

Міністерство освіти і науки України
Національний університет Полтавська політехніка
імені Юрія Кондратюка

Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра буріння та геології
Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр
Спеціальність 103 Науки про Землю

Гораніт О.Р.
Александровська О.В.
Резерв

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри буріння та геології

Винников Ю.Л.

«06» 01 Ресерв 2026 року

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему Літолого-структурні особливості вуглеводневих пасток
Гусинського родовища

Пояснювальна записка

Керівник

старший викладач Лазебна Ю.В.

Лазебна Ю.В.
посада, наук. ступінь, ПІБ

підпис, дата,

Виконавець роботи

Козеренко М. А.

студент, ПІБ

група 601НЗ

М. Козеренко
підпис, дата

Консультант за 1 розділом

к.т.н. доц. Александровська О.В.

Александровська О.В.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

ст. викладач

Лазебна Ю.В.

Лазебна Ю.В.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

ст. викладач

Павленкова Н.Ф.

Павленкова Н.Ф.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом

ст. викладач

Лазебна Ю.В.

Лазебна Ю.В.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 5 розділом

ст. викл. Вовк М.О.

Вовк М.О.
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 20.01.2026

Полтава, 2026

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри буріння та геології
Винников Ю.Л.

«06» Весна 2026 року

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ
Козеренко Максим Анатолійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Літолого-структурні особливості вуглеводневих пасток Гусинського родовища

Керівник проекту (роботи) старший викладач Лазєбна Ю.В.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навч. закладу від «3» 09 2025 року №1015-р.а

2. Строк подання студентом проекту (роботи) 20.01.2026 р.

3. Вихідні дані до проекту (роботи) 1.Науково-технічна література, періодичні видання, конспекти лекцій. 2.Геологічні звіти 3.Графічні додатки по площі

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Розділ 1. Аналіз сучасного стану питання щодо особливостей вуглеводневих пасток північного борту дніпровсько-донецької западини, Розділ 2. Аналіз геологічної будови гусинського родовища, Розділ 3. Мета, методика та обсяг проєктованих робіт, Розділ 4. Аналіз пасток гусинського родовища за результатами пошуково-розвідувальних робіт, Розділ 5. Оцінка нафтогазоносності гусинського родовища.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) зведений стратиграфічний розріз, адміністративна карта району робіт, оглядова структурно-тектонічна карта, структурна карта по покрівлі кристалічного фундаменту, сейсмогеологічний розріз по профілю 6_24_3190, сейсмогеологічний розріз по профілю 7_24_3190, сейсмогеологічний розріз по профілю 59_24_3192.

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділ 1.	Мирошніченко О.В. к.т.н.		
Розділ 2.	Лазебна Н.В., ст. вчитель.		
Розділ 3.	Володимирова С.В. ст. вчитель.		
Розділ 4.	Лазебна Н.В., ст. вчитель.		
Розділ 5.	Вовк М.О., ст. вчитель.		

7. Дата видачі завдання 03.09.2025

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Аналіз проблеми, формулювання мети і задач дослідження, оформлення переліку використаних джерел	13.10.25 – 27.10.25
2	Обґрунтування методики виконання досліджень	28.10.25 – 10.11.25
3	Проведення досліджень, аналіз результатів дослідження	11.11.25 – 30.11.25
4	Висновки і рекомендації	01.12.25 – 15.12.25
5	Оформлення та узгодження роботи	16.12.25 – 05.01.26
6	Попередні захисти робіт	06.01.26 – 17.01.26
7	Захист роботи	20.01.26 – 24.01.26

Студент

(підпис) Козерейко М.А.
(прізвище та ініціали)

Керівник проекту (роботи)

(підпис) Лазебна Н.В.
(прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ	6
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ.....	8
ВСТУП.....	10
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПИТАННЯ ЩОДО ОСОБЛИВОСТЕЙ ВУГЛЕВОДНЕВИХ ПАСТОК ПІВНІЧНОГО БОРТУ ДНІПРОВСЬКО–ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ. Мета та завдання досліджень.....	13
1.1. Аналіз сучасного стану дослідження літолого-структурних особливостей вуглеводневих пасток.....	13
1.2. Загальна характеристика геологічної будови та нафтогазонасті району.....	18
1.3. Геолого-геофізична вивченість району.....	23
1.4. Висновки до розділу 1. Мета та завдання досліджень.....	27
РОЗДІЛ 2. АНАЛІЗ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ГУСИНСЬКОГО РОДОВИЩА..	28
2.1. Літолого-стратиграфічні особливості родовища.....	28
2.2. Тектонічна будова родовища.....	38
2.3. Гідрогеологічні умови родовища.....	41
2.4. Висновки до розділу 2.....	44
РОЗДІЛ 3. МЕТА, МЕТОДИКА ТА ОБСЯГ ПРОЕКТОВАНИХ РОБІТ.....	46
3.1. Обґрунтування постановки робіт	46
3.2. Система розміщення свердловин.....	47
3.3. Комплекс геолого-геофізичних досліджень.....	59
3.4. Комплекс лабораторних досліджень.....	54
3.5. Висновки до розділу 3.....	57
РОЗДІЛ 4. АНАЛІЗ ПАСТОК ГУСИНСЬКОГО РОДОВИЩА ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ПОШУКОВО-РОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ	59
4.1. Обсяг та результати пошуково-розвідувальних робіт.....	59

4.2. Критерії нафтогазоносності та виділення перспективних пасток.....	63
4.3. Аналіз структурних особливостей пасток Гусинського родовища.....	67
4.4. Аналіз літологічних особливостей пасток Гусинського родовища.....	69
4.5. Висновки до розділу 4.....	73
РОЗДІЛ 5. ОЦІНКА НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ГУСИНСЬКОГО РОДОВИЩА.....	75
5.1. Основні геолого-промислові параметри нафтогазоносних горизонтів.....	75
5.2. Підрахунок ресурсів природного газу.....	77
5.3. Аналіз залежностей об'єму ресурсів покладів від літолого-структурних особливостей пасток.....	79
5.4. Висновки до розділу 5.....	82
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	84
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	86
ДОДАТКИ.....	91
ДОДАТОК А. Зведений стратиграфічний розріз	
ДОДАТОК Б. Оглядова структурно-тектонічна карта	
ДОДАТОК В. Структурна карта по покрівлі кристалічного фундаменту	
ДОДАТОК Г. Сейсмогеологічний розріз по профілю 6_24_3190	
ДОДАТОК Д. Сейсмогеологічний розріз по профілю 7_24_3190	
ДОДАТОК Е. Сейсмогеологічний розріз по профілю 59_24_3192	
ДОДАТОК Д. Геолого-технічний наряд	

АНОТАЦІЯ

Козеренко М.А. Літолого-структурні особливості вуглеводневих пасток Гусинського родовища. Кваліфікаційна робота магістра за спеціальністю 103 «Науки про Землю». Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», Полтава, 2026.

Робота присвячена аналізу геологічної будови Гусинського родовища та встановленню літолого-структурних чинників, що визначають формування, герметизацію та працездатність вуглеводневих пасток. У межах дослідження узагальнено стратиграфічні, тектонічні та гідрогеологічні умови району робіт, проаналізовано структурні параметри пасток у блоково-розломному середовищі, а також оцінено літологічні особливості продуктивних товщ - неоднорідність колекторів, наявність внутрішньопластових екранів і покришок.

У роботі застосовано комплекс геолого-геофізичних та аналітичних методів - структурно-геологічний аналіз за сейсмічними матеріалами, інтерпретацію даних свердловинних геофізичних досліджень, кореляцію розрізів, узагальнення результатів випробувань пластів і лабораторних визначень фільтраційно-ємнісних характеристик. За результатами виконано виділення перспективних пасток за критеріями нафтогазоносності, обґрунтовано тип пасток як комбінований із суттєвою роллю тектонічного екранування та літологічних обмежень.

Практичне значення роботи полягає в обґрунтуванні критеріїв виділення перспективних об'єктів і підготовці рекомендацій щодо подальших пошуково-розвідувальних робіт на Гусинському родовищі - уточнення меж пасток, перевірки герметичності прирозломних зон, деталізації літологічної будови колекторів і оптимізації комплексу свердловинних досліджень.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: ГУСИНСЬКЕ РОДОВИЩЕ, ВУГЛЕВОДНЕВІ ПАСТКИ, ЛІТОЛОГО-СТРУКТУРНИЙ КОНТРОЛЬ, ТЕКТОНІЧНЕ ЕКРАНУВАННЯ, КОЛЕКТОР, ПОКРИШКА, ГАЗ, РЕСУРСИ, ДНІПРОВСЬКО–ДОНЕЦЬКА ЗАПАДИНА.

ABSTRACT

Kozenenko M.A. Lithological and structural features of hydrocarbon traps of the Husynske Field. Master's qualification thesis in Specialty 103 "Earth Sciences". National University "Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic", Poltava, 2026.

The thesis focuses on the analysis of the geological structure of the Husynske Field and on identifying the lithological and structural factors that control the formation, sealing, and effectiveness of hydrocarbon traps. The study summarizes the stratigraphic, tectonic, and hydrogeological conditions of the work area, analyzes the structural parameters of traps within a block-faulted setting, and evaluates lithological features of the productive sequences, including reservoir heterogeneity, the presence of intraformational seals, and cap rocks.

A set of geological, geophysical, and analytical methods was applied, including structural–geological analysis based on seismic data, interpretation of well logging results, stratigraphic correlation, and generalization of formation testing outcomes and laboratory determinations of reservoir properties. As a result, prospective traps were delineated using hydrocarbon criteria, and the trap type was substantiated as combined, with a significant role of tectonic sealing and lithological constraints.

The practical significance of the thesis lies in substantiating criteria for selecting prospective targets and developing recommendations for further exploration activities within the Husynske Field, including refinement of trap boundaries, verification of sealing in near-fault zones, detailed characterization of reservoir lithology, and optimization of the well investigation program.

KEYWORDS: HUSYNSKE FIELD, HYDROCARBON TRAPS, LITHOLOGICAL–STRUCTURAL CONTROL, TECTONIC SEALING, RESERVOIR, CAP ROCK, GAS, RESOURCES, DNIPRO–DONETS DEPRESSION

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ВВ - вуглеводні

ДДЗ - Дніпровсько–Донецька западина

ГДС - геофізичні дослідження свердловин (комплекс свердловинних вимірювань для виділення пластів, оцінки колекторів і насичення)

ВСП - вертикальне сейсмічне профілювання

ГТК - геолого-технологічний контроль під час буріння

СК - стандартний каротаж

ПС - каротаж самовільної поляризації

ГК - гамма-каротаж

НК - нейтронний каротаж

НГК - нейтронно-гамма-каротаж

ІННК - імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж

АК - акустичний каротаж

ІК - індукційний каротаж

БК - боковий каротаж

БКЗ - бокове каротажне зондування

МК - мікрокаротаж

БМК - боковий мікрокаротаж

Рез. - резистивіметрія (вимірювання питомого електричного опору)

ВЦК - високочастотний цементметричний каротаж (контроль якості цементування)

АКЦ - акустичний контроль цементування (акустична цементометрія)

СГДТ - селективний гамма-дефектомір-товщиномір (контроль технічного стану обсадної колони)

ДСІ - індукційна дефектоскопія свердловини (контроль технічного стану обсадної колони)

ВПТ - випробувач пластів на трубах (випробування інтервалів у відкритому стовбурі)

ВПК - випробування пластів у колоні (після обсадження та перфорації)

РК - радіоактивний каротаж (глибинна прив'язка інтервалів робіт)

ПКС-80, ПКО-89 - типи кумулятивних перфораційних зарядів

ОПН-7 - відбірник проб пластових флюїдів типу ОПН-7

ВСТУП

Актуальність роботи зумовлена тим, що приріст ресурсної бази нафти й газу в межах Дніпровсько–Донецької западини дедалі частіше пов'язаний не з простими антиклінальними структурами, а з пастками комбінованого типу, де вирішальними стають літологічні обмеження колекторів, блоково-розломна будова та тектонічне екранування. У таких умовах помилка в уявленнях про геометрію розломів, межі піщаних тіл, витриманість покришок або ступінь сегментації резервуара призводить до невірної оконтурення пастки і, як наслідок, до зниження ефективності пошуково-розвідувальних робіт. Для Гусинського родовища актуальність теми підсилюється необхідністю узгодженого аналізу структурних побудов із даними свердловинних досліджень, керн та випробувань, щоб обґрунтовано визначати тип пасток, межі їх замикання та фактори герметизації.

Метою роботи є встановлення літолого-структурних особливостей вуглеводневих пасток Гусинського родовища та обґрунтувати перспективні об'єкти для подальшого уточнення і дорозвідки на основі комплексної інтерпретації геолого-геофізичних матеріалів.

Для досягнення поставленої мети вирішуються такі завдання:

- охарактеризувати геологічну будову Гусинського родовища і стратиграфічну приуроченість перспективних продуктивних інтервалів, виділити основні колекторські та екрануючі товщі;
- проаналізувати тектонічну будову, а саме блоковість, систему порушень, їх роль у формуванні екранування та напівзамкненості пасток;
- оцінити літологічну неоднорідність продуктивних горизонтів - витриманість піщаних тіл, внутрішньопластові екрани, фаціальні заміщення, що визначають межі резервуара і тип контакту флюїдів;
- сформулювати критерії виділення перспективних пасток за сукупністю ознак сейсміки, ГДС, керн, лабораторних досліджень і випробувань;

- виконати розрахункову оцінку перспективних ресурсів і показати, як структурні параметри та літологічні властивості впливають на очікуваний об'єм покладів.

Об'єкт дослідження - процес формування та збереження вуглеводневих пасток у межах Гусинського родовища.

Предмет дослідження - літолого-структурні чинники, що визначають геометрію, тип і працездатність пасток - морфологія структурного замикання, розломне екранування, межі та неоднорідність колекторів, властивості покришок і внутрішньопластових екранів, умови сегментації резервуара.

Методи дослідження включають структурно-геологічний аналіз і узагальнення наявних геолого-геофізичних матеріалів - інтерпретацію даних свердловинних геофізичних досліджень для виділення колекторів і оцінки насичення, кореляцію розрізів, аналіз керн та лабораторних визначень фільтраційно-ємнісних характеристик, зіставлення результатів випробувань з інтерпретацією ГДС, а також об'ємні розрахунки ресурсів із використанням структурних параметрів пасток і петрофізичних показників колекторів.

Наукова новизна роботи - отримано нові дослідні дані, щодо формування узгодженої літолого-структурної інтерпретації пасток Гусинського родовища на основі комплексного підходу, де структурні побудови розглядаються разом із літологічними обмеженнями колекторів і фактором розломного екранування, що дозволяє деталізувати уявлення про тип пасток і причини відмінностей їх перспективності в межах одного родовища.

Практичне значення одержаних результатів полягає в обґрунтуванні критеріїв виділення перспективних пасток і в підготовці рекомендацій для подальших пошуково-розвідувальних робіт на Гусинському родовищі - уточнення контурів пасток, пріоритетності об'єктів, необхідного комплексу ГДС, відбору керн і випробувань для перевірки герметизації та витриманості колекторів.

Достовірність наукових положень і висновків визначається використанням взаємодоповнювальних джерел геологічної інформації та їх взаємною перевіркою - узгодженням структурних побудов із даними свердловин,

підтвердженням літологічних інтерпретацій матеріалами керна і лабораторних досліджень, а також контролем прогнозів результатами випробувань продуктивних інтервалів.

Робота складається з 94 сторінок, 16 таблиць, одного рисунку та 7 графічних додатків.

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПИТАННЯ ЩОДО ОСОБЛИВОСТЕЙ ВУГЛЕВОДНЕВИХ ПАСТОК ПІВНІЧНОГО БОРТУ ДНІПРОВСЬКО–ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ. Мета та завдання досліджень

1.1. Аналіз сучасного стану дослідження літолого-структурних особливостей вуглеводневих пасток

Питання літолого-структурного контролю формування покладів вуглеводнів у межах нафтогазоносних районів залишається одним із ключових для сучасної геологорозвідки, оскільки «простих» антиклінальних об'єктів із чітко вираженим склепінням стає дедалі менше, а приріст ресурсної бази дедалі частіше пов'язаний із пастками комбінованого типу [42, 46, 8, 43].

Для північнобортового нафтогазоносного району типовими є багатопластові поклади з широким стратиграфічним діапазоном продуктивності - від середнього карбону до кристалічного фундаменту. Переважають пастки склепінного типу, однак дуже поширені елементи літологічного та тектонічного екранування, через що контакти часто мають газоводяний або літологічно обмежений характер. Колекторами найчастіше виступають пісковики та алевrolіти з різною якістю фільтраційно-ємнісних властивостей, рідше - тріщинуваті вапняки та розущільнені породи фундаменту; пластові тиски здебільшого близькі до гідростатичних, а в складі газу домінує метан (приблизно 90–95%) [38, 40].

