одразу ж описується геологом. Шлам описується щозмінно колектором, а потім перевіряється геологом. Керн та шлам розміщуються в спеціальні ящики.

Не менше 50% видобутого зі свердловини керну буде піддано науковому та аналітичному дослідженню в лабораторіях науково-дослідних інститутів або тематичних експедицій виробничих організацій.

Розподіл керну та шламу для різних видів лабораторних досліджень, а також залучення до них спеціалістів з інших наукових закладів, здійснюється геологічною службою згідно з проектом та за погодженням з головним геологом.

2.1.5 Лабораторні дослідження

Для отримання достовірної геологічної інформації про літолого-фізичні властивості порід та фізико-хімічну характеристику пластових флюїдів, необхідно провести детальне та комплексне лабораторне дослідження керну та проб пластових флюїдів.

Це дослідження буде проводитися згідно з нормативними документами, методичними рекомендаціями та інструкціями, які визначають необхідний перелік, об'єм, якість та повноту досліджень.

Дослідження, які проводяться в лабораторії, поділяються на наступні категорії:

- визначення колекторських властивостей порід по керну;

- фізико-хімічний аналіз нафти, газу і конденсату;
- хімічний аналіз води і порід;
- палеонтологічний, петрографо-мінералогічний, люмінесцентно бітумінологічний, петрофізичний аналіз кернавого матеріалу.

Після детального опису керну, з нього відбираються зразки для лабораторних досліджень.

Під час буріння свердловини, а також в процесі її дослідження, збираються проби газу, газового конденсату, нафти та пластової води.

Під час лабораторних досліджень газу визначаються такі його характеристики:

- Питома вага: порівняння з вагою повітря.
- Теплотворна здатність: розраховується за хімічним складом.
- Вміст вуглеводневих газів: загальний об'ємний відсоток, а також вміст окремих компонентів: метану, етану, пропану, бутану, ізобутану, пентану, ізопентану та гексану.
- Вміст неуглеводневих газів: азоту, сірководню, гелію, водню, двоокису вуглецю.

Під час лабораторних досліджень конденсату визначаються наступні характеристики:

- Колір.
- Питома вага.
- Кінематична в'язкість при 20°C.
- Фракційний склад.

У відібраних пробах нафти досліджуються наступні параметри:

- Фізико-хімічні характеристики.
- Фракційний склад.
- Вміст смол.
- Вміст парафіну.
- Кінематична в'язкість.

В лабораторних умовах глибинні проби води піддаються всебічному аналізу, який включає:

- Вимірювання густини при 20°C. Оцінка солоності.
- Визначення хімічного складу.
- Аналіз наявності мікроелементів.
- Визначення мінералізації та жорсткості.
- Вимірювання окислювальності.

2.1.6 Оцінка перспективності площі

Нафтогазоносні родовища даного району охоплюють широкий спектр геологічних періодів, від юрського до турнейського, на глибинах від 1000 до 6000 метрів.

Формування геологічної структури району значною мірою обумовлене галокінезом, вплив якого простежується навіть у глибоких западинах.

Важливою особливістю району є різноманітність типів нафтогазових родовищ, які представлені пластовими, масивно-пластовими, склепінними, а також родовищами з літологічним та тектонічним екрануванням.

На Семиренківському родовищі нафтогазоносні поклади розташовані в товщі верхньовізейського під'ярусу нижнього карбону на глибині від 4990 до 5600 метрів. До продуктивних горизонтів належать:

- В-16: пласти В-16а, В-16б, В-16в, В-16г, В-16д.
- В-17: пласти В-17а, В-17б, В-17в, В-17г.
- В-18: пласти В-18а, В-18б, В-18в.
- В-19: пласт В-19.

Вуглеводні залягають у теригенних колекторах трьох типів: порового, тріщино-порового та порово-тріщинного.

Загальна товща продуктивних горизонтів сягає 610 метрів.

За морфогенетичною ознакою поклади родовища є склепінними, пластового класу, а за поширенням - часто літологічно обмеженими.

Таблиця 2.1 Характеристика покладів Семиренківського родовища

Горизонт	Колектор	Товщина	Пористість Ь, %	Нафтогазо- насиченість Ь, %	Тип покладу	Розміри
В-19	Пісковики, аргіліти і алевроліти	18,6- 32,4 м	6,5-12%	83-87%	Газ	9,1x4,9 км
В-18в	Пісковики	3 м	8,6%	95%	Газ	1,9x1,0 км
В-18а	Пісковики	20,2- 35,2 м	6,5-13%	85-97%	Газ	5,75x3,1 км
В-17а	Пісковики	6-9 м	6,5-9,2%	87-93%	Газ	2,75x2,2 км
В-17б	Піщані сланці та вапняки	9,4-20,8 м	7,2-8.8%	87-95%	Газ	6,0-2,3 км
В-17в	Піщані сланці	16-31 м	6,5-9%	84-95%	Газ	6,25x3,63 км
В-17г	Піщані сланці та вапняки	11,6- 14,6 м	7-8,5%	89-97%	Газ	4,4x2,5 км
В-16а	Пісковики	6,7-8,9 м	7-9,5%	70-95%	Газ	5,5x2,6 км
В-16в	Пісковики, аргіліти та вапняки	7,6-13,6 м	6,8-11%	68-83%	Газ	2,8x2,1 км
В-16г	Піщані сланці	7,5-9 м	7,5-9%	93-96%	Газ	2,25x1,6 км
В-16д	Пісковики	22-24 м	7-9%	85-96%	Газ	2,6x1,0 км

Поклад В-19 має найбільші розвідані запаси та промислове значення на Семиренківському родовищі.

Саме з цього покладу під час буріння свердловини №2 було отримано перший промисловий приплив газу з конденсатом, що стало офіційним відкриттям родовища.

Колектор пласта В-19 представлений потужною пачкою піщаних пластів і пропластків, розділених незначними прошарками аргілітів та алевролітів. Товщина пачки по площі коливається від 28,4 до 59,4 метрів.

Товщина газонасиченої частини пласта В-19 коливається від 18,6 метрів (свердловина №4) до 32,4 метрів (свердловина №7). Пористість гірської породи в межах даного інтервалу становить 6,5-12%, а нафтогазонасиченість - 83-87%.

Вся газонасичена частина пласта розкрита свердловинами на глибині від 5500 до 5603 метрів.

За морфологічними ознаками поклад В-19 належить до склепінних, повнопластових. Його розміри становлять 9,1 x 4,9 кілометрів, а висота - 106 метрів.

Поклад В-18в характеризується обмеженим поширенням, що спостерігається лише в північно-західній частині склепіння.

За даними ГДС, газонасичений інтервал пласта, який відповідає кондиціям для розробки, розкритий лише свердловиною №7. Тут його ефективна товщина становить 3,0 метри, ефективна пористість - 8,6%, а газонасиченість - 95%.

За морфологічною ознакою поклад В-18в належить до пластових. З південного сходу він обмежений літологічним контуром. Його розміри становлять 1,9 x 1,0 кілометрів, а висота - 24 метри.

Товщина пласта В-18б по площі родовища не є однорідною і варіюється від 8,6 метрів (свердловина №4) до 18,8 метрів (свердловина №7). Відповідно, товщина його газонасиченої частини також змінюється, складаючи від 6,0 метрів (свердловина №4) до 10,8 метрів (свердловина №10).

