

***БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА***

*БР 103 – НЗГ*

Група НЗГ-21-1

***Кушнір Олег***

*2025*

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

УДК 553.98

## БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

Тема: Створення геологічної моделі нафтогазоперспективного об'єкта та проект проведення пошуково-розвідувальних робіт на Кушнірівській площі

(назва відповідно до наказу ректора)

Спеціальність – 103 Науки про Землю

Освітня програма – Геологія нафти і газу, геофізика, геоінформатика, інженерна геологія та гідрогеологія

### ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

БР 103 – НЗ

(позначення)

Студент гр. НЗГ-21-1 \_\_\_\_\_ Кушнір О.В.  
 (підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник \_\_\_\_\_ доц. Дубей Н.В.  
 (підпис) (посада, прізвище та ініціали)

Консультанти:

\_\_\_\_\_ (підпис) \_\_\_\_\_ (посада, прізвище та ініціали)

\_\_\_\_\_ (підпис) \_\_\_\_\_ (посада, прізвище та ініціали)

\_\_\_\_\_ (підпис) \_\_\_\_\_ (посада, прізвище та ініціали)

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

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

*Допускається до захисту.*

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

Рецензент \_\_\_\_\_  
 (підпис) (посада, прізвище та ініціали)

2025 р.

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

## ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри \_\_\_\_\_ доц. Михайлів І.Р.

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2025 р.

### ЗАВДАННЯ НА БАКАЛАВРСЬКУ РОБОТУ

Спеціальність — 103 *Науки про Землю*

Освітня програма – Геологія нафти і газу, геофізика, геоінформатика, інженерна геологія та гідрогеологія

Студенту \_\_\_\_\_ Кушніру Олегу Володимировичу  
 (прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема бакалаврської роботи Створення геологічної моделі нафтогазоперспективного об'єкта та проєкт проведення пошуково-розвідувальних робіт на Кушнірівській площі.

затверджена наказом ректора університету від «16» 04.2025 р. № 255/7

2. Термін здачі студентом закінченої роботи: 10 червня 2025р.

3. Вихідні дані до роботи:

1. Фондові геолого-геофізичні матеріали АТ «Укргазвидобування»

2. Опублікована література по району досліджень

3. Особисті спостереження і узагальнення.

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити): Вступ. 1 Загальні відомості про район досліджень. 2 Геологічна будова досліджуваної площі. 2.1 Стратиграфія. 2.2 Тектоніка. 2.3 Нафтогазоносність ділянки надр та прилеглих територій. 2.4 Водоносність. 2.5 Пластові тиски та температури. 3 Обґрунтування перспектив і план проведення пошуково-розвідувальних робіт. 3.1 Прогнозування нафтогазоносності. 3.2 Кількісна оцінка ресурсів газу. 3.3 Мета і завдання проєктних робіт. 3.4 Обґрунтування розташування проєктних свердловин та їх глибини. 3.5 Вибір об'єктів для випробування і дослідження. 3.6 Вибір інтервалів відбору керна і шламу. 3.7 Вибір комплексу геофізичних досліджень в свердловині. 3.8 Проєктний комплекс лабораторних досліджень. 3.9 Охорона надр та навколишнього середовища. 4 Геолого-економічна оцінка проєктних робіт. Висновки. Перелік використаних джерел.

5. Перелік графічних додатків:

1. Структурна карта покрівлі горизонту В-19 \_\_\_\_\_

2. Структурна карта покрівлі горизонту С-5 \_\_\_\_\_

3,4. Геологічні розрізи по лінії I-I та лінії II-II \_\_\_\_\_

5. Геолого-технічний наряд, груповий: св.10, 14 \_\_\_\_\_

6. Геолого-технічний наряд на свердловину 8 \_\_\_\_\_

## 6. Консультанти з окремих розділів і питань бакалаврської роботи:

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

7. Дата видачі завдання 25.02.2025р.

## 8. Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання бакалаврської роботи	Термін виконання	Примітка
1.	Одержання завдання і складання плану виконання бакалаврської роботи.		Виконано
2.	Опрацювання базових геолого-геофізичних матеріалів		
3.	Аналіз геологічної будови Кушнірівської площі.		Виконано
4.	Прогнозування газонасності досліджуваної структури та оцінка перспективних ресурсів.		Виконано
5.	Проектування пошуково-розвідувальних робіт		
7.	Економічна частина		Виконано
8.	Оформлення тексту і графічних додатків.		Виконано
	Захист бакалаврської роботи		Виконано

Завдання видав керівник \_\_\_\_\_ доц. Дубей Н.В.  
 ( підпис ) ( посада, прізвище та ініціали )

Завдання прийняв студент \_\_\_\_\_ Кушнір О.В.  
 ( підпис ) ( прізвище та ініціали )

### **Анотація**

Бакалаврська робота налічує сторінок тексту – 64, 6 таблиць, 4 рисунка, 7 роздруків, 7 графічних додатків.

Розроблено геологічну модель Кушнірівської площі Борисівського газоконденсатного родовища по основних перспективних комплексах карбону Північного борта Дніпровсько-Донецької западини. З'ясовано тип можливих покладів вуглеводнів; підраховано перспективні ресурси газу за категорією С<sub>3</sub>. Запропоновано методику пошуково - розвідувального буріння, встановлено обсяг та технологію його проведення. Розраховано економічну ефективність від впровадження проєктних робіт.

Ключові слова: газ, поклад, пошуки, розвідка, свердловина, ресурси, буріння, дослідження.

### **Annotation**

The bachelor thesis includes pages of text - 64, 6 tables, 4 figures, 7 printout, 7 graphic appendices.

A geological model of the Kushnirovska area of the Borisovka gas condensate field has been developed based on the main promising carbon complexes of the Northern side of the Dnieper-Donetsk depression. The type of possible hydrocarbon deposits has been identified; promising gas resources according to the C<sub>3</sub> category have been calculated. A methodology for exploratory drilling has been proposed, the volume and technology of its implementation have been established. The economic efficiency of the implementation of design works has been calculated.

Keywords: gas, deposit, search, exploration, well, resources, drilling, research.

## Зміст

Вступ. . . . .	6
1. Загальні відомості про район досліджень. . . . .	8
2. Геологічна будова Кушнірівської площі. . . . .	10
2.1 Стратиграфія. . . . .	10
2.2 Тектоніка. . . . .	15
2.3 Нафтогазоносність надр досліджуваної площі та прилеглих територій. . . . .	21
2.4 Водоносність. . . . .	25
2.5 Пластові тиски та температури. . . . .	27
3. Обґрунтування перспектив і план проведення пошуково-розвідувальних робіт. . . . .	30
3.1 Прогнозування газоносності. . . . .	30
3.2 Кількісна оцінка ресурсів газу. . . . .	32
3.3 Мета і завдання проектних робіт. . . . .	42
3.4 Обґрунтування розташування проектних свердловин та їх глибини. . . . .	43
3.5 Вибір об'єктів для випробування і дослідження. . . . .	47
3.6 Вибір інтервалів відбору керна і шламу. . . . .	50
3.7 Вибір комплексу геофізичних досліджень в свердловині. . . . .	52
3.8 Проектний комплекс лабораторних досліджень. . . . .	56
3.9 Охорона надр та навколишнього середовища. . . . .	57
4. Геолого-економічна оцінка проектних робіт. . . . .	61
Висновки. . . . .	62
Перелік використаних джерел. . . . .	64

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Зважаючи на поточну геополітичну ситуацію та прагнення України до зміцнення своєї енергетичної незалежності, відкриття нових покладів і родовищ нафти і газу набуває особливої ваги. Дніпровсько-Донецька западина є одним з основних нафтогазоносних регіонів України. Протягом тривалого часу тут було відкрито значну кількість родовищ вуглеводнів. Перспективи подальших відкриттів у ДДЗ пов'язують з глибокозануреними горизонтами (понад 5 км), маловивченими структурами, дорозвідкою існуючих родовищ. Для активізації відкриття нових родовищ в ДДЗ важливим є проведення сучасних геологорозвідувальних робіт, включаючи сейсмозвідку 3D та глибоке буріння.

Кушнірівська площа, яка є в межах Борисівського газоконденсатного родовища, розташована у північній прибортовій частині ДДЗ.

На площі за результатами нових сейсмічних побудов та 3D моделювання у програмному комплексі Petrel встановлено більш складну геологічну будову. Так по відкладах середнього і нижнього карбону виявлені перспективні відокремлені тектонічні блоки.

**Метою бакалаврської роботи** є створення геологічної моделі нафтогазоперспективного об'єкта та проєкт проведення пошуково-розвідувальних робіт на Кушнірівській площі.

### **Завдання досліджень:**

- створити геологічну модель Кушнірівської площі;
- обґрунтувати перспективи і план проведення пошуково-розвідувальних робіт;
- виконати якісну і кількісну оцінку перспектив газонасності площі;
- виконати геолого-економічну оцінку проєктних робіт.

**Об'єкт досліджень** – Кушнірівська ділянка Борисівського ГКР, яка розташована в Харківській області на території Шевченківського та Чугуївського районів. Площа належить нафтогазоносній зоні Північного борту (ПБ) Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ), промислова нафтогазоносність якого пов'язана переважно з відкладами середнього та нижнього карбону.

**Методи досліджень** - комплексний аналіз геолого-геофізичних матеріалів. Побудова профільних геологічних розрізів та складання структурних карт горизонтів на основі даних сейсмозвідувальних робіт. Кількісна оцінка ресурсів газу із застосуванням комп'ютерної програми.

**Новизна отриманих результатів.** Вперше розроблено проєкт проведення пошуково-розвідувальних робіт на Кушнірівській площі.

**Зв'язок з науковими програмами.** Бакалаврська робота пов'язана з кафедральною науково-дослідною темою «Дослідження геологічної будови та нафтогазоносності осадових басейнів України».

**Практичне значення отриманих результатів.** Використання результатів роботи дозволить підвищити геологічну результативність та ефективність пошуково-розвідувальних робіт у межах Дніпровсько - Донецької западини.

**Апробація результатів.** Дані напрацювання рекомендується впроваджувати в нафтогазорозвідувальних підприємствах, розташованих на території ДДз.

## 1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РАЙОН ДОСЛІДЖЕНЬ

Кушнірівська площа розташована на території Шевченківського і Чугуївського районів Харківської області в межах Борисівського ГКР (рисунок 1.1).

Найбільш крупні населенні пункти поблизу площі: районний центр Шевченково, села: Гракове, Чкалівське, Іванівна, Волохів Яр, сполучаються між собою асфальтовими та ґрунтовими дорогами. З південного сходу на північний захід проходить автострада Ростов-Харків, на північ від автостради - залізнична колія Куп'янськ – Харків, на південь - залізнична колія Красний Ліман – Ізюм - Харків. Найближча залізнична станція Граково знаходиться на віддалі 10 км на північ від Борисівського ГКР; в 15 км на південний схід проходить газопровід Шебелинка-Москва та сітка газопроводів місцевого значення.

Поблизу Кушнірівської площі знаходяться Волохівське, Північно-Коробочкинське, Коробочкинське, Шевченківське, Іскрівське та інші родовища.

Район проєктних робіт входить до промислово розвиненої приміської зони м. Харків. Спеціалізація сільського господарства – овоче - молочне виробництво приміського типу із виробництвом зерна та технічних культур.

Рельєф району робіт – підвищена, платоподібна, хвиляста рівнина, розчленована балками і ярами, має загальний нахил на південь. Максимальні абсолютні відмітки рельєфу відносяться до вододілу, де сягають 170 м, мінімальні – до схилів балок - 80 м. Ландшафт району степовий, місцями покритий лісовими масивами.

Гідрографічна сітка складається із невеликих річок лівого притоку ріки Сіверський Донець – Середня Балаклея та Волоська Балаклея, які в літній період місцями пересихають. Воду використовують для технічного водопостачання і зрошування. Клімат району помірно-континентальний із порівняно м'якою зимою та теплим, посушливим літом. Пересічна температура січня -  $7,5^{\circ}\text{C}$ , абсолютний мінімум температури в холодний період -  $37^{\circ}\text{C}$ . Пересічна температура в липні  $+20,4^{\circ}\text{C}$ , абсолютний максимум температури в теплий період  $+40^{\circ}\text{C}$ . Період з температурою  $+10^{\circ}\text{C}$  становить близько 160 днів. Середньорічна кількість опадів понад 500 мм, найбільше їх у теплий період. Висота снігового покриву до 28 см. Глибина промерзання ґрунту досягає 1,3 м. Тривалість зимового періоду – 4 місяці. Тривалість опалювального сезону – 6 місяців (від 15 жовтня до 15 квітня). Переважний напрям вітру в теплий період – північно - західний (швидкість 1-4 м/с), у холодний період – північно-східного напрямку з підвищеною швидкістю (3 - 5 м/с).



## 2. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА КУШНІРІВСЬКОЇ ПЛОЩІ

Кушнірівська площа розташована в межах ПБ південно-східної частини ДДЗ в зоні родовища-аналога - Борисівського ГКР.

За даними буріння та сейсмічних робіт геологічна будова і стратиграфічний розріз досліджуваної площі, як і родовища-аналога, представлені відкладами девонської, кам'яновугільної, тріасової, юрської, крейдяної, палеогенової, неогенової та антропогенової систем, які трансгресивно залягають на розмитій поверхні кристалічного фундаменту.

Пошуковими та розвідувальними свердловинами вивчено розріз на глибину 4606 м.

### 2.1 Стратиграфія

Літолого-стратиграфічний розріз Кушнірівської площі описано по аналогії з Борисівським ГКР з використанням фондових матеріалів [10].

#### Протерозойська ератема - РС

Породи кристалічного фундаменту розкрито свердловинами 1-Борисівська, 1-Граківська, 1-Півд.Граківська на глибинах 3744, 3880, 4375 м відповідно. Вони представлені темно-сірими міломітизованими гранітами і неоднорідними рожево-зеленувато-сірими крупнокристалічними, середньо-крупнозернистими міцними гнейсами. Кора вивітрювання фундаменту товщиною 5-10 м складається з гравійно-пісковикових утворень кварцового складу з гідрослюдовим, серицитовим та каоліновим цементом.

Розкрита товщина фундаменту складає від 45 м (св.1 Півд.Граківська) до 123 м (св.1 Граківська).

Аналіз матеріалів пошуково-розвідувального буріння на ПБ показав неоднорідність будови кристалічних порід як по площині так і по вертикальному розрізу. Головна їх особливість полягає в чергуванні щільних і розущільнених горизонтів, а також великою анізотропністю властивостей. Сильна мінливість фільтраційно-ємнісних властивостей не контролюється фаціальними змінами, що значно ускладнює застосування традиційних методів прогнозування нафтогазоносності.

Петрографічні дослідження показали, що властивості цих малопористих і практично непроникливих порід могли сформуватися тільки під впливом вторинних процесів. Породи фундаменту уявляють собою складний колектор, в якому виділяються тріщинно-кавернозно-порові ділянки. Вони відзначаються дуже низькою поровою газопроникністю, яка не перевищує  $0.1 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ , коефіцієнт відкритої пористості коливається від 0.18 до 7.47 %, складаючи в

середньому 3 %.

### **Палеозойська ератема - PZ**

На Кушнірівській площі представлена девонською та кам'яновугільною системами.

#### **Девонська система – D**

Девонські відклади трансгресивно залягають на кристалічних породах фундаменту. Вони розкриті св. 1-Борисівською, 2-Граківською, 1, 2, 5, 6 - Півд.Граківськими і представлені алатирським та воронізьким горизонтами франського ярусу та озерсько-хованським горизонтом фаменського ярусу.

Алатирські відклади незгідно залягають на кристалічному фундаменті і трансгресивно перекриті воронізькими відкладами. Представлені переважно строкато барвистими, рідко сірими аргілітами, пісковиками, гравелітами, конгломератами з рідкими карбонатними прошарками. Пірокластичні та ефузивні породи такого ж складу, як і у воронізькому горизонті. Представлені переважно туфопісковиками та туфоконгломератами.

Воронізький горизонт представлений сірими, зеленувато-сірими карбонатами та безкарбонатними аргілітами, світло-сірими кристалічними і сірими нерідко глинистими рідко доломітизованими вапняками, а також мергелями з прошарками пісковиків та алевролітів.

Пісковики сірі, зеленувато-сірі, польовошпат-кварцові, різнозернисті, переважно середньо-крупнозернисті, іноді з грубо піщаним та дрібногравійним зерном, погано відсортовані, міцно зцементовані. Цемент вапняково-доломіто-глинистий. Текстура пісковіку косошарувата, лінзовидна та плямиста; плямистість обумовлена розподіленням карбонатного та глинистого цементу.

Туфогенні різності пісковиків дуже міцні, розсічені майже вертикальними тріщинами, які заповнені кальцитом, крім того вміщують вуглисто-рослинні залишки та включення піриту. Уламковий матеріал складається із порфіритів, туфітів, бурих озалізених аргілітів, алевролітів, хлоритизованих уламків скла, мінералів і порід, які погано відсортовані, у переважній більшості слабо обкатані.

Алевроліти сірі, зеленувато-сірі, вишнево-бурі, дрібнозернисті, глинисті, косо-хвилясті, з різноспрямованими дзеркалами ковзання.

