

Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна
Факультет геології, географії, рекреації і туризму
Кафедра фундаментальної та прикладної геології

До захисту перед ЕК допущено
В.о. зав. кафедри _____ доц. Сухов В.В.
«_____» _____ 2025 року

ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА БОРИСЛАВСЬКОГО
НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

Виконав:

студент 4 курсу, група ГН-41,
спеціальність 103 Науки про Землю,
освітньо-професійна програма
«Геологія нафти і газу»

Пономаренко Іван Олександрович

Керівник:

к. геол.-мін. н., доц.

Горайнов Сергій Володимирович

*Кваліфікаційна робота захищена
з оцінкою «_____»*

_____ *Голова ЕК Безрук К.О.*

_____ *Секретар ЕК Тищенко І.І.*

«_____» _____ 2025 року

Харків – 2025

Зміст

ВСТУП	3
1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОДОВИЩЕ	4
2. ІСТОРІЯ ДОСЛІДЖЕНЬ	6
3. ЗАДАЧІ ТА МЕТОДИКИ	8
4. СТРАТИГРАФІЯ	10
3.1 Мезозойська ератема (MZ).....	10
3.1.1 Крейдова система (K).....	10
3.2 Кайнозойська ератема (KZ).....	10
5. ТЕКТОНІКА	14
4.1 Четвертинний поверх.....	15
4.2 Альпійський складчастий фундамент.....	15
6. ГЕОМОРФОЛОГІЯ	21
7. ГІДРОГЕОЛОГІЯ	22
7.1 Води четвертинної системи.....	22
7.2 Води воротищенської (соленосної) свити.	22
7.3 Води Полянницької свити.	23
7.4 Води менілітової свити.	23
7.5 Води попельської свити. Бориславський пісковик.....	23
7.6 Водонесний комплекс верхньокрейдових відкладів.....	24
8. НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ	26
8.1 Поклад блоку Берегової Скиби.....	26
8.2 Поклади блоку Орівської Скиби.....	28
8.3 Поклад Бориславського блоку	32
8.4 Поклад Помірківського блоку	41
8.5 Поклади Попельського блоку	43
8.6 Поклад піднасуву	48
ВИСНОВКИ	54
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	55
ДОДАТКИ	58

ВСТУП

Бориславське нафтогазоконденсатне родовище (НГКР) одне з найсатріших у світі. І хоч Родовище знаходиться на пізній стадії розробки, дослідження геологічної структури Бориславського НГКР є необхідною мірою для майбутнього Української геології.

Актуальність теми: дорозвідка вже відкритих родовищ є необхідною мірою для забезпечення енергетичних потреб України. Перспективність цього напрямку у пошуково-розвідувальних роботах в Передкарпатській нафтогазоносній провінції обумовлена достатньо гарною вивченістю регіону, однак на основі застарілих моделей.

Кабінет міністрів України прийняв нову енергетичну стратегію розвитку України, складова якої - довивчення існуючих та перспективних родовищ.

Метою роботи було проведення детального аналізу та підготовка опису геологічної будови та нафтоносності Бориславського нафтогазоконденсатного родовища.

Об'єктом дослідження даної роботи є геологічна структура Бориславського нафтогазоконденсатного родовища.

Предмет дослідження – нафтогазоносність цієї геологічної структури, геологічна історія території.

Основою написання дипломної роботи виступили фондові матеріали, роботи польських геологів, роботи попередників, інтернет статті, чисельні статті геологічних журналів.

1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОДОВИЩЕ

Бориславське нафтове родовище розташоване на території Львівської області, в Дрогобицькому районі, в границях м. Борислава і його околиць.

Родовище розміщене у Передкарпатті і на північно-східних схилах Українських Карпат (Східні Бескиди) та у міжгірних улоговинах на річці Тисмениця. Перепад висот у місті дуже значний: від 308 до 641 метрів над рівнем моря.

Площа родовища має розвинуту гідрографічну мережу. Головна водна артерія – р. Тисмениця. Ліва притока р. Тисмениці є р. Раточина, права – р. Лошень та інші менш значні річки. Вони характеризуються непостійною витратою води швидкою течією. Оглядова карта (рис. 1).

