

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

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Гарант освітньої програми  
Лукін О.

«17» 01 2025 року

Завідувач кафедри буріння та геології  
Винников Ю.Л.

«17» 01 2025 року

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

на тему Проект пошуково-розвідувальних робіт Ясенівського родовища  
(верхньодевонські відклади)

**Пояснювальна записка**

**Керівник**

д.г.н, професор Євдошук М.І.

посада, наук. ступінь, ПІБ

підпис, дата,

**Виконавець роботи**

Козицький В.І.

студент, ПІБ

група 601НЗ

підпис, дата

**Консультант за 1 розділом**

д.г.н, проф. Лукін О.Ю.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

**Консультант за 2 розділом**

д.г.н, проф. Євдошук М.І.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

**Консультант за 3 розділом**

ст. в.в. Вобль Л.О.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

**Консультант за 4 розділом**

ст. в.в. Вобль Л.О.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 22.01.25

Полтава, 2025

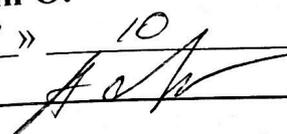
Національний університет Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка  
(повне найменування вищого навчального закладу)

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

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Гарант освітньої програми  
Лукін О.

«14» 10 2024 року



Завідувач кафедри буріння та геології  
Винников Ю.Л.

«14» 10 2024 року



**З А В Д А Н Н Я**  
**НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Козицький Володимир Іванович

1. Тема проекту (роботи) Проект пошуково-розвідувальних робіт Ясенівського родовища (верхньодевонські відклади)

Керівник проекту (роботи) д.г.н, професор Євдошук М.І.

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навч. закладу від 09 08 2024 року № 818-7/а

2. Строк подання студентом проекту (роботи) 17.09.2025

3. Вихідні дані до проекту (роботи) 1. Науково-технічна література, періодичні видання. 2. Геологічні звіти. 3. Графічні додатки по площі: структурні карти, геолого-технічний наряд, сейсмо-геологічні профілі, геологічний розріз.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) - аналіз геологічної будови Талалаївсько-Рибальського нафтогазоносного району та Ясенівського родовища; аналіз параметрів та характеристик порід колекторів продуктивних горизонтів; методика та обсяг пошуково-розвідувальних робіт; нафтогазоносність та оцінка ресурсів (запасів) вуглеводнів Ясенівського родовища.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) структурна карта Ясенівського родовища, підрахунковий план продуктивного горизонту ф-1, геологічний розріз по лінії I-I свердловини №2 -№6, геологічний розріз по лінії II-II свердловини №2 -№7.

6. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Розділ 1.	д.т.н., проф. Лукініч О.Ю.	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>
Розділ 2.	д.т.н., проф. Євдошук М.І.	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>
Розділ 3.	сп.век. Вовк М.О.	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>
Розділ 4.	сп.век. Вовк М.О.	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>

7. Дата видачі завдання 14.10.24

**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Аналіз проблеми, формулювання мети і задач дослідження, оформлення переліку використаних джерел	14.10.24 - 27.10.24
2	Обґрунтування методики виконання досліджень	28.10.24- 10.11.24
3	Проведення досліджень, аналіз результатів дослідження	11.11.24 - 30.11.24
4	Висновки і рекомендації	01.12.24 - 15.12.24
5	Оформлення та узгодження роботи	16.12.24 - 05.01.25
6	Попередні захисти робіт	06.01.25- 17.01.25
7	Захист роботи	20.01.25- 24.01.25

Студент

*[Signature]* (Козицький В.І.)  
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник проекту (роботи)

*[Signature]* д.т.н., професор Євдошук М.І.

## ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ	
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ	7
ВСТУП	8
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПИТАННЯ ЩОДО ПРОГНОЗУ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ТАЛАЛАЇВСЬКО-РИБАЛЬСЬКОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РАЙОНУ. МЕТА ТА ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕННЯ.	10
1.1 Аналіз сучасного стану дослідження	10
1.2 Загальна характеристика геологічної будови та нафтогазонасності району	12
1.3 Геолого-геофізична вивченість району	15
1.4 Висновки до розділу 1.	17
РОЗДІЛ 2. АНАЛІЗ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ЯСЕНІВСЬКОГО РОДОВИЩА	19
2.1 Літолого-стратиграфічний розріз родовища	19
2.2 Тектонічна будова родовища	26
2.3 Гідрогеологічні умови родовища	30
2.4 Висновки до розділу 2	34
РОЗДІЛ 3. МЕТА, МЕТОДИКА ТА ОБСЯГ ПОШУКОВО-РОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ	35
3.1 Геологічні умови проводки свердловин та конструкція свердловин	35
3.2 Система розташування свердловин	35
3.3 Комплекс геолого-геофізичних та лабораторних досліджень	39
3.4 Висновки до розділу 3	43
РОЗДІЛ 4. НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ ТА ОЦІНКА РЕСУРСІВ (ЗАПАСІВ) ВУГЛЕВОДНІВ ЯСЕНІВСЬКОГО РОДОВИЩА	44
4.1 Прогнозування нафтогазонасності	44
4.2 Продуктивні горизонти	46
4.3 Оцінка ресурсів (запасів) нафти	47
4.4 Висновки до розділу 4	50
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	51

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	52
ДОДАТКИ	
ДОДАТОК А Структурна карта покрівлі відбиваючого горизонту Vв2-п масштаб 1:50000	53
ДОДАТОК Б Підрахунковий план продуктивного горизонту ф-1 масштаб 1:50000	54
ДОДАТОК В Геологічний розріз по лінії I-I свердловини №2 -№6	55
ДОДАТОК Г Геологічний розріз по лінії II-II свердловини №7 -№2	56

## АНОТАЦІЯ

Козицький В.І. Проєкт пошуково-розвідувальних робіт Ясенівського родовища (верхньодевонські відклади). – Кваліфікаційна робота магістра за спеціальністю 103 Науки про Землю. – Національний університет «Полтавська Політехніка імені Юрія Кондратюка», Полтава, 2025.

Роботу присвячено складанню проєкту пошуково-розвідувального буріння Ясенівського родовища по верхньодевонським відкладам за результатами буріння свердловин та проведенням геолого-геофізичним дослідженням.

У першому розділі описано особливості геологічної будови та нафтогазоносності Талалаївсько-Рибальського нафтогазоносного району.

У другому розділі охарактеризовано геологічну будову Ясенівського родовища.

У третьому розділі проаналізовано результати попередніх робіт з прогнозування вуглеводнів в межах Ясенівського родовища та сплановано обсяг пошуково-розвідувальних робіт.

У розділі “Нафтогазоносність та оцінка ресурсів (запасів) вуглеводнів”, проведено аналіз основних характеристик покладів вуглеводнів та прораховано запаси та ресурси нафти горизонту Ф-1 по категорій С1, С2, С3 для підготовки покладів до розробки.

**КЛЮЧОВІ СЛОВА:** ДЕВОНСЬКА СИСТЕМА, ГЕОФІЗИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН, ОЦІНКА ЗАПАСІВ, ПОШУК, РОЗВІДКА

## **ABSTRACT**

Kozytskyi V.I. Project of prospecting and exploration works of the Yasenivske field (Upper Devonian deposits). Master's thesis in the specialty 103 “Earth Sciences” National University “Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic”, Poltava, 2025.

The work is devoted to the preparation of a project for exploration drilling of the Yasenivske field in the Upper Devonian sediments based on the results of well drilling and geological and geophysical studies.

The first section describes the peculiarities of the geological structure and oil and gas content of the Talalayivsko-Rybalsky oil and gas area. The second section describes the geological structure of the Yasenivske field.

The third section analyzes the results of previous work on hydrocarbon forecasting within the Yasenivske field and plans the scope of exploration and appraisal works.

In the section “Oil and gas content and estimation of hydrocarbon resources (reserves)”, the main characteristics of hydrocarbon deposits are analyzed and oil reserves and resources of the F-1 horizon are calculated in categories C1, C2, C3 to prepare the deposits for development.

**KEYWORDS: DEVONIAN SYSTEM, GEOPHYSICAL SURVEYS OF WELLS, EVALUATION**

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ДДЗ - Дніпровсько-Донецька западина

СЕП - Східно-Європейської платформи

ВА - Воронезька антикліза

УЩ - Український щит

ВВ - вуглеводні;

ВПК - випробувач пластів на кабелі;

ВПТ - випробувач пластів на бурильних трубах;

ГЕО - геолого-економічна оцінка;

ГДС - геофізичні дослідження свердловин;

Державний баланс - Державний баланс запасів корисних копалин України;

ДКЗ - Державна комісія по запасах корисних копалин України;

ОФ - основні фонди;

ПР - промивні рідини;

ГТН - геолого-технічний наряд;

АК - акустичний каротаж;

ГК - гамма каротаж.

БКЗ - бокове каротаж не зондування

БК - боковий каротаж

МБК - мікробоковий каротаж

МК - мікрокаротаж

ІК - індуктивний каротаж

НГК - нейтронний гамма-каротаж

ІННК - Імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж

АКЦ - акустичний каротаж

## ВСТУП

**Актуальність роботи.** В умовах зростаючої потреби в енергетичних ресурсах актуальність роботи обумовлена необхідністю детального вивчення геологічної будови, оцінки ресурсного потенціалу та розробки ефективних методів пошуку та розвідки нафти та газу. Виконання таких досліджень дозволить збільшити запаси вуглеводнів, знизити геологічні ризики та забезпечити енергетичну безпеку країни.

Ясенівське нафтове родовище є об'єктом для пошуку та видобутку вуглеводнів, розташоване в Талалаївсько-Рибальському нафтогазоносному районі північного борту Дніпровсько-Донецької западини.

**Мета роботи** – удосконалення методики пошуково-розвідувального буріння на прикладі Ясенівського родовища по верхньодевонським відкладам.

### **Задачі:**

- аналіз геологічної та тектонічної будови Талалаївсько-Рибальської нафтогазоносної площі та Ясенівського родовища;
- аналіз параметрів та характеристик порід колекторів;
- оцінка ресурсного потенціалу фаменських відкладів верхнього девону;
- визначення перспектив для подальшого освоєння і видобутку нафти та газу.

**Об'єкт дослідження** – процес формування нафтогазоносних об'єктів у межах Ясенівського родовища.

**Предмет дослідження** – фільтраційно-ємнісні параметри, ефективна потужність та літологічний склад порід-колекторів перспективних горизонтів, ресурси (запаси) вуглеводнів.

