

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

*(103) НЗ ГНГ.44 ПЗ
Група НЗГм – 24-1*

Віталій Креховецький

2025

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ГРН
доц. Михайлів І.Р.
« » 2025 р.

ЗАВДАННЯ НА ВИКОНАННЯ МАГІСТЕРСЬКОЇ РОБОТИ

Спеціальність — (103) *Науки про Землю*
Освітньо-професійна програма – *Геологія нафти і газу*

Студент Креховецький Віталій Михайлович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема магістерської роботи Геолого-економічна оцінка запасів нафти і розчиненого газу продуктивного горизонту С-4 серпухівських відкладів Кременського родовища

затверджена наказом ректора університету від «28» 11 2025 р. № 737/7

2. Термін здачі студентом закінченої роботи: «20» грудня 2025 р.

3. Вихідні дані до роботи: 1.Фондові матеріали ТОВ «Георозвідка»

2. Оpubлікована література по районну досліджень. 3.Власні спостереження та узагальнення під час навчання і проходження практик

4. Зміст пояснювальної записки (перелік питань, які належить розробити):

ЗМІСТ, ВСТУП, БАЗОВА ЧАСТИНА, Загальні відомості про родовище, Історія відкриття та вивчення родовища, ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА, Геологічна будова родовища, Літолого-стратиграфічний опис, Особливості тектоніки, Нафтогазоносність, Гідрогеологічна характеристика, Фізико-літологічна характеристика колекторів продуктивних пластів та покришок, Фізико-хімічні властивості нафти і газу, конденсату, ПРОЕКТНА ЧАСТИНА, Обґрунтування підрахункових параметрів і підрахунок запасів, Обґрунтування виділених груп і категорій запасів, Обґрунтування методу підрахунку запасів, Обґрунтування підрахункових параметрів, Площа нафтогазоносності, Обґрунтування нафтонасиченої товщини, Середній коефіцієнт відкритої пористості, Середній коефіцієнт нафтогазонасиченості, Обґрунтування температурної поправки, Обґрунтування початкового і кінцевого пластових тисків, Обґрунтування поправок на відхилення вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта, Результати підрахунку запасів, Комплекс поточних промислових досліджень контролю та рекомендації з раціональної розробки родовища, Оцінка економічної ефективності розробки родовища, Вихідні дані для розрахунків економічних показників, Обґрунтування нормативів на розробку родовища, Визначення експлуатаційних витрат на розробку родовища, Результати економічної оцінки розробки, Кременського родовища, Висновок, Список використаної літератури

5. Перелік графічних додатків:

Зведений літолого-стратиграфічний розріз

Геологічний профіль по лінії I-I

Геологічний профіль по лінії II-II

Підрахунковий план покрівлі продуктивного горизонту С-4(C_{1s})

Карта нафтонасичених товщин горизонту С-4(C_{1s})

6. Консультанти з окремих розділів і питань магістерської роботи:

Розділ, питання	Посада, прізвище та ініціали консультанта	Завдання видав (підпис консультанта)	Завдання прийняв (підпис студента)
Економіка	доц. Михайлів І.Р.		
Нормконтроль	ас. Уграк Л.В.		

8. Календарний план

№	Назва етапів виконання роботи	Термін виконання	Примітка
1.	Одержання завдання і складання плану виконання магістерської роботи.	28.11.2025	Виконано
2.	Розроблення структури та плану роботи	29.11.2025	Виконано
3.	Обробка геолого-геофізичних матеріалів зібраних під час проходження переддипломної практики.	02.12.2025	Виконано
4.	Створення моделі геологічної будови площі Аналіз наявних геолого-промислових характеристик продуктивних горизонтів та їх особливостей Гірничо-геологічні умови буріння свердловин	05.12.2025	Виконано
5.	Економічна частина	10.12.2025	Виконано
6.	Оформлення тексту і графічних додатків.	18.12.2025	Виконано
7.	Захист магістерської роботи	20.12.2025	Виконано

7. Дата видачі завдання 28.11.2025 р.

Завдання видав керівник _____
(підпис)

доц. Артим І. В.
(посада, прізвище та ініціали)

Завдання прийняв студент _____
(підпис)

Креховецький В. М.
(прізвище та ініціали)

Реферат

Магістерська робота: 53 сторінок, 10 таблиць ,3 рисунки, 5 додатків, 11 джерел.

У цій магістерській роботі подано характеристику результатів попередніх геолого-геофізичних досліджень, а також описано геологічну будову й нафтогазоносність Кременського родовища.

У роботі детально наведено загальні відомості, опис геологічної будови та підрахункові параметри Кременського родовища. За допомогою об'ємного методу був проведений підрахунок запасів нафти. Проаналізовано рекомендації щодо контролю, моніторингу розробки родовища та його дорозвідки. Проведено оцінку економічної ефективності його освоєння.

Перелік ключових слів: РОДОВИЩЕ, ЗАПАСИ, ПОКЛАД, СТРУКТУРА, ОЦІНКА, ПІДРАХУНОК, РЕНТАБЕЛЬНІСТЬ.

Report

Master's thesis: 53 pages, 10 tables, 3 figures, 5 appendices, 11 references.

This master's thesis presents the characteristics of the results of previous geological and geophysical studies, as well as provides a description of the geological structure and hydrocarbon potential of the Kreminske field. The thesis includes detailed general information, a description of the geological structure, and the calculation parameters of the Kreminske field. Using the volumetric method, the oil reserves were estimated. Recommendations regarding the control and monitoring of field development and its further exploration were analyzed. An assessment of the economic efficiency of its development was carried out.

Keywords: FIELD, RESERVES, DEPOSIT, STRUCTURE, ASSESSMENT, CALCULATION, PROFITABILITY.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1. БАЗОВА ЧАСТИНА.....	9
1.1 Загальні відомості про родовище.....	9
1.2 Історія відкриття і вивчення родовища.....	10
2 ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА.....	16
2.1 Геологічна будова родовища.....	16
2.1.1 Літолого-стратиграфічний опис.....	16
2.1.2 Особливості тектоніки.....	24
2.1.3 Нафтогазоносність.....	27
2.1.4 Гідрогеологічна характеристика.....	29
2.1.5 Фізико-літологічна характеристика колекторів продуктивних пластів та покришок.....	32
2.1.6 Фізико-хімічні властивості нафти і газу, конденсату.....	36
ПРОЕКТНА ЧАСТИНА.....	38
3. ОБҐРУНТУВАННЯ ПІДРАХУНКОВИХ ПАРАМЕТРІВ І ПІДРАХУНОК ЗАПАСІВ.....	38
3.1 Обґрунтування виділених груп і категорій запасів.....	38
3.2 Обґрунтування методу підрахунку запасів.....	38
3.3 Обґрунтування підрахункових параметрів.....	39
3.3.1 Площа нафтогазоносності.....	39
3.3.2 Обґрунтування нафтонасиченої товщини.....	39
3.3.3 Середній коефіцієнт відкритої пористості.....	40
3.3.4 Середній коефіцієнт нафтогазонасиченості.....	40
3.3.5 Перерахунковий коефіцієнт.....	40
3.3.6 Густина нафти.....	40
3.3.7 Коефіцієнт нафтовіддачі.....	40
3.3.8 Газовміст пластової нафти.....	41
3.4 Результати підрахунку запасів.....	41
4. КОМПЛЕКС ПОТОЧНИХ ПРОМИСЛОВИХ ДОСЛІДЖЕНЬ КОНТРОЛЮ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ З РАЦІОНАЛЬНОЇ РОЗРОБКИ РОДОВИЩА.....	43
5 ОЦІНКА ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ РОЗРОБКИ РОДОВИЩА.....	44
5.1 Вихідні дані для розрахунків економічних показників.....	45
5.1.1 Обґрунтування нормативів на розробку родовища.....	45
5.1.2 Визначення експлуатаційних витрат на розробку родовища.....	47
5.1.3 Результати економічної оцінки розробки Кременського родовища.....	48
ВИСНОВОК.....	52
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	54

ВСТУП

Кремінська площа розташована у Харківському районі Харківської області. Ця структура знаходиться у центральній частині Північного борту Державного депозиту, де на невеликих глибинах відомі родовища нафтових і газових ресурсів, а також розвинена інфраструктура для їх видобутку, транспортування і переробки.

Актуальність теми. Однією з основних проблем України сьогодні є недостатнє забезпечення енергією, насамперед, власною вуглеводневою сировиною. Тому дослідження геологічної структури з подальшим зростанням видобутку вуглеводнів є критично важливим питанням для нашої країни.

Зв'язок роботи з науковими програмами, темами та планами. Магістерська робота узгоджується з тематичними планами та окреслює основні напрями проведення геологорозвідувальних робіт на Кремінському родовищі.

Мета і завдання дослідження. Метою роботи є узагальнення зібраної геолого-геофізичної та геолого-промислової інформації, а також проведення геолого-економічної оцінки запасів газу продуктивного горизонту (С-4) Кремінського родовища.

Об'єкт досліджень. Продуктивний горизонт С-4 Кремінського родовища.

Предмет досліджень. Проведення геолого-економічного аналізу оцінки запасів нафти продуктивного горизонту С-4.

Методи дослідження. Під час виконання даної магістерської роботи застосовувалися графічні, аналітичні та загальнонаукові методи для аналізу геолого-економічної оцінки пошуково-розвідувальних робіт.

Наукова новизна отриманих результатів полягає в тому, що в межах магістерської роботи було вивчено геологічну будову та газонасиченість нафтового покладу горизонту С-4, виконано розрахунок обсягів нафти, а також проведено техніко-економічний аналіз ефективності розробки запасів Кремінського родовища.

Практична цінність результатів. Інвестування в розвиток Кремінської

площі вважається економічно вигідним. Освоєння родовища прогнозується як прибуткове та здатне забезпечити позитивний економічний ефект для підприємства та для держави.

Апробація результатів. Отримані результати рекомендовано до впровадження на нафтовидобувних підприємствах як державної, так і приватної форми власності.

1 БАЗОВА ЧАСТИНА

1.1 Загальні відомості про родовище

В адміністративному плані Кремінська площа розташована на території Харківського району Харківської області, за 10 км на південний схід від м. Харків [1].

Район робіт є відносно густонаселеним. Поруч із ліцензійною ділянкою розташовані населені пункти Високий і Покотилівка, а в межах ділянки – Безлюдівка та частково Бабаї і Вихор. Населені пункти з'єднані дорогами як з твердим покриттям, так із ґрунтовими. Найближча залізнична лінія Харків–Луганськ проходить через східну частину ділянки, а найближчі залізничні станції – Удянська та Безлюдівка.

Економічно район робіт переважно є сільськогосподарським, із розвиненим землеробством, тваринництвом та переробкою їх продукції. Лише незначна частина населення є зайнятою у нафтогазовидобувній та геологорозвідувальній сферах.

Крім того, Кремінська площа розташована в районі із розвинутою мережею нафтогазопроводів. Поруч проходять трубопроводи нафти і газу, що з'єднують Островецьке газоконденсатне родовище з Безлюдівським нафтогазоконденсатним. Відстань до Островецького УКПГ становить 7,2 км, а до Безлюдівського – 8 км (рисунок 1.2).

На території району робіт, крім вуглеводневої сировини, представлені й інші корисні копалини, зокрема піски, суглинки та глини. Ці матеріали використовуються переважно для задоволення місцевих потреб у будівництві, зокрема для спорудження житлових і промислових об'єктів, а також у гончарному виробництві.

З орографічної точки зору Кремінська площа знаходиться в Придніпровській низовині і являє собою похило-хвилясту рівнину, розчленовану долиною річки Уди, ярами та балками. Найнижчі ділянки рельєфу приурочені до заплави річки Уди й мають висоту 90–95 м над рівнем моря [1].

Найвищі точки рельєфу району сягають 180 м і розташовані на водорозділах річок.

Гідрографічну мережу Кременської площі формує річка Уди, права притока Сіверського Дінця. Живлення річки переважно снігове, частково дощове та ґрунтове. Долина річки місцями заболочена. У північно-східній частині площі розташовані ставки. Територія характеризується значною лісистістю. Для цього району типові змішані ліси: кленово-дубові та хвойні насадження. Вільні від лісу ділянки використовуються під посіви сільськогосподарських культур.

Найхолоднішим місяцем є січень із середньою температурою близько - 7 °С, коли морози чергуються з відлигами, а інколи зима буває досить суворою. Середня глибина промерзання ґрунту становить приблизно 70 см. Найтеплішим місяцем є липень, із середньою температурою +20...+25 °С. Переважний напрямок вітру – північно-східний [1].