ОГЛЯДОВА КАРТА РАЙОНУ ДОСЛІДЖЕНЬ

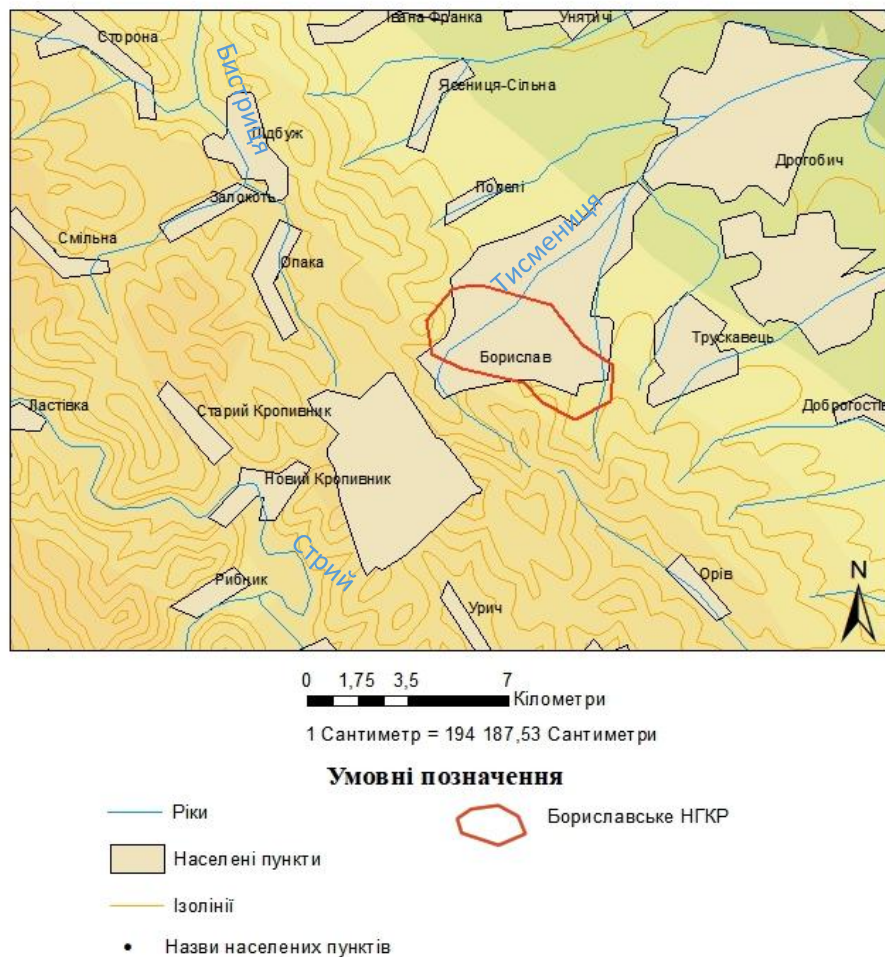


Рис. 1.1 Оглядова карта району досліджень

Клімат району помірно-континентальний з дещо підвищеною вологістю. Річна кількість опадів складає 800-900 мм. Тривалість періоду з середньою добовою

температурою +10С складає в передгірській частині району 160-165 днів, у гірській частині 135-150 днів.

Територія має високу щільність населення. З обласним центром – містом Львів, родовище пов'язане асфальтованою автотрасою та залізницею. Найближчі населені пункти – міста Трускавець, Стебник, Дрогобич, селище Східниця, а також села Попелі, Модричі, Ясениця-Сільна та інші. В околицях родовища добре розгалужена інфраструктура: мережа автомобільних шляхів, нафто- та газопроводів, ЛЕП, а також залізнична станція Борислав. Внутрішньоміські дороги переважно асфальтовані, тоді як на промислових ділянках переважають укріплені ґрунтови. Основні вантажні перевезення в межах промислової зони здійснюються автотранспортом. Крім нафти і газу на території Борислава наявні значні запаси озокериту, які розробляються шахтним способом.

Основна частина жителів працевлаштована у нафтогазовій сфері, також у легкій, харчовій, хімічній та інших промисловостях, а також у аграрному секторі. Газолінові підприємства випускають паливо шляхом осушення жирного газу, який видобуває нафтогазовидобувне управління. Обробка нафтового газу відбувається на Бориславському газопереробному підприємстві та Долинському ГПЗ. Дрогобицький НПЗ розташований за 10-15 кілометрів від родовища.

2. ІСТОРІЯ ДОСЛІДЖЕНЬ

Історичні згадки про нафту в районі міста Борислав датуються другою половиною XVIII ст. Спроби її промислового використання були в 1810-1817 рр [**Ошибка! Закладка не определена.**].

У 1853 р. І. Зехом вирішена проблема очищення дистилатів при переробці нафти, у 1855 р. відкрито поклади озокериту. Після цього Борислав стає відомим місцем їх видобутку [**Ошибка! Закладка не определена.**].