**Наукова новизна** - отримано нові експериментальні дані стосовно літологічних особливостей, параметрів та характеристик порід колекторів та ресурсного потенціалу фаменських відкладів верхнього девону в межах Ясенівського нафтового родовища та визначено перспективи для подальшого освоєння і видобутку нафти та газу.

**Практична цінність** - отримано уточнені дані запасів (ресурсів) вуглеводнів продуктивних горизонтів верхньодевонських відкладів Ясенівського родовища на час написання кваліфікаційної роботи.

**Структура роботи** - кваліфікаційна робота виконана на 60 сторінках, з яких 50 сторінок основного тексту, 3 рисунки та 4 таблиці. Вона також містить три графічних додатків, що включають в себе: структурну карту району робіт, літолого-стратиграфічний розріз та підрахунковий план.

# РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПИТАННЯ ЩОДО ПРОГНОЗУ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ТАЛАЛАЇВСЬКО- РИБАЛЬСЬКОГО НАФТОГАЗОНОСНОГО РАЙОНУ

## 1.1 Аналіз сучасного стану дослідження

Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ) є одним із найбільш перспективних регіонів України з точки зору видобутку нафти і газу. Цей нафтогазоносний басейн вже понад століття привертає увагу науковців та геологів завдяки своїм багатим ресурсам і складній геологічній будові. Українські вчені відіграють ключову роль у вивченні цього регіону, розробці прогнозів нафтогазоносності та впровадженні сучасних методів пошуку і розвідки вуглеводнів.

Одними із провідних науковців у цій галузі є Харченко М., Вакарчук С., Пономаренко Л. [42] о, які у своїх роботах приділяють увагу аналізу проблем прогнозу нафтогазоносності та стану освоєння ресурсної бази вуглеводнів.

Вони зробили значний внесок у розуміння тектонічних особливостей западини та оцінку її ресурсного потенціалу. Їхні дослідження спрямовані на визначення ефективних критеріїв виділення перспективних пасток для покладів нафти і газу.

Українські науковці активно досліджують нафтогазоносність Дніпровсько-Донецької западини, застосовуючи різноманітні методи для прогнозування перспективних ділянок. Зокрема, О.П. Олійник та В.С. Куріленко з Інституту геологічних наук НАН України у своїй статті "Прогнозування нафтогазоносності в межах соляних структур Дніпровсько-Донецької западини на основі палеогеотермічних реконструкцій" [30] аналізують палеогеотермічні умови формування покладів вуглеводнів у соляних структурах западини.

Українські наукові інститути, зокрема Інститут геологічних наук НАН України [19] регулярно проводять комплексні дослідження, спрямовані на уточнення геологічної будови западини та прогнозування нафтогазоносності нових площ. В останні роки особливу увагу приділяють вивченню

нетрадиційних джерел вуглеводнів, таких як сланцевий газ, що відкриває нові можливості для енергетичної незалежності України.

Білик А.О. у своїх працях досліджує стратиграфію, кореляцію та перспективи нафтогазоносності турнейських і візейських відкладів Дніпровсько-Донецької западини, а також методи прогнозування малоамплітудних структур, що можуть бути перспективними для накопичення вуглеводнів [4].

Інші дослідники, такі як І.В. Височанський та В.М. Тесленко-Пономаренко досліджують вплив блокової тектоніки на умови розвитку та нафтогазоносність верхньовізейських відкладів смуги поєднання південного борту і прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини [8].

Відомі науковці, такі як Колодій В.В., Височанский В.І., Кривошея В.О., Зюзькевич М.П. займаються питанням гідрогеологічних передумов нафтогазоносності [21], також активно займаються [5] напрямком нафтогазоносності глибокозанурених (5–7 км) горизонтів та Лукін О.Ю., Коржнев П.М., Науменко О.Д., Олійник О.П. [24] впроваджують новітні методи виявлення родовищ різного генезису, які дозволяють знизити геологічні ризики та підвищити ефективність буріння. Завдяки їхнім зусиллям вдалося суттєво покращити прогнози щодо нафтогазоносності різних горизонтів ДДЗ, зокрема в межах пермських і кам'яновугільних відкладів, що є одними з найпродуктивніших.

Прогнози нафтогазоносності ДДЗ, складені на основі досліджень українських вчених, є важливою основою для залучення інвестицій у галузь та стратегічного планування розвитку енергетичного сектору країни. Це дозволяє не лише збільшити видобуток вуглеводнів, але й забезпечити стабільне економічне зростання та зміцнення енергетичної безпеки України.

Ці дослідження сприяють глибшому розумінню геологічної будови Дніпровсько-Донецької западини та підвищують ефективність пошуку нових родовищ нафти та газу в Україні

## 1. 2 Загальна характеристика геологічної будови та нафтогазоності району

Прогнозування нафтогазоносності є ключовим завданням для геологорозвідувальної галузі, оскільки воно забезпечує базу для прийняття рішень щодо освоєння нових родовищ. Станом на сьогодні основні напрями розвитку цього питання включають використання новітніх методів дослідження, аналізу та моделювання.

Талалаївсько-Рибальський нафтогазоносний район розташований у північній частині Дніпровсько-Донецької западини — одного з основних нафтогазоносних регіонів України. Геологічна будова району характеризується складною тектонікою, різноманітністю стратиграфічних відкладів і значним ресурсним потенціалом. Основними об'єктами дослідження є фаменські, турнейські та девонські відклади, які містять перспективні горизонти порідколекторів.

Район вивчений нерівномірно. Основні дані отримані внаслідок сейсмічних досліджень, які виявили наявність низки структурних пасток для вуглеводнів.

Район робіт розташовується на еродованому плато, яке складається з мережі річкових долин, ярів та балок, що створює пересічену місцевість (рис.1.1).

Відмітки рельєфу коливаються від 190-205 метрів (на водорозділах) до 100-105 метрів (в долині річки Ворскли).

У контексті тектонічного районування басейну виділяються грабен та його борти, які характеризуються порівняно невеликими товщинами редукованих осадових відкладів (загальна потужність не перевищує 3–4 км). Ці елементи є найменш активними в межах регіону. У самому грабені осадовий чохол досягає максимальної потужності та відзначається найбільшою стратиграфічною повнотою розрізу. Висока тектонічна активність у цій зоні спричинила формування структур різного порядку, переважно південно-західної орієнтації [ 5, 6].



Загалом, в північній прибортовій зоні виявлено сім нафтових родовищ у межах девонських відкладів: Ясенівське, Сухівське, Західно-Козіївське, Козіївське, Бугруватівське, Голиківське та Радянське. Вони пов'язані з різними типами покладів:

- тектонічно-екрановані поклади у надсольових верхньофаменських відкладах (Західно-Козіївське, Ясенівське, Сухівське);
- літолого-екранований поклад у брекчії біля сольового купола (Роменське);
- поклади вуглеводнів у міжсольових девонських відкладах (Бугруватівське, Голиківське);
- поклади в карбоні та міжсольовий поклад вуглеводнів (Козіївське).

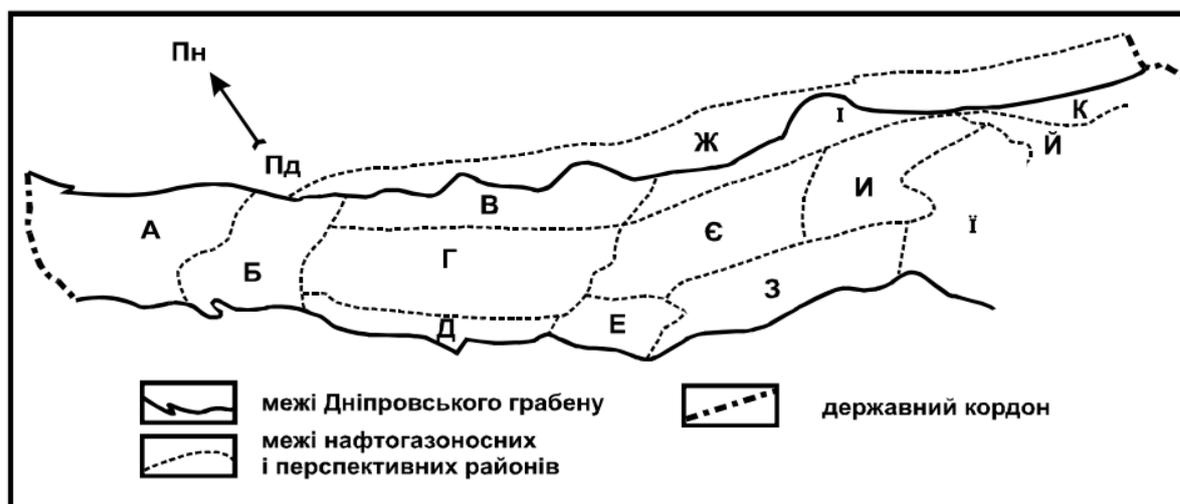


Рисунок 1.2 Нафтогазоносні й перспективні райони Дніпровсько-Донецької газонафтоносної області (за Пригаріна та ін., 2005): А – Чернігівсько-Брагінський перспективний; Б – Монастирищенсько-Софіївський нафтоносний; В – Талалаївсько-Рибальський нафтогазоносний; Г – Глинсько-Солохівський газонафтоносний; Д – Антонівсько-Білоцерківський нафтогазоносний; Е – Руденківсько-Пролетарський газонафтоносний; Є – Машівсько-Шебелинський газонафтоносний; Ж – Північного борту нафтогазоносний; З – Октябрсько-Лозівський перспективний; И – Співаківський газонафтоносний; І – Рябухінсько-Північногубівський газонафтоносний; Ї – Кальміус-Бахмутський перспективний; Й – Лисичанський перспективний; К – Красноріцький газонафтоносний

Дана зона характеризується відсутністю відкладів пермі (хемогенні та соленосні), також умови залягання порід мають складчастий характер.

Потужність осадового 150 чохла не перевищує 4,0 км. У межах району відомо 14 родовищ нафти та газоконденсату, частина з яких пов'язана з породами кристалічного фундаменту. Ступінь розвіданості початкових ресурсів складає 17,7%. У межах північної прибортової зони виділяються два райони – Талалаївсько-Рибальський нафтогазоносний, у межах якого відомо 26 родовищ нафтогазоконденсату, газоконденсату та нафти та Рябухинсько-ПівнічноГолубівський газонасний, у його межах розміщується 13 родовищ газоконденсату [3].