1.2 Історія відкриття і вивчення родовища

У 1952–1963 роках у ході структурно-картувального та структурно-пошукового буріння на значній частині північного борту та північній прибортовій зоні ДДз по відкладах палеогену та сеноманського ярусу верхньої крейди була зафіксована широка монокліналь, що занурюється на південний захід.

На території північного борту ДДз, де розташована Кременська площа, проводився весь комплекс геолого-геофізичних досліджень, які включають геологічну зйомку, магнітометричні і гравіметричні роботи, сейморозвідувальні роботи, а також структурно-картувальне, структурно-пошукове, параметричне і пошуково-розвідувальне буріння [2].

На цій території в 1969–1971 роках була виконана детальна сітка профілів МВХ. За результатами робіт встановлено моноклінальне занурення кам'яновугільних та пермсько-мезозойських відкладів у південно-західному напрямку.

Гравіметричні дослідження, проведені в 1979 році, дозволили виділити

кілька максимумів сили тяжіння F (Δg), що пов'язані з малоамплітудними підняттями та окремими блоками осадового чохла, а також із неоднорідністю кристалічних порід фундаменту та його тектонічною структурою.

У 1960–1962 роках поблизу площі досліджень була пробурена Харківська опорна свердловина №1, яка на глибині 3374 м вийшла на породи кристалічного фундаменту.

У період 1973–1982 років на досліджуваній території та в її околицях були виконані регіональні профілі КМЗХ, зокрема: Безлюдівка–Харків, Харків–Булахівка, Харків–Новомосковськ, Харків–Межирічі, Чугуїв–Синельниково, Безлюдівка–Куп'янськ, Огульці–Граково та інші. За результатами цих регіональних робіт у межах району встановлено, що глибина залягання поверхні кристалічного фундаменту становить 4,75–5 км, а також складено структурні карти його поверхні [2].

У 1979 році на території робіт сейморозвідувальна партія 33/79 провела дослідження, за результатами яких у нижньокам'яновугільних відкладах в межах монокліналі були виділені Сіверська та Платівська структури.

За результатами сейсмічних робіт, виконаних сейсмпартією 33/80, у кам'яновугільних відкладах були виявлені Безлюдівська, Васищівська та Хмарівська структури. Було здійснено структурні побудови за відбиваючими горизонтами Vв22 (C1v1) та Vв11 (C1s2), які стали основою для розробки геологічного проекту параметричного буріння та введення Безлюдівської площі в глибоке буріння [2].

У 1981 році сейсмпартією 33/81 підтверджено будову Безлюдівської площі на основі досліджень нижньо- та середньокам'яновугільних відкладах.

У 1983 році сейморозвідувальними дослідженнями МСГТ на північний захід від Безлюдівської площі в нижньокам'яновугільних відкладах була виявлена Кременська структура.

Геологічна будова Кременської та Безлюдівської структур у нижньокам'яновугільних відкладах була детально уточнена роботами тематичної партії 45/84 та підтверджена сейморозвідкою МСГТ у 1987–1988

роках (с.п. 31/87).

На основі результатів сейморозвідувальних робіт 1988 року було підготовлено паспорт Безлюдівської структури з Кременським блоком.

У 1988 році згідно з проектом на Безлюдівській площі було розпочато пошуково-розвідувальні роботи, у межах яких пробурено п'ять свердловин. З них три (№№ 1, 2, 3) були пошуковими, свердловина № 6 — розвідувальною, а свердловина № 612 — параметричною [2].

У 1988 році під час випробування свердловини № 612 у верхньосерпухівських відкладах було зафіксовано промисловий приплив газу, що дало змогу відкрити родовище. Того ж року Безлюдівське родовище було внесено до Державного балансу [2].

Проведені пошуково-розвідувальні роботи забезпечили підготовку до промислового освоєння газових і нафтових покладів горизонтів С-4б, В-18-19 та В-25-26.

Родовище було введено в дослідно-промислову експлуатацію у 1994 році через свердловину № 612-Безлюдівська. Усі наведені вище дані свідчать про високі перспективи Кременської площі.

У 1996 році тематичною партією 45/95, на основі результатів буріння на Безлюдівській структурі, були проведені роботи з перегляду та уточнення геологічної будови кам'яновугільних відкладів. За підсумками цих досліджень підготовлено доповнення до паспорта Безлюдівської структури з Кременським блоком, що включає структурні карти за горизонтами Vв22 (С1v1), Vв11 (С1s2) та сейсмічні профілі 30243187 і 15243187 [2].

Отримані сейсмічні матеріали були використані під час підготовки проекту пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ у межах Кременської площі [1], а також під час складання цього звіту.

Зведені відомості щодо геолого-геофізичної вивченості представлено в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Геолого-геофізична вивченість

Рік проведення робіт, організації, виконавці	Вид робіт і задачі	Результати робіт
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>
1981 р. ПГО «Укргеофізика» с.п. 33/80 Д.Ф. Левишко Н.П. Моргун	Звіт про роботи на Острроверхівській площі.	По відкладах нижнього та середнього карбону та пермі уточнено будову Сіверської структури та вивчено Бірюзове підняття. У північній частині площі виділені Безлюдівська, Васищівська та намічена Хмарівська структури.
1983 р. ПГО «Укргеофізика» с.п. 33/81 Д.Ф. Левишко Н.П. Моргун	Звіт про роботу на Південно-Харківській площі.	По відкладах нижнього та середнього карбону уточнено будову Васищівського структурного носа та Безлюдівського підняття. Західніше останнього виділена Хорошівська структура.
1990 р. ПГО «Укргеофізика» с.п. 31/87 Д.Ф. Левишко Л.Ф. Гузик	Звіт та підготовка до буріння по відкладах нижнього карбону структур та блоків на Мерефенській площі, розміщеній у північній бортовій частині ДДз.	По нижньокам'яновугільних відкладах вивчені та підготовлені до пошукового буріння Безлюдівське підняття із Хорошівським блоком, уточнено будову Острроверхівської, Васищівської та Платівської структур. По відкладах середнього та нижнього карбону уточнено будову Соболевського та частково Старовалківського піднять.
1995-1996 рр. Держкомгеології України ДГП«Укргеофізика» СУГРЕ, п. 45/95, Я.І.Гузік Л.А.Шатова	Узагальнення геологогео-фізичних матеріалів по розвідувальних площах у центральній і південно-східній частині Дніпровсько-Донецької западини.	За результатами тематичних досліджень уточнені структурні побудови по відкладах карбону на Наріжнянсько-Юліївській, Личківській, Краснозаярській, Скворцівській, Мар'їнській, Безлюдівській структурах для підрахунку запасів.

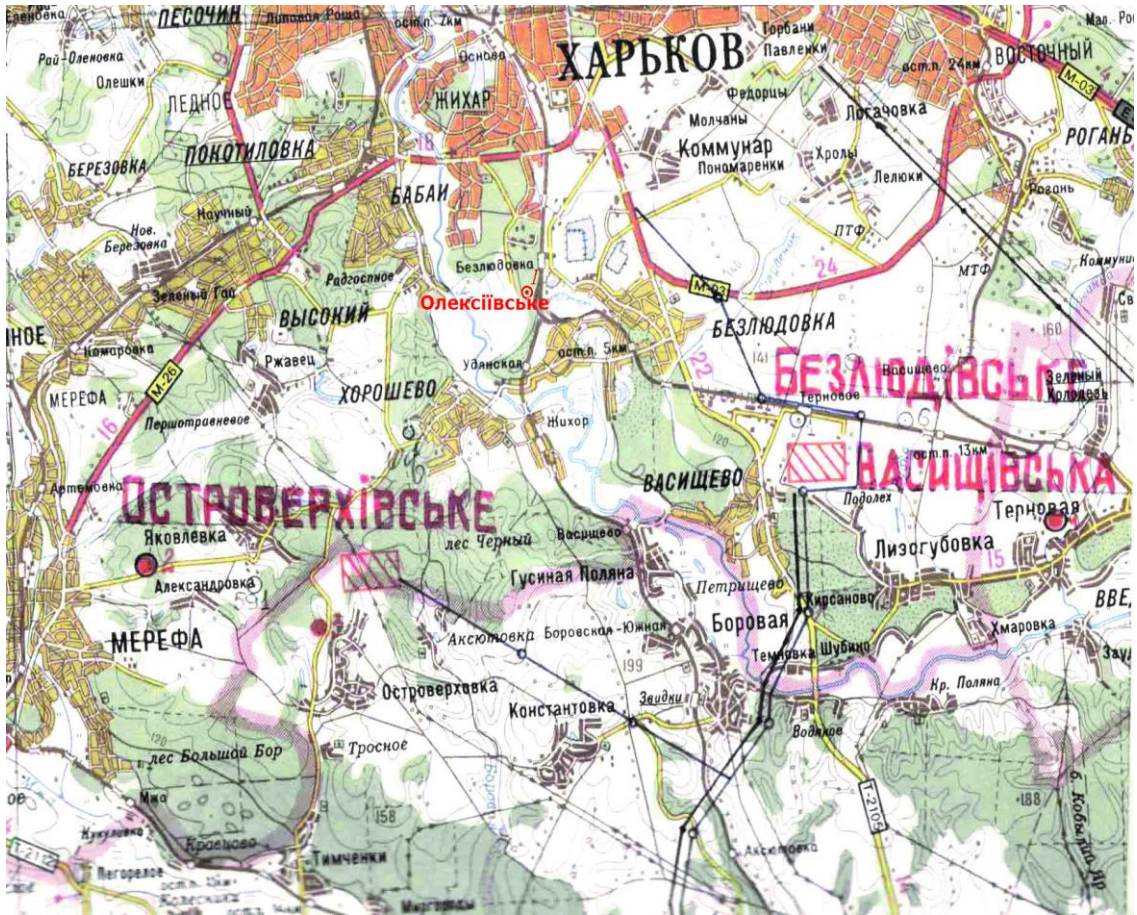


Рисунок 1.2 – Схема розташування газопроводів та установок комплексної підготовки газу (УКПГ) у районі Кремінської площі.

Масштаб 1:200 000

2 ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Геологічна будова родовища

2.1.1 Літолого-стратиграфічний опис

У геологічній будові Кремінської площі беруть участь породи докембрійського кристалічного фундаменту, а також палеозойські та мезокайнозойські утворення. За даними свердловин, пробурених на розташованій на схід Безлюдівській площі, розкрито розріз від четвертинних відкладів до порід кристалічного фундаменту. Нижньокам'яновугільні відклади залягають незгідно на породах фундаменту на глибинах: 3528 м (св. № 1), 3600 м (св. №№ 2 і 6), 3520 м (св. № 3), 3553 м (св. № 612). Літолого-стратиграфічний опис розрізу подано за матеріалами геологорозвідувальних робіт на Безлюдівському родовищі [2].

Протерозойська ератема (PR)

Свердловини на Безлюдівській, Островецькій, Денисівській, Аксютівській, Васищівській та інших площах розкрили відклади кристалічного фундаменту, які представлені гранітами та граніто-гнейсами.

Граніти сірі, рожево-сірі, темно-сірі, крупнокристалічні та дрібнокристалічні, тріщинуваті та міцні.

Гранітогнейси від білих до світло-сірих, а також сірі, міцні, кристалічні та змінені, тріщинуваті. Вони складені неправильними та деформованими формами зерен кварцу та здавленими, катаклазованими, плагіоклазами та польовими шпатами і гідрослюдами.

Очікувана глибина залягання порід фундаменту у свердловині № 1 Кремінської площі становить приблизно 3370 м, товщина розкриття — близько 80 м.

Палеозойська ератема (PZ)

Палеозойська ератема представлена кам'яновугільною системою. Відклади палеозою залягають на еродованій поверхні кристалічного фундаменту зі стратиграфічною та кутовою незгідністю.

Кам'яновугільна система (С)

Представлена нижнім, середнім та верхнім відділами.

Нижній відділ (С₁)

Нижній відділ представлений візейським та серпухівським ярусами.

Візейський ярус (С_{1v})

Візейський ярус за мікрофауністичними та літолого-фаціальними особливостями поділяються на нижній і верхній під'яруси.

Нижній під'ярус (С_{1v1})

Відклади нижньовізейського під'ярусу на Кремінській площі планується розкрити в межах XIII та XIV мікрофауністичних горизонтів, які представлені перешаруванням аргілітів, вапняків та пісковиків.