Ефективна середньозважена пористість пласта по всій площі залягання коливається в діапазоні від 7,5% до 10,5%, а газонасиченість - від 87% до 93%.

Пласт В-18а має газонасичену частину, яку розкрили всі свердловини родовища, що перетнули продуктивний горизонт В-18.

Колектор піщаного пласта В-18а поширений по всій площі родовища. Загальна товщина піщаного тіла коливається від 20,2 метрів (свердловина №4) до 35,2 метрів (свердловина №2). Товщина його газонасиченої частини становить від 1,8 метрів (свердловина №9) до 18,2 метрів (свердловина №2).

Згідно з даними ГДС, пористість газонасичених пісковиків в даному пласті змінюється від 6,5% до 13%. Її середньозважене значення по товщині в

свердловинах коливається від 7,9% (свердловина №7) до 8,8% (свердловина №10). Середньозважена газонасиченість становить від 85% до 97%.

За морфологічними ознаками поклад В-18а належить до пластових, склепінних. Його розміри становлять 5,75 x 3,1 кілометрів, а висота - 48 метрів.

Пласт В-17г має газонасичену частину, яка поширена переважно в центральній, склепінній та північно-західній частинах Семиренківської складки. Її розкрили свердловини № 2, 7, 10, 51 на глибині від 5267,0 до 5274,8 метрів.

Дані промислово-геофізичних досліджень свердловин №№ 3, 4, 9 свідчать про те, що в цих місцях пласт В-17г представлений ущільненими різновидами піщаників.

Загальна товщина пласта коливається від 11,6 м до 14,6 м, а його ефективна газонасичена частина становить від 1,8 м (свердловина №2) до 5,4 м (свердловина №51). Ефективна середньозважена пористість знаходиться в діапазоні від 7% до 8,5%, а середньозважена газонасиченість - 89-97%.

За морфологічними ознаками поклад В-17г належить до пластових, склепінних. З півдня та сходу він екранований літологічним контуром. Його розміри становлять 4,4x2,5 км, а висота - 36 м.

Що стосується пласта В-17в, то його колектор простежується по всій площі родовища.

Пласт В-17г характеризується мінливою товщиною по площі родовища. Вона коливається від 16 метрів (свердловина №7) до 31 метра (свердловина №3). Товщина його газонасиченої частини, тобто тієї, що містить корисну копалину, також не є однорідною і становить від 2,8 метрів (свердловина №3) до 14,0 метрів (свердловина №2).

Ефективна середньозважена пористість по свердловинах знаходиться в діапазоні від 6,5% до 9%, а насиченість газом - від 84% до 95%.

Пласт В-17в за морфологічною ознакою належить до пластових, склепінних. Він має розміри 6,25 x 3,63 кілометрів, а його висота становить 57 метрів.

Що стосується пласта В-17б, то його газонасичена частина розкрита в інтервалах глибин 5156,4-5216,6 метрів.

Загальна товщина пласта В-17б коливається від 9,4 метрів до 20,8 метрів, а його ефективна газонасичена частина становить від 2,0 метрів (свердловина №10) до 9,8 метрів (свердловина №7).

Ефективна середньозважена по товщині пористість знаходиться в діапазоні від 7,2% до 8,8%, а газонасиченість - від 87% до 95%.

За морфологічною ознакою поклад пласта В-17б також характеризується як пластовий, склепінний. З північного сходу і півдня він екранований літологічними контурами. Його розміри складають 6,0 x 2,3 кілометрів, а висота - 45 метрів.

Пласт В-17а характеризується невеликою загальною товщиною, яка коливається від 6 метрів до 9 метрів. Товщина його газонасиченої частини також не є однорідною і становить від 0,8 метрів (свердловина №4) до 5,0 метрів (свердловина №2).

Згідно з даними ГДС, середньозважена відкрита пористість колектора по свердловинах знаходиться в діапазоні від 6,5% до 9,2%, а середньозважена газонасиченість - від 87% до 93%.

Важливо зазначити, що газоводяний контакт покладу свердловинами не розкритий.

За морфологічною ознакою поклад пласта В-17а належить до пластових, склепінних. З двох сторін - північного заходу та сходу - він обмежений літологічними контурами заміщення колектора. Його розміри становлять 2,75 x 2,2 кілометрів, а висота - 40 метрів.

Пласт В-16д характеризується мінливою товщиною по площі. Загальна товщина його коливається в діапазоні від 24,0 метрів до 2,2 метрів, а

ефективна - від 12,6 метрів до 1,0 метра. Найбільші значення спостерігаються в свердловині №7.

Ефективна пористість пласта знаходиться в діапазоні від 7% до 9%, а газонасиченість - від 85% до 96%.

Пласт В-16г має мінливу ефективну пористість, яка коливається від 9,0% до 7,5%, а газонасиченість - від 93% до 96%. Товщина від 7,5 до 9 м.

В районі свердловини №7 поклад В-16г має пластову форму і обмежений літологічно зі східного та південно-східного боків. Його розміри становлять 2,25 x 1,6 кілометрів, а висота - 10 метрів.

Ефективна товщина теригенного колектора пласта В-16в знаходиться в діапазоні від 7,6 метрів (свердловина №10) до 13,6 метрів (свердловина №51). Ефективна пористість складає від 6,8% до 11%, а газонасиченість - 68-83%.

За морфологічною ознакою поклад В-16в належить до пластового типу. З заходу, півдня і південного сходу він обмежений літологічним контуром. Його розміри становлять 2,8 x 2,1 кілометра.

Для пласта В-16б характерна мінлива ефективна пористість, яка коливається в діапазоні від 8,0% до 7,5%, а газонасиченість - від 81% до 87%.

За морфологічною ознакою поклад належить до пластового типу та обмежений контурами ущільнення колектора зі східного та західного боків.

Пласт В-16а характеризується мінливістю середньозваженої по товщині відкритої пористості в свердловинах, яка коливається від 7% (свердловина №51) до 9,5% (свердловина №10). Відповідно, середньозважена газонасиченість також змінюється, знаходячись в діапазоні від 70% (свердловина №2) до 95% (свердловина №51). Товщина від 6,7 до 8,9 м.

За морфологічною ознакою поклад належить до пластового, склепінного типу. Зі східного боку він обмежений лінією літологічного ущільнення колектора. Його розміри становлять 5,5 x 2,6 кілометрів, а висота - 50 метрів.

Дослідження більш глибоких горизонтів в межах сусідніх родовищ свідчать про їх продуктивність. В свердловині №10 Семиренківського

родовища при випробуванні карбонатних відкладів нижньовізейського під'ярусу (горизонт В-25-26) через фільтр в інтервалі 6223-5975 м отримали непромисловий приплив газу $Q_{тр./зтр.} = 23,1/752,8 \text{ м}^3/\text{добу}$.

Промислова нафтогазоносність нижньовізейських відкладів підтверджена випробуванням в свердловинах Леляківського, Світличного, Озерянського родовищ в межах Глинсько-Солохівського нафтогазоносного району. На Леляківському родовищі з відкладів горизонту В-26 в свердловині №500 з інтервалу 3670-3674 м через діафрагму $\varnothing 5 \text{ мм}$ отримали 98 тис. $\text{м}^3/\text{добу}$.

