

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

БР 103 – НЗГ

Група НЗГ - 21-1

Сковрон Микола

2025

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

УДК 553.98

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

Тема: Створення геологічної моделі нафтогазоперспективного об'єкта та проєкт проведення пошуково-розвідувальних робіт на Валківській площі.
 (назва відповідно до наказу ректора)

Спеціальність – 103 Науки про Землю

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

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

БР 103 – НЗ

(позначення)

Студент гр. <u>НЗ-21-1</u>	_____	<u>Сковрон М. В.</u>
	(підпис)	(прізвище та ініціали)
Керівник	_____	<u>доц. Дубей Н. В.</u>
	(підпис)	(посада, прізвище та ініціали)
Консультанти:	_____	_____
	(підпис)	(посада, прізвище та ініціали)
	_____	_____
	(підпис)	(посада, прізвище та ініціали)
	_____	_____
	(підпис)	(посада, прізвище та ініціали)
Нормоконтроль	_____	<u>ас. Уграк Л.В.</u>
	(підпис)	(посада, прізвище та ініціали)
Перевірено на плагіат	_____	<u>ас. Уграк Л.В.</u>
	(підпис)	(посада, прізвище та ініціали)
<i>Допускається до захисту.</i>		
Завідувач кафедри	_____	<u>доц. Михайлів І.Р.</u>
	(підпис)	(посада, прізвище та ініціали)
Рецензент	_____	_____
	(підпис)	(посада, прізвище та ініціали)

2025 р.

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

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри _____ доц. Михайлів І.Р.

«__» _____ 2025 р.

ЗАВДАННЯ НА БАКАЛАВРСЬКУ РОБОТУ

Спеціальність — 103 *Науки про Землю*

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

Студенту _____ Сковрону Миколі Васильовичу...
(прізвище, ім'я, по батькові)

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

затверджена наказом ректора університету від «16» 04 2025р. № 255/7

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

3. Вихідні дані до роботи:

1. Фондові геолого-геофізичні матеріали
2. Опублікована література по району досліджень
3. Особисті спостереження та узагальнення.

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

Вступ 1. Загальні відомості про район досліджень. 2. Геологічна будова нафтогазоперспективного об'єкта. 2.1 Літолого-стратиграфічний розріз. 2.2 Тектоніка. 2.3 Нафтогазоносність. 2.4 Водоносність. 3. Обґрунтування перспектив і план проведення пошуково-розвідувальних робіт. 3.1 Прогнозування нафтогазоносності. 3.2 Кількісна оцінка ресурсів газу. 3.3. Мета і завдання проєктних робіт. 3.4. Обґрунтування розташування проєктних свердловин та її глибин. 3.5. Вибір типової свердловини та геологічні умови її буріння. 3.6. Вибір об'єктів для випробування та дослідження. 3.7. Вибір комплексу геофізичних досліджень в свердловині. 3.8. Заходи з охорони надр та навколишнього середовища. 4. Геолого-економічна оцінка проєктних робіт. Висновки. Перелік використаних джерел.

5. Перелік графічних додатків:

1. Структурна карта покрівлі горизонту С-5₁, С-5₃. М 1:25 000
2. Геологічний розріз по лінії I - I
3. Геологічний розріз по лінії II - II

 4. Геолого-технічний наряд типової свердловини № 1

6. Консультанти з окремих розділів і питань бакалаврської роботи:

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

 7. Дата видачі завдання 25.02.2025 р.

8. Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання бакалаврської роботи	Термін виконання	Примітка
1.	Одержання завдання і складання плану виконання бакалаврської роботи.	25.02-01.03.	Виконано
2.	Обробка базових геолого-геофізичних матеріалів, зібраних під час проходження практики.	02.03.-22.03	Виконано
3.	Аналіз геологічної будови Коломацького родовища.	22.03-28.03	Виконано
4.	Прогнозування нафтогазоносності НГПО та оцінка ресурсів вуглеводнів.	29.03-29.04	Виконано
5.	Проектування пошуково-розвідувальних робіт	30.04-20.05	Виконано
6.	Геолого-економічна оцінка проєктних робіт	20.05-30.05	Виконано
7.	Оформлення тексту і графічних додатків.	30.05-10.06	Виконано
	Захист бакалаврської роботи	25.06.2025 р.	Виконано

 Завдання видав керівник _____
 (підпис)

доц. Дубей Н. В.
 (посада, прізвище та ініціали)

 Завдання прийняв студент _____
 (підпис)

Сковрон М.В.
 (прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

	Вступ	6
1.	Загальні відомості про район досліджень	9
2	Геологічна будова досліджуваної площі	13
2.1	Літолого-стратиграфічний розріз	13
2.2	Тектоніка	18
2.3	Нафтогазоносність	23
2.4	Водоносність	27
3.	Обґрунтування перспектив і план проведення пошуково-розвідувальних робіт	33
3.1	Прогнозування нафтогазоносності	33
3.2	Кількісна оцінка ресурсів газу	35
3.3	Мета і завдання проєктних робіт	47
3.4	Обґрунтування розташування проєктних свердловин та її глибин	48
3.5	Вибір типової свердловини та геологічні умови її буріння	50
3.6	Вибір об'єктів для випробування та дослідження	52
3.7	Вибір комплексу геофізичних досліджень в свердловині	56
3.8	Заходи з охорони надр та навколишнього середовища	65
4.	Геолого-економічна оцінка проєктних робіт	67
	Висновки	69
	Перелік використаних джерел	71

ВСТУП

Актуальність теми.

У сучасних умовах розвитку інноваційних технологій та суспільних змін нафтова та газова галузі залишаються базовими джерелами енергозабезпечення, а також важливими компонентами у виробництві новітніх матеріалів. Запаси мінеральної сировини та енергетичних ресурсів є ключовим елементом економічної безпеки будь-якої країни. Значення геологічної діяльності важко переоцінити — саме завдяки зусиллям геологів формуються основи енергетичної стабільності та промислового розвитку. Україна володіє потужним потенціалом, адже на її території сконцентрована значна кількість родовищ корисних копалин.

Дніпровсько-Донецька западина виступає основною регіональною структурою країни з точки зору вивченості, ресурсної бази, запасів і рівня видобутку вуглеводнів. Вуглеводневі об'єкти, що розкриті в її межах, охоплюють великий діапазон глибин – від кількох сотень до понад шести тисяч метрів, а стратиграфічно охоплюють від найдавніших утворень до порід юрського віку.

З урахуванням нинішніх викликів, пов'язаних із воєнним станом в Україні, відкриття нових родовищ та нарощування ресурсної бази набуває стратегічного значення. Посилення енергетичної незалежності – це не лише економічна необхідність, а й запорука політичної стійкості держави.

Метою даної бакалаврської роботи є створення геологічної моделі нафтогазоперспективного об'єкта та проєкт пошуково-розвідувальних робіт на Валківській площі ДДЗ.

Завдання:

– проаналізувати загальні відомості та геологічну будову району досліджень та створити геологічну модель нафтогазоперспективного об'єкта – Валківської площі;

обґрунтувати перспективи і план проведення пошуково розвідувальних робіт;

- виконати оцінку перспектив нафтогазоносності на Валківській площі;
- обчислити перспективні ресурси газу у горизонтах С-4, С-5₁, С-5₂, С-5₃, С-5₄, і С-7;
- окреслити мету та завдання проведення проектних робіт;
- розробити методику проведення пошуково-розвідувального буріння на Валківській площі;
- вибрати типову свердловину, запроєктувати геолого-геофізичні дослідження і об'єкти випробування;
- розробити заходи з охорони надр та навколишнього середовища;
- виконати геолого-економічну оцінку проектних пошуково-розвідувальних робіт.

Об'єкт дослідження. Об'єктом дослідження в даній роботі є перспективні горизонти С-4, С-5₁, С-5₂, С-5₃, С-5₄, і С-7 на Валківській площі

Предмет дослідження. Предметом дослідження в роботі є геологічні характеристики об'єкта досліджень, що обумовлюють пошуково-розвідувальне буріння.

Методи дослідження. Для вирішення поставлених завдань у даній бакалаврській роботі використовувались тематичні прикладні дослідження, обчислювальні методики з допомогою комп'ютерної програми, графо-аналітичні методи, що базуються на принципі аналогій з сусідніми нафтогазоносними площами і родовищами.

Новизна отриманих результатів. Вперше розроблено проект проведення пошуково-розвідувальних робіт на Валківській площі.

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

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

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

1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РАЙОН ДОСЛІДЖЕНЬ

Валківська площа (родовище – аналог – Коломацьке ГКР) знаходиться на території Валківського району Харківської області (рисунок 1.1) [8].

Площа Коломацького родовища складає 3,7 км² [8].

Найбільш значними із населених пунктів є м. Валки, с.м.т. Коломак, селища Сніжків, Заміське, Минківка. Основна частина населення занята сільським господарством і роботами на промислових підприємствах м. Валки [8].

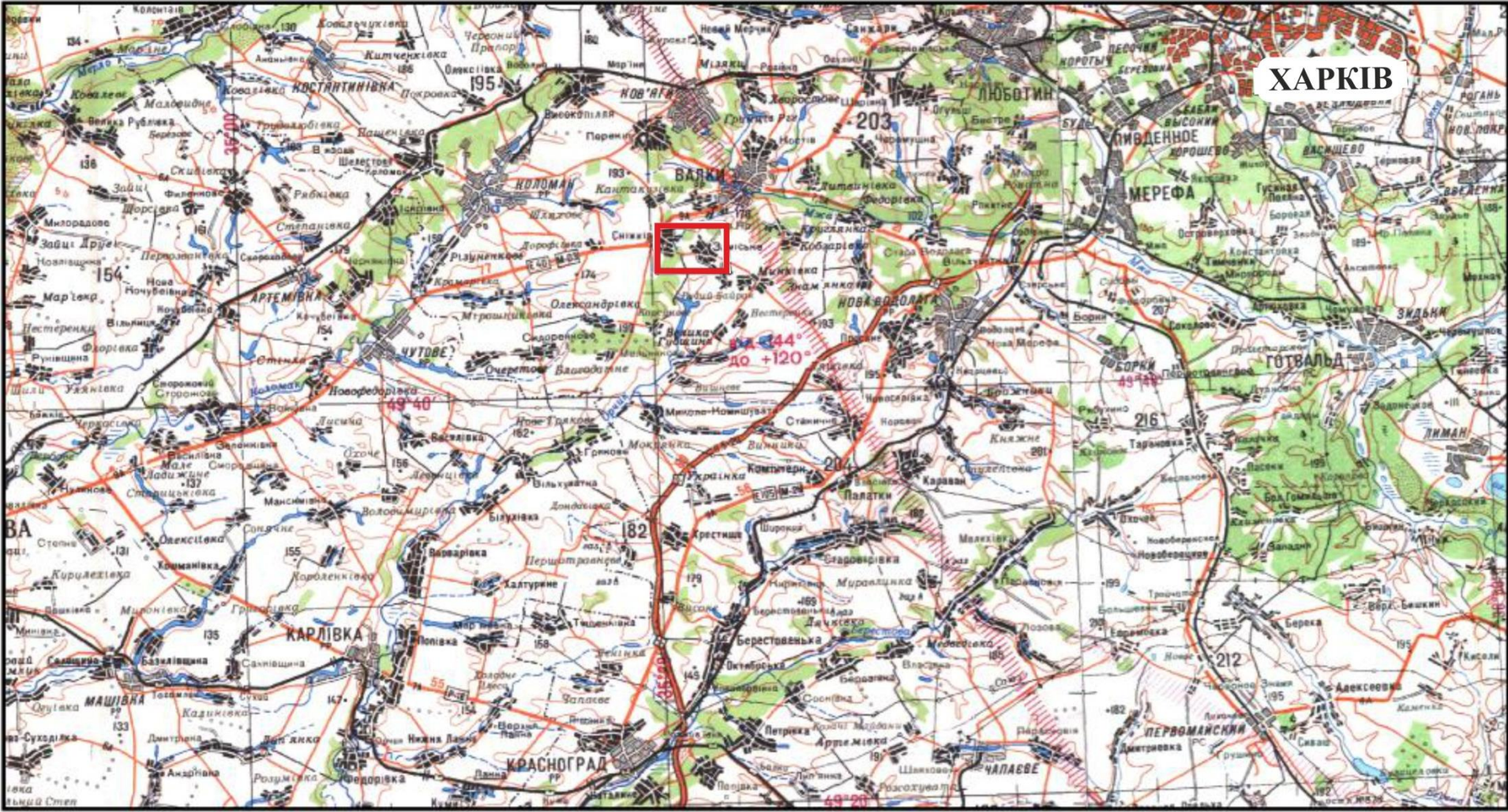
Районний центр місто Валки, знаходиться в 10 км від родовища [8].

Основне сполучення відбувається автомобільними шляхами з покриттям (місцевого значення) та ґрунтовими. Усі населені пункти пов'язані поміж собою шосейними та поліпшеними ґрунтовими дорогами. Через м. Валки проходить шосейна траса Харків-Полтава. У 15 км на північ від родовища проходить залізниця сполучення Харків-Київ. Найближча залізнична станція (Ков'яги) знаходиться в 25 км від родовища [8].

Валківський район є сільськогосподарським з легкою промисловістю по переробці продукції. За численністю населення характеризується, як густонаселений. В районі широким фронтом ведуться пошуково-розвідувальні роботи на нафту та газ. Відкрито значну кількість родовищ вуглеводнів, що обумовлює розвиток у районі нафтогазовидобувної промисловості [8].

Валківська площа як і родовищеаналог, Коломацьке газоконденсатне родовище, розташована в зоні розвитку багатопластових газових родовищ. Найближчі родовища, що розробляються: на південному заході Новоукраїнське, Розпашнівське, Сх. Полтавське, Валківське на півночі – Коломацьке,Наріжнянське, на північному заході Качалівське, Сахалінське, Мар'їнське, Карайкозівське, Краснокутське, на заході - Кисівське, на півдні Західно-Хрестищенське, Медведівське, на сході Шуринське, Островецьке [8].

У 2 км на захід від родовища проходить газопровід Шебелинка-Полтава-Київ діаметром труби 1200 мм. Від родовища до газопроводу прокладений газопровід з діаметром труби 700 мм, на якому побудована газорозподільча станція [8].