Пісковики сірого та світло-сірого кольору, від крупнозернистих і грубозернистих до гравелістичних, з прошарками дрібнозернистих і різнозернистих. Вони є кварцовими, міцними, щільними, тріщинуватими та містять нашарування вуглисто-рослинного детриту та стягнення піриту та гідрослюдистий цемент контактено-порового типу.

Аргіліти від темно-сірих до чорних, горизонтально-шаруваті, іноді тонкошаруваті, щільні, із чисельними рослинними обвугленими залишками, із великою піритизацією та частими дзеркалами ковзання.

Вапняки від темно-сірих до чорних, які є прихованокристалічними, з глинистими прошарками, органогені і детритові та із чисельними піритовими вкрапленнями.

Породи згруповані в літологічну пачку В–25-26. З пісковиками горизонту В–25-26 на Безлюдівському родовищі пов'язаний поклад нафти.

Очікується, що у нижньовізейського під'ярусу товщина відкладів складатиме 40 м.

Верхній під'ярус (С_{1v2})

На Кремінській площі передбачається розкрити відклади верхньовізейського під'ярусу у об'ємі XIIa, XII і XI-X мікрофауністичних горизонтів. Відклади даного під'ярусу літологічно підрозділяють на три товщі:

нижню, яка є переважно теригенна, середню, яка є карбонатною та верхню – теригенну, що є переважно аргілітовою.

Середня товща є представленою переважно вапняками із тонкими прошарками пісковиків та аргілітів.

Верхня товща складається переважно із аргілітів, алевролітів та пісковиків.

Пісковики є світло-сірими, сірими та темно-сірими. Вони дрібнозернисті різнозернисті, що мають прошарки дрібно-гравійні, міцні, кварцові та часто переходять у алевроліти. Глинисто-карбонатний цемент контакто-порового типу.

Алевроліти є сірими, середньозернистими, хвилястошаруватими, кварцовими, міцними, щільними із прошарками слюдистих аргілітів.

Аргіліти переважно від темно-сірих до чорних, а місцями вони є алевритистими, щільними та легко розколюються на паралельні пластинки з товщиною від 0,5 до 1,5 см, із вуглистим детритом та із вкрапленнями дрібнокристалічного піриту.

Вапняки від сірого до темно-сірого, бурувато-сірого забарвлення, які є органогеними, щільними, міцними, масивними, дрібнозернистими, прихованокристалічними, перекристалізованими із крупними включеннями кальциту [2].

У верхньому під'ярусі виділяють наступні літологічні пачки В-18-19, В-17, В-16, В-15, В-14. Горизонтів В-18-19 представлені пісковиками на Ракитнянському, Безлюдівському, та інших родовищах.

Очікується, що товщина під'ярусу у проектному розрізі буде становити 220 м.

Серпухівський ярус (C_{1s})

У серпухівському ярусі розріз виділяє дві товщі: нижню, яка є глинистою, що відповідає нижньосерпухівському під'ярусі, та верхню, яка є карбонатно-теригенною, яка належить до верхньосерпухівського під'ярусу.

Нижній під'ярус (C_{1s1})

Відклади даного під'ярусу є згідно залягаючими на підстилаючих породах

верхньовізейського ярусу і є представленими у ІХ мікрофауністичному горизонті. Вони є складеними аргілітами з прошарками алевролітів та вапняків.

Алевроліти є світло-сірими, дрібнозернистими, слабослюдистими, хвилясто шаруватими, міцними, із чорним вуглефікованим детритом у вигляді включень.

Аргіліти є темно-сірими, вапнистими, ущільненими, із дзеркалами ковзання, та з органічними рештками у вигляді криноїдей, остракод та гастропод.

Вапняки прихованокристалічні та міцні, темно-сірого кольору з коричневатим відтінком та тонкими тріщинами.

Нижньосерпухівська товща слугує субрегіональною покришкою для нафтогазових покладів візейського ярусу, що залягають нижче. Її очікувана потужність становить близько 80 м.

Верхньосерпухівський під'ярус (C1s2) залягає на розмитій поверхні порід нижнього під'ярусу. Він охоплює VIII–V мікрофауністичні горизонти та представлений чергуванням аргілітів, алевролітів, пісковиків і зрідка вапняків.

Пісковики сірого та світло-сірого кольору, різнозернисті, місцями крупнозернисті, поліміктові й мезоміктові, із середнім ступенем цементації полімінеральним цементом базального та порового типів. Саме з цими пісковиками на Безлюдівському родовищі пов'язані газоконденсатні поклади горизонту С–4.

Алевроліти світло-сірого кольору, піщанисті, крупнозернисті та мають слабо виражену шаруватість.

Аргіліти сірого та темно-сірого, іноді майже чорного кольору, тонковідмучені, зім'яті, часто з наявними дзеркалами ковзання.

Відклади цього під'ярусу згруповані в літологічні пачки С–8-9, С–6-7, С–5, С–4 та С–2-3.

Очікувана потужність відкладів верхньосерпухівського під'ярусу може досягати близько 340 м [2].

Середній відділ (C₂)

Відділ охоплює башкирський і московський яруси.

Башкирський ярус (C_{2b})

Башкирський ярус поділяється на нижній та верхній під'яруси.

Нижньобашкирський під'ярус визначається в межах аналогів світ C20 та C21. Його відклади зі стратиграфічною незгідністю перекривають породи серпухівського ярусу і представлені переважно карбонатно-глинистими породами, серед яких трапляються прошарки алевролітів та пісковиків.

Алевроліти світло-сірого кольору, крупнозернисті, піщані, поліміктові, міцно зцементовані, з карбонатно-глинистим цементом порового типу.

Верхньобашкирський під'ярус визначається в межах аналогів світ C22, C23 та C24 і представлений переважно теригенними породами — чергуванням пісковиків, алевролітів та аргілітів із поодинокими малопотужними прошарками вапняків.

Пісковики сірого та світло-сірого кольору, дрібнозернисті, поліміктові та олігомиктові, кварцові, із полімінеральним цементом, в якому переважає каолін над карбонатом і гідролудою.

Вапняки темно-сірого та коричнювато-сірого кольору, кристалічнозернисті, ущільнені, міцні, тріщинуваті, із поодинокими залишками донацелових водоростей та форамініфер.

Очікувана потужність башкирського ярусу може досягати близько 490 м.

Московський ярус (C_{2m})

Відклади ярусу виділені в межах аналогів світ C25, C26, C27 та нижньої частини C31 і представлені чергуванням пісковиків, алевролітів, аргілітів, вапняків та вугілля.

Алевроліти сірого та темно-сірого кольору з зеленуватим відтінком, польовошпатово-слюдисто-кварцові, часто піщані, без вапняного прошарку, горизонтально шаруваті, з міцною або слабкою цементациєю.

Аргіліти сірого кольору, місцями з прошарками зеленувато-сірих, алевритистих та слюдистих шарів, невапнисті, щільні та уламкові, перем'яті, з включеннями вуглистої речовини та тонкими прошарками вугілля.

Вапняки сірого та світло-сірого кольору, прихованокристалічні,

органогенно-детритові, частково доломітизовані.

Очікувана потужність відкладів московського ярусу становить близько 380 м.

Верхній відділ (С₃)

Відклади даного відділу кам'яновугільної системи виділені в межах світ С31 (верхня частина), С32 та С33 і представлені чергуванням потужних пачок пісковиків з аргіліто-алевролітовими шарами та поодинокими тонкими прошарками вапняків.

Пісковики сірого, світло-сірого та зеленувато-сірого кольору, полі- та мезоміктові, кварцові або кварцово-польовошпатові, місцями вапнисті, дрібно- та середньозернисті, косошаруваті, з включеннями обвуглених рослинних решток.

Вапняки сірого, темно-сірого кольору, прихованокристалічні, глинисті, що деколи доломітизовані і вміщують органічні залишки.

Очікувана потужність верхньокам'яновугільних відкладів становить близько 440 м [2].

Мезозойська ератема (MZ)

Відклади представлені в межах тріасової, юрської та крейдової систем.

Тріасова система (Т)

На еродованій поверхні верхньокам'яновугільних відкладів трансресивно розташовуються тріасові відклади.

За літофаціальними ознаками тріасові відклади поділяються на чотири товщі: піщано-глинисту (Тпг), піщану (Тп), піщано-карбонатну (Тпк) та глинисту (Тг). Вони складаються з червоноколірних та строкатобарвних глин із прошарками червоних і зеленувато-сірих пісковиків, іноді містять прошарки глинистих кавернозних вапняків.

Піщано-глиниста товща (Тпг) утворена переважно чергуванням глин і пісковиків.

Пісковики сірувато-зеленого кольору, місцями бурі, середньозернисті, кварцові.

Глини мають зеленувато-сірий, червоно-бурий, іноді жовтуватий колір, піщанисті, слюдисті, щільні.

Піщана товща (Тп) складається переважно з пісковиків і пісків із незначними прошарками глин.

Пісковики сірі або зеленувато-сірі, середньозернисті, кварцові, зверху покриті глиною.

Піщано-карбонатна товща (Тпк) складається переважно з пісків і пісковиків сірого кольору, дрібно- та середньозернистих, з прошарками вапняків.

Глини строкатобарвні, піщанисті, щільні.

Глиниста товща (Тг) представлена чергуванням глин і алевролітів із підлеглими прошарками пісковиків.

Алевроліти та пісковики зеленувато-сірі, дрібно- та середньозернисті, глинисті, кварцово-польовошпатові, пухкі.

Глини строкатобарвні, слюдисті, піщанисті, місцями слабовапнисті, щільні.

Очікувана потужність відкладів тріасової системи становить близько 190 м [2].

Юрська система (J)

Юрські відклади трансресивно розташовуються на глинистій товщі тріасу і залягають із стратиграфічним неузгодженням. Юрська система представлена середнім та верхнім відділами.

Середній відділ (J₂)

Юрський відділ включає байоський, батський та келовейський яруси.

Байоський ярус (J_{2b})

Відклади байоського ярусу трансресивно розташовані на розмитих породах тріасової системи і характеризуються значною стратиграфічною незгідністю. Вони представлені сірою, піщанистою, вапнистою, щільною глиною та сірими й темно-сірими, глинистими пісковиками.

Батський ярус (J₂bt)

Батський ярус поділяється на нижній та верхній під'яруси.

Нижньобатський під'ярус (J₂bt1) складається переважно з морських глин із поодинокими прошарками пісковиків.

Верхньобатський під'ярус (J₂bt2) представлений сірими та блакитно-сірими глинами, алевролітами і пісковиками сірого кольору, кварцовими, глинистими, місцями вапнистими та міцними.

Келовейський ярус (J₂k)

Відклади келовейського ярусу залягають згідно на батських відкладах і складаються з пісковиків із тонкими прошарками глин.

Верхній відділ (J₃)

Верхньоюрські відклади представлені оксфордським та кімериджським ярусами.

Оксфордський ярус (J₃o)

Розріз ярусу складається переважно з сірих та зеленувато-сірих глин, піщанистих, місцями вапнистих.

Кімериджський ярус (J₃km)

Відклади кімериджського ярусу залягають на поверхні оксфордських порід.

Літологічно ярус представлений міцними пісковиками сірих та зеленувато-сірих відтінків, які чергуються з пластами вапнистих глин блакитно-сірого та бурувато-коричневого забарвлення, що з глибиною набуває строкатої колірної гами.

Очікувана товщина юрських відкладів становить близько 450 м.

Крейдова система (K)

Складається з нижнього та верхнього відділів.

Нижній відділ (K₁)

Нерозчленовані відклади нижнього відділу трансгресивно накладаються на розмиту поверхню кімериджського ярусу та юрської системи і представлені кварцово-польовошпатовими сірими пісковиками, пісками та пластами сірих і

світло-сірих глин.

Верхній відділ (K₂)

Верхній відділ крейдової системи включає сеноманський (K_{2s}), туронський (K_{2t}), коньякський (K_{2k}), сантонський (K_{2st}), кампанський (K_{2c}) та маастрихтський (K_{2m}) яруси. Сеноманський ярус складається з пісків, пісковиків та глин.

Відклади туронського–маастрихтського ярусів представлені потужною товщею білої писальної крейди з прошарками крейдоподібних мергелів.

Очікувана товщина крейдових відкладів становить близько 530 м.