Цей поклад є піщаником з ефективною товщиною 4,8 метри, пористістю 14% та газонасиченістю 78%. За морфологічною ознакою він належить до пластового типу, а за способом обмеження - до літологічно обмежених покладів.

Важливо зазначити, що промислова газоносність колекторів турнейського ярусу, до якого належить і цей поклад, вже була підтверджена в межах Глинсько-Солохівського нафтогазоносного району. Це було зроблено шляхом випробувань в свердловинах Леляківського, Свиридівського, Василівського, Андріяшівського та Мачухського родовищ.

Горизонт Т-1 на Леляківському родовищі виявився перспективним.

В свердловині №500 з двох інтервалів - 3670-3674 м (С1v) та 3720-3726 м (С1t) - отримали промисловий приплив вуглеводнів.

Дебіт газу склав 98 тис. $\text{м}^3/\text{добу}$ через діафрагму $\varnothing 5 \text{ мм}$.

Колектором є пісковик з ефективною газонасиченою товщиною 2,6 м.

Пористість пісковика знаходиться в діапазоні від 8% до 15%, а газонасиченість становить 81%.

За способом обмеження поклад належить до літологічно обмежених.

Горизонт Т-2 на Мачухському родовищі підтвердив свою газоносність.

За будовою поклад належить до масивного, склепінного типу.

Ефективна газонасичена товщина знаходиться в діапазоні від 15,6 м до 25,6 м.

Пористість окремих прошарків колектора коливається від 6% до 12%, а газонасиченість становить 80%.

Важливо зазначити, що промислові притоки вуглеводнів з відкладів фаменського ярусу девонської системи вже були отримані на низці родовищ.

Горизонт Ф-1, розташований у верхній частині фаменського ярусу, також виявився перспективним.

Його газонасиченість підтверджена випробуваннями, проведеними на таких родовищах, як Мачухське, Личківське. Клиньсько-Краснознаменське, Рудівсько-Червонозаводське

Це свідчить про значний потенціал даного горизонту для розробки.

Пористість вапняків, згідно з даними ГДС, варіюється від 4,5% до 8% (свердловина №5). Ефективна товщина цих прошарків складає від 0,6 м до 2,0 м.

Що стосується пісковиків, то пористість їхніх прошарків знаходиться в діапазоні від 8,5% (свердловина №5) до 15% (свердловина №1). Ефективна газонасичена товщина пісковиків складає від 1,4 м до 3,6 м.

Горизонт Ф-2 також виявився перспективним, адже з його теригенних колекторів на Мачухському, Радянському та Личківському родовищах отримані промислові притоки вуглеводнів.

На Мачухському газовому родовищі свердловинами №№ 1, 5, 51 розкриті газонасичені інтервали горизонту Ф-2.

Загальна розкрита товщина колекторів-пісковиків варіюється від 14,8 м (свердловина №51) до 39,6 м (свердловина №5).

Ефективна газонасичена товщина окремих прошарків складає від 1,0 м до 6,4 м, а їх пористість коливається від 6,0% до 9,0%.

Поклади, які містить горизонт Ф-2, належать до типу пластових, масивно-пластових, тектонічно екранованих та/або літологічно обмежених.

Горизонт Ф-3 також виявив свою газонасиченість, адже на Іскрівському газоконденсатному родовищі з його колекторів отримані газові потоки.

Ефективні товщини цих колекторів знаходяться в діапазоні від 3,2 до 8,2 м, а їх пористість варіюється від 9,1% до 14,3%. Газонасиченість складає 86-87%.

Поклади, які містить горизонт Ф-3, належать до пластових, склепінних, тектонічно екранованих та літологічно обмежених типів.

Горизонти Ф-7 та Ф-8 також продемонстрували свою нафтоносність.

На Західно-Козіївському нафтовому родовищі з пісковиків, розкритих в свердловині №51 (інтервал 4520-4545 м), отримали промисловий приплив нафти - 35 м³ на добу.

Ефективна газонасичена товщина окремих прошарків цих горизонтів знаходиться в діапазоні від 3,8 до 18,7 м, а їх пористість варіюється від 6% до 12%. Нафтонасиченість становить 87-92%.

За способом обмеження поклади нафти горизонтів Ф-7 та Ф-8 належать до пластових, тектонічно екранованих та літологічно обмежених.

На Бугруватівському родовищі свердловинами № 2, 16, 22, 91 було розкрито нафтоносні поклади горизонту Ф-9.

Під час випробування свердловини № 22 з інтервалу 3570-3580 м отримано промисловий приплив нафти дебітом 165,0 т/добу.

Колектор представлений пісковиком з ефективною товщиною 2,6 м. Його пористість становить 11%, а коефіцієнт нафтонасичення - 80%.

За будовою нафтові поклади горизонту Ф-9 належать до пластових, склепінних, тектонічно екранованих і літологічно обмежених.

2.2 Підрахунок запасів

Запаси в межах Семиренківського родовища були підраховані по масивно-пластовим та тектонічно-екранованим покладам. Запаси початкові видобувні категорій А+В+С1: газу — 7620 млн. м³; конденсату — 721 тис.т [9].

Ці запаси належать до розвіданих і мають промислове значення в розрізі горизонтів В-19. Саме одержанням з нього промислового припливу газу з конденсатом у св. № 2 було відкрите Семиренківське родовище[10].

На даній ділянці планується проведення параметричного буріння свердловини з метою не розширення нафтових і газових резервів, а точного визначення геологічної структури розрізу. Отримані дані також будуть використані для регіонального аналізу та уточнення прогнозних ресурсів нафти і газу в цьому регіоні та на більш глибоких рівнях. У випадку потреби уточнення приросту запасів буде використаний об'ємний метод.

Оцінка перспективних ресурсів об'ємним методом:

$$Q_{\Gamma} = S \times h_{\text{еф.}} \times K_{\text{п}} \times K_{\Gamma} \times K_{\text{зп}} \times (P \times \alpha - P_{\text{к}} \times \alpha_{\text{к}}) \times f \times 0,97$$

де S – площа перспективної газоносності, тис. м²;

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

$K_{\text{п}}$ – коефіцієнт відкритої пористості, долі одиниці;

K_{Γ} – коефіцієнт газонасиченості, долі одиниці;

$K_{\text{зп}}$ – коефіцієнт заповнення пастки, долі одиниці;

P – значення пластового тиску в пластовому покладі, ата;

$P_{\text{к}}$ – значення залишкового тиску в покладі після вилучення промислових запасів газу і встановлення на усті свердловини абсолютного тиску, рівного 0,1 МПа;

$\alpha, \alpha_{\text{к}}$ – поправки на відхилення газу від закону Бойля-Маріотта відповідно для тисків P і $P_{\text{к}}$;

f – поправка на температуру для приведення об'єму газу до стандартної температури;

0,97 – коефіцієнт переводу значення пластового тиску із технічних атмосфер в фізичні. Прийнято, що $P_{\text{к}} \times \alpha_{\text{к}} = 1$ [17].

2.3 Висновки до розділу 2

1. Структура Семиренківського родовища чітко відтворюється за відбиваючим горизонтом Vв3, який розташований у верхній частині нижньовізейського під'ярусу. Вона має форму брахіантикліналі північно-західного простягання.

2. Планується проведення буріння параметричної свердловини №17 до глибини 6242 метри.