 - район проектних робіт

Рисунок 1.1 - Оглядова карта. Масштаб 1:500 000

За орографічним районуванням родовище розташовано на вододілі річок Орчик та Мжа. Являє собою лісостепову рівнину, яка інтенсивно розчленована чисельними ярами та балками [8].

Максимальні абсолютні відмітки рельєфу відносяться до вододілу річок, де досягають 180-200 м над рівнем моря. Мінімальні належать заплавам річок і не перевищують плюс 130м [8].

Клімат району помірно-континентальний. Середньорічна температура повітря складає $+6^{\circ}\text{C}$ - $+9^{\circ}\text{C}$, максимальна температура сягає $+35^{\circ}\text{C}$ (липень- серпень), мінімальна -30° - -32°C (січень). Глибина промерзання ґрунту більш ніж 1,0м. Середньорічна кількість опадів 500 м, переважно влітку і восени [8].

Основний напрямок вітрів – північно-західний і західний. Тривалість опалювального сезону складає 5,5-6 місяців. Тривалість зимового періоду з температурою повітря нижче 0°C складає 120 днів. Висота снігового покриву 10-80 см [8].

Валківська площа розташована в сприятливих природно-географічних та економіко - інфраструктурних умовах для проведення геолого-розвідувальних робіт. Близькість до населених пунктів, розвинена транспортна мережа, наявність діючої газотранспортної інфраструктури, а також вигідне положення у межах багатопластової газонасиченої зони, підтвердженої розробкою сусідніх родовищ (Коломацького, Сахалінського, Качалівського та ін.), створюють передумови для ефективного освоєння ресурсного потенціалу площі.

2. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ДОСЛІДЖУВАНОЇ ПЛОЩІ

2.1 Літолого-стратиграфічний розріз

У геологічній будові Валківської площі, як і Коломацького родовища-аналог беруть участь породи докембрійського, палеозойського, мезозойського та кайнозойського віку. Найдавніші відклади, що розкриті свердловинами у межах Коломацького родовища це утворення ранньосерпуховського віку. Свердловинами пошукового, розвідувального і експлуатаційного буріння вивчений розріз у межах глибин 0-5805 м [8].

Палеозойська ератема PZ

У межах площі у складі палеозойської ератеми розкрито відклади в обсязі кам'яновугільної та пермської систем [8].

Кам'яновугільна система (C)

Розріз карбону представлений нижнім, середнім та верхнім відділами [8].

Нижній відділ (C₁)

Нижній відділ представлений тільки серпуховським ярусом і розкритий св.24, 26, 30, 51, 52 [8].

Серпуховський ярус (C_{1s})

У складі серпуховського ярусу виділяється два під'яруси: нижній - C_{1s1} і верхній - C_{1s2}, між якими встановлено регіональну стратиграфічну незгідність [8].

Нижньосерпуховські відклади розкриті тільки св. 24 на глибині 5719 м. Це аргіліти темно-сірі, до чорних, щільні, місцями слабкослюдисті з включеннями вуглистого матеріалу і детриту, з домішками алевритового матеріалу. Прошарки алевролітів темно-сірих, сірих, слабо слюдистих, щільних [8].

Розкрита товщина їх – 31 м [8].

Верхньосерпуховський під'ярус з розмивом залягає теригенній товщі пізнього серпухова. До його складу входять V-VI, VII, VIII мікрофауністичні горизонти. Представлений перешаруванням потужних

пачок аргілітів, алевролітів і пісковиків з прошарками вапняків і доломітів. Пісковики утворюють пласти товщиною до 25 м і більше. У під'ярусі kern відібраний у свердловинах 24, 26, 30 9. У розрізах свердловин виділено аналоги продуктивних горизонтів С-3, С-4, С-5, С-7, С-8, С-9. Горизонт С-6 на Валківській площі розмитий, при кореляції з розрізом пробурених свердловин 7, 9 на Валківській площі це добре простежується [8].

За описанням керну алевроліти темно-сірі, сірі, глинисті, слюдисті, крупно і дрібнозернисті іноді вапнякові, щільні. Аргіліти темно-сірі до чорних, слабкослюдисті, невапняковисті, місцями із дзеркалами ковзання, алевритисті, з включеннями детрита, щільні. Вапняки органогенно-детритові, дрібно або крістокристалічні, збагачені органічними рештками (морська фауна та вуглефікований рослинний детрит), іноді глинисті. Пісковики сірі, світло-сірі, від дрібно і тонкозернистих до крупнозернистих, місцями гравелітисті, слюдисті і слабо слюдисті, невапняковисті із слабким запахом конденсату [8].

З колекторами горизонтів С-7 С-5, С-4 пов'язані газові поклади. Колекторами є крупнозернисті алевроліти та пісковики сірі дрібно та ісередньозернисті, іноді крупнозернисті та гравелітисті, кварцові, слюдисті з вуглефікованими органічними рештками та запахом конденсату [8].

Розкрита товщина верхньосерпуховського під'ярусу сягає 265-573 м [8].

Середній відділ (С₂)

Середньокам'яновугільні відклади незгідно залягають на верхньосерпуховських нижнього карбону і представлені в обсязі башкирського та московського ярусів [8].

Башкирський ярус (С_{2b})

Відклади башкиру незгідно перекривають поверхню серпухова. До башкирського ярусу віднесені світи С₂⁰, С₂¹, С₂², С₂³, С₂⁴. За літологічним складом розділяються на дві товщі: нижню – глинисто-карбонатну і верхню – піщано-глинисту. Перша складена переважно аргілітами і вапняками з

одиночними прошарками алевролітів і пісковиків. У розрізі товщі виділяються аналоги продуктивних горизонтів Б-10-12, що інтерпретуються тут, як ущільнені [8].

Піщано-глиниста товща являє собою перешарування аргілітів і алевролітів з рідкими прошарками пісковиків (товщиною до 15 м) і вапняків. У розрізі виділено аналоги продуктивних горизонтів Б-1-Б-9. Пісковики сірі і зеленувато-сірі дрібно та середньозернисті, поліміктові, слабковуглисті, іноді слюдисті з карбонатно-глинистим цементом. Алевроліти сірі слабкоглинисті, місцями слюдисті, міцно зцементовані. Аргіліти темно-сірі, сірі слюдисті, щільні, Вапняки сірі, поховано кристалічні, глинисті, детритові, з включеннями вуглистого матеріалу [8].

Товщина башкирських відкладів 689 – 752 м [8].

Московський ярус (C_2m)

Московський ярус включає світи C_2^5 , C_2^6 , C_2^7 , C_3^1 (до вапняка N_{2-3}) представлений чергуванням аргілітів, алевролітів і пісковиків з прошарками вапняків. У розрізі присутні пласти пісковиків з гарними фільтраційно-емнісними властивостями. Товщини піщаних тіл, згрупованих у горизонти М-1-М-6 сягають 45-60 м. Пісковики світло-сірі і сірі, переважно середньозернисті, погано відсортовані, слабкозцементовані глинистим матеріалом [8].

Алевроліти темно-сірі, дрібнозернисті, місцями слабковапняковисті, міцні, з включеннями вуглистого детриту, слабо слюдисті. Аргіліти сірі і темно-сірі, щільні, плитчасті, слабкоалевритисті, слабкослудисті і слюдисті, містять лінзи і прошарки глинистих вапняків товщиною до 3 м. Вапняки сірі дрібнозернисті та алевритисті збагачені фауністичними рештками [8].

Товщина ярусу 594 – 640 м [8].

Верхній відділ (C₃)

Верхній відділ згідно залягає на московському ярусі середнього карбону і представлений касимовським (414-440 м) та гжельським (201-259 м) ярусами. Складений касимовський ярус ісаївською C₃¹ (вище вапняку N₃₋₂) та авіловською C₃² світами, гжельський - араукаритовою C₃³ світою [8].

Представлений товщею перешарування аргілітів, алевролітів, пісковиків і доломітів. У верх за розрізом роль піщаних утворень порівняно з карбонатними породами значно посилюється [8].

Ісаївська світа (106-123 м) представлена аргілітами темно-сірими, майже чорними, сірими слюдистими, щільними і пісковиками світло-сірими, зеленувато-сірими, різнозернистими, слюдистими середньо- і міцно зцементованими. Пісковики місцями конгломератовидні, товщина окремих пластів сягає 20 м. Простежуються прошарки алевролітів сірих, сильно слюдистих, ущільнених та вапняків темно-сірих, глинистих міцних [8].

Авіловська світа (301-317 м) літологічно представлена перешаруванням пластів пісковиків сірих, середньо- і крупнозернистих, слюдистих середньо зцементованих і аргілітів темно-сірих, бурокоричневих, сірих, слюдистих, щільних з прошарками вапняків сірих, поховано кристалічних, міцних [8].

Араукаритова світа (201-259 м) представлена аргілітами коричнювато-сірими, сірими, слюдистими, алевролітами і пісковиками коричнювато-сірими, зеленувато-сірими, різнозернистими, середньо зцементованими [8].

Товщина верхньокам'яновугільних відкладів 623 – 680 м [8].

Пермська система (P)

Комплекс порід пермського віку залягає на верхньокам'яновугільних утвореннях з розмивом. У ДДЗ розкриті тільки ранньопермські відклади, які складені картамиською, микитівською, слов'янською та краторською світами [8].

Картамиська світа представлена меліхівською товщею і складена переважно червонокольоровими, глинисто-алевритовими породами з одиничними прошарками пісковиків червоно-бурих, дрібнозернистих, глинистих, міцно зцементованих та глинистих доломітів [8].

Товщина картамиської світи 159-228 м [8].

Хомогенна товща - микитівська (147-180 м), слов'янська (188-264 м) краматорська (194-252 м) світи - складена кам'яною сіллю, ангідритами, доломітами і вапняками з прошарками глин та пісковиків [8].

Товщина пермської системи 797 – 829 м [8].

Мезозойська ератема MZ

Відклади мезозою в обсязі тріасової (677-694 м), юрської (579-602 м) та крейдяної (842-854 м) систем залягають на розмитій поверхні нижньопермської товщі порід з кутовим неузгодженням [8].

Тріасова система складена перешаруванням строкато кольорових глин, пісковиків, алевролітів і конгломератів [8].

Юрська система незгідно залягає на розмитій поверхні тріасу, складена по всій площі сірокольоровою товщею перешарування глин і пісковиків середньої юри і верхньоюрськими червонокольоровими піщано-глинистими породами, які вміщують прошарки вапняків [8].

Крейдяна система представлена нижнім і верхнім відділами [8].

Нижня крейда і сеноманський ярус верхньої крейди складені товщею глин, пісків, малопотужних пісковиків. Верхньокрейдяна товща представлена писальною білою крейдою з прошарками мергелів [8].

Товщина мезозойської ератеми 2063-2125 м [8].

Кайнозойська ератема KZ

Кайнозойські відклади незгідно залягають на відкладах крейди і присутні на площі в обсязі палеогенової, неогенової та четвертинної систем. Складені пісками кварцево-глауконітовими, сірими, зеленувато-сірими, середньо - і різнозернистими, слюдистими з прошарками пісковиків сірих і темно-сірих із зеленуватим відтінком, коричнювато-червоними глинами у

верху строкатокольоровими, щільними мергелями, бурими, червоно-бурими, жовтувато-сірими, лесовидними суглинками і супісками [8].

Товщина комплексу сягає 309-323 м [8].

Геологічна будова Валківської площі є складною та багат шаровою, з представленістю відкладів докембрійського, палеозойського, мезозойського та кайнозойського віку. Основний інтерес для нафтогазопошуків становлять породи кам'яновугільної системи, зокрема серпуховського, башкирського та московського ярусів, які, за даними сусіднього Коломацького родовища, містять продуктивні горизонти С-2 – С-9 та Б-1 – Б-12. Присутність порід-колекторів із добрими фільтраційно-ємнісними властивостями, сліди вуглеводневої насиченості, а також геологічна подібність до родовищ-аналогів свідчать про високі перспективи Валківської площі щодо виявлення нових покладів газу та конденсату.

2.2 Тектоніка

Коломацьке підняття знаходиться у східній частині північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини і належить південно-східному продовженню Котелевсько-Березівсько-Кисівської групи брахіантиклінальних підняттяв (рисунок 2.1) [8].

Відносно поверхні фундаменту площа досліджень розташована над південно-східним закінченням Богодучівського виступу та північно-західним схилом Валківського затокоподібного прогину, що виділяються по кристалічному фундаменту в північній крайовій зоні. Глибина його залягання за даними змінюється від 9 до 13,5 км, а в ядрі Валківської складки на глибині приблизно 7 км (профіль Жданівка-Ольшани) прогнозується потужна лінза девонської солі [8].

По ступеню проявлення плікативної та розломної тектоніки чітко виділяються три структурно-тектонічних поверхи: нижнього серпухова, верхньосерпуховсько-нижньопермський та мезо-кайнозойський [8].