У 1865 р. у Бориславі і околицях діяло понад 5000 колодязів. Пізніше їх стало близько 20000. Об'єктом розробки були відклади воротищенської світи [**Ошибка! Закладка не определена.**].

У 1881 р. Р. Зубер і Ф. Крейтц склали детальну геологічну карту району Мражниця–Східниця масштабу 1:75 000, виконали стратиграфічне розчленування флішу неподалік Борислава [**Ошибка! Закладка не определена.**].

У 1893 р. зі свердловини Карпатський Раточин-1 (за сучасною нумерацією 1100) з поляницьких відкладів Глибинної складки (глибина 250 м) одержано приплив нафти переливом. У наступному році у цій самій свердловині отримано 30 т нафти на добу з мепілітових відкладів (глибина 700 м) [**Ошибка! Закладка не определена.**].

У 1895 р. припливом нафти 200 т добу в свердловині Карпатський Раточин-5 (1001) доведено промислове значення бориславського пісковика, у 1898 р. свердловиною Карпатський Раточин-9 попельських, у 1903 р. свердловиною 618 Витвицьких і в 1905 р. свердловиною 743 Ямненських утворень цієї самої складки [**Ошибка! Закладка не определена.**].

15 червня 1908 р. розпочато експлуатацію свердловини Ойл Сіті (298), яка з бориславського пісковика давала 3000 т нафти і 900 тис. м³ газу на добу. Ця та інші свердловини з добовими дебітами нафти більше тисячі тонн принесли Бориславу всесвітню відомість [**Ошибка! Закладка не определена.**].

Упродовж 1919–1939 рр. детальним вивченням геології Карпат займалися польські науковці. Значний внесок у вивчення геологічної будови Східних Карпат і Передкарпаття зроблено К. Толвінським. Упродовж 1920–1927 рр. К. Толвінський

разом з Б. Буяльським, С. Яблонським, С. Вегнером склали геологічну карту Скибових Карпат від Борислава до Пруту м-бу 1:200 000. Учений уперше у 1924 р. пропонує «скибову» теорію будови Берегових Карпат, а в 1934 р. ним складено геологічну карту Бориславського нафтопромислового району м-бу 1:10 000. У 1935–1937 рр. К. Толвінський описав геологію і нафтоносність Бориславського району, у якій представив геологічну карту і розрізи м-бу 1:10 000, які ілюструють геологію Орівської і Берегової скиб **[Ошибка! Источник ссылки не найден.]**.

У 1941 р. вийшла праця «Геологія і корисні копалини західних областей УССР» під ред. Н. А. Биховера, де по всіх виявлених покладах учений схарактеризував нафтогазоносність їхнього розрізу та рекомендував розвідку **[Ошибка! Источник ссылки не найден.]**.

У 1947 та 1965 рр. границі нафтоносності Глибинної складки були розширені за рахунок Помірківського і Попельського блоків. Одночасно вивчалися структури Орівської (ділянка Міріам) та Берегової (ділянка МЕП) скиб. На першій у 1913 р. в свердловині 1321 (глибина 278 м) з відкладів стрийської світи одержано приплив нафти 10 т/добу. На ділянці МЕП у 1914 р. свердловиною 1367 (глибина 498 м) розпочато видобуток нафти з ямненських утворень **[Ошибка! Закладка не определена.]**.

У 1954 р. при випробуванні у свердловини №1600, з менілітових і соценових відкладів структури Піднасува отримано 45-65 т нафти на добу **[Ошибка! Закладка не определена.]**.

У 1962–1967 рр. під керівництвом М. О. Діденка проведено комплексні геологозйомочні дослідження масштабу 1:50 000.

У 1968 р. нафтоносна територія Піднасуву була збільшена за рахунок Попельського блока **[Ошибка! Закладка не определена.]**.

У 1970 р. співробітниками ЦНДЛ виконано роботи щодо обґрунтування напрямів розшукових і розвідувальних робіт у Скибовій зоні Карпат. Науковці узагальнили всі наявні фондові і літературні матеріали, а також дані глибокого буріння

і промислово-геофізичних досліджень, і подали рекомендації для буріння свердловин у межах перспективних відкладів Скибової зони [Ошибка! Источник ссылки не найден.].

У 1987 р. в свердловині 8-Мражницька при випробуванні утворень стрийської світи однойменної складки Орівської скиби (інт. 376-463 м) одержано 3,4 м³ нафти на добу на діафрагмі діаметром 10 мм при пластовому тиску на глибині 420 м 3,0 МПа [Ошибка! Источник ссылки не найден.].