3. Розроблено комплекс досліджень, включаючи геофізичні, лабораторні, стратиграфічні, гідрогеологічні та інші. Ці дослідження нададуть інформацію для детального аналізу розрізу, вивчення складу порід, виділення колекторів та визначення їх колекторських характеристик.

4. Відбір шламу буде проводитися з глибини 5970 метрів (покрівля нижньовізейського під'ярусу) до проектної глибини 8000 метрів. В інтервалах з підвищеними показниками газового каротажу цей процес буде виконуватися кожні 2 метри.

5. Раніше виділені продуктивні горизонти нижнього карбону (В-16, В-17, В-18, В-19) складаються з пластових, склепінних та тектонічно-обмежених покладів. Пористість їх коливається від 6,5% до 12%, а насиченість - від 83% до 97%.

6. Потенційно продуктивними глибокими горизонтами, які підтвердили свою ефективність на сусідніх родовищах (Леляківському, Свиридівському, Василівському, Андріяшівському, Мачухському), є Т-1-2, Ф-1-3, Ф-7-9. Їх пористість становить 11%, а коефіцієнт нафтонасичення - 80%.

РОЗДІЛ 3. ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

3.1 Гірничо–геологічні умови буріння

На Семиренківському родовищі до цього часу успішно пробурено 13 глибоких свердловин для пошукових та експлуатаційних цілей. Завдяки цим свердловинам було детально досліджено геологічний розріз до глибини 5673 м, а одна з них навіть досягла 6242 м.

Під час буріння цих свердловин здобуто значний досвід безаварійної роботи. Були визначені оптимальні технічні та технологічні параметри для проведення буріння, відкриття продуктивних пластів, здійснення геофізичних досліджень та відбір керна.

Оглядаючи досвід буріння попередніх свердловин, не очікується, що буріння параметричної свердловини №17 до глибини 6242 м буде складним.

Буріння свердловини №17 на таку глибину буде першим випадком в рамках цієї ДДЗ і, ймовірно, всієї України. Проектний розріз свердловини №17 надасть опис літологічного складу порід, їх види та класифікацію за міцністю та абразивністю.

Очікується, що буріння буде супроводжуватися певними ускладненнями, зумовленими літологічними, геохімічними та гідрогеологічними особливостями проектного розрізу, а також геологічною будовою даної ділянки. Можливі ускладнення наведені таблиці 3.1.

Таблиця 3.1. Можливі ускладнення при бурінні свердловин

Стратиграфічний індекс	Інтервал буріння, м		Види ускладнень	Елементи залягання (падіння) пластів по підшві, град.	Коефіцієнт кавернозності в інтервалі, м
	від	до			
1	2	3	4	5	6
Kz	0	220	Можливе часткове поглинання бурового розчину, осипи і обвали стінок	0-1°	0-300 м K=1,20
K ₂	220	650	Набухання крейди, звуження стволу свердловини		
K ₂ +K ₁	650	830	Можливе часткове поглинання бурового розчину, осипи і обвали стінок		30-3550 м K=1,15
J	830	1310	Можливе сальникоутворення, звуження стволу	1310 м	3550-5570 м K=1,17
T	1310	2000	Можливе часткове поглинання бурового розчину, осипи і обвали стінок	1-2°	
P ₁ +C ₃ + C _{2m} + C _{2b} +C _{1s}	2000	3600	Можливе часткове поглинання бурового розчину, осипи і обвали стінок, утворення каверн, жолоба, затяжки бурильного інструменту	3300 м	
	3600	4700		2-3°	
C _{1v} +C _{1t} + D _{3fm}	4700	4710	Газопрояви з глибини 4710 м.		
	5750	7940	Можливе часткове поглинання бурового розчину, осипи і обвали стінок, утворення каверн, жолоба, затяжки бурильного інструменту в місцях звужень стволу за рахунок кіркоутворень	4-6° 6900 м	5570-5970 м K=1,2
D _{3f3}	7940	8000		8-12°	5970-8000 м K=1,17

3.2 Обґрунтування конструкції свердловини

Конструкція свердловини проектується виходячи з очікуваного геологічного розрізу свердловини з урахуванням виникнення можливих ускладнень в процесі буріння[11]. Конструкція свердловини повинна відповідати наступним вимогам:

1. Міцність і довговічність. Свердловина має бути надійною технічною спорудою, здатною витримувати значні навантаження протягом тривалого часу.

2. Ізоляція. Всі проникні горизонти повинні бути надійно ізольовані, щоб запобігти забрудненню підземних вод або витоку нафти і газу.

3. Охорона надр і навколишнього середовища. Будівництво та експлуатація свердловини повинні відповідати всім екологічним нормам і не завдавати шкоди довкіллю.

4. Економічність. Витрати на видобуток нафти і газу з цієї свердловини повинні бути мінімальними.

5. Досягнення проектної глибини. Свердловина повинна бути пробурена до глибини, передбаченої проектом.

6. Ефективна експлуатація. Свердловина повинна відповідати проектним режимам експлуатації, забезпечуючи максимальний видобуток нафти і газу.

7. Використання природної енергії. Для транспортування нафти і газу з цієї свердловини по можливості повинна використовуватися природна енергія.

8. Ремонтопридатність. Конструкція свердловини повинна дозволяти проводити в ній необхідні ремонтні роботи.

9. Дослідження. Свердловина повинна бути обладнана таким чином, щоб в ній можна було проводити необхідні дослідження.

На вибір конструкції свердловини впливають численні фактори: призначення та глибина свердловини, геологічна будова родовища та його вивченість, стійкість гірських порід, тиск та склад пластових рідин, профіль свердловини, спосіб та тривалість буріння, рівень розвитку технологій, спосіб розкриття продуктивного пласта, температурний режим, дебіт та способи експлуатації, економічність та екологічні вимоги, суб'єктивні фактори.

На початковому етапі проектування свердловини визначаються зони з несумісними умовами буріння.

Дві суміжні зони вважаються такими, якщо при переході з верхньої зони до буріння в нижній зоні необхідна зміна густини бурового розчину.

Зони з сумісними умовами буріння використовуються для кріплення свердловини обсадними колонами.

Кількість зон кріплення відповідає кількості обсадних колон.

Глибина спуску кожної колони визначається глибиною границі розподілу суміжних зон з несумісними умовами буріння.

Важливо також, щоб нижній кінець обсадної колони знаходився у стійких, непроникних породах.

Якщо на колону буде встановлюватися противикидне обладнання, її башмак повинен бути розміщений на такій глибині, щоб при глушінні проявлень не відбувалося гідророзриву порід, що залягають нижче.

Вибір конструкції свердловини ґрунтується на:

- Суміщеному графіку тисків.
- Рівнях очікуваних устьових тисків.
- Глибинах залягання продуктивних горизонтів.

Діаметр експлуатаційної колони становить 140х168 мм.

Тампонажні матеріали піднімаються за колонами до устя свердловини.

Зважаючи на пластові тиски, тиски гідророзриву порід, можливі ускладнення та допустимі величини виходу з-під башмака попередньої колони, проектується наступна конструкція свердловини:

– Встановлення противиکیدного обладнання перед розкриттям потенційно напірних горизонтів.

- Буріння під технічну колону діаметром 244,5 мм.
- Спуск колони двома секціями з глибиною стиковки 2000 м.
- Цементування колони по всій довжині.