Кайнозойська ератема (KZ)

Кайнозойська ератема включає палеогенову (P) та нерозчленовану неоген-четвертинну (N+Q) системи. Розріз цих відкладів складається з чергування пісків, пісковиків, мергелів і глин. Очікувана потужність кайнозойських відкладів становить близько 200 м [2].

2.1.2 Особливості тектоніки

У тектонічному плані Кремінська площа розташована в центральній частині північного борту Дніпровсько-Донецької западини (південний схил Воронезького кристалічного масиву) та належить до Юліївсько-Безлюдівсько-Васищівської антиклінальної структурно-тектонічної зони. Ця зона є північно-західним продовженням Леб'яжинсько-Старопокровського валу [2].

Поверхня кристалічного фундаменту в межах цієї зони має форму субширотної монокліналі, що поступово занурюється в напрямку крайового порушення. Глибини залягання фундаменту в межах Юліївсько-Кремінсько-Безлюдівсько-Васищівської зони коливаються від 3,25 до 3,75 км.

Рельєф цього кристалічного фундаменту характеризується складною блоковою будовою та порушений різноспрямованими (субмеридіальними і субширотними) скидами різної амплітуди, як згідними, так і незгідними. Занурені та підняті блоки фундаменту формують відповідно негативні та позитивні структурні форми.

Осадовий чохол північного борту повторює основні структурні риси кристалічного фундаменту, і Юліївсько-Кремінсько-Безлюдівсько-Васищівська зона не є винятком. В межах цієї зони осадова товща також занурюється моноклінально до центру грабену, при цьому її потужність зростає за рахунок додавання окремих стратиграфічних комплексів.

У структуроутворенні відіграють роль поздовжні розломи, більшість із яких є незгідними. Уздовж цих порушень формуються малоамплітудні позитивні складки, що утворюють протяжні структурні зони, орієнтовані з північного заходу на південний схід уздовж північного борту.

Кремінська структура (рисунок 2.1) приурочена до однієї з таких структурно-тектонічних зон Юліївсько-Безлюдівсько-Васищівської області.

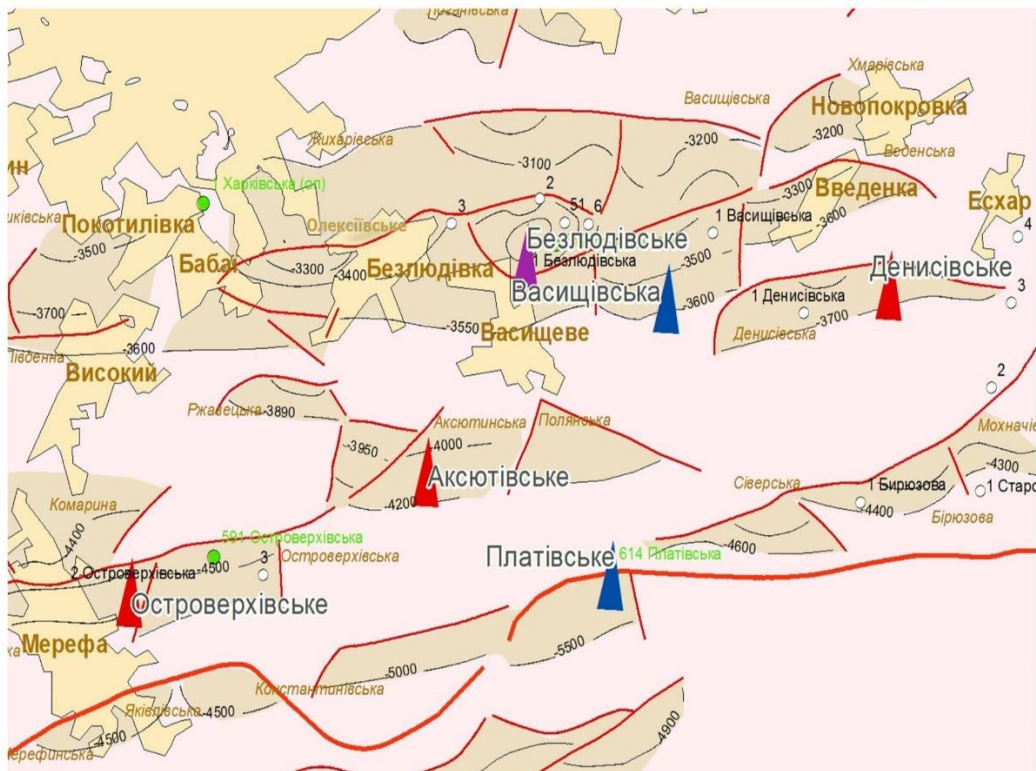


Рисунок 2.1 – Оглядова структурна карта району робіт

Масштаб 1:100 000

Для осадового чохла структур Юліївсько-Безлюдівсько-Васищівської тектонічної зони (зокрема Кремінської, Безлюдівської, Васищівської, Хмарівської та інших), як і для подібних зон північного борту, характерна

присутність напівзамкнених складок — геміантикліналей, які з північного боку обмежені незгідними скидами вздовж повстання шарів. При цьому Безлюдівська структура проявляється як складка з чітко вираженими перикліналями та крилами.

Кремінська структура, розташована на північний захід від Безлюдівської, за нижньокам'яновугільними відкладами проявляється як структурний ніс (геміантикліналь), обмежений з півночі субширотним порушенням I–I, амплітуда якого коливається від 50 до 200 м (додатки 4, 5) та зростає з заходу на схід. З заходу, півдня та сходу структурний ніс ускладнений субмеридіальними порушеннями II–II та II'–II' амплітудою до 50 м, які, замикаючись на основному субширотному, формують відокремлений тектонічний блок, що є перспективним у нафтогазоносному відношенні. При цьому як візейські, так і серпухівські відклади зберігають загальні риси будови структури [2].

Розміри Кремінської структури за відбиваючим горизонтом Vb22 (C1v1), обмеженим ізогіпсою –3400 м та тектонічними порушеннями I–I, II–II і II'–II', становлять 4,5 × 2,0 км, амплітуда підняття досягає 250 м, а перспективна площа – 9 км².

Сейсмічні дослідження східної частини Кремінської структури нижче горизонту Vb2-п виявили ділянки з відбиттями, які інтерпретовані як «врізи» в покрівлі фундаменту або можливі зони вивітрених і розущільнених порід фундаменту, що потенційно можуть слугувати пасткою для накопичення вуглеводнів.

Найбільш перспективними на площі вважаються візейські відклади, проте збереження морфології Кремінського підняття за відбиваючим горизонтом Vb11 (C1s2), а також значна амплітуда екрануючого порушення I–I (100–200 м) дають підстави припускати наявність тектонічно екранованої пастки для накопичення вуглеводнів і у відкладах верхньосерпухівського під'ярусу (продуктивний горизонт С–4), за аналогією з Безлюдівським родовищем.

Розміри Кремінської структури за відбиваючим горизонтом Vb11 (C1s2), в межах ізогіпси –3000 м та обмежувальних тектонічних порушень I–I і II–II,

становлять 5,0×2,3 км; амплітуда підняття дорівнює 240 м, а перспективна площа – 10 км².

2.1.3 Нафтогазоносність

За нафтогазогеологічним районуванням Кремінська площа належить до центральної частини нафтогазоносного району Північного борту ДДз. У цьому регіоні зосереджена більшість відомих родовищ вуглеводнів, серед яких Безлюдівське, Юліївське, Нарижнянське, Ракитнянське, Островецьке, Аксютівське, Васищівське та інші.

Промислові скупчення вуглеводнів встановлено в межах серпухівського й візейського ярусів нижньокам'яновугільних відкладів, а також у розущільнених породах кристалічного фундаменту.

Поклади зазначених родовищ переважно приурочені до невеликих напівзамкнених складок субширотного простягання та тектонічних блоків, рідше – до антиклінальних структур. Роль колекторів виконують пісковики, що характеризуються добрими або задовільними ємнісно-фільтраційними властивостями.

Переважна частина покладів має пластовий, склепінний або тектонічно екранований характер. Тиск у пластах переважно наближений до гідростатичного.

В межах Кремінської площі виконано прогноз нафтогазоносності на основі даних параметричного та пошуково-розвідувального буріння, результатів ГДС, а також лабораторного аналізу керн з свердловин №№ 1, 2, 3, 6 і 612 Безлюдівського родовища та свердловин сусідніх площ і родовищ.

Згідно із прогнозом очікується виявлення вуглеводневого покладу, а також розрізів і колекторів, які за своєю будовою подібні до тих, що спостерігаються в Безлюдівському, Юліївському, Огульцівському та інших родовищах Юліївсько-Безлюдівсько-Васищівської зони. Основні перспективи нафтогазоносності Кремінської площі пов'язують із пісковиками продуктивного горизонту С–4 серпухівського ярусу нижньокам'яновугільних відкладів [2].

Розкритий розріз Безлюдівського родовища добре корелюється з розрізами свердловин Юліївського та інших родовищ, що дозволяє прогнозувати подібну будову розрізу й на території Кремінської площі.

На Кремінській площі головним є порушення I–I, екрануючі властивості якого підтвержені на сусідніх родовищах нафти й газу зі схожою геологічною будовою. Із заходу, півдня та сходу Кремінський структурний ніс ускладнений субмеридіальними порушеннями II–II та II'–II' з амплітудою до 50 м, які, замикаючись із основним субширотним порушенням, формують окремий тектонічний блок, однак їхні екрануючі властивості залишаються недостатньо підтвердженими [2, 3].

За результатами проведеного аналізу в межах Безлюдівського родовища встановлено, що фільтраційно-ємнісні властивості змінюються як по розрізу, так і в плані, що свідчить про неоднорідність умов осадконакопичення. Подібну ситуацію щодо колекторських характеристик прогнозують і для Кремінської площі, де ефективні товщини очікуються приблизно вдвічі меншими, ніж на сусідньому Безлюдівському родовищі. Тому для розрахунку ресурсів вуглеводнів на Кремінській площі ефективну ненасичену товщину для горизонту С–4 прийнято на рівні 7,4 м.

Горизонт С–4

Пласт С–4 розкритий усіма свердловинами, пробуреними на Безлюдівському родовищі.

За даними промислово-геофізичних досліджень, у свердловині № 612 пласт нафтонасичений в інтервалі -2799,7 ÷ -2817,3 м, а інтервал -2817,3 ÷ -2820,5 м – водонасичений.

Породами-колекторами пласта є пісковики з ефективною нафтонасиченою товщиною 14,8 м і пористістю 18,5%. Контакт газ–вода (НВК) встановлено свердловиною № 612 на абсолютній відмітці -2817,3 м.

За даними тих же досліджень, у свердловині № 6 пласт водонасичений, а в свердловинах №№ 1, 2, 3 – ущільнений.

При випробуванні свердловини № 612 з інтервалу 2910,0–2922,0 м

отримано приплив газу дебітом 378,4 тис. м³/д та конденсату дебітом 14,2 м³/д.

Відповідно до локального прогнозу, пласт С-4 може бути перспективним і на Кременській площі. Прогнозний поклад має розміри 4,4 × 1,1 км та висоту 70,0 м. НВК прийнятий на відмітці останньої замкненої ізогіпси на структурі – 2780,0 м. Прогнозний поклад пластовий і тектонічно екранований.

Обсяги вуглеводнів у межах НВК та тектонічного порушення І-І за ступенем геологічної вивченості відносяться до попередньо-розвіданих запасів категорії С2.

2.1.4 Гідрогеологічна характеристика

Кременська площа належить до південно-східного гідрогеологічного району та розташована в межах північної бортової зони Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну.

Гідрогеологічні дослідження на Кременській площі не здійснювались, тому її характеристика подається на основі фактичних даних, отриманих під час вивчення свердловин на сусідніх площах і родовищах, що перебувають в аналогічних гідрогеологічних умовах.

Під час геолого-розвідувальних робіт на родовищах Безлюдівсько-Шевченкової зони проводився комплекс гідрогеологічних досліджень, основною метою яких було вивчення нафтодинамічного зв'язку покладів вуглеводнів із пластовими водами та отримання гідрохімічної характеристики останніх. Дослідження виконувалися відповідно до діючих на той час інструкцій і методик. Результати використовувалися для визначення режиму покладів та інших даних, необхідних при проектуванні їх розробки. Інтенсивність припливу води в свердловину визначалася за кривою відновлення рівня, а заміри пластових тисків проводилися глибинними манометрами типу МГН-2. Хімічні аналізи пластової води виконувала лабораторія Тематичної експедиції державного геологічного підприємства «Полтавнафтогазгеологія» [2].