3. ЗАДАЧІ ТА МЕТОДИКИ

В проаналізованих роботах попередників не було сказано про створення палінспастичної реконструкції досліджуваного району. Тому було вирішено її побудувати. Також в роботах попередників не було сказано про дослідження площинної нафтоносності продуктивних горизонтів покладів Бориславського НГКР (окрім продуктивного горизонту Бориславського пісковика [Ошибка! Источник ссылки не найден.]). Тому було вирішено розрахувати коефіцієнт площинної нафтоносності продуктивних горизонтів.

Задачами дипломної роботи стали:

1) Аналіз геологічної будови та нафтоносності Бориславського НГКР.

Взята інформація по стратиграфії, тектоніці, гідрогеології та інформацію по запасах вуглеводнів, яка була отримана попередниками. Проаналізована топографічна, геологічна та тектонічна карти досліджуваної території і Карпат в цілому. Для класифікації нафти використана таблиця 3.1. Проаналізована інформація перетворена на опис геологічної будови та нафтоносності Бориславського НГКР, та систематизована.

Таблиця 3.1

Класифікація нафт

За вмістом загальної сірки	За виходом фракцій при перегонці	За вмістом парафіну
I -малосірчисті (до 0,5%)	T1 – (>45%)	П1 - <1.5%
II – сірчисті (0,5-2%)	T2 – (30-45%)	П2 – 1,5-6%
III – високосірчисті (>2%)	T3 - <30%	П3 - >6%

2) Побудова схематичної палінспастичної реконструкції.

Після аналізу отриманої інформації був взятий геологічний розріз по лінії (I-I) (додаток 4.3). Проведено умовні лінії по свитах в межах блоків та знайдено їх довжини. Після звірки довжини отриманих смуг в межах блоків виявилися різними. Через це під час зіставлення блоків з'явилися ділянки, незаповнені породами. Ці ділянки було вирішено заповнити умовно зеродованими породами. Палінспастина

реконструкція побудована з метою визначення величини скорочення довжини досліджуваної ділянки після складкоутворення.

3) Вирахування коефіцієнту площинної нафтоносності продуктивних горизонтів.

Для розрахунків були взяті такі параметри, як: ефективна товщина, коефіцієнт пористості, коефіцієнт насичення нафтою, густина нафти [Ошибка! Источник ссылки не найден.]. За допомогою лінійки по структурних картах покрівель горизонтів згідно з масштабом були виміряні найбільша довжина та ширина кожного покладу та найменша довжина та ширина кожного покладу. Після цього були розраховані середня довжина та ширина кожного покладу. Площа покладу знайдена при множенні ширини на довжину. Об'єм покладу знайдений при множенні площі покладу на його ефективну товщину. Після множення об'єму покладу на коефіцієнт пористості, був отриманий об'єм пор. Помножив об'єм пор на коефіцієнт насичення нафтою, був отриманий об'єм нафти. Помножив об'єм нафти на густину нафти, були отримані розраховані запаси вуглеводнів. Отримані дані виявилися, відмінними від початкових запасів категорій $A+B+C_1$ [Ошибка! Источник ссылки не найден.]. Відношення початкових запасів категорій $A+B+C_1$ до розрахованих, і є отриманим коефіцієнтом площинної нафтоносності основних продуктивних горизонтів.

4. СТРАТИГРАФІЯ

Геологічна будова структурних елементів Бориславського нафтогазоконденсатного родовища складається з мезозойської ератеми, що поділяється на крейдову систему, та кайнозойської ератеми, що представлена палеогеновою та неогеновою системою. Стратиграфічне розчленування проводилося згідно Стратиграфічного кодексу України.

3.1 Мезозойська ератема (MZ)

Мезозойська ератема представлена крейдовою системою (K). Її розчленування виконано на основі решток фауни і флори, стратиграфічного положення в розрізі і літолого-фаціальних особливостей.

3.1.1 Крейдова система (K)

Крейдові відклади на родовищі представлені нижнім-верхнім (K_{1-2}) та верхнім відділами (K_2).

Відклади перехідні між нижньою та верхньою крейдою (K_{1-2})

Виходять половою на поверхню на північному заході, південному заході, заході від родовища (Сколівська скиба, до якої Бориславське НГКР не приурочене). Складені пісковиками, аргілітами та мергелями.