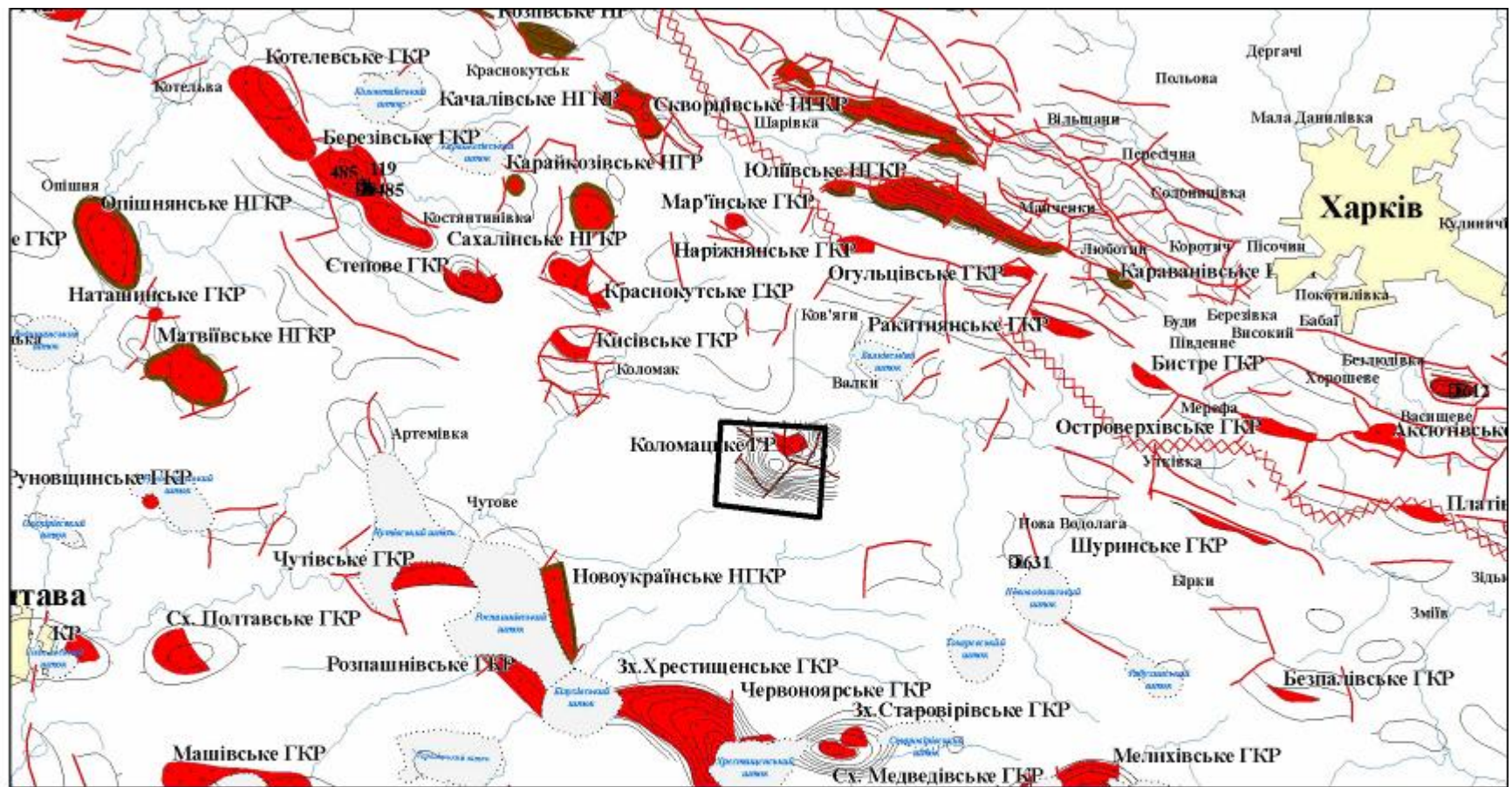
Найбільш високим ступенем деформації характеризується нижній, найдавніший з розкритих бурінням, нижньосерпуховський комплекс. В його розрізі мають місце стратиграфічні та кутові неузгодження [8].

У верхньосерпуховсько-нижньопермському спостерігається деяке зниження інтенсивності складчастості та розривної тектоніки [8].

У мезо-кайнозойському комплексі порушення не простежуються, а деформації пластів порід, що його складають, дуже слабкі [8].

Сучасне уявлення про тектонічну будову Валківського ГКР ґрунтуються на останніх даних сейсмозвідки МСГТ, яка проведена у 2003-2005 рр. на Дмитренківській площі. Роботи виконувалися на замовлення ГПУ Харківгазвидобування. На основі врахування нових даних буріння та ГДС, аналізу значної кількості часових розрізів МСГТ по нових профілях та переоброблених у системі РгоМах профілях партії 40/80, 37/86, 31/78 уточнено будову Валківської структури та прилеглої до неї території. Підтверджено, що будова площі досліджень досить сильно ускладнена розривними порушеннями і має блоковий характер. Велика кількість зон втрат кореляції у хвильовому полі часових розрізів вносить неоднозначність у трасування розривних порушень, кількість яких може бути більшою, ніж закартовано [8].

Найбільш древні структурні побудови виконувалися по підосві верхньосерпуховського під'ярусу нижнього карбону. Глибина залягання підосви серпуховського ярусу на Валківській структурі досягає 5050 м [8].



- Умовні позначення**
- | | | |
|------------------------|--|-------------------|
| - район робіт | - ізогіса відбивального горизонту вуглею | - солонішні шток |
| - газове | - крайовий розлом | - обласний центр |
| - газоконденсатне | - розривне порушення | - населений пункт |
| - нафтогазоконденсатне | - літологічний контур | |
| - газонафтове | - свердловина | |
| - нафтове | Проектні свердловини | |
| | φ - пошукова | • - устя |
| | ○ - розвідувальна | |

Рисунок 2.1 - Оглядова структурно-тектонічна карта. Коломацьке родовище. Масштаб 1:500 000

У відкладах серпуховського та башкирського ярусів Валківська структура має вигляд обширної (10х6 км) тераси, ускладненої розривними порушеннями, що поділяють її на окремі блоки і на якій виділяються два склепіння амплітудою до 60 м. Південно-західне склепіння знаходиться у відокремленому, досить значному за розмірами (7х6 км) тектонічному блоці. У другому блоці картується північно-східне склепіння з котрим пов'язане Валківське ГКР. Розділяє їх незгідний скид, який розкрито свердловинами: 26 - на глибині 3785 м, 24 - на глибині 3305 м та 51- на глибині 2761 м. Скид має дугоподібну форму і простежується на всій площі структури. Амплітуда його складає 20-80 м, збільшуючись у відкладах нижньої пермі та верхнього карбону до 50-90 м [8].

До вищезазначеного скиду примикає в апікальній частині складки узгоджений скид амплітудою до 150 м, який має субширотне простягання. Він відокремлює вищезазначений блок від прогину, що розділяє Турівську структуру від Валківської. На заході блок обмежується порушенням амплітудою 100 метрів. Велика амплітуда цих порушень, що значно перевищує потужність продуктивної товщі, повинна обумовити покращення екрануючих властивостей. На сході блок обмежується порушенням, амплітуда якого змінюється від 20 до 100 метрів і зростає в південному напрямку. Південно-західне склепіння знаходиться на більш високому гіпсометричному рівні. Амплітуда цього склепіння зберігається однаковою верх по розрізу до відкладів нижньої частини башкирського ярусу, де дорівнює 70 м. Вище вона зменшується і вже у відкладах нижньої частини московського ярусу Валківська структура має вигляд односклепінного підняття, апікальна частина якого картується в районі розташування св. 24, 26, 30 [8].

Амплітуда північно-східного склепіння дещо менша за амплітуду південно-західного, і в нижній частині розрізу складає 60 метрів, а у верхній не перевищує 40 м. Гіпсометрично це склепіння знаходиться глибше на 20-25 м [8].

Східний блок Валківської структури, що є периклінальною складкою, обмежений на заході скидом амплітудою 50-70 м. Площина скидувача цього порушення має падіння в напрямку склепінної частини. На півдні блок також обмежується незгідним скидом амплітудою 20-40 м. Морфологічно блок порівняно з побудовами, виконаними с.п. 40/80 та ТП 102/94-95, майже не зазнав змін, але гіпсометрично картується значно вище (на 200-400 м) і за відношенням до склепінної частини є піднесений, а не занурений. Напрямок падіння скиду та його амплітуда впевнено простежуються у нижній частині башкирського ярусу [8].

Майже всі порушення на площі досліджень постседиментаційні. Їх кількість при простежуванні уверх по розрізу збільшується, розгалужуючись, при цьому найбільше їх фіксується у верхній частині карбону та микитівській світі нижньої пермі, де утворився грабен у межах Валківської складки. Валківська складка на цьому стратиграфічному рівні має південно-західне простягання, яке є змінним по відношенню до відкладів карбону, де воно в серпухові та нижній частині башкиру має північно-східне простягання, а у московському ярусі - субширотне [8].

Простягання Валківської складки у відкладах нижньої пермі співпадає з напрямком тектонічних порушень, що утворюють грабен та напрямком ізогіпс південного схилу Валківського прогину. Можливо, що при формуванні цього компенсаційного прогину Валківська структура опинилася в зоні розтягнення, що сприяло появі великої кількості порушень та переформуванню структурних планів. У результаті цих процесів на Валківській терасі з'явилась досить велика кількість малоамплітудних склепінь, на частині з яких буріння не проводилося [8].

Тектонічна будова Валківської площі характеризується складною блоковою структурою з розвиненою розривною тектонікою, яка формувалась у декілька етапів. Основними елементами є два склепіння в межах серпуховсько-башкирського комплексу, розділені системою скидів. Північно-східне склепіння, пов'язане з Коломацьким ГКР, має амплітуду до

60 м та перспективне щодо газонасичених горизонтів С-4, С-5. Виявлена велика кількість порушень, особливо у верхньокам'яновугільних та нижньопермських відкладах, може сприяти створенню локальних пасток для вуглеводнів. Сучасні сейсморозвідувальні дані дозволили уточнити конфігурацію структури та виділити нові перспективні блоки для подальших пошукових робіт.

2.3 Газоносність

Коломацьке газоконденсатне родовище розташоване у межах північної прибортової зони східної частини ДДЗ і належить до Котелевсько-Березівсько-Кисівської групи родовищ, де продуктивними являються, в основному, верхньосерпуховські та, частково, візейські відклади [8].

На родовищі за результатами промислово-геофізичних досліджень та випробування свердловин у серпуховському ярусі виявлено шість продуктивних горизонтів: С-4, С-5₁, С-5₂, С-5₃, С-5₄, С-7, вони залягають в інтервалі глибин 5361-5633 м. Колекторами газу є пісковики та крупнозернисті алевроліти з пористістю 9,1-13,6% [8].

Поклади газу структури є склепінними, пластовими з умовним контуром газоносності та літологічним обмеженням [8].

За даними промислово-геофізичних досліджень та результатах випробування свердловин умовний газоводяний контакт встановлено для горизонту С-5₁ по покрівлі газоводяного пласта у св. 30. У повнопластових покладах (горизонти С-4, С-5₂, С-5₃, С-5₄, С-7) газоводяного контакту не встановлено. Для визначення положення контактів газ-вода для цих горизонтів використано відмітки підшви найнижчих газоносних пластів у свердловинах 30, 51, 24 [8].

Продуктивні горизонти Коломацького родовища приурочені до VI, VII і VIII мікрофауністичних горизонтів (м.ф.г.) верхньосерпуховського під'ярусу [8].

Горизонт С-4 (VI м.ф.г.) за промислово-геофізичними даними у свердловинах 24, 30, 51, 52, що пробурені у склепінні структури – газonosний. У свердловині 26 – ущільнений. Ефективна газонасичена товщина пласта 1,2-6,4м; пористість – 10,0-10,3%; газонасиченість – 79-89% [8].

Промислову газonosність горизонту С-4 не підтверджено випробуванням. У св. 30 при випробуванні інтервалу 5400-5408 м нічого не отримали [8].

Продуктивна частина розрізу горизонту С-4 керном частково висвітлена у свердловині 24 [8].

Для горизонту С-4 нижню границю визначеної продуктивності для категорії С₂ встановлено по підшві газонасиченого пласта у свердловині 30 на абсолютній відмітці –5205,4 м [8].

Поклад горизонту С-4 склепінний, повно пластовий з півдня літологічно обмежений [8].

Площа покладу 2,064 км², висота покладу – 48,6 м. Запаси газу підраховано за категорією С₂ [8].

Горизонт С-5₁ приурочений до VII м.ф.г. та газonosний в свердловинах 24, 51, 52. У свердловині 30 – газоводонасичений, а в свердловині 26 - ущільнений [8].

Максимальна газонасичена товщина у свердловині 24–10 м. Пористість сягає 11,8-13,6%, газонасиченість коливається в межах 92–94% [8].

Промислову газonosність підтверджено випробуванням свердловин 24, 51, 52. Дебіт газу в свердловині 24 з інтервалу 5455,0-5467,0 м склав 322,7 тис.м³/добу на штуцері діаметром 8,0 мм. Пластовий тиск в цьому інтервалі складає 58,86МПа. Даний горизонт розробляється експлуатаційними свердловинами 51 (інтервал 5471-5528 м), 52 (5453-5484 м), а свердловина 24 очікує ліквідації [8].

Керном горизонт охарактеризований у св. 24. Колекторські властивості за результатами дослідження керну свердловини 24 в газоносній частині покладу такі: пористість варіює від 9,0 до 12,5%; проникність від $10,34-102,69 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ [8].

Умовний газоводяний контакт встановлено по покрівлі обводненого пласта у свердловині 30 на абсолютній відмітці $-5301,4 \text{ м}$ [8].

Поклад горизонту С-5₁ склепінний, повно пластовий з півдня літологічно обмежений. Площа покладу $1,847 \text{ км}^2$, висота $54,2 \text{ м}$. Запаси підраховано за категорією С₁ [8].

Горизонт С-5₂ (VII м.ф.г.) за результатами промислово-геофізичних даних газоносний в свердловинах 24, 30, 51, 52; у свердловині 26 – ущільнений. Ефективна газонасичена товщина сягає $3,2-9,2 \text{ м}$; пористість коливається в межах $10,4-12,5 \%$; газонасиченість – $85-92 \%$ [8].

Промислову газоносність підтверджено сумісним випробуванням горизонтів (С-51, С-53) у свердловин 24, 51, 52. За даними дебітометрії у свердловині 24 інтервал $5474-5484 \text{ м}$ газовідаючий. У свердловині 30 горизонт випробуваний окремо. Дебіт газу з інтервалу $5520,0-5529,0 \text{ м}$ склав $3,3 \text{ тис. м}^3/\text{добу}$ на діафрагмі діаметром $4,0 \text{ мм}$. Даний горизонт розробляється експлуатаційними свердловинами 51, 52 і розвідувальною свердловиною 30 [8].

Нижче наведено відомості про характер залягання та насичення продуктивного горизонту С-5₂ [8].

Колекторські властивості за результатами дослідження керну свердловин 24 і 30 у газоносній частині покладу такі: пористість варіює від $8,0$ до $10,5\%$; проникність сягає від $1,0$ до $16,25 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ [8].

Нижня границя визначеної продуктивності категорії С₁ прийнята по підшві газоносного пласта у свердловині 30 на абсолютній відмітці $-5323,7 \text{ м}$ [8].

Поклад горизонту С-5₂ склепінний, повно пластовий з півдня літологічно обмежений. Площа покладу 2,235 км², висота покладу сягає 57,3 м. Запаси газу відповідають категоріям С₁ (пункт 3.1) [8].