Аналізуючи геологічну бодову Талалаївсько-Рибальського нафтогазоносного району можна зробити висновки про значні перспективи нерозвіданих покладів юрського, девонського, кам'яновугільного віку, адже поклади в даному регіоні відкрито на глибині більше 5 км, а ступінь розвіданості ресурсів складає 50%.

Рябухинсько-Північно-Голубівський газонасний район: в його межах встановлена продуктивність середньокам'яновугільних, серпухівських та верхньовізейських відкладів. Район відзначається обмеженою кількістю антиклінальних підняттяв, нерозвідані ресурси пов'язуються з похованими складками або неантиклінальними пастками. Ступінь розвіданості – 7,9% [3].

В Талалаївсько-Рибальському районі відкриті поклади переважно нафтогазоконденсатного та газоконденсатного типу, а Рябухинсько-Північно-Голубівський район містить газоконденсатні та газові поклади [2].

## **1.2 Геолого-геофізична вивченість району**

На розглянутій території північної прибортової частини і борту Дніпровсько-Донецької западини на ділянці Качанівка-Чернеччина-Рибальці проводився весь комплекс геолого-геофізичних досліджень, які включають сейморозвідувальні, магнітометричні і гравіметричні роботи, а також пошукове і розвідувальне буріння.

Було проведено:

1. 1948-1952 рр. - варіометричну і гравіметричну зйомку, якими було встановлені Охтирський регіональний і Чупахівський локальний мінімуми сили тяжіння.

2. 1949-1951 рр. - магнітометричні роботи і аеромагнітна зйомка (1968 р.) виявили Чернечинську і Олешненську магнітні аномалії, які зв'язані з гнейсовими породами в кристалічному фундаменті і з зоною субмеридіонального розлому.

3. Охтирсько-Богодухівською (1951-1952 рр.), Котелевською (1957-1958 рр.), Ольшанською (1958 р.) і Чернечинською (1964 р.) структурно-картувальними партіями, встановлено ряд структурних терас, в тому числі Чернечинська, і виділена Журавненська структура.

4. В 1966-69 рр. - виконана аеромагнітна зйомка.

5. 1974 р. - проведені сейсмозв'язувальні роботи під час яких виявлена Ясенівська структура.

6. З 1977 р., була вивчена геологічна будова родовища, а також встановлені характерні особливості будови поверхні кристалічного фундаменту, наявність порушень, виступів та інших структурних елементів. Цими дослідженнями встановлено, що Ясенівська площа розташована в межах Грунського виступу фундаменту. Глибина залягання фундаменту в межах площі робіт становить 4,5-4,75 км.

7. 1982-83 р. - структура підготовлена до пошукового буріння по відбиваючому горизонту у верхньовізейських відкладах нижнього карбону (горизонт  $V_{B_2}^1(C_1V_2)$ ), сейсмозв'язувальними дослідженнями.

8. В 1984 році складений геологічний проект пошукового буріння на нафту і газ на Західно-Рибальській (Буднівська, Ясенівська і Чупахівська структури) площі, яким передбачалось буріння чотирьох пошукових свердловин проектними глибинами від 3350-4450 м.

В межах центрального блоку Ясенівської площі пробурені свердловини №2 і №4, в східному блоці свердловина №1, а в західному – свердловина №3, які

значно уточнили будову даного району, а свердловина №2 розкрила нафтовий поклад горизонту Ф-1 .

В 1984-1989 роках будова території що вивчається, уточнювалась сейморозвідувальними дослідженнями МЗГТ с.п.34/84, 34/86, 31-34/88.

#### **1.4 Висновки до розділу 1**

1. Ясенівська площа розташована в межах перспективного нафтогазоносного району, де є недорозвідані поклади девонського та кам'яновугільного віку.

2. Район має складний характер умов залягання порід, адже розташований в північній прибортовій зоні Дніпровсько-Донецької западини, що характеризується значними тектонічними деформаціями гірських порід, а також моноклінальним заляганням шарів.

3. Серед основних типів пасток і покладів району можна виділити тектонічно-екрановані, літологічно-екрановані та міжсольового типу кам'яновугільного та девонського типу.

4. Ясенівське родовище нафти по подошві верхньовізейських відкладів представляє собою монокліналь, яка розбита скидами на чотири блока. Продуктивність очікується в центральному блоці, що з усіх сторін обмежений диз'юнктивними порушеннями

5. Основною метою дослідження є складання проєкту пошуково-розвідувального буріння Ясенівського родовища по верхньодевонським відкладам.

6. Для розуміння геологічної будови та нафтогазоносності родовища необхідно провести аналіз геологічної будови вуглеводневих родовищ Талалаївсько-Рибальської нафтогазоносної площі, а також уточнити будову Ясенівського родовища по фаменським відкладам.

7. Для подальшого уточнення тектонічної будови площі та нафтогазоносності необхідно: уточнити детальні структурні плани по фаменських відкладах; проаналізувати параметри та характеристики порід колекторів Ясенівського родовища; охарактеризувати стратиграфічний діапазон продуктивних горизонтів та їх основні дані родовищ - аналогів; підрахувати ресурси нафти фаменських відкладів верхнього девону; спланувати основні геофізичні дослідження по відкладам карбону та девону Ясенівського родовища.

## РОЗДІЛ 2. АНАЛІЗ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ЯСЕНІВСЬКОГО РОДОВИЩА

### 2.1. Літолого-стратиграфічний розріз родовища

У геологічній будові Ясенівської площі беруть участь осадові відкладення палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем. Відклади неузгоджено залягають на породах кристалічного фундаменту які неузгоджено залягають на породах кристалічного фундаменту. Аналіз інформації щодо цієї площі дає впевненість у відсутності в межах відкладів турнейського та нижньовізейського ярусів.

#### Протерозойська ератема (PR)

Породи докембрійського кристалічного фундаменту безпосередньо на даній площі не розкриті, дані про ці відклади базуються на результатах пошукового, параметричного буріння та за даними сейсмозв'язки на суміжних площах – Молодецькій, Чупахівській, Чернечинській та інших.

Породи фундаменту представлені гранітами, гранодіоритами, хлорито-плагіоклазовими гнейсами.

Глибини залягання кристалічного фундаменту в даній частині ДДз 4-5,5 км.

#### Палеозойська ератема (PZ)

Представлена девонською, кам'яновугільною, пермською системами.

#### Девонська система (D)

Представлена тільки верхнім відділом.

#### Верхній відділ (D<sub>3</sub>)

Складений франським і фаменським ярусами.

#### Франський ярус (D<sub>3fr</sub>)

Відклади франського ярусу розкриті свердловинами Ясенівські № 1 і № 3

Літологічно ярус представлений алевроліто-аргілітовою товщею з прошарками пісковиків і доломітів. Для нижньої частини розкритого розрізу характерна наявність соленосних утворень. Розкрита товщина відкладів – 85-116 м.

#### Фаменський ярус (D<sub>3</sub>fm)

Відклади фаменського ярусу представлені карбонатно-теригенною товщею.

Пісковики сірі, світло-сірі, міцні, дрібно-, середньозернисті, вапнисті, олігоміктові, з кальцитовим цементом. Спостерігаються уривки водоростей Umbella, Girvanella.

Алевроліти темно-сірі з червоно-бурими плямами, міцні, нешаруваті.

Аргіліти темно-сірі до чорних, слюдисті, щільні.

Вапняки світло-сірі, сірі, темно-сірі, міцні, кристалічнозернисті, дрібнозернисті, тріщинуваті, органічно-детритові, збагачені водоростями, остракодами, криноїдеями та комплексом форамініфер.

В верхній частині фаменського ярусу виділяється літологічна пачка Ф-1, пісковики якої вміщують нафтовий поклад.

Товщина відкладів ярусу 232-501 м.

#### Кам'яновугільна система (С)

Представлена нижнім, середнім і верхнім відділами.

Відклади кам'яновугільної системи з стратиграфічним неузгодженням залягають на породах фаменського ярусу девонської системи.

#### Нижній відділ (С<sub>1</sub>)

Складений візейським та серпуховським ярусами, так як відклади турнейського ярусу відсутні.

#### Візейський ярус (С<sub>1</sub>v)

В об'ємі візейського ярусу виділяється тільки верхньовізейський під'ярус. Відклади нижньовізейського під'ярусу також відсутні.

#### Верхньовізейський під'ярус (С<sub>1</sub>v<sub>2</sub>)

Відклади неузгоджено залягають на породах фаменського ярусу і представлені XII, XI, X мікрофауністичними горизонтами, XIIa мікрофауністичний горизонт відсутній.

Складений під'ярус карбонатно-теригенними відкладами.

Пісковики сірі, бурувато-сірі, коричнево-сірі, дрібнозернисті, слюдисті, щільні, середньо-, міцнозцементовані.

Алевроліти темно-сірі, чорні, слюдисті, щільні, хвилясто-шаруваті, глинисті.

Аргіліти темно-сірі до чорних, тонкослюдисті, слабоалевритисті, шаруваті, щільні з лінзами і прошарками сидеритів і відбитками фауни з великою кількістю обвуглених рослинних решток.

Вапняки темно-сірі, щільні, прихованокристалічні, дрібнозернисті, доломітизовані, міцні, з прожилками кальциту, збагачені уламками криноїдей, брахіопод, пелеципод, остракод, моховаток, визначений комплекс форамініфер.

Відклади згруповані у літологічні пачки В-20, В-19, В-18, В-17, В-16, В-15, В-14.

Товщина відкладів верхньовізейського під'ярусу 308-387 м.

#### Серпуховський ярус (C<sub>1s</sub>)

Представлений в об'ємі нижнього і верхнього під'ярусів.

#### Нижньосерпуховський під'ярус (C<sub>1s1</sub>)

Складений IX мікрофауністичним горизонтом. Відклади представлені переважно аргілітами і прошарками пісковиків, алевролітів, вапняків.

Аргіліти темно-сірі і чорні, шаруваті, часто уламкові, алевритисті, вапнисті з залишками криноїдей і брахіопод.

Алевроліти сірі, темно-сірі, шаруваті, глинисті, слюдисті, інколи вапнисті.

Пісковики сірі, дрібно-, тонкозернисті, слюдисті, шаруваті.

Вапняки сірі з буруватим відтінком, кристалічнозернисті, глинисті, криноїдно-детритусові з залишками брахіопод, коралів, моховаток, комплексом форамініфер.

Всі відклади об'єднуються у літологічні пачки від С-23 до С-16.

Товщина відкладів 142-164 м.

#### Верхньосерпуховський під'ярус (C<sub>1s2</sub>)

Представлений VIII та VII-V мікрофауністичними горизонтами.