Аргіліти темно-сірі до чорних, тонковідмучені, глинисті, слюдисті, з карбонатними прошарками, з примазками і кристалами піриту, місцями алевроитові. Туфогенні різновиди глинистих порід строкато-кольорові щільні, часто з дзеркалами ковзання.

Вапняки сірі, темно-сірі, місцями доломітизовані, перекристалізовані, брекчирувані з глинистими прошарками і сутурами.

Туфобрекчії строкатокольорові, грудкуваті, складені із бурих уламків алевроито-глинистих порід, які зцементовані глинисто-хлоритовим цементом.

Породи міцні, важки, із дзеркалами ковзання по глинистому матеріалу.

Озерсько-хованський горизонт фаменського ярусу складений теригенною товщею з прошарками карбонатних і вулканогенно-осадових порід. Аргіліти темно-сірі до чорних, тонко відмучені, глинисті, слюдисті, з карбонатними прошарками, з примазками і кристалами піриту, містами алевритові, щільні.

Вапняк сірий, темно-сірий, тонкозернистий, місцями доломітизований, перекристалізований, брекчирований з глинистими прошарками. Товщина розкритих відкладів девону від 95 м (св.1 Півд. Граківська) до 142 м (св. 5 Півд. Граківська).

Очікувана товщина девонських відкладів до 110 м.

### **Кам'яновугільна система - С**

Відклади системи в межах ПБ широко розповсюджені. Вони розкриті великою кількістю параметричних, пошукових, розвідувальних та експлуатаційних свердловин на площах і родовищах, де трансгресивно залягають на кристалічних породах фундаменту.

З карбоном пов'язані основні запаси нафти та газу Північного борту Дніпровсько-Донецького нафтогазоносного басейну, завдяки чому вони до останнього часу є першочерговим об'єктом геологорозвідувальних робіт. В складі карбону виділяються нижній, середній та верхній відділи. Наведемо їх коротку характеристику.

#### **Нижній карбон - С<sub>1</sub>**

Буде представлений візейським та серпуховським ярусами.

#### **Візейський ярус - С<sub>1v</sub>**

Візейський ярус залягає на розмитій поверхні девону і представлений карбонатно-теригенними породами.

За характером осадконакопичення в межах ярусу виділяється кілька товщ. Перша з них відноситься до нижньовізейського під'ярусу (XIII-XIV мфг) і включає горизонти В-24-27, промислові накопичення ВВ у яких встановлено на Юліївському, Скворцівському і Безлюдівському родовищах.

Друга товща - верхньовізейський під'ярус (XI, XII і XIIa мфг), об'єднує найвидержаніші на площі морські карбонатні і теригенні горизонти В-14-16, В-17-20, В-21-23. Газоносність під'ярусу встановлено на Коробочкинському, Півд.Граківському, Наріжнянському, Юліївському, Скворцівському і Безлюдівському та інших родовищах ПБ ДДЗ.

Відклади ярусу залягають трансгресивно на різних, залягаючих нижче, стратиграфічних рівнях і породах кристалічного фундаменту. За речовинним складом візейські відклади представлені вапняками, пісковиками з прошарками алевролітів та аргілітів. Пісковики морські та узбережні з прошарками гравійних різниць. Формування продуктивних горизонтів відбулося в нестійкій

морській обстановці, особливо XII і XIIa мфг, коли внаслідок тектонічних рухів окремі ділянки піднімалися і розмивалися.

Найбільш витриманими по площі є піщані горизонти В-17-19, а також карбонатні В-14-16. Пісковики продуктивних горизонтів ярусу складаються переважно з кварцових та поліміктових різниць ( від дрібнозернистих до гравійних ). Ємнісні параметри в них досить високі, відкрита пористість іноді сягає 22 % (середня – 12 %), проникність змінюється від  $80 \cdot 10^{-15}$  до  $435 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ , ефективна товщина має інтервал 1.5-27.0 м. Для вапняків названих горизонтів властиві, в основному, низькі значення пористості 3-5 %. Вони представлені масивними перекристалізованими, іноді глинистими різницями, кавернозно-тріщинуватими колекторами. Товщина ярусу на площі від 230 до 290 м.

### Серпухівський ярус - С<sub>1s</sub>

Серпухівські відклади на досліджуваній території борту представлені в обсязі нижньо- та верхньосерпухівського під'ярусів.

Нижньосерпухівські відклади згідно перекривають візейські і представлені літологічно витриманим теригенним комплексом. У фаціальному відношенні відклади під'ярусу формувалися у стабільній обстановці заток, узбережних озерно-болотних низин і узбережно-морського мілководдя. Морські трансгресії були короткочасними і неширокими, звідси лінзовидний характер тонких карбонатних горизонтів. Середньо- і дрібнозернисті пісковики, товщиною до 10-15 м. Основний обсяг розрізу під'ярусу складений алевролітами та глинами. Зміна товщини нижньосерпухівських відкладів підпорядкована загальній закономірності осадового комплексу: їх зменшення відбувається з півдня на північ. Незначна газоносність ярусу встановлена на Краснопопівському ГКР. Товщина під'ярусу 240-345 м.

На відміну від нижнього під'ярусу, де домінують опрісненні лагунні відклади, у верхньому серпухові суттєву роль відіграють морські і узбережно-морські утворення. Цей комплекс являє собою потужну товщу піщано-алевритових порід. В його розрізі виділяються піщані горизонти С-2-

9. На границі нижньо- і верхньосерпухівських відкладів виявлено перерив в осадконакопиченні, який фіксується заляганням різновікових відкладів низів верхнього під'ярусу на різновікових осадах нижнього під'ярусу.

Аргіліти темно-сірі, тонковідмучені, місцями алевритисті, вапнякуваті. Алевроліти сірі неясноверстуваті, слюдяні, з глинистим цементом, місцями з косою і хвилястою верстуватістю.

Пісковики сірі, світло-сірі, дрібно і середньозернисті, слюдисті, місцями коSOEVERSTVУVATІ. Товщина під'ярусу 350-430 м.

## **Середній карбон - С<sub>2</sub>**

Представлений башкирським та московським ярусами, які залягатимуть на розмитій поверхні нижнього карбону.

### **Башкирський ярус - С<sub>2b</sub>**

Башкирські відклади залягають на розмитій поверхні серпухівського ярусу і включають в собі світи С<sup>5</sup>, С<sup>1</sup>, С<sup>2</sup>, С<sup>3</sup>, С<sup>4</sup>.

По літолого-фаціальному складу їх можна розділити на дві частини: нижня (світи С<sup>5</sup>, С<sup>1</sup>, С<sup>2</sup>)-карбонатно-теригенна і верхня (світи С<sup>3</sup>, С<sup>4</sup>) теригенна, з окремими малопотужними пластами вапняків.

Аргіліти сірі, темно-сірі, слюдисті, місцями алевритисті, щільні, з рослинними обвугленими залишками.

Алевроліти сірі, темно-сірі, слюдисті, середньозцементовані, з косою і хвилястою верстуватістю.

Вапняки сірі, коричневаті-сірі, середньо- і дрібнозернисті, місцями тріщинуваті.

Пісковики сірі, світло-сірі, кварцово-польовошпатові, дрібно-середньозернисті, середньозцементовані. Товщина відкладів ярусу 660-745 м.

### **Московський ярус - С<sub>2m</sub>**

До московського ярусу відносяться світи С<sup>5</sup>, С<sup>6</sup>, С<sup>7</sup>. Літологічно ярус представлений чергуванням аргілітів, алевролітів, пісковиків. Вапняки в розрізі знаходяться в невеликій кількості та значної ролі не відіграють.

Аргіліти сірі, темно-сірі, місцями алевролітисті з обвугленими рослинними залишками.

Алевроліти сірі, темно-сірі, слюдяні, косо-і хвилюверстуваті, щільні. Пісковики світло-сірі, кварцово-польовошпатові, різнозернисті, слюдяні середньозцементовані, місцями косоверстуваті.

Вапняки світло-сірі, середньозернисті, міцні, місцями тріщинуваті.

В верхній частині відкладів пласт пісковика М-2 включає газовий поклад. Товщина ярусу досягає 495 м.

## **Верхній відділ С<sub>3</sub>**

Кам'яновугільні відклади верхнього відділу стратифікуються в об'ємі світ С<sup>3</sup>, С<sup>3</sup>, С<sup>1</sup>.

В літологічному відношенні відклади верхнього карбону представлені чергуванням потужних пачок аргілітів з пластами алевролітів і пісковиків, з прошарками вапняків невеликої товщини.

Аргіліти сірі, темно-сірі, у верхній частині розрізу бурі, строкаті.

Алевроліти сірі тонковерстуваті, з великою кількістю слюдяного матеріалу на площинах нашарування. Пісковики світло-сірі, сірі та зеленувато-сірі, дрібно-середньозернисті, слюдисті.

Вапняки детритові, місцями сильно глинисті, сірі, світло-сірі, невеликої

потужності.

Товщина верхнього карбону очікується в межах 695-815 м.

### **Мезозойська ератема - MZ**

#### **Тріасова система –Т**

На розмитій поверхні верхнього карбону з стратиграфічним неузгодженням залягають відклади тріасової системи.

Тріасові відклади представлені строкатими глинами з пропластками пісковиків і алевролітів, товщина їх 145-170 м.

#### **Юрська система - J**

Юрські відклади залягають на розмитій поверхні тріасу і представлені, в основному, сірими, зеленувато-сірими глинами з рідкими малопотужними прошарками алевролітів і пісковиків середнього та верхнього відділів. Загальна товщина юрських відкладів 390-435 м.

#### **Крейдяна система – К**

Відклади крейдянної системи залягають на розмитій поверхні юри.

Літологічно відклади представлені піщано-глинистими утвореннями нижнього відділу і білою крейдою з рідкими прошарками мергелів верхнього відділу. Очікувана товщина відкладів 600-655 м.

### **Кайнозойська ератема - KZ**

До кайнозойських відкладів відносяться кварцево-глауконітові пісковики, мергелі, глини палеогену, пісковики, глини неогену та піски і суглинки четвертинної системи. Загальна товщина досягає 100 м [10].

## **2.2 Тектоніка**

Кушнірівська площа розташована у південно-східній частині північної бортової зони ДДз, що і визначає основні загальні риси її геологічної будови (рисунок 2.1). Тектонічна будова описана з використанням фондових матеріалів [10].

Характерними рисами геологічної будови є моноклінальне залягання і блоково-ступінчата будова кристалічного фундаменту та перекриваючого його осадового чохла, локалізація газоносних підняттях вздовж порушень – незгідних скидів, які є основними структуро - формуючими елементами території. На фоні моноклінального занурення фундаменту і осадового чохла до вісі западини розповсюджені гіпсометрично різнопідняття та різновеликі блоки, які утворюються за рахунок цих скидів.

Слід зазначити, що складчастість в осадовому чохлі ПБ невиразна, має

успадкований характер від фундаменту і, переважно, проявляються в утворенні прирозломних тектонічно-екранованих напівзамкнених структур. Апікальні частини пасток вуглеводнів різних стратиграфічних рівнів зміщуються вздовж напрямку падіння площини незгідного скиду, тобто на північ, а не вздовж його простягання.

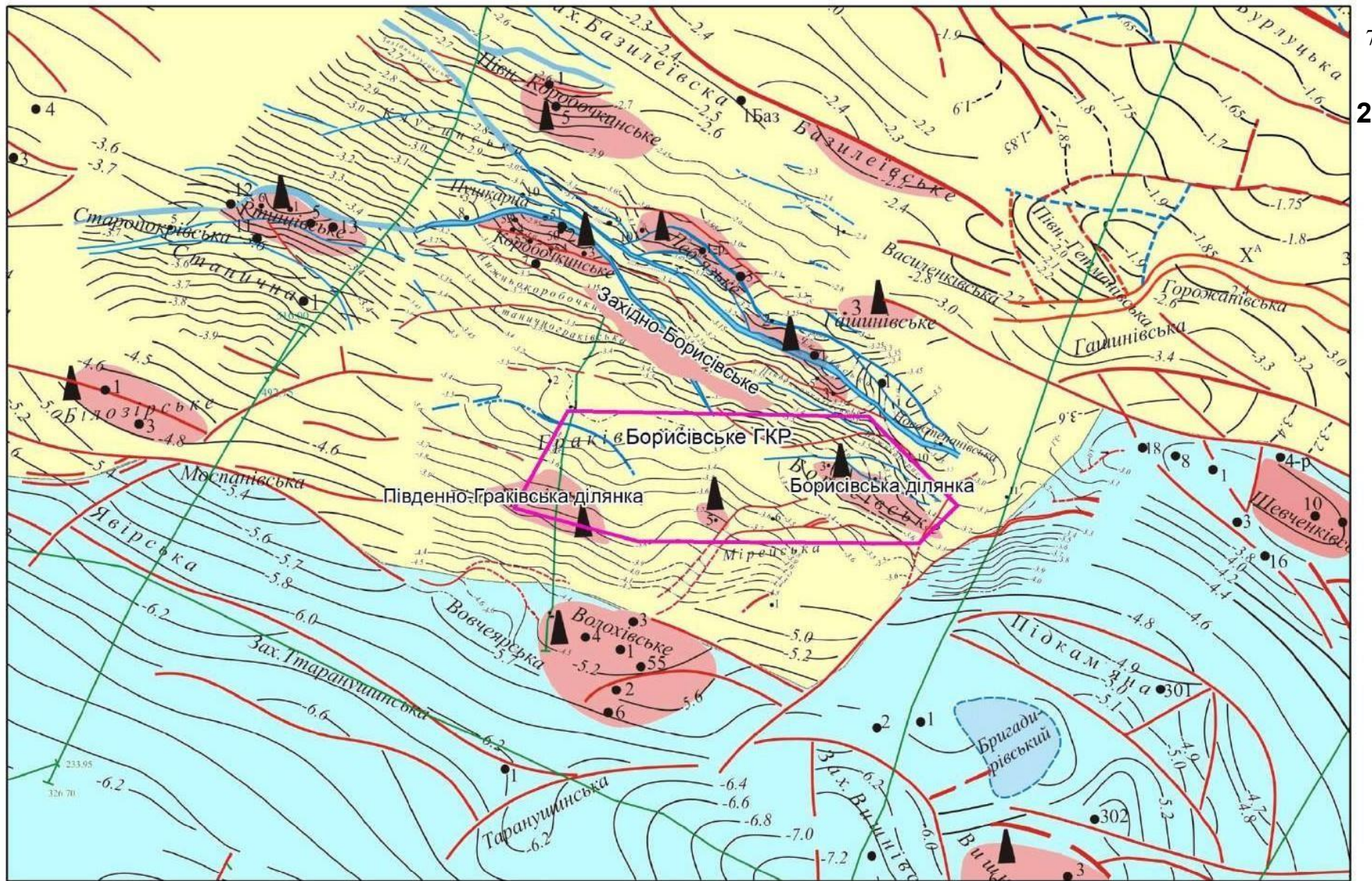
Особливості геологічної будови території обумовлені її розташуванням на стику Бригадирівської западини на сході, Гашинівського грабену на півночі та прибортової зануреної зони на півдні. Тобто, крупний блок фундаменту, в межах якого розташовано Борисівське ГКР є найбільш гіпсометрично піднесеною «спорудою» району – високоамплітудним горстом.

Зазначена особливість впливає на характер розповсюдження окремих стратонів осадового чохла: В межах площі спостерігається відсутність у розрізі нижньопермських відкладів. Девонські відклади теригенного та туфогенного походження у скороченому обсязі присутні тільки у найбільш занурених частинах ділянки (переважно, в західній та південній частинах) тау грабеноподібних і синклінальних прогинах. Також значно скорочені відклади нижнього візе, хоча й мають суцільну розповсюдженість.

У розрізі Кушнірівської площі виділяються наступні структурно-тектонічні поверхи: архейсько-протерозойський, верхньодевонський, кам'яновугільно-нижньопермський, мезозойський, кайнозойський. Зазначені поверхи відповідають окремим етапам розвитку ПБ ДДз і розділяються стратиграфічними та кутовими незгідностями, інтенсивність прояву яких збільшується з віком порід, що їх утворюють.

Архейсько-протерозойський структурний поверх представлено на площі граніто-гнейсовими породами кристалічного фундаменту. Занурення його поверхні відбувається за системою субпаралельних тектонічних порушень та за рахунок нахилу утворених ними блоків у напрямку вісьової лінії ДДз. За даними КМПВ поверхня фундаменту має нахил в межах кожного, окремого блоку, з перевагою напрямку також в бік вісьової частини западини. В межах району робіт покрівля кристалічного фундаменту розкрита пошуковими свердловинами, що були розташовані у присклепінних частинах структур.

Верхньодевонський структурний поверх є відображенням рифтового етапу розвитку регіону, наприкінці якого, низхідними рухами були охоплені прилеглі бортові ділянки і залягає на інтенсивно дислокованих докембрійських утвореннях. На досліджуваній території представлений останнім верхньофаменським вулканогенно-теригенним структурно-фаціальним комплексом (СФК) складеним озерсько-хованськими відкладами фаменського ярусу. Характеризується відсутністю сольових відкладів, наявністю в розрізі вулканогенних порід, невеликими товщинами (до 150 м) та спорадичним поширенням.