Горизонт С-5₃ газonosний за даними промислової геофізики в свердловинах 24, 30, 51, 52 в інтервалі глибин 5500,0 – 5578,0 м. Ефективна газонасичена товщина складає 13,0 – 20,4 м, пористість 9,9 – 11,3%, газонасиченість – 84 - 92% [8].

Колектор представлений пісковиком. Поклад склепінний, повно пластовий, літологічно обмежений з півдня [8].

Газonosність продуктивного горизонту С-5₃ підтверджена тільки при сумісному випробуванні разом з горизонтами С-5₁ С-5₂. Але за даними дебітометрії, проведеної у свердловині 24, працюючі також пласти у інтервалах 5502-5510 м і 5524-5530 м (гор.С-5₃). Даний горизонт розробляється експлуатаційною свердловиною 51 [8].

Колекторські властивості за результатами дослідження керну свердловини 24 у газonosній частині покладу такі: пористість варіює від 7,9 до 9,5%; проникність сягає від 1,14 до 34,22 x 10⁻¹⁵ м² [8].

Нижня границя визначеної продуктивності проведена по підшві газonosного пласта у свердловині 30 на абсолютній вібмітці -5375,3 м. Площа покладу 2,533 км², висота –81,4 м. Запаси газу горизонту С-5₃ віднесені до категорій С₁ (в межах радіусу дренажування) та С₂ [8].

Горизонт С-5₄ газonosний у свердловинах 24, 51. У свердловинах 30, 52 горизонт не висвітлений промислово-геофізичними дослідженнями [8].

Ефективна газонасичена товщина горизонту в межах 1,4 – 5,2 м, пористість – 10,2-10,8%, газонасиченість – 85-87%. [8].

Слабкий приплив газу отримано із свердловини 51 (інтервал 5560,0-5576,0 м). Поклад не експлуатується [8].

Керном даний горизонт не охарактеризований. [8].

Нижня границя визначеної продуктивності взято по підосві газонасиченого інтервалу свердловини 51 на абсолютній відмітці -5380,7 м [8].

Поклад горизонту С-5₄ склепінний, повно пластовий з літологічним вклинюванням на півдні. Площа покладу 1,2 км², висота - 30,0 м. Запаси газу оцінено за категорією С₂ [8].

Горизонт С-7 відноситься до VIII м.ф.г., газonosний у свердловинах 24 і залягає в інтервалі 5624,4-5627,6 м. У свердловинах 30, 51, 52 горизонт не розкритий бурінням. Ефективна газонасичена товщина складає 1,2 м, пористість 11,3%, газонасиченість – 84% [8].

Колектор представлений пісковиком. Колекторські властивості за результатами дослідження керну свердловини 24 у газonosній частині покладу такі: пористість 9,5-11,6%; проникність сягає від $2,53 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ до $13,12 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ [8].

Поклад пластовий. Контур газonosності прийнятий по підосві газonosного пласта на абсолютній відмітці -5419,5 м [8].

Площа покладу 327 тис.м², висота – 3,2 м. Запаси газу горизонту віднесені до категорій С₂ [8].

Валківська площа оцінюється як така, що має перспективні газonosні горизонти, аналогічні Коломацькому газоконденсатному родовищу. Основними перспективними пластами є верхньосерпуховські та частково візейські відклади, представлені пісковиками та алевролітами з пористістю 9,1–13,6 %. Газonosні поклади мають склепінну будову, з умовним контуром газonosності та літологічним обмеженням.

2.4 Гідрогеологічні умови

Згідно гідрогеологічного районування Валківське площа, як і Коломацьке родовище-аналог знаходиться в межах північного схилу Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну. Осадочна товща порід за гідродинамічними та гідрохімічними особливостями водоносних

комплексів, що її складають, розподіляється на два гідрогеологічних поверхи: зону активного та зону уповільненого водообміну (з інфільтраційним та елізійним режимами відповідно) [8].

Водоносні комплекси встановлено в кайнозойських, мезозойських та палеозойських відкладах [8].

Згідно з моделлю вертикальної гідрогеологічної зональності у розрізі Коломацького ГКР виділяються два гідрогеологічні поверхи: перший - поверх інфільтрогенних вод (зона активного водообміну), нижній поверх седиментогенних вод (зона уповільненого водообміну (з інфільтраційним та елізійним режимами відповідно) [8].

До складу першого входять водоносні комплекси кайнозою, крейди і частково – юри. До другого – комплекси юрських, тріасових, пермських та кам'яновугільних відкладів. Границя між поверхами проходить по підшві пісковиків верхньобатського під'ярусу; регіональним водоупором служить бат-байоська глиниста товща [8].

Водоносні горизонти в зоні активного водообміну пов'язані з супісками і пісками антропогену, пісками полтавської світи неогену, межигірсько-обуховської та буцацької світ палеогену, тріщинуватою крейдо-мергельною товщею та грубозернистими пісковиками сеноманського ярусу верхньої крейди [8].

Води кайнозойського віку прісні, за хімічним типом належать до сульфатних та гідрокарбонатних натрієвих з мінералізацією до 1,2-1,5 г/л, використовуються для питного водопостачання. Характеризуються напірним режимом (дебіти сягають 60 м³/добу) [8].

Водоносний комплекс верхньої крейди залягає в інтервалі глибин 310-1030 м і містить також напірні прісні води гідрокарбонатні кальцієві та гідрокарбонатні натрієві за складом [8].

Водоносні горизонти верхньої юри, що належать до невеликих за товщиною пластів пісковиків і вапняків оксфордського і келовейського ярусів характеризуються невеликою багатоводністю, води напірні прісні і

слабосолонуваті. За хімічним типом вони близькі до вод крейди і мають мінералізацію до 2,5 г/л [8].

Водоносні комплекси середньої юри, тріасу, нижньої пермі і карбону, що залягають за розрізом нижче знаходяться в зоні уповільненого водообміну [8].

Середньоюрські водоносні горизонти залягають серед пісковиків бату і байосу, води хлоридні кальцієві та натрієві з мінералізацією до 50-70 г/л [8].

Тріасовий водоносний комплекс пов'язаний з пластами пісковиків, води мають напірний характер з дебітами 8,5-26 м³/добу, це слабкі хлоридні кальцієві і магнієві розсоли з мінералізацією 75-83 г/л, іноді до 140 г/л [8].

Водовміщуючими породами нижньопермсько-верхньокам'яновугільного комплексу, що залягає під регіональним водоупором пермських евапоритів є пласти пісковиків, розділені потужними товщами аргілітів і глин картамиської світи, вони містять хлоридні кальцієво-натрієві розсоли з мінералізацією 110-115 г/л і наступним вмістом мікрокомпонентів: йод – 8,5 мг/л, бром – 257,3 мг/л, бор – 8,5 мг/л, аміак – 90 мг/л. Води напірні [8].

У відкладах московського і башкирського ярусів середнього карбону водоносними є потужні пласти пісковиків (товщиною до 40 м) і вапнякові горизонти [8].

Колектори містять міцні хлоридні кальцієво-натрієві розсоли питомої ваги 1,11-1,14 г/см та мінералізації 200-227 г/л. Горизонти містять напірні води, дебіти свердловин сягають 20 і більше м³/добу [8].

Під глинисто-карбонатною товщею башкирської плити залягає найнижчий з розкритих на Валківській площі, як і на Коломацькому родовищі-аналозі флюїдоносних комплексів – серпуховського ярусу нижнього карбону. Водоносні горизонти пов'язані з різнозернистими пісковиками пластів С-3-С-9 верхнього серпухова. Пласти мають мінливий характер залягання по площі і невисокі дебіти при випробуванні 2-25 м³/добу. За хімічним складом пластові води являють собою міцні розсоли з

мініралізацією 205-250 г/л. Серед мікроелементів переважають йод і бром. Треба сказати, що підземні води кам'яновугільних відкладів в ДДз містять промислові концентрації J, Br, K, Mg та деяких інших елементів. Наприклад, в пластових водах середнього та нижнього карбону родовищ північних окраїн Донбасу концентрації J та Br, набагато перевищують мінімальні промислові (вміст Br перевищує в окремих пробах 600 мг/л). В пластових водах родовищ центральної приосьової зони ДДз (Зах.-Медведівське, Мелихівське та інші) вміст Br взагалі іноді перевищує 1.5 г/л. Але добича супутніх корисних копалин із підземних вод вочевидь є нерентабельною. Головними факторами тут є неможливість забезпечення стабільних приливів пластових вод, глибина залягання водоносних горизонтів (від приблизно 2 км і глибше), витрати на облаштування виробництва – вартість установки для переробки сировини, буріння або реконсервація однієї чи кількох свердловин для повернення супутніх вод і таке інше. Отже, ми вважаємо добичу супутніх корисних копалин із пластових вод Валківської площі, як і Коломацького родовища-аналога нерентабельною у зв'язку з чим необхідність проведення підрахунку запасів супутніх компонентів відпадає сама по собі. [8].

На Валківській площі як і на Коломацькому родовищі-аналог пластові води нижнього карбону були отримані із свердловин 24 та 51. Відібрані води мали мінералізацію 210.6-241.2 г/л, густину – 1.141-1.17 г/см³. За класифікацією В. О. Суліна пластові води нижнього карбону відносяться до хлор-кальцієвого типу, за хімічним складом вони – хлоридні натрієві. В основному складі вод серед аніонів головуюча роль належить Cl, серед катіонів – Na. В мікрокомпонентному складі пластових вод присутні J, Br, B, NH₄ [8].

На Валківській площі, як і на Коломацькому родовищі-аналог гідрогеологічні дослідження звелися лише до визначення шестикомпонентного та мікрокомпонентного складу пластових вод. Ці відомості наведені в таблиці 2.4 [8].

Таблиця 2.4 - Відомості про хімічний склад і фізичні властивості пластових вод.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	Густина води, г/см ³		12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
									10	11																			
Пласт	Номер свердловини	Інтервал випробування,	Умови відбору проби	Дата відбору проби дослідження	Дебіт, м ³ /добу	Гирловий тиск статичний, МПа Статичний рівень, м	Пластовий тиск, МПа Глибина, м	Пластова температура, °С	в пластових умовах	в стандартних умовах	В'язкість у пластових умовах,	Газовміст, м ³ /т	Питомий опір при температурі пласта	Загальна мінералізація	Na ⁺ + K ⁺	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Cl ⁻	SO ₄ ⁻	NO ₂ ⁻	CO ₂ ⁻	HCO ₃ ⁻	NH ₄ ⁺	B ⁻	I ⁻	Br ⁻	Інші	Нафтонові кислоти,	Тип води
C-7	24	5624-5635	-	-	-	-	-	-	-	1.17	-	-	-	241.24	56892,3	26160,02	6139,77	151719	-	-	-	329,4	231,18	27,09	29,93	48,73	-	-	ХК
C-5	51	5471-5528	проб овід бірн ик	2.08.2005	-	-	-	-	-	1.1415	-	-	-	210.65	62242.37	12024	4864	131202	230.38	-	-	85.4	-	-	5.92	96.48	-	-	ХК

3. ОБГРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВ І ПЛАН ПРОВЕДЕННЯ ПОШУКОВО-РОЗВІДУВАЛЬНИХ РОБІ

3.1 Прогнозування нафтогазоносності

При проведенні якісної оцінки нафтогазоносності об'єктів слід проаналізувати геологічні критерії, які визначають можливість формування і збереження покладів нафти і газу:

Приуроченість площі до крупного геоструктурного елементу, що є регіональною зоною нафтогазонакопичення. Валківська площа знаходиться в межах північного схилу Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) – провідного нафтогазоносного регіону України, де вже відкрито понад 60 родовищ. Коломацьке родовище, до якого належить досліджувана площа, є частиною цієї зони .

Площа розташована в межах Рябухинсько-Північно-Голубівського району, де відкриті родовища, Коломацьке, Новоукраїнське, Кисівське.

Наявність нафти і газу в свердловинах, а також різного роду бітумопроявів, із встановленням їх природи, просторового розміщення і геохімічних причин виявлених закономірностей. На території Коломацького ГКР отримано стабільні припливи газу та газоконденсату з низки свердловин. Найзначнішим є відкриття свердловиною №24 промислового покладу газу з горизонту С-5 (глибина 5455–5467 м) з дебітом 883 тис.м³/добу газу і 78,3 м³/добу конденсату. У свердловині №21, пробуреній на Коломацькому родовищі, хоча не отримано промислового припливу, однак зафіксовано газопрояви, що підтверджує нафтогазонасиченість розрізу [8].

Сприятливі умови осадконакопичення. У межах площі сформувалися відклади серпуховського та візейського ярусів нижнього карбону в умовах морського середовища, що сприяло формуванню товщ з ефективними колекторами – пісковиками та алевролітами .

Присутність в розрізі площі регіонально нафтогазоносних комплексів і горизонтів. Продуктивні горизонти родовища – С-4, С-5₁, С-

5₂, С-5₃, С-5₄, С-7 – приурочені до нижньокам'яновугільних відкладів. Аналогічна товща зафіксована в свердловині №21 на Коломацькому родовищі, що свідчить про потенційну продуктивність.

Наявність і характер локальних пасток, сприятливих для промислових скупчень нафти і газу. Коломацьке ГКР характеризується антиклінальними структурами субширотного простягання. Валківська структура, що розташована на південному фланзі, є локальним підняттям з ознаками тектонічного ускладнення – типовим елементом пасткоутворення в регіоні.

Наявність порід-колекторів. Колекторами є дрібнозернисті пісковики з пористістю 9,1–13,6 %, а також алевроліти з проникністю до 0,13 мкм². Такі показники дають підстави очікувати на ефективні пласти-резервуари на Валківській площі.

Наявність порід-покришок. Потужні глинисті товщі серпуховського ярусу та глинисто-карбонатні фації візюю виконують роль надійних покришок, що герметизують поклади, запобігаючи витоку вуглеводнів.

Існування в надрах сприятливих гідродинамічних умов. Нижньокам'яновугільні відклади характеризуються зоною дуже утрудненого водообміну, що сприяє утворенню герметичних резервуарів і тривалому збереженню вуглеводнів.

Гідрохімічні та інші показники. Водоносні горизонти насичені високомінералізованими розсолами хлоридно-кальцієвого типу з підвищеним вмістом мікрокомпонентів і розчинених газів. Це свідчить про високу ступінь ізоляції покладів і можливість формування стійких газоконденсатних систем.