Відклади розкриті в об'ємі літологічних пачок С-9-8, С-7-6, С-5, С-4, С-3.

Літологічно складені чергуванням аргілітів, пісковиків, алевролітів, вапняків.

Аргіліти темно-сірі, інколи з зеленуватим відтінком, паралельношаруваті, уламкові, рідко алевритисті, вапнисті, з рештками криноїдей і брахіопод.

Алевроліти сірі і темно-сірі, інколи з зеленуватим відтінком, польовошпатово-кварцові, глинисті, слюдисті.

Вапняки темно-сірі, міцні, тонкозернисті, глинисті, місцями алевритисті, з великою кількістю уламків криноїдей і брахіопод, визначені форамініфери.

Товщина відкладів верхньосерпуховського під'ярусу 192-218 м.

#### Середній відділ (C<sub>2</sub>)

Представлений башкирським та московським ярусами.

#### Башкирський ярус (C<sub>2b</sub>)

Відклади башкирського ярусу неузгоджено залягають на розмитій поверхні верхньосерпуховського під'ярусу і представлені в об'ємі світ C<sub>1</sub><sup>5</sup>, C<sub>2</sub><sup>1</sup>, C<sub>2</sub><sup>2</sup>, C<sub>2</sub><sup>3</sup>, C<sub>2</sub><sup>4</sup> та складені карбонатно-теригенними відкладами.

Пісковики світло-сірі, сірі, зеленувато-сірі, білі, дрібно-, середньозернисті, кварцові, слюдисті, щільні, шаруваті, міцноцементовані, з карбонатним цементом.

Алевроліти зеленувато-сірі, сірі, темно-сірі, косошаруваті, слюдисті, з обвугленими рослинними рештками.

Аргіліти сірі з зеленуватим відтінком, темно-сірі, чорні, шаруваті, щільні, паралельно-шаруваті, з залишками рослинних решток і прошарками темно-бурих сидеритів.

Вапняки світло-сірі, темно-сірі, тонкозернисті, мікрористалічно-зернисті, доломітизовані, сильно глинисті, донецелово-гідрактинієві з залишками криноїдей, моховаток, фузулінід і форамініферами.

Всі літологічні відмінності згруповані в літологічні пачки Б-11, Б-10, Б-9, Б-8, Б-7, Б-6, Б-5, Б-4, Б-3, Б-2, Б-1.

Товщина відкладів 369-384 м.

### Московський ярус ( $C_2m$ )

Представлений світами  $C_2^5$ ,  $C_2^6$ ,  $C_2^7$  та  $C_3^1$ . Розріз складений чергуванням аргілітів, алевролітів та пісковиків з прошарками вапняків.

Пісковики світло-сірі, середньо-, грубозернисті, поліміктові, в верхній частині глинисті, дрібнозернисті, зеленувато-сірі.

Алевроліти сірі, зеленувато-сірі, сіро-зелені, глинисті, щільні, грудкуваті зі стягненнями сидериту.

Аргіліти сірі, зеленувато-сірі, темно-сірі до чорних, щільні, з обвугленими рослинними рештками.

Вапняки світло-сірі, темно-сірі, дрібнозернисті, дуже щільні, нерідко грудкуваті, доломітизовані, з рештками криноїдей, моховаток і перекристалізованих фузулінід і залишками форамініфер.

Відклади об'єднані в літологічні пачки М-7, М-6, М-5, М-4, М-3, М-2, М-1.

Товщина відкладів 380-412 м.

### Верхній відділ ( $C_3$ )

Верхньокам'яновугільні відклади представлені чергуванням аргілітів, алевролітів та пісковиків.

Пісковики сірі до чорних, від дрібно- до середньозернистих, кварцові, місцями піритизовані, інколи конгломератовидні.

Алевроліти строкатобарвні.

Аргіліти темно-сірі до чорних, піщанисті, слюдисті, піритизовані з уламками макрофауни.

Товщина верхньокам'яновугільних відкладів від 340 м до 361 м.

### Пермська система (Р)

Представлена нижнім відділом.

### Нижній відділ ( $P_1$ )

Складений тільки картамишською світою  $P_{1kt}$ . Літологічно світа представлена перешаруванням пісковиків строкатобарвних, середньо-, грубозернистих і глин строкатобарвних з прошарками вапняка з фауною. Товщина нижньопермських відкладів – 34-45 м.

#### Мезозойська ератема (MZ)

На площі представлена тріасовою, юрською, крейдовою системами.

#### Тріасова система (T)

Відклади тріасової системи залягають на розмитій поверхні нижньопермських і представлені піщано-глинистою, піщаною, піщано-карбонатною, глинистою товщами.

Піщано-глиниста товща  $T_{пг}$  ( $P_2$ ) – представлена пісковиками строкатобарвними, дрібнозернистими, середньої міцності, сильно піритизованими і глинами строкатобарвними, щільними, піщанистими, слюдистими.

Піщана товща  $T_{п}$  – складена пісковиками сірими, різнозернистими, слюдистими, міцними, часто конгломератовидними з прошарками глин зеленувато-сірих, щільних, слюдистих, піщанистих.

Піщано-карбонатна товща  $T_{пк}$  – представлена перешаруванням глин строкатобарвних, слюдистих, щільних, алевритистих та пісковиків зеленувато-сірих, дрібно-, середньозернистих, сильно слюдистих, шаруватих, середньої міцності з брекчієвидними включеннями вапняків.

Глиниста товща  $T_{г}$  – складена глинами строкатобарвними, щільними, в'язкими, слюдистими, піщанистими, зверху брекчієвидними з прошарками пісковиків зеленувато-сірих, тонко-, дрібнозернистих, слюдистих, пухких.

Товщина тріасових відкладів 403-468 м.

#### Юрська система (J)

Відклади системи неузгоджено залягають на розмитій поверхні тріасових відкладів і представлені середнім та верхнім відділами.

#### Середній відділ ( $J_2$ )

Складений байоським ( $J_2b$ ), батським ( $J_2bt$ ), келовейським ( $J_2k$ ) ярусами. Літологічно відклади представлені пісками, пісковиками слабозцементованими, дрібнозернистими та глинами сірими, зеленувато-сірими, слюдистими, щільними.

Товщина середньоюрських відкладів 164-168 м.

#### Верхній відділ ( $J_3$ )

Представлений оксфордським ( $J_3o$ ) та кімериджським ( $J_3km$ ) ярусами. Відклади складені, в основному, глинами строкатобарвними, також пісковиками, вапняками з включеннями уламків стулок раковин з фауною.

Товщина верхньопермських відкладів 266-294 м.

#### Крейдова система (K)

Представлена нижнім і верхнім відділами.

#### Нижній відділ ( $K_1$ )

Нижньокрейдіві відклади неузгоджено залягають на юрських відкладах і складені пісками, пісковиками, глинами з багаточисельними обвугленими уламками деревини, спорами папоротникоподібних.

Товщина відкладів 133-142 м.

#### Верхній відділ ( $K_2$ )

Складений сеноманським ( $K_2s$ ), туронським ( $K_2t$ ), коньякським ( $K_2k$ ), сантонським ( $K_2st$ ), кампанським ( $K_2km$ ), маастрихтським ( $K_2m$ ) ярусами. Відклади неузгоджено залягають на розмитій поверхні нижньокрейдівих відкладів і представлені в основному товщею білої писальної крейди з прошарками мергелів.

Товщина відкладів верхнього відділу 534-654 м.

#### Кайнозойська ератема (KZ)

Представлена відкладами палеогенової, неогенової та четвертинної систем.

#### Палеогенова система (P)

Відклади системи неузгоджено залягають на відкладах крейдової системи і складені переважно пісками, глинами, мергелями, алевритами, алевролітами.

#### Неогенова+четвертинна системи (N+Q)

В основному, ці відклади представлені алювіальними пісками, супісками, лесовидними суглинками та ґрунтово-рослинними верствами.

Загальна товщина відкладів кайнозойської ератеми становить 310-334 м.

## **2.2 Тектонічна будова родовища**

Дніпровсько-Донецька западина є верхньою геоструктурою Східноєвропейської платформи (СЄП), що сформувалася в результаті складного багатоетапного розвитку. Під час її розвитку зміна тектонічних режимів призводила не тільки до звичайної перебудови осадового шару, але й до його наближення до будови різних великих структур земної кори в певні періоди її розвитку. Сучасна структура ДДЗ є результатом рухів і дислокацій різної природи: тектоніки розломних блоків, галокінезу, деформаційних процесів, горизонтальних рухів мегаблоків СЄП та поступових рухів докембрійських складок у субмеридіональному та діагональному напрямках.

У ДДЗ можна виділити структури трьох порядків, до структур I порядку відносяться Дніпровський грабен та північний і південний борти, що його облямовують і є зануреним продовженням схилів Воронезької антиклізи (ВА) і Українського кристалічного щита (УЩ) з відповідним покриттям відкладів кам'яновугільного періоду.

Територія Ясенівського родовища розташована в центральній частині північного борту ДДЗ. Сюди входять такі підняття як: Качанівське, Ясенівське, Західно-Рибальське та Рибальське, що відносяться до однойменної структурної зони (Качанівсько - Рибальська).

Ясенівська площа включає в себе північну частину Грунського виступу, що обмежується качанівською депресією та Сидорянською западиною.

В межах цієї ділянки фундамент розкрито на глибині 4-7 км ( 5 км в центральній частині).

Дана ділянка розділена системою скидових порушень до фундаменту, на серію сходинок та блоків. Субмеридіанальна орієнтація виступів фундаменту та субширотний напрямок розломів, які їх ускладнюють, суттєво вплинули на формування структурних форм в осадовому чохлі.

Сухівський і Ясенівський структурні носи набули близького до меридіального простягання, проте для району робіт переважає північно-західний напрямок структурних форм.

Прибортові підняття мають протяжну брахіантиклінальну зону, де соляні відклади сконцентрувалися в ядрі та сформували яскраво виражені куполи.

Будова осадового чохла цієї частини западини досить складна і залежить від інтенсивності прояву тектонічних рухів в процесі седиментації.

Ясенівське підняття належить до групи занурених прирозривних структур, що безпосередньо прилягають до північного крайового порушення ДДз.

Окрім цього, воно також є складовою частиною групи переривчато конседиментаційно-компенсаційних піднять, що кільцеподібно облямовують Качанівську девонську солянокупольну депресію.