7  
2

Умовні позначення:  Північна бортова частина ДДз  Центральна частина ДДз  
 межа спеціального дозволу  родовища ВВ

Рисунок 2.2 – Схема тектонічного районування. Масштаб 1:200 000

Верхньдевонські відклади в межах території заповнюють найбільш занурені частини рельєфу докембрійського фундаменту, грабеноподібні та синклінальні прогини і, водночас, відсутні в межах горстоподібних виступів. Так, наприклад, свердловини 1-Гр., 1-Бор. та 5-Н-Ст. розкрили безпосередньо під візейськими відкладами породи фундаменту, тоді як розташовані поблизу св. 2-Гр. та 10-Бор. - відклади девону.

На денудованій поверхні архей-протерозойського фундаменту та девону з різким структурно-стратиграфічним неузгодженням залягає кам'яновугільно-нижньопермський структурний поверх, який сформувався у синеклізно-міогеосинклінальний етап розвитку ДДз. Поверх представлений комплексом генетично та структурно пов'язаних морських, паралічеських, ритмічних та регіонально витриманих горизонтів вапняків, глин, пісковиків з прошарками вугілля, що відрізняються більш високим ступенем зрілості уламкового матеріалу, відсутністю вулканізму, високою швидкістю занурення та компенсованим осадконакопиченням.

В межах району робіт поверх характеризується значним розвитком: від 2200-2300 м на Борисівській ділянці до 2800-2900 м на Граківсько-Південно-Граківській. В його будові на перший план виступають різні за розмірами блокові структури, які сформовані на фоні моноклінального занурення відкладів, що його складають. Різні за розмірами та морфологією блоки утворені густою сіткою розривних порушень, переважна більшість яких є незгідними скидами. Це безпосередньо пов'язано з успадкованим характером розвитку чохла і кристалічного фундаменту, що визначає особливості будови структур та розташування пасток ВВ на досліджуваній території.

У розрізі цього поверху за структурними особливостями і формаційно-речовинним складом відкладів виділяється три структурно-формаційні комплекси, розділені між собою регіональними кутовими та стратиграфічними неузгодженнями.

Нижньовізейський глинисто-вуглісто-кремністо-карбонатний рифтово-синеклізний СФК характеризується відсутністю вулканогенних і соленосних відкладів, наявністю сірих монтморилонітових кварцових пісковиків, каолінітових глин та залізистих порід, появою вугленосності та кір вивітрювання. Товщини комплексу в умовах північного борту значно скорочені в межах досліджуваної території сягають 40-70 м.

Верхньовізейсько-серпуховський паралічеський, вуглісто-теригенно-карбонатний СФК залягає з міжрегіональною стратиграфічною незгідністю на нижньовізейських, а далі на борт, на докембрійських утвореннях, починаючи новий синеклізно-міогеосинклінальний етап розвитку регіону. В його нижній частині розвинуті переважно вапняки та пісковики, а у верхній – флішодні алевро-глиністі міогеосинклінальні відклади. Товщина в межах

ділянки змінюється від 800 до 900 м.

Середньо-верхньокам'яновугільний сіро-строкатоколірний теригенно-карбонатно-вуглистий СФК залягає незгідно на нижньокам'яновугільних відкладах. У складі СФК вирізняється морська нижньобашкирська сіро-зеленоколірна піщано-глинисто-карбонатна, середньо-верхньокам'яновугільна строкато-сіроколірна поліфаціальна теригенна вуглиста паралічеська та верхньокам'яновугільна червоноколірна теригенна формації. Товщина СФК змінюється в межах 1500-1900 м.

Кам'яновугільно-нижньопермський структурний поверх має успадкований характер розвитку від фундаменту, внаслідок чого його структура характеризується інтенсивним розвитком диз'юнктивних дислокацій. Незгідні скиди, які являються основними диз'юнктивами даної території, мають конседиментаційний характер розвитку, у зв'язку з чим амплітуда тектонічних порушень у вищезалягаючих відкладах зменшується відносно нижчезалягаючих. Більша частина диз'юнктивів невеликої амплітуди (25-30 м) проявляється лише у нижній частині поверху, згасаючи на регіональних переривах осадконакопичення. Кути нахилу горизонтів даного комплексу знаходяться в межах 5-10°.

Наприкінці палеозою відбулася глобальна перебудова структурного плану ДДз, яка була обумовлена інверсією тектонічного режиму. На розмиті поверхню верхньокам'яновугільних відкладів з різким неузгодженням залягли породи тріасового віку. Почався новий платформово-синеклізний етап розвитку ДДз, який закінчився утворенням мезозойського тектонічного поверху.

Кайнозойський тектонічний поверх з різкою незгідністю залягає на крейдових відкладах мезозою.

Загальний характер будови Кушнірівської площі представлений на структурній карті покрівлі продуктивного горизонту В-19 (С<sub>1</sub>В<sub>2</sub>).

Борисівське ГКР, за останніми даними сейморозвідувальних робіт складається з двох окремих структурних елементів – Борисівського та Кушнірівського блоків, які утворились завдяки амплітудним незгідним скидам – Чкалівсько-Борисівському та Південо-Граківському (по відкладах С<sub>1</sub>, D, рЄ).

Південно-Граківський незгідний скид простежується за даними сейморозвідки в західній частині ділянки і контролює Південо-Граківське підняття. Скид розкритий свердловинами 1-Гр, 1-Пд.Гр. на рівні відкладів візе та св.2-Пд.Гр. – у московській відкладах. Максимальна амплітуда порушення у нижній частині розрізу сягає 100 м і поступово зменшується угору до 35 м. Порушення має дугоподібну форму. Західна його частина має практично субширотне простягання приблизно до св.1-Гр., а далі його напрямок змінюється на південно-східний, майже меридіональний. В цій частині від нього

відгалужуються два порушення амплітудою до 25 м, які простежуються лише у відкладах візе та нижнього серпухова.

Як вже було зазначено, дислокованість території, кількість розривних порушень, їх амплітуда, кути нахилу верств та амплітуда складок зменшується ввєрх по розрізу. Ряд порушень амплітудою близько 25 м простежується тільки по відкладах фундаменту, візе та серпухову.

За даними комплексної перєобробки результатів сейсморозвідувальних робіт та буріння, Південно-Граківське підняття, по відкладах карбону та покрівлі фундаменту, являє собою єдиний моноклінальний блок тектонічно обмежений з півночі, північного сходу та сходу Південно-Граківським незгідним скидом.

По покрівлі продуктивного горизонту М-1 апікальна частина блоку св. 2-Пд.Гр. знаходиться на північний захід від останньої, розміри його в межах ГВК мінус 2099,9 м складають 4,0×0,9 км. Північне крило зрізане порушенням амплітудою біля 35 м та розділено на два окремих блока.

За результатами сейсмічних досліджень, та з використанням даних буріння свердловин, що пробурені на Південно-Граківській ділянці Борисівського родовища, по верхньосерпуховським відкладам виявлений новий пошуковий об'єкт, який являє собою тектонічний блок, обмежений по повстанню пластів дугоподібним незгідним скидом, амплітуда якого змінюється від 75 м на заході до 25 м на сході. Кути падіння незгідного розривного порушення на всіх стратиграфічних рівнях досить пологі (складають біля 35-45°).

Розміри Кушнірівського об'єкту в структурному плані нижньої частини верхньосерпуховського під'ярусу (покрівля прод. гор. С- 5) по замкненій на розривному порушенні ізогіпсі -3325 м, становить 4,6 × 0,9 км амплітуда підняття, близько 140 м, площа пастки складає 3,9 км<sup>2</sup>.

З глибиною в розрізі карбону спостєрігається ускладнення структурних планів, і на структурній карті покрівлі продуктивного горизонту В-19 простежуються ряд тектонічно відокремлених блоків. Апікальна частина структури по цих відкладах знаходиться на південь від св. 1-Гр, де виділяється перспективний відокремлений тектонічний блок. Амплітуда незгідного скиду – близько 100 м. Внаслідок розгалуження на сході скиду на три гілки, утворився окремий блок св. 5-Пд.Гр. Цей блок розміром 4,0×4,0 км обмежений порушеннями. Безпосередньо Південно-Граківський блок також розбитий системою малоамплітудних порушень на другорядні блоки, серед яких слід відмітити блок св.1-Пд.Гр, розмірами 2,5×1,0 км. Блок обмежений з чотирьох боків порушеннями, що екранують газовий поклад розкритий св.1-Пд.Гр. В цілому розміри блоку, що охоплює усі перелічені структурно-тектонічні елементи становить 9,0×4,0 км.

Вгору по розрізу у відкладах С<sub>2m</sub> та С<sub>3</sub> кути падіння порід поступово зменшуються, досягаючи у мезозойських відкладах величин 1-2°. Тектонічні

порушення в мезозойських відкладах повністю зникають.

Таким чином, за даними перегляду матеріалів сейсмічних досліджень МСГТ і структурно-геологічних побудов у програмному комплексі Petrel, Кушнірівська структура має більш складну геологічну будову. Так по серпуховським та візейським відкладах нижнього карбону виявлені перспективні відокремлені тектонічні блоки, на яких очікуються пластові, тектонічно екрановані поклади вуглеводнів у відкладах нижнього карбону та породах кристалічного фундаменту [10].

### **2.3 Нафтогазоносність надр досліджуваної площі та прилеглих територій**

Кушнірівська ділянка, як уже відзначалося, розташована в північній бортовій зоні ДДЗ, де відкриті Коробочкинське, Борисівське, Північно-Коробочкинське, Юліївське та інші газоконденсатні родовища [1, 10].

Стратиграфічний діапазон продуктивності даних родовищ розповсюджений від московського ярусу середнього карбону до порід кристалічного фундаменту.

Родовища багатопластові, склепінні з елементами літологічного та тектонічного екранування, з газоводяними або літологічними контактами. Пластові тиски близькі до гідростатичних. В складі газу переважає метан (90-95 %).

Колектори вуглеводнів переважно пісковики та алевроліти з хорошими та посередніми фільтраційно-ємнісними властивостями. Рідше колекторами служать тріщинуваті вапняки і розущільнені породи кристалічного фундаменту.

За результатами промислово-геофізичних досліджень та випробуванням свердловин на Борисівському родовищі виявлені продуктивні горизонти: горизонт К-6, який знаходиться в низах верхнього карбону світи С<sup>1</sup>; горизонти М-2 та М-3, які знаходяться у світі С<sup>7</sup> московського ярусу.

#### **Касимівський ярус.**

Горизонт К-6 за даними промислово-геофізичних досліджень газонасичений у св. 55, 56 Борисівських. Горизонт складений пісковиками, в інших свердловинах він водоносний чи заміщується глинисто-алевролітовими різностями. Газонасичений пласт виділений у інтервалі 1738-1756 м, газонасичена товщина його – 18 м, пористість – 18-20 %.

Горизонт К-6 досліджений у свердловині 56, де з інтервалу 1715- 1747 м отримано приплив газу. Робочий дебіт – 141 тис.м<sup>3</sup>/добу, пластовий тиск – 16,36 МПа.

#### **Московський ярус.**

На Південно-Граківській структурі встановлено промислово газонасиченість

горизонту М-1 у св. 1, 2, 3. Дебіти газу складають від 23,5 до 198,8 тис.м<sup>3</sup>/добу.

Продуктивний горизонт М-1 складений пісковиками сірими та світло-сірими, поліміктовими, рідко кварцовими, з слюдисто-глинистим чи глинисто-карбонатним цементом. Ефективна товщина пісковиків змінюється по площі від 1,4 до 14 м, газонасичена від 9,8 до 14 м.

Промислова газонасиченість горизонту М-2 на Борисівському ГКР доведена у св.1, пробуреній у північній частині блоку, що прилягає до тектонічного порушення, та у св.55. При випробуванні св.1 в інтервалі 1865-1882 м отримали приплив газу дебітом 203,6 тис. м<sup>3</sup>/добу на діафрагмі 11,2 мм.

У св.55 продуктивний горизонт М-2 розкритий в інтервалі 1863-1868 м. На діафрагмі діаметром 15 мм отримали приплив газу дебітом 290 тис. м<sup>3</sup>/добу.

Газовий поклад горизонту М-2 пластового типу, з півночі та північного сходу тектонічно екранований.

Продуктивний горизонт М-3 газонасичений у св.80 Борисівська. З інтервалу 1930-1939 м одержано промисловий приплив газу дебітом 245 тис.м<sup>3</sup>/добу. Горизонт складений пісковиками поліміктового складу з пористістю 14-18 %.

### **Серпуховський ярус**

За даними ГДС та випробування в межах ярусу встановлено газонасиченість горизонтів С-3 (Коробочкинське родовище сверд.11), С-4 (Шевченківське родовище сверд.9, Коробочкинське родовище сверд.1), С- 5 (Північно Коробочкинське, Волохівське).

На Коробочкинському родовищі горизонт С-3 (світа С<sup>4</sup>) залягає в інтервалі глибин 2907-2937 м. Ефективна газонасичена товщина – 8,2 м, пористість – 11-12,3 %, газонасиченість–79-83 %. Колектор – пісковик. Керном горизонт не охарактеризований. Поклад пластовий, тектонічно екранований.

При випробуванні інтервалу 2932 - 2939 м у св. 11 Ртищівська отримано дебіт газу 46.5 тис.м<sup>3</sup>/добу на діафрагмі 10.35 мм. Пластовий тиск - 30.76 МПа.

Горизонт С-4 газонасичений у св.1 Ртищівського склепіння. Ефективна газонасичена товщина складає 9,2 м, пористість – 8,7 – 11 %, газонасиченість – 65 – 88 %. Колектором газу є пісковики і крупнозернисті алевроліти. Під час випробування горизонту у св. 1 з інтервалу 2962-2981 м отримано приплив газу дебітом 73,5 тис.м<sup>3</sup>/добу на діафрагмі 7.07 мм. Пластовий тиск 30,92МПа.

Горизонт С-4 (світа С<sup>4</sup>) на Шевченківському родовищі (сверд.9) залягає в інтервалі 2711-2721м. Ефективна газонасичена товщина сягає 10,4 м, пористість – до 11,6 %, газонасиченість–65-79 %. Дебіт газу у сверд.9 склав 13,7 тис.м<sup>3</sup>/доб. Поклад пластовий, тектонічно екранований з газоводяним контактом. Пластовий тиск близький до гідростатичного – 27,8 МПа на глибині 2715 м.

Газ метановий, відносна питома вага - 0,594-0,599, сума важких

вуглеводнів - 4,08 %, азоту – 2,21 %, вуглекислого газу – 0,43 %. У газі спостерігається відсутність пентанів та більш високих гомологів.

На Волохівському родовищі горизонт С-5 також газonosний. Він залягає у інтервалі 4191-4220 м. Ефективна газонасичена товщина складає 12,6-22,6 м, пористість – 10,6-11,8 %, газонасиченість – 89-90 %.

При випробуванні св. 12-Волохівська (інтервал 4190-4233 м) дебіт гагусклав 72,9 тис.м<sup>3</sup>/добу на шайбі діаметром 9,15 мм. Пластовий тиск – 44,7 МПа. На Північно Коробочкинському родовищі продуктивний горизонт С-5 залягає в інтервалі 2361-2427, газонасичена товщина – 7,4- 15,2 м, пористість – 17,5-23 %, газонасиченість 82-90 %. Газонасиченість підтверджена випробуванням св.1, 3, де дебїти складають 138,4 та 179,5 тис.м<sup>3</sup>/добу відповідно.

### **Візейський ярус**

Поклади газу візейського ярусу представляють найбільший інтерес і мають значне територіальне розповсюдження.

**Продуктивний горизонт В-19** залягає в середній частині XII мікрофауністичного горизонту верхньовізейського під'ярусу і вміщує газонасичений пласт на Кушнірівській ділянці. За промислово- геофізичними даними та випробування на склепінні пласт В-19 в розрізі двох свердловин 1, 5, 1-Гр – газonosний. У свердловині 2 пласт – водоносний, в решті свердловин пласт заміщений щільними різницями. Пласт розкрито свердловинами в інтервалі глибин 3805,2-4344,8 м по покрівлі.

Колекторами є пісковики. В межах площі промислові поклади газу виявлено у двох блоках: блок св. 1 та блок св. 5.

Ефективна газонасичена товщина в продуктивній частині змінюється від 1,8 до 5,8 м, пористість коливається в межах 10-10,5 %; газонасиченість – 77-84 %.

Продуктивна частина покладу В-19 керном висвітлена частково у св.№ 5. Середнє значення відкритої пористості складає 9,65 %, газопроникності -  $2,42 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ .

Поклади газу, які розкрили свердловини 1, 5, пластові тектонічно екрановані, знаходяться в межах окремих локальних тектонічних блоків. На відсутність газодинамічного зв'язку між цими блоками свідчить різний склад вільного газу. Так, в свердловині 5, незважаючи на більшу глибину залягання горизонту, газ значно легкіший (щільність 0,633, у св. 1 – 0,725) і відповідно вміст метану більше (90,3 % проти 82,7 % у св. 1).