У процесі геологічного розвитку Дніпровсько-Донецької западини сформувалися умови високої закритості надр, що сприяють збереженню на

більшій частині басейну зон сповільненого водообміну (тріасовий та кам'яновугільний водоносні комплекси). Вище розташована зона активного водообміну (кайнозойський, крейдовий та юрський водоносні комплекси). Регіональним водоупором, який розділяє ці гідродинамічні зони, є середньоюрська глиниста товща.

У розрізі кайнозою водовмісними породами є різнозернисті піски та пісковики. Максимальна глибина залягання водоносних горизонтів сягає 150 м. Води напірні, а статичні рівні встановлюються на глибинах від декількох метрів до 25 м від устя свердловин. Дебіти свердловин коливаються від 3–6 м³/год до 12–25 м³/год. За хімічним складом води належать до гідрокарбонатно-натрієвого типу з мінералізацією 0,8–1,5 г/л.

Водоносні горизонти мезозою приурочені до тріщинуватої зони крейдяно-мергельної товщі та різнозернистих пісків верхньої крейди, а також до пісковиків і вапняків оксфордського ярусу верхньої юри. Вони залягають на глибинах 560–700 м, мають напірний характер і відзначаються високою продуктивністю. За хімічним складом води належать до гідрокарбонатно-натрієвого типу з мінералізацією 0,3–2,5 г/л.

В тріасі водовмісними породами є різнозернисті пісковики та кавернозні вапняки. Води мають напірний характер, а статичні рівні встановлюються на глибинах 60–130 м від устя свердловин. Пластові води відносяться до хлоркальцієвого типу з мінералізацією 75–140 г/л.

Гідрогеологічна характеристика верхньокам'яновугільного комплексу наведена за результатами випробування свердловин Волохівського родовища. Водовмісними породами є пласти пісковиків, розділені прошарками аргілітів. Пластові води мають напірний характер. Дебіт при рівні 220 м склав 2,7 м³/д. Статичний рівень зафіксований на глибині 147 м у свердловині № 6 Волохівського родовища. Води належать до хлоркальцієвого типу з мінералізацією 112 г/л. Склад мікрокомпонентів відповідає фоновим значенням.

Відомості про гідрогеологічні умови середньо- та нижньокам'яновугільних відкладів отримані за результатами випробування

свердловин на суміжних Васищівському (свердловина № 1), Безлюдівському (свердловини №№ 6 та 612) та Коробочкинському (свердловини №№ 3, 5, 7, 8 і 11) родовищах.

У піщано-глинистій товщі середньокам'яновугільних відкладів водовмісні колектори характеризуються мінливістю та мають товщину до 15 м. Дебіти пластових вод коливаються в межах 1,3–3,8 м³/д при динамічних рівнях 1000 та 820 м (свердловина № 2 Пд. Граківська).

Води відносяться до хлоркальцієвого типу з мінералізацією до 150 г/л.

Пластові води серпухівського ярусу виявлені у свердловинах № 1 Васищівська, № 612 Безлюдівська та № 11 Коробочкинська. За даними випробувань цих свердловин та результатами інтерпретації промислово-геофізичних досліджень водоносні пласти серпухівського ярусу мають витриманий характер, а товщина водовмісних колекторів коливається в межах 18–45 м. Водозбагаченість характеризується дебітами 7,8–10,2 м³/д при значних зниженнях динамічного рівня. За хімічним складом пластові води відносяться до високомінералізованих розсолів хлоркальцієвого типу, з мінералізацією від 158,48 г/л (свердловина № 1 Васищівська) до 206,52 г/л (свердловина № 612 Безлюдівська, горизонт С–6-7). Склад мікрокомпонентів відповідає фоновим значенням [2, 5].

Пластові води верхньовізейських відкладів розкриті та випробувані у свердловинах №№ 5, 7, 8 та 11 Коробочкинського родовища. Водовмісними породами є пісковики та вапняки. За хімічним складом пластові води відносяться до високометаморфізованих (ступінь метаморфізації 0,52–0,65), високомінералізованих (мінералізація 152,42–219,32 г/л) розсолів хлоркальцієвого типу за класифікацією В.А. Суліна [5].

Серед мікрокомпонентів пластових вод присутні йод (8,24–37,07 мг/л), бор (9,33–20,16 мг/л), бром (223,61–294,91 мг/л) та амоній (62,23–192,73 мг/л).

Пластові води нижньовізейських відкладів вивчалися у свердловинах № 1 Васищівського та № 6 Безлюдівського родовищ. У свердловині № 6 Безлюдівська пласт слабоводоносний із дебітом 0,8 м³/д, тоді як у свердловині №

1 Васищівська при випробуванні інтервалу 3351–3379 м за допомогою випробувача пластів отримано значний дебіт – 688 м³/д.

За хімічним складом та мінералізацією пластів води відносяться до розсолів хлоркальцієвого типу з мінералізацією 139,93–168,77 г/л. Під час досліджень гідрогеологічних об'єктів на усті свердловин спостерігалось виділення вільного газу, що свідчить про високе насичення вод вуглеводневими газами, частка метану в яких становить 78–82%.

При випробуванні інтервалу 3730–3750 м у свердловині № 1 Безлюдівського родовища отримано приплив пластової води дебітом 6,7 м³/д із порід кристалічного фундаменту. За хімічним складом та фізичними властивостями вода майже не відрізняється від вищезалюгаючих візейських водоносних горизонтів і належить до хлоркальцієвого типу, зі ступенем метаморфізації 0,52 та мінералізацією 187,98 г/л. Статичний рівень зафіксовано на глибині 121 м.

2.1.5 Фізико-літологічна характеристика колекторів

Фізико-літологічна характеристика колекторів продуктивного горизонту С–4 вивчалася на основі даних параметричного та пошуково-розвідувального буріння, ГДС і лабораторних досліджень керна матеріалу свердловин №№ 6 та 612 Безлюдівського родовища, а також свердловин суміжних площ і родовищ.

Згідно з прогнозом, очікується виявлення покладу вуглеводнів, а також розрізів і колекторів, подібних за своєю будовою до Безлюдівського, Юліївського, Огульцівського та інших родовищ Юліївсько-Безлюдівсько-Васищівської зони.

Основні перспективи нафтоносності Кремінської площі пов'язані з пісковиками продуктивного горизонту С–4.

Серпухівський продуктивний комплекс у стратиграфічному діапазоні горизонту С–4 складається переважно з гранулярних (піщаних) відкладів із колекторами порового типу.

Регіональним верхнім нафтоупором для цього комплексу слугуватиме

щільна алевроліто-аргілітова пачка товщиною близько 50 м у покрівельній частині верхньосерпухівського під'ярусу, а також щільні карбонатні породи низів башкирського ярусу.

Пласти-колектори серпухівського продуктивного комплексу розділені пачками непроникних аргілітів різної товщини, які виконують функцію локальних флюїдоупорів і слугують надійними екранами для окремих горизонтів. У цьому продуктивному комплексі розвинені поклади вуглеводнів пластового типу.

Горизонт С–4 стратиграфічно належить до нижньої частини літопачки і розкритий свердловинами №№ 6 та 612.

За даними ГДС, у свердловині № 6 горизонт представлений одним піщаним прошарком товщиною 15,6 м, а в свердловині № 612 – піщаним прошарком товщиною 20,8 м.

У свердловинах №№ 1, 2 та 3 горизонт щільний.

Горизонт С–5 стратиграфічно належить до підшовної частини однойменної літопачки V–VIII м.ф.г. і, за даними промислово-геофізичних досліджень, характеризується покривним типом розвитку. Як колектор горизонт простежується в усіх свердловинах, за винятком свердловини № 6, де він щільний. Літологічно горизонт представлений потужними пісковиками завтовшки від 11,4 до 18,6 м.

Пісковики сірого кольору з коричнюватим відтінком, поліміктові, крупно- та грубозернисті до гравелітистих, слабо- та середньозцементовані полімінеральним цементом порового або плівкового типу; світло-сірі, дрібно- та середньозернисті, кварцові, з карбонатно-глинистим або кварцово-регенераційним цементом.

Горизонт С–6-7 стратиграфічно приурочений до середньої частини літопачки С–6-7 V–VIII м.ф.г., розріз якої представлений карбонатно-глинистими породами загальною товщиною 44–55 м.

За даними комплексної переінтерпретації промислово-геофізичних досліджень, горизонт як колектор простежується лише у свердловинах №№ 1, 3

та 612, із загальною товщиною 3,6–10,4 м. На решті території пласт щільний.

Горизонт С–8-9 стратиграфічно належить до верхньої частини літопачки С–8-9 V–VIII м.ф.г.

Проникливі піщані породи горизонту мають мінливий характер розвитку і у свердловині № 612 представлені двома прошарками товщиною 4,4 та 1,2 м, загальною товщиною 5,6 м. За даними комплексної переінтерпретації промислово-геофізичних досліджень, горизонт у свердловинах №№ 1, 2, 3 та 6 не простежується.

Візейський комплекс у стратиграфічному діапазоні водоносних горизонтів В–25-26 та В–18-19 характеризується наявністю проникних горизонтів: як традиційно піщанистих з колекторами порового типу, так і менш досліджених карбонатних тріщинно-кавернозних. Регіональною покришкою візейського комплексу є масивна аргілітова товща нижньосерпухівського під'ярусу. У свердловині № 612 (Безлюдівська) товщина цієї пачки складає 110 м.

Горизонт В–18-19 стратиграфічно належить до нижньої частини літопачки В–18-19 XII м.ф.г. верхньовізейської регіональної формації. За даними комплексної переінтерпретації промислово-геофізичних досліджень, горизонт як колектор із кондиційними фільтраційно-ємнісними властивостями простежується у свердловинах №№ 1, 6 та 612, тоді як у свердловинах № 2 та 3 він заміщений глинистими утвореннями.

Лабораторні дослідження керну показали, що відкрита пористість пісковиків варіює від 4,4 до 15,4%, ефективні товщини складають 3,8–9,6 м. Пісковики світло-сірі та сірі з коричнюватим відтінком, дрібно- та середньозернисті, кварцові, міцні, тріщинуваті, з полімінеральним цементом контактово-порового або порового типу, кварцово-регенераційним, місцями з інкорпораціями.

Для піщаних тіл характерні пластова та лінзовидно-пластова форми залягання. Колекторські властивості пісковиків значно неоднорідні як по розрізу, так і по площі.

Горизонт В–25-26 стратиграфічно належить до нижньої частини літопачки

В–25-26 XIV–XIII м.ф.г. нижньовізейської регіональної продуктивної формації.

За даними комплексної переінтерпретації промислово-геофізичних досліджень, горизонт як колектор із кондиційними фільтраційно-ємнісними властивостями простежується по всій площі родовища, змінюючи загальну товщину від 3,0 м у свердловині № 2 до 29,6 м у свердловині № 612. На інших ділянках, зокрема у свердловинах № 1 та 3, горизонт представлений пісковиками з пониженими фільтраційно-ємнісними характеристиками.

За результатами вивчення кернового матеріалу, пісковики сірі та світло-сірі, середньо- та крупно-грубозернисті, кварцові, міцні, з гідрослюдистим або карбонатно-гідрослюдистим цементом порового або порово-плівкового типу. Пісковики тріщинуваті, брекчієвидні, із стилітовими швами, що значно підвищує їх проникність. Тип колектора – переважно поровий, можливий змішаний порово-тріщинний.

Покришки

Субрегіональним покривом для візейських горизонтів переважно виступає аргілітова товща нижньосерпухівських і частково верхньовізейських відкладів, що має середні екрануючі властивості і простежується по всій центральній частині нафто-газоносного району північного борту [2].