Виходячи з вищенаведеного, Валківська площа розташована в межах високоперспективної території, на якій був проведений аналіз комплексу геологічних, гідрогеохімічних і структурних умов, сприятливих для формування промислових покладів вуглеводнів.

3.2 Кількісна оцінка ресурсів нафти і газу з використанням еом

Для підрахунку запасів ресурсів газу та нафти використовуємо найбільш поширений метод підрахунку — об'ємний. Перспективи нафтогазоносності на Валківській площі пов'язані з горизонтами: С-4, С-5₁, С-5₂, С-5₃, С-5₄, С-7, серпуховського ярусу нижнього карбону. Оскільки амплітуда тектонічного порушення є значною (до 80–90 м), і це порушення виконує роль екрану, тобто не є проникним, обидва блоки структури гідродинамічно і гідрогеологічно ізольовані один від одного [8].

За зазначеними комплексами в проєкті проведена оцінка перспективних ресурсів газу та газового конденсату категорії С₃ код класу 333. Оцінка ресурсів проводилась об'ємним методом за формулою: [5,9]

$$Q_g = F \cdot h \cdot K_n \cdot K_z \cdot f \cdot (P_0 \cdot \alpha_0 - P_k \cdot \alpha_k) \cdot \eta_g \quad [5,9]$$

де:

де Q_g - видобувні ресурси газу – м³;

F - площа газонасності, м²;

h - газонасичена товщина, м;

K_z - коефіцієнт газонасиченості, долі одиниць;

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

P_k - середній абсолютний тиск у покладі після видобутку промислових запасів газу і встановлення на гирлі свердловини абсолютного тиску 0,1 МПа [5].

α_0, α_k - поправки на відхилення вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта відповідно для тисків P_0 і P_k ;

K_n - коефіцієнт відкритої пористості газонасичених порід, долі одиниць;

P_0 - початковий пластовий тиск у покладі, МПа;

η_g - коефіцієнт газовилучення [5].

Поправка на температуру для приведення об'єму газу до стандартної температури обчислюється за формулою: [5,9]

$$f = \frac{T + t_{ст}}{T + t_{пл}}$$

де

f - поправка на температуру,

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

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

$t_{пл}$ - пластова температура, $^{\circ}\text{C}$ [5].

Поправка на відхилення вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта вводиться в залежності від складу, температури і тиску і обчислюється за формулою: [5,9]

$$a = \frac{1}{Z}$$

де Z - коефіцієнт надстисливості газу [5,9].

Згідно із встановленою методикою площа газоносності розраховується на основі структурної карти по зовнішньому контуру газоносності. Розрахунок перспективних ресурсів проводився з використанням WEB-ресурсу за адресою <https://petrolres.nung.edu.ua/> [5,9].

Викопіровки і результати розрахунків показані на рисунках 3.1-3.7, і в таблиці 3.1.

Ефективна газонасичена товщина перспективних продуктивних горизонтів визначалася по аналогії і кореляції за результатами інтерпретації комплексу промислово-геофізичних досліджень свердловин і результатів випробування на Коломацькому та близько розташованих Нинівському, Новоукраїнському родовищах ВВ [5,8].

Значення пластових тисків та температур розраховувалися для очікуваного інтервалу залягання кожного горизонту за даними отриманими у свердловинах вище зазначених родовищ і регіональних гідрогеологічних досліджень [5].

ВАЛКІВСЬКА ПЛОЩА
ВИКОПІРОВКА
з підрахункового плану
площі підрахунку С-5₁
 Масштаб 1:25 000
 склав: Сковрон М.В.
 2025

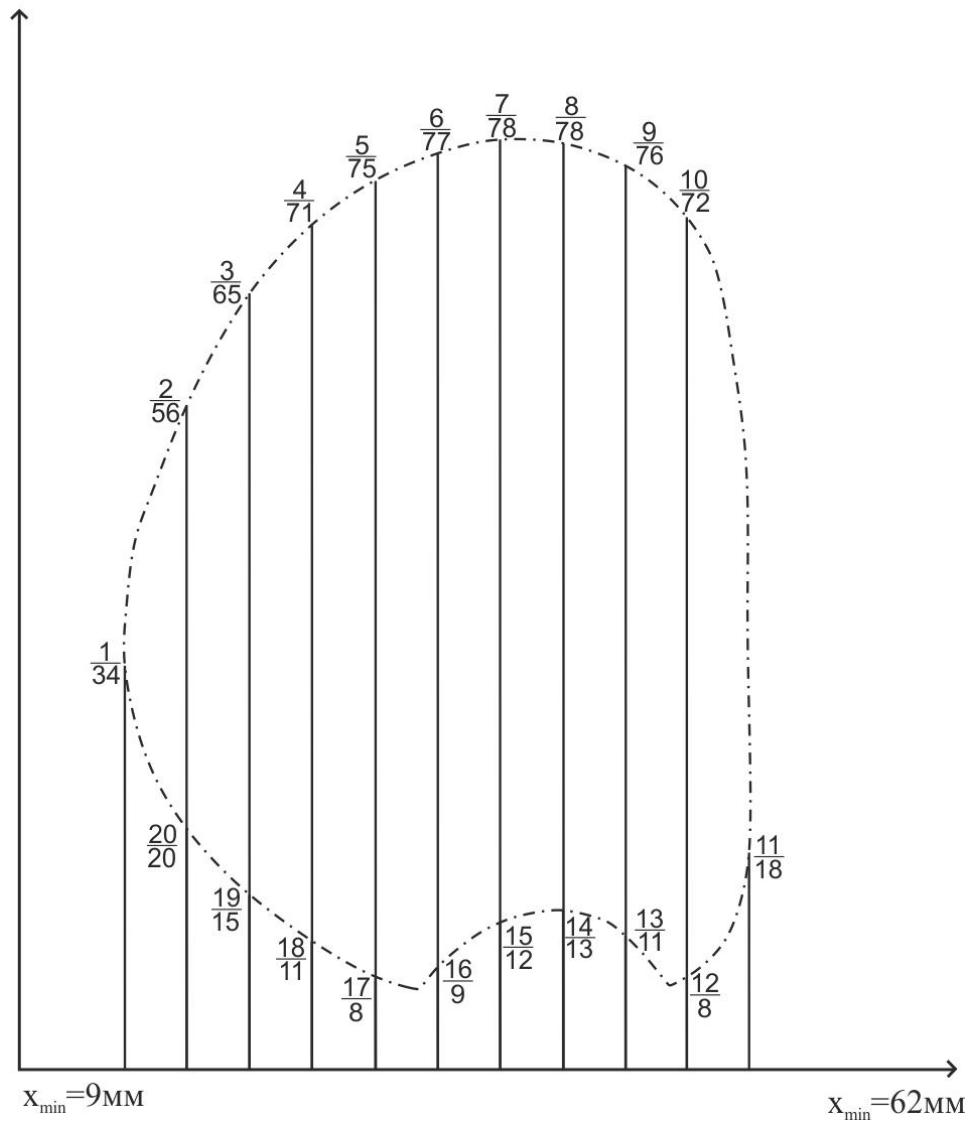


Рисунок 3.1 Викопіровка горизонту С-5₁

ВАЛКІВСЬКА ПЛОЩА
ВИКОПРОВКА
з підрахункового плану
площі підрахунку С-5₃
 Масштаб 1:25 000
 склав: Сковрон М.В.
 2025

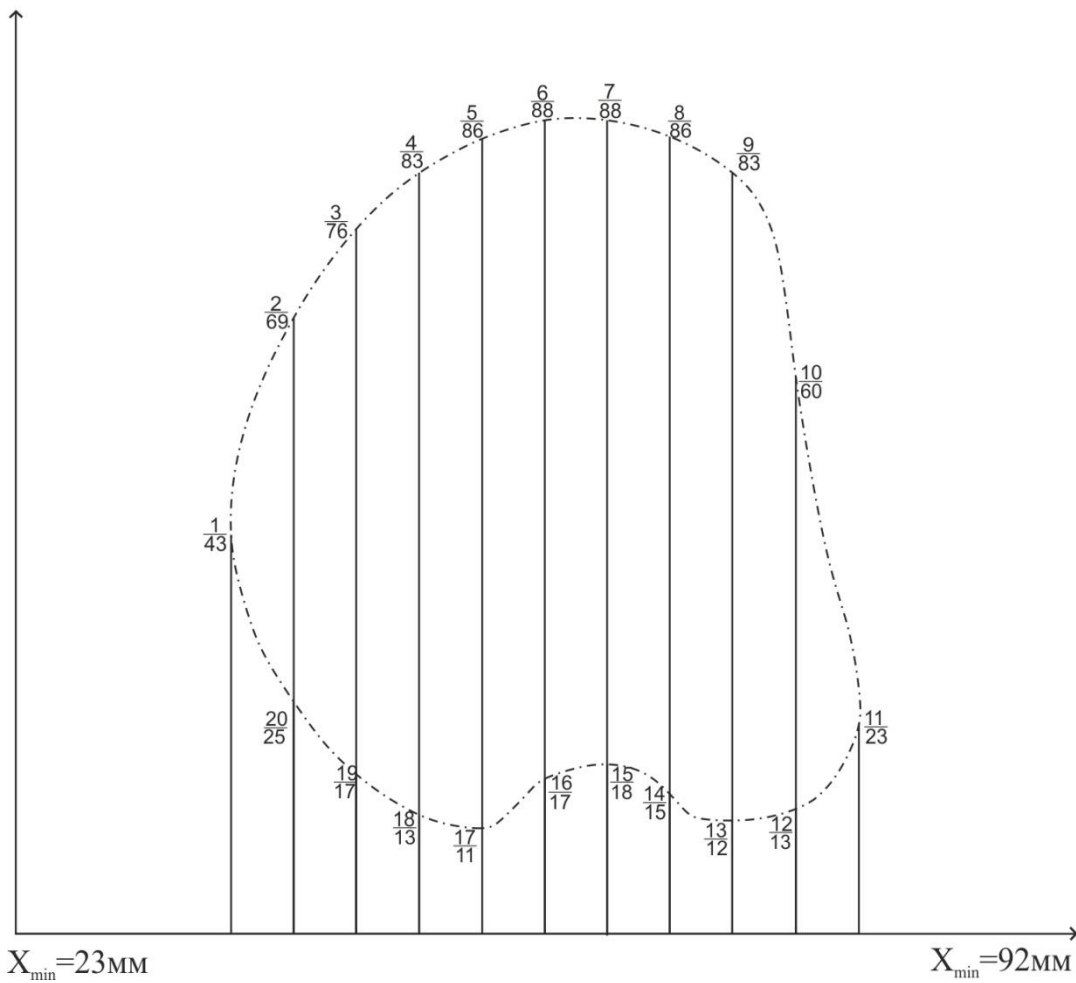



Рисунок 3.2 Викопіровка горизонту С-5₃

 [English](#)

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

Оцінка запасів / ресурсів нафти і газу

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

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

Виконавець:

Родовище / площа:

Поклад / горизонт / пласт:

Категорія запасів / ресурсів : А В А+В А+В+С₁ А+В+С₁+С₂ В+С₁ В+С₁+С₂
 С₁ С₂ С₁+С₂ С₁(зона дренажу)+С₂ С₃

Значення площі нафто(газо)носності відоме

Геометрія контуру нафто(газо)носності:

Масштаб 1: Абсциса лівої точки, мм:

Кількість точок контуру: Абсциса правої точки, мм:

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

Підрахункові параметри:

Ефективна газонасичена товщина, м: Коефіцієнт відкритої пористості:


Коефіцієнт газонасиченості: Пластовий тиск, МПа:

Пластова температура, °С: Коефіцієнт надтисливості газу:

Коефіцієнт вилучення газу:

Результати обчислень:
Площа газонасності - 1842 тис. м²
Початкові загальні перспективні ресурси газу категорії С₃ - 1820 млн. м³
Початкові добувні перспективні ресурси газу категорії С₃ - 1744 млн. м³

Рисунок 3.3 Підрахунок ресурсів запасу газу горизонту С-5₁

 [English](#)

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

Оцінка запасів / ресурсів нафти і газу

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

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

Виконавець:

Родовище / площа:

Поклад / горизонт / пласт:

Категорія запасів / ресурсів : А В А+В А+В+С₁ А+В+С₁+С₂ В+С₁ В+С₁+С₂
 С₁ С₂ С₁+С₂ С₁(зона дренажу)+С₂ С₃

Значення площі нафто(газо)носності відоме

Геометрія контуру нафто(газо)носності:

Масштаб 1: Абсциса лівої точки, мм:

Кількість точок контуру: Абсциса правої точки, мм:

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

Підрахункові параметри:

Ефективна газонасичена товщина, м: Коефіцієнт відкритої пористості:


Коефіцієнт газонасиченості: Пластовий тиск, МПа:

Пластова температура, °С: Коефіцієнт надстигловості газу:

Коефіцієнт вилучення газу:

Результати обчислень:
Площа газонасності - 2533 тис. м²
Початкові загальні перспективні ресурси газу категорії С₃ - 1978 млн. м³
Початкові добувні перспективні ресурси газу категорії С₃ - 1897 млн. м³

Рисунок 3.4 Підрахунок ресурсів запасу газу горизонту С-5₃

 **English**

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

Оцінка запасів / ресурсів нафти і газу

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

Запаси / ресурси нафти
 Запаси / ресурси вільного газу
 Запаси нафти і розчиненого газу

Площа нафто(газо)носності / пастки

Виконавець:

Родовище / площа:

Поклад / горизонт / пласт:

Категорія запасів / ресурсів :
 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

Вставте з буфера (Ctrl+V) або введіть значення площі, тис. м²:

Підрахункові параметри:

Ефективна газонасичена товщина, м:	<input type="text" value="30,4"/>	Коефіцієнт відкритої пористості:	<input type="text" value="0,112"/>
Коефіцієнт газонасиченості:	<input type="text" value="0,88"/>	Пластовий тиск, МПа:	<input type="text" value="59,9"/>
Пластова температура, °C:	<input type="text" value="300"/>	Коефіцієнт надстисливості газу:	<input type="text" value="1,09"/>
		Коефіцієнт вилучення газу:	<input type="text" value="0,675"/>


Результати обчислень:

Площа газонасності - 1821 тис. м²

Початкові загальні перспективні ресурси газу категорії C₃ - 1533 млн. м³

Початкові добувні перспективні ресурси газу категорії C₃ - 1041 млн. м³

Рисунок 3.5 Підрахунок ресурсів запасу газу горизонту C-5₂

 [English](#)

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

Оцінка запасів / ресурсів нафти і газу

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

Запаси / ресурси нафти Запаси / ресурси вільного газу Запаси нафти і розчиненого газу

Площа нафто(газо)носності / пастки

Виконавець:

Родовище / площа:

Поклад / горизонт / пласт:

Категорія запасів / ресурсів : А В А+В А+В+С₁ А+В+С₁+С₂ В+С₁ В+С₁+С₂ С₁ С₂ С₁+С₂ С₁(зона дренажу)+С₂ С₃

Значення площі нафто(газо)носності відоме

Вставте з буфера (Ctrl+V) або введіть значення площі, тис. м²:

Підрахункові параметри:

Ефективна газонасичена товщина, м: <input type="text" value="30,4"/>	Коефіцієнт відкритої пористості: <input type="text" value="0,105"/>
Коефіцієнт газонасиченості: <input type="text" value="0,86"/>	Пластовий тиск, МПа: <input type="text" value="60,8"/>
Пластова температура, °С: <input type="text" value="300"/>	Коефіцієнт надстисливості газу: <input type="text" value="1,09"/>
	Коефіцієнт вилучення газу: <input type="text" value="0,675"/>


Результати обчислень:

Площа газонасності - 909 тис. м²

Початкові загальні перспективні ресурси газу категорії С₃ - 712 млн. м³

Початкові добувні перспективні ресурси газу категорії С₃ - 483 млн. м³

Рисунок 3.6 Підрахунок ресурсів запасу газу горизонту С-5₄

 [English](#)

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

Оцінка запасів / ресурсів нафти і газу

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

Запаси / ресурси нафти Запаси / ресурси вільного газу Запаси нафти і розчиненого газу

Площа нафто(газо)носності / пастки

Виконавець:

Родовище / площа:

Поклад / горизонт / пласт:

Категорія запасів / ресурсів : А В А+В А+В+С₁ А+В+С₁+С₂ В+С₁ В+С₁+С₂

С₁ С₂ С₁+С₂ С₁(зона дренажу)+С₂ С₃

Значення площі нафто(газо)носності відоме

Вставте з буфера (Ctrl+V) або введіть значення площі, тис. м²:

Підрахункові параметри:

Ефективна газонасичена товщина, м: <input type="text" value="30,4"/>	Коефіцієнт відкритої пористості: <input type="text" value="0,102"/>
Коефіцієнт газонасиченості: <input type="text" value="0,84"/>	Пластовий тиск, МПа: <input type="text" value="57,6"/>
Пластова температура, °С: <input type="text" value="300"/>	Коефіцієнт надетисливості газу: <input type="text" value="1,09"/>
	Коефіцієнт вилучення газу: <input type="text" value="0,67"/>


Результати обчислень:

Площа газонасності - 1824 тис. м²

Початкові загальні перспективні ресурси газу категорії С₃ - 1284 млн. м³

Початкові добувні перспективні ресурси газу категорії С₃ - 872 млн. м³

Рисунок 3.6 Підрахунок ресурсів запасу газу горизонту С-4

 [English](#)

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

Оцінка запасів / ресурсів нафти і газу

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

Запаси / ресурси нафти Запаси / ресурси вільного газу Запаси нафти і розчиненого газу

Площа нафто(газо)носності / пастки

Виконавець:

Родовище / площа:

Поклад / горизонт / пласт:

Категорія запасів / ресурсів : 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

Вставте з буфера (Ctrl+V) або введіть значення площі, тис. м²:

Підрахункові параметри:

Ефективна газонасичена товщина, м: <input type="text" value="30,4"/>	Коефіцієнт відкритої пористості: <input type="text" value="0,115"/>
Коефіцієнт газонасиченості: <input type="text" value="0,84"/>	Пластовий тиск, МПа: <input type="text" value="61,5"/>
Пластова температура, °C: <input type="text" value="300"/>	Коефіцієнт надстисливості газу: <input type="text" value="1,09"/>
	Коефіцієнт вилучення газу: <input type="text" value="0,675"/>

Результати обчислень:

Площа газонасності - 327 тис. м²

Початкові загальні перспективні ресурси газу категорії C₃ - 272 млн. м³

Початкові добувні перспективні ресурси газу категорії C₃ - 185 млн. м³

Рисунок 3.7 Підрахунок ресурсів запасу газу горизонту C-7

У таблиці 3.1 наведено результати очікуваних перспективних ресурсів вуглеводнів по перспективних газоносних горизонтах для Валківської площі Коломацького ГКР.

Таблиця 3.1 – Підрахункові параметри, перспективні ресурси газу Валківської площі Коломацького ГКР.

Горизонт, блок	Площа газоносності, тис.м ²	Газонасичена товщина, м	Коефіцієнти			Пластовий тиск, МПа	Пластова температура, °С	Початкові загальні Перспективні ресурси газу,	Початкові видобувні перспективні ресурси газу, млн м ³
			Відкритої пористості	Газонасиченості	Надстигливості				
С-4	1824	30,4	0,102	0,84	1,09	57,6	300	1284	872
С-5 ₁	1842	30,4	0,125	0,93	1,09	59,6	300	1820	1744
С-5 ₂	1821	30,4	0,112	0,88	1,09	59,9	300	1533	1041
С-5 ₃	2533	30,4	0,103	0,88	1,09	60,4	300	1978	1897
С-5 ₄	909	30,4	0,105	0,86	1,09	60,8	300	712	483
С-7	327	30,4	0,113	0,84	1,09	61,5	300	272	185
Разом								7599	6222

Згідно проведених розрахунків на Валківській площі Коломацького ГКР перспективні ресурси газу категорії С₃ складають:[9]

- початкові загальні перспективні ресурси газу - 7599 млн м³;
- початкові видобувні перспективні ресурси газу – 6222 млн м³;

3.3 Мета і завдання проєктних робіт

Наведені вище дані про сприятливі структурно-тектонічні, літологічні, гідрогеологічні та геохімічні фактори, а також результати буріння та геофізичних досліджень, дозволяють високо оцінити перспективи нафтогазоносності Валківської площі.

Передбачається проведення пошуково-розвідувальних робіт на Валківській площі з метою вивчення і оцінки покладів вуглеводнів у нижньокам'яновугільних відкладах, зокрема в межах серпухівських горизонтів, які вже довели свою продуктивність у межах основної частини Коломацького ГКР (горизонти С-4, С-5₁, С-5₂, С-5₃, С-5₄, С-7).

Метою пошуково-розвідувальних робіт є вирішення наступних геологічних задач:

- Встановлення наявності покладів вуглеводнів у нижньокам'яновугільних відкладах, зокрема у горизонтах, які демонструють ознаки газонасиченості в сусідніх свердловинах Коломацького ГКР (наприклад, свердловини №24, №25, №21).
- Оцінка виявлених скупчень вуглеводнів, з визначенням їх промислової цінності та перспектив введення в дослідно-промислову розробку.
- Деталізація геологічної будови Валківської структури, зокрема вивчення характеру антиклінального підняття та його тектонічного ускладнення.
- Дослідження колекторських і екрануючих властивостей порід, у тому числі оцінка пісковиків і алевролітів як основних резервуарів, а також глинистих товщ як покришок.
- Оцінка умов нафтогазонакопичення, літолого-фаціальних особливостей, стратиграфічного положення та структурно-тектонічних чинників, що формують пастки.
- Вивчення гідрогеологічних умов та геохімічних особливостей нижньокам'яновугільних товщ, які представлені зонами утрудненого

водообміну і мінералізованими водами хлоридно-кальцієвого типу з високим вмістом мікрокомпонентів і розчинених вуглеводневих газів.

- Отримання фізичних параметрів порід-колекторів і флюїдів, які їх насичують, для проведення розрахунку запасів вуглеводнів та створення моделі пласта.

Враховуючи підтвержену продуктивність аналогічних горизонтів у центральній частині Коломацького ГКР та сприятливу геологічну ситуацію в межах Валківської площі, очікується виявлення нових промислових скупчень газу та конденсату.

3.4 Обґрунтування розташування проєктних свердловин та їхніх глибин

Виходячи зі структурно-тектонічних особливостей Валківської площі, підтверджених матеріалами структурного моделювання по горизонтах С-4, С-5₁, С-5₂, С-5₃, С-5₄ і С-7, а також з урахуванням наявності локальних пасток і блокової будови структури, проєктом передбачено раціональне закладання пошукових та розвідувальних свердловин. Мета — досягнення максимальної геологічної інформативності за мінімальної кількості буринь.

Основна увага зосереджується на продуктивних горизонтах серпуховського ярусу нижнього карбону — передусім С-4, С-5₁, С-5₂, С-5₃, С-5₄ і С-7, у межах яких, за аналогією з уже освоєними родовищами Коломацького газонафтоносного району, прогнозується наявність газоконденсатних покладів.

Для ефективного розкриття перспективних горизонтів і оптимізації обсягів робіт передбачається послідовне виконання двох етапів: пошукового та розвідувального. На першому етапі буриться незалежна пошукова свердловина в межах склепінної частини структури. У разі підтвердження нафтогазоносності об'єкта планується буріння серії залежних розвідувальних свердловин, спрямованих на деталізацію

геологічної будови, визначення конфігурації покладів, уточнення параметрів колекторів та характеристик флюїдів.

Такий підхід дозволяє з високою ефективністю вирішити поставлені геологорозвідувальні завдання, мінімізуючи витрати ресурсів і часу.

Пошукова свердловина 1 – першочергова, незалежна, розташовується в склепінній частині горизонту з метою виявлення газових покладів у верхньосерпухівських відкладах. Відповідно до поставлених геологічних завдань, для свердловини визначено проектну глибину на рівні 5750 м із передбаченням проходження повного комплексу відкладів – від четвертинних до кам'яновугільних, включаючи неогенові, палеогенові, крейдові та пермські товщі. Проектний горизонт – C_{1s1} .

У випадку отримання промислового припливу газу із свердловини 1, передбачається буріння трьох розвідувальних свердловин з метою уточнення геологічної будови, стратиграфії, колекторських характеристик порід, визначення їх параметрів та вивчення закономірностей їх розповсюдження, дослідження гідрогеологічних умов розрізу, хімічного складу вод, температури, розчинених у пластовій воді газів у межах Валківської структури.

Розвідувальна свердловина 2 закладається на північно-східному крилі структури на відстані 657 м на північний схід від свердловини 1. Свердловина буриться з метою уточнення положення ВНК, вивчення геологічної будови північного крила структури, вивчення закономірностей розповсюдження колекторів та зміни її параметрів. Проектна глибина свердловини 5600 м. Проектний горизонт – C_{1s2} .

Розвідувальна свердловина 3 закладається на відстані 543 м на південний захід від свердловини 1. Свердловина буриться з метою уточнення положення ВНК, вивчення геологічної будови північного крила структури, вивчення закономірностей розповсюдження колекторів та зміни її параметрів. Проектна глибина свердловини 5600 м. Проектний горизонт – C_{1s2} .

Розвідувальна свердловина 4 закладається на відстані 550 м на північний захід від свердловини 1. Свердловина буриться з метою уточнення положення ВНК, вивчення геологічної будови північного крила структури, вивчення закономірностей розповсюдження колекторів та зміни її параметрів. Проектна глибина свердловини 5600 м. Проектний горизонт – C_1S_2 .

3.5 Вибір типової свердловини і геологічні умови її буріння

За типову обираємо пошукову свердловину № 1. Свердловина пробурена в оптимальних умовах структури, тобто в її гіпсометрично найвищій точці, в склепні антиклінальної складки. Її глибина становить 5700м. В процесі буріння свердловини можуть мати місце ускладнення у вигляді поглинання промивної рідини, звужування стовбура свердловини, осипання нестійких порід, жолобоутворення, обвалів стінок свердловини та нафтопрояви. Розбурювання перспективних верхньосерпуховських відкладів може супроводжуватися крім вище вказаних ускладнень, нафтогазопроявами при перевищенні пластового тиску над гідростатичним. Для боротьби із нафтогазопроявами потрібно встановити на жолобній системі вакуумного дегазатора і фрезерно-струминної машини. Викидна лінія устатковується штуцерною батареєю та дегазаційною ємністю. На буровій слід мати запас бурового розчину і забезпечити необхідну кількість обважнювача (бариту).

Індекс	Глибина, м		Можливі ускладнення
	від	до	
KZ(Q+N+P)	0	100	Осипання стінок свердловини
K	100	962	Звужування стовбура свердловини
J	962	1564	Прихоплення, затування бурового інструменту, осипання порід
T ₂₋₃	1564	2019	Жолобоутворення, обвали стінок, поглинання бурового розчину
T _{1dr}	2019	2225	Осипання стінок, місцеві водо прояви, нестійкість глин
P ₁	2225	3045	Поглинання бурового розчину, зниження щільності, можливі каверни
C ₃	3045	3740	Звуження стовбура, можливе жолобоутворення
C _{2m}	3740	4335	Осипання нестійких порід, каверни, часткове поглинання
C _{2b}	4335	5129	Жолобоутворення, осипання стінок, зниження стійкості стовбура
C _{1s2(V-V1)}	5129	5341	Поглинання бурового розчину, ймовірні нафтогазопрояви
C _{1s2(VII)}	5341	5603	Осипання, гідроудари, підвищений пластовий тиск
C _{1s2(VIII)}	5603	5725	Поглинання бурового розчину, звуження стовбуру свердловини, осипи, утворення каверн, уступів.
C _{1s1}	5725	5750	Осипання стінок свердловини

3.6 Вибір об'єктів випробування та дослідження

Випробування свердловин виконується з метою вивчення нафтогазоносності геологічного розрізу порід, що розкриваються, уточнення моделі продуктивних покладів, вивчення основних газогідродинамічних характеристик колекторів, фізичних властивостей флюїдів, а також з метою оцінки промислового значення покладів газу і конденсату, для одержання необхідних даних для підрахунку запасів вуглеводнів.