У свердловині 1 горизонт випробуваний в інтервалі 4165-4175 м. Розкритий перфорацією ПКО-89 по 12 отв. на 1 пог. м. Після заміни розчину і зниженням рівня отримали приплив газу дебітом 82,1 тис.м<sup>3</sup>/добу і

конденсату 8,0 м<sup>3</sup>/добу на штуцері діаметром 7,15 мм при депресії 32,64 МПа. Пластовий тиск на глибині 4170 м складає 48,96 МПа, що на 17,4 % перевищує гідростатичний.

Горизонт В-19 в блоці св. 5 був випробуваний у свердловині 5 в процесі буріння. При випробуванні інтервалу 4313-4358 м отримали приплив газу дебітом 30,895 тис. м<sup>3</sup>/добу при пластовому тиску 51,3 МПа.

Після спуску експлуатаційної колони горизонт В-19 спочатку був випробуваний в інтервалі 4343-4352 м. Розкритий перфоратором ПКО-73 по 12 отв. на 1 пог. м. Після заміни розчину на воду і зниження рівня аеризацією отримали приплив газу дебітом 12,9 тис. м<sup>3</sup>/добу і конденсату 1,1 м<sup>3</sup>/добу на штуцері 6,2 мм. В зв'язку з пропуском газу на планшайбі пластовий тиск не заміряно. В зв'язку з невеликим дебітом газу і тиском повний комплекс відборупроб провести не вдалося.

В результаті повторної перфорації інтервалу 4343-4352 м по 6 отв. на 1 п. м закачали ПАВ в зону перфорації і достріляли інтервал 4320-4330 м щільністю по 15 отв. на 1 пог. м. При зниженні рівня води до глибини 1505 м припливу газу не отримали. При повторному зниженні рівня до глибини 3000 м отримали приплив газу, дебіт якого, заміряний трубкою ПТГО, склав  $Q_{тр.} = 5,6$  тис. м<sup>3</sup>/добу і  $Q_{зтр.} = 7,5$  тис. м<sup>3</sup>/добу. Пластовий тиск на глибині 4326 м склав 32,36 МПа.

Отримані дані свідчать, що проведені заходи по інтенсифікації припливу інтервалу 4343-4352 м і додаткового дострілу інтервалу 4320- 4330 м, позитивних результатів не дало, що пов'язано вірогідно із закупоркою привибійної зони в наслідок неодноразових задавок свердловини в процесі буріння.

Продуктивний горизонт В-19 на Борисівському склепінні за даними промислово-геофізичних досліджень газонасичений тільки в св. № 10. Газонасичена товщина складає 3,8 м, пористість - 12,3 %, газонасиченість –89 %.

Пласт В-19 випробуваний в свердловині 10 (V об'єкт) в інтервалі 3505,0-3509,0 м. Отримано приплив газу дебітом 35,3 тис. м<sup>3</sup>/добу на штуцері діаметром 5,0 мм.

Пластовий тиск на глибині 3507 м складає 36,25 МПа, при депресії на паст 23,06 МПа. Пластова температура – 109°С на глибині 3470 м.

Поклад пластовий тектонічно екранований.

Газовий поклад горизонту В-19 пластовий, тектонічно та літологічно екранований з газоводяним контактом. Представлений горизонт пластом пісковика, інколи заміненого глинисто-алевролітовими різностями . Загальна товщина горизонту змінюється від 2 до 7,5 м, ефективна – від 1 до 4,6 м. Породи-колектори представлені світло-сірими і сірими пісковиками, різнозернистими,

кварцовими і кварцово- польоовошпатовими зполімінеральним цементом [1, 10].

Наведені результати дозволяють позитивно оцінити нафтогазоносність Кушнірівської структури. Перспективи слід пов'язувати з касимівським (гор. К-6) ярусом верхнього, московським (гор. М-1-3) ярусом середнього, серпуховським (гор. С-3-5) та візейським ярусами (гор. В-19) нижнього карбону, в яких будуть присутні проникливі пласти пісковиків з колекторами порового типу та карбонатні горизонти з тріщинуватими колекторами. Передбачаються пластові, тектонічно обмежені поклади. Роль покришки будуть виконувати непроникливі, ущільнені прошарки глинисто-карбонатних відкладів. Не виключається можливість нафтогазоносності кори вивітрювання кристалічного фундаменту.

## 2.4 Водоносність

У гідрогеологічному відношенні територія Кушнірівської ділянки Борисівського ГКР знаходиться в межах північної бортової зони Дніпровсько - Донецького артезіанського басейну. З тектонічного боку досліджувана територія північного борту є монокліналлю, яка нахилена до грабену і ускладнена тектонічними порушеннями [10].

За гідрогеохімічними критеріями у розрізі північного борту виділено три вертикальні зони, які відповідають інфільтраційній, перехідній та постелізійній природним водонапірним системам. Для інфільтраційної зони характерна низька мінералізація підземних вод та киснево-азотний склад водорозчинних газів. Друга перехідна гідрогеохімічна зона підземних вод характеризується наростанням їх мінералізації до 100 г/л та зміни сульфатно-гідрокарбонатно-натрієвого складу на хлоридно-натрієвий та кальцієво-натрієвий, а водорозчинних газів-на вуглеводнево-азотні і азотно-вуглеводневі. Третя зона насичена високомінералізованими хлоридними кальцієво-натрієвими розсолами з вуглеводневими водорозчинними газами.

У межах цих зон виділяються водоносні комплекси кайнозойських, мезозойських, палеозойських відкладів, та відкладів докембрійського фундаменту. За рахунок випадіння соленосних відкладів девону та пермі у розрізі відсутні відповідні водоносні горизонти. Регіональне розповсюдження на північному борту має водотривка глиниста товща середньої юри, решта водотривів розвинута локально.

В цілому підземні води Північного борту та прибортової частини грабену є слабкими, середніми та міцними розсолами (крім вод мезокайнозою) з загальною мінералізацією від 35 до 307 г/л переважно хлоридного, хлоридно-кальцієво-натрієвого та магнієво-кальцієво натрієвого складу.

При збільшенні мінералізації закономірно зростає вміст амонію, йоду і бромю, зменшується кількість рідкісних лужних елементів.

Північний борт є моноклінальним схилом Дніпровсько-Донецького

водонапірного басейну, у крайовій частині якого на глибинах до 1000-1500 м розвинута інфільтраційна водонапірна система, живлення якої відбувається за рахунок інфільтрації вод на Воронізькому масиві та підвищених ділянках межиріч Сейма-Псла, Псла-Ворскли, Ворскли-Сіверського Донця.

У відкладах зони активного водообміну (інфільтраційній) водотривкими породами є різнозерністі піски та пісковики кайнозою, піски та крейдо-мергельні відклади верхньої крейди, пісковики та вапняки верхньої юри.

У розрізі кайнозою водоносними є лесовидні суглинки, піски і пісковики (Q+N+P). Максимальна глибина залягання водоносних горизонтів складає 150 м. Води мають напірний характер, а водонасиченість їх характеризується дебітами від 5 до 60 м<sup>3</sup>/добу, статичні рівні встановлюються на глибинах 9-15 м від устя свердловин. Води прісні, за хімічним складом відносяться до гідрокарбонатно натрієвого типу. Мінералізація їх коливається в межах 0,8-1,5 г/л.

Водоносні горизонти мезозою приурочені до тріщинуватої зони крейдяно-мергельної товщі та грубозернистих пісковиків верхньої крейди, до пісковиків та вапняків оксфордського ярусу верхньої юри. Залягають вони в інтервалі глибин 18÷850 м, мають напірний характер, високодебітні, за хімічним складом відносяться до гідрокарбонатно-кальцієво-натрієвого типу з мінералізацією 0,3÷2,5 г/л. Водозбагаченість їх залежить від розташування свердловин в ландшафті і характеризується дебітами від кількох кубометрів на добу до 140 м<sup>3</sup>/добу і більше. Води мезозойського комплексу напірні.

Водотривкими у тріасі є різнозерністі пісковики та кавернозні вапняки.

Води мають напірний характер, за хімічним складом переважає хлоркальцієвий тип з мінералізацією до 53 г/л і вони можуть бути віднесені до перехідної гідродинамічної зони. Вони вміщують бром до 42,4 мг/л та йод - до 1 мг/л.

Водоносні горизонти верхнього карбону при високих ємнісних параметрах водовміщуючих порід мають невеликі товщини та локальне розповсюдження. Дебіти свердловин рідко перевищують 3 м<sup>3</sup>/добу при Нд - 220 м. Мінералізація їх сягає 162 г/л. Водорозчинні гази вуглеводневого складу до 400 см<sup>3</sup>/л.

Відомості про підземні води московського ярусу отримані при випробуванні свердловин на Борисівській та Граківській площах. Водотривкими є пісковики, товщина яких змінюється по площі від 1,4 до 18 м. На Борисівській площі при випробуванні горизонту М-2 у свердловині 70 отримано приплив води хлоркальцієвого типу з мінералізацією 128,78 г/л. Ці води вміщують 15,24 мг/л йоду та 900,48 мг/л бром.

Дані про підземні води башкирських відкладів отримані при випробуванні свердловини №80-Борисівського родовища. Тут отримано приток пластової води з теригенної товщі верхньої частини башкирського ярусу в інтервалі глибин 2498-2484 м. Це міцний розсіл питомої ваги 1,1182 г/см<sup>3</sup> з мінералізацією

165,61 г/л. За хімічним складом вода відноситься до хлоркальцієвого типу. Серед мікрокомпонентів тут наявні йод, бром, амоній.

Водоносні горизонти серпухівського ярусу нижнього карбону найбільш витримані по площі. Товщини водотривких пісковиків складають 18÷45 м. Дебіти свердловин за даними випробувань на Граківській, Борисівській та Коробочкинській площах змінюються в межах 1,96-13,0 м<sup>3</sup>/добу. За хімічним складом ці води відносяться до високометаморфізованих розсолів хлоркальцієвого типу з мінералізацією 163,29÷216,5 г/л.

Склад мікрокомпонентів та значення генетичних коефіцієнтів вказує на їх причетність до постелізійної зони із значно уповільненим водообміном.

Відомості про водоносність візейських відкладів отримані в результаті випробування свердловин Борисівського, Південно-Граківського, Коробочкинського та Шевченківського родовищ. Водотривкими породами служать пісковики, іноді - вапняки.

У межах Борисівського родовища водовміщуючі пісковики сягають товщини 2÷7 м. Вони не витримані по площі.

Дебіти свердловин низькі і не перевищують 2 м<sup>3</sup>/добу при пониженнях рівню до 1610 м (св. 1-П. Граківська).

За хімічним складом пластові води візейського ярусу відносяться до високометаморфізованих розсолів хлоркальцієвого типу з мінералізацією 159,824÷216,51 г/л, коефіцієнтом метаморфізації 0,53.

Води нижньокам'яновугільних відкладів відрізняються високим вмістом водорозчинних газів (1510-2000 см<sup>3</sup>/м/л) вуглеводневого складу (метан до 90%). Водоносність фундаменту характеризується результатами випробувань у свердловинах 1-Безлюдівська, 2-Гашинівська, 6, 8, 14- Скворцівських та 5, 10, 23-Юліївських. Припливи підземних вод коливалися у межах 0,4 - 62,2 м<sup>3</sup>/добу.[10]

## 2.5 Пластові тиски та температури

Пластові тиски в межах як Північного борту в цілому, так і території що вивчається для перелічених вище водоносних комплексів близькі до гідростатичних.

Аналіз зведених рівнів підземних вод свідчить про відсутність умов для латерального руху їх у відкладах кристалічного фундаменту, нижнього та середнього карбону. Мають місце ознаки існування вертикальних перетоків на окремих ділянках у всіх водоносних комплексах, причому знаки гідродинамічних градієнтів часто змінюються по площі. Зведені рівні підземних вод нижнього карбону зміщуються у напрямі крайового розлому (Юльївське, Скворцівське, Нарижнянське родовища), тоді як зведені рівні підземних вод докембрію та середнього карбону мають тенденцію до збільшення в тому ж

напрямку [5, 10].

Існування в окремих випадках надгідростатичних тисків (Іскрівська, Південно-Граківська площі) пов'язується з вертикальними перетоками флюїдів і обмеженими розмірами резервуарів. Це підтверджується пластовими тисками у свердловинах 1, 5-Південно-Граківських. Що стосується Борисівського родовища, то характер розподілу пластових тисків у водоносній частині розрізу відповідає регіональній гідродинамічній кривій. Значення гідростатичного градієнту для Борисівського родовища відповідає 0,01145 МПа/м.

Як свідчить графік розподілу пластових тисків газовий поклад у відкладах московського ярусу (М-2) в межах Південно-Граківської площі має пластовий тиск, який відповідає гідростатичному, а у свердловині 1- Борисівська (інтервал 1882-1865м) спостерігається перевищення тиску над гідростатичним на 0,4 МПа.

При випробуванні візейських відкладів у свердловинах 1 і 5 Південно-Граківської площі в інтервалах глибин 4166-4175 м, 4313-4358 м (продуктивний горизонт В-19) та 4413-4542м (С<sub>1V1</sub>) встановлено аномально високі пластові тиски з коефіцієнтом аномальності до 1,3 .

Що стосується теплового режиму осадового комплексу, то він характеризується зростанням геотермічного градієнту з глибиною від 2,7 до 3,9<sup>0</sup>С /100 м. Пластові температури у відкладах нижнього та середнього карбону збільшуються з північного заходу на південний схід. При проведенні кореляційного аналізу була виявлена пряма залежність між тисками та температурами на певних глибинах, що може свідчити про єдність причин, що їх обумовлюють. Вуглеводневі поклади на північному борту тяжіють до додатних геотемпературних аномалій. Основну тенденцію до підвищення у південно-східному напрямку як зведених рівнів підземних вод, так і пластових температур, напевно, може пояснити посиленням перетоків флюїдів з кристалічного фундаменту. Слід зазначити, що якісних температурних вимірів на досліджуваній території не проводилось, а виміри при БКЗ та ОЦК дають приблизне уявлення про геотермічні умови розрізу.

Виявлені газоконденсатні поклади Борисівського родовища є пластовими, літологічно та тектонічно екранованими. Поклади продуктивного горизонту М-2 на Південно-Граківській площі підстилаються крайовими водами з тиском, близьким до гідростатичного. Це дає підставу при низьких дебітах свердловин говорити про їх незначну активність. Однак, на Борисівському родовищі при випробуванні горизонту М-2 у свердловині 3 отримано приплив води з дебітом 44,97 м<sup>3</sup>/добу з пластовим тиском нижче гідростатичного. По хімічному складу води зроблено висновок про неякісне випробування. Тому, зважаючи на регіональні закономірності, можна прогнозувати на початковій стадії експлуатації газовий режим роботи покладів з можливим переходом в

подальшому на пружно-водонопірний режим [5].

### 3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВ І ПЛАН ПРОВЕДЕННЯ ПОШУКОВО-РОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ

#### 3.1 Прогнозування газоносності

У загальному структурно-тектонічному відношенні Кушнірівська ділянка Борисівського ГКР розташована у південно-східній частині північної бортової зони ДДЗ. Кушнірівська структура за даними сейсморозвідки та глибокого буріння являє собою тектонічний блок із майже моноклінальною поверхнею основних продуктивних комплексів, витягнутого в північно-західному напрямку, що з півночі обмежується незгідним скидом.

За результатами геолого-геофізичних досліджень і випробування свердловин на Борисівському родовищі виявлені поклади вуглеводнів продуктивних горизонтів в касимовському К-6 верхнього, московському (М-1, М-2 та М-3) ярусах середнього та візейському ярусі (В-19) нижнього карбону, які залягають в інтервалі глибин 1722-4353,4 м.

За аналогією із нафтогазоносністю пасток вуглеводнів на Коробочкинському, Північно-Коробочкинському, та інших родовищах ПБ ДДЗ поклади вуглеводнів на Кушнірівській ділянці Борисівсько ГКР передбачаються також у регіонально газоносних горизонтах С-3, С-4 та С-5 серпуховського ярусу нижнього карбону, а також в корі вивітрювання і у зонах розущільнення порід докембрійського фундаменту. Промислову нафтогазоносність кори вивітрювання та фундаменту встановлено на Коробочкинському, Юліївському, Скворцівському, Гашинівському родовищах.

Поклади газу очікуються багато-пластові, диз'юнктивноекрановані, з газоводяним або літологічним контактом.

Дані про фільтраційно-ємнісні параметри пластів-колекторів горизонту В-19 базуються на результатах дослідження кернавого матеріалу і ГДС Південно-Граківського родовища. Ефективна газонасичена товщина складає 1- 4,6 м, пористість 7,7-16 %, газонасиченість - 86-97 %.

Промислова продуктивність горизонту С-5 встановлена на Північно-Коробочкинському родовищі. Горизонт має газонасичену товщину – 7,4-15,2 м, пористість – 17,5 - 23 %, газонасиченість – 82-90 %. Продуктивність підтверджена випробуванням св. 1 та 3, в яких отримано припливи газу дебітами 138,4 тис.м<sup>3</sup>/добу і 179,5 тис.м<sup>3</sup>/добу відповідно.

Промислова продуктивність горизонту С-4 встановлена на Коробочкинському родовищі, де в свердловині 1, з інтервалу 2962 – 2981 м отримано проплив газу дебітом 73,5 тис.м<sup>3</sup>/добу на діафрагмі 7,07 мм. Ефективна газонасичена товщина складає 9,2 м, пористість – 8,7 – 11 %, газонасиченість – 86-97 %.