Таблиця 2.1 – Кореляція пластів Безлюдівського родовища

Свердловина №№			1	2	3	6	612
Альтитуда стола ротора, м			114,5	129,6	122,3	113,9	113,3
Глибина вибою, м			3750,0	3900,0	3900,0	3800,0	3580,0
Абсолютна відмітка, м			-3634,5	-3767,2	-3772,6	-3683,3	-3465,1
С-4	Глибина, м	покрівлі	щільний	щільний	щільний	2932,8	2913,0
		підшви				2948,4	2933,8
	Поправка на кривизну, м					0,0-0,0	0,0-0,0
	Абсолютна відмітка, м	покрівлі				-2818,9	-2799,7
підшви		-2834,5	-2820,5				
С-5	Глибина, м	покрівлі	2998,6	2987,6	2946,1	щільний	2980,4
		підшви	3010,0	3003,0	2964,2		2999,0
	Поправка на кривизну, м		0,0-0,0	0,0-0,0	0,0-0,0		0,0-0,0
	Абсолютна відмітка, м	покрівлі	-2884,1	-2858,0	-2823,8		-2867,1
підшви		-2895,5	-2873,4	-2841,9	-2885,7		
С-6-7	Глибина, м	покрівлі	3043,6	щільний	2987,2	щільний	3024,2
		підшви	3047,2		2998,4		3035,8
	Поправка на кривизну, м		0,0-0,0		0,0-0,0		

	Абсолютна відмітка, м	покрівлі	-2929,1		-2864,9		-2910,9
		підшви	-2932,7		-2876,1		-2922,5
С-8-9	Глибина, м	покрівлі					3085,8
		підшви					3098,4
	Поправка на кривизну, м		щільний	щільний	щільний	щільний	0,0-0,0
	Абсолютна відмітка, м	покрівлі					-2972,5
підшви						-2985,1	
В-18-19	Глибина, м	покрівлі	3458,0			3479,0	3463,4
		підшви	3466,8			3482,8	3470,2
	Поправка на кривизну, м		0,0-0,0			0,0-0,0	0,0-0,0
	Абсолютна відмітка, м	покрівлі	-3343,5	щільний	щільний	-3365,1	-3350,1
	підшви	-3352,3			-3368,9	-3356,9	
В-25-26	Глибина, м	покрівлі		3537,2		3538,0	3519,6
		підшви		3540,2		3570,4	3553,0
	Поправка на кривизну, м		щільний	0,0-0,0	щільний	0,0-0,0	0,0-0,0
	Абсолютна відмітка, м	покрівлі		-3407,6		-3424,1	-3406,3
		підшви		-3410,6		-3456,5	-3439,7

Отже, на Кременській площі, за аналогією з сусіднім Безлюдівським родовищем і згідно з локальним прогнозом, очікується наявність покладів вуглеводнів у серпухівському ярусі нижньокам'яновугільної системи — у горизонті С-4.

2.1.6 Фізико-хімічні властивості нафти і газу, конденсату

Експериментальні дослідження складу пластових газів та фізико-хімічних властивостей пентанів і вуглеводнів вище фракції пентанів для підрахункових об'єктів Безлюдівського родовища проводилися в Чернігівському відділенні УкрДГРІ.

Горизонт С-4 досліджувався на наявність нафти у свердловині № 612 в інтервалі перфорації 2910–2922 м за сприятливих гідродинамічних умов, тому отримані дані вважаються кондиційними і можуть використовуватися для оцінки запасів вуглеводнів.

Пластовий газ складається з 91,98 % метану, 3,64 % етану, 2,13 % пропану, 0,5 % бутанів, 33,9 г/м³ пентанів та вуглеводнів вище пентанів (на сухий газ), 0,08 % гелію, 0,60 % азоту та 0,14 % CO₂.

Конденсат має густину 786,1 кг/м³ та молекулярну масу 127,12. У його складі присутні 65 % бензинових фракцій, 1,0 % асфальтено-смолистих речовин і 0,32 % твердих парафінів. За груповим вуглеводневим складом рідкі вуглеводні C5+ горизонту C–4 належать до метаново-нафтового типу, при цьому у фракції початку кипіння – 200 °C міститься 45,6 % алканів, 38,2 % нафтенів і 16,2 % аренів.

Водночас слід зазначити, що за результатами дослідно-промислової експлуатації горизонту поточний коефіцієнт газоконденсатного фільтру (КГФ) виявився в 1,5–2 рази нижчим за початковий потенційний вміст C5+ у пластовому газі. Ймовірною причиною такої різниці є промислові втрати конденсату через неповну сепарацію газу та недостатню якість підготовки товарного конденсату. Тому для оцінки ресурсів рідких вуглеводнів горизонту C–4 доцільно брати за основу дані, отримані під час досліджень свердловини № 612 у період геологорозвідувальних робіт [2,6].

ПРОЕКТНА ЧАСТИНА

3 ОБГРУНТУВАННЯ ПІДРАХУНКОВИХ ПАРАМЕТРІВ І ПІДРАХУНОК ЗАПАСІВ

3.1 Обґрунтування виділених груп і категорій

За ступенем геологічного вивчення продуктивний горизонт С–4 віднесений до попередньо розвіданих запасів категорії 222.

За даними промислово-геофізичних досліджень, у свердловині № 1 пласт нафтонасичений в інтервалі $-2799,7 \div -2817,3$ м, тоді як інтервал $-2817,3 \div -2820,5$ м водонасичений. У свердловині № 6 пласт водонасичений, а в свердловинах №№ 1, 2 та 3 він ущільнений.

3.2 Обґрунтування методу підрахунку запасів

Підрахунок запасів нафти та розчиненого газу проведено з урахуванням результатів геологорозвідувальних та промислово-геофізичних досліджень, відповідно до загальноприйнятих формул Жданова та об'ємного методу [5]:

$$Q_{\text{н.вид}} = F \cdot h \cdot m \cdot \beta_{\text{н}} \cdot \Theta \cdot \eta_{\text{н}} \cdot \rho_{\text{н}}, \quad (3.1)$$

де $Q_{\text{н.вид}}$ – видобувні запаси нафти;

F – площа нафтоносності, м²;

h – середня ефективна нафтонасичена товщина пласта, м;

m – середній коефіцієнт відкритої пористості колектора, долі одиниці;

$\beta_{\text{н}}$ – середній коефіцієнт нафтонасичення породи, долі одиниці;

$\eta_{\text{н}}$ – коефіцієнт нафтовіддачі, долі одиниці;

Θ – перерахунковий коефіцієнт, який враховує усадку нафти на поверхні після її дегазації, долі одиниці;

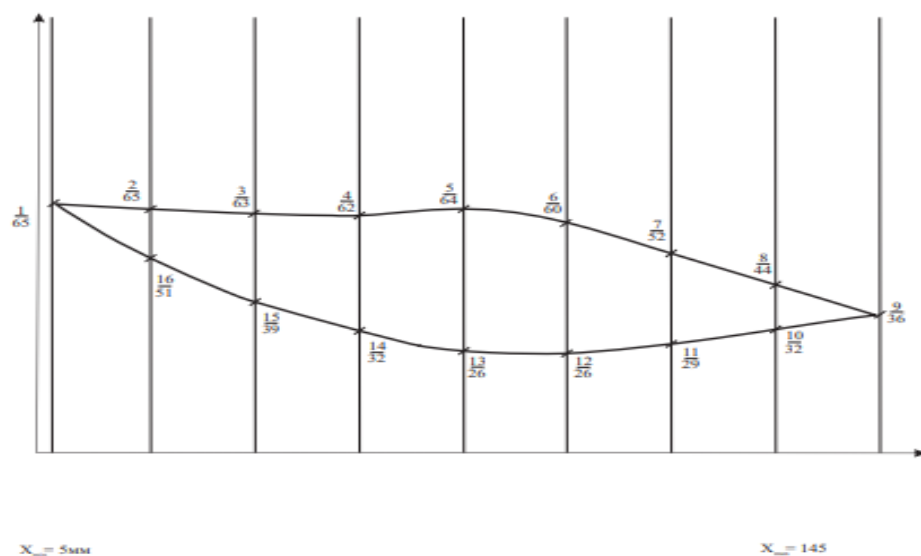
$\rho_{\text{н}}$ – густина нафти на поверхні при стандартних умовах, кг/ м³

3.3 Обґрунтування підрахункових параметрів

3.3.1 Площа нафтогазоносності

Для визначення площі нафтоносності необхідні дані про відбиття водонафтового контакту (ВНК) у пробурених свердловинах, а також інформація про межі літологічних екранів. Положення ВНК відображається на схемі, що показує розташування контактів. Площа нафтоносності визначається на підрахунковому плані, складеному на основі структурної карти покрівлі або підосви продуктивного пласта. На карту наносять контури зовнішніх та внутрішніх меж нафтоносності, а також категорії запасів [6].

**Викопіровка площі контуру нафтоносності
Масштаб 1:50000**



Додаток А– Викопіровка площі контуру нафтоносності

3.3.2 Обґрунтування нафтогазонасиченої товщини

Для підрахунку запасів на Кременській площі прийнято значення нафтонасиченості на основі комплексної інтерпретації матеріалів ГДС. Таким чином, ефективна нафтонасичена товщина продуктивного пласта С–4 Кременського родовища для нафти становить 8,1 м.

3.3.3 Середній коефіцієнт відкритої пористості

Для підрахунку запасів вуглеводнів на Кременській площі за даними інтерпретації матеріалів ГДС прийнято значення відкритої пористості. Відповідно, відкрита пористість продуктивного пласта С-4 Кременського родовища для нафти становить 0,097.

3.3.4 Середній коефіцієнт нафтогазонасиченості

Для підрахунку запасів вуглеводнів на Кременській площі за даними інтерпретації матеріалів ГДС прийнято коефіцієнт нафтонасиченості. Відповідно, коефіцієнт нафтонасиченості продуктивного пласта С-4 Кременського родовища становить 0,71.

3.3.5 Перерахунковий коефіцієнт

Цей параметр використовується для переведення об'єму нафти в пласті в об'єм нафти на поверхні після дегазації. Він є оберненою величиною об'ємного коефіцієнта пластової нафти θ ($\theta = \frac{1}{\theta}$), який визначається за результатами аналізу відібраних глибинних проб нафти зі свердловин, розташованих на різних гіпсометричних відмітках. Середнє значення цього коефіцієнта, обчислене як середнє арифметичне по окремих свердловинах, становить 0,613.

3.3.6 Густина нафти

Цей параметр використовується у формулі підрахунку для переведення об'ємних одиниць у вагові і представляє собою середнє значення густини сепарованої нафти за стандартних умов. Воно визначене за результатами аналізу відібраних поверхневих проб нафти зі свердловин, розташованих на різних гіпсометричних відмітках, і становить 845 кг/м³.

3.3.7 Коефіцієнт нафтовіддачі

Цей параметр характеризує частку видобувних запасів нафти та залежить

від режиму експлуатації родовища, літолого-фізичних властивостей продуктивного пласта, фізико-хімічних характеристик нафти та умов розробки. Його величина розраховується за існуючими методиками та корелюється у процесі розробки родовища і становить $\eta_n = 0,6$.


3.3.8 Газовміст пластової нафти

Вміст газу в нафті, згідно з проектними даними, для різних горизонтів даного об'єкта складав $267 \text{ м}^3/\text{т}$.

3.4 Результати підрахунку запасів

Підрахунок запасів нафти та газу здійснюється на основі об'ємного методу із використанням обґрунтованих параметрів, з подальшим обчисленням за допомогою програми «petrolres.nung.edu.ua».