Таке розташування Ясенівського підняття на перетині двох структурних ліній, свідчить про поєднання в його межах різнонаправлених структуро-формуєчих регіональних тектонічних процесів, які надали йому риси будови западини та її північного борту, зумовлених дією галогенезу та тектонічних рухів блоків фундаменту.

В межах району найбільш інтенсивно проявились структурно-формуєчі фактори в пізньодевонський та ранньокам'яновугільний час, що знайшли свій прояв зміною товщин стратиграфічних комплексів та чіткістю зображення на загальних структурних планах [37].

В більш пізні періоди осадконакопичення в зв'язку з загальним затуханням регіональної тектонічної активності прояв структурно-формуєчих факторів носив вибірковий локалізований характер і концентрувався, в основному, на площах, де накопичення потужних соляних мас в розрізі займало значне місце.

Геологічна будова Ясенівської площі вивчалась сейсмічними дослідженнями в різні роки, починаючи з 1972р., в якому с.п. 30/73 та роботами наступних с/п 34/78 і 34/80 відпрацьована рідка сітка профілів МЗГТ та МВХ, по даних яких і був зпрогнозований Ясенівський структурний ніс.

За результатами аналізу структурного плану відбиваючого горизонту  $V_{B_2}^1$  ( $C_1V_2$ ) вся Ясенівська площа розділена згідними скидами на ряд тектонічних блоків: західний, центральний, східний і південний.

Західний блок площі представлений монокліналлю і відділений від північного борту западини регіональним крайовим порушенням, амплітуда якого дорівнює 400м.

Центральний блок структури, що обмежений ліцензійною ділянкою, являє собою нечітко виражений структурний ніс південно-західного простягання з північного заходу, сходу та півдня обмежений диз'юнктивними порушеннями. Амплітуда північно-західного порушення невелика (від 15 м до 25 м), східного – від 25 м до 50 м, а південного – найбільша (від 300 м до 350 м).

З північного сходу до центрального блоку Ясенівської площі примикає східний блок, що має субмеридіональне простягання. Він по відношенню до двох других є припіднятим. А західний блок, де пробурена свердловина №3, найбільш заглибленим.

З півночі від Хухринського підняття східний блок відділений диз'юнктивним порушенням амплітудою до 170м, а з південного сходу амплітуда порушення зростає від 25м до 325м. Розміри Ясенівської структури по відбиваючому горизонту  $V_{B_2}^1(C_1V_2)$  в межах центрального блоку і ізогіпси – 3850 м і 3700 м і обмежуючих їх порушень складають 4х2,5 км. Площа біля 10 км<sup>2</sup>.

На структурному плані по відбиваючому горизонту  $V_{B_2}^1(C_2b)$ , прослідженному в середньокам'яновугільних відкладах, геологічна модель Ясенівської структури зберігається, а тектонічне порушення що обмежує з північного заходу Ясенівське підняття, затухає в серпуховських відкладах.

Вверх по розрізу, починаючи з відкладів московського ярусу, стратиграфічні комплекси залягають моноклінально.

Центральний блок на ділянці свердловини №2 занурюється на 25м, а східний блок (св. №1) на 35м, а також збільшується його площа, значно збільшується амплітуда порушення, яке обмежує з півдня даний блок.

На структурній карті по відбиваючому горизонту  $VI_3^2(D_3fm)$ , прослідженному в верхньодевонських відкладах чітко відображене північне регіональне крайове порушення, що відділяє північний борт від прибортової зони даної частини западини.

На півночі Молодецької монокліналі з'явилося дугоподібне згідне порушення, амплітудою 50м, що розділяє Молодецьку структуру на два блоки, де південна її частина набуває форму структурного носу. Будова східного блоку Ясенівської площі також змінюється із монокліналі перетворюється в структурний ніс. Збільшуються амплітуди порушень. Геологічна будова центрального блоку залишається в основному, без змін, але збільшуються амплітуди порушень, обмежуючих його. Так амплітуда північно-західного порушення зростає до 100м.

Структурний план відбиваючого горизонту  $V_{B_2-II}(C_1v_2)$  відрізняється від вищезгаданого тим, що Молодецька структура і східний блок набувають моноклінальної форми, амплітуди порушень даних блоків поступово зменшуються. Залишається без змін будова центрального блоку (Додаток А).

По відбиваючому горизонту, прослідженному у башкирських відкладах, дана територія набуває форму монокліналі.

Західний блок і центральний по даному горизонту об'єднані між собою. Зберігає форму тільки східний блок.

Вищезалягаючі відклади набувають моноклінального залягання.

Для подальшого уточнення тектонічної будови площі необхідні детальні структурні плани по верхньовізейських, і фаменських відкладах. Попередньо, можна зробити висновки про прогнозування по відкладах фаменського ярусу верхнього девону локальної антиклінальної структури в районі свердловини

№2, та наявність прогину між св 2 та 4 у нижньокам'яновугільних та девонських відкладах. В даному прогині фіксується тектонічне порушення, що простежується до пізнього візею. Уточнення інформації потребує додаткових сейсмічних досліджень.

### **2.3 Гідрогеологічні умови родовища**

Ясенівська площа розташована в межах північного гідрогеологічного району Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну, де комплекс осадових відкладів, від девонських до четвертинних, містить ряд водоносних горизонтів і комплексів.

Безпосередньо на Ясенівській площі в пробурених свердловинах гідрогеологічні дослідження не проводились, притоку пластової води не отримали, тому гідрогеологічна характеристика площі приводиться на підставі фактичних даних, отриманих при дослідженні свердловин поблизу розташованих Західно-Рибальському, Рибальському, Качанівському та інших родовищах і площах.

За характером розвитку основних типів вод, їх мінералізації та гідрогеологічних умов в осадовій товщі виділяють дві гідродинамічні зони з різко відмінними геохімічними особливостями [21].

Верхня зона – це зона активного водообміну, яка охоплює водоносні комплекси верхньомезозойських та кайнозойських відкладів. Над-верхньоюрською водотривкою глинистою товщею розвинуті сеноман-нижньокрейдяний та кайнозойський (четвертинний, неогеновий, палеогеновий) водоносні комплекси, які вміщують прісні або слабо мінералізовані води гідрокарбонатного та сульфатно-натрієвого типів. Сприятливі гідрогеологічні умови та висока якість вод цих комплексів, обумовлюють інтенсивну експлуатацію їх з метою водопостачання різних об'єктів [21].

Нижня гідродинамічна зона (зона сповільненого водообміну) включає водоносні горизонти і комплекси нижньомезозойських та палеозойських

відкладів (юрський, тріасовий, нижньопермсько-верхньокам'яновугільний, середньокам'яновугільний, нижньокам'яновугільний та девонський водоносні комплекси) [21].

Байоський водоносний горизонт приурочений до базальної товщі середньоярських відкладів. Водовмісними породами являються піски та слабозцементовані пісковики. На більшій території ці породи характеризуються високими значеннями пористості. Притоки вод цього комплексу коливаються від декількох до десятків м<sup>3</sup>/добу. Статичні рівні встановлюються на глибинах 40-70 м. За хімічним складом води хлоркальцієвого типу по В.А.Суліну з мінералізацією до 100 г/л. Коефіцієнти метаморфізації складають порядку 0,85. Води вміщують мікрокомпоненти: бром – до 71,65 мг/л; йод – 1-3 мг/л, амоній та інші.

Водовмісними породами в тріасі являються різнозернисті пісковики, які залягають проверстками в товщі глин. Водоносний комплекс містить високо напірні води хлоркальцієвого типу. Мінералізація вод складає 73,18-124,4 г/л. Ступінь метаморфізації 0,79-0,84. Статичні рівні встановлюються на глибинах 69-370 м. Водозбагаченість горизонтів досить висока, дебїти досягають 250 м<sup>3</sup>/добу. Пластові води відносяться до розсолів хлоркальцієвого типу. Водорозчинні гази вуглеводневого складу з переважним вмістом метану зустрічаються поблизу покладів (СН<sub>4</sub>=83,65% св.№ 15 Рибальська, інт.1425-1480 м, гор.Тп). По мірі віддалення від контура концентрація газів та їх пружність знижуються, а в складі водорозчинних газів починає переважати азот.

Водоносний комплекс нижньопермсько-верхньокам'яновугільних відкладів пов'язаний з відкладами картамишської світи нижньої пермі та верхньокам'яновугільними відкладами, представленими чергуванням потужних пачок пісковиків, алевролітів з пластами аргілітів та вапняків. Потужність водоносних горизонтів досягає 70 м, колекторські властивості водовмісних порід погіршуються з глибиною залягання. Дебїти свердловин складають 200-400 м<sup>3</sup>/добу. Статичні рівні встановлюються на глибинах 67-104 м. За хімічним

складом підземні води відносяться до розсолів хлоркальцієвого типу з мінералізацією до 150 г/л. Коефіцієнти метаморфізації складають порядку 0,77-0,81. Серед мікрокомпонентів присутні: йод (3,31-4,56 мг/л); бром (104,47-198,49 мг/л); бор (4,28-6,55 мг/л); амоній (33,16 мг/л).

Водорозчинні гази поблизу покладів вуглеводневого складу ( $\Sigma 65,35\%$  в св.№ 16 Рибальська, інт.1796-1802, гор.С<sub>3</sub>). По мірі віддаленні від покладів концентрації вуглеводнів різко зменшуються і переважне значення набувають вуглеводнево-азотні та азотно-вуглеводневі гази.

Середньокам'яновугільний водоносний комплекс включає водоносні комплекси московського та башкирського ярусів, представлених потужною (до 780 м) піщано-глинистою товщею з прошарками вапняків. Водовмісні породи представлені пластами пісковиків та алевролітів товщиною 5-20 і більше метрів, розділених пачками слабо проникливих порід. Статичні рівні вод знаходяться на глибинах 67-157 м. Дебіти свердловин досягають 100- 150 м<sup>3</sup>/добу. З поглибленням комплексу водозбагаченість порід знижується. Пластові води середньокам'яновугільного водоносного комплексу відносяться до хлоркальцієвого типу з мінералізацією 155-202,9 г/л. Коефіцієнти метаморфізації складають 0,72-0,79. До складу пластових вод входять йод, бор, бром, амоній. Води практично безсульфатні.

Нижньокам'яновугільний водоносний комплекс вміщує потужну неоднорідну товщу відкладів, яка являє собою чергування аргілітів, алевролітів, пісковиків та вапняків. Верхнім водоупором нижньокам'яновугільного водоносного комплексу являються відклади нижньобашкирського під'ярусу, серпуховського ярусу та верхня частина верхньовізейського під'ярусу, розріз яких представлений переважно аргілітами та карбонатними відкладами.