Важливою рисою тектонічно-екранованих пасток району є те, що вгору пастка від подошви осадової товщі поступово розкривається і на рівні верхнього серпухову переходить у монокліналь, що потрібно враховувати при прогнозі меж покладів та виборі інтервалів випробування [8, 24, 42].

Для Гусинського родовища, яке розглядається у роботі, актуальність такого аналізу посилюється необхідністю чітко розуміти, як саме поєднання літологічних факторів (фаціальна мінливість, виклинювання колекторів, неоднорідність піщаних тіл) і структурних чинників (розривні порушення,

блоковість, прирозломні підняття) формує пастку, забезпечує герметизацію та зумовлює ефективність накопичення вуглеводнів [40, 41, 47, 50].

Історично підходи до пошуку пасток у межах Дніпровсько-Донецької западини та суміжних зон еволюціонували від орієнтації на лобре виражені структурні об'єкти до цілеспрямованого виявлення неантиклінальних і комбінованих пасток. На ранніх етапах геологорозвідувальних робіт значний інтерес був зосереджений на соляно-купольних структурах і пов'язаних із ними можливих пастках, що відповідало тодішнім уявленням про найперспективніші геологічні ситуації. Надалі, із нарощуванням фактичного матеріалу буріння та геофізики, відбувся перехід до глибших горизонтів і складніших пасток - зокрема тих, що контролюються розломами та літологічними обмеженнями. Важливим кроком стало усвідомлення того, що прямі прояви нафти й газу можуть фіксуватися «попутно» під час вирішення інших задач, а отже, інтерпретація геологічної інформації та постановка пошукових моделей мають вирішальне значення.

Сучасний стан досліджень літолого-структурних пасток базується на інтеграції декількох блоків знань: тектонічної будови, стратиграфо-літологічної організації розрізу, властивостей колекторів і покришок, а також на уявленнях про міграцію та акумуляцію флюїдів. У межах північних прибортових зон і північного борту характерною є підвищена роль розривних порушень, блокової будови фундаменту й формування серій тектонічних «сходин», що створюють прирозломні малоамплітудні підняття. Саме такі підняття, у поєднанні з екрануванням по скидових площинах, формують пастки тектонічно-екранованого типу, де герметизація досягається або за рахунок безпосередньої «стілки» розлому, або за рахунок притиснення колектора до непроникних товщ. Для Гусинського родовища це означає, що аналіз має включати не лише картування склепінної частини, а й детальне простеження зон розломів, їх кінематики, протяжності, а також оцінку ролі розломів як шляхів міграції або, навпаки, як екранів [40, 46, 24].

Літологічний чинник у формуванні пасток проявляється через мінливість фацій і морфології піщаних тіл, зміну гранулометричного складу та цементації,

появу прошарків глин, алевролітів і карбонатів, що розчленовують колектор на окремі «пачки» або створюють локальні бар'єри. Найбільш типові літологічні механізми формування пасток - виклинювання пористих пісковиків у бік глинистих фацій, заміщення колектора на малопроникні породи, а також формування ізольованих піщаних лінз. У реальних геологічних умовах Гусинського родовища «чиста» літологічна пастка трапляється рідше, натомість поширені комбіновані варіанти, де літологічне обмеження працює разом із тектонічним екрануванням або з невеликою структурною формою.

Важливою особливістю сучасних уявлень є те, що пастка розглядається як система «колектор - покривка - екран - шлях міграції», а не лише як геометрія склепіння. У межах карбонатно-теригенних комплексів колекторами найчастіше виступають порові пісковики з різною якістю фільтраційно-ємнісних властивостей, рідше - тріщинуваті вапняки, тоді як у верхній частині кристалічного фундаменту можливі тріщинуваті або тріщинно-кавернозні колектори, пов'язані із зонами розуцілення та корою вивітрювання. Наявність промислових припливів із фундаменту в окремих районах стала підставою для виділення «фундаментного» напряму пошуків, але водночас продемонструвала методичні труднощі: такі об'єкти складніше прогнозувати, а їхня продуктивність суттєво залежить від тріщинуватості, інтенсивності розломної тектоніки та характеру вторинних змін порід [8, 24, 46]. Для Гусинського родовища це означає доцільність аналізу не лише осадового чохла, а й верхніх інтервалів фундаменту як потенційної складової комбінованої пастки.

Сучасна класифікація літолого-структурних пасток у нафтогазоносних районах, яку застосовують у практиці інтерпретації, зазвичай зводиться до трьох груп: структурні, літологічні та комбіновані, але в межах комбінованих найпоширенішими є саме тектонічно-екрановані й літолого-екрановані поклади. У тектонічно-екранованих пастках ключовими параметрами стають - амплітуда і кут падіння скиду, ступінь розчленованості блоків, положення пастки відносно розломної зони та наявність надійної покривки. У літолого-екранованих - вирішальними є геометрія піщаного тіла, фаціальний перехід у

непроникні породи, латеральна витриманість колектора, а також наявність вертикального екранування глинистими пачками. Комбіновані пастки поєднують ці механізми, і саме вони часто забезпечують локалізацію покладів у складних геологічних умовах.

З позицій сучасної методики, дослідження літолого-структурних пасток сьогодні майже неможливе без якісної сейморозвідки та її коректної геологічної прив'язки. Якщо раніше основним продуктом інтерпретації була структурна карта по відбивному горизонті, то нині основний акцент зміщується до: деталізації розломної мережі, аналізу сейсмічних атрибутів, оцінки ймовірної фаціальної будови та прогнозу колекторських властивостей. Для Гусинського родовища практичне значення має саме здатність розділити - де розлом є екраном, а де він може бути «каналом» перетоків; де виклинювання колектора формує пастку, а де воно лише погіршує ефективну товщину; де локальна структура підтримує акумуляцію, а де її роль другорядна. Усе це потребує комплексування сейсміки з даними каротажу, керн, випробувань, а також зі стратиграфічними моделями, що відображають реальну зміну середовищ осадонакопичення[42, 46, 33, 34].

Окремий сучасний напрям - оцінка «надійності» флюїдоопори та герметичності пастки. У комбінованих пастках критичним стає не лише факт наявності глинистих товщ, а й їхня тріщинуватість, розущільнення біля розломів, можливі зони розущільнення у покришці та вплив тектонічних напружень. Практично це зводиться до необхідності оцінювати пастку як ризиковий об'єкт із кількома незалежними складовими ризику - геометрія пастки, якість колектора, наявність і якість покришки, заряд (наявність вуглеводнів і шляхів міграції), збереженість покладу в часі. Такий підхід є найбільш конструктивним для сучасного етапу вивчення Гусинського родовища, оскільки дозволяє уникнути «спрощення» пастки до однієї ознаки.

Узагальнення ключових елементів пастки, їх типових проявів у геологічній будові, методів виявлення та основних ризиків наведено в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1. - Елементи пастки, типові прояви і метод виявлення

Елемент пастки	Типові прояви в геологічній будові	Основні методи виявлення	Найчастіші ризики
Структурний контроль	локальне підняття, блокова будова, прирозломна форма	сейсміка 2D/3D, структурні карти, аналіз кінематики розломів	хибне замикання, недовиявлені скидові порушення
Тектонічне екранування	притиснення колектора до непроникних товщ по розлому	детальне картування розломів, атрибути розривності, зіставлення з даними свердловин	«протікаючий» розлом, перетоки, розгерметизація
Літологічне обмеження	виклинювання пісковиків, фаціальна заміна, піщані лінзи	сейсмостратиграфія, керн, ГДС, літолого-фаціальне моделювання	невитриманість колектора, завищення ефективної товщини
Покришка	глинисті товщі, мергелі, щільні карбонати	ГДС, лабораторні дослідження, аналіз тріщинуватості, геомеханічні оцінки	тріщинуватість, локальні «вікна» витоку
Колектор	порові пісковики, рідше тріщинуваті карбонати або фундамент	керн, петрофізика, випробування, інверсія сейсміки (за наявності)	низька проникність, сильна неоднорідність, водонасичення

Підсумовуючи сучасний стан питання, можна зазначити, що головний тренд у дослідженнях літолого-структурних пасток - перехід від «геометричного» розуміння пастки до системного, де пастка є результатом одночасної дії тектонічних і літологічних факторів, а оцінка перспективності ґрунтується на інтеграції сейсмічних, свердловинних і лабораторних даних. Для Гусинського родовища це означає практичну необхідність: деталізувати розривну тектоніку, обґрунтувати механізми екранування, встановити закономірності поширення колекторів і їх якості, а також оцінити надійність покришок і збереженість пастки - саме ці компоненти визначають успішність пошуків і достовірність прогнозу нафтогазоносності.

1.2. Загальна характеристика геологічної будови та нафтогазоності району

Район робіт приурочений до Східного нафтогазоносного району України та пов'язаний із Дніпровсько–Донецькою западиною - однією з найважливіших нафтогазоносних провінцій країни. У межах цього району розташоване Гусинське родовище, геологічні передумови формування якого визначаються поєднанням рифтової тектоніки, блоково-розломної будови фундаменту та літолого-фаціальної мінливості осадового чохла. Для загальної характеристики важливо розглядати район не як локальну структуру, а як частину регіональної системи, де джерела генерації, шляхи міграції та умови акумуляції вуглеводнів формуються в межах єдиного геодинамічного комплексу [25, 26, 42].

У тектонічному відношенні Дніпровсько–Донецька западина є внутрішньоплатформеною рифтовою структурою, що сформувалася в межах південної частини Східноєвропейської платформи. Її будова ускладнена поєднанням грабеноподібних елементів у нижній частині розрізу та більш пологих синеклізних форм у верхніх інтервалах осадового чохла [45, 43]. Для западини характерна значна протяжність у плані та виражена асиметрія занурення кристалічного фундаменту, що зумовлює різку зміну глибин залягання перспективних горизонтів і суттєву неоднорідність тектонічного стилю в різних її частинах. Крайові розломи рифтової системи відіграють роль не лише межових структур, а й довготривалих активних зон, які контролювали осадонакопичення, формування блоків, локальних піднять і, як наслідок, пасток вуглеводнів.

Специфіка північного борту полягає в тому, що він розташований за межами центрального грабена, має порівняно невеликі потужності осадового чохла та характеризується широким розвитком розривних порушень. Саме тут тектонічний фактор часто є визначальним у формуванні пасток - зокрема тектонічно екранованих і комбінованих. Для північної прибортової зони типовими є блокова будова фундаменту й система розломів із помітними амплітудами зміщень, що простежуються як у фундаменті, так і в осадовому

чохлі. У межах таких зон формуються тектонічні “сходини” - структурні ступені, пов’язані з різною активністю окремих блоків. Важливим наслідком цієї будови є виникнення прирозломних малоамплітудних піднять, які можуть виступати пастками склепінного пластового типу або створювати умови для екранування покладів по скидових площинах. Для Гусинського родовища така ситуація є принциповою, оскільки локалізація покладів у подібних районах часто визначається не “класичною” антикліналлю, а структурно-розломним контролем у поєднанні з літологічними обмеженнями колектора[40, 8, 45].

Стратиграфічна будова району відображає еволюцію платформи від кристалічного фундаменту до молодих осадових товщ. Кристалічний фундамент представлений породами докембрійського віку - переважно гнейсами, гранітоїдами, діоритами та метаморфітами різного складу. Його верхня частина в окремих місцях зазнавала розуцілення та перетворень, формуючи кору вивітрювання й зони підвищеної тріщинуватості. Саме такі інтервали є потенційними колекторами у верхній частині фундаменту, особливо поблизу розломів, де тріщинуватість інтенсивніша і може формувати проникні зони для флюїдів. У практиці пошуків на північному борту вже відомі приклади отримання припливів із фундаменту поблизу скидових порушень, що підкреслює перспективність цього напрямку для об’єктів, подібних до Гусинського родовища.

Основна частина осадового чохла в районі робіт приурочена до палеозойських відкладів, серед яких найбільше значення має кам’яновугільна система. Вона представлена нижнім, середнім і верхнім відділами, що відрізняються як умовами осадонакопичення, так і складом порід та колекторськими властивостями. Нижній карбон (зокрема візейські та серпухівські товщі) у багатьох районах Дніпровсько–Донецької западини є ключовим з позицій нафтогазоносності - саме тут зосереджена значна частина продуктивних горизонтів. Візейські відклади зазвичай представлені чергуванням карбонатних і теригенних пачок - вапняків, пісковиків, алевролітів та аргілітів. Теригенні колектори часто приурочені до пісковиків різної зернистості, цементації та ступеня вторинних змін, а флюїдоупори формуються

глинистими та карбонатними шарами з низькою проникністю. Верхньовізейські товщі, як правило, більш глинисті, що підсилює екрануючу роль покришок, але водночас ускладнює прогноз латеральної витриманості піщаних тіл.

Серпухівський ярус характеризується строкатішим літологічним складом - від відносно однорідних глинистих товщ до пачок пісковиків та алевролітів, здатних формувати локальні колектори [42, 46, 8]. У багатьох випадках саме піщані пласти серпухівського віку можуть бути перспективними за аналогією з суміжними територіями, однак їхня продуктивність залежить від фаціальної обстановки та ступеня розчленованості розрізу глинистими прошарками. Для умов Гусинського родовища це означає, що найбільш реалістичні пастки очікуються там, де поєднуються - наявність піщаного тіла, структурне підняття або прирозломне положення та надійна глиниста покришка.

Середній карбон (башкирський і московський яруси) в межах північного борту часто представлений значними теригенними товщами з чергуванням пісковиків, алевролітів і аргілітів, місцями з малопотужними карбонатними прошарками. У нижніх частинах розрізу можуть бути поширені алювіальні піщані пачки, а вище - морські теригенні комплекси, що загалом створює передумови для формування шаруватих, різновікових колекторів. Важливо, що такі товщі нерідко демонструють різку зміну колекторських властивостей як по вертикалі, так і в плані, тому пастки тут часто мають комбінований характер - структурний чинник "підсвічує" зону акумуляції, а літологічний визначає її межі [42, 45, 8].

Мезозойські та кайнозойські відклади в районі робіт представлені тріасовими, юрськими, крейдовими та більш молодими товщами, які переважно відіграють роль покривних комплексів і гідрогеологічного середовища. Вони можуть містити окремі колектори, однак для північного борту, де головні промислові поклади зосереджені у карбоні та місцями у фундаменті, мезозой-кайнозой частіше виконує функції регіонального перекриття та екранування, а також визначає умови залягання верхніх водоносних горизонтів, що важливо для безпечного буріння [3, 9, 46].

Нафтогазоносність Дніпровсько–Донецької западини загалом характеризується широким стратиграфічним діапазоном продуктивності - від юрських відкладів до докембрійського фундаменту, а також значною різноманітністю фазового стану вуглеводнів. У межах Східного регіону спостерігається співіснування газових, газоконденсатних, нафтових та перехідних флюїдів, що пояснюється різними термобаричними умовами, ступенем катагенетичної перетвореності органічної речовини та глибинним положенням продуктивних комплексів [25, 26, 37]. Просторово газоконденсатні скупчення часто тяжіють до певних зон, зокрема північної прибортової частини, тоді як у напрямку інших сегментів западини змінюється співвідношення газової і рідкої фаз, що відображає регіональну зональність генерації та фазових перетворень.

Для району робіт принциповим є те, що північний борт вирізняється відсутністю потужних хемогенних і галогенних товщ нижньої пермі, які в інших частинах западини можуть відігравати роль регіональних покришок. У таких умовах герметизація покладів частіше забезпечується - глинистими пачками карбону, локальними літологічними екранами та тектонічним екрануванням уздовж розломів. Саме тому в районі Гусинського родовища найбільш обґрунтованою є модель пасток, де ключову роль відіграють прирозломні структури, а також зони виклинювання або фаціальної заміни пісковиків на малопроникні породи [40, 8, 42, 45].

Типи пасток, що є характерними для Дніпровсько–Донецької западини, включають масивно-пластові склепінні поклади, літологічно обмежені пастки та різні варіанти комбінованих пасток. Для північного борту особливо важливими є - тектонічно екрановані поклади в нижньокам'яновугільних відкладах, а також поклади у зонах тріщинуватості й розущільнення верхньої частини фундаменту. У практичному плані це означає, що пошукові критерії для Гусинського родовища мають спиратися на встановлення - конфігурації розломів, блоковості, локальних піднять, зон можливого екранування та просторового розвитку колекторів у візейсько–серпухівських і середньокам'яновугільних товщах.

Основні стратиграфічні комплекси, що беруть участь у формуванні нафтогазоносності району робіт, та їх потенційна роль у нафтогазоносній системі наведені в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2. - Основні стратиграфічні комплекси у формуванні нафтогазоносності району робіт

Стратиграфічний комплекс	Типові породи	Потенційна роль у нафтогазоносній системі району
Кристалічний фундамент (докембрій)	гранітоїди, гнейси, метаморфіти, зони кори вивітрювання	тріщинуваті та розущільнені колектори поблизу розломів - можливі зональні поклади
Нижній карбон (візей - серпухів)	пісковики, алевроліти, аргіліти, вапняки	основні теригенні колектори - пластові та комбіновані пастки - екранування глинами й розломами
Середній карбон (башкир - московський)	теригенні товщі з карбонатними прошарками	шаруваті колектори з різкою мінливістю властивостей - перспективи локальних пасток у межах блоків
Мезозой	глини, пісковики, мергелі, крейда	переважно покривні товщі та гідрогеологічне середовище - локальні колектори другорядні
Кайнозой - четвертинні	піски, суглинки, глини	верхня частина гідрогеологічного розрізу - важлива для умов буріння та охорони вод

Отже, район робіт характеризується поєднанням - рифтово-блокової тектоніки, значної ролі розломів у формуванні локальних піднять і екранів, а також складної стратиграфічної будови з домінуванням кам'яновугільних теригенно-карбонатних товщ. Нафтогазоносність визначається широким діапазоном продуктивних комплексів, але для умов Гусинського родовища найбільш перспективними є нижньо- та середньокам'яновугільні горизонти і, за наявності сприятливих умов, верхні інтервали тріщинуватого фундаменту.

Саме ці особливості формують геологічні передумови для існування вуглеводневих пасток у районі робіт і задають напрям подальшого обґрунтування пошуково-розвідувальних рішень у наступних підрозділах.

1.3. Геолого-геофізична вивченість району

Геолого-геофізична вивченість району робіт, у межах якого розглядається Гусинське родовище, сформована багаторічним етапним накопиченням матеріалів - від перших пошукових робіт у межах Дніпровсько–Донецької западини до цілеспрямованих досліджень північного борту та деталізації локальних тектонічно-екранованих об'єктів [49, 1, 36]. Загальна тенденція розвитку робіт у регіоні полягала в переході від пошуків «очевидних» структурних пасток до виявлення складніших пасток комбінованого типу, де визначальними стають розломи, блоковість та латеральна мінливість колекторів.

Початковий етап нафтогазопошукових робіт у Дніпровсько–Донецькій западині пов'язують із 1930-ми роками - перші нафтові прояви були зафіксовані під час робіт, що не мали прямої нафтогазової спеціалізації. Відкриття Роменського району та отримання промислових припливів з солянокупольних структур стало поштовхом до створення спеціалізованих організацій та постановки системних геолого-геофізичних робіт. У той час пошуки орієнтувалися на структури, подібні до соляних куполів, однак надалі з'ясувалося, що такий підхід не може забезпечити стабільного приросту запасів, і акценти поступово змістилися до інших типів об'єктів. Важливу роль відіграли відкриття Радченківського нафтогазового та Шебелинського газоконденсатного родовищ у 1948–1950 рр., після яких масштаби пошуково-розвідувальних робіт у межах западини істотно зросли [42, 49, 37].

Найінтенсивніший етап нарощування геологорозвідувальних робіт припадає на перші десятиліття після відкриття великих родовищ - у різних тектонічних зонах западини були введені в розвідку десятки об'єктів, суттєво збільшилися обсяги буріння, а також розширився комплекс геофізичних методів. Характерною рисою цього періоду стало систематичне ускладнення пошукових моделей - уже з кінця 1960-х років відбувається переорієнтація на глибини 3–5 км, паралельно швидко зростають обсяги сейсмозвідувальних робіт і підвищуються вимоги до якості структурної інтерпретації. З 1970-х років, на фоні дефіциту «великих» об'єктів, успішно розпочинається

промислова оцінка малоамплітудних піднянь на малих і середніх глибинах - це призводить до повторного аналізу раніше досліджених площ і відкриття нових, уже економічно привабливих об'єктів [49, 42].

Окремий етап у формуванні сучасної вивченості району робіт - розвиток напрямку, пов'язаного з пастками неантиклінального типу та комбінованими пастками. Перші спроби такого пошуку були обмежено успішними і певний час не отримали широкого розвитку, однак з середини 1980-х років підготовка неантиклінальних об'єктів стала системною - насамперед на схилах негативних структур, у зонах фаціальної мінливості й виклинювання колекторів. Паралельно наприкінці 1980-х років почалося активне освоєння північного борту Дніпровсько-Донецької западини, де нафтогазоносність підтвердилася не лише в палеозойських відкладах, але й у верхніх інтервалах кристалічного фундаменту - промислові припливи вуглеводнів отримували на окремих площах, приурочених до розломних зон. Для району Гусинського родовища це принципово, оскільки саме розломно-блокова будова та можливе тектонічне екранування є одним із ключових чинників формування пасток [40, 8, 45].

Сучасна геолого-геофізична база району робіт сформована за рахунок поєднання - сейсмозрозвідки, даних глибокого буріння, промислово-геофізичних досліджень у свердловинах, а також інтерпретації матеріалів геологічного картування та регіональних узагальнень. Провідну роль у локалізації пасток і побудові структурних моделей відіграє сейсмозрозвідка відбитих хвиль, оскільки саме вона дає можливість простежити конфігурацію розломів, блоковість, виділити поверхні кореляції та обґрунтувати структурне замикання перспективних горизонтів. Для Гусинського родовища суттєве значення має коректне виділення розривних порушень - у подібних умовах навіть малоамплітудні зміщення можуть визначати наявність або відсутність пастки через екранування по розлому [40, 41, 45].

Бурові роботи в межах Гусинського родовища забезпечують прив'язку геофізичних матеріалів і деталізацію розрізу. Найбільш інформативним є комплекс даних по пошуково-розвідувальних свердловинах (умовно - №1-3), який включає - геолого-технічні матеріали, керновий і шламовий матеріал,

результати випробувань, а також матеріали геофізичних досліджень свердловин. Саме свердловинні дані дозволяють перейти від «геометричної» моделі пастки до реальної нафтогазогеологічної моделі, де критичними стають ефективна товщина, тип і якість колектора, характер насичення, наявність внутрішніх екранів і властивості покриття [12, 46, 42].

Промислово-геофізичні дослідження у свердловинах у межах району робіт традиційно включають електричні, радіоактивні та акустичні методи, за результатами яких здійснюють - розчленування розрізу, виділення колекторів, оцінку пористості та проникності за петрофізичними залежностями, визначення характеру насичення, уточнення меж пластів. Важливо, що в умовах тектонічно ускладнених об'єктів саме свердловинна геофізика часто фіксує непрямі ознаки впливу розломів - зони підвищеної тріщинуватості, розущільнення, а також різкі зміни літологічного складу і властивостей порід на коротких інтервалах.

Рівень вивченості Гусинського родовища можна вважати достатнім для обґрунтування загальної моделі геологічної будови та виділення пріоритетних напрямків подальших робіт, однак він має типові обмеження, характерні для північного борту - складна розломна мережа та блоковість можуть спричинити неоднозначність сейсмічної інтерпретації, а фаціальна мінливість піщаних тіл у карбоні створює ризик помилок у прогнозі суцільності колектора. У таких умовах найбільш ефективним є підхід, коли структурна модель постійно уточнюється за результатами буріння, а літологічна модель формується на основі спільного аналізу керн, каротажу та сеймостратиграфічних ознак [12, 46, 42].

Узагальнення основних видів даних, що визначають сучасну геолого-геофізичну вивченість району робіт і їх практичне значення для оцінки пасток Гусинського родовища, наведено в таблиці 1.3.

Таблиця 1.3. - Узагальненні основні види даних, що визначають сучасну вивченість району робіт

Вид матеріалів	Що саме уточнює для Гусинського родовища	Практичне значення для оцінки пасток
Сейсморозвідка 2D (профілі)	розломи, блоки, структурні замикання, узгодження поверхонь	виділення тектонічно-екранованих і комбінованих пасток
Буріння (св. №1-3)	реальний літологічний розріз, положення колекторів і покришок	перевірка прогнозу, уточнення глибин, оцінка перспективності
ГДС (каротаж)	пористість, насичення, ефективні товщини, стратиграфічна прив'язка	обґрунтування продуктивних інтервалів і меж покладу
Керн - шлам - випробування	тип колектора, неоднорідність, флюїдні прояви, дебіти	підтвердження колекторських властивостей і промисловості
Регіональні узагальнення	зв'язок із тектонікою північного борту, аналогії з близькими об'єктами	зниження ризиків при прогнозі пасток і зон нафтогазонакопичення

Отже, геолого-геофізична вивченість району робіт, у межах якого розташоване Гусинське родовище, сформована на основі багаторічних регіональних і локальних досліджень. Сучасний обсяг інформації дозволяє розглядати територію як перспективну з позицій пошуку пасток складної будови - насамперед тектонічно-екранованих і літолого-структурних. Водночас ключовими завданнями для подальшого уточнення моделі залишаються - деталізація розломної тектоніки, підвищення достовірності прогнозу латеральної витриманості колекторів і уточнення умов герметизації покладів у зонах тектонічного екранування.

1.4. Висновки до розділу 1. Мета та завдання досліджень

1. Досліджуваний район робіт, у межах якого розглядається Гусинське родовище, приурочений до північного борту Дніпровсько–Донецького грабену в адміністративному відношенні охоплює території Чернігівської, Сумської, Полтавської, Харківської, Донецької та Луганської областей.

2. Дніпровсько–Донецька западина є авлакогеном, головним елементом якого виступає центральний грабен, заповнений інтенсивно дислокованими осадово–вулканогенними відкладами девону та осадовими відкладами кам'яновугільного і пермського періодів, а поперечні диз'юнктиви розчленовують її на блоки.

3. Нафтогазоносність у межах западини встановлена в широкому стратиграфічному діапазоні - від юрських відкладів до архейсько–протерозойського фундаменту, при цьому у фанерозойському розрізі виділено 99 продуктивних горизонтів із покладами вуглеводнів.

4. Для умов Гусинського родовища найбільш обґрунтованими є уявлення про переважання пасток комбінованого типу - літолого-структурних і тектонічно-екранованих, а подальше уточнення моделі потребує максимальної узгодженості сейсмічних побудов із даними свердловин, ГДС, керн та результатами випробувань.

РОЗДІЛ 2. АНАЛІЗ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ГУСИНЬСЬКОГО РОДОВИЩА

2.1 Географо-економічні умови району робіт

У геоморфологічному відношенні територія Гусинського родовища приурочена до підвищеної платоподібної хвилястої рівнини, яка інтенсивно розчленована балками та ярами і має загальний нахил у південному напрямку. Абсолютні відмітки рельєфу в межах вододільних ділянок досягають близько 165 м, а на схилах балок знижуються орієнтовно до 135 м, що визначає характер поверхневого стоку та локальні інженерно-геологічні умови під час облаштування майданчиків буріння й під'їзної інфраструктури [40].

Гідрографічна мережа представлена малими водотоками, річками Роганка та Студенок, які є лівими притоками р. Уда, мають невеликі заплави, а їх стік значною мірою зарегульований ставками. Водні ресурси використовуються переважно для технічного водопостачання та зрошування, що важливо враховувати при плануванні водозабезпечення бурових робіт; льодостав зазвичай триває з початку грудня до березня [40].

Клімат району помірно континентальний, із відносно м'якою зимою та теплим посушливим літом. Для території характерні опади понад 500 мм на рік, максимум яких припадає на теплий період; висота снігового покриву може досягати близько 27 см, а глибина промерзання ґрунту до 1,2 м. Тривалість зимового періоду становить близько 4 місяців, опалювального сезону орієнтовно 6 місяців, серед несприятливих явищ можливі тумани, ожеледиця, суховії та пилові бурі, що впливає на сезонність робіт, логістику та вимоги до безпеки виробництва [40, 31].

В економіко-географічному відношенні район Гусинського родовища входить до промислово розвиненої приміської зони м. Харків, сільськогосподарська спеціалізація овочево-молочний напрям приміського типу з виробництвом зернових і технічних культур. Територія є відносно густонаселеною, найближчі населені пункти представлені селищами Зарожне,

Мала Рогань, Кам'яна Яруга та с/пс Рогань, відстань до м. Харків і м. Чугуїв у матеріалах наводиться як близько 13 км, що формує сприятливі умови для забезпечення бурових робіт кадрами, матеріально-технічними ресурсами та сервісом [40].

Транспортна доступність оцінюється як достатня, через район проходять автомобільні дороги з твердим покриттям (зокрема напрям Мала Рогань - Вільхівка із шириною покритої частини близько 6 м), а також мережа ґрунтових і польових доріг, що дозволяє організувати підвезення важкого обладнання та матеріалів із урахуванням сезонних обмежень. Найближчі залізничні станції розташовані у м. Харків, м. Чугуїв, с/пс Новопокровка та с. Зелений Колодязь, що важливо для логістики великогабаритних вантажів у разі потреби централізованого постачання [40].

Інженерно-комунікаційна забезпеченість району підсилюється наявністю магістральної інфраструктури через площу вздовж ґрунтової дороги з півдня на північ прокладено нитку газопроводу Шебелинка - Белгород та повітряну лінію зв'язку, що вимагає дотримання охоронних зон, погоджень і посиленого контролю під час вибору трас під'їздів і місць розташування бурових майданчиків.

У підсумку географо-економічні умови району робіт Гусинського родовища можна вважати сприятливими для організації пошуково-розвідувального буріння, рельєф дозволяє планування майданчиків із локальними інженерними заходами, клімат забезпечує можливість цілорічного виконання робіт за умови сезонного коригування, а близькість до великого промислового центру та наявність розвиненої транспортної й комунікаційної мережі знижують логістичні ризики і витрати.

Розташування Гусинського родовища в межах району робіт і основні елементи прив'язки подано на рисунку 2.1.

2.2 Літолого-стратиграфічні особливості Гусинського родовища

За матеріалами сейсмозвідки та порівняння з суміжними площами, геологічна будова і стратиграфічний розріз Гусинської ділянки загалом відповідають розрізам північного борту Дніпровсько-Донецької западини. Очікується розкриття відкладів кам'яновугільної, тріасової, юрської, крейдової, палеогенової, неогенової та антропогенової систем, які трансгресивно залягають на розмитій поверхні кристалічного фундаменту [40, 1, 42].

Протерозойська ератема (РЄ)

Кристалічний фундамент

Породи фундаменту в межах північного борту ДДЗ у суміжних районах представлені габро-діоритами, плагіогнейсами, гранітогнейсами, масивними грубокристалічними гранітами, кристалічними сланцями з включеннями піриту. Для цих порід характерна тріщинуватість, що підтверджується прикладами водоприпливів у випробуваннях на сусідніх об'єктах, а також фіксацією газоприпливів із фундаменту в зоні, наближеній до тектонічного порушення. Верхня частина фундаменту місцями змінена і може бути представлена розущільненою корою вивітрювання, яка потенційно формує колекторські властивості у верхньому інтервалі фундаменту [1, 40, 8, 20].

Палеозойська ератема (PZ)

Карбонова система (С)

Карбонові відклади є головним елементом осадового чохла в інтервалі перспективних глибин, при цьому для бортових розрізів північного борту характерні стратиграфічні перерви. Зокрема зазначається, що в бортових розрізах такого типу відклади турне та нижнього візе могли не накопичуватися, що важливо враховувати при кореляції продуктивних товщ і оцінці збереженості колекторів у розрізі Гусинської ділянки [40, 42, 8].

Зведений стратиграфічний розріз району робіт наведено в додатку А.

Нижньокарбовий відділ (C₁)

Візейський ярус (C_{1v})

Візейський комплекс у межах північного борту та прибортової зони загалом є найбільш нафтогазоперспективним, оскільки саме з ним на багатьох родовищах пов'язують основні запаси (горизонти типу В-14-В-26). Для Гусинської ділянки підкреслено, що внаслідок розмивів зберігся переважно верхньовізейський під'ярус, який у розрізі представлений аргілітами, пісковиками та чергуванням алевролітів із вапняками. Вапняки зазвичай темно-сірі, мікрокристалічні, місцями доломітизовані, пісковики - дрібно-середньозернисті, достатньо міцні, з кварцово-карбонатним цементом; у межах під'ярусу простежуються пласти В-14-В-23. Очікувана товщина верхньовізейської товщі в різних частинах Гусинської ділянки змінюється і може становити орієнтовно 135-220 м [40, 42, 46].

Серпухівський ярус (C_{1s})

Серпухівські відклади залягають згідно на візейських і поділяються на нижньо- та верхньосерпухівський під'яруси; на їх межі на багатьох площах западини відмічають розмив, що зумовлює нерівномірність потужностей і зміну літології. Нижньосерпухівський під'ярус - переважно однорідна глиниста товща з поодинокими щільними прошарками алевролітів, вапняків і пісковиків; аргіліти темно-сірі, мікроверстуваті, ущільнені, із домішками вуглисто-детриту, а очікувана потужність становить 100-130 м. Верхньосерпухівський під'ярус складений перешаруванням пісковиків, алевролітів і аргілітів із підпорядкованими прошарками вапняків; у розрізі виділяються піщані пласти С-2-С-9, які на багатьох родовищах містять газоконденсатні поклади. Потужність верхньосерпухівської частини в межах Гусинської ділянки варіює, загалом у межах 150-270 м залежно від ділянки розповсюдження і ступеня розмиву [40, 42, 46].

Верхньокарбовий відділ (C₂)

Верхньокарбові відклади залягають на розмитій поверхні нижнього карбону. Башкирський ярус у літолого-фаціальному відношенні поділяється на нижню глинисто-карбонатну товщу та верхню теригенну. Нижня частина

складена переважно аргілітами з прошарками вапняків, а пісковики й алевроліти мають підлегле значення; у верхній частині посилюється теригенна складова з пачками пісковиків та алевролітів. Очікувана потужність башкирського ярусу - 400-520 м [40, 42, 46].

Башкирський ярус (C_{2b})

В літолого-фаціальному відношенні башкирський ярус підрозділяється на дві товщі: нижню (C₁⁵ – C₂²) – глинисто-карбонатну та верхню – теригенну.

Глинисто-карбонатна товща складена, в основному, аргілітами з прошарками вапняків, менше в наявності пісковиків та алевролітів.

Аргіліти сірі, темно-сірі до чорних, бурувато-коричневі, гідрослюдисті.

Вапняки темно-сірі і сірі, часто алевритисті або піщанисті, мікрозернисті, детритові з уламками форамініфер, брахіопод, гастропод і коралів.

Пісковики малопотужні, дрібно- та середньозернисті, польовошпатово-кварцові [40, 42, 46].

Світи C₂³-C₂⁴ утворені переверстуванням аргілітів, алевролітів та пісковиків (3-15м) з малопотужними прошарками вапняків, вугілля.

Пісковики світло-сірі, поліміктові та польовошпатово-кварцові, нерівномірно зернисті, слабко зцементовані, з численними уламками ефузивів та обвугленими рослинними залишками [40, 42, 46].

Алевроліти сірі, зеленувато-сірі, неоднорідні, тонковерстуваті, слюдисто-кварцові, з великою кількістю вуглисто-рослинного детриту.

Аргіліти сірі і темно-сірі, тонкоплитчасті з проверстками і лінзами залізистого карбонату, місцями з обвугленими рослинними залишками.

Вапняки світло- і темно-сірі, рожеві і коричнюваті, місцями доломітизовані, мікрозернисті, детритусові.

Загальна товщина 400-520 м [40, 42, 46].

Московський ярус (C_{2m})

Московський ярус представлений теригенними породами: аргілітами, алевролітами і пісковиками, які чергуються з вапняками невеликої товщини.

Пісковики сірі, зеленувато-сірі, дрібнозернисті та середньозернисті, в основному польовошпатово-кварцові, рідше аркозові і польовошпатово-

граувакові, поліміктові. Серед пісковиків в нижній частині розрізу поширені алювіальні пачки, а у верхній – морські. Алевроліти сірі та зеленувато-сірі, тонкозернисті. Вапняки сірі і бурувато-сірі, пелітоморфні, та мікрозернисті, місцями доломітизовані з детритом і численними форамініферами.

Загальна товщина 300-360 м [40, 42, 46].

Пенсильванські відклади (C₃)

Касимівський ярус (C_{3k})

Касимівський відклади утворилися обмежено (локально, залежно від інтенсивності передпермського розмиву) і представлені сірокольоровим перешаруванням пісковиків, алевролітів, аргілітів і вапняків, з орієнтовною потужністю до 30 м [40, 42].

Мезозойська ератема (MZ)

Мезозойська ератема представлена тріасовою, юрською, крейдовою системами.

Тріасова система (T)

Тріасові відклади представлені строкатокольоровою товщею перешарування глин та пісковиків з тонкими прошарками доломітів.

Загальна товщина до 40 м [40, 9, 1].

Юрська система (J)

Відклади юрської системи представлені середнім (J₂) і верхнім (J₃) відділами.

Середній відділ (J₂)

Середній відділ представлений сірими, зеленувато-сірими глинами з рідкими прошарками пісковиків темно-сірого, зеленувато-сірого кольору, кварцово-глауконітового складу та алевролітів сірих відтінків.

Загальна товщина 100-250 м [40, 9, 1].

Верхній відділ (J₃)

Верхній відділ складений сірими, зеленувато-сірими глинами з рідкими прошарками пісковиків темно-сірого, зеленувато-сірого кольору, кварцово-глауконітового складу та алевролітів сірих відтінків.

Загальна товщина 120 - 310м [40, 9, 1].

Крейдова система (K)

Крейдова система представлена верхнім відділом.

Верхній відділ (K₃)

Верхній відділ представлений сеноманським ярусом.

Сеноманський ярус (K_{2s})

Сеноманський ярус представлений теригенною товщею, яка представлена перешаруванням пісковиків, алевролітів і глин. Вище залягає однорідна товща білої крейди з уламками чорного кремнію і прошарками мергелів.

Очікувана товщина системи 520-550 м [40, 9, 1].

Кайнозойська ератема (KZ)

Кайнозойська ератема представлена палеогеновою, неогеновою та четвертинною системами.

Палеогенова система (P)

Палеогенова система представлена сірими і зеленувато-сірими, переважно дрібнозернистими пісками та пісковиками, з прошарками сірих та коричневих глин [40, 9, 1].

Загальна товщина 5- 40 м.

Неогенова система (N)

Неогенова система представлена сірими і зеленувато-сірими, переважно дрібнозернистими пісками та пісковиками, з прошарками сірих та коричневих глин [40, 9, 1].

Загальна товщина 20-45 м.

Четвертинна система (Q)

Четвертинна система представлена делювіальними і алювіальними відкладами.

Загальна товщина 10-30 м.

Стратиграфічна будова району Гусинського родовища уточнюється за даними розрізів суміжних і прилеглих свердловин. У табл. 2.1. наведено стратиграфічне розчленування розрізів із глибинами залягання підшов і потужностями основних стратиграфічних підрозділів, що дозволяє виконати кореляцію товщ та оцінити зміну їх потужностей у межах району робіт.

2.2. Тектонічна будова родовища

Гусинське родовище приурочене до північного борту Дніпровсько-Донецької западини, де будова осадового чохла та кристалічного фундаменту визначається блоковою тектонікою й широким розвитком диз'юнктивних порушень. У межах площі родовища за матеріалами сейсмозв'язки простежується успадкованість тектонічного плану осадового чохла від докембрійського фундаменту - занурення поверхні фундаменту відбувається по системі субпаралельних розломів і за рахунок нахилу сформованих ними блоків у бік осі западини, що безпосередньо контролює положення локальних піднять і зон можливого екранування пасток [1, 41, 42].

В осадовому чохлі Гусинського родовища виділяються структурні комплекси, які різняться ступенем дислокованості, характером розривних порушень і літолого-фаціальними ознаками, що відображає етапність тектонічного розвитку території - варійський, кімерійський та альпійський комплекси. Потужність осадового чохла в межах родовища за сейсмічними оцінками становить близько 2320–2400 м для однієї локальної структури та 2390–2450 м для іншої, що відповідає загальній закономірності ускладнення розрізу в напрямку занурення до осі ДДЗ [42].

Варійський структурний комплекс у межах родовища пов'язаний із верхньовізейсько-серпухівським, середньо- та верхньокам'яновугільним підповерхами, які формують єдиний верхньофрансько-нижньопермський структурний поверх, що з різким структурно-стратиграфічним неузгодженням залягає на денудованій поверхні архейсько-протерозойського фундаменту. Саме в цьому інтервалі найбільш виразно проявляється блокова будова, сформована густою сіткою розривних порушень, серед яких переважають незгідні скиди. Така конфігурація відображає рифтову спадковість розвитку фундаменту і чохла та є визначальною для формування пасток тектонічно-екранованого типу [1, 41, 42].

Для верхньовізейсько-серпухівського структурно-формаційного комплексу характерний інтенсивний розвиток диз'юнктивних дислокацій та успадкований характер будови від фундаменту. Сумарна товщина цього комплексу в межах Гусинського родовища змінюється орієнтовно від 465 до 620 м. Важливо, що основні незгідні скиди мають конседиментаційний характер розвитку - амплітуда порушень у вищезалягаючих відкладах зменшується відносно нижчезалягаючих, а кути нахилу шарів у межах комплексу зазвичай становлять близько 5–10°. Це створює поєднання: локальні склепінні елементи - розривні екрани - стратиграфічно й літологічно здатні покришки, що є типовим для пасток у зоні північного борту ДДЗ [41, 42, 46].

За даними сейсмозвiдувальних побудов (за відбиваючим горизонтом Vв2-п, який приурочують до підшви нижньокам'яновугільних відкладів), у межах Гусинського родовища фіксується брахіантиклінальна лінія напівзамкнених структур із загально субширотним орієнтуванням шарнірів. Кожна з локальних структур морфологічно відповідає напівантиклінальній прирозломній згортці, а контури замикання та екранування визначаються системою розривних порушень по північному борту, західній переклиналлі та, частково, по східному обмеженню.

Тектонічний контроль пасток у межах Гусинського родовища пов'язаний насамперед із незгідними скидовими порушеннями. Для однієї з локальних структур встановлено, що вона має прирозломний характер і простягається у північно-західному напрямку, при цьому північне крило зрізане незгідним скидом, а західна переклиналь також ускладнена порушенням. Амплітуда основного незгідного скиду змінюється в межах 50–75 м, а круте падіння площини порушення (близько 60–65°) зумовлює збільшення вертикальної амплітуди зміщення до орієнтовно 150–170 м. Для другої локальної структури родовища амплітуда незгідного скиду становить близько 75 м, а за подібних кутів падіння оцінювана амплітуда зміщення складає орієнтовно 100–110 м [41, 42].

Положення Гусинського родовища в системі локальних піднять і тектонічних порушень району робіт показано на ДОДАТКУ Б.

Асиметрія крил є характерною рисою локальних піднять Гусинського родовища. На одній із структур південне крило поступово переходить у монокліналь, яка додатково зрізається скидом із амплітудою порядку 100 м, тоді як зі сходу фіксується згідний скид меншої амплітуди (порядку 25 м), що розділяє суміжні структурні елементи. Для другої структури вказано, що північне крило та західна переклинали зрізані незгідним скидом (до ~75 м), тоді як зі сходу екранування забезпечує згідний скид невеликої амплітуди (приблизно 15–25 м). Сукупно така система порушень формує багатоконпонентне тектонічне екранування, яке може відокремлювати блоки з потенційно продуктивними колекторами [41, 42].

Геометрія локальних піднять за покрівлею кристалічного фундаменту також узгоджується з блоковою природою будови. Для більшого підняття розміри в межах ізогіпси близько –2300 м становлять орієнтовно $8,1 \times 0,8$ км, амплітуда підняття - близько 125 м, а перспективна площа пастки - близько 6,1 км². Для меншого підняття розміри в межах ізогіпси близько –2200 м становлять орієнтовно $5,0 \times 0,5$ км, амплітуда - близько 110–125 м, а площа - близько 3,0 км². Наведені параметри важливі не лише для морфологічної характеристики, а й для подальших оцінок ємності пастки та можливого обсягу ресурсів [41].

З погляду умов формування пасток принциповим є те, що при наявних амплітудах незгідних скидів у апікальних частинах блоків перспективні горизонти візейського ярусу можуть екрануватися глинистими (аргілітовими) породами нижньосерпухівського під'ярусу. Така комбінація «колектор - розривний екран - глиниста покришка» є сприятливою для утворення пасток тектонічно-екранованого типу в межах Гусинського родовища, а вгору по розрізу (від подошви осадової товщі) пастка поступово «розкривається» і переходить у моноклінальний режим, що важливо враховувати при прогнозі меж газо-водяних контактів і просторового поширення залежей.

Тектонічна будова Гусинського родовища визначається прирозломними напівантиклінальними формами, блоковою структурою фундаменту та осадового чохла і провідною роллю скидових порушень різної узгодженості, які

одночасно ускладнюють структурний план і створюють умови для тектонічного екранування потенційно продуктивних комплексів.

2.3. Гідрогеологічні умови родовища

Згідно з документом 2004 року, в межах якого узагальнено гідрогеологічні матеріали для пошуково-розвідувального буріння, гідрогеологічні умови Гусинського родовища відповідають положенню об'єкта в центральній частині північного схилу Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну - ДДАБ [3, 20, 41].

Уявлення про режим підземних вод сформовано переважно за результатами випробувань свердловин на суміжних площах, що дозволяє коректно переносити загальні закономірності водоносності, типів вод та гідродинаміки на район Гусинського родовища [3, 20, 21].

У водонапірному відношенні в районі Гусинського родовища виділяються природні системи - інфільтраційна (в кайнозойських і крейдових відкладах), перехідна (у верхньоюрських відкладах) та елізійна (під юрськими глинами).

Для елізійної системи характерний завершений етап ексфільтрації та встановлення гідродинамічної рівноваги - пластові тиски знижені до гідростатичних і вирівняні по розрізу до глибин орієнтовно 3–4 км. Такий режим є важливим з позицій збереження покладів - він зменшує імовірність активного водообміну у глибоких горизонтах і сприяє стабільності флюїдних систем у пастках [3, 20, 21].

Інфільтраційна система починається водоносними горизонтами кайнозою - вони приурочені до лесовидних суглинків, пісків і пісковиків потужністю близько 20–30 м, мають напірний характер, статичні рівні фіксуються на глибинах 9–15 м від гирла свердловин - водозбагаченість оцінюється притоками 5–60 м³/добу за динамічних рівнів 20–25 м. Води тут прісні, із мінералізацією 0,4–1,5 г/л, за складом переважно гідрокарбонатно-кальцієві. Практично це означає, що верхня частина розрізу є чутливою до техногенного

впливу - при розкритті водоносних горизонтів потрібна надійна ізоляція, щоб не допустити перетоків і забруднення [3, 41].

Мезозойські водоносні горизонти пов'язані з крейдово-мергельною товщею верхньої крейди, пісковиками сеноманського ярусу, а також відкладами нижньої крейди і середньо-верхньої юри - між ними можливий гідравлічний зв'язок по зонах тріщинуватості, що формує єдину водонапірну систему. Води напірні, за складом здебільшого гідрокарбонатно-натрієві з мінералізацією 0,3–2,5 г/л. Підстеляються вони водотривкими відкладами нижньої юри, а самі води мезокайнозою розглядаються як важливе джерело питного водопостачання, тому при бурінні глибоких свердловин необхідні спеціальні заходи проти можливого забруднення.

Окремо відзначаються тріасові води - водоносність пов'язана з пісковиками та алевролітами, води напірні, статичні рівні встановлюються на глибинах 61–126 м - дебіти зазвичай 6–18 м³/добу, але в окремих випадках можуть досягати 83 м³/добу; за хімічним складом це розсоли хлоркальцієвого та хлор-магнієвого типів з високою мінералізацією 106–135 г/л [3, 20, 41].

Наявність таких високомінералізованих вод у глибших інтервалах важлива для прогнозу корозійних ризиків, вибору тампонажних матеріалів та контролю сумісності рідин.

Для умов буріння в районі Гусинського родовища принциповим є поєднання високої проникності окремих інтервалів і тисків, близьких до гідростатичних - це створює передумови до ускладнень під час проходки (поглинання, перетоки, нестійкість стінок).

У водоносному розрізі фіксується зростання градієнта тиску від 0,006–0,008 МПа/м у кайнозої до 0,0101 МПа/м у газоносному розрізі та на проектній глибині.

В інженерно-геологічному сенсі це означає потребу коректного підбору густини бурового розчину та поетапної ізоляції водоносних інтервалів обсадними колонами.

У межах проектного буріння водоносний інтервал верхньої частини розрізу охоплює приблизно 0–1150–1200 м, а найверхніші водоносні відклади

кайнозою простягаються орієнтовно до 120–170 м і представлені ґрунтово-рослинним шаром, суглинками, мергелями, пісками, пухкими пісковиками та глинами - при цьому проникність окремих різновидів дуже висока [3, 41].

Такі пласти містять питні води, а через високі коефіцієнти фільтрації можливе швидке поширення фронту забруднення у водоносних горизонтах, що підсилює вимоги до екологічної дисципліни робіт.

Для узагальнення гідрогеологічних умов у межах Гусинського родовища виділено інфільтраційну, перехідну та елізійну системи, а також глибші комплекси високомінералізованих вод. Основні ознаки цих систем, їх стратиграфічна приуроченість і практичне значення для буріння наведені в табл. 2.2.

Таблиця 2.2. - Гідрогеологічні системи району Гусинського родовища та їх практичне значення

Гідрогеологічна система	Стратиграфічна приуроченість	Тип вод - мінералізація	Практичне значення
Інфільтраційна	кайнозой - верхня крейда	прісні - 0,4–1,5 г/л	ризик забруднення, необхідна ізоляція прісноводних горизонтів
Перехідна	верхня юра	проміжний режим водообміну	важлива для інтерпретації перетоків і водопровів
Елізійна	під юрськими глинами	режим близький до гідростатичного	сприяє стабільності глибинних флюїдних систем
Глибші комплекси	тріас	розсоли 106–135 г/л	корозія, сумісність рідин, ускладнення при бурінні

Екологічна складова гідрогеологічних умов для Гусинського родовища визначається тим, що об'єктом особливої охорони є горизонти з прісними

водами та діючі водозабори - для їх захисту при розкритті передбачають застосування екологічно нешкідливих бурових розчинів, перекриття прісноводних горизонтів обсадною колоною з подальшим цементуванням до гирла, а також організацію санітарних зон і систематичний контроль якості води. Такий підхід є обов'язковим не лише з природоохоронних причин, а й для забезпечення безпечного буріння - мінімізується ризик перетоків між водоносними комплексами та техногенного погіршення гідрогеологічного режиму.

2.4. Висновки до розділу 2

1. Геологічна будова Гусинського родовища відповідає загальним рисам північного борту Дніпровсько–Донецької западини - осадовий чохол трансгресивно залягає на розмитій поверхні протерозойського кристалічного фундаменту та включає переважно кам'яновугільні відклади, перекриті мезозойсько–кайнозойськими товщами.

2. Кристалічний фундамент представлений тріщинуватими магматичними й метаморфічними породами - верхня частина фундаменту місцями розущільнена і має вигляд кори вивітрювання, що за сприятливих умов може формувати колекторські інтервали - покрівля фундаменту в районі робіт очікується на глибинах близько 2320–2450 м.

3. Палеозойський розріз у межах родовища домінантно кам'яновугільний - нижній карбон включає візейський і серпухівський яруси, при цьому для бортових розрізів характерні стратиграфічні перерви та розмиви, що впливають на повноту розрізу й витриманість колекторів - найбільш перспективними залишаються піщані пачки візейсько–серпухівського комплексу та пісковики верхньосерпухівських пластів типу С-2-С-9.

4. Тектонічна будова Гусинського родовища має блоково-розломний характер. Пастки приурочені до прирозломних напівантиклінальних форм, екранованих системою скидових порушень, основні незгідні скиди виступають головними елементами екранування і зумовлюють напівзамкнений характер

пасток - для провідних скидових зон типові амплітуди порядку 50-75 м і круте падіння площин порушень, що підсилює ефект тектонічного екранування та створює умови для пасток тектонічно-екранованого і комбінованого типу - морфометричні параметри локальних піднять і площі замикання дозволяють розглядати їх як перспективні структурні об'єкти.

5. Гідрогеологічні умови родовища відповідають центральній частині північного схилу Дніпровсько–Донецького артезіанського басейну - у розрізі виділяються інфільтраційна, перехідна та елізійна системи - верхні горизонти характеризуються прісними водами, тоді як у глибших інтервалах (зокрема триас) поширені високомінералізовані розсоли - у глибинній частині розрізу тиски загалом наближені до гідростатичних, що сприяє збереженості покладів, але потребує ретельної ізоляції водоносних горизонтів.

РОЗДІЛ 3. МЕТА, МЕТОДИКА ТА ОБСЯГ ПРОЕКТОВАНИХ РОБІТ

3.1. Обґрунтування постановки робіт

Гусинське родовище розташоване в межах нафтогазоперспективної території Дніпровсько–Донецької западини, де умови формування покладів часто визначаються не одним фактором, а поєднанням тектонічних порушень, блокової будови та літологічної мінливості колекторів. Для таких об'єктів характерна ситуація, коли пастка «працює» лише за умови узгодженості кількох елементів одночасно - наявності колектора потрібної якості, надійної покришки, замикання або екранування (зокрема по розломах), а також збереженості флюїдів у часі. Саме тому в межах теми «Літолого-структурні особливості вуглеводневих пасток Гусинського родовища» актуальним є цілеспрямоване уточнення моделі пасток, а не лише загальної структурної схеми [1, 8, 40, 46].

У межах запроєктованих робіт передбачається комплексне опрацювання геолого-геофізичних матеріалів, яке дасть можливість уточнити будову продуктивних товщ і встановити, які саме механізми формують пастки на Гусинському родовищі - структурні, літологічні чи комбіновані. Практичне значення постановки робіт полягає в тому, що коректна модель пастки безпосередньо впливає на вибір точок буріння, інтервалів випробувань, очікуваних меж покладів і, відповідно, на зменшення ризиків непродуктивного буріння та помилок під час дорозвідки [40, 41, 42, 46].

Мета запроєктованих робіт - обґрунтувати літолого-структурну модель вуглеводневих пасток Гусинського родовища та визначити найбільш перспективні ділянки й інтервали для подальших пошуково-розвідувальних рішень.

Для досягнення мети необхідно розв'язати такі основні задачі:

- узагальнити наявні матеріали по родовищу (сейсмічні побудови, дані буріння, ГДС, результати випробувань, літологічні описи) та привести їх до єдиної інтерпретаційної основи;

- уточнити тектонічну модель: виділити головні й другорядні розломи, оцінити їх роль як екранів або зон можливих перетоків, визначити блокову будову та характер прирозломних піднять;

- виконати літолого-стратиграфічне і фаціальне узагальнення продуктивних комплексів: простежити поширення колекторів, зони виклинювання, фаціальної заміни та внутрішніх екранів, що можуть формувати пастки комбінованого типу;

- обґрунтувати колекторські властивості та параметри покришок за даними ГДС і, за наявності, керна: встановити ефективні товщини, характер насичення, неоднорідність колекторів і надійність перекриття, особливо в прирозломних зонах;

- виділити типи пасток і визначити пріоритетні ділянки для подальших робіт, сформувані рекомендації щодо дорозвідки та уточнення параметрів покладів.

Очікуваний результат виконання запроєктованих робіт - отримання визначеного механізму формування пасток, оконтурення найбільш перспективних зон та обґрунтування пропозиції щодо подальших геолого-геофізичних і бурових робіт у межах родовища.

3.2. Система розміщення свердловин

Виходячи з геологічних завдань, особливостей будови локальних піднять, прогнозованого типу пасток вуглеводнів, а також умов місцевості, у межах Гусинського родовища прийнято поетапну систему буріння, яка забезпечує послідовне вирішення пошукових і розвідувальних задач. Запроєктовано - на кожному локальному піднятті пробурити одну незалежну пошукову свердловину, а у разі позитивного результату - дві залежні розвідувальні свердловини для оконтурення та уточнення параметрів покладу [42, 43, 46].

Розміщення свердловин прийнято за трикутною схемою. Незалежну пошукову свердловину передбачається закласти у склепінній частині підняття, орієнтовно на відстані 320 м від незгідного скиду (за відкладами нижнього візе),

а дві розвідувальні - у західній та східній частинах пастки. Такий підхід дає можливість перевірити замикання пастки, простежити латеральні зміни колекторів і швидко встановити контур нафтогазоносності [42, 43, 46].

Запроєктована система відповідає вимогам «Методичних вказівок по веденню робіт на стадіях пошуків і розвідки родовищ нафти і газу» (1982 р.) та «Методичних рекомендацій по вибору системи розміщення пошукових свердловин» (1982 р.), а також узгоджена з підходом підготовки структур до буріння на відклади нижнього карбону.

У межах Гусинського родовища виділено два локальні підняття, для яких запроєктовано 6 свердловин - три на Гусинському піднятті I (св. 1-3) і три на Гусинському піднятті II (св. 4-6). Усі свердловини передбачені вертикальними, із розкриттям верхньої частини кристалічного фундаменту; основні завдання буріння - перевірка нафтогазоносності продуктивних горизонтів візейського ярусу нижнього карбону (В-17-19, В-21), а також кори вивітрювання і зон розуцільнення фундаменту [40].

Незалежна пошукова свердловина 1 проєктується в склепінній частині Гусинського підняття I - по візейських відкладах і кристалічному фундаменту, на відстані 480 м на захід від сейсмічного профілю 7_24_3190. Її призначення - уточнення геологічної будови площі та встановлення нафтогазоносності горизонтів В-17-19 і В-21, а також перевірка колекторських властивостей кори вивітрювання і розуцільнених зон фундаменту. Проєктна глибина - 2550 м, із розкриттям фундаменту приблизно на 100 м; проєктний горизонт - кристалічний фундамент [40].

Розвідувальна свердловина 2 (залежна від результатів св. 1) запроєктована в західній частині пастки в межах прогнозованого контуру нафтогазоносності - на відстані 2120 м на північний захід від св. 1. Мета - деталізація будови західного сектора та встановлення контуру нафтогазоносності виявлених покладів. Проєктна глибина - 2550 м, проєктний горизонт - кристалічний фундамент.

Розвідувальна свердловина 3 (залежна від результатів св. 1) передбачена в східній частині пастки - 670 м на захід від сейсмічного профілю 59_24_3192, в

апикальній частині східного підняття Гусинського підняття I. Мета - уточнення будови південно-східної частини пастки та встановлення контуру нафтогазоносності горизонтів В-17-19 і В-21. Проектна глибина - 2500 м, проектний горизонт - кристалічний фундамент.

Незалежна пошукова свердловина 4 запроектована у склепінній частині Гусинського підняття II - по відкладах візейського ярусу та породах фундаменту, на відстані 180 м на захід від сейсмічного профілю 6_24_3190. Завдання аналогічні св. 1 - вивчення геологічної будови та встановлення нафтогазоносності горизонтів В-17-19 і В-21, кори вивітрювання та зон розуцільнення фундаменту. Проектна глибина - 2450 м, із розкриттям фундаменту приблизно на 130 м; проектний горизонт - кристалічний фундамент.

Розвідувальна свердловина 5 (залежна від результатів св. 4) проектується в центральній частині пастки в межах прогнозованого контуру нафтогазоносності - на відстані 1260 м на південний схід від св. 4. Мета - уточнення будови східного сектора та розширення контуру нафтогазоносності виявлених покладів. Проектна глибина - 2450 м, проектний горизонт - кристалічний фундамент.

Розвідувальна свердловина 6 (залежна від результатів св. 4) запроектована у східній присклепінній частині пастки - приблизно 3000 м на схід від св. 4. Мета - деталізація будови східної частини пастки та встановлення контуру нафтогазоносності виявлених горизонтів. Проектна глибина - 2450 м, проектний горизонт - кристалічний фундамент.

Основні проектні параметри запроектованих пошуково-розвідувальних свердловин Гусинського родовища - категорія, проектна глибина, проектний горизонт, стратиграфічне положення продуктивної товщі та інтервали залягання - за аналогією із сусідніми родовищами наведені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1. - Основні дані про пошуково-розвідувальні свердловини на Булгаківській та Мостовій ділянках

перспективних інтервалів, контролю параметрів буріння та обґрунтування об'єктів для випробування [12, 40].

Для підвищення достовірності структурної інтерпретації та швидкісної моделі, а також для стратиграфічної прив'язки відбиваючих границь, на Гусинському родовищі доцільно виконати вертикальне сейсмічне профілювання (ВСП) у двох ключових пошукових свердловинах - №1 та №4 - із можливістю подальшого уточнення розміщення залежних свердловин №2, №3, №5, №6 за результатами ВСП [12, 40, 41].

Важливим блоком робіт є відбір керн і шламу, оскільки саме речовинний матеріал дає змогу перевірити літологічну модель та отримати опорні дані для петрофізичного обґрунтування колекторів і покришок. Передбачено:

- відбір керн у візейських відкладах C_{1V2} та у верхній частині фундаменту (зона розущільнення) в заданих інтервалах, що забезпечують порівнянність результатів між свердловинами;

- систематичний відбір шламу в перспективних інтервалах через кожні 5 м проходки для оперативної літологічної та флюїдної індикації.

Після виділення перспективних пластів за матеріалами ГДС і керн виконується випробування пластів - у відкритому стовбурі та в експлуатаційній колоні. У відкритому стовбурі застосовується випробування випробувачем пластів на трубах (ВПТ) і, за потреби, випробувачем на каротажному кабелі (ВПК), причому до випробування залучаються горизонти, пов'язані з регіонально нафтогазоносною товщею [12, 40].

У колоні передбачається перфорація з каротажною прив'язкою та подальший контроль режиму випробування методами термометрії й дебітометрії, а також повторними каротажними вимірюваннями (зокрема ГК, ІННК) у заданих інтервалах.

Для зняття невизначеностей щодо фазового стану і складу флюїдів додатково планується відбір пластових флюїдів у продуктивних інтервалах із фіксацією параметрів припливу та відбором проб (за типом обладнання ОПН-7).

3.4. Комплекс лабораторних досліджень

Комплекс лабораторних досліджень для Гусинського родовища є обов'язковою складовою запроєктованих робіт, оскільки саме лабораторні визначення забезпечують кількісну оцінку колекторських і екрануючих властивостей порід, уточнюють літологічну модель та дозволяють коректно інтерпретувати матеріали ГДС і випробувань пластів. Для об'єктів північного борту Дніпровсько–Донецької западини характерна різка неоднорідність теригенних колекторів та значний вплив вторинних перетворень, тому опора лише на каротажні дані без лабораторного підтвердження підвищує ризик помилок у прогнозі ефективних товщин і меж пастки. Лабораторні роботи в проєкті орієнтовані на інтервали нижньокам'яновугільних відкладів (передусім візейського комплексу) та верхню частину кристалічного фундаменту - кору вивітрювання і зони розущільнення, які можуть бути резервуарними [12, 42, 46].

Матеріальною основою для лабораторних досліджень виступають - kern, шлам, промиті проби, а також проби пластових флюїдів і вод, відібрані під час випробувань у відкритому стовбурі або в експлуатаційній колоні. Для забезпечення репрезентативності важливо, щоб kern відбирався як з прогнозно продуктивних інтервалів, так і з покришок та внутрішніх екранів, оскільки саме співвідношення «колектор - покришка» визначає реальну працездатність пастки [8, 46].

Основні напрями лабораторних досліджень охоплюють :

- Літологічні та мінералого-петрографічні дослідження порід: макроопис керна, виготовлення шліфів, визначення мінерального складу, текстурно-структурних ознак, типу цементації, ступеня глинистості та характеру діагенетичних змін. Цей блок необхідний для встановлення генетичного типу пісковиків, причин неоднорідності колектора та виявлення зон вторинної пористості або, навпаки, зон ущільнення.

- Гранулометричний аналіз (для теригенних порід): визначення зернистості, сортування, вмісту дрібної фракції та глинистих домішок, що прямо впливає на

проникність і характер насичення. Результати використовуються для порівняння колекторів різних горизонтів і побудови фаціальної моделі.

- Петрофізичні дослідження колекторів: визначення відкритої пористості, абсолютної та ефективної проникності, щільності, вологості, коефіцієнта насичення, залишкової водонасиченості, а також параметрів електропровідності (для подальшої інтерпретації каротажу і розрахунків водонасичення). Для Гусинського родовища цей блок є ключовим, тому що дозволяє перейти від «наявності піску в розрізі» до кількісного обґрунтування, чи є пласт колектором промислового класу.

- Дослідження покришок і екрануючих товщ: визначення пористості й проникності глинистих і карбонатних порід, оцінка капілярного тиску, здатності до утримання флюїдів, а також аналіз тріщинуватості й мікротріщин у прирозломних зонах. Це важливо для встановлення герметичності пастки, особливо якщо пастка тектонічно екранована і частина контурів формується розломом.

- Капіляриметричні та спеціальні дослідження (за наявності матеріалу): криві капілярного тиску, визначення параметрів змочуваності, оцінка порогових тисків витоку та прогноз граничної висоти стовпа вуглеводнів у пастці. У практичному сенсі це дозволяє обґрунтовувати, чи здатна покришка витримати заданий перепад тисків, і який рівень ГВК/ВНК є найбільш імовірним.

- Геохімічні дослідження: аналіз органічної речовини (вміст, тип, ступінь катагенезу), бітумінологічні визначення, а також аналіз газів і конденсатів (за результатами відбору проб). Ці роботи потрібні для уточнення генезису флюїдів, оцінки стадії перетвореності органічної речовини та узгодження із регіональною моделлю генерації й міграції.

- Дослідження пластових вод: визначення мінералізації, іонного складу, газонасиченості, агресивності (корозійної активності), наявності мікрокомпонентів. Це дає змогу оцінити гідрогеологічні умови, підтвердити тип водоносної системи, а також врахувати технологічні ризики - корозію обладнання, сумісність рідин, можливість солевідкладень.

- Фізико-хімічні дослідження флюїдів (для нафти, газу, конденсату): густина, в'язкість, газовий фактор, компонентний склад, вміст H₂S та CO₂, температура помутніння/випадіння парафінів (за потреби). Результати потрібні для геолого-економічної оцінки та прогнозу технологічних умов освоєння.

Основні об'єкти лабораторних досліджень, перелік аналізів та очікуваний результат для побудови моделі пасток Гусинського родовища наведені в табл. 3.3.

Таблиця 3.3. - Комплекс лабораторних досліджень для обґрунтування моделі пасток Гусинського родовища

Об'єкт дослідження	Основні види аналізів	Який результат дає для моделі пастки
Керн колекторів (пісковики - карбонати)	петрографія - гранулометрія - пористість - проникність - електропараметри	підтвердження колектора - ефективні товщини - зв'язок із ГДС
Керн покришок (аргіліти - щільні карбонати)	пористість - проникність - капіляриметрія - тріщинуватість	оцінка герметичності - ризик витоків у прирозломних зонах
Шлам - промиті проби	оперативна літологія - мінералогія	уточнення меж пластів - підтвердження кореляції
Пластові води	іонний склад - мінералізація - агресивність	гідрогеологічна модель - технологічні ризики
Газ/конденсат/нафта	компонентний склад - фізичні властивості - домішки	фазовий стан - умови освоєння - оцінка запасів
Органічна речовина порід	ТОС - бітумінологія - стадія катагенезу	узгодження з моделлю генерації - міграції - збереженості

Запроєктований комплекс лабораторних досліджень забезпечує кількісне обґрунтування ключових елементів нафтогазоносною системи Гусинського родовища, колектора, покришки, типу насичення й властивостей флюїдів. У

сукупності з матеріалами ГДС і випробувань лабораторні результати дадуть змогу уточнити літолого-структурну модель пасток, зменшити невизначеність при оконтуренні покладів та підготувати вихідні дані для геолого-економічної оцінки і подальших рекомендацій щодо дорозвідки.

3.5. Висновки до розділу 3

1. Для Гусинського родовища прийнята поетапна схема пошуково-розвідувальних робіт, у якій передбачено буріння 6 вертикальних свердловин - по 3 свердловини на кожному з двох локальних піднять - одна незалежна пошукова та дві залежні розвідувальні на кожній структурі, що забезпечує перевірку пастки і подальше оконтурення покладу в разі позитивного результату.

2. Система розміщення свердловин обрана трикутною, оскільки вона забезпечує мінімально необхідну геометрію контролю пастки - одна пошукова свердловина перевіряє склепінну частину й факт наявності колектора та насичення, а дві розвідувальні, винесені у західну і східну частини, дають змогу простежити латеральну мінливість колекторів, уточнити роль розломів як екранів і встановити реальні межі пастки в плані - така схема є оптимальною для комбінованих літолого-структурних і тектонічно-екранованих пасток у блоково-розломних умовах.

3. Проектні глибини свердловин забезпечують розкриття перспективних інтервалів і верхньої частини фундаменту - св. 1 і 2 запроєктовані до 2550 м, св. 3 - до 2500 м, св. 4-6 - до 2450 м, при цьому передбачено розкриття фундаменту орієнтовно на 100 м (св.1) і 130 м (св.4), що дає можливість оцінити не лише карбон, а й кору вивітрювання та зони розущільнення фундаменту як потенційні колектори.

4. Пошукові свердловини орієнтовані на встановлення ключових елементів пастки - типу колектора, характеру його літологічної неоднорідності та меж поширення, наявності й якості покритки, а також ролі розломів у формуванні екранування - розвідувальні свердловини призначені для уточнення

просторової конфігурації пастки, перевірки її напівзамкненого характеру та оконтурення продуктивних інтервалів у межах західного і східного крил структури.

5. Комплекс лабораторних досліджень орієнтований на отримання кількісних параметрів колекторів і покришок - визначення пористості та проникності, типу цементації, ступеня глинистості, неоднорідності, а також характеристик пластових вод і флюїдів; ці дані є базою для петрофізичного обґрунтування ефективних товщин, уточнення меж колектора та підготовки вихідних матеріалів для геолого-економічної оцінки.

6. Очікуваний результат запроєктованих робіт - встановлення типу пастки (структурна, літологічна або комбінована), уточнення ролі розломів як екранів, визначення меж продуктивних інтервалів у горизонтах В-17-19 і В-21, а також підтвердження або спростування перспективності верхньої частини фундаменту в межах Гусинського родовища.

РОЗДІЛ 4. АНАЛІЗ ПАСТОК ГУСИНСЬКОГО РОДОВИЩА ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ПОШУКОВО-РОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ

4.1. Обсяг та результати пошуково-розвідувальних робіт

Обґрунтування пасток Гусинського родовища виконують на основі комплексу пошуково-розвідувальних матеріалів, який включає геолого-геофізичну інтерпретацію, результати буріння та випробувань свердловин у межах суміжних площ північного борту Дніпровсько–Донецької западини, а також проєктні рішення щодо подальшого уточнення моделі пасток бурінням і свердловинними дослідженнями. Практика робіт у межах близьких за геологічними умовами структур показує, що ключовою причиною від’ємних результатів може бути непідтвердження бурінням структурної форми, виділеної за сейсмічними матеріалами - саме тому аналіз пасток у районі Гусинського родовища має спиратися на узгодження сейсмічної моделі з фактичними даними свердловин [12, 40, 42, 46].

У межах прилеглих площ виконувались пошуково-розвідувальні роботи, які дали як негативні, так і позитивні приклади. Зокрема, на одній із площ буріння не виявило покладів через непідтвердження структурної побудови, а на іншій у процесі випробувань у колонах отримано промислові припливи газу та нафти з конкретних інтервалів і горизонтів, що підтверджує продуктивність карбонового комплексу та важливість правильної прив’язки пасток до розломно-блокової архітектури і літологічних обмежень колекторів.

Для зняття невизначеності щодо будови пасток Гусинського родовища прийнята поетапна схема пошуково-розвідувальних робіт із нарощуванням деталізації після першої перевірки моделі. Проєктом передбачено буріння 6 вертикальних свердловин - дві незалежні пошукові та чотири залежні розвідувальні, що дозволяє спочатку встановити принципову працездатність пастки, а далі - оконтурити продуктивні інтервали і уточнити межі екранування [2, 41, 50, 42].

Основні параметри запроєктованих свердловин і їх роль у перевірці пасток Гусинського родовища наведено в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1. - Параметри запроєктованих свердловин і роль у перевірці пастки

№ св	Категорія	Проектна глибина, м	Проектний горизонт	Продуктивна товща	Роль для аналізу пастки
1	пошукова	2550	кристалічний фундамент	C _{1v2} (2350-2550)	перевірка склепіння - встановлення типу колектора - первинна оцінка екранування
2	розвідувальна	2550	кристалічний фундамент	C _{1v2} (2300-2550)	контроль західного крила - уточнення меж пастки - латеральна мінливість колектора
3	розвідувальна	2500	кристалічний фундамент	C _{1v2} (2300-2500)	контроль східного крила - перевірка напівзамкненості - підтвердження ролі розлому
4	пошукова	2450	кристалічний фундамент	C _{1v2} (2250-2450)	незалежна перевірка другої структури - уточнення блоковості й екранування
5	розвідувальна	2450	кристалічний фундамент	C _{1v2} (2250-2450)	уточнення контуру - простеження продуктивності в межах пастки
6	розвідувальна	2450	кристалічний фундамент	C _{1v2} (2250-2450)	східна присклепінна зона - встановлення меж і можливих літологічних обмежень

Розміщення свердловин запроєктоване за трикутною схемою - пошукова свердловина закладається у склепінні, а дві розвідувальні - у західній та східній частинах пастки, що дає можливість перевірити замикання, простежити

латеральну змінність колектора та встановити контур нафтогазоносності в плані [42, 46, 40].

Зміст і обсяг робіт у свердловинах передбачають отримання повного набору даних для побудови літолого-структурної моделі пасток. Під час буріння виконується відбір шламу, який рекомендується проводити у перспективних інтервалах через кожні 5 м проходки, що забезпечує оперативну літологічну прив'язку та контроль змін розрізу [12, 40].

Основні геологічні невизначеності, характерні для пасток Гусинського родовища, та перелік робіт, що забезпечують їх зменшення, наведено в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2. - Матриця геологічних невизначеностей і робіт, що їх зменшують

Невизначеність	Як проявляється в пастках	Які роботи її зменшують	Який вихідний показник отримуємо
Непідтвердження структурної форми	склепіння слабке - зміщене - інша амплітуда	ВСП + уточнення сейсміки + дані пошукових свердловин	скоригована структурна карта - положення замикання
Невитриманість колектора	колектор "рветься" - різна якість порід	кореляція ГК - керн - петрофізика	ефективні товщини - межі колектора
Негерметичність розлому	пастка розкривається - водоприпливи	зіставлення результатів випробувань по крилах + аналіз розломів	оцінка ролі розлому як екрана
Слабка покришка	витоки - перетоки по колоні	керн покришки + ГДС/контроль цементажу	підтвердження екрануючих властивостей
Невідомий фазовий стан	газ чи конденсат - нестабільні припливи	відбір проб - аналіз флюїдів - випробування	склад і властивості флюїду - технологічні умови

Вибір інтервалів для випробувань здійснюється за матеріалами промислово-геофізичних досліджень і керна - при цьому випробуванню в процесі буріння підлягають горизонти, приурочені до регіонально нафтогазоносною товщі, а роботи у відкритому стовбурі виконуються із застосуванням випробувача пластів на трубах і на каротажному кабелі.

Кернові та лабораторні дослідження у складі пошуково-розвідувального комплексу спрямовані на кількісне обґрунтування колекторських властивостей і якості покришок, що безпосередньо визначає тип пастки і її герметичність. Найбільш надійну геологічну інформацію отримують за результатами вивчення керну та даних промислово-геофізичних досліджень - зразки керну після детального опису відбирають і направляють до лабораторії в стислі терміни, а в процесі буріння та досліджень додатково виконують відбір проб газу, газового конденсату, нафти та пластових вод [12, 40, 46].

Фізико-літологічна характеристика колекторів включає визначення пористості, проникності, гранулометрії, мінерального складу, карбонатності, залишкової водонасиченості та тріщинуватості, а для уточнення віку та кореляції товщ застосовуються палеонтологічні та споро-пилкові визначення.

Геофізичний блок робіт формує основу для виділення колекторів, оцінки насичення та контролю технічного стану свердловин. Запроєктований комплекс включає стандартні каротажні вимірювання, інклінометрію, кавернометрію або профілеметрію, термометрію, а після спуску колон - цементометричні та акустичні методи; у продуктивній частині розрізу передбачаються деталізовані комплекси електричного та нейтронного каротажу, а також вертикальне сейсмічне профілювання для узгодження швидкісної моделі зі сейсмічною побудовою [33, 34, 46].

Таким чином, обсяг пошуково-розвідувальних робіт у межах Гусинського родовища є комплексним і спрямованим не лише на фіксацію факту продуктивності, а насамперед на отримання параметрів, необхідних для аналізу пасток - просторового положення колекторів, їх літологічних меж, ролі розломів як екранів, якості покришок і умов насичення. Очікуваний результат виконання комплексу буріння, ГДС, випробувань, відбору керна та

лабораторних аналізів - побудова узгодженої літолого-структурної моделі пасток Гусинського родовища і обґрунтування напрямів подальшого оконтурення та дорозвідки на найбільш перспективних ділянках.

4.2. Критерії нафтогазоносності та виділення перспективних пасток

Оцінка нафтогазоносності та виділення перспективних пасток у межах Гусинського родовища повинні базуватися не на одному показнику, а на сукупності взаємопов'язаних ознак, які підтверджують працездатність системи пасткоутворення - наявність колектора, покришки, шляхів міграції, екранування та умов збереженості. Для умов північного борту Дніпровсько-Донецької западини ключовим є поєднання структурних факторів (локальні підняття, блоковість, розломи) з літологічними обмеженнями (неоднорідність піщаних тіл, виклинювання, фаціальні заміщення), тому критерії необхідно формулювати так, щоб вони дозволяли розрізняти - структурні, літологічні та комбіновані пастки, а також тектонічно-екрановані варіанти [42, 46, 54].

У практичному сенсі критеріями нафтогазоносності слід вважати ті ознаки, які:

- прямо або опосередковано вказують на наявність вуглеводнів у колекторі;
- підтверджують герметичність пастки та відсутність умов для витоків;
- узгоджуються між собою за різними джерелами даних - сейсміка, ГДС, керн, випробування, гідрогеологія та геохімія.

Структурно-тектонічні критерії є базовими для визначення геометрії пастки. Перспективними вважаються ділянки, де за сейсмічними побудовами та свердловинними прив'язками простежується локальне замикання по покрівлі продуктивного комплексу, а також наявні розломи, здатні виконувати роль екранів [12, 24, 46]. Для Гусинського родовища принципово важливими є - блоково-розломна будова, прирозломні напівантиклінальні форми та напівзамкнений характер пасток, коли значна частина герметизації забезпечується саме скидовими порушеннями.

Літолого-фаціальні критерії визначають реальні межі резервуара в межах навіть правильно виділеного структурного підняття. Для карбонового теригенного комплексу найбільш показовими є - витриманість піщаних пачок, латеральна зміна зернистості та цементації, поява глинистих прошарків і внутрішніх екранів, а також виклинювання колекторів у напрямку крила пастки.

Саме ці ознаки часто пояснюють ситуації, коли пастка геометрично існує, але не є працездатною через деградацію колектора або розкриття по літологічному контакту.

Петрофізичні критерії колектора і покритишки є кількісним підтвердженням перспективності. Перспективними вважаються інтервали з підтвердженими значеннями пористості та проникності, що забезпечують промислові припливи, а для покритишок - низька проникність, наявність суцільних глинистих або щільнокарбонатних товщ, відсутність інтенсивної тріщинуватості в зоні екранування. У розломно-блокових умовах окрему увагу слід приділяти природним зонам - вони можуть одночасно підвищувати колекторські властивості (розуцільнення) і погіршувати герметичність (канали витоку), тому рішення має прийматись лише за комплексом даних [24, 46].

Геофізичні критерії охоплюють результати сейсмозв'язки та свердловинної геофізики. Для виділення перспективних пасток критичними є - узгодження структурних побудов із даними ВСП і ГДС, впевнене трасування розломів, стабільна прив'язка відбиваючих горизонтів до стратиграфії, а в межах продуктивних інтервалів - каротажні ознаки колекторів і можливого насичення. У нафтогазогеологічній практиці саме суперечності між сейсмічним "склепінням" і фактичним розрізом свердловини є найчастішою причиною відхилення перспективних об'єктів, тому для Гусинського родовища важливим критерієм є не сама наявність підняття, а його підтвердження бурінням і прив'язкою ВСП.

Гідрогеологічні та гідрогеохімічні критерії дозволяють оцінити умови збереженості пасток. Для глибинних перспективних інтервалів позитивними ознаками є - відсутність активного водообміну, близькі до гідростатичних умови тисків, висока мінералізація глибинних вод, яка свідчить про елізійний режим і тривале геологічне "закриття" системи. Натомість прісні або слабомінералізовані води на великих глибинах, різкі гідродинамічні градієнти або сліди інтенсивного перетоку можуть знижувати ймовірність збереженості покладів. Геохімічні критерії використовують для підтвердження нафтогазоносною системи в цілому - наявності джерельних товщ, стадії

катагенезу, можливості генерації та міграції. На рівні свердловини найбільш прикладними є - газопрояви, бітумінізація порід, результати аналізів флюїдів і пластових вод, які допомагають розрізняти фонові прояви від продуктивного насичення. Критерії нафтогазоносності наведено в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3. - Критерії нафтогазоносності та джерела їх встановлення для Гусинського родовища

Група критеріїв	Діагностична ознака	Основне джерело даних	Значення для пастки
Структурні	локальне замикання по покрівлі продуктивного комплексу	сейсміка - структурні карти - ВСП	підтверджує геометрію пастки
Тектонічні	екранування скидом - блоковість - прирозломні підняття	сейсміка - розломна модель - зіставлення свердловин	формує тектонічно- екрановану або комбіновану пастку
Літологічні	виклинювання - фаціальна заміна - внутрішні екрани	кern - шлам - каротаж - кореляція	визначає межі резервуара в плані та розрізі
Петрофізичні	підтверджений колектор - пористість/проникність	кern - лабораторія - петрофізична інтерпретація ГДС	доводить здатність колектора накопичувати і віддавати флюїд
Покришка	суцільна низькопроникна товща - відсутність тріщинуватості	кern - ГДС - матеріали по колоні/цементажу	доводить герметичність пастки
Гідрогеологічні	слабкий водообмін на глибині - елізійний режим	аналіз вод - тиски - гідрогеологічна модель	підтверджує умови збереженості покладу
Прямі прояви	приплив - газопрояви - нафтопрояви	випробування - ГТК - аналіз флюїдів	пряме підтвердження нафтогазоносності інтервалу

Виділення перспективних пасток доцільно виконувати послідовно - від геометрії до працездатності, щоб не підмінити аналіз пастки лише фактом можливого насичення.

Спочатку формують структурну основу - за сейсмікою та ВСП уточнюють положення склепінь і крил, виділяють блоки, трасують розломи та оцінюють, які з них можуть виконувати екрануючу функцію. Паралельно виконують стратиграфічну прив'язку продуктивних інтервалів карбону за ГДС і кореляцією розрізів, оскільки навіть невелике зміщення прив'язки призводить до хибного оконтурення пастки [12, 20, 38, 42, 46].

Далі оцінюють літологічно-петрофізичну працездатність - визначають, чи є в межах структурного замикання колектор достатньої якості, чи зберігається він у напрямку крил, де проходять його літологічні межі, чи не розривається він внутрішніми глинистими екранами. На цьому етапі ключовою стає ув'язка керна з каротажем - щоб прогноз латеральної витриманості не був формальним.

Завершальним етапом є підтвердження герметичності та збереженості - оцінка покришок, аналіз гідрогеологічного режиму та контроль проявів і результатів випробувань. Для тектонічно-екранованих пасток важливо порівнювати дані по різних крилах і блоках - якщо розлом є герметичним екраном, це відображається в контрасті насичення й водонасичення по різні боки порушення, тоді як при негерметичності пастка проявляє ознаки "розкриття" та вирівнювання гідродинамічних умов [20, 38, 46].

У підсумку перспективними пастками Гусинського родовища слід вважати ті, що одночасно відповідають трьом умовам - мають підтвержене структурне замикання або тектонічне екранування, містять літологічно витриманий колектор промислової якості та перекриті надійною покришкою, а також не суперечать гідрогеологічній і геохімічній моделі збереженості. Саме така логіка дозволяє перейти від загальної оцінки нафтогазоносності до обґрунтованого вибору конкретних об'єктів для дорозвідки та деталізації моделі пасток.

4.3. Аналіз структурних особливостей пасток Гусинського родовища

Згідно з матеріалами сейсмозвідувальних та проєктних робіт, Гусинське родовище приурочене до Північного борту Дніпровсько–Донецької западини та відноситься до Булгаківсько–Таганської структурної лінії, що визначає блоково-розломний тип будови й провідну роль диз'юнктивних порушень у формуванні пасток. У межах осадового чохла потужністю близько 2320–2450 м виділяються варійський, кімерійський та альпійський структурні комплекси, які різняться ступенем дислокованості та літолого-фаціальними особливостями, а отже і характером відображення пасток у геофізичних полях [2, 40, 41, 50].

Кристалічний фундамент архейсько–протерозойського віку складений граніто-гнейсовими породами, а занурення його поверхні відбувається по системі субпаралельних розломів і за рахунок нахилу блоків у бік осьової зони западини. Це створює передумови для формування локальних піднять і блокових пасток у покрівлі фундаменту та в нижньокам'яновугільних відкладах, де конфігурація пастки часто контролюється не тільки склепінною формою, а й положенням розломних екранів [40].

Варійський структурний поверх (верхньофрансько–нижньопермський у структурному розумінні) залягає з різким неузгодженням на денудованій поверхні фундаменту та характеризується розвитком блокових структур на фоні моноклінального занурення. Блоки різних розмірів сформовані густою сіткою розривних порушень, причому переважають незгідні скиди; така будова пов'язується з успадкованим характером розвитку чохла і фундаменту на рифтовій стадії, що безпосередньо визначає морфологію пасток і їх просторове розміщення [40].

У межах Гусинського родовища основні пастки мають прирозломний характер і приурочені до згорток північно–західного простягання, у яких північне крило зрізане (екрановане) незгідним скидом, а замикання з протилежного боку забезпечується переклиналлю. Екрануюча роль незгідного скиду є ключовою: за сейсмічними даними амплітуда такого порушення становить близько 50–75 м, а при куті падіння площини 60–65°

розрахунково/геометрично проявляються значні амплітуди структурного ефекту, що створює умови для тектонічно-екранованих пасток у продуктивних інтервалах [40].

Узагальнені структурні параметри пасток Гусинського родовища за результатами сейсмічних побудов наведено в таблиці 4.4.

Таблиця 4.4. - Узагальнені структурні параметри пасток Гусинського родовища (за результатами сейсмічних побудов)

Показник	Пастка 1 (локальне прирозломне підняття)	Пастка 2 (локальне прирозломне підняття)
Простягання структури	північно–західне	північно–західне
Тип замикання	тектонічно-екрановане скидом + переклиналь	тектонічно-екрановане скидом + переклиналь
Амплітуда незгідного скиду, м	50–75	близько 75
Кут падіння площини скиду, °	60–65	60–65
Рівень ізогіпси замикання, м	–2300	–2200
Площа пастки (замкнення), км ²	6,1	3,0

Геометрія пасток у продуктивних комплексах уточнюється за структурними побудовами: площі замкнення для локальних об’єктів приймаються по ізогіпсах, замкнених на розривні порушення (тобто контур пастки формально замикається на лінії скидового екрана). Для двох локальних пасток, що складають структуру Гусинського родовища, площі замкнення оцінені на рівнях приблизно –2300 і –2200 м та становлять 6,1 км² і 3,0 км²

відповідно, що підкреслює домінування розломного контролю над чисто антиклінальним [40].

Практичний висновок для інтерпретації пасток Гусинського родовища полягає в тому, що структурний аналіз має бути зосереджений на:

- простеженні незгідних скидів як екранів;
- оцінці їх амплітуд і кутів падіння;
- встановленні конфігурації замикання по ізогіпсах у межах продуктивних горизонтів;
- перевірці узгодженості структурних карт із блоковою моделлю фундаменту.

Такий підхід напряду впливає з того, що блоки сформовані переважно скидовими порушеннями, які задають морфологію локальних піднять і визначають тип пастки як тектонічно-екранований у межах пластових колекторів.

4.4. Аналіз літологічних особливостей пасток Гусинського родовища

Літологічний фактор для пасток Гусинського родовища є визначальним, оскільки навіть за наявності структурного замикання працездатність пастки контролюється якістю колектора, характером його латеральної мінливості та наявністю надійних екранів - як регіональних, так і внутрішньопластових. Для північного борту Дніпровсько–Донецької западини типові багатопластові поклади зі склепінним характером і елементами літологічного та тектонічного екранування, при цьому контакти часто мають газоводяний або літологічний характер, а основні колектори представлені пісковиками та алевролітами, рідше тріщинуватими вапняками і розущільненими породами фундаменту [33, 34, 46].

Перспективність Гусинського родовища пов'язується насамперед із відкладами верхньовізейського під'ярусу нижнього карбону та, додатково, із корою вивітрювання і зонами розущільнення кристалічного фундаменту, тобто із поєднанням порових колекторів осадового чохла та тріщинуватих/тріщинно-кавернозних колекторів фундаменту.

У продуктивному інтервалі карбону колектори за аналогіями та прогнозом проекту очікуються переважно в пісковиках і крупнозернистих алевролітах, які вміщують основний обсяг запасів у типових для району горизонтах В-17-19 та В-21 [40, 33, 34].

Літологічні елементи пастки Гусинського родовища, їх стратиграфічна приуроченість та роль у формуванні пасток наведені в таблиці 4.5.

Таблиця 4.5. - Літологічні елементи пастки Гусинського родовища та їх роль

Елемент пастки	Стратиграфічна приуроченість	Типові породи	Роль у формуванні пастки
Колектор основний	нижній карбон, верхньовізейський комплекс (горизонти В-17-19, В-21)	пісковики, крупнозернисті алевроліти	формування порового резервуара - визначення ефективної товщини та ділянок кращих ФЄХ
Внутрішні екрани	у межах колекторних пачок	аргіліти, ущільнені алевроліти, тонкі карбонатні прошарки	сегментація резервуара - можливість літологічних контактів і обмеження площі насичення
Покришка локальна	серпухівські глинисті товщі	аргіліти темно-сірі, мікроверстуваті, ущільнені	герметизація колекторів - зменшення ризику вертикальної міграції
Колектор додатковий	покрівля фундаменту	кора вивітрювання - зони розущільнення	формування тріщинуватих/тріщинно-кавернозних резервуарів при наявності екранування
Покришка регіональна	мезозой-крейда-кайнозой	глини, мергелі, крейда з прошарками глин	загальна збереженість системи - ізоляція глибинних флюїдів

Літологічно ці товщі характеризуються чергуванням пісковиків, алевролітів і аргілітів, місцями з підпорядкованими прошарками вапняків - така

будова одночасно створює колекторські інтервали і формує внутрішні екрани, що контролюють сегментацію покладу та тип контакту флюїдів [12, 40, 33, 34].

Кількісно якість колекторів доцільно оцінювати у двох рівнях, прогнозованому (для моделі пасток) і фактичному (за аналогами випробувань). Для прогнозованої оцінки параметри колекторів горизонтів В-17-19 та В-21 приймаються на рівні відкритої пористості 9–15 %, газонасиченості 70–90 %, ефективної товщини 2,0–5,5 м [12, 40].

За даними аналогічних візейських колекторів у межах району пористість може змінюватися значно ширше - 5,4–26 %, а проникність - від 0,06 до 1660×10^{-15} м² при товщинах пластів 2–9,8 м, що підкреслює ключову роль літологічної неоднорідності та діагенетичних змін у прогнозі пасток Гусинського родовища [12, 40].

Герметизація пасток у межах карбону забезпечується як регіональними глинистими товщами, так і локальними внутрішньорозрізними екранами. У серпухівському комплексі поширені глинисті пачки з рідкими прошарками щільних алевролітів і вапняків, що за своєю природою є сприятливими покришками для підлеглих піщаних тіл; характерні потужності глинистих товщ 100–130 м, а для перешарувань пісковиків–алевролітів–аргілітів із вапняками - 150–270 м [12, 40].

Внутрішні екрани в межах колекторної пачки формуються тонкими глинистими прошарками та ущільненими алевролітами, що призводить до дроблення резервуара на окремі лінзоподібні тіла і підвищує ймовірність літологічного контакту флюїдів, навіть за наявності структурного замикання.

Для верхньої частини розрізу (понадкарбонівського покриву) характерні значні товщі глин і мергелів мезозою та крейди, які формують надійний регіональний екран для глибинних комплексів - це важливо при загальній оцінці збереженості системи, хоча безпосередньо для пастки у візейських горизонтах вирішальними є саме карбонівські покришки і внутрішні екрани .

Окремою рисою тектонічно-екранованих пасток району є зміна характеру замикання вгору по розрізу від подошви осадового чохла пастка поступово може розкриватися і на рівні верхнього серпухову переходити у монокліналь,

що робить літологічний контроль пастки особливо важливим для верхніх інтервалів продуктивної товщі [12, 40].

Очікувані фільтраційно-ємнісні характеристики колекторів, критичні для підтвердження пастки Гусинського родовища, наведено в таблиці 4.6.

Пісковики та алевроліти візейського комплексу мають теригенне походження і сформовані внаслідок привносу та осадження уламкового матеріалу в умовах дельтово-алювіальних і прибережно-морських (шельфових) обстановок. Саме зміна енергії середовища осадонакопичення зумовлює їх фаціальну мінливість, лінзоподібність піщаних тіл та нерівномірність колекторських властивостей. [33, 34]

Таблиця 4.6. - Очікувані фільтраційно-ємнісні характеристики колекторів, критичні для підтвердження пастки

Показник	Прогнозні орієнтири для В-17-19, В-21	Діапазони за аналогами візейських колекторів району	Для чого використовується в аналізі пастки
Відкрита пористість, %	9–15	5,4–26	оцінка якості колектора - виділення ефективних інтервалів
Проникність, $\times 10^{-15} \text{ м}^2$	очікується змінною	0,06–1660	прогноз дебітності - ризик нерівномірної фільтрації по площі
Ефективна товщина, м	2,0–5,5	2–9,8	оцінка об'єму пастки - обґрунтування контурів насичення
Газонасиченість, %	70–90	варіює	підтвердження типу насичення - узгодження з ГДС і випробуваннями

Прогнозні параметри для В-17-19 і В-21 наведені за узагальненням даних керна і ГДС родовищ-аналогів. Діапазони за аналогами наведені за прикладами випробувань і петрофізичних оцінок візейських колекторів району [12, 40].

У підсумку літологічні особливості пасток Гусинського родовища зводяться до трьох практичних положень - колектор у візейських горизонтах є переважно пісковиково-алевролітовим і різко неоднорідним, покритишки формуються серпухівськими глинистими товщами та внутрішньопластовими екранами, а межі пастки в багатьох випадках визначаються не лише структурою і розломним екраном, а й літологічними обмеженнями колектора та характером його виклинювання. Це означає, що при подальшому аналізі пасток (і при виборі інтервалів випробування) першочерговими є - кореляція піщаних тіл по площі, перевірка їх витриманості у крилах пастки та оцінка герметизації по глинистих пачках і внутрішніх екранах.

4.5. Висновки до розділу 4

1. Аналіз результатів пошуково-розвідувальних робіт показує, що пастки Гусинського родовища доцільно розглядати як переважно комбіновані - структурний контроль формують локальні підняття, а реальна конфігурація пастки та її працездатність визначаються розломним екрануванням і літологічними обмеженнями колекторів.

2. Критеріальна база виділення перспективних пасток повинна включати узгоджені між собою ознаки з різних джерел - сейсмічні побудови та ВСП для підтвердження замикання і розломної моделі, ГДС і керн для виділення колекторів і покритишок, випробування пластів для підтвердження продуктивності та відбору проб флюїдів - при відсутності узгодження хоча б одного елемента система пастки вважається ризиковою.

3. Структурні особливості пасток Гусинського родовища визначаються блоково-розломним стилем - пастки приурочені до прирозломних напівантиклінальних форм північно-західного простягання, де основним елементом замикання виступають скидові порушення з екрануючою функцією, а замикання з протилежного боку забезпечується переклиналлю - така геометрія зумовлює напівзамкнений характер пасток і потребує детальної перевірки крилами.

4. Літологічний контроль пасток проявляється у різкій неоднорідності теригенних колекторів карбону - основні резервуари прогноуються у пісковиках і крупнозернистих алевролітах візейського комплексу (горизонти В-17-19, В-21), а внутрішньопластові глинисті прошарки та ущільнені алевроліти формують екрани, які здатні сегментувати резервуар і переводити контакти у літологічно обмежений тип.

5. Герметизація пасток забезпечується як локальними покриттями карбону (глинисті товщі серпухівського комплексу), так і регіональними перекривними товщами мезозою–кайнозою - водночас у прирозломних зонах можливе одночасне посилення колекторських властивостей за рахунок розущільнення і підвищення ризику витоків.

РОЗДІЛ 5. ОЦІНКА НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ГУСИНЬСЬКОГО РОДОВИЩА

5.1. Основні геолого-промислові параметри нафтогазоносних горизонтів

Оцінка нафтогазоносності Гусинського родовища в межах теми роботи спирається на встановлення й узагальнення геолого-промислових параметрів продуктивних інтервалів - глибин залягання, літології колекторів, ефективних товщин, фільтраційно-ємнісних властивостей, характеру насичення, якості покришок та умов збереженості. Для північнобортових об'єктів Дніпровсько-Донецької западини ці параметри доцільно аналізувати комплексно, оскільки пастки часто мають комбіновану природу - структурне положення задає локальне підняття, а промислове значення визначається якістю піщаних тіл, їх витриманістю та екрануванням [12, 46].