Запаси / ресурси :: ІФНТУНГ

 [English](#)

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

Оцінка запасів / ресурсів нафти і газу

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

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

Виконавець: Креховецький
Родовище / площа: Кременське родовища
Поклад / горизонт / пласт: C-4

Категорія запасів / ресурсів : A B A+B A+B+C₁ A+B+C₁+C₂ B+C₁ B+C₁+C₂
 C₁ C₂ C₁+C₂ C₁(зона дренажу)+C₂ C₃

Значення площі нафто(газо)носності відоме
Геометрія контуру нафто(газо)носності:

Масштаб 1: 25 000 Абсциса лівої точки, мм: 5
Кількість точок контуру: 16 Абсциса правої точки, мм: 145
Ординати точок (обхід контуру за стрілкою годинника), мм:

65	65	63	62	64	60	52	44	56	32	54	26	26	32	39	51				
----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	--	--	--	--

Підрахункові параметри:

Ефективна нафтонасичена товщина, м: 8,1	Коефіцієнт відкритої пористості: 0,097
Коефіцієнт нафтонасиченості: 0,71	Об'ємний коефіцієнт нафти: 1,63
Густина нафти при стандартних умовах, кг/м ³ : 845	Коефіцієнт вилучення нафти: 0,6

Результати обчислень:

Площа нафтоносності - 1750 тис. м²
Початкові загальні попередньо розвідані запаси нафти категорії C₂ - 506 тис. т
Початкові добувні попередньо розвідані запаси нафти категорії C₂ - 304 тис. т

Додаток Б-Підрахунок запасів нафти об'ємним методом

Таблиця 3.1 Зведені підрахункові параметри і запаси нафти та розчиненого газу

Категорія запасів	Площа нафтоносності тис. м.	Середня нафтонасичена товщина	Об'єм нафтонасичених порід тис. м.	Коефіцієнти частка одиниці			Густина нафти, кг/м ³	Початкові загальні запаси нафти тис.м.	Коефіцієнт вилучення нафти, частка	Почакові видобувні запаси нафти тис. м..	Видобуток нафти на 01.01.2025 р. тис. т.	Поточні запаси нафти, тис. т.		Гзовміст пластової нафти, м ³ /т	Коефіцієнт вилучення газу, частка одиниці	Початкові запаси газу розчиненого в нафті млн. м ³		Поточні запаси розчиненого газу на, млн.м ³	
				Відкритої пористості	Нафтонасиченості	Перерахунковий						Загальні	Видобувні			Загальні	Видобувні	Загальні	Видобувні
C ₂	1750	8,1	14175	0,097	0,71	0,61	845	506	0,6	304	103	403	201	267	0,7	107,6	53,7	75,3	37,6

4. КОМПЛЕКС ПОТОЧНИХ ПРОМИСЛОВИХ ДОСЛІДЖЕНЬ КОНТРОЛЮ ТА РЕКОМЕНДАЦІЇ З РАЦІОНАЛЬНОЇ РОЗРОБКИ РОДОВИЩА

У межах Кременської площі нафтогазоносність досліджувалась по всьому осадовому чохлау, від четвертинних відкладів до порід кристалічного фундаменту. Нижньокам'яновугільні відклади залягають на фундаменті нерівномірно, на глибинах: 3528 м у свердловині № 1, 3600 м у свердловинах №№ 2 та 6, 3520 м у свердловині № 3 і 3553 м у свердловині № 612. Літолого-стратиграфічну характеристику розрізу наведено за результатами геологорозвідувальних робіт на Безлюдівському родовищі.

Пластові води верхньовізейських відкладів були розкриті та випробувані в свердловинах №№ 5, 7, 8 та 11 Коробочкинського родовища. Водовмісними породами є пісковики та вапняки. За хімічним складом ці води відносяться до високометаморфізованих розсолів хлоркальцієвого типу зі ступенем метаморфізації 0,52–0,65 та високою мінералізацією в межах 152,42–219,32 г/л (за В.А. Суліним) [5].

При випробуванні інтервалу 3730–3750 м у свердловині № 1 Безлюдівського родовища зафіксовано приплив пластової води дебітом 6,7 м³/добу із порід кристалічного фундаменту. Прогноз нафтогазоносності Кременської площі виконаний на основі даних параметричного та пошуково-розвідувального буріння, гідродинамічних досліджень (ГДС) та лабораторних аналізів керна зі свердловин №№ 1, 2, 3, 6 і 612 Безлюдівського родовища, а також зі свердловин суміжних площ і родовищ [5].

Структурні побудови середньої частини юрського розрізу, визначені переважно за результатами сейсмічних досліджень, свідчать про наявність у північно-західній частині Кременської ділянки складної системи скидів із різною орієнтацією (субширотні та субмеридіальні) та різною амплітудою, як згідних, так і незгідних. Занурені та підняті блоки фундаменту утворюють позитивні й негативні структурні форми.

5. ОЦІНКА ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ РОЗРОБКИ РОДОВИЩА

Економічна ефективність розробки нафтового родовища визначається як співвідношення між отриманим геологічним результатом та витратами на його досягнення. Вона показує, наскільки раціонально використовуються авансовані фінансові ресурси для освоєння родовища та який очікуваний прибуток може бути отриманий від промислового видобутку підготовлених запасів нафти. Геологічним результатом розробки є запаси та обсяги видобутих вуглеводнів. Ефективність оцінюється за системою взаємопов'язаних показників, що дозволяють аналізувати виконані роботи та прогнозувати доцільність і рентабельність подальшої розробки. Для цього проводиться комплексна геолого-економічна оцінка родовища.

Геолого-економічна оцінка (ГЕО) родовища нафти — це комплексний аналіз геологічних та техніко-економічних даних з метою визначення промислової значущості очікуваних запасів вуглеводнів і показників економічної ефективності довгострокових капіталовкладень (інвестицій) для реалізації конкретного проекту. Вона передбачає оцінку геологічної будови родовища, умов залягання покладів нафти та газу, фазового стану, кількості, якості та фізико-хімічних властивостей вуглеводнів у надрах і на поверхні. Це необхідно для обґрунтування проектних рішень щодо способів і систем видобування.

Техніко-економічне вивчення родовищ включає оцінку гірничотехнічних, географо-економічних, соціально-екологічних та інших умов розробки, а також організаційних аспектів реалізації та транспортування видобутої сировини. Зазвичай ГЕО проводиться за умов певної невизначеності геологічної інформації, яка має бути оцінена, прогнозована та врахована при прийнятті рішень.

5.1 Економічна оцінка розробки родовища

5.1.1 Обґрунтування нормативів на розробку родовища

Капітальні вкладення вважаються дуже важливим показником здоров'я економіки. Протягом останнього десятиліття нафтогазова промисловість була дуже агресивною у здійсненні капітальних інвестицій і менш ефективною у забезпеченні продуктивного використання капіталу [11].

В умовах цих ринкових умов нафтогазові компанії повинні знайти баланс між зростанням виробництва та підвищенням продуктивності, щоб зменшити витрати, щоб забезпечити стабільну прибутковість. Хоча деякі компанії намагалися досягти цього балансу за допомогою зовнішніх заходів — або традиційних заходів щодо скорочення витрат — успіх, швидше за все, досягнеться шляхом внутрішніх перетворень, коли компанії припиняють або продають збиткові операції чи проекти, здійснюють більш цілеспрямовані придбання та формують внутрішню культуру з зосередженою увагою на ефективності, продуктивності, витратах та управлінні проектами, щоб покращити їхню продуктивність [11].

Таблиця 5.1 - Нормативи капітальних вкладень

№	Статті витрат	Одиниці виміру	Вартість
1	Буріння свердловин: глибиною до 4000 м	тис. грн/м	22
2	Бурове обладнання (від вартості буріння)	%	30
3	Транспортне забезпечення (на одну свердловину)	тис. грн	3850
4	Інфраструктура (від вартості буріння)	%	10
5	Охорона навколишнього середовища (від вартості буріння і бурового обладнання)	%	10
6	Будівництво шлейфа	тис. грн/км	84
7	Фонтанна арматура АФК 65*210	тис. грн	648
8	Колонна головка ОКК2	тис. грн	432
9	Під'їзні дороги	тис. грн/км	216
10	Поновлення обладнання (щорічно на одну свердловину)	тис. грн	50

11	НКТ	тис. грн/м	0,29
12	Вибуття з експлуатаційного фонду	тис. грн	259
13	Переведення свердловини на інший горизонт	тис. грн	216
14	Відновлення свердловин	тис. грн	374
15	Переведення у спостережний фонд	тис. грн	249

Таблиця 5.2 – Капітальні вкладення у розробку родовища

Роки	Буріння свердловин, тис. грн.	Облаштування гирла свердлов, заміна НКТ, тис. грн. ІУ гр	Будівництво, тис. грн.	Інші капвкладення, ІХгр тис. грн. шлейфів, ШГр	Всього капітальних вкладень, тис. грн.
			оновлення ОФ, ШГр		
1	2	3	4	5	6
2025		1020	180		1200
2026	128250	1800	180	1850	132080
2027	133650	1820	180	1850	137500
2028			180		180
2029		1333	180		1513
2030			180		180
2031			180		180
2032			180		180
2033		1269	180		1349
2034			180		180
2035			180		180
2036			180		180
2037		1020	180		1200
2038			180		180
2039			180		180
2040			180		180
2041		1020	180		1200
2042			180		180
2043			180		180
2044			180		180
2045		1020	180		1200
2046			180		180
Разом	261900	10302	4500	3700	278562

5.1.2 Визначення експлуатаційних витрат на розробку родовища

Засоби праці та предмети праці належать до засобів виробництва і формують матеріально-технічну основу підприємства. Виробничі фонди поділяються на основні та оборотні засоби залежно від їхньої функціональної ролі у виробничому процесі, способу перенесення вартості на готову продукцію та характеру відтворення [11].

Таблиця 5.3 Нормативи експлуатаційних витрат

Калькуляційні статті	Величина
Умовно постійні	
Витрати на оплату праці, тис. грн/свердл.	114,65
Відрахування на соціальні заходи, % від витрат на оплату праці.	22
Витрати на утримання та експлуатацію виробничого обладнання ,тис. грн.	
- на газову свердловину	546,96
Загальновиробничі витрати, тис. грн.	122,23
Адміністративні витрати, тис. грн.	192,65
Умовно змінні	
Матеріальні витрати (матеріали, технологічні потреби, електроенергія):	
на видобуток газу, тис. грн.м	29,4
Витрати на підготовку та транспортування газу, грн/тис.м	34,3
Плата за користування надрами:	
На видобуток газу, грн./тис. м	1616,37

Основні засоби – це матеріальні активи, що застосовуються у виробничому процесі протягом багатьох циклів, зберігаючи свою натуральну форму. Їхня вартість поступово переноситься на продукцію протягом строку служби, який перевищує один рік або операційний цикл.

Амортизація — це економічний процес, що кількісно відображає поступове зменшення вартості знарядь праці та перенесення цієї вартості на новостворену продукцію, одночасно забезпечуючи накопичення коштів для

відтворення основних засобів.

Нарахування амортизації основних засобів здійснюється відповідно до ст.148 п.5 Податкового кодексу України від 02.12.2010 № 2755-VI (із змінами, внесеними Законом України від 07.07.2011 № 3609-VI). Амортизація обчислюється за прямолінійним методом, суть якого полягає в рівномірному розподілі вартості основного засобу на весь термін його корисного використання, що дозволяє визначити річну суму амортизаційних відрахувань [11].

5.1.3 Результати економічної оцінки розробки Кременського родовища

Дослідження економічної оцінки застосовуються для оптимізації рішень щодо розподілу ресурсів. Результат такої оцінки визначався на основі комплексу технічних та економічних показників, включаючи сумарний видобуток природного газу, обсяг капіталовкладень, термін розробки та період його рентабельності, загальний чистий прибуток, а також грошовий потік у вигляді дисконтованого та недисконтованого. Одним із ключових економічних критеріїв є дисконтований грошовий потік, що розраховується як сума доходів, отриманих протягом проектного періоду розробки Кременського родовища [11].

Сума амортизаційних відрахувань визначається вартістю основних засобів, тривалістю їх експлуатації, а також витратами на капітальні ремонти та модернізацію. Амортизація нараховується на основі балансової вартості основних засобів і є складовою виробничих витрат, включається до собівартості продукції (робіт, послуг) та відшкодовується під час її реалізації [11].