газонасиченість – 65 – 88%. Колекторами газу є пісковики і крупнозернисті алевроліти.

Промислова продуктивність горизонту С-3 встановлена на Коробочкинському родовищі в свердловині 11. Ефективна газонасичена товщина - 8.2 м, пористість 11 – 12,3 %, газонасиченість 79 - 83%. Колектори газу переважно пісковики. Промислова газоносність горизонту підтверджена випробуванням інтервалу 2932–2939 м. де отримано газ дебітом 46.5 тис.м<sup>3</sup>/добу на діафрагмі 10,35 мм. Пластовий тиск – 30,76 МПа.

Промислова газоносність московських відкладів доведена на Борисівському родовищі.

У свердловині 1-Борисівська з горизонту М-2 при випробуванні в інтервалі 1865-1882 м отримали приплив газу дебітом 203,6 тис.м<sup>3</sup>/добу на діафрагмі 11,2 мм.

У св.55 Борисівській продуктивний горизонт М-2 розкритий в інтервалі 1863-1868 м. На діафрагмі діаметром 15 мм отримали приплив газу дебітом 290 тис. м<sup>3</sup>/добу. Промислову газоносність горизонту М-1 підтвердили у св. 1, 2, 3. Дебіти газу складають від 23,5 до 198,8 тис.м<sup>3</sup>/добу.

Продуктивний горизонт М-1 складений пісковиками сірими та світло-сірими, поліміктовими, рідко кварцовими, з слюдисто-глинистим чи глинисто-карбонатним цементом. Ефективна товщина пісковиків змінюється по площі від 1,4 до 14 м, газонасичена від 9,8 до 14 м.

Горизонт К-6 за даними промислово-геофізичних досліджень газонасичений у св. 55, 56 Борисівських. Горизонт складений пісковиками, в інших свердловинах він водоносний чи заміщується глинисто-алевролітовими різностями.

В св. 55 газонасичений пласт виділений у інтервалі 1738-1756 м, газонасичена товщина його – 18 м, пористість – 18-20 %.

Горизонт К-6 досліджений у свердловині 56, де з інтервалу 1715-1747 м отримано приплив газу. Робочий дебіт – 141 тис.м<sup>3</sup>/добу, пластовий тиск – 16,36 МПа.

Водоносні горизонти серпухівського ярусу нижнього карбону найбільш витримані по площі. Товщини водотривких пісковиків складають 18÷45 м. Дебіти свердловин за даними випробувань на Граківській, Борисівській та Коробочкинській площах змінюються в межах 1,96-13,0 м<sup>3</sup>/добу. За хімічним складом ці води відносяться до високометамофізованих розсолів хлоркальцієвого типу з мінералізацією 163,29÷216,5 г/л.

Склад мікрокомпонентів та значення генетичних коефіцієнтів вказує на їх причетність до постелізьної зони із значно уповільненим водообміном.

Відомості про водоносність візейських відкладів отримані в результаті випробування свердловин Борисівського, Південно- Граківського,

Коробочкинського та Шевченківського родовищ. Водотривкими породами служать пісковики, іноді - вапняки.

У межах Борисівського родовища водовміщуючі пісковики сягають товщини 2÷7 м. Вони не витримані по площі. Дебіти свердловин низькі і не перевищують 2 м<sup>3</sup>/добу при пониженнях рівню до 1610 м (св. 1-П. Граківська).

За хімічним складом пластові води візейського ярусу відносяться до високометаморфізованих розсолів хлоркальцієвого типу з мінералізацією 159,824÷216,51 г/л, коефіцієнтом метаморфізації 0,53.

Води нижньокам'яновугільних відкладів відрізняються високим вмістом водорозчинних газів (1510-2000 см<sup>3</sup>/м/л) вуглеводневого складу (метан до 90%). Водоносність фундаменту характеризується результатами випробувань у свердловинах 1-Безлюдівська, 2-Гашинівська, 6, 8, 14- Скворцівських та 5, 10, 23-Юліївських. Припливи підземних вод коливалися у межах 0,4 - 62,2 м<sup>3</sup>/добу.

Отож, результати аналізу гідрогеологічних критеріїв вказують на перспективність горизонтів досліджуваної площі.

Таким чином, зважаючи на те, що Кушнірівська структура вивчена сейсморозвідувальними роботами по відкладах середнього та нижнього карбону, а також бурінням, можна стверджувати, що є всі підстави для проведення в межах даної площі пошукового буріння з метою вивчення геологічної будови прогнозованої структури – пастки нижнього карбону та встановлення газоносності відкладів верхнього, середнього, нижнього карбону та фундаменту.

### 3.2 Кількісна оцінка ресурсів газу

В бакалаврській роботі об'єктами підрахунку ресурсів газу на Кушнірівській площі є відклади горизонтів К-6, М-1, серпуховські відклади С-3, С-4, С-5 нижнього карбону, візейські відклади горизонту В-19 нижнього карбону та породи фундаменту .

Оцінку перспективних ресурсів газу категорії Сз ( код класу 333) на Кушнірівській ділянці Борисівського ГКР здійснено об'ємним методом на основі фактичних даних промислово-геологічних досліджень і випробування свердловин, які пробурені на досліджуваних та сусідніх родовищах [3,4,9].

Підрахунок очікуваних перспективних ресурсів газу виконано об'ємним методом за загальноприйнятою формулою М.А. Жданова:

$$Q_z = F \cdot h \cdot K_n \cdot K_z \cdot f \cdot (P_0 \cdot \alpha_0 - P_k \cdot \alpha_n) \cdot \eta_z \quad (3.1)$$

де  $Q_z$  - видобувні ресурси газу – м<sup>3</sup>;

$F$  - площа газоносності, м<sup>2</sup>;

$h$  - газонасичена товщина, м;

$K_r$  - коефіцієнт газонасиченості, долі одиниць;

$f$  - поправка на температуру для приведення об'єму газу до стандартних умов;

$P_k$  - середній абсолютний тиск у покладі після видобутку промислових запасів газу і встановлення на гирлі свердловини абсолютного тиску 0,1 МПа.

$\alpha_0, \alpha_k$  - поправки на відхилення вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта відповідно для тисків  $P_0$  і  $P_k$ ;

$K_n$  - коефіцієнт відкритої пористості газонасичених порід, долі одиниць;

$P_0$  - початковий пластовий тиск у покладі, МПа;

$\eta_r$  - коефіцієнт газовилучення.

Поправка на температуру для приведення об'єму газу до стандартної температури обчислюється за формулою:

$$f = \frac{T + t_{ст}}{T + t_{пл}} \quad (3.2)$$

де

$f$  - поправка на температуру,

$T$  - абсолютна температура ( $T=273$  К),

$t_{ст}$  - стандартна температура ( $t_{ст}=20^\circ\text{C}$ ),

$t_{пл}$  - пластова температура,  $^\circ\text{C}$ .

Поправка на відхилення вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта вводиться в залежності від складу, температури і тиску і обчислюється за формулою:

$$a = \frac{1}{Z} \quad (3.3)$$

де  $Z$  - коефіцієнт надстигненості газу [9].

Згідно із встановленою методикою площа газонасиченості розраховується на основі структурної карти по зовнішньому контуру газонасиченості. Розрахунок перспективних ресурсів проводився з використанням WEB-ресурсу за адресою <https://petrolres.nung.edu.ua/>. [11]. Випірки і результати розрахунків показані на додатках А - З.

Ефективна газонасичена товщина перспективних продуктивних горизонтів визначалася по аналогії і кореляції за результатами інтерпретації комплексу промислово-геофізичних досліджень свердловин і результатів випробування на Борисівському та близько розташованих Коробочкинському, Північно-Коробочкинському родовищах ВВ.

Значення пластових тисків та температур розраховувалися для очікуваного

інтервалу залягання кожного горизонту за даними отриманими у свердловинах вище зазначених родовищ і регіональних гідрогеологічних досліджень.

У таблиці 3.1 наведено результати очікуваних перспективних ресурсів вуглеводнів по перспективних газоносних горизонтах для Кушнірівської ділянки Борисівського ГКР.

Таблиця 3.1 – Підрахункові параметри, перспективні ресурси газу Кушнірівської ділянки Борисівського ГКР.

Горизонт, блок	Площа газонасності, тис.м <sup>2</sup>	Газонасичена товщина, м	Коефіцієнти			Пластовий тиск, МПа	Пластова температура, °С	Початкові загальні перспективні ресурси газу, млн м <sup>3</sup>	Початкові видобувні перспективні ресурси газу, млн м <sup>3</sup>
			Відкриті пористості	Газонасиченості	Надстигливості				
К-6	4877	7,8	0,21	0,69	0,92	21,3	72	1084	759
М-2	4877	1,4	0,19	0,65	0,92	22,8	77	175	123
С-3. св.8	4877	4,0	0,11	0,6	0,92	33,3	105	361	253
С-4 св.8	4877	4,0	0,14	0,7	0,92	34,3	110	545	382
С-5 св.8	4877	6,0	0,14	0,7	0,92	35,8	112	849	594
В-19 св.10	7720	3,7	0,103	0,81	0,92	40,2	115	786	550
рЄ св.10	7720	2,0	0,08	0,8	0,92	41,3	125	331	232
Разом								4131	2893

Згідно проведених розрахунків на Кушнірівській площі Борисівського ГКР перспективні ресурси газу категорії С 3 (код класу 333) складають:

- початкові загальні перспективні ресурси газу - 4131 млн м<sup>3</sup>;
- початкові видобувні перспективні ресурси газу – 2893 млн м<sup>3</sup>.





Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу  
Кафедра геології та розвідки нафтових і газових родовищ

## Оцінка запасів / ресурсів нафти і газу

[Настанова](#)

Об'ємний метод  Метод зниження тиску (тільки для запасів вільного газу)

- Запаси / ресурси нафти  Запаси / ресурси вільного газу  Запаси нафти і розчиненого газу  
 Площа нафто(газо)носності / пастки

Виконавець: Кушнір О.В.

Родовище / площа: Кушнірівська

Поклад / горизонт / пласт: К-8

Категорія запасів / ресурсів :  А  В  А+В  А+В+С<sub>1</sub>  А+В+С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>  В+С<sub>1</sub>  В+С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>

С<sub>1</sub>  С<sub>2</sub>  С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>  С<sub>1</sub>(зона дренажу)+С<sub>2</sub>  С<sub>3</sub>

Значення площі нафто(газо)носності відоме

Геометрія контуру нафто(газо)носності:

Масштаб 1: 50 000

Абсциса лівої точки, мм: 0

Кількість точок контуру: 20

Абсциса правої точки, мм: 110

Ординати точок (обхід контуру за стрілкою годинника), мм:

39 41 43 44 46 47 47 45 32 20 2 5 9 14 18 20 25 30 34 36

Підразункові параметри:

Ефективна газонасичена товщина, м: 7,8

Коефіцієнт відкритої пористості: 0,21

Коефіцієнт газонасиченості: 0,69

Пластовий тиск, МПа: 21,3

Пластова температура, °С: 72

Коефіцієнт надстисливості газу: 0,92

Коефіцієнт вилучення газу: 0,7

Результати обчислень:

Площа газонасності - 4877 тис. м<sup>2</sup>

Початкові загальні перспективні ресурси газу категорії С<sub>3</sub> - 1084 млн. м<sup>3</sup>

Початкові добувні перспективні ресурси газу категорії С<sub>3</sub> - 759 млн. м<sup>3</sup>

10.05.25, 23:30

Запаси / ресурси :: ІФНТУНГ

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу  
Кафедра геології та розвідки нафтових і газових родовищ

 [English](#)

## Оцінка запасів / ресурсів нафти і газу

[Настанова](#)
 Об'ємний метод     Метод зниження тиску (тільки для запасів вільного газу)

- Запаси / ресурси нафти     Запаси / ресурси вільного газу     Запаси нафти і розчиненого газу  
 Площа нафто(газо)носності / пастки

Виконавець: Кушнір О.В.

Родовище / площа: Кушнірівська

Поклад / горизонт / пласт: М-2

Категорія запасів / ресурсів :  А  В  А+В  А+В+С<sub>1</sub>  А+В+С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>  В+С<sub>1</sub>  В+С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub> С<sub>1</sub>  С<sub>2</sub>  С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>  С<sub>1</sub>(зона дренажу)+С<sub>2</sub>  С<sub>3</sub> Значення площі нафто(газо)носності відоме

Геометрія контуру нафто(газо)носності:

Масштаб 1: 50 000

Абсциса лівої точки, мм: 0

Кількість точок контуру: 20

Абсциса правої точки, мм: 110

Ординати точок (обхід контуру за стрілкою годинника), мм:

39	41	43	44	46	47	47	45	32	20	2	5	9	14	18	20	25	30	34	36
----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	---	---	---	----	----	----	----	----	----	----

Підрахункові параметри:

Ефективна газонасичена товщина, м: 1,4

Коефіцієнт відкритої пористості: 0,19

Коефіцієнт газонасиченості: 0,65

Пластовий тиск, МПа: 22,8

Пластова температура, °С: 77

Коефіцієнт надстисливості газу: 0,92

Коефіцієнт вилучення газу: 0,7

Результати обчислень:

Площа газонасиченості - 4877 тис. м<sup>2</sup>Початкові загальні перспективні ресурси газу категорії С<sub>3</sub> - 175 млн. м<sup>3</sup>Початкові добувні перспективні ресурси газу категорії С<sub>3</sub> - 123 млн. м<sup>3</sup>

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу  
Кафедра геології та розвідки нафтових і газових родовищ

### Оцінка запасів / ресурсів нафти і газу

[Настанова](#)

Об'ємний метод  Метод зниження тиску (тільки для запасів вільного газу)

- Запаси / ресурси нафти  Запаси / ресурси вільного газу  Запаси нафти і розчиненого газу  
 Площа нафто(газо)носності / пастки

Виконавець: Кушнір О.В.

Родовище / площа: Кушнірівська

Поклад / горизонт / пласт: С3

Категорія запасів / ресурсів:  А  В  А+В  А+В+С<sub>1</sub>  А+В+С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>  В+С<sub>1</sub>  В+С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>  
 С<sub>1</sub>  С<sub>2</sub>  С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>  С<sub>1</sub>(зона дренажу)+С<sub>2</sub>  С<sub>3</sub>

Значення площі нафто(газо)носності відоме

Геометрія контуру нафто(газо)носності:

Масштаб 1: 50 000

Абсциса лівої точки, мм: 0

Кількість точок контуру: 20

Абсциса правої точки, мм: 110

Ординати точок (обхід контуру за стрілкою годинника), мм:

39 41 43 44 46 47 47 45 32 20 2 5 9 14 18 20 25 30 34 36

Підрункові параметри:

Ефективна газонасичена товщина, м: 4

Коефіцієнт відкритої пористості: 0,11

Коефіцієнт газонасиченості: 0,6

Пластовий тиск, МПа: 33,3

Пластова температура, °С: 105

Коефіцієнт надстисливості газу: 0,92

Коефіцієнт вилучення газу: 0,7

Результати обчислень:

Площа газонасності - 4877 тис. м<sup>2</sup>

Початкові загальні перспективні ресурси газу категорії С<sub>3</sub> - 361 млн. м<sup>3</sup>

Початкові добувні перспективні ресурси газу категорії С<sub>3</sub> - 253 млн. м<sup>3</sup>

09.05.25, 19:54

Запаси / ресурси :: ІФНТУНГ

 [English](#)Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу  
Кафедра геології та розвідки нафтових і газових родовищ**Оцінка запасів / ресурсів нафти і газу**[Настанова](#) Об'ємний метод  Метод зниження тиску (тільки для запасів вільного газу)

- Запаси / ресурси нафти  Запаси / ресурси вільного газу  Запаси нафти і розчиненого газу  
 Площа нафто(газо)носності / пастки

Виконавець: Родовище / площа: Поклад / горизонт / пласт: Категорія запасів / ресурсів :  А  В  А+В  А+В+С<sub>1</sub>  А+В+С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>  В+С<sub>1</sub>  В+С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>  
 С<sub>1</sub>  С<sub>2</sub>  С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>  С<sub>1</sub>(зона дренажу)+С<sub>2</sub>  С<sub>3</sub> Значення площі нафто(газо)носності відоме

Геометрія контуру нафто(газо)носності:

Масштаб 1: Абсциса лівої точки, мм: Кількість точок контуру: Абсциса правої точки, мм: 

Ординати точок (обхід контуру за стрілкою годинника), мм:

Підрахункові параметри:

Ефективна газонасичена товщина, м: Коефіцієнт відкритої пористості: Коефіцієнт газонасиченості: Пластовий тиск, МПа: Пластова температура, °С: Коефіцієнт надстисливості газу: Коефіцієнт вилучення газу: 

Результати обчислень:

Площа газонасиченості - 4877 тис. м<sup>2</sup>Початкові загальні перспективні ресурси газу категорії С<sub>3</sub> - 545 млн. м<sup>3</sup>Початкові добувні перспективні ресурси газу категорії С<sub>3</sub> - 382 млн. м<sup>3</sup>

09.05.25, 19:58

Запаси / ресурси :: ІФНТУНГ

 [English](#)Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу  
Кафедра геології та розвідки нафтових і газових родовищ**Оцінка запасів / ресурсів нафти і газу**Настанова Об'ємний метод     Метод зниження тиску (тільки для запасів вільного газу)

- Запаси / ресурси нафти     Запаси / ресурси вільного газу     Запаси нафти і розчиненого газу  
 Площа нафто(газо)носності / пастки

Виконавець: Кушнір О.В.