II технічна колона діаметром 244,5 мм спускається на глибину 5750 м з метою:

- Перекриття середнього та нижнього карбону.
- Ізоляції потенційних продуктивних горизонтів.
- Запобігання поглинання бурового розчину.
- Уникнення осипання порід.
- Збереження стійкості стовбура свердловини.
- Попередження затягування бурового інструменту.

Для надійного обладнання устя свердловини противиکیدним обладнанням до розкриття очікуваних продуктивних горизонтів, пропонується спустити колону Ø244,5 мм під експлуатаційну колону.

Колона буде спускатися трьома секціями з глибинами стиковки 2700 м та 4500 м.

Цементування колони планується по всій довжині.

III колона "хвостовик" Ø193,7 мм проектується в інтервалі 5600-6950 м з метою:

- Перекриття турнейських відкладів.
- Запобігання обвалам та осипам стінок свердловини.
- Збереження стійкості стовбура.

Цементування "хвостовика" також буде проведено по всій довжині.

Експлуатаційна колона Ø168,3 x 139,7 мм була спущена на проектну глибину (8000 м) для індивідуального випробування перспективних горизонтів. Перехід діаметра обсадної труби на глибині 5000 м. Для зняття навантаження на бурове обладнання та зниження гідростатичного тиску в зоні видобутку під час цементування колону опустили двома секціями.

Глибина з'єднання секції становить 5000 м, колони цементовані по всій довжині.

3.3 Режими буріння

Режим буріння – це комплекс параметрів, які визначають хід бурових робіт. До нього належать:

- Частота обертання долота: швидкість обертання бурового інструменту.
- Осьове навантаження: тиск, який прикладається до долота вздовж осі свердловини.
- Витрата промивного агента: обсяг рідини, що подається до свердловини для очищення та охолодження долота.
- Глибина свердловини: поточний рівень заглиблення в землю.
- Діаметр свердловини: розмір отвору, який створюється буровим інструментом.

Технологічні параметри режиму буріння – це ті характеристики, які можна змінювати під час роботи для досягнення оптимального результату. Їхнє правильне налаштування гарантує максимальну продуктивність та ефективність буріння.

Оптимальний режим буріння підбирається з урахуванням геологічних умов, типу використовуваного обладнання та поставлених завдань.

Важливо зазначити:

- Режим буріння – це динамічний процес, який потребує постійного контролю та корегування.
- Неправильний вибір режиму буріння може призвести до зниження продуктивності, пошкодження обладнання та аварійних ситуацій.

Таким чином, режим буріння є ключовим фактором, який впливає на успішність бурових робіт.

Таблиця 3.2 Основні параметри режимів буріння

Тип порід	Параметри режиму буріння			Параметри розходжування	
	Частота обертання, хв ⁻¹	Осьове навантаження, даН	Витрата промивальної рідини, л/хв	Інтервал, м	Висота, м
В'язкі глини і суглинки	325	500–900	200–320	1–1,5	1–1,5
В'язкі й сипучі глини, суглинки і піски	225	500–700	220–260	Не застосовується	
Сипучі піски, супісі	325	450–900	125	2–2,5	0,5
Гравійно-галькові відклади	140–170	600–1000	180–260	0,3–1,0	0,2–0,5
Щільні, стійкі алевроліти, аргіліти	225	700–1200	180	0,3–0,5	0,1–0,5
Пісковики, вапняки	225	800–1600	180	0,1–0,5	0,1–0,5
Окременілі породи	225	1500–1800	180	0,05–0,1	0,05–0,1

Під час буріння головною метою є досягнення оптимального поєднання параметрів, що дає чудові геологічні та технічні результати за певних умов. Ця оптимізація спрямована на підвищення якості та ефективності будівництва свердловин, узгодження з технічними та економічними показниками.

Рекомендовані параметри режиму буріння в сприятливих умовах відображено в табл. 3.2

3.4 Характеристика бурових розчинів

Враховуючи передбачувані гірничо-геологічні умови та накопичений досвід використання новітніх, більш продуктивних типів розчинів і хімічних реагентів, які зменшують ймовірність аварій та прискорюють процес буріння, рекомендується використання наступного складу бурового розчину. Деталі проектних параметрів цього розчину представлені у таблиці 3.3

Таблиця 3.3 Параметри бурового розчину для свердловини

Інтервал, м	Тип бурового розчину	Параметри бурового розчину					Найменування хімреагентів
		Густина, г/см ³	Умовна в'язкість, С	СНЗ, дПа	Водовіддача, см ³ /30хв.	рН	
1	2	3	4	5	6	7	8
0-230	Глинистий	1,14-1,16	25-45	15-30 20-45	6-8	8-9	ПБМБ, NaOH, Na ₂ CO ₃ , КМЦ, графіт
230-3600	Полімер-акриловий	1,14-1,18	40-80	20-45 40-65	6-8	8,5-9,5	ПБМБ, KCl, KOH, КССБ-5, K ₂ CO ₃ , нафта, РВ-СМ, графіт, PAC-R, PAC-L, Superfloc A-150
3600-5750	Полімер-акриловий	1,16-1,23	40-80	20-50 40-90	5-7	9-10	ПБМБ, K ₂ CO ₃ , KCl, KOH, нафта, РВ-СМ, ХР-20, PAC-R, КССБ-5, PESINEX 11, DUO-VIS, MI-CIDE
5750-6950	Полімер-калієвий	1,60	40-80	40-80 30-60	4-6	9-11	ПБМК, KCl, KOH, NaOH, Na ₂ CO ₃ , DEFOAM-X, CaCO ₃ , PESINEX 11, ХР-20, гематит
6950-6995	-//-	1,65	40-80	40-70 50-100	3-5	9-11	ПБМК, KCl, KOH, NaOH, вапно (CaO), NaHCO ₃ , Na ₂ CO ₃ ,
6995-7940	-//-	1,68	40-80	40-70 50-100	3-5	9-11	DEFOAM-X, CaCO ₃ , ХР-20, барит, PESINEX 11
7940-8000	Мінералізований гліколевий	1,68	40-80	40-70 50-100	3-5	9-11	Глинопорошок палигорскітовий, NaCl, NaOH, Glydril MC, PAC-R, PAC-L, PESINEX 11, ASPHASOL, CaCO ₃ , барит, ПАР

3.5 Охорона надр та навколишнього середовища

Після досягнення в Україні великих обсягів видобутку корисних копалин, мінерально-сировинний комплекс став важливим чинником, що впливає на стан навколишнього середовища.

Природоохоронна діяльність у сфері надрокористування регламентується "Кодексом України про надра", Указом "Про геологічне вивчення і порядок використання техногенних родовищ корисних копалин

України”, постановами Уряду та нормативними документами і законодавчими актами, що регламентують поводження у сфері охорони навколишнього середовища, а саме: Закони України “Про охорону навколишнього середовища”, “Про охорону атмосферного повітря”, “Про природно-заповідний фонд України”; Земельний, Лісовий та Водний кодекси України та інші нормативні документи[12].

Зменшення негативного впливу будівництва свердловин на оточуюче середовище досягається за допомогою впровадження екологічно-дружніх технологій, вчасного виявлення та усунення можливих джерел забруднення, а також постійного моніторингу стану навколишнього середовища[13].

Враховуючи попередній досвід робіт, територія Семиренківського родовища не вважається екологічно чутливою, проте значна кількість населення у районі, розвинене сільське господарство і вплив газовидобувної інфраструктури вимагають вжиття суворих природоохоронних заходів під час освоєння та розробки укладів вуглеводнів. Захист довкілля забезпечується завдяки комплексу організаційно-технічних рішень і технологічних операцій, передбачених проектами на будівництво свердловин на цьому родовищі[14].

У зв'язку з високим рівнем розвитку газовидобувної інфраструктури на території Семиренківського родовища існує ймовірність негативного впливу на природне середовище.

При оцінці можливих джерел забруднення особлива увага приділялася ділянці УКПГ та промисловим майданчикам пошукових свердловин. Розміщення контрольних свердловин обирали за схемою, що забезпечує моніторинг якості підземних вод у найбільш вразливих зонах.

Крім того, у режимну мережу обов'язково включалися контрольні пункти для вод поверхневих водних джерел, таких як ставки і річки, а також проводився відбір води з криниць на території Семиренківського газоконденсатного родовища.

Моніторинг стану поверхневих і підземних вод проводився за допомогою спостережної мережі, яка включала 3 контрольні свердловини, 1 артезіанську свердловину, 3 колодязі, 1 природне джерело та 3 точки водних водойм. Під час досліджень вода аналізувалася за наступними показниками:

- макрокомпоненти: K^+ , Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , HCO_3^- , CO_3^{2-} , Cl^- , SO_4^{2-} ;
- мікрокомпоненти: Fe^{2+} , Fe^{3+} , NH_4^+ ;
- органічні речовини, такі як нафтопродукти;
- рН, жорсткість, мінералізація, сухий залишок, окислюваність.

Дослідження ґрунтових проб включало визначення таких параметрів:

- фізичні властивості ґрунтів;
- гранулометричний склад щодо нерозчиненого залишку;
- хімічний аналіз водяних екстрактів з ґрунтів, включаючи вміст Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^+ , K^+ , HCO_3^- , CO_3^{2-} , Cl^- , SO_4^{2-} , вміст нафтопродуктів, нерозчиненого залишку;
- люмінесцентно-бітумінологічний аналіз.

Протягом року моніторинг хімічного складу поверхневих вод не показав наявності будь-якого впливу технологічних процесів буріння свердловин та експлуатації вуглеводнів на стан навколишніх водних ресурсів[15].

Аналіз водяних витяжок з ґрунтів не виявив перевищення будь-якого компоненту за ГДК, а також виявив відсутність нафтопродуктів.

Проведений моніторинг показав, що на даному етапі розвитку Семиренківського родовища не виявлено техногенного впливу на стан природних вод і ґрунтів. Отримані показники вмісту основних компонентів у складі природних вод можна вважати типовими для даної території та використовувати при подальших дослідженнях.

3.6 Висновки до розділу 3

1. Передбачено проведення буріння глибокозалягаючих шарів нижнього візе, турней та верхнього девону.

2. На основі геологічної структури розрізу та даних з аналогічних родовищ було обрано конфігурацію свердловин, яка включає кондуктор, дві технічні колони, хвостовик та експлуатаційну колону.

3. Для забезпечення якісного буріння свердловин та досягнення максимальної продуктивності, встановлено основні режими буріння та параметри бурового розчину для різних інтервалів.

4. З метою вчасного виявлення та усунення можливих джерел забруднення навколишнього середовища під час буріння, заплановано постійний моніторинг навколишнього середовища та вжиття заходів для збереження надр та природного середовища.

РОЗДІЛ 4. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

4.1 Основні техніко–економічні показники геологорозвідувальних робіт

Планована глибина свердловини №17 становить 8000 метрів. Згідно з техніко-економічними розрахунками, передбачена комерційна швидкість буріння на рівні 195 метрів на місяць. Проектна тривалість спорудження свердловини включає наступне:

- Будівельно-монтажні, підготовчі та демонтажні роботи, що займають 76 днів (2,6 місяці);
- Буріння та закріплення по різних інтервалах глибин, включаючи:
 - Буріння та закріплення під кондуктор діаметром 426 мм на глибині від 0 до 230 метрів, що займає 4 дні;
 - Буріння та закріплення під першу технічну колону діаметром 324 мм на глибині від 230 до 3600 метрів, що займає 88 днів;
 - Буріння та закріплення під другу технічну колону діаметром 245 мм на глибині від 3600 до 5750 метрів, що займає 248 днів;
 - Буріння та закріплення "хвостовика" діаметром 194 мм на глибині від 5750 до 6950 метрів, що займає 349 днів;
 - Буріння та закріплення під експлуатаційну колону діаметром 140x168 мм на глибині від 6950 до 8000 метрів, що займає 542 дні.

Загальна тривалість робіт з буріння та закріплення свердловини складає 1231 день (або 41 місяць). Також передбачено випробування в експлуатаційній колоні - 5 об'єктів. Проектна тривалість випробування першого об'єкту становить 39,3 дні, а для кожного наступного об'єкту - 35,1 дні.

Загальна тривалість процесу випробування об'єктів становить 179,7 днів (або 5,9 місяців). Повна тривалість запланованих робіт складає 1486,7 днів (або 49,5 місяців).

4.2 Вартість та геолого–економічна ефективність проектних робіт

Оцінка родовища з геолого-економічної перспективи є важливим етапом у вивченні підземних ресурсів і включає кілька послідовних стадій. Цей процес розпочинається з пошуку родовища та його дослідження, переходить до проектування гірничо-добувних підприємств, добування корисної копалини та завершується ліквідаційними роботами на об'єктах. Кожна стадія має свої вимоги і особливості, які враховуються при проведенні геолого-економічної оцінки.

Така оцінка або повторна оцінка родовища в сучасних умовах економіки є важливою, оскільки пов'язана з оптимізацією економічних показників діяльності підприємств. Це може включати перерозподіл запасів, списання нерентабельних або непопулярних запасів супутніх корисних копалин, адаптацію до змін цін на мінеральну сировину на світовому ринку, впровадження нових технологій та техніки для розвідки родовищ, а також коригування умов договорів на мінеральну сировину.

Для забезпечення достовірності ГЕО необхідно проводити комплексну оцінку різних факторів та врахувати потенційні ризики та невизначеності[16].

Необхідно також регулярно перевіряти та оновлювати оцінку запасів корисних копалин на підставі нових даних і технологій.

Для проведення економічної оцінки свердловини № 17 у Семиренківському родовищі надані дані у таблицях 4.1.

Таблиця 4.1 Показники економічної ефективності розвідувальних робіт

№ п/п	Показники	Одиниця виміру	Кількість
1	2	3	4
1	Середня комерційна швидкість буріння	м/верст.міс	247
	Загальна тривалість запроектованих робіт складає	міс.	49,5
2	Проходка по свердловинах	м	8000
3	Капітальні вкладення на буріння свердловин	тис. грн	400 000
4	Вартість 1 м буріння	грн.	50 000

4.3 Висновки до розділу 4

1. Відповідно до техніко-економічних розрахунків, передбачена комерційна швидкість буріння складатиме 195 метрів на місяць. Заплановано проведення випробувань 5 об'єктів у експлуатаційній колоні.

2. Середня очікувана швидкість буріння у межах свердловини №17 становитиме 247 метрів на місяць.

3. При загальній протяжності свердловин - 8000 метрів, витрати на капіталовкладення у буріння свердловини складатимуть 400 000 тисяч гривень.

РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1 Аналіз умов праці при проведенні комплексу геологорозвідувальних робіт

Усі геологорозвідувальні роботи здійснюються за розробленими спеціалізованими організаціями і затвердженими у встановленому порядку проектами[13]. Планування і виконання геологорозвідувальних робіт потребують уважного врахування конкретних природно-кліматичних умов та особливостей завдань.

Підприємства, що здійснюють такі роботи, мають обов'язок зареєструватися у територіальних управліннях Державної служби України з питань праці не пізніше, ніж за один місяць до початку робіт. Новостворені підприємства повинні отримати дозвіл на початок робіт у зазначених управліннях.

Запуск нових об'єктів у роботу, а також після проведення капітального ремонту або реконструкції можливий лише після їх приймання комісією, що формується за наказом керівника підприємства. Ця комісія повинна включати представників відомчої профспілки та представників органів Державної служби України з питань праці.

Приймання в експлуатацію самохідних та пересувних геологорозвідувальних установок, що монтувалися на транспортних засобах та не потребують ремонту при переміщенні, відбувається шляхом оформлення акту комісією підприємства перед початком польових робіт, а також після кожного капітального ремонту або реконсервації, але не рідше одного разу на рік.

Необхідно проводити оцінку робочих місць на відповідність умовам праці раз у п'ять років, а також у випадку внесення змін до умов праці.

Усі об'єкти геологорозвідувальних робіт, які розташовані за межами населених пунктів на відстані 5 км і більше від точок телефонного зв'язку,

повинні мати забезпечений цілодобовий телефонний або радіозв'язок з базою партії чи експедиції. Для цього, в областях, де доступний надійний мобільний зв'язок, використовуються мобільні телефони, які видаються усім керівним особам. У випадку відсутності мобільного зв'язку необхідно передбачити використання радіостанцій та налагодити режим зв'язку або провести прокладання телефонної лінії від найближчого населеного пункту.

Керівники підприємств повинні забезпечити всі робочі місця відповідними інструкціями з охорони праці та встановленими попереджувальними знаками і знаками безпеки. Кожному працівникові надається спеціальний одяг, взуття та інші засоби індивідуального захисту відповідно до встановлених норм і умов праці.

Під час відвідування виробничих об'єктів керівники та фахівці геологічних підприємств зобов'язані:

- Перевіряти дотримання персоналом вимог інструкцій з охорони праці.
- Вживати заходів щодо усунення виявлених порушень.

Результати перевірок мають бути зафіксовані у "Журналі перевірки стану охорони праці", який повинен бути присутній на кожному об'єкті.

Кожен працівник, виявивши небезпеку для людей, будівель або майна, має прийняти необхідні заходи для усунення її та негайно повідомити свого безпосереднього керівника або особу, відповідальну за технічний нагляд. Керівник робіт або відповідна особа зобов'язані прийняти заходи щодо усунення небезпеки, а у випадку неможливості уникнути її – припинити роботи, евакуювати працівників до безпечного місця та повідомити вищестоящого керівника.

У випадку, коли завдання виконується групою, що складається з двох чи більше осіб, потрібно призначити одного з них старшим, відповідальним за безпечне проведення робіт, виконання його розпоряджень є обов'язковим для всіх членів групи.

Особи, що несуть відповідальність за безпеку під час зміни, мають перевірити стан робочих місць та обладнання при передачі та прийомі зміни, фіксуючи результати огляду в журналі здачі та прийому змін. Особа, яка приймає зміну, перед початком робіт повинна прийняти заходи для усунення виявлених недоліків.

Підприємство повинно забезпечити проведення медичних оглядів працівників при прийомі на роботу та періодично відповідно до їх профілю та умов праці, відповідно до встановленого Міністерством охорони здоров'я України порядку.

Допуск до виконання роботи може бути наданий лише тим особам, які успішно пройшли медичний огляд та отримали інструктаж з охорони праці. Професійна підготовка, підвищення кваліфікації та перепідготовка працівників повинні відповідати чинним нормативним актам. Надання технічного керівництва геологорозвідувальними роботами можливе лише особам, які мають спеціальну освіту в цій галузі.

5.2 Розробка заходів з охорони праці

Комплексні заходи з охорони праці – це заходи щодо досягнення встановлених нормативів безпеки, гігієни праці та виробничого середовища, підвищення наявного рівня охорони праці, запобігання випадкам виробничого травматизму, професійного захворювання, аваріям і пожежам.

5.2.1 Заходи з техніки безпеки

Техніка безпеки представляє собою комплекс технічних умов, засобів, вимог, правил та методів роботи, які забезпечують безпечні та комфортні умови для праці на виробництві, мінімізують ризики та запобігають можливим небезпекам. Дотримання вимог безпеки є одним із найважливіших заходів держави в сфері охорони праці.

У кожній галузі народного господарства діють обов'язкові для виконання правила техніки безпеки, які затверджуються центральним комітетом відповідної профспілки. У науково-дослідних інститутах, комітетах, навчальних закладах науково обґрунтовуються правила і норми безпечної праці, розробляються технічні засоби та організаційні заходи охорони праці.

Керівники підприємств і установ повинні здійснювати необхідні заходи безпеки та виробничої санітарії відповідно до діючих норм і правил техніки безпеки. За порушення правил безпеки передбачена сувора адміністративна та кримінальна відповідальність.

Покращення техніки безпеки нерозривно пов'язане з технічним прогресом, що сприяє досягненню повної безпеки праці. Обов'язкові стандарти безпеки встановлюються законодавством про працю, спеціальними інструкціями, наказами та іншими нормативними актами. Заходи щодо забезпечення безпеки реалізуються на підприємстві на основі колективних домовленостей.

Заходи безпеки охоплюють комплекс організаційних та технічних заходів та засобів, спрямованих на уникнення негативного впливу небезпечних виробничих факторів на працівників.

Серед них можна відзначити:

1. розроблення та впровадження безпечного обладнання;
2. механізація та автоматизація технологічних процесів;
3. застосування запобіжних пристроїв та автоматичних блокувальних засобів;
4. коректне та зручне розташування органів управління обладнанням;
5. впровадження систем автоматичного регулювання, контролю та управління технологічними процесами, а також розвиток принципово нових, безпечних та нешкідливих технологічних процесів.

Безпечність виробничого устаткування означає, що воно відповідає всім вимогам безпеки під час його монтажу, демонтажу та експлуатації, які

встановлені нормативною документацією. Загальні вимоги до безпеки виробничого устаткування містяться в стандарті ГОСТ 12.2.003-91. Згідно з цим стандартом, безпечність виробничого устаткування забезпечується шляхом:

1. правильного вибору принципів роботи, конструкційних схем та елементів конструкції;
2. застосування механізації, автоматизації та дистанційного управління;
3. використання засобів захисту у конструкції;
4. дотримання ергономічних вимог;
5. включення вимог безпеки до технічної документації щодо монтажу, експлуатації, ремонту, транспортування та зберігання устаткування;
6. використання безпечних та не маючих шкідливого впливу матеріалів у конструкції устаткування.

При проектуванні установки необхідно врахувати умови її експлуатації так, щоб вплив вологості, сонячного випромінювання, механічних коливань, високих і низьких тисків та температур, агресивних речовин тощо не призводив до появи небезпеки з боку обладнання.

5.2.2 Заходи з виробничої санітарії

Виробнича санітарія - це система заходів і засобів, спрямованих на запобігання виникненню виробничих ризиків, що виникають внаслідок небезпечних факторів. Заходи з виробничої санітарії включають створення комфортного мікроклімату, яке досягається через:

1. Ефективне опалення;
2. Відповідну вентиляцію;
3. Системи кондиціонування повітря;
4. Теплоізоляцію будівельних конструкцій та технологічного обладнання;

5. Заміну шкідливих матеріалів на безпечні;
6. Збалансоване насичення аероіонами;
7. Герметизацію шкідливих процесів;
8. Зниження рівнів шуму, вібрації, електромагнітного випромінювання та інших потенційно шкідливих впливів;
9. Організацію ефективного освітлення;
10. Забезпечення раціонального графіку праці та відпочинку, а також санітарного обслуговування.

5.3 Пожежна безпека

Запобіжні заходи та процедури щодо пожежної безпеки на виробництві спрямовані на уникнення виникнення пожеж та вибухів, а також на зменшення негативних наслідків, які можуть виникнути від цих подій. Ці заходи поділяються на дві категорії: організаційні та технічні, в залежності від методів їх здійснення.

Організаційні заходи включають такі дії:

1. Розробка правил і інструкцій з питань пожежної безпеки на підприємстві.
2. Проведення інструктажів для працівників.
3. Щоденна перевірка приміщень після завершення робочого дня.
4. Регулярна перевірка стану інвентарю та пожежного обладнання.
5. Контроль за дотриманням протипожежного режиму.

Технічні заходи з протипожежної безпеки включають:

1. Дотримання встановлених пожежних норм, правил та вимог під час будівництва будівель різного призначення.
2. Підтримання в належному стані опалювальних та вентиляційних систем і робочого обладнання.
3. Заборона використання інструментів та обладнання, які не відповідають протипожежним вимогам.

4. Правильна організація робочих місць.

5. Встановлення автоматичних систем для сповіщення про пожежу, а також автоматичних систем гасіння та пожежного водопостачання.

5.4 Висновки до розділу 5

1. Описано основні заходи виробничої санітарії, які враховуються залежно від умов праці. Наприклад, польові роботи, які проводяться на відкритій місцевості, характеризуються значними коливаннями температури та вологості, можливою присутністю комах і тварин, що можуть бути небезпечними та передавати інфекції.

2. Проаналізовано основні протипожежні заходи, які мають дотримуватися працівниками підприємств. На території підприємств та бурових майданчиків категорично заборонено палити. Також важливо встановлення систем пожежогасіння та обслуговування установок і обладнання для забезпечення їх справності.

3. Приміщення має бути обладнане евакуаційними виходами, до яких можна легко дістатися в разі надзвичайної ситуації.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ

У роботі вирішено прикладну задачу літолого-стратиграфічної характеристики приосьової зони центрального грабену Дніпровсько-Донецької западини на прикладі Семиренківського родовища.

1. Результати аналізу геологічної будови показали, що приосьова зона центрального грабену має складну структурну конфігурацію з численними розломами та іншими тектонічними елементами, що створюють умови для формування нафтогазових пасток. Вивчення геологічних даних дозволило виявити основні структурні особливості, такі як грабени, підняття, складки та розломи.

2. Літолого-стратиграфічний аналіз виявив різноманітність порід, зокрема пісковики, аргіліти, алевроліти та вапняки, які складають осадовий розріз родовища: основні стратиграфічні горизонти, що містять нафтогазові накопичення містяться в розрізі верхньовізейському ярусі нижньокам'яновугільної системи на глибинах 4990-5600 метрів: в інтервалах глибин Б-16, Б-17, Б-18 і Б-19.

3. Колектори теригенні, порового, тріщино-порового та порово-тріщинного типів. Розкритий поверх продуктивності складає 610 м.

4. Основні фільтраційно-ємнісні властивості колекторів наступін: пористість 6–13%, нафтогазонасиченість 68–97%, товщина колекторів в межах 3 – 35 м, поклади газові.

5. Запаси початкові видобувні категорій А+В+С1: газу — 7620 млн. м³; конденсату — 721 тис.т

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Оцінка ефективності розділення бурового шламу у полі дії відцентрових сил. Гірничий вісник. Аблєєва І.Ю., Пляцук Л.Д., Зінченко В.Ю., Луценко С.В., Бережна І.О., Янченко І.О. 2020. 108. С. 3–11.
2. Оцінка ефективності розділення бурового шламу у полі дії відцентрових сил. Гірничий вісник. Аблєєва І.Ю., Пляцук Л.Д., Зінченко В.Ю., Луценко С.В., Бережна І.О., Янченко І.О. 2020. 108. С. 3–9
3. Розвідувальні сейсмічні дослідження МСТГ в центральній та південно -східній частинах ДДЗ с.п. 27/95 в 1995-1999 роках /Липська Г.Т. – Розсошенці, 1999 р.
4. Геологічний проект на проведення пошуково-розвідувальних робіт на Семиренківській площі Полтавської області /трест «Полтаванафтогазрозвідка», Семеняк М.М., Гаврилюк Н.І., Сінійчук А.Д., Миргород, 1974. – 74 с.
5. Доповнення до «Геологічного проекту пошуково-розвідувальних робіт на Семиренківській площі» (Обґрунтування закладання розвідувальної свердловини № 7) / ЗАТ «Нафтогазвидобування», ТОВ «НВП «Імпульс-С», Полтава, 2005 – 14 с.
6. Гідрогеологія. Руденко Ф.А., Попов О.Є. Київ, Вища школа, 1975р.
7. Наказ «Про затвердження Інструкції із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу» від 24 липня 1998 р. № 475/2915.
8. Геофізичні дослідження та робота у нафтогазових свердловинах. Основні вимоги, м.Київ, «Наукова думка»,1989р.

9. Атлас родовищ нафти і газу України: у 6 т. / гол.ред. М.М.Іванюта.— Львів: Центр Європи, 1998.
10. Державний баланс запасів корисних копалин України (природний газ, конденсат, нафта). Київ 2004 р.
11. Довідник з нафтогазової справи / За загальною редакцією докторів техн. наук В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. 1996, 620 с.
12. Закон України «Про охорону праці».
13. Склад і зміст матеріалів оцінки впливів на навколишнє середовище (ОВНС) при проектуванні і будівництві підприємств, будинків і споруд. ДБН А.2.2.2 – 1 – 2003. Київ, 2004.
14. Охорона довкілля / Спорудження розвідувальних і експлуатаційних свердловин на нафту і газ на суші. Правила проведення робіт. К.: Міністерство екології та природних ресурсів. ГСТУ 41-00032626-00-007-97 – 1997.
15. Екологічна безпека та раціональне природокористування в межах гірничопромислових і нафтогазових комплексів. Рудько Г.І., Шкіца Л.Є. – Івано-Франківськ, 2001 – К., ЗАТ «НІЧЛАВА», 2001. – 528 с.:іл.
16. Звіт «Геолого-економічна оцінка Семиренківського газоконденсатного родовища у Полтавській області станом на 01.12.2003 р.»/ ДП «Полтава РГП», Ковальчук В.Н. та інші, Полтава, 2004.
17. Методичні вказівки з підготовки та оформлення кваліфікаційної роботи бакалавра.