З метою достовірного визначення ступеня насиченості колекторів флюїдами та оцінки їх продуктивного потенціалу, процес розкриття та подальшого випробування пластів передбачається здійснювати із застосуванням бурового розчину спеціального складу. Такий розчин має мінімізувати вплив на пористо-проникні властивості колекторських порід, запобігаючи як можливості прориву пластового флюїду на поверхню, так і проникненню фільтрату бурової рідини в пласт. Це дозволяє зберегти природний стан присвердловинної зони та отримати більш точні результати випробувань.

Перспективи нафтогазоносності на Валківській площі пов'язані із відкладами нижнього відділу кам'яновугільної системи, а саме - із серпухівського ярусу. З метою вивчення їхніх колекторських властивостей проєктується випробування їх в експлуатаційній колоні.

Розкриття продуктивних пластів слід здійснювати з дотриманням вимог щодо запобігання нафтогазопроявам і неконтрольованому фонтануванню. Згідно з вимогами ЄТП, тиск, який створюється промивальною рідиною, має перевищувати пластовий на 4–7 %.

Випробування свердловин є невід'ємною складовою пошуково-розвідувального процесу і виконується з метою визначення нафтогазоносності розкритих відкладів, уточнення параметрів покладів, зокрема продуктивності колекторів, фізико-хімічних властивостей пластових флюїдів, а також для оцінки промислової значущості газоконденсатних утворень Валківської площі.

Основними об'єктами випробування визначено продуктивні горизонти серпуховського ярусу нижнього карбону, а саме пласти С-4, С-5₁, С-5₂, С-5₃, С-5₄ і С-7. Вибір цих горизонтів обґрунтовано результатами структурних побудов, аналізом геофізичних та геохімічних даних, а також аналогією з Коломацьким ГКР, де ці пласти підтвердили свою продуктивність. У межах проектної свердловини №1 передбачається випробування 6 об'єктів в експлуатаційній колоні.

Для забезпечення надійності отриманих даних, усі роботи виконуватимуться за загальноприйнятою послідовністю — «знизу догори», починаючи з найглибшого інтервалу. Розкриття пластів у колоні буде проводитися перфоратором типу ПКО-89, з кількістю отворів не менше 18 на 1 погонний метр. Перед перфорацією свердловина повинна бути заповнена промивальною рідиною, параметри якої відповідають розкритим породам і не погіршують колекторські властивості.

Обов'язковою умовою є заповнення присвердловинної зони нейтральною тампонажною рідиною. З цією метою передбачено застосування стабілізованих сумішей на основі ПАР (ОПД, дисолвану, сульфанола тощо). Перед початком перфорації на гирлі свердловини монтується фонтанна арматура, що опресовується на тиск, який перевищує розрахований пластовий на 10%, але не вище допустимого для експлуатаційної колоні.

Виклик припливу передбачено здійснювати методом розвантаження свердловини – через заміну промивної рідини пластовою водою або її часткове відкачування за допомогою компресора. У разі отримання припливу флюїду проводиться повний комплекс досліджень продуктивного інтервалу — визначення дебіту, замір пластового тиску та температури, а також відбір репрезентативних проб на фізико-хімічний аналіз.

Якщо під час випробування об'єкт не проявить себе, але за матеріалами ГДС або каротажу має ознаки перспективності, передбачено застосування методів інтенсифікації. Зокрема, можлива обробка зони пласта

кислотами, розчинниками або закачуванням стимулюючих рідин. Метод інтенсифікації підбирається індивідуально, враховуючи літологічні особливості пласта, його фільтраційні характеристики та технічний стан свердловини.

Для переходу до наступного об'єкта встановлюється цементний міст, який обов'язково перевіряється на герметичність. Схема дослідження кожного з об'єктів оформлюється у вигляді індивідуального технічного плану та завершується складанням акта за результатами випробувань. Результати випробувань наведені в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Випробовування продуктивних пластів в експлуатаційній колоні

№ п/п	Інтервали об'єктів випробування	Горизонт	Спосіб розкриття, к-сть отворів на 1 п.м.	Густина промивної рідини, кг/м ³	Спосіб виклику припливу	Спосіб інтенсифікації припливу
1	5624,4-5627,6	С _{1S2}	ПКО-89, 18	1230	пониження рівня шляхом заміни бурового розчину на воду, аеризація	збільшення кількості перфорацій-них отворів на 1 п.м.
2	5558,8-5562,4					
3	5502-5530					
4	5474,4-5484,4					
5	5455,2-5466,8					
6	5365,2-5370,8					

3.7 Вибір комплексу геофізичних досліджень в свердловині

Для успішного вирішення задач, які ставляться перед свердловинами, які проєктуються, та для найбільш повного вивчення розкритих ними пластів щодо нафтогазоносності, обирається найбільш оптимальний комплекс геологічних та геофізичних досліджень, який описаний в літературних джерелах.

Відбір керн і шламу.

З метою отримання максимально повної інформації щодо літологічного складу, пористо-проникних властивостей колекторів, гідрогеологічних умов і нафтогазоносності розкритих відкладів, в межах Валківської площі передбачається здійснення системного відбору керн і шламу із продуктивних і перспективних інтервалів розрізу.

У межах пошуково-розвідувального буріння типової свердловини №1 передбачається відбір керн у перспективній частині розрізу – горизонтах серпуховського ярусу нижнього карбону (С-4, С-5₁, С-5₂, С-5₃, С-5₄ і С-7), у загальному обсязі не менше 10 % від проєктної глибини буріння. У розвідувальних свердловинах обсяг кернового відбору становитиме не менше 6–8 % від глибини з обов'язковим забезпеченням винесення не менше 60 % від проходки колонковим долотом.

Конкретні інтервали кернування, визначені на основі структурних карт і геолого-геофізичних досліджень, наведені в геолого-технічному наряді (Графічний додаток 4) Відбір керн планується в інтервалах найбільш ймовірного залягання колекторських товщ, для отримання зразків, придатних для лабораторного визначення відкритої пористості, газопроникності, карбонатності, а також літологічної класифікації.

Відбір шламу буде здійснюватися на всьому інтервалі буріння з регулярністю: через кожні 10 м по стовбуру, через кожні 5 м у продуктивних товщах, та через 2–3 м у зонах із ознаками нафтогазопроявів. Зразки маркуються та фіксуються для подальшого лабораторного аналізу, що дозволяє уточнити стратиграфію, літологію та

тип насичення пластів. Крім того, у зонах складного літологічного складу планується відбір зразків за допомогою бокових свердловинних пробовідбірників із частотою не менше 2 зразків на кожен метр продуктивної товщі.

З досвіду проведення аналогічних досліджень на Коломацькому родовищі, де із двох свердловин було відібрано 66,2 м керну (винесення склало 35,8 м, або 17 % від загальної товщини продуктивних горизонтів), очікується аналогічна якість відбору і на Валківській площі [8]. У разі розшарування або тріщинуватості пісковиків можливі втрати керна матеріалу – ці аспекти враховано при плануванні кількості проходки під кернами.

Відбір проб газу і конденсату

У межах геологорозвідувальних робіт на Валківській площі передбачається проведення детального вивчення газового та конденсатного потенціалу серпуховських горизонтів (С-4, С-5₁, С-5₂, С-5₃, С-5₄, С-7). З цією метою здійснюється відбір проб вуглеводнів на різних етапах буріння та випробувань свердловини.

Проби газу та газоконденсату слід відбирати:

1. У процесі буріння, при фіксації нафтогазопроявів — на попередній аналіз, проби беруться з циркулюючої промивної рідини.
2. Під час випробування продуктивних інтервалів у відкритому стовбурі або після перфорації — для лабораторного дослідження.
3. У процесі стаціонарного випробування в експлуатаційній колоні — для визначення компонентного складу та фізико-хімічних властивостей пластового газу й конденсату.

Відібрані проби газу та конденсату дозволяють оцінити:

- Для газу: молекулярний та компонентний склад (вміст CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , C_4H_{10} , C_5^+ , CO_2 , N_2 , H_2S), теплоту згоряння, щільність, потенційну корозійну активність (вміст CO_2), а також наявність шкідливих домішок.

- **Для конденсату:** фракційний склад, густину, температуру кінця кипіння, вміст бензинових фракцій, молекулярну масу. Особливу увагу приділяється вмісту фракцій C_5^+ у видобувному газі, що характеризує економічну доцільність промислової розробки.

Випробування продуктивних інтервалів на Валківській площі передбачається проводити за допомогою сучасного промислового сепаратора з фіксацією параметрів на усті (тиску, температури) та використанням пробовідбірних зондів. Проба газоконденсатної суміші направляється на малу термостатовану сепараційну установку (МТСУ), де розділяється на газ і конденсат. Далі проводиться облік об'ємів та хроматографічний аналіз газової фази й конденсату.

Контроль за режимом відбору та стабільністю сепарації є важливою умовою достовірності результатів. У разі пульсаційного режиму роботи свердловини можливі викривлення результатів, зокрема щодо питомого виходу стабільного конденсату.

У разі надто малого винесення рідини на поверхню, проводиться уточнення конденсатного фактора шляхом повторних випробувань або за результатами лабораторної дегазації проб сирого конденсату.

Результати газоконденсатних досліджень є підставою для:

- визначення типу пласта (газовий чи газоконденсатний);
- обґрунтування методів розробки;
- оцінки економічної доцільності видобутку;
- розрахунку запасів і прогнозу продуктивності свердловин.

Усі операції з відбору проб повинні виконуватись під контролем геологічної та технологічної служб із дотриманням діючих інструкцій, нормативів та стандартів. Зібрані проби, поряд із керном та шламом, направляються на комплексне лабораторне дослідження, результати якого доповнюють геофізичну інформацію та є підставою для уточнення моделі газонасичення розрізу на Валківській площі.

Геофізичні дослідження в свердловинах

Для вивчення розрізу промислово-геофізичними методами у свердловині № 1 проєктується регламентований комплекс ГДС, передбачений діючими нормативами.

Вивчення розрізу свердловини проводилось комплексом геофізичних досліджень у масштабі глибин 1:500 та 1:200.

У масштабі 1:500 проводилися: стандартний каротаж, ПС, профілеметрия, кавернометрія, ГК, НГК (ННК), термометрія, газовий каротаж, ВЦК, АКЦ, інклінометрія.

У масштабі 1:200 проводилися: БКЗ, ПС, БК, кавернометрія, ГК, НГК (ННК), боковий мікрокаротаж, мікрокаротаж, акустичний каротаж, індукційний каротаж, ІННК, термозаміри у газовому середовищі [8].

Для контролю технічного стану стовбура свердловин і обсадних колон, а також результатів випробування:

- інклінометрія;
- кавернометрія і профілеметрия;
- контроль якості цементування [8].

Стандартний каротаж проєктується виконувати в свердловині апаратурою ЕК – АГАТ, АБКТ, КСП-1, КСП-2 градієнт-зондом А2,0М0,5 N і потенціал зондами (в залежності від типу апаратури) N6 М0,5 А; N8 М0,5 А; N11 М0,5 А у масштабі 2,5 Омм/см, ПС- 12,5 мВ/см. По кривих стандартного каротажу проводиться розділення та кореляція розрізів по площі, груба оцінка колектору, уточнюються стратиграфічні границі і місце розташування тектонічних порушень. [8].

Бокове каротажне зондування проводиться зондами А0,4М0,1N; А1,0М0,1N; А2,0М0,5N; N0,5 М2,0А; А4,0М0,5N; N0,5 М4,0А; А8,0М1,0N. Масштаб запису ρ_z залежить від ПЕО порід та промивної рідини і коливається від 0,5 до 2,5 Омм/см. Метод БКЗ використовується для визначення питомого електричного опору (ПЕО) досліджуваних пластів потужністю більше 4 м, промивної рідини і параметрів зони проникнення, а

в комплексі з іншими геофізичними методами - для виділення колекторів [8].

Боковий каротаж. Діаграми бокового каротажу записуються апаратурою ТБК, АБКТ, ЕК-АГАТ в логарифмічному масштабі запису (з декадою 6,25 см) та лінійному (масштаб запису залежить від ПЕО порід). Діаграми БК в комплексі з іншими методами використовуються для літологічного розчленування розрізів свердловин, уточнення границь пластів і визначення ПЕО гірських порід [8].

Індукційний каротаж використовується для уточнення питомого електричного опору низькоомних пластів. Проводиться апаратурою АІК – 3, АІК-5 в масштабі 20 – 50 мСм/см. За даними БКЗ, БК, ІК і кавернометрії визначається питомі електричні опори: промивних рідин, пластів-колекторів, зон проникнення фільтрату промивної рідини [8].

Кавернометрія і профілеметрія проводяться в масштабі діаметрів 1:5, 1:2 для: контролю технічного стану стінки свердловин в процесі буріння; кількісної інтерпретації методів ГДС (БКЗ, МБК, МК, НГК та ін.); виділення колекторів та уточнення їх ефективної потужності; розрахунку об'єму затрубного простору при цементуванні обсадних колон [8].

Мікрокаротаж зареєстровується зондами А0,025М0,025N і А0,05М у масштабі 0,25 - 1,0 Ом/см. Запис проводиться апаратурою МДО – 2, МДО – 3М, МК – АГАТ. Запис виконується у перспективних інтервалах розрізу з метою виділення колекторів, по наявності так званих “додатних” приростів на мікропотенціал зонді, та виділення ефективної потужності [8].

Боковий мікрокаротаж проводиться апаратурою КМБК, МБКД, МК АГАТ. Масштаб запису по опору вибирається в залежності від питомого електричного опору (ПЕО) порід та промивної рідини. Запис проводиться в логарифмічному масштабі запису (з декадою 6,25 см) та лінійному (масштаб запису залежить від ПЕО порід). Криві МБК використовуються для уточнення границь і потужності пластів, виділення прошарків малої потужності з низькою пористістю. Швидкість реєстрації кривих бокового

мікрокаротажу і мікрокаротажу не перевищувала 1000 м/год. Як правило, реєстрація МБК проводиться одночасно із мікрокавернометрією, згідно якої виділяються наявність і діаметр глинистої кірки [8].

Гамма-каротаж, нейтронний гамма-каротаж і нейтрон-нейтронний каротаж по теплових нейтронах (ГК, НГК, ННК-Т) виконуються апаратурою 84 ДРСТ-1, РКД і СРК. Масштаб інтенсивностей вибирається 1 – 2 мкР/год на 1 см для ГК і 0,1 - 0,4 ум.од. на 1 см для НГК (ННК-Т). Швидкість реєстрації діаграм вибирається з розрахунку $v\tau = 1200$ м/год. Замір НГК проводиться апаратурою ДРСТ – 1: зондом 60 см із використанням полоній–берилієвих (Po+Be) джерел потужністю 0,4–1,0 ·10⁷ н/с при постійній часу інтегруючої комірки 1 – 3 с [8].