Верхній відділ (K_2)

Виходить на поверхню на території села Мражниця. Представлений стрийською свитою

Стрийська свита (K_{2st})

Стрийська свита неоднорідна за літологічним складом й чередуванням пісковиків, алевролітів і мергелів. У товщах наявні рештки пелеципод *Inoceramus lamarcki* Park, *In. balticus* Böhm., форамініфер *Globotruncana stuarti* (Lapp.), *G. coronata* Bolls, *Globorotalia angulata* White. Загальна товщина стрийської свити коливається в межах 50-800м.

3.2 Кайнозойська ератема (KZ)

Кайнозойська ератема узгоджено залягає на Мезозойській ератемі та представлена Палеогеновою та Неогеновою системами.

3.2.1 Палеогенова система (Р)

Палеогенові відклади узгоджено залягають на крейдовій системі та представлені палеоценом (P_1), еоценом (P_2) і олігоценом (P_3). Виходять половою на поверхню мають широке розповсюдження у на всій території міста Борислава.

Палеоценовий відділ (P_1)

Узгоджено залягає на верхній крейді. Представлений Ямненською свитою (P_{1jm})

Ямненська свита (P_{1jm})

Ямненська свита виходить на поверхню в південно-східній частині Берегової й Орівської скиб. У районі м. Борислава та на північний захід від нього пісковики лежать на верхньодрібному фліші. Узгоджено лежить на стрийських відкладах і представлена переважно пісковиками з прошарками алевролітів і аргілітів. В свиті присутнє заміщення пісковиків алевролітами і аргілітами. У цих відкладах виявлено фауну форамініфер *Globorotalia angulata* White, *Nummulites deserti* Harpe. Товщина ямненської свити змінюється від 34 до 109 м, в середньому складає 67 м.

Еоценовий відділ (P_2)

Узгоджено залягає на палеоценовому відділі. Представлений нижнім та верхнім еоценом. Виходить на поверхню в долині ріки Тисмениці.

Нижній еоцен.

Представлений витвицькою (P_{2vt}) свитою.

Витвицька (P_{2vt}) свита

Узгоджено залягає на ямненській свиті. Представлена зеленуватими аргілітами з тонкими прошарками дуже дрібнозернистих кварцових пісковиків. Загальна товщина змінюється в діапазоні 82-434 м, складаючи в середньому 242 м.

Верхній еоцен.

Узгоджено залягає на нижньому еоценовому підвідділі. Представлений Попельською свитою (P_{2pp}).

Попельська свита (P_{2pp})

Представлена сіро-зеленими аргілітами з прошарками алевролітів і пісковиків з підвищеним вмістом карбонатів. Залягає узгоджено на Витивицькій свиті. У верхній частині попелівської свити наявна пачка сірих, зеленуватих та темно-сірих мергелистих порід із високим вмістом монтморілоніта, а також тонкі прошарки туфіту. В нижній частині лежить комплекс масивних середньозернистих пісковиків з дрібними гальками вапняків. Товщина пісковиків змінюється в межах 2-22 м. Товщина Попелівської свити змінюється в діапазоні 50-310м, а середня величина складає 136 м.

Олігоценний відділ (P_3)

Узгоджено залягає на верхньому еоценовому підвідділі. Представлений менілітовою свитою (P_{3ml})

Менілітова свита (P_{3ml})

Залягає узгоджено з Попелівською свитою. В розрізі менілітової свити (P_{3ml}) виділяється бориславський пісковик (БП) у подошовній її частині. За літологічним складом менілітова свита поділяється на дві товщі: верхню алеврито-аргілітову товщу і нижню піщано-алевролітову товщу. Бориславський пісковик є основним горизонтом для підрахунку запасів для всього Бориславського родовища. Товщини менілітової свити і бориславського пісковика змінюються відповідно в межах 26-561 м та 2-183 м, а в середньому складають 190м.

3.2.2 Неогенова система (N).

Узгоджено залягає на олігоценному відділі. Неогенова система представлена міоценовим відділом (N_1). Широко поширена в досліджуваному районі. Виходить половою в межах міста Борислав.

Міоценовий відділ (N_1)

Представлений у складі поляницької (N_{1pl}) і воротищенської (N_{1vr}) свит, а також Сарматського (N_{1s}) та Тортонського ярусів (N_{1t}).

Поляницька свита (N_{1pl})

Поляницька свита узгоджено залягає на відкладах менілітової свити і представлена темно-сірими і попелясто-сірими вапнистими аргілітами з рідкими прошарками пісковиків і алевролітів. Характерною особливістю - дрібні луски слюди