Таблиця 5.4 – Балансова вартість основних засобів

Роки	Амортизаційні відрахування			
	(тис. грн)			
	III група б)	IV група	IX група	всього
	20120,7	2618	819,97	23558,7

Таблиця 5.5 Амортизаційні відрахування

Роки розробки	Амортизаційні нарахування (тис. грн)				Всього амортизаційних нарахувань (тис. грн)
	III група б) - споруди	IV група - обладнання і машини	IX група - інші ОЗ	свердловини	
2025	857,43	26,88	1,67	85,05	971,03
2026	1013,41	182,88	27,50	1795,05	3018,84
2027	1193,40	342,88	56,66	4945,05	6537,99
2028	1207,39	342,88	56,66	5674,50	7281,44
2029	1221,39	405,48	60,83	4584,25	6271,95
2030	1233,39	378,60	60,83	3677,40	5350,22
2031	1245,39	222,60	60,83	2800,80	4329,62
2032	1257,39	62,60	60,83	2444,40	3825,22
2033	1269,39	116,40	64,58	2444,40	3894,77
2034	1281,39	53,80	64,58	2444,40	3844,17
2035	1293,39	53,80	64,58	2273,40	3685,17
2036	1305,38	53,80	64,58	1582,20	3005,96
2037	1317,38	80,60	65,41	534,60	1998,00
2038	1329,38	26,80	39,58	0,00	1395,76
2039	1341,38	26,80	10,42	0,00	1378,60
2040	495,95	26,80	10,42	0,00	533,17
2041	351,96	53,60	8,75	0,00	414,31
2042	183,98	26,80	8,75	0,00	219,53
2043	181,98	26,80	8,75	0,00	217,53
2044	179,98	26,80	8,75	0,00	215,53
2045	179,98	53,60	7,50	0,00	241,08
2046	179,98	26,80	7,50	0,00	214,28
Разом	20120,71	2618,00	819,97	35285,50	58844,17

Таблиця 5.6 Визначення експлуатаційних витрат на видобуток вуглеводнів

Роки	Експлуатаційні витрати на видобуток газу, тис. грн.						Собівартість видобутку 1000 м3 газу
	Видобуток газу	умовно- постійні	умовно- змінні	амортизація	плата за надра	всього	грн
1	14,18	2627,7844	903,266	971,03	37255,539	41757,62	185,31625
2	21,915	5255,5688	1395,9855	3018,84	57577,937	67248,331	239,81605
3	17,476	5255,5688	1113,2212	6537,99	45915,219	58821,999	300,73065
4	11,512	2627,7844	733,3144	7281,44	30245,823	40888,362	228,2648
5	8,634	5255,5688	549,9858	6271,95	22684,367	34761,872	608,70614
6	6,97	2627,7844	443,989	5350,22	18312,49	26734,484	377,01354
7	5,929	2627,7844	377,6773	4329,62	15577,44	22912,521	443,2087
8	5,513	2627,7844	351,1781	3825,22	14484,47	21288,653	476,65235
9	4,577	2627,7844	291,5549	3894,77	12025,289	18839,399	574,12812
10	4,057	2627,7844	258,4309	3844,17	10659,078	17389,463	647,71614
11	3,745	2627,7844	238,5565	3685,17	9839,3509	16390,862	701,67808
12	2,809	7883,3532	178,9333	3005,96	7380,17	18448,416	2806,4625
13	2,601	2627,7844	165,6837	1998	6833,6853	11625,153	1010,2977
14	2,393	2627,7844	152,4341	1395,76	6287,2007	10463,179	1098,113
15	2,185	2627,7844	139,1845	1378,6	5740,7161	9886,285	1202,6473
16	1,976	2627,7844	125,8712	533,17	5191,6041	8478,4297	1329,8504
17	1,872	2627,7844	119,2464	414,31	4918,3618	8079,7026	1403,731
18	1,664	2627,7844	105,9968	219,53	4371,8771	7325,1883	1579,1974
19	1,456	2627,7844	92,7472	217,53	3825,3925	6763,4541	1804,797
20	1,248	2627,7844	79,4976	215,53	3278,9078	6201,7198	2105,5965
21	0,936	2627,7844	59,6232	241,08	2459,1809	5387,6685	2807,462
22	0,624	5255,5688	39,7488	214,28	1639,4539	7149,0515	8422,3859

Таблиця 5.7 – Показники економічної ефективності розробки

Роки	видобуток газу, в млн.м	Дохід, тис. грн.	ПДВ, тис. грн	Чистий дохід, тис. грн.	Балансо- вий прибуток, тис. грн.	Податок на прибуток, тис. грн.	Чистий прибуток, тис. грн.	Рентабельність продукції, %	ГГрошовий потік	Накопи-чений грошовий потік	Дисконт-ний грошовий потік	Накопи-чений Дисконт-ний грошовий	Дискон-товані капітал- ні вкладен-ня
1	14,18	171330,1	28555,02	142775,1	140147,3	25226,51	114920,81	4373,296	113493,0	113493	100882,6	100882,6	90675,5
2	21,915	264788,4	44131,40	220657,0	215401,4	38772,26	176629,19	3360,800	303453,6	416946,6	303453,62	404336,2	303453,62
3	17,476	211154,1	35192,35	175961,7	170706,2	30727,11	139979,08	2663,443	272223,5	689170,1	272223,51	676559,7	272223,51
4	11,512	139093,9	23182,32	115911,6	113283,8	20391,09	92892,763	3535,022	90444,97	779615,1	90444,979	767004,7	90444,979
5	8,634	104320,4	17386,74	86933,73	81678,16	14702,06	66976,093	1274,383	63233,52	842848,6	63233,525	830238,2	63233,525
6	6,97	84215,16	14035,86	70179,30	67551,51	12159,27	55392,246	2107,944	52944,46	895793,	52944,461	883182,	52944,461
7	5,929	71637,26	11939,54	59697,71	57069,93	10272,58	46797,345	1780,867	44349,56	940142,6	44349,561	927532,2	44349,561
8	5,513	66610,93	11101,82	55509,11	52881,32	9518,638	43362,688	1650,161	40914,90	981057,5	40914,903	968447,1	40914,903
9	4,577	55301,69	9216,94	46084,74	43456,96	7822,252	35634,708	1356,074	34355,92	1015413,	34355,923	1002803,	34355,923
10	4,057	49018,78	8169,797	40848,98	38221,20	6879,816	31341,386	1192,692	28893,60	1044307,	28893,601	1031696,	28893,601
11	3,745	45249,03	7541,506	37707,53	35079,74	6314,354	28765,392	1094,663	26317,60	1070624,	26317,608	1058014,	26317,608
12	2,809	33939,79	5656,633	28283,16	20399,81	3671,966	16727,846	212,1920	9024,492	1079649,	9024,4929	1067038,	9024,4929
13	2,601	31426,63	5237,772	26188,86	23561,07	4240,99	19320,084	735,2233	17892,29	1097541,	17892,299	1084931,	17892,299
14	2,393	28913,47	4818,911	24094,55	21466,77	3864,019	17602,755	669,8705	15154,97	1112696,	15154,97	1100086,	15154,97
15	2,185	26400,30	4400,051	22000,25	19372,47	3487,044	15885,426	604,5178	13437,64	1126134,	13437,642	1113523,	13437,642
16	1,976	23875,06	3979,176	19895,88	17268,09	3108,257	14159,841	538,8509	11712,05	1137846,	11712,056	1125235,	11712,056
17	1,872	22618,47	3769,746	18848,73	16220,94	2919,770	13301,176	506,1745	11873,39	1149719,	11873,392	1137109,	11873,392
18	1,664	20105,31	3350,885	16754,42	14126,64	2542,795	11583,848	440,8218	9136,063	1158855,	9136,0631	1146245,	9136,0631
19	1,456	17592,14	2932,024	14660,12	12032,34	2165,821	9866,5187	375,4691	7418,734	1166274,	7418,7343	1153663,	7418,7343
20	1,248	15078,98	2513,164	12565,82	9938,036	1788,846	8149,1898	310,1163	5701,405	1171975,	5701,4054	1159365,	5701,4054
21	0,936	11309,23	1884,873	9424,365	6796,581	1223,384	5573,1966	212,0872	4145,412	1176121,	4145,4122	1163510,	4145,4122
22	0,624	7539,492	1256,582	6282,910	1027,341	184,9214	842,42011	16,02909	-4233,148	1171888	4233,423	1167744,	3763,0427

Розрахунки виконані відповідно до чинних нормативно-правових актів та технологічних показників.

Протягом усього проектного періоду розробка Кременської площі дозволить підприємству отримати чистий прибуток у розмірі 965 704 млн грн. Дисконтований грошовий потік складе 115 706 млн грн, а рентабельність продукції досягне 290,10 % при собівартості робіт 21 069 грн за 1000 м³.

ВИСНОВОК

Кремінська площа розташована в центральній частині нафтогазоносного району Північного борту ДДз. Тут на відносно невеликих глибинах розкриті відомі родовища вуглеводнів, серед яких Юліївське, Нарижнянське, Ракитнянське, Островецьке, Аксютівське, Безлюдівське, Васищівське та інші. Територія забезпечена розвинутою інфраструктурою для видобутку, транспортування та переробки нафти й газу. За оцінками, щільність запасів відноситься до IV категорії, тобто нерозвідані ресурси вуглеводнів становлять 30–50 тис. т умовного палива на 1 км².

Поклади зазначених родовищ переважно приурочені до невеликих напівзамкнених складок із субширотним простяганням, тектонічних блоків та, значно рідше, антикліналей. Колекторами виступають пісковики з високими та задовільними фільтраційно-ємкісними властивостями.

Поклади переважно пластові, з тектонічним екрануванням та літологічними обмеженнями. Пластові тиски майже відповідають гідростатичним.

Геологічна будова Кремінської площі включає докембрійський кристалічний фундамент, а також палеозойські, мезозойські та кайнозойські відклади.

Прогноз нафтогазоносності Кремінської площі виконаний на основі результатів параметричного та пошуково-розвідувального буріння, ГДС і лабораторних досліджень керна матеріалу свердловин № 1 Кремінської та №№ 6 і 612 Безлюдівського родовища. У роботі представлені сучасні уявлення про геологічну модель родовища, а також наведено підрахунковий план покладів, що визначає перспективи родовища з точки зору нафтогазоносності.

Перспективна нафтогазоносна площа Кремінської структури визначена з урахуванням конфігурації структурних побудов на відбиваючих горизонтах V_{B22} (C_{1v1}) та V_{B11} (C_{1s2}).

Беручи до уваги результати геологорозвідувальних робіт на суміжних

площах і родовищах, зокрема на Безлюдівському, ключові перспективи нафтоносності Кременської площі пов'язані з відкладами серпухівського ярусу, зокрема горизонтом С-4.

За підсумками проведеного аналізу та з урахуванням даних Безлюдівського родовища встановлено, що фільтраційно-ємкісні властивості пласта змінюються як у розрізі, так і в плані, що свідчить про неоднорідність умов осадконакопичення. Подібна картина очікується і для Кременської площі, де передбачається, що ефективні товщини колекторів будуть приблизно вдвічі меншими, ніж на сусідньому Безлюдівському родовищі. Тому для підрахунку запасів нафти та розчиненого газу на Кременській площі для пласта С-4 прийнята ефективна нафтонасичена товщина 8,1 м.

Середньозважене за товщиною значення коефіцієнта пористості продуктивного пласта С-4, розраховане за даними свердловин № 1 (Кременська) та № 612 (Безлюдівське родовище), становить 0,097.

Середньозважене за товщиною значення коефіцієнта нафтонасиченості продуктивного пласта С-4 становить 0,71.

Протягом усього проектного періоду розробка Кременської площі забезпечить підприємству чистий прибуток у розмірі 965 704 млн грн, а дисконтований грошовий потік складе 1 157 066 млн грн. Рентабельність продукції досягає 290,10 % при собівартості робіт 21 069 грн за 1000 м³.

СПИСКИ ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Атлас родовищ нафти і газу України : у 6 т. / гол. ред. М. М. Іванюта. — Львів : Центр Європи, 1998. — ISBN 966-7022-04-8.
2. Гірничий енциклопедичний словник : у 3 т. / за ред. В. С. Білецького. — Д. : Східний видавничий дім, 2004. — Т. 3. — 752 с. — ISBN 966-7804-78-X.
3. Атлас нафтогазоносних провінцій України, Львів, — вид-во УкрДГРІ,— 1999,— I- VI томи.
4. Бойчик І. М., Харів П. С., Холчан М. І. Економіка підприємства: Навч. посібник. - К.: Каравела; Львів: Новий Світ - 2000, 2001.
5. Бойчик І. М. Економіка підприємства: Навч. посібник. - К.: Атіка, 2002.
6. Витвицький Я. С., Андрійчук І. В., Лесюк О. І., Витвицька У. Я., Чарковський В. М. Організація і планування операційної діяльності нафтогазових підприємств: Навч. посібник. / За ред. М. О. Данилюка. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2009.
7. Довідник з нафтогазової справи / За ред. В. С. Бойка, Р. М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. - К.: Львів: Місіонер, 1996.
8. Економіка підприємства: Підручник / За ред. Л. Г. Мельника. - Суми: ВТД Університетська книга, 2004.
9. Економіка підприємства: Підручник / За ред. С. Ф. Покропивного. - К.: КНЕУ, 2001. Економіка підприємства: Структурно-логічний навч. посібник / За ред. С. Ф. Покропивного. - К.: КНЕУ, 2001.
10. Економіка підприємства: Навч. посібник / За ред. А. В. Шегди. - К.: Знання, 2005. Збірник задач з економіки нафтогазових галузей промисловості: Навч. посібник / За ред. Я. С. Вітвицького. - К.: УМК ВО, 1992.
11. Збірник професійно-орієнтованих задач для підготовки інженерів-економістів: Навч. посібник / Н. А. Данилюк, В. К. Орлова, В. Н. Юрчишин. К.: УМК ВО, 1992.