Акустичний каротаж (АК) проводиться апаратурою СПАК-2М, СПАК-6, АК-АГАТ. Апаратура забезпечує одночасну реєстрацію часу пробігу (Т1 і Т2) і амплітуд (А1 і А2) поздовжніх хвиль, інтервального часу (масштаб запису 20 мкс/см) і логарифму відношення амплітуд $A1/A2 = \tau$. Дані методу АК використовуються для літологічного розчленування розрізу і визначення коефіцієнту пористості. Комплекс методів ГК, НГК, ННК-Т і АК є основними, на сьогодні, при літологічному розчленуванні розкритого бурінням розрізу та при визначенні коефіцієнтів пористості і оцінці ефективної потужності порід-колекторів [8].

При імпульсному нейтрон-нейтронному каротажі (ІННК) швидкості рахунку теплових нейтронів записані при затримках від 450 до 1800 мкс та часового вікна 150 мкс. Крім того, зареєстровані криві інтегрального рахунку. Швидкість реєстрації кривих не перевищувала 200 м/год при $\tau = 6$ сек. Дані ІННК використовуються для вирішення різних задач при комплексній інтерпретації геофізичних матеріалів [8].

Термометрія проводиться апаратурою ТЕГ – 2, Т – 5, ТР - 7 з метою: а) вимірів термоградієнтів для визначення геотермічного градієнту і геотермічної ступені родовища (свердловина 1) та приведення ПЕО пластових вод, визначених в лабораторних умовах, до пластових умов; б)

вимірів температури промивної рідини у свердловині в процесі буріння з метою визначення температурного режиму роботи бурового інструменту та геофізичних приладів; в) виділення газовіддаючих інтервалів в працюючих свердловинах; г) визначення висоти підняття цементу за колоною (ВЦК). Масштаб запису температур 0,25-0,50°C на 1 см [8].

Інклінометрія виконується апаратурою КИТ з метою визначення координат стовбура свердловини в тримірному просторі. Дані інклінометрії обробляються на ЕОМ “ЄС-1020” по програмі LIMB; на ЕОМ СМ-1420; ПЕОМ по програмі INKL та по програмі “ОПШУМ”. Результати обробки використовуються для структурних побудов [8].

Газовий каротаж проводиться газокаротажними станціями типу АГКС – 65. Він дозволяє встановити, при певних умовах, наявність або відсутність в досліджуваному інтервалі вуглеводневих покладів [8].

Акустична цементометрія записується апаратурою АКЦ – 1, АКЦ – 4, СПАК-6, АК-АГАТ, яка дозволяє одночасно реєструвати параметри Ак, Ап і 85 Тп для оцінки якості зчеплення цементного каменю з колоною, а в окремих випадках, з породою [8].

Лабораторні дослідження.

З метою обґрунтованої геолого-петрофізичної інтерпретації результатів буріння і геофізичних досліджень, а також для характеристики відкритих продуктивних горизонтів, у межах Валківської площі запроєктовано комплекс лабораторних досліджень кернавого матеріалу, шламу, зразків гірських порід (відібраних боковими пробовідбірниками) та пластових флюїдів.

Проєктний обсяг досліджень обрано з урахуванням літологічної будови та складності продуктивних відкладів серпуховського ярусу, які є головним об’єктом пошуково-розвідувального буріння в межах площі. Зокрема, передбачено вивчення пісковиків, алевритів та прошарків аргілітів, що формують продуктивні горизонти С-4, С-5₁, С-5₂, С-5₃, С-5₄ і С-7.

Лабораторні дослідження запроєктовано з урахуванням таких цілей:

- визначення літологічного складу, текстурних і мінералогічних особливостей колекторів;
- вивчення гранулометричного складу та характеру цементації порід;
- дослідження пористості, проникності, гідрофобності та ступеня насичення пластів;
- проведення палеонтологічної та мікропалеонтологічної діагностики розрізу;
- вивчення фізико-хімічних властивостей газу і конденсату;
- оцінка складу та ступеня мінералізації пластових вод;
- встановлення гама-активності кернавого матеріалу;
- оцінка можливого супутнього корисного використання компонентів (бром, йод, бор та ін.).

Відбір керну здійснюється у продуктивних піщаних пластах з проєктним виносом не менше 60% від проходки. З кожного метра відібраного керну передбачено проведення 2–3 лабораторних аналізів для надійного оцінювання його фільтраційно-ємнісних властивостей.

Також до комплексу включено зразки шламу та порід, відібраних боковими ґрунтоносами, а також флюїди, отримані в процесі випробування пластів у відкритому стовбурі та в експлуатаційній колоні. Окрему увагу приділено відібраному газу, який підлягає компонентному аналізу в стандартних і пластових умовах, а також пробам стабільного конденсату.

Згідно з методикою, дослідження керну, шламу та флюїдів здійснюється у спеціалізованих лабораторіях з відповідною ліцензією та вимірвальними потужностями. Отримані результати використовуються для порівняння з даними геофізичних методів і уточнення параметрів для підрахунку запасів газу та конденсату на Валківській площі. Проєктований обсяг лабораторних досліджень наведено в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Запроектований комплекс лабораторних досліджень у свердловині №1 Валківської площі

№	Вид лабораторного аналізу	Кількість проб
1	Мікропалеонтологічне дослідження керну та шламу	25
2	Літолого-петрографічне дослідження	25
3	Визначення фільтраційно-ємнісних властивостей порід	60
4	Гранулометричний аналіз	20
5	Хімічний аналіз пластової води	10
6	Вивчення нафтоводонасиченості колекторів	30
7	Аналіз газу (пластовий, сепараційний)	5
8	Аналіз стабільного конденсату (поверхневі умови)	10
9	Аналіз конденсату в пластових умовах	10
10	Люмінісцентно-бітумінологічні дослідження	10
11	Радіометричне визначення гама-активності керну	10

3.8 Заходи з охорони надр

У рамках проектування пошуково-розвідувальних робіт на Валківській площі Коломацького газоконденсатного району особлива увага приділяється заходам із охорони надр, які відповідають чинним екологічним та технічним нормативам і спрямовані на збереження природного середовища, раціональне використання ресурсів та безпечну розробку перспективних горизонтів.

Основними завданнями є:

Проектом передбачається використання бурових розчинів, які не погіршують колекторські властивості порід і не викликають набухання глинистих компонентів. У перспективних інтервалах серпуховського ярусу (горизонти С-4, С-5₁, С-5₂, С-5₃, С-5₄ і С-7) розкриття пластів здійснюватиметься з дотриманням рекомендованого градієнту протитиску, який перевищує пластовий на 4–7 %, що запобігає передчасному прориву флюїдів у стовбур свердловини. Усі технологічні параметри підбираються з урахуванням результатів геолого-геофізичних досліджень та карт глибин до покрівлі об'єктів.

Система запобігання ускладненням включає використання сучасного противикидного обладнання, буріння з урахуванням депресійного режиму, регулярне спостереження за параметрами бурового розчину, а також моніторинг газового режиму (газокаротаж) під час проходження інтервалів із підвищеним ризиком газо- або нафтопроявів.

Після закінчення буріння кожного інтервалу проводиться цементування колон відповідно до встановленого проектом режиму, із повною герметизацією обсадних труб та ізолюванням розкритих горизонтів. Якість цементування перевіряється акустичною цементометрією (АКЦ). Для цього використовується обладнання типу АКЦ-4, що забезпечує контроль зчеплення цементного каменю з колоною. Конструкції обсадних колон розраховані з урахуванням гідродинамічних умов району та передбачають багатоетапне встановлення бар'єрів між пластами.

Передбачено дотримання технологічних режимів, які мінімізують втрати пластового тиску та запобігають надмірному винесенню супутньо-пластових вод. Для цього експлуатаційний режим підтримується у межах оптимальної депресії (не більше 10–15 % від пластового тиску), а швидкість потоку на вибої контролюється приладами КІВ-2М-146. Перед запуском свердловин до експлуатації виконуються геофізичні контрольні дослідження (каротаж-випробування-каротаж), що дозволяють уточнити інтервали перфорації, стан цементації, гідравлічну герметичність і прогнозований режим роботи.

Крім того, система регулярного зовнішнього огляду і технічного контролю стану фонтанної арматури, шлейфів, ємностей, запірної арматури та інших елементів передбачає профілактику корозії, гідратації та можливих техногенних ризиків у процесі буріння та подальшої експлуатації свердловин.

4. ГЕОЛОГО-ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА ПРОЄКТНИХ РОБІТ

У результаті проведення на Валківській площі пошуково-розвідувальних робіт підраховані ресурси газу категорії С₃ становитимуть: загальні – 7599 млн м³, видобувні – 6222 млн м³ Основні геолого-економічні показники проектних робіт наведені в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 Основні геолого-економічні показники проектних робіт

№ з/п	Назва показника	Одиниця виміру	Значення показника
1	Кількість проектних свердловин	шт.	4
2	Проектна глибина типової свердловини	м	5750
3	Сумарний метраж буріння	м	28276
4	Затрати на підготовку структурної ділянки до буріння	тис. грн.	50000
5	Вартість будівництва проектної глибини типової свердловини	тис. грн.	287500
6	Вартість 1 м буріння	грн.	50000
7	Витрати на пошуково-розвідувальне буріння	тис. грн.	1140000
8	Загальні витрати на пошуково-розвідувальні роботи	тис. грн.	1140050
9	Очікувані видобуті ресурси категорії С ₃	млн. т	6222
10	Коефіцієнт переведення ресурсів категорії С ₃ в С ₁		0.42

11	Очікувані видобувні розвідані запаси категорії С ₁	тис. т	2613
12	Приріст запасів на 1 свердловину	грн./т	1306.5
13	Витрати на підготовку 1 т запасів	грн./т	436299
14	Приріст запасів на 1 м проходки	т/м	0.09

На основі геолого-економічної оцінки запроєктованих робіт на Валківській площі встановлено, що виконання пошуково-розвідувального буріння є економічно доцільним. Результати оцінки свідчать про високу ефективність заходів, що підтверджується низькою питомою вартістю прирощення ресурсів вуглеводнів та значними приростами очікуваних запасів на одну свердловину та в перерахунку на один метр проходки.

ВИСНОВОК

В бакалаврській роботі складено геологічну модель газоперспективного об'єкта Валківської площі та виконано проектування на ній пошуково-розвідувальних робіт.

Валківська структура в адміністративному положенні знаходиться на території Валківського району Хакрівської області.

У регіональному тектонічному відношенні Валківська площа приурочена до південно-східної частини Богодухівського виступу та північно-західного схилу Валківського затокоподібного прогину. Досліджувана структура по серпуховських відкладах є брахіантиклінальною складкою південно-східного простягання, яка має глибину залягання підосви 5050 м. Розмір структури 10x6 км.

В геологічній будові очікуються відклади кайнозою, крейди, юри, тріасу, пермі та карбону.

Площа розташована неподалік Коломацького ГКР, що вважається родовищем-аналогом. Найбільші перспективи пов'язані з колекторськими товщами серпуховського ярусу нижнього карбону, де виділено кілька пластів – С-4, С-5₁, С-5₂, С-5₃, С-5₄ і С-7. В цих пластах прогнозується газові поклади.

У роботі проведена якісна оцінка перспектив нафтогазоносності площі. Всі структурно-тектонічні, літолого-фаціальні, термобаричні, геохімічні та гідрогеологічні передумови є сприятливими для формування та збереження покладів вуглеводнів на Валківській площі.

Доцільність проведення пошуково-розвідувального буріння обґрунтовується ступенем сейсмозвідувальної підготовленості структури, наявністю герметичних покришок і сприятливою структурною пасткою, підтвердженою геологічними і геофізичними даними. Серпуховські відклади, які є продуктивними на родовищах-аналогах, мають добрі емнісно-фільтраційні властивості, наявність флюїдоупорів та геохімічну зональність, типову для газових покладів.

Оцінка перспективних ресурсів виконувалась об'ємним методом. Внаслідок проведеної оцінки перспективні ресурси категорії С3 Валківської площі становлять:

початкові загальні – 7599 млн м³;

початкові видобувні – 6222 млн м³.

Розрахунки перспективних ресурсів проводились за допомогою комп'ютерної програми <https://petrolres.nung.edu.ua>.

У роботі подано методику виконання пошуково-розвідувальних робіт на досліджуваній площі. Проектом передбачено буріння типової пошукової свердловини глибиною 5750 м та 3 розвідувальних свердловин повним загальним метражем 28276 м, проведено комплекс геофізичних, гідродинамічних, лабораторних та екологічних досліджень з метою комплексного вивчення продуктивних горизонтів.

Проведена геолого-економічна оцінка проектних робіт на Валківській структурі дозволяє зробити висновок про доцільність проведення тут пошуково-розвідувальних.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Атлас родовищ нафти і газу України : в 6 т. Т. 4 : Західний нафтогазоносний регіон. – Львів : УНГА, 1998. – 327 с.
2. Інструкція із застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу. - Київ: ДКЗ України, 1998 — 45 с.
3. Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр, затверджена постановою Кабінету Міністрів України 5.05. 1997 р. за № 432.
4. Лозинський, О. Є., Дубей Н.В. Пошук та розвідка нафтових і газових родовищ : Лаб. практикум. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2021. – 92 с.
5. Маєвський Б.Й., Лозинський О.Є., Гладун В.В., Чепіль П.М. Прогнозування, пошуки та розвідка нафтових і газових родовищ. Підручник.—Київ: Наукова думка, 2004 – 446 с.
6. Михайлів І.Р., Лозинський О.Є. Дипломування здобувача ступеня бакалавра. Методичні поради. – Мережеве електронне навчальне видання. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2021. – 33 с.
7. Нафтогазопромислова геологія: підручник / О. О. Орлов, М. І. Євдошук, В. Г. Омельченко [et al.]. – К. : Наук. думка, 2005. – 432 с.
8. Фондові геолого-геофізичні та промислові матеріали УкрНДІ АТ «Укргазвидобування».
9. Комп'ютерна програма Petrolres. <https://petrolres.nung.edu.ua/>.