Родовище / площа: Кушнірівська

Поклад / горизонт / пласт: C5

Категорія запасів / ресурсів :  A     B     A+B     A+B+C<sub>1</sub>     A+B+C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub>     B+C<sub>1</sub>     B+C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub> C<sub>1</sub>     C<sub>2</sub>     C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub>     C<sub>1</sub>(зона дренажу)+C<sub>2</sub>     C<sub>3</sub> Значення площі нафто(газо)носності відоме

Геометрія контуру нафто(газо)носності:

Масштаб 1: 50 000

Абсциса лівої точки, мм: 0

Кількість точок контуру: 20

Абсциса правої точки, мм: 110

Ординати точок (обхід контуру за стрілкою годинника), мм:

39    41    43    44    46    47    47    45    32    20    2    5    9    14    18    20    25    30    34    36

Підрахункові параметри:

Ефективна газонасичена товщина, м: 6

Коефіцієнт відкритої пористості: 0,14

Коефіцієнт газонасиченості: 0,7

Пластовий тиск, МПа: 35,8

Пластова температура, °C: 112

Коефіцієнт надстигливості газу: 0,92

Коефіцієнт вилучення газу: 0,7

**Результати обчислень:**Площа газонасності - 4877 тис. м<sup>2</sup>Початкові загальні перспективні ресурси газу категорії C<sub>3</sub> - 849 млн. м<sup>3</sup>Початкові добувні перспективні ресурси газу категорії C<sub>3</sub> - 594 млн. м<sup>3</sup>

09.05.25, 20:55

Запаси / ресурси :: ІФНТУНГ

 [English](#)Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу  
Кафедра геології та розвідки нафтових і газових родовищ**Оцінка запасів / ресурсів нафти і газу**[Настанова](#) Об'ємний метод  Метод зниження тиску (тільки для запасів вільного газу)

- Запаси / ресурси нафти  Запаси / ресурси вільного газу  Запаси нафти і розчиненого газу  
 Площа нафто(газо)носності / пастки

Виконавець: Кушнір О.В.

Родовище / площа: Кушнірівська

Поклад / горизонт / пласт: В-19

Категорія запасів / ресурсів :  А  В  А+В  А+В+С<sub>1</sub>  А+В+С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>  В+С<sub>1</sub>  В+С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub> С<sub>1</sub>  С<sub>2</sub>  С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>  С<sub>1</sub>(зона дренажу)+С<sub>2</sub>  С<sub>3</sub> Значення площі нафто(газо)носності відоме

Геометрія контуру нафто(газо)носності:

Масштаб 1: 50 000

Абсциса лівої точки, мм: 0

Кількість точок контуру: 20

Абсциса правої точки, мм: 120

Ординати точок (обхід контуру за стрілкою годинника), мм:

40 43 46 50 55 56 56 52 45 34 20 19 15 13 13 14 16 25 30 35

Підрахункові параметри:

Ефективна газонасичена товщина, м: 3,7

Коефіцієнт відкритої пористості: 0,103

Коефіцієнт газонасиченості: 0,81

Пластовий тиск, МПа: 40,2

Пластова температура, °С: 115

Коефіцієнт надстисливості газу: 0,92

Коефіцієнт вилучення газу: 0,7

**Результати обчислень:**Площа газонасиченості - 7720 тис. м<sup>2</sup>Початкові загальні перспективні ресурси газу категорії С<sub>3</sub> - 786 млн. м<sup>3</sup>Початкові добувні перспективні ресурси газу категорії С<sub>3</sub> - 550 млн. м<sup>3</sup>

09.05.25, 20:49

Запаси / ресурси :: ІФНТУНГ

 [English](#)Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу  
Кафедра геології та розвідки нафтових і газових родовищ**Оцінка запасів / ресурсів нафти і газу**[Настанова](#) Об'ємний метод  Метод зниження тиску (тільки для запасів вільного газу)

- Запаси / ресурси нафти  Запаси / ресурси вільного газу  Запаси нафти і розчиненого газу  
 Площа нафто(газо)носності / пастки

Виконавець: Кушнір О.В.

Родовище / площа: Кушнірівська

Поклад / горизонт / пласт: рЄ

Категорія запасів / ресурсів :  А  В  А+В  А+В+С<sub>1</sub>  А+В+С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>  В+С<sub>1</sub>  В+С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub> С<sub>1</sub>  С<sub>2</sub>  С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub>  С<sub>1</sub>(зона дренажу)+С<sub>2</sub>  С<sub>3</sub> Значення площі нафто(газо)носності відоме

Геометрія контуру нафто(газо)носності:

Масштаб 1: 50 000 Абсциса лівої точки, мм: 0

Кількість точок контуру: 20 Абсциса правої точки, мм: 120

Ординати точок (обхід контуру за стрілкою годинника), мм:

40 43 46 50 55 56 56 52 45 34 20 19 15 13 13 14 16 25 30 35

Підрахункові параметри:

Ефективна газонасичена товщина, м: 2

Коефіцієнт відкритої пористості: 0,08

Коефіцієнт газонасиченості: 0,81

Пластовий тиск, МПа: 41,3

Пластова температура, °С: 125

Коефіцієнт надстисливості газу: 0,92

Коефіцієнт вилучення газу: 0,7

**Результати обчислень:**Площа газонасності - 7720 тис. м<sup>2</sup>Початкові загальні перспективні ресурси газу категорії С<sub>3</sub> - 331 млн. м<sup>3</sup>Початкові добувні перспективні ресурси газу категорії С<sub>3</sub> - 232 млн. м<sup>3</sup>

### 3.3 Мета і завдання проєктних робіт

Цільове призначення проєктованих пошуково-розвідувальних робіт на Кушнірівській площі виходить із наведених вище даних про особливості глибинної будови цієї території, перспективи нафтогазоносності і полягає у вивченні геологічної будови середнього та нижнього карбону, встановленні газоносності горизонтів касимівського, московського, серпуховського, візейського ярусів і фундаменту та з'ясуванні площинного характеру розповсюдження покладів ВВ. З наведених даних про геологічну будову та перспективи нафтогазоносності визначена цільова настанова проєктних пошуково-розвідувальних робіт.

Для Кушнірівського блоку, який ще не розкритий свердловинами вона полягає у необхідності:

- 1) вивчення геологічної будови склепіння по відкладах нижнього карбону та породах кристалічного фундаменту;
- 2) встановлення газоносності потенційно продуктивних горизонтів К-6, М-2, серпуховського (С-3, С-4, С-5) та візейського (В-19) ярусів карбону та порід фундаменту.
- 3) з'ясування площинного характеру розповсюдження фізико-літологічних та фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів.

Для досягнення поставлених задач пошуково - розвідувальними роботами необхідно:

- 1) оцінити відповідність сейсмічних побудов фактичним даним буріння;
- 2) встановити нафтогазоносність розкритого розрізу;
- 3) вивчити літолого - стратиграфічні особливості продуктивних горизонтів розрізу середнього та нижнього карбону і уточнити їх товщини;
- 4) встановити у розрізі осадового чохла породи - колектори, визначити їх фільтраційно - ємнісні і фізико-літологічні параметри;
- 5) визначити петрографічний склад кори вивітрювання та порід кристалічного фундаменту;
- 6) провести випробування продуктивних горизонтів і з'ясувати характер їх насиченості;
- 7) провести дослідження водоносних горизонтів;
- 8) встановити можливі газоводяні контакти;
- 9) визначити підрахункові параметри газоносних горизонтів для здійснення геолого-економічної оцінки виявлених покладів.

### 3.4 Обґрунтування розташування проєктних свердловин та їх глибини

Методика проведення пошуково - розвідувальних робіт на Кушнірівській площі визначається прийнятою геологічною моделлю пастки, що вивчається, а також залежить від типу покладів ВВ і відповідає вимогам, які пред'являються інструкцією по підрахунку запасів газу до вивченості родовищ.

За даними буріння і сейсмозв'язки встановлено, що Кушнірівська структура є типовою структурою Північного борту ДДЗ, якій притаманні загальні риси геологічної будови, а саме: розташування апікальної частини пастки вздовж площини незгідного скиду, екранування покладів вуглеводнів площиною цього скиду, зміщення апікальних частин пасток різних стратиграфічних рівнів.

Кушнірівська структура по відкладах нижнього карбону являє собою блок, якій з півночі обмежений незгідним скидом. Структура має північно– західне простягання та невелике зміщення апікальних частин пасток на рівні серпуховського і візейського ярусів. Ці обставини обумовлюють закладання двох незалежних першочергових пошукових свердловин в апікальних частинах перспективних комплексів, безпосередньо біля незгідного скиду.

У межах структури очікуються газонасні горизонти касимівського ярусу верхнього карбону, московського ярусу середнього та серпуховського і візейського ярусів нижнього карбону, а також кори вивітрювання фундаменту

Прогнозний тип пасток - пластовий, тектонічно-екранований, з газоводяним або літологічним контактом.

Колектори вуглеводнів слід очікувати переважно у пісковиках з високими та посередніми фільтраційно-ємнісними властивостями, а також тріщинуваті вапняки та породи кристалічного фундаменту. Типи колекторів - порові, в породах кристалічного фундаменту - тріщинуваті, тріщинно-кавернозні.

З наведених вище геологічних завдань, особливостей будови структури пастки ВВ та її типу і умов місцевості де знаходиться Кушнірівська структура, проєктується буріння у межах серпуховського та візейського блоків незалежних пошукових свердловин 8 і 10 відповідно.

Незалежна пошукова свердловина 8 проєктується у склепінній частині Кушнірівської структури по серпуховських відкладах на віддалі 1250 метрів на південний захід від свердловини 1-Граківська. Мета буріння - вивчення геологічної будови блоку на рівні нижнього карбону та встановлення нафтогазоносності продуктивних горизонтів серпуховського (С-3, С-4, С-5) ярусу нижнього карбону, попутно встановлення газового покладу продуктивних горизонтів К-6 і М-2. Проєктна глибина - 3500 м. Проєктний горизонт – С<sub>1</sub>с<sub>2</sub>.

Незалежна пошукова свердловина 10 проєктується у склепінній частині

Кушнірівської структури по візейських відкладах та породах кристалічного фундаменту на відстані 300 метрів на південний захід від свердловини 1-Грк. Мета буріння - вивчення геологічної будови блоку на рівні нижнього карбону та встановлення нафтогазоносності продуктивних горизонтів візейського (В-19) ярусу нижнього карбону, кори вивітрювання фундаменту і зон його розущільнення. Проектна глибина - 4000 м. Проектний горизонт – кристалічний фундамент.

Для з'ясування площинного характеру встановлених пошуковими свердловинами покладів нафти і газу передбачається проведення розвідувального буріння.

Залежні від результатів буріння св. 10 розвідувальні свердловини 14 та 15 проектується у межах передбачуваного контуру нафтогазоносності виявлених покладів горизонту В-19. Свердловина 14 проектується на відстані 820 м на південний - схід від свердловини 10, а свердловина 15 на відстані 650 м на південний-захід. Мета буріння - встановлення контуру нафтогазоносності виявлених покладів. Проектна глибина свердловини 14 – 4050 м, свердловини 15 – 4200 м. Проектний горизонт – кристалічний фундамент.

Розвідувальні свердловини 16 і 17 залежні від результатів буріння св. 10 і проектується в межах передбачуваного контуру нафтогазоносності виявлених покладів горизонтів С-3,4,5, В-19. Св.16 проектується пробурити на північний-захід від св.10 на віддалі 1600 м, а св.17 на південний-схід від св.10 на віддалі 1300 м. Мета буріння – встановлення контуру нафтогазоносності горизонтів С-3,4,5, В-19. Проектна глибина св.16 та св.17 – 4350 м, Проектний горизонт – кристалічний фундамент.

Результати пошуково-розвідувального буріння та випробування свердловин дозволять виявити продуктивні горизонти карбону та кори вивітрювання фундаменту, встановити властивості флюїдів, фільтраційно-ємнісні характеристики шарів-колекторів і отримати попередні підрахункові параметри.

Проектні глибини пошукових свердловин забезпечують розкриття і вивчення всього розрізу осадового чохла та верхньої частини кристалічного фундаменту.

Проведений комплекс робіт дозволить отримати якісні і кількісні дані для здійснення геолого – економічної оцінки відкритих покладів та доцільності проведення розвідувального буріння на Кушнірівській площі.

Дані про свердловини наведено у таблиці 3.2

Загальний метраж буріння – 24450 м.

Після буріння незалежних пошукових та розвідувальних свердловин, кожної наступної проектної свердловини на структурі, необхідно провести обробку отриманих результатів і переглянути структурно-геологічні побудови з

метою визначення обсягів та послідовності наступних пошуково-розвідувальних робіт на площі з можливою, при необхідності, корекцією місцезонашування та цільових настанов (призначення, проєктні перспективні продуктивні горизонти, глибина і обсяги необхідних ГРДС, інтервали відбору керну) залежних проєктних свердловин. Корегування слід здійснювати протокольними рішеннями на окремих геолого-технічних нарадах.

Таблиця 3.2 – Основні дані про пошуково-розвідувальні свердловини Кушнірівської площі

№ св.	Категорія свердловин	Проєктна		Продуктивні горизонти	Черговість буріння
		Глибина, м	Горизонт		
8	Пошукова	3500	C <sub>1S2</sub>	К-6, М-1, М-2, С-3, С-4, С-5	Незалежна
10	Пошукова	4000	pЄ	В-19, к. в.	Незалежна
14	Розвідувальна	4050	pЄ	В-19, к. в.	Залежна від результатів буріння пошукової св.10
15	Розвідувальна	4200	pЄ	В-19, к. в.	Залежна від результатів буріння пошукової св.10
16	Розвідувальна	4350	pЄ	С-3, С-4, С-5, В-19, к. в.	Залежна від результатів буріння пошукової св.10
17	Розвідувальна	4350	pЄ	С-3, С-4, С-5, В-19, к. в.	Залежна від результатів буріння пошукової св.10

### 3.5 Вибір об'єктів для випробування і дослідження

Випробування пластів є надійним засобом виявлення промислового значення перспективних горизонтів. Випробування пластів проводиться у процесі буріння і в експлуатаційній колоні.

Для підвищення ефективності ГГР, отримання найбільш достовірної інформації про газоносність розрізу, що підлягає розкриттю та обґрунтуванню

рішення про доцільність спуску експлуатаційної колони, передбачається випробування по мірі розкриття в процесі буріння перспективних на газ горизонтів, виділених за промислово – геофізичними даними, із урахуванням ускладнень і поглинань. Випробування в процесі буріння ВПТ і ВПК проектується для всіх об'єктів, намічених для випробування у експлуатаційній колоні, передбачених в ГТН . У проєктованих свердловинах в процесі буріння за допомогою ВПК і ВПТ планується випробувати: по 2 об'єкти (св. 10, 14), по 2 об'єкти (св. 8) у кожній із запроектованих свердловин, окрім того планується і відбір проб пластового флюїду ( 60 проб ) в інтервалах з перспективних на газ горизонтів за результатами ГДРС.

В процесі буріння свердловин, за матеріалами промислово-геофізичних досліджень та досліджень керну, необхідно проводити додатковий вибір об'єктів для випробування. Результати випробування дозволять в певній мірі оцінити газоносність продуктивних горизонтів, отримати дані про пластові тиски, температури та ін. [9,10].

Випробування пластів у відкритому стволі повинно проводитися з дотриманням технічних правил і інструкцій по випробуваннях за допомогою ВПК та ВПТ.

Порядок випробування перспективних пластів ВПТ представляється наступним чином:

- промислово-геофізичні дослідження в інтервалі випробування;
- промивка свердловини на протязі двох циклів;
- установка нафтографітового тампонажу в інтервалі установки пакера;
- пакерування випробувача;
- очікування припливу, запис температури та кривої відновлення тиску;
- зняття пакеру;
- промивка свердловини на протязі двох циклів.

Депресія на пласт при виклику припливу залежить від пластового тиску, репресії на пласт у процесі буріння та допустимого навантаження на гумовий елемент пакеру. Для кожного об'єкта складається план-завдання, в якому обов'язково вказується час стояння на припливі при відкритому періоді випробування й час закритого періоду, а також максимально допустимий об'єм надходження пластового флюїду у пробовідбірник.

Після досягнення свердловиною проєктної глибини за результатами інтерпретації даних промислової геофізики, результатів випробування за допомогою ВПТ та ВПК, а також лабораторних досліджень керну визначаються об'єкти для випробування у експлуатаційній колоні.

Випробування в експлуатаційній колоні проводиться після її спуску, цементуванні та визначення герметичності.

Випробування виділених об'єктів передбачається проводити з бурової

установки за системою «знизу-вверх». Розкриття продуктивних об'єктів виконується на розчині тих же параметрів, що використовувалися при бурінні свердловини. Для розкриття виділених об'єктів рекомендується заряди типу ПКС-80 або ПКО-89 по 12-18 отв. на 1 п. м (тип перфоратора буде вибиратися у залежності від технічних та геологічних умов в інтервалі перфорації).