Піщані водовмісні породи мають пластово-лінзовидну форму товщиною 5-20 м. Водоносні горизонти напірні, статичні рівні встановлюються на глибинах 46-209 м. Дебіти свердловин коливаються в межах від 1,0 м<sup>3</sup>/добу (св.№ 48,

інт.3620-3615 м, гор.В-21) до 104,6 м<sup>3</sup>/добу (св.№ 62, гор.В-17) при динамічних рівнях 1400 та 550 м відповідно.

За хімічним складом води нижньокам'яновугільного водоносного комплексу відносяться до розсолів хлоркальцієвого типу, мінералізація яких змінюється від 153,45 до 218,07 г/л. Ступінь метаморфізації складає порядку 0,70-0,78.

Концентрації мікрокомпонентів (йод, бром, бор, амоній) закономірно збільшуються з глибиною залягання горизонтів та зростанням загальної мінералізації. Водорозчинні гази вуглеводневі з переважним вмістом метану (СН<sub>4</sub>=94,04% св.№ 62 інт.36665-3695, гор.В-17).

Девонські відклади на досліджуваній території представлені верхнім відділом. Пластові води із відкладів фаменського ярусу девона отримані в свердловинах № 9 Новотроїцька (інт.3560-3600 м), № 3 Качалівська (інт.4524-4607 м), № 65 Рибальська, № 27 Новотроїцька.

За хімічним складом підземні води із девонських відкладів представлені високо мінералізованими розсолами хлоркальцієвого типу. Мінералізація вод досягає 251,61 г/л, ступінь метаморфізації складає 0,64-0,65. Води практично безсульфатні. Дебіти вод складають від 5,0 до 30,9 м<sup>3</sup>/добу. Статичний рівень зафіксовано на глибині 178 м в св.№ 27 Новотроїцька. В пластових водах відмічається досить високий вміст мікрокомпонентів: йоду до 37,02 мг/л; бору до 30,54 мг/л; бромю – 188,5 мг/л. Водорозчинні гази вуглеводневого складу з переважним вмістом метану.

Таким чином, по комплексу геологічних, геохімічних, гідрогеологічних показників Ясенівська площа оцінюється як перспективна для фаменських відкладів девону.

Весь комплекс перспективних відкладів залягає в межах зони дуже сповільненого водообміну під регіональними водоупорами і оцінюється сприятливими гідрохімічними та гідродинамічними умовами для збереження покладів нафти та газу.

## 2.4 Висновки до розділу 2

1. Ясенівська площа характеризується складною геологічною будовою, яка включає осадові відкладення різних ератем: палеозойської, мезозойської та кайнозойської, що залягають на породах кристалічного фундаменту на глибинах 4-5 км.

2. В межах площі спостерігається значне випадіння окремих стратиграфічних підрозділів, зокрема турнейського та нижньовізейського ярусів. Осадові товщі девонської системи містять перспективні літологічні пачки, включаючи нафтові поклади у фаменському ярусі.

3. Кам'яновугільна система демонструє суттєву стратиграфічну і літологічну варіабельність, із найбільшими потенційними ресурсами у верхньовізейських та серпуховських під'ярусах.

4. Основні структурні форми осадового чохла, зокрема прибортові підняття і куполи, сформувалися під впливом галокінезу та тектонічних рухів фундаменту, що особливо проявилися в пізньодевонській та ранньокам'яновугільний періоди.

5. На площі виділено три головні тектонічні блоки: західний, центральний і східний, які демонструють різні структурні особливості, включаючи зміни амплітуд порушень. Центральний блок, де розташована свердловина №2, є найбільш стабільним, тоді як східний блок має тенденцію до поступового занурення із зростанням амплітуд порушень у південному напрямку.

6. Структурні плани по різних відбиваючих горизонтах (Vb21, VI32, Vb2-п) підтверджують локальну антиклінальну структуру у фаменських відкладах та

наявність прогину у девонських та кам'яновугільних комплексах. Ці характеристики вказують на перспективність площі для пошуку нафтових і газових покладів, особливо у верхньодевонських та нижньокам'яновугільних відкладах.

### **РОЗДІЛ 3. МЕТА, МЕТОДИКА ТА ОБСЯГ ПОШУКОВО-РОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІТ**

Метою пошуково-розвідувальних робіт на Ясенівській площі є відкриття нових покладів нафти і газу у відкладах фаменського ярусу девонської ситсеми. Це передбачає детальне вивчення геологічної будови території, ідентифікацію перспективних структур і проведення пошукових робіт для виявлення потенційних родовищ вуглеводнів.

Основою для проведення геологорозвідувальних робіт буде створення детальних геологічних карт території для ідентифікації перспективних структур і вивчення геологічної будови, буріння пошукових свердловин, сейсмозвідувальні роботи для уточнення тектоніки та пошуку потенційних пасток, а також аналіз зразків гірських порід і флюїдів, отриманих під час буріння, для ідентифікації походження і складу вуглеводнів.

В межах Ясенівської площі планується буріння двох свердловин: незалежної розвідувальної свердловини №6 з проектною глибиною 4150 м і проектним горизонтом (девонські відклади (D<sub>3</sub>fm) та розвідувальної свердловини №7 проектною глибиною 4150 D<sub>3</sub>fm–Ф-1 (Додаток А).

#### **3.1 Геологічні умови проходки свердловин та конструкція свердловин**

На основі аналізу попередньо пробурених свердловин було виділено такі стратиграфічні інтервали з характерними геолого-технічними умовами буріння:

- 0–310 м – четвертинно-палеогенові відклади;

- 310–2010 м – крейдіяно-пермські відклади;
- 2010–3930 м – верхньо-, середньо- та нижньокам'яновугільні відклади;
- 3930–4150 м – девонські відклади.

Дані, інтервали можна розділити за умовами буріння.

Четвертинно-палеогенові відклади (0–310 м) представлені піщано-глинистими породами, які схильні до осипання, звуження стовбура свердловини та поглинання бурового розчину. При бурінні цих порід промивальний розчин збагачується глинистою фазою, тому застосовуються такі заходи, як обробка розчину КМЦ, використання графіту як мастильної речовини.

У крейдіяно-пермських відкладах (310–2010 м) можливі поглинання промивальної рідини, звуження стовбура через набрякання крейди, утворення сальників, затяжки та прихвати бурового інструменту.

Рекомендації [29]: застосування полімерного бурового розчину на основі глинопорошку; використання ВЛР, понижувача фільтрації РР-2С, графіту та нафти як мастильних компонентів.

Верхньо-, середньо- та нижньокам'яновугільні відклади (2010–3930 м) складені аргілітами, алевролітами, пісковиками та карбонатними породами. Можливі ускладнення - осипання аргілітів, каверноутворення, поглинання промивальної рідини, затяжки та прихвати інструменту. Саме тому, рекомендується використання полімер-калієвого бурового розчину зі складом: глинопорошок, ВЛР, кальцинована сода, РР-2С, РАС-Р, РПС, біополімер, а також обробка розчину графітом і нафтою для зниження липкості корки.

Девонські відклади (3930–4150 м) є перспективними на нафту і газ, тоїму тут можливі нафтогазопрояви. В даному інтервалі рекомендується дотримання концентрації компонентів, передбачених ГТН, регулярний контроль параметрів бурового розчину, наявність запасів промивальної рідини та обважнювача на буровій.

Виходячи з проектної глибини, мети буріння, геолого-технічних умов проводки і досвіду буріння на сусідніх свердловинах, проектом передбачається наступна конструкція [20, 28]:

- направлення  $\varnothing 508$ мм, яке призначене для захисту від розмиву устя свердловини при бурінні під кондуктор спускається на глибину 10м від столу ротора.

- кондуктор діаметром 324мм, необхідний для нестійких кайнозойських відкладів, а також для недопущення забруднення водоносних горизонтів хімічними реагентами бурового розчину. Розміщення башмака кондуктора на глибині 320 метрів, з відповідним обладнанням верха колони колонною головкою та системою ПВО, надасть можливість герметизації устя свердловини в разі непередбачуваних нафтогазопроявів. Цементується по всій довжині.

Технічна колона діаметром 245 мм призначена для перекриття товщі порід крейди, юри, тріасу, пермі та водозбагачених пісковиків, сипучих аргілітів верхньокам'яновугільних відкладів спускається на глибину 2450 метрів. Колона надасть можливість герметизації устя свердловини в разі непередбачуваних нафтогазопроявів при бурінні в продуктивному розрізі. Цементується по всій довжині.

При досягненні свердловиною проектної глибини 4150 м, розкритті перспективного для випробування нафтового горизонту Ф-1, а також для забезпечення необхідних умов гідродинамічних досліджень спускається експлуатаційна колона діаметром 146 мм. Спуск колони передбачається провести двома секціями, стик на глибині 2100 м. Колона цементується по всій довжині.

Дана конструкція дозволяє виконати всі необхідні гідродинамічні геофізичні дослідження, і ввести свердловини №№ 6 і 7 в дослідно-промислову експлуатацію.

### **3.2 Система розташування свердловин**

Систему розміщення свердловин обирають ту, яка може раціонально забезпечити виконання умови ефективного буріння та геологорозвідувальних робіт ( швидке одержання всіх необхідних параметрів з потрібною надійністю при мінімальних витратах).

Основними різновидами систем розміщення свердловин при розвідці є профільна і мережева [29]:

- профільну систему, при якій свердловини розташовуються на одній прямій (інколи ламаній) лінії. Профілі можуть бути одиночними або складати систему профілів: а) паралельних; б) таких, що перетинаються під різними кутами; в) радіальних;

-мережеву систему, коли свердловини розташовані в межах площі в кутах якої-небудь геометричної фігури (трикутника, квадрата, прямокутника);

- кільцеву систему, при якій свердловини розташовуються по колу або декількома концентричними колами;

- систему поодиноких розвідувальних свердловин, коли є необхідність закласти одну свердловину або дві-три, незалежних одна від одної.

Даний район має певну літологічну мінливість порід-колекторів девону, саме тому проектні свердловини № 6 та 7 повинні бути розташовані на оптимальній відстані від продуктивної свердловини №2 .

Свердловина №6 - незалежна розвідувальна свердловина (4150м, D<sub>3</sub>fm) закладається на відстані 550м на північний схід від свердловини №2.

Свердловина №7 - незалежна розвідувальна свердловина (4150 м, D<sub>3</sub>fm–Ф-1), закладається на відстані 550 м на південний схід від пошукової свердловини №2.