У межах Гусинського родовища основна перспектива пов'язується з відкладами нижнього карбону - верхньовізейського під'ярусу (C_{1V2}), де прогноуються продуктивні горизонти В-17-19 і В-21. Додатково як потенційний об'єкт розглядається верхня частина кристалічного фундаменту - кора вивітрювання та зони розущільнення, проте промислове значення цього об'єкта має підтверджуватись результатами випробувань і лабораторних визначень [8, 24, 46].

За проєктними інтервалами розкриття, продуктивна товща C_{1V2} у межах запроєктованих свердловин очікується в глибинному діапазоні приблизно 2250-2550 м (залежно від структурного положення і блоку), що дає змогу прив'язувати параметри колекторів до конкретних інтервалів ГДС та кернового матеріалу [40, 12, 46].

Колектори в межах горизонтів В-17-19 і В-21 прогноуються переважно в теригенних породах - пісковиках і крупнозернистих алевролітах, які чергуються з аргілітами та тонкими глинистими прошарками. Така будова важлива для промислової оцінки, бо внутрішньопластові глинисті прошарки можуть виконувати роль локальних екранів і сегментувати резервуар, через що

ефективні товщини й межі насичення можуть суттєво змінюватись у плані навіть у межах однієї пастки.

Покришки для візейських колекторів очікуються в глинистих пачках карбону (включно з серпухівськими глинистими товщами), а регіональна ізоляція забезпечується перекривними глинисто-карбонатними товщами мезозою–кайнозою. Для практичного прогнозу пастки це означає, що головним є не факт наявності покритишки в розрізі, а її суцільність, низька проникність і поведінка в прирозломних зонах [33, 34].

Нижче наведено узагальнення параметрів, які використовують для промислової характеристики горизонтів В-17–19 і В-21. Частина величин на етапі проектування має прогнозний характер і уточнюється за даними ГДС, керна, випробувань та лабораторних досліджень.

Для Гусинського родовища вирішальними є три взаємопов'язані блоки параметрів. Перший - якість і витриманість теригенних колекторів у C_{1V2} , що визначає реальні ефективні товщини та потенційну продуктивність. Другий - умови герметизації, зокрема суцільність глинистих покритишок і наявність внутрішніх екранів, які можуть як підвищувати надійність пастки, так і дробити резервуар на окремі лінзи [40, 9]. Третій - структурно-тектонічний контроль, бо для прирозломних пасток важливо довести, що розлом виконує екрануючу функцію, а не є каналом перетоку.

У підсумку, геолого-промислова оцінка горизонтів В-17–19 і В-21 на Гусинському родовищі повинна завершуватися конкретизацією - які інтервали є колекторами промислового класу, яка їх ефективна товщина у склепінні та на крилах, де проходять літологічні межі піщаних тіл, і чи забезпечується герметизація по покритишці та в прирозломній зоні. Саме ці висновки далі використовуються для розрахункової оцінки перспектив і вибору об'єктів дорозвідки.

5.2. Підрахунок ресурсів природного газу

Для кількісної оцінки нафтогазоносності Гусинського родовища на стадії пошуків доцільно застосовувати об'ємний підхід, оскільки він спирається на геометрію пастки та фільтраційно-ємнісні параметри колекторів. У практиці підрахунку запасів (ресурсів) використовують об'ємний, статистичний метод і метод матеріального балансу, однак на ранніх етапах (за обмеженої інформації) основним є саме об'ємний метод [44, 46].

Підрахунок перспективних ресурсів вільного газу по Гусинському родовищу виконують за категорією С3 об'ємним методом за загальноприйнятою формулою М.А. Жданова з урахуванням коефіцієнта заповнення пастки 0,5. Вихідні дані для розрахунку приймаються на підставі результатів випробування та промислово-геофізичних досліджень на суміжних і близьких за геологічними умовами родовищах [44, 46].

У межах Гусинського родовища виділяються два підрахункові об'єкти (локальні тектонічно-екрановані пастки), для яких площа визначена по замкнених ізогіпсах, обмежених розривними порушеннями:

- пастка А, прийнята по ізогіпсі -2300 м - площа 6,1 км²;
- пастка Б, прийнята по ізогіпсі -2200 м - площа 3,0 км².

Площі вимірювалися планіметром на планшетах масштабу 1:50 000 [40].

Фільтраційно-ємнісні характеристики прогнозних колекторів (горизонти В-17-19, В-21 та верхня частина кристалічного фундаменту) задаються за даними керну і ГДС аналогів; колектори представлені переважно пісковиками. Для розрахунків прийнято типові середні параметри: відкрита пористість 9–15 %, газонасиченість 70–90 %, ефективна товщина 2,0–5,5 м. Приведені пластові тиски та температури беруться з епюри тисків і графіка температур для глибин залягання підрахункових об'єктів (для визначення температурної поправки f_1).

Нижче наведено узагальнення підрахункових параметрів і результатів по основних перспективних інтервалах. Значення ресурсів по кристалічному фундаменту в таблиці подано як різницю між сумарним ресурсом пастки та

ресурсами по горизонтах В-17-19 і В-21, щоб зберегти узгоджені підсумки по кожній пастці (0,700 і 0,350 млрд м³ відповідно) [40].

Розрахункові параметри для оцінки перспективних ресурсів за пастками А і Б та горизонтами В-17-19 і В-21 узагальнено в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1. - Очікувані фільтраційно-ємнісні характеристики колекторів, критичні для підтвердження пастки

Пастка (підрахунковий об'єкт)	Горизонт	Площа пастки, км ²	Ефективна товщина, м	Коеф. відкритої пористості	Коеф. газонасиченості	Приведений пластовий тиск, МПа	Температура, °С	Перспективні ресурси, млрд м ³
Пастка А (ізогіпса - 2300 м)	В-17-19	6,1	5,5	0,15	0,90	23,5	75,0	0,450
	В-21	6,1	3,0	0,12	0,75	24,2	76,0	0,170
	Кристалічний фундамент (РС)	6,1	2,0	0,09	0,70	25,0	80,0	0,080*
	Разом по пастці А							0,700
Пастка Б (ізогіпса - 2200 м)	В-17-19	3,0	5,5	0,15	0,90	22,2	72,0	0,220
	В-21	3,0	3,0	0,12	0,85	23,0	73,5	0,090
	Кристалічний фундамент (РС)	3,0	2,0	0,09	0,70	24,0	75,5	0,040*
	Разом по пастці Б							0,350

	Разом по Гусинському родовищу							1,050
--	-------------------------------	--	--	--	--	--	--	-------

* 0,080 і 0,040 млрд м³ - розраховано як частка фундаменту в складі сумарного ресурсу пастки (0,700 та 0,350 млрд м³ відповідно) за вирахуванням внеску горизонтів В-17-19 і В-21. Загальні підсумки по пастках наведені в документі: 700 млн м³ і 350 млн м³.

Параметри по В-17-19 і В-21 наведені за підрахунковою таблицею.

Таким чином, за прийнятими геолого-геофізичними передумовами та при коефіцієнті заповнення пастки 0,5 сумарні перспективні ресурси вільного газу Гусинського родовища оцінюються 1,05 млрд м³ (або 1050 млн м³), при цьому основний внесок формують візейські горизонти В-17-19 і В-21, а додатковий - верхня частина кристалічного фундаменту за рахунок зон розущільнення та кори вивітрювання.

5.3. Аналіз залежностей об'єму ресурсів покладів від літолого-структурних особливостей пасток

Об'єм (ресурс/запас) вуглеводнів у пастці визначається не одним параметром, а сукупністю структурних і літологічних чинників. На стадії пошуків найзручніше аналізувати ці залежності через об'ємну модель, у якій ресурс прямо пропорційний площі пастки та ефективній товщині колектора, а також залежить від якості порового простору й умов насичення. У загальному вигляді це можна подати як логіку: чим більша пастка в плані та чим витриманіший колектор, тим більший потенційний об'єм флюїду; водночас навіть велика пастка дає малий результат, якщо колектор поганої якості або пастка негерметична [42, 46].

Для пасток тектонічно-екранованого або комбінованого типу, характерних для Гусинського родовища, ключовими структурними параметрами є:

- площа замикання пастки А за ізогіпсами по покрівлі продуктивного комплексу - найбільш прямий структурний контролер об'єму;

- конфігурація замикання і роль скидового порушення як екрана - саме екранування визначає, чи перетворюється структурна форма на перспективну пастку;

- висота замикання і ступінь напівзамкненості пастки - чим більше пастка розкривається вгору по розрізу або в напрямку крил, тим менший ефективний об'єм насичення.

У межах прийнятої моделі для двох пасток Гусинського родовища їх площі відрізняються (6,1 км² і 3,0 км²), і це одразу відображається в сумарному ресурсі газу (0,700 і 0,350 млрд м³). Фактично співвідношення ресурсів майже повторює співвідношення площ, що є типовим випадком, коли літолого-петрофізичні параметри по пастках прийняті близькими, а головну роль відіграє структурний розмір.

Літологічний контроль для Гусинського родовища проявляється через якість і витриманість теригенного колектора в межах C_{1V2}, а також через наявність внутрішньопластових екранів. Найбільш "об'ємно значущі" літологічні параметри:

- ефективна товщина (heф) - вона відображає не просто наявність пісковика, а реальну товщу, що працює як колектор;

- пористість (φ) і газонасиченість (Sg) - визначають, який об'єм порового простору реально заповнений газом;

- літологічні межі колектора (виклинювання, фаціальна заміна, цементация, глинистість) - визначають, чи зберігається колектор на крилах пастки й чи не зменшується ефективна товщина в напрямку периферії;

- внутрішні екрани (глинисті прошарки, ущільнені алевроліти) - здатні сегментувати резервуар, зменшувати коефіцієнт заповнення пастки та переводити контакти у літологічно обмежений тип.

На практиці саме літологічна мінливість найчастіше змінює підрахунковий результат сильніше, ніж структура, бо впливає одразу на heф, φ і Sg.

Узгодження структурного і літологічного контролю на прикладі пасток Гусинського родовища.

Якщо прийняти, що сумарна ефективна товщина продуктивних інтервалів у кожній пастці близька (для розрахункової схеми неф сумарно 10,5 м), то різниця ресурсів між пастками пояснюється переважно різницею площі замикання. Це можна показати нормуванням ресурсу на одиницю площі й товщини [42, 46].

Порівняння структурного масштабу пасток А і Б та нормованого питомого ресурсу за розрахунками розділу 5.2 наведено в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2. - Порівняння структурного масштабу пасток і “питомого” ресурсу (за розрахунками розділу 5.2)

Показник	Пастка А	Пастка Б
Площа пастки, км ²	6,1	3,0
Сумарна ефективна товщина, м	10,5	10,5
Ресурс вільного газу, млрд м ³	0,700	0,350
Ресурс на 1 км ² , млрд м ³ /км ²	0,115	0,117
Ресурс на 1 (км ² ·м), млрд м ³ /(км ² ·м)	0,0109	0,0111

Практичний висновок із таблиці - питомі значення для двох пасток майже однакові, отже за прийнятими параметрами колектора і насичення об'єм покладу керується насамперед структурним чинником - площею замикання. Це нормальна ситуація для стадії пошуків, коли неф, ϕ і S_g беруться за аналогіями, а головне завдання - перевірити структуру і її екранування бурінням [33, 34, 46].

Щоб показати, чому літологія критична навіть при “правильній” структурі, доцільно коротко оцінити чутливість підрахунку до зміни неф. На основі питомих величин можна орієнтовно оцінити втрати ресурсу при зменшенні ефективної товщини на 1 м по всій площі пастки:

- для пастки А з площею 6,1 км² зменшення heф на 1 м дає зменшення ресурсу приблизно на 0,067 млрд м³;

- для пастки Б з площею 3,0 км² зменшення heф на 1 м дає зменшення ресурсу приблизно на 0,033 млрд м³

Це означає, що латеральне “виклинювання” пісковика, зростання глинистості або цементації, які зменшують heф навіть на 1–2 м, можуть змінити підрахунок на десятки мільйонів кубометрів, тобто вплинути на промислову оцінку сильніше, ніж уточнення контуру пастки на декілька десятих км².

Для Гусинського родовища об’єм покладів визначається поєднанням двох головних блоків:

- структурний контроль задає площу й геометрію замикання та визначає, чи працює скид як екран;

- літологічний контроль визначає, яка частина структурної пастки реально заповнюється флюїдом, через зміни ефективної товщини, якості колектора, внутрішніх екранів і умов герметизації.

Тому практично правильний висновок для наступного етапу робіт - при підтвердженні структурної моделі першочергово потрібно деталізувати літологічну будову колектора (витриманість піщаних тіл у крилах, межі виклинювання, внутрішні екрани) та перевірити герметичність прирозломного екранування, бо саме ці чинники найбільше змінюють об’єм насичення в межах пастки.

5.4. Висновки до розділу 5

1. Оцінка нафтогазоносності Гусинського родовища базується на виділенні перспективних продуктивних інтервалів нижнього карбону - верхньовізейського під’ярусу C_{1v2}, де прогнозуються горизонти В-17–19 і В-21, а також на додатковій перевірці верхньої частини кристалічного фундаменту як можливого тріщинуватого резервуара.

2. Основні геолого-промислові параметри прогнозних колекторів у горизонтах В-17–19 і В-21 прийняті за аналогами та проектними оцінками -

відкрита пористість 9-15 %, газонасиченість 70-90 %, ефективна товщина 2,0-5,5 м, при цьому практично важливою залишається латеральна мінливість колекторів, яка здатна суттєво змінювати ефективні товщини та контури насичення в межах пасток.

3. Підрахунок перспективних ресурсів вільного газу виконано об'ємним методом за категорією С3 із застосуванням коефіцієнта заповнення пастки 0,5 - виділено два підрахункові об'єкти з площами 6,1 км² і 3,0 км², що відповідають двом локальним тектонічно-екранованим пасткам - сумарні ресурси по пастках становлять 0,700 і 0,350 млрд м³, а загалом по родовищу - 1,05 млрд м³.

4. Порівняння двох пасток показує, що за прийнятих однакових або близьких петрофізичних параметрів основним контролером об'єму покладу виступає структурний фактор - площа замикання, оскільки співвідношення ресурсів практично повторює співвідношення площ пасток.

5. Найбільша чутливість підрахунку ресурсів зосереджена в літологічних параметрах - ефективній товщині, пористості та характері внутрішніх екранів, бо зменшення ефективної товщини навіть на 1-2 м через виклинювання, зростання глинистості або цементації здатне помітно знизити ресурс, особливо у більшій пастці.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У роботі було вирішено важливу наукову задачу з встановлення літолого-структурних чинників, що контролюють формування, герметизацію та працездатність пасток Гусинського родовища, і на цій основі обґрунтовано напрямки подальших пошуково-розвідувальних робіт та оцінки нафтогазоносності.

1. Узагальнено сучасні уявлення про пасткоутворення в Дніпровсько–Донецькій западині та обґрунтовано, що для Гусинського родовища найхарактерніші комбіновані (літолого-структурні) пастки, де структурний контроль задається блоково-розломною будовою, а літологічний - неоднорідністю піщовиково-алевролітових колекторів і наявністю внутрішньопластових екранів.

2. Встановлено, що головні перспективи пов'язані з нижньокарбоновим комплексом C_{1V2} (верхньовізейський під'ярус) із прогнозними горизонтами В-17–19 та В-21, які очікуються в інтервалі глибин ≈ 2250 – 2550 м. Додатково обґрунтовано можливість участі верхньої частини кристалічного фундаменту як резервуара за умови розвитку кори вивітрювання та зон розуцілення.

3. Показано, що тектонічна будова Гусинського родовища має блоково-розломний характер, а вирішальним елементом пасток є скидові порушення (екрани). За сейсмічними даними амплітуда основних незгідних скидів становить 50–75 м (місцями ~ 75 м) при куті падіння площини 60–65°, що створює умови для тектонічно-екранованого замикання у продуктивних інтервалах.

4. За результатами структурно-геологічного аналізу узагальнено параметри двох локальних пасток: вони мають північно-західне простягання і тектонічно-екранований тип замикання (скид + переклиналь). Площа замкнення оцінена: 6,1 км² (ізогіпса –2300 м) і 3,0 км² (ізогіпса –2200 м), що безпосередньо відображається на ресурсному потенціалі.

5. Доведено, що літологічний контроль пасток визначають колектори у візейських відкладах (пісковики, крупнозернисті алевроліти) з прогнозними параметрами $\varphi = 9-15 \%$, $Sg = 70-90 \%$, $h_{ef} = 2,0-5,5$ м (для В-17-19, В-21).