Випробування кожного об'єкту проводиться за наступним планом:

- шаблонування св. максимальним шаблоном на бурових трубах до глибини, що перевищує на 10 м нижню границю інтервалу перфорації;
- промивка св. на протязі двох циклів;
- на період шаблонування устя св. Обладнується реверторною установкою на відповідний робочий тиск;
- після шаблонування превенторна установка знімається та тавиться противикидна засувка на відповідний робочий тиск;
- виконується прив'язка інтервалу перфорації;
- перфорація експлуатаційної колони здійснюється при заповненні св. розчином з питомою вагою, що відповідає питомій вазі, на якій розкривався пласт у процесі буріння;
- заміна противикидної установки на превенторну, спуск НКТ до верхньої границі інтервалу перфорації, промивка св. на протязі двох циклів. Діаметр НКТ, марка сталі та компоновання визначаються за розрахунком;
- заміна превенторної установки на фонтанну арматуру, збірка, закріплення та опресування факельних відводів;
- при відсутності припливу флюїдів після заміни розчину на воду проводиться зниження рівня рідини у свердловині шляхом аерації на 2/3 глибини залягання об'єкту;
- при отриманні припливу флюїду проводиться повний комплекс геолого-промислових та гідрологічних досліджень.
- після дослідження об'єкта св. заповнюється водою з наступним переходом на промивну рідину відповідних параметрів;
- заміна фонтанної арматури на превенторну установку, установка цементного стакану з урахуванням 20-метрового перекриття нижче та вище інтервалу перфорації та випробуються на міцність розгрузкою НКТ на 5-10 т;
- після закінчення терміну ОЗЦ цементний міст досліджується на герметичність опресуванням та зниженням рівня згідно інструкції по випробуванню свердловин.

При виконанні газодинамічних і гідрогеологічних досліджень у процесі випробування об'єктів виконується:

- а) для газоконденсатних об'єктів - вимір дебіту газу не менше як на шістьох режимах роботи свердловини та двох контрольних; знімання кривої відновлення тиску; замір пластового тиску й температури за допомогою

глибинних манометрів і термометрів; визначення конденсатності на шістьох режимах конденсації; гирлової температури газу; вміст пластової води і твердих домішок; відбір проб газу і води; проведення термометрії та дебітометрії у багатопластових об'єктах;

б) для водоносних об'єктів - спостереження за відновленням рівня води у свердловині із зніманням кривої; визначення статичного рівня; замір пластового тиску й температури; відбір проб води і розчиненого газу.

Випробування у експлуатаційній колоні буде проводитися вибірково – за результатами ГДРС та випробувань у відкритому стволі [9,10].

Проектні інтервали для випробування в експлуатаційній колоні наведено у таблиці 3.3

Таблиця 3.3 – Об'єкти, що підлягають випробуванню в експлуатаційній колоні

Об'єкт випробування	Вік відкладів	Продуктивний горизонт	Інтервал випробування, м	Інтервал встановлення цем. моста, м
св. 10-14				
I	pЄ	кора вивітрювання pЄ	3930-3950 (вибірково)	3910-3970
II	C <sub>1v2</sub>	B-19	3830-3840	3810-3860
св. 8				
I	C <sub>1s2</sub>	C-5	3430-3450	3410-3470
II	C <sub>1s2</sub>	C-4	3300-3310	3280-3330
III	C <sub>1s2</sub>	C-3	3210-3220	3190-3240
IV	C <sub>2m</sub>	M-2	2240-2250	2220-2270
V	C <sub>2m</sub>	M-1	2190-2205	2170-2225
VI	C <sub>3</sub>	K-6	2100-2110	2080-2130

### 3.6 Вибір інтервалів відбору керна і шламу

Важливим завданням пошукового-розвідувального буріння є вивчення літолого-фаціального, петрографічного складу та фізичних властивостей порід шляхом відбору керна. Його комплексне вивчення і аналіз даних промислово-геофізичних досліджень забезпечує надійну геолого - геофізичну інтерпретацію отриманої інформації і дозволяє виявити нафтогазоносні горизонти, стає основою для розв'язання питань наступних пошуково-розвідувальних робіт на проєктованій площі і прилеглих ділянках регіону.

Основні перспективи нафтогазоносності Кушнірівської ділянки

Борисівського ГКР пов'язані із породами карбону і корою вивітрювання порід кристалічного фундаменту. Тому, насамперед, відбір керна планується проводити в інтервалах, де передбачається залягання продуктивних горизонтів К-6, М-1, М-2, С-3, С-4, С-5, В-19 і кори вивітрювання порід кристалічного фундаменту.

З метою виявлення прямих ознак нафтогазоносності розрізу, вивчення колекторських властивостей порід, визначення зв'язків між ємнісними властивостями, нафто-, газо-, водонасиченістю порід та промислово-геофізичними параметрами, отримання літологічних та геохімічних характеристик розрізу, стратиграфічного розчленування його у проєктованих свердловинах планується відбір керну в кількості: 24 м на одну свердловину ( св. 15-17 ), що складає ~ 0,53 % від загального метражу і 6,9 % від перспективної частини розрізу проєктованих свердловин; 32 м на одну свердловину ( св. 10, 14 ), що складає ~ 0,8 % від загального метражу і 18,8 % від перспективної частини розрізу проєктованих свердловин; 32 м ( св. 8 ), що складає ~ 0,9 % від загального метражу та 11,1 % від перспективної частини розрізу проєктованих свердловин; 32 м на одну свердловину ( св. 10, 14 ), що складає ~ 1,4 % від загального метражу та 16 % від перспективної частини розрізу проєктованих свердловин

Винос керну повинен бути забезпечений не менше ніж на 60% від метражу проходки із відбором керну. Керн проєктованих пошукових та розвідувальних свердловин підлягає документуванню, вивченню, науковій обробці та довготривалому зберіганню.

Для визначення літології розрізу, колекторських властивостей порід, вивчення залишкового нафтонасичення порід слід використати відбір зразків порід свердлярними керновідбірниками. Інтервали для відбору зразків порід визначаються на основі результатів інтерпретації матеріалів ГДРС. Кількість зразків, що відбираються, залежить від однорідності пласта та задач досліджень. Для визначення літології відбирають 2-3 зразка із однорідного пласта, для вивчення колекторських властивостей свердлярними керновідбірниками – 2-5 зразків з 1 м товщини пласта.

Для отримання додаткових відомостей про літологічний склад, колекторські властивості та стратиграфічну характеристику розкритих порід передбачається відбір шламу, який виноситься буровим розчином. По всьому стволу свердловини відбір шламу виконується через 5 м проходки, а в місцях підвищених показів газового каротажу через кожні 2 м ( слід використовувати спеціальні шлаго-відбірники ).

Проектні інтервали відбору керну наведені у таблиці 3.4. Інтервали відбору керна слід уточнювати за даними ГДРС у процесі проходки свердловин.

Таблиця 3.4 - Інтервали відбору керну

Вік відкладів	Інтервал відбору керну, м/ винос керну, м
	св. 10, 14, 15,16, 17
$C_1^3$ (К-6)	-
$C_{2m}$ (М-1)	-
$C_{2m}$ (М-2)	-
$C_{2m}$	-
$C_{1s_2}$ (С-3)	-
$C_{1s_2}$ (С-4)	-
$C_{1s_2}$ (С-5)	-
$C_{1s_2}$	-
$C_{1v_2}$ (В-19)	3830-3846/16
кора вивітряннярЄ	3920-3928/8
рЄ	4542-4550/8

Відбір проб флюїдів (газу, конденсату, нафти, води) у свердловині повинен виконуватися в залежності від отримання їх припливів при випробуванні об'єктів у колоні і в процесі буріння.

### 3.7 Вибір комплексу геофізичних досліджень в свердловині

Комплекс геофізичних, геохімічних та гідродинамічних методів досліджень, технологія проведення цих досліджень, методика обробки і геологічної інтерпретації даних повинні забезпечити ефективне вивчення геологічного розрізу пробуреної свердловини (стратифікацію розрізу, визначення літологічного складу порід, визначення у розрізі колекторів, оцінку їх властивостей та характеру насиченості, визначення параметрів пласта для підрахунку запасів нафти і газу, прогноз аномально високих пластових тисків та ін.), прив'язку глибини і контроль за випробуваннями свердловини (визначення інтервалів перетікання флюїдів за колоною, визначення інтервалів перфорації, визначення працюючих пластів, визначення типу флюїдів, що насичують працюючі пласти і ін.), контроль за технічним станом свердловини і обсадних колон.

Геофізичні дослідження у свердловинах мають виконуватися згідно із Галузевим стандартом «Геофізичні дослідження та роботи у нафтогазових свердловинах» (ГСТУ 41-00032626-00-024-2000) [2] та обов'язковим комплексом промислово-геофізичних досліджень глибоких параметричних, пошукових, розвідувальних і експлуатаційних свердловин, які буряться на нафту і газ.

Комплекс геофізичних досліджень у пошукових і розвідувальних свердловинах включає загальні дослідження в масштабі глибин 1:500 та

деталізаційні дослідження в перспективній частині розрізу в масштабі глибин 1:200 та направлений на вирішення таких геологічних і технічних задач:

- стратиграфічне розчленування і кореляція розрізів свердловин та визначення літологічного складу й товщини пластів порід;
- виділення у розрізі свердловин колекторів та визначення характеру їх насичення;
- визначення фільтраційно-ємнісних параметрів перспективних пластів;
- вивчення швидкісних та хвильових характеристик досліджуваного розрізу;
- вивчення технічного стану свердловини і колони;
- контроль за напрямом буріння;
- контроль за перфорацією;
- оцінка результатів випробувань, освоєння.

В невивченій частині розрізу та передбачуваних нафтогазоперспективних інтервалах розрізу передбачається розширений комплекс промислово-геофізичних досліджень, що відповідно до вище згаданого галузевого стандарту України у обов'язковому порядку і повному обсязі повинен здійснюватись у нафтогазових свердловинах у процесі їх буріння та експлуатації.

Дослідження в масштабі 1:200 методами ГТД, ПС, БКЗ, БК, ІК, ГК, НК, НГК, ГГК, ГГК-Щ, АК, АКШ, БМК, МК, Проф., Рез., ДС, ВПТ, ВПК слід проводити у мінімальний термін після розкриття розрізу. ВПТ у обов'язковому порядку виконувати з викидом на устя. Після закінчення буріння свердловини і розкриття продуктивних пластів рекомендується провести комплекс промислово-геофізичних досліджень із метою оцінки якості характеру насичення пластів, результатів випробувань і освоєння – ГК (час), ІННК ( час ), ВТ, Вм турб., Рез. ВМ, ГГК-Щ, Ш, М.

В інтервалі глибин 0-1200 м дослідження проводяться не рідше, ніж через 400-500 м, у інтервалі глибин 1200-3000 не рідше ніж через 300 м, у інтервалі глибин 3000-4000 не рідше 200 м, у інтервалі глибин 4000-4550 не рідше 150 м. Кожний наступний каротаж повинен перекривати не менше 50 м раніше дослідженого розрізу. У інтервалах перспективних продуктивних горизонтів дослідження в масштабі 1:200 виконуються після їх розкриття. При підвищенні газопоказів при газовому каротажу до 2% слід припинити буріння, виконати детальний комплекс ГДС та його первинну інтерпретацію. За результатами інтерпретації ГДС при необхідності провести ВПТ.

Поставлені перед свердловинами задачі, геологічні умови, конструкція свердловин, технологія буріння визначили проєктний обсяг геофізичних та геохімічних досліджень в проєктних свердловинах Кушнірівської ділянки Борисівського ГКР, який наведено у таблиці 3.6.

Для підвищення ефективності сейсмозвідки при вивченні глибинної будови площі, для отримання впевненої інформації про швидкості розповсюдження сейсмічних хвиль і стратиграфічну прив'язку відбиваючих та заломлюючих границь і комплексування даних буріння із результатами сейсмозвідувальних робіт МСГТ із уточненням структурної будови площі, слід отримати дані досліджень процесів формування і розповсюдження коливань в реальному геологічному середовищі. Такі дані одержують за результатами вивчення матеріалів сейсмокаротажу та ВСП.

З урахуванням визначених інтервалів та масштабів і термінів їх дослідження, які передбачені (таблиця 3.5), проведення ГДРС приурочується до технологічних зупинок в бурінні, що пов'язані з підготовкою до заміни ПР та спуску колони, з визначенням положення вибою свердловини, необхідністю випробування в процесі буріння і вирішення інших геологічних та технологічних питань.

Черговість проведення окремих видів ГРДС повинна відповідати вимогам комплексної інтерпретації і геолого-технічним умовам в свердловині. Перш за все слід забезпечити виконання електричних методів досліджень пізніше акустичних та радіоактивних.

Таблиця 3.5 – Проектний обсяг промислово-геофізичних досліджень у свердловинах кушнірівської ділянки Борисівського ГКР

<b>св. 10, 14</b>		
Проектна глибина 4000-4050 м		
<b>I Під “кондуктор”</b>		
1. СК, ПС, ГК, ДС, Проф.	0-100	1:500
2. Контроль цементування після обсадки: АКЦ, Терм. (ВЦК), ГГЦ	0-100	
<b>II Під технічну колону</b>		
1. СК, ПС, ДС, ГК, НК, Терм.	100-600, 550-1200, 1150-1500, 1450-1800, 1750-2100, 2050-2420	1 : 500
2. Вивчення технічного стану свердловини: Проф., Інкл., ДС	100-600, 100-1200, 100-1500, 100-1800, 100-2100, 100-2420	
3. Вивчення технічного стану свердловини та колони: АКЦ, ДСІ, МЛМ, ПТС, Терм.(ВЦК)	0-2420	
4. ГТД, ПС, БКЗ, БК, ІК, ГК, НК, ГГК, ГГК- Щ, АК, БМК, МК, ДС, Рез., ГДК	2050-2420	1 : 200
5. Вивчення технічного стану свердловини: Проф., Рез., Терм.	100-2420	

6. Вивчення технічного стану свердловини та колони: АКЦ, Проф., МЛМ	0-2420	
<b>III Під експлуатаційну колону</b>		
1. СК, ПС, ДС,ГК, НК, Терм.	2420-2750, 2700-3050, 3000-3250, 3200-3450, 3400-3650, 3600-3840, 3790-4000	1 : 500
2. Вивчення технічного стану свердловини: Проф., Інкл., ДС	2420-2750, 2420-3050, 2420-3250, 2420-3450, 2420-3650, 2420-3840, 2420-4000	
3. Вивчення технічного стану свердловини та колони: АКЦ, ДСІ, МЛМ, ПТС, Терм.(ВЦК)	0-4000	
4. ГТД, ПС, БКЗ, БК, ІК, ГК, НК, ГГК, ГГК-Щ, АК, БМК, МК, ДС, Рез., ГДК	2420-2750, 2700-3050, 3000-3250, 3200-3450, 3400-3650, 3600-3840, 3790-4000	1 : 200
5. Вивчення технічного стану свердловини: Проф., Рез., Терм.	2420-2750, 2420-3050, 2420-3250, 2420-3450, 2420-3650, 2420-3840, 2420-4000	
6. Вивчення технічного стану свердловини та колони: АКЦ, Проф., МЛМ	0-4000	
7. Геотермічний градієнт	0-4000	1:500
	Три виміри: 1-й – не менше ніж через 10 діб спокою св, 2-й і 3-й послідовно через 24 год.	
<b>IV. Геохімічні дослідження у свердловині:</b>		
Газовий каротаж у процесі буріння і після буріння	0-4000	1:500
<b>V. Відбір пластових флюїдів</b>		
ВПК (відкритий стовбур св.)	3830-3840, 3920-3950	
ВПТ (відкритий стовбур св.)		
<b>VI. Відбір зразків СКВ</b>	3830-4000 (вінтервалах перспективних продуктивних горизонтів не охарактеризованих керном)	
<b>VII. Вертикальне сейсмічне профілювання</b>		
ВСП	0-4000	

<b>VIII. Випробування в експлуатаційній колоні</b>		
Перфорація зарядами типу ПКС-80 або ПКО-89 по 12-18 отв. на 1 п. м	3920-3950 (вибірково), 3830-3840	
<b>IX. Контроль за випробуванням свердловини</b>		
Контроль за перфорацією: ГК, МЛМ, ІННК, ЛПО	3780-4000	1 : 200
Оцінка якості характеру насичення пластів: ІННК(час), ВТ	3780-4000	1 : 200
Оцінка результатів випробувань: ГК (час), ВТ, Вм турб., Рез., ВМ, ГГК-Щ, Ш, М	3780-4000	1 : 200
Оцінка герметичності цементного мосту в обсадній колоні, виявлення затрубних перетоків: ГК, ІННК, Терм.	3780-4000	1 : 200

### **3.8 Проектний комплекс лабораторних досліджень**

Найбільш вірогідну геологічну інформацію отримують за результатами всебічного уважного вивчення керна матеріалу і даних промислово-геофізичних досліджень [9,10].

Зразки керну для лабораторних досліджень відбираються після детального й повного опису керна по свердловині.

Не пізніше ніж через 6-10 днів після вилучення, зразки керну відбираються й направляються до лабораторії, яка визначає літолого- фаціальний, петрографо-мінералогоічний склад та фізико-механічні властивості порід.