Метою буріння обох свердловин є вивчення меж розповсюдження нафтового покладу Ф-1 і прирощення запасів нафти категорії С<sub>1</sub>.

За результатами аналізу кернавого матеріалу, даних інтерпретації геолого-геофізичних досліджень свердловини будуть остаточно уточнені інтервали випробування в експлуатаційній колоні.

Продуктивна характеристика нафтогазоносного горизонту (дебіт, пластові тиски, ефективна товщина, а також ряд інших промислових параметрів) буде отримана і уточнена в ході випробування в експлуатаційній колоні.

Місце розташування проектних свердловин винесено на ситуаційний план (рис.3.1).



Рисунок 3.1 Ситуаційний план Ясенівського родовища.

Масштаб 1:25 000

### 3.3 Комплекс геолого-геофізичних та лабораторних досліджень

Комплекс геофізичних і геохімічних досліджень в свердловинах визначається у відповідності з основними вимогами "Геофізичні дослідження

та роботи у нафтогазових свердловинах”, які затверджено та надано чинності наказом Міністерства екології та природних ресурсів від 18 вересня 2000 р. № 141.

Комплекс геофізичних методів досліджень, що застосовуються при розвідці нафти і газу. Дані методи поділяються на: польові методи (розвідувальна геофізика); промислові методи (геофізичні дослідження в свердловинах - каротаж).

Польові методи геофізичних досліджень ґрунтуються на вивченні та аналізі розподілу природних або створених людиною фізичних полів - гравітаційних, магнітних, електричних, радіоактивних, теплових і сейсмічних [35].

Неоднакові фізичні властивості гірських порід призводять до виникнення неоднорідних фізичних полів, які дають змогу описати особливості геологічної будови певних ділянок. Методи геофізичних досліджень також відрізняються за характером використовуваних полів.

Наприклад, гравітаційні, магнітні, електричні (телуричні струми) та геотермальні методи розвідки ґрунтуються на використанні природних полів. Ці методи здебільшого застосовуються для регіональних і пошукових досліджень.

Штучні поля стимулюються спеціальними технічними засобами. На їх використанні базуються такі методи, як сейсмічні дослідження та електророзвідка постійним і змінним струмом, а також вивчення індукованих теплових полів. Надійність і роздільна здатність методів штучних полів, як правило, вищі, але вони, звичайно, складніші і дорожчі. Вони переважно використовуються для детальних досліджень, але також відіграють важливу роль у регіональних і перспективних дослідженнях. Інтерпретація геофізичної інформації ґрунтується на розв'язанні оберненої задачі просторово-часового розподілу геофізичних даних [35].

На Ясенівському родовищі, з метою виявлення продуктивних порід фаменського ярусу верхнього девону, літологічного розчленування розрізу, виділення пластів колекторів нафти, вивчення їх фізичних властивостей і

характеру насичення, а також визначення параметрів, необхідних для розробки, передбачається повний комплекс промислово-геофізичних досліджень (таблиця 3.1).

Достовірна геологічна інформація про літолого-фізичні властивості порід та фізико-хімічні характеристики пластових флюїдів отримується шляхом детального комплексного вивчення керну та проб пластових флюїдів за допомогою лабораторних методів.

Таблиця 3.1 – Проектний комплекс геофізичних досліджень проектних свердловин №№ 6, 7 Ясенівського родовища

№ № п/п	Види досліджень, їх цільове призначення	Масштаб запису	Інтервали досліджень, м
1	2	3	4
1	Комплекс геофізичних досліджень для вирішення основних задач		
2.	Стандартний каротаж, інклінометрія з точками заміру через 25 м	1:500	0-320 1900-2250 3400-320-750 2200-2450 3650 700-1100 2450-2750 3600-1050- 2700-3050 3850 1350 3000-3250 3800-1300- 3200-3450 3950 1650 3900-1600- 4075 1950 4025-4150
3.	Профілометрія Кавернометрія	1:500	При проведенні ст. каротажу по всьому відкритому стовбуру
4.	БКЗ, БК, МБК, МК, ІК, АК, ГК, НГК, ІННК, ГК-щ кавернометрія	1:200	В інтервалах стандартного каротажу з глибини 3900 м
5.	Термометрія перед спуском обсадних колон	1:500	Термометрія перед спуском колон 0-320, 0-2450, 0-4150
6.	АКЦ, ОЦК	1:500	0-320, 0-2450, 0-4150
7.	Термоградієнт	1:500	0-4150
8.	До і після перфорації	1:500	4000-4115.

ГК, магнітний локатор муфт, локатор перфораційних отворів з метою прив'язки інтервалів перфорації		Вибірково (40 м).
---	--	-------------------

Зразки керну відбираються після попереднього опису на свердловині та детального макроопису в керносковищі. Впродовж 5–10 діб після підняття із свердловини керн направляється до лабораторії для проведення досліджень.

Крім того, аналізуються проби нафти, газу, попутної пластової води та розчиненого газу, відібрані під час випробувань свердловини.

Усі лабораторні дослідження виконуються відповідно до чинних нормативних документів, методичних рекомендацій та інструкцій, які визначають необхідний перелік, обсяг, якість і повноту досліджень. Орієнтовний обсяг робіт по свердловинах наведено у таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Проектні лабораторні дослідження керну та пластових флюїдів по свердловинах №№ 6, 7

№№ п/п	Найменування досліджень, аналізу	Одиниця виміру	Кількість зразків або проб
1.	Петрографо-мінералогічний	шт.	40
2.	Фізико-механічний	шт.	70
3.	Хім.аналіз порід	шт.	20
4.	Аналіз газу	проб.	3
5.	Аналіз нафти	проб.	3
6.	Аналіз пластової води	проб.	3
7.	Аналіз розчиненого газу	проб.	3

### 3.4 Висновки до розділу 3

1. Розвідувальні роботи на Ясенівській площі спрямовані на відкриття нових покладів нафти і газу у відкладах фаменського ярусу девонської системи. Комплексний підхід, що включає геологічне картування, сейморозвідувальні дослідження, буріння пошукових свердловин та аналіз зразків керну і флюїдів, дозволить детально вивчити геологічну будову і перспективні горизонти.

2. Заплановане буріння свердловин №6 і №7 з проектною глибиною 4150 м дає можливість уточнити межі нафтового горизонту Ф-1 і приростити запаси нафти категорії С1. Обрана конструкція свердловин забезпечує надійність проведення бурових робіт і мінімізацію ризиків, пов'язаних із геолого-технічними умовами.

3. Запропонований підхід до виконання пошуково-розвідувальних робіт сприяє максимальному розкриттю ресурсного потенціалу Ясенівської площі та підготовці до дослідно-промислової експлуатації.

4. Пошуково-розвідувальні роботи на Ясенівській площі у відкладах фаменського ярусу девону здійснюються за допомогою комплексу методів, включаючи геологічне картування, сейсмічні і геофізичні дослідження, буріння і аналіз зразків. Метою цих робіт є відкриття нових родовищ нафти і газу у цій території. Заплановані лабораторні дослідження та відбір керну у кількості 40 мінерало-петрографічних та комплекс геофізичних досліджень в інтервалі 0-4150 м.

## РОЗДІЛ 4. НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ ТА ОЦІНКА РЕСУРСІВ (ЗАПАСІВ) ВУГЛЕВОДНІВ ЯСЕНІВСЬКОГО РОДОВИЩА

### 4.1 Прогнозування нафтогазоносності

Ясенівське нафтове родовище містить поклади розташовані по підшві верхньовізейських відкладів, має моноклінальну будову з нахилом у південно-західному напрямку. Структура розділена скидами різної амплітуди на чотири блоки. У центральному продуктивному блоці простежується нечітко виражений структурний ніс південно-західного простягання, оточений диз'юнктивними порушеннями. Нафтогазоносність промислового значення приурочена до відкладів фаменського ярусу верхнього девону (Ф-1).

Термодебітометрия, яка зроблена в інтервалі перфорації, показала, що нафтовіддаючими є інтервали 4073-4110 м, 4026-4038 м.

Колекторами продуктивного горизонту Ф-1 є пісковики аркозові, середньозернисті, крупно- та різнозернисті прошарками конгломератовидні, міцносцементовані з глинистим або глинисто-карбонатним цементом, контактово-порового, місцями базального типів. Інформація про основні характеристики покладу винесена в табл. 4.1

Таблиця 4.1 Характеристика порід-колекторів горизонту Ф-1

Номер свердловини	Св.2	Св.4
Пористість, %	7-13	7-14,8
Проникність, м <sup>2</sup>	1,31-179,78x10 <sup>-15</sup>	1,01-1,47x10 <sup>-15</sup>
Сумарна товщина, м	67	12,4

Ефективна товщина, м	44,6	4,2
-------------------------	------	-----

Загальна товщина продуктивного горизонту змінюється по площі від 115 м в свердловині № 2 до 80 м в свердловині № 4. В свердловині № 2 по даних ГДС виділено 8 піщаних нафтогазонасичених пластів. В свердловині №4 продуктивний пласт був випробуваний тільки в процесі буріння за допомогою ВПТ при вибоях свердловини 4034 м і 4150 м. В першому випадку з інтервалу 4034-3962 м був одержаний приток газу з розрахунковим дебітом 3,6 тис.м<sup>3</sup>/добу, в другому із інтервалу 4150-3947 м приток газу з розрахунковим дебітом 625 м<sup>3</sup>/добу. Гідродинамічні параметри пласта в свердловині № 4 не встановлені.

Через недостатнє представлення керном продуктивної частини горизонту Ф-1, середні значення пористості визначалися виключно на основі даних геофізичних досліджень свердловин (ГДС). Середньозважена пористість колекторів по всьому горизонту становить 9%.

Хімічний склад і фізичні властивості нафти та газу встановлювалися на основі аналізу поверхневих проб і проб, відібраних желонкою із свердловини з глибин 1200–2000 м. Глибинні проби не відбиралися.

Нафта, отримана з різних інтервалів, має схожі фізико-хімічні характеристики та належить до парафінових, в'язких, метано-нафтових типів.

Сукупний газ родовища характеризується високим вмістом граничних вуглеводнів: метан становить 60,61–72,99%, етан — 11,18–15,31%. У складі газу також присутні невеликі кількості азоту (3,13–8,88%), діоксиду вуглецю (0,22–3,4%) і гелію (0,017–0,025%).

Продуктивний горизонт Ф-1 складається з пісковиків із тонкими прошарками щільних порід. Однорідні властивості нафти з різних інтервалів підтверджують, що поклад має масивно-пластовий тип. За даними геофізичних досліджень свердловин (ГДС), водо-нафтовий контакт не був визначений і умовно прийнятий на глибині 4140 м (абсолютна відмітка — 3944 м), що відповідає підшві нижнього нафтонасиченого інтервалу.

Буріння і проведення дослідно-промислових робіт у свердловинах №6 і №7 дозволять приростити запаси категорії С1. Умовні межі приросту запасів визначені наступним чином:

1. з північно-східного боку — на відстані 500 м від свердловин №6 і №7;
2. з південно-західного боку — вздовж лінії, паралельної ізогіпсі –3850 м, на відстані 500 м від свердловини №2;
3. з північного і південного боків — тектонічними порушеннями.

Після врахування запасів, прирощених свердловиною №2, загальний приріст у цих межах становитиме 1937/585 тис. т.

## **4.2 Продуктивні горизонти**

На території Талалаївсько-Рибальського нафтогазоносного району, до якого належить Ясенівське родовище, виявлено широкий стратиграфічний діапазон продуктивних горизонтів, що охоплює відклади від юрського до девонського віку включно. Головні продуктивні горизонти можна охарактеризувати по Рибальському та Качанівському родовищу, Західно-Рибальської площі

Продуктивні горизонти Рибальського родовищ приурочені від юрських до турнейських відкладів (глибина понад 2400 м). Найглибший продуктивний горизонт В-23-Т-1, представлений масивно-пластовими нафтовими покладами з газовими шапками. Колектори представлені теригенними породами, зокрема пісковиками, що чергуються з алевролітами, аргілітами та карбонатами.

Продуктивні горизонти Качанівського родовища зафіксовані в інтервалі тріасових, пермських та кам'яновугільних відкладів (висота нафтогазоносності близько 2000 м). Колектори складені пісковиками, ангідритами та вапняками тріщинно-кавернозного типу (пермський горизонт А-2).

До другої групи родовищ нафти і газу, які приурочені до малоамплітудних похованих структур відносяться Сухівське, Ясенівське родовища нафти і Західно-Рибальська площа.

Продуктивні горизонти Західно-Рибальської площі розміщені у верхньовізейських відкладах (газоконденсат, горизонти В-20–В-21, і нафта з горизонту В-14) та фаменських відкладах.

Продуктивні горизонти Сухівського родовища зафіксовані в фаменських відкладах (глибина 5048–5075 м). Колекторами є пісковики з пористістю 6–13%, ефективною товщиною 4,4 м.

Продуктивні горизонти Ясенівського родовища приурочені до фаменських відкладів верхнього девону (інтервал глибин 3994–4141 м, горизонт Ф-1). Колектори складені пісковиками, які чергуються з алевролітами, аргілітами та карбонатними породами.

Загалом продуктивні горизонти району демонструють широкий стратиграфічний і літологічний діапазон, із домінуванням пластових, масивно-пластових покладів, а також пасток, утворених за рахунок стратиграфічного, літологічного та тектонічного екранування.

Ясенівське родовище нафти по підшві верхньовізейських відкладів (відбиваючий горизонт  $V_{В2-п}$ ) представляє собою монокліналь, яка занурюється на південний захід і розбита скидами, різної амплітуди, на чотири блока. В центральному продуктивному блоці фіксується нечітко виражений структурний ніс південно-західного простягання, з усіх сторін обмежений диз'юнктивними порушеннями.

### **4.3 Оцінка ресурсів (запасів) нафти**

Оцінка ресурсів нафти виконана відповідно до Інструкція із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу”.

Згідно з класифікацією запасів та ресурсів корисних копалин запаси і ресурси, на базі яких проведена початкова геолого-економічна оцінка (ГЕО -3) за ступенем техніко-економічного вивчення до третьої групи.

Пошукові роботи плануються з метою визначення економічної доцільності подальших пошукових робіт та розрахунку їхнього промислового значення та виділення частини, що буде розглядатися як видобувна. Такі ресурси родовища можна віднести до групи ресурсів, промислове значення якої не визначено.

За ступенем геологічного вивчення ресурси нафти Ясенівського родовища віднесено до перспективних, а запаси нафти до розвіданих і попередньо розвіданих, що є підставою для геолого-економічної оцінки доцільності проведення розвідувальних робіт. Перспективні ресурси можуть бути проіндексовані літерою категорії ресурсів  $C_3$ , а запаси категоріями  $C_2$ ,  $C_1$ . Оцінка видобувної частини ресурсів і запасів проведена об'ємним методом (за Жданов М.А.):

$$Q_{н.вид.} = F \cdot h \cdot m \cdot \beta_n \cdot \theta \cdot \rho_n \cdot \eta_n, \quad (4.1)$$

де  $Q_{н.вид.}$  - видобувні ресурси нафти;

$F$  - нафтонасичена площа,  $m^2$ ;

$h$  - середня ефективна нафтонасичена товщина пласта,  $m$ ;

$m$  - середній коефіцієнт відкритої пористості колектора, частки одиниці;

$\beta_n$  - середній коефіцієнт нафтонасичення породи, частки одиниці;

$\eta_n$  - коефіцієнт нафтовіддачі, частки одиниці;

$\theta$  - перерахунковий коефіцієнт, який враховує усадку нафти на поверхні після її дегазації, частки одиниці;

$\rho_n$  - густина нафти на поверхні при стандартних умовах,  $kg/m^3$ .

Коефіцієнти відкритої пористості та нафтонасиченості відповідно 0,09 та 0,63 для всіх категорій. Значення цих параметрів підтверджені результатами інтерпретації даних ГДС свердловини №2 (за даними ДП «Укрнаукагеоцентр»). Густина нафти – 831,3  $kg/m^3$ .

Площа нафтоносності визначена по контуру нафтоносності, який обмежений верхньодевонським порушенням за матеріалами ГДС та становить 3944м (Додаток Б).

Для підрахунку ресурсів і запасів нафти прийнята ефективна нафтонасичена товщина: для категорії  $C_3$  – 14,86 м,  $C_2$  – 22,3 м,  $C_1$  – 38,7 м.

Коефіцієнт вилучення нафти (0,3) прийнято за аналогією з подібними родовищами північної прибортової зони ДДЗ. Виходячи із цих параметрів ресурси і запаси нафти складають  $C_3$  – 1219 (366) тис.т,  $C_2$  – 4389 (1317) тис.т,  $C_1$  – 868 (257) тис.т. Підрахункові параметри вказані в табл 2.1

Таблиця 4.2 – Підрахункові параметри та ресурси і запаси нафти (категорій  $C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_3$ ) по Ясенівському родовищу

Блок, ділянка	Нафтона- сичена товщина, м	Коефіцієнт відкритої пористості, частки одиниці	Коефіцієнт вилучення нафти	Коефіцієнт нафтонаси- ченості, частки одиниці	Густина нафти, кг/м <sup>3</sup>	Початкові запаси нафти, тис.т балансові(видобувні)		
						$C_1$	$C_2$	$C_3$
Свердловина №2	38,7	0,09	0,3	0,63	831,3	868 (257)		
Свердловина № 2,4	22,3	0,09	0,3	0,63	831,3		4389 (1317)	
Зах від свердловини №2	1486	0,09	0,3	0,63	831,3			1219 (366)
<b>Всього по родовищу</b>						868 (257)	4389 (1317)	1219 (366)

#### 4.4 Висновки до розділу 4

1. Ясенівське нафтове родовище характеризується нафтогазоносністю промислового значення, зосередженою у фаменських відкладах верхнього девону (горизонт Ф-1). Особливостями родовища є його блокова будова (скиди) з моноклінальним заляганням шарів із нахилом у південно-західному.

2. Продуктивний горизонт Ф-1 складається з аркозових пісковиків середньозернистої та крупнозернистої структури, які чергуються із щільними прошарками конгломератів, алевролітів і аргілітів. Основні характеристики горизонту включають середню пористість 9% і проникність яка варіюється від  $1,01 \times 10^{-15}$  до  $179,78 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ .

3. Нафта родовища відноситься до парафінових, в'язких, метано-нафтових типів, а газ характеризується високим вмістом метану (60,61–72,99%) та етану (11,18–15,31%). Водо-нафтовий контакт умовно встановлений на глибині 4140 м.

4. Проведення дослідно-промислових робіт у свердловинах №6 і №7 дозволить приростити запаси категорії С1 у межах, обмежених тектонічними порушеннями та ізогіпсою -3850 м, з очікуваним приростом до 1937/585 тис.т.

5. Проведена оцінка запасів нафти за категоріями:

- С3: 1219 (366) тис. т.
- С2: 4389 (1317) тис. т.
- С1: 868 (257) тис. т.

6. Загалом, Ясенівське родовище демонструє високий потенціал для подальшої розвідки та освоєння, що підтверджується геолого-економічною оцінкою перспективності робіт.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В кваліфікаційній роботі вирішено важливу наукову задачу з удосконалення методики пошуково-розвідувального буріння на прикладі Ясенівського родовища по верхньодевонським відкладам.

Робота виконана станом на 2024р., на основі результатів буріння та випробування свердловин, промислово-геофізичних досліджень, геолого-промислової інформації по сусідніх родовищах в межах Талалаївсько-Рибальського нафтогазоносного району. За даними проведених досліджень, можна зробити висновки:

1. У роботі підтверджено високу перспективність Талалаївсько-Рибальського нафтогазоносного району, до якого належить Ясенівська площа, для пошуку та освоєння нових родовищ нафти і газу.

2. Результати досліджень демонструють складну геологічну будову району, яка включає осадові відклади, що залягають на глибинах 4–5 км на породах кристалічного фундаменту. Площу характеризує блокова моноклінальна структура із скидами, що впливають на формування продуктивних горизонтів.

3. Структурні плани свідчать про наявність антиклінальних форм у фаменських і кам'яновугільних відкладах, які є перспективними для накопичення вуглеводнів.

4. Промислова нафтогазоносність Ясенівського родовища приурочена до відкладів фаменського ярусу верхнього девону (горизонт Ф-1). Горизонт Ф-1 складений аркозовими пісковиками середньо- та крупнозернистої структури з прошарками конгломератів, алевролітів і аргілітів.

5. Середня пористість становить 9%, проникність варіюється в межах  $1,01 \times 10^{-15} - 179,78 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ .

6. Запаси за категоріями оцінені: С3 — 1219 тис. т, С2 — 4389 тис. т, С1 — 868 тис. т.

Проведені дослідження підтверджують значний ресурсний потенціал Ясенівського родовища для подальшої розвідки та промислового освоєння.