У процесі буріння, а також під час проведення досліджень у свердловині проводиться відбір проб газу, газового конденсату, нафти та пластових вод.

Для вивчення фізико-літологічних характеристик порід-колекторів визначають їх об'ємну вагу, пористість, проникність, гранулометричний та мінеральний склад, карбонатність, залишкову водонасиченість, тріщинуватість і т. п. У глинистих породах визначається об'ємна вага, гранулометричний склад і карбонатність. Вапняки та доломіти досліджуються на пористість, проникність і тріщинуватість.

З метою уточнення віку зразків порід проводиться дослідження макро- і мікрофауни, а також споро-пилкові визначення. Дослідження флюїдів виконується як у лабораторіях, так і, при необхідності, безпосередньо на свердловині.

Дослідження проб газу виконуються для визначення його густини, теплоутворюючої здатності та компонентного складу, а також вміст метану, етану, пропану, бутану, пентану, гексану ( разом із вищими ), азоту, гелію, аргону, водню, двоокису вуглецю, сірководню, кисню.

Проби конденсату досліджуються на фракційний, груповий склад і вміст

сірки.

У пробах пластової води визначається хімічний склад, у тому числі вміст йоду, броду, амонію, бору та інших мікрокомпонетів, питому вагу, водневий показник (рН), величину мінералізації.

Розчинений газ аналізується аналогічно вільному газу.

Основні обсяги аналізів і дослідних визначень планується здійснити за зразками порід і пробах флюїдів, що відібрані у кам'яновугільних і девонських відкладах та породах фундаменту педбачається такі види досліджень:

- макро- і мікропалеонтологічні дослідження – 45 зразків;
- мінерально-петрографічний аналіз -45;
- визначення фізико-літологічних властивостей порід – 90 зразків;
- хімічний аналіз газу, нафти, конденсату і води – 60 проб ;
- компонентний аналіз газу - 60 проб;
- фракційний аналіз газу й конденсату - 30 проб;
- ізотопний аналіз вуглеводнів - 15 проб;
- визначення конденсатовіддачі - 60 проб;
- визначення абсолютного віку порід – 8 зразків.

Плановані роботи будуть проводитися в Укрндігазі та інших виробничих і науково-дослідних організаціях [9,10].

### **3.9 Охорона надр та навколишнього середовища**

Охорона надр та довкілля є однією з основних задач в частині забезпечення екологічної безпеки в процесі пошуково-розвідувальних робіт.

На Кушнірівській ділянці Борисівського ГКР передбачено провести комплекс робіт та досліджень по бурінню, кріпленню та освоєнню свердловин, досліджень газоконденсатних покладів, спостережень по контролю за виконанням робіт.

Забруднення атмосферного повітря у процесі буріння свердловин може відбуватися при роботі дизельних двигунів бурової установки (привід ротора, бурової лебідки та бурових насосів), котельних; “диханні” ємностей складу паливно-мастильних матеріалів, випаровуванні вуглеводів з шламового амбару.

Масштаби можливого забруднення атмосферного повітря і ступінь екологічної небезпеки залежать від багатьох причин:

- кліматичних особливостей району робіт;
- кількості бурових об'єктів;
- прийнятої технології буріння свердловин;
- досконалості технологічного та бурового обладнання, що використовується при видобутку газу;
- досконалості організації виробництва .

Для запобігання та максимального зниження викидів шкідливих речовин в атмосферу при бурінні свердловин у робочих проєктах необхідно передбачити використання нових технологій та інших технічних засобів у відповідності із вимогою санітарних норм проєктування промислових підприємств.

З метою зменшення шкідливого впливу речовин, які виділяються в ході роботи двигунів внутрішнього згорання, буріння свердловин бажано здійснювати на електроенергії.

При випробуваннях та первинних дослідженнях свердловин газ з конденсатом, що виходить з свердловин, повинен спалюватися у процесі всього дослідження. У випадку використання у процесі досліджень сепараторів, рідкі вуглеводні повинні збиратися у ємності із наступним їх вивозом.

У випадку перевищення гранично допустимих викидів у результаті аварії чи непередбачених технологією викидів у атмосферу, підприємство зобов'язане у встановленому порядку повідомити про це органам, здійснюючим державний контроль за охороною повітря, та прийняти міри по зменшенню викидів шкідливих речовин в атмосферу до зупинки підприємства та ліквідації наслідків забруднення атмосфери.

Заходи по охороні водного середовища повинні передбачати охорону горизонтів із прісними водами у верхній частині геологічного розрізу дослідної території, ґрунтових та поверхневих вод, що використовуються для питного та технічного водопостачання.

Об'єктом особливої охорони водного середовища є водоносні горизонти, які експлуатуються та водозабори господарського питного забезпечення.

Охорона горизонтів із прісними водами від забруднення при їхньому розкритті повинна бути забезпечена за рахунок застосування екологічно нешкідливого бурового розчину. Горизонти із прісними водами перекриваються обсадною колоною з наступним цементуванням її високотривким тампонажним цементом до гирла.

Для водопостачання виробничих об'єктів можливо буріння водних свердловин. Для запобігання їхнього забруднення повинні бути передбачені водоохоронні заходи.

Після закінчення виконання робіт водні свердловини можуть бути ліквідовані із дотриманням умов санітарних норм та проведенням ліквідаційного тампонажу чи передані на баланс місцевих організацій для використання за призначенням.

З метою охорони прісноводних горизонтів необхідно проводити постійний контроль за технічним станом свердловини.

Враховуючи наявність водних об'єктів в межах території досліджуваної ділянки для контролю за станом водного середовища припускається створення

спостережних пунктів. Вони повинні розташуватися із урахуванням місцевої яружно-балочної системи.

Отож, контроль за охороною водного середовища повинен являти собою комплекс заходів, спрямованих на отримання систематизованої інформації про стан та ступінь забруднення водного середовища, прогнозування цих процесів із метою розробки заходів, що забезпечать ліквідацію забруднення та дотримання промисловим підприємством умов охорони водного середовища встановленого порядку.

Забруднення ґрунту в процесі буріння пошукових і розвідувальних свердловин може відбуватися в результаті дії хімреагентів, конденсату, стічних вод, паливно-мастильних матеріалів, твердих побутових відходів.

До початку проведення на площі пошуково-розвідувального буріння слід провести дослідження із визначення хімічного складу родючого шару.

Зберігання родючого шару ґрунту від забруднення забезпечується шляхом зняття 0,5-0,8 м шару та складання його у відвали в межах площі свердловини. Для запобігання руйнування ґрунту від атмосферного впливу слід передбачити посів трави.

Заходи по запобіганню шкідливого впливу в процесі буріння свердловин на довкілля повинні передбачувати зберігання твердих хімреагентів в спеціальних ємностях, рідкі хімреагенти та конденсат зберігати в металевих ємностях з регульованим стоком, порошкоподібні – в критому сараї. У випадках попадання хімреагентів в родючий шар проводити термінову локалізацію, збір та вивіз в пункти збору і утилізації.

На випадок аварійних ситуацій необхідно розробити конкретні планові заходи з указанням організацій, які повинні приймати участь в ліквідації аварій. Визначити перелік технічних засобів і шляхів вилучення забруднюючих речовин та очищення території, застосувати прилади та технології попередження і усунування аварій.

При бурінні пошукових і розвідувальних свердловин велика увага повинна приділятися надійності, довготривалості та забезпеченню в подальшому безпеки роботи як самої конструкції свердловин, так і обладнання що використовується при їх будівництві.

Конструкція свердловин і рецептура бурових розчинів забезпечують надійну ізоляцію всіх розкритих продуктивних пластів, запобігають міжпластовому перетіканню флюїдів на протязі всього періоду розвідки і розробки родовища.

Після розкриття прісноводні горизонти перекривають обсадними колонами із наступним цементуванням високоміцним цементом до гирла.

Для ізоляції газонасичених колекторів, виключення міжпластового перетікання газу до проєктної глибини свердловин передбачено спустити і

зацементувати до гирла експлуатаційну колону.

Буріння свердловин передбачено із використанням бурових розчинів, які виключають шкідливий вплив на надра або вкрай його обмежують.

Заходи по захисту довкілля та надр у процесі буріння регламентуються Законом України “Про охорону навколишнього природного середовища” та іншими діючими нормативними документами по охороні природного середовища.

При будівництві і експлуатації свердловин верхній родючий шар ґрунту зазнає порушень. Для відновлення земель використовується засіб рекультивації. Це заключний етап будівництва свердловин.

При проведенні на площі геолого - розвідувальних та будівельних робіт необхідно дотримуватися вимог наступних документів:

- Основи земельного законодавства;
- Постанова “Про рекультивацію земель, порушених при розробці родовищ корисних копалин, при проведенні геолого - розвідувальних і будівельних робіт”.

Заходи по охороні довкілля на Кушнірівській площі, що викликані виробничим процесом, повинні бути направлені на недопущення або зниження її забруднення.

#### 4. ГЕОЛОГО-ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА ПРОЄКТНИХ РОБІТ

Згідно проведених розрахунків на Кушнірівській площі Борисівського ГКР перспективні ресурси газу категорії С 3 (код класу 333) складають:

- початкові загальні перспективні ресурси газу - 4131 млн м<sup>3</sup>;
- початкові видобувні перспективні ресурси газу – 2893 млн м<sup>3</sup>.

Таблиця 4.1 - Основні геолого - економічні показники проектних робіт

Пор. №	Показники	Одиниця виміру	Кількість
--------	-----------	----------------	-----------

1	Кількість проектних свердловин	шт.	6
2	Проектна глибина буріння типової свердловини	м	4000
2	Сумарний проектний обсяг буріння	м	24450
3	Вартість 1 м проектного буріння (середня по регіону)	грн/ м	50000
4	Витрати на підготовку структури до буріння (середні по регіону)	тис. грн	50000
5	Витрати на пошуково-розвідувальне буріння	тис. грн	1222500
6	Загальні витрати на реалізацію проектних робіт	тис. грн	1272500
7	Очікувані перспективні добувні ресурси газу за категорією С <sub>3</sub>	млн м <sup>3</sup>	2893
8	Коефіцієнт переведення ресурсів із категорії С <sub>3</sub> в запаси категорій С <sub>1</sub> +С <sub>2</sub>	—	0,6
9	Очікуваний приріст добувних запасів газу категорій С <sub>1</sub> +С <sub>2</sub>	млн м <sup>3</sup>	1735,8
10	Приріст очікуваних запасів газу на одну свердловину	млн м <sup>3</sup> /свердловину	289,3
11	Приріст очікуваних запасів газу на 1 м проходки	м <sup>3</sup> / м	70993,9
12	Приріст очікуваних запасів газу на 1 тис.грн	м <sup>3</sup> /тис.грн	1364,1
13	Вартість підготовки запасів 1 млн м <sup>3</sup> газу	грн / м <sup>3</sup>	0,73

Аналіз одержаних геолого-економічних показників ефективності на Кушнірівській площі (приріст очікуваних запасів газу на одну свердловину, приріст очікуваних запасів газу на 1 м проходки, приріст запасів газу на 1 грн витрат, вартість підготовки запасів 1 м<sup>3</sup> газу) дозволяє зробити висновок про економічну ефективність проведення проектних робіт на Кушнірівській площі.

## ВИСНОВКИ

У бакалаврській роботі проведено аналіз літолого-стратиграфічного розрізу осадового чохла Кушнірівської площі, описані фізико-літологічна і фільтраційно-ємнісна характеристики перспективних горизонтів, в яких очікуються поклади вуглеводнів, гідрогеологічна характеристика розрізу, обґрунтована геологічна модель структур пасток, методика і обсяг проєктних пошуково-розвідувальних робіт, проєктний комплекс промислово-геофізичних досліджень, технологія проведення пошуково-розвідувального буріння, розрахунок очікуваних перспективних ресурсів вуглеводнів за результатами виконання ГРР.

Пошуки і розвідку покладів вуглеводнів на Кушнірівській площі передбачається провести шляхом буріння двох незалежних пошукових свердловини та чотирьох розвідувальних свердловин.

У нафтогазоносному відношенні перспективи Кушнірівської структури слід пов'язувати із відкладами верхнього (К-6) середнього (М-2), нижнього (горизонти С-3-5, В-19) карбону. Не виключається можливість отримання припливів газу із кори вивітрювання порід кристалічного фундаменту. За аналогією із сусідніми родовищами прогнозується, що вищезазначені продуктивні горизонти характеризуються високими фізико-літологічними та фільтраційно-ємнісними показниками. Поклади газу передбачаються пластові, тектонічно обмежені з газоводяним контактом. Роль покришки будуть виконувати непроникливі, ущільнені пласти аргіліто-карбонатних відкладів.

Незалежна пошукова свердловина 8 проєктується у склепінній частині Кушнірівської структури по серпуховських відкладах. Мета буріння - вивчення геологічної будови блоку на рівні нижнього карбону та встановлення нафтогазоносності продуктивних горизонтів серпуховського (С-3, С-4, С-5) ярусу нижнього карбону, попутно встановлення газового покладу продуктивних горизонтів К-6 і М-2. Проєктна глибина - 3500 м. Проєктний горизонт – С<sub>1</sub>с<sub>2</sub>.

Буріння незалежної пошукової свердловини №10 в межах Кушнірівської структури проєктується у склепінній частині тектонічного блоку. Мета буріння свердловини 10 - вивчення геологічної будови площі у візейських відкладах нижнього карбону, встановлення нафтогазоносності продуктивного горизонту В-19 та кори вивітрювання порід кристалічного фундаменту. Проєктна глибина – 4000 м. Проєктний горизонт – рЄ.

Буріння розвідувальних свердловин проєктується з метою розширення площі нафтогазоносності вже встановленого покладу (горизонт В-19) та тих що будуть встановлені пошуковими та розвідувальними свердловинами (С-3, С-4, С-5, рЄ).

Результати пошуково-розвідувального буріння та випробування

свердловин Кушнірівської площі дозволять встановити продуктивність горизонтів нижнього карбону, вивчити фізико-хімічні властивості флюїдів, фільтраційно-ємнісні характеристики пластів-колекторів, отримати підрахункові параметри, здійснити геолого-економічну оцінку відкритих покладів вуглеводнів.

Згідно проведених розрахунків загальні перспективні ресурси газу за категорією С<sub>3</sub> (код класу 333) Кушнірівської ділянки Борисівського ГКР по відкладах нижнього карбону та відкладів фундаменту складають 4131 млн м<sup>3</sup>, а видобувні – 2893 млн м<sup>3</sup>

У проєкті запропонований комплекс ГДС і випробування пошукових та розвідувальних свердловини дозволять отримати якісні і кількісні дані для здійснення геолого-економічної оцінки нових відкритих покладів вуглеводнів на Кушнірівській ділянці Борисівського ГКР і встановити доцільність подальшого проведення геолого-розвідувальних робіт в їх межах. За типову свердловину для розрахунків було обрано свердловину № 10, для якої проєктом передбачено вибір об'єктів для випробування та дослідження, обґрунтовано комплекс геофізичних досліджень, запроєктовано необхідні лабораторні дослідження та обґрунтовані інтервали відбору керну і шламу.

Аналіз одержаних геолого-економічних показників ефективності на Кушнірівській площі (приріст очікуваних запасів гаазу на одну свердловину, приріст очікуваних запасів газу на 1 м проходки, приріст запасів газу на 1 грн витрат, вартість підготовки запасів 1 м<sup>3</sup> газу) дозволяє зробити висновок про економічну ефективність проведення проєктних робіт на Кушнірівській площі.

### Перелік використаних джерел

1. Атлас родовищ нафти і газу України : в 6 т. Т. 4 : Західний нафтогазоносний регіон. – Львів : УНГА, 1998. – 327 с.
2. Галузевий стандарт України Геофізичні дослідження та роботиунафтогазових свердловинах, Київ, Міністерство екології та природних ресурсів.-2000 р.
3. Інструкція із застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу. - Київ: ДКЗ України, 1998 — 45 с.
4. Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр, затверджена постановою Кабінету Міністрів України 5.05. 1997 р. за № 432.
5. Колодій В.В, Височанський І.В. та інші “ Гідрогеологічні передумови нафтогазоносності північного борту Дніпровсько-Донецької западини”, Геологія і геохімія горючих копалин, 1999,№1, с. 21-29.
6. Лозинський, О. Є., Дубей Н.В. Пошук та розвідка нафтових і газових родовищ : Лаб. практикум. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2021. – 92 с.
7. Маєвський Б.Й., Лозинський О.Є., Гладун В.В., Чепіль П.М. Прогнозування, пошуки та розвідка нафтових і газових родовищ. Підручник.— Київ: Наукова думка, 2004 – 446 с.
8. Михайлів І.Р., Лозинський О.Є. Дипломування здобувача ступеня бакалавра. Методичні поради. – Мережеве електронне навчальне видання. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2021. – 33 с.
9. Нафтогазопромислова геологія: підручник / О. О. Орлов, М. І. Євдощук, В. Г. Омельченко [et al.]. – К. : Наук. думка, 2005. – 432 с.
10. Фондові матеріали АТ «Укргазвидобування».
11. Комп'ютерна програма Petrolres. <https://petrolres.nung.edu.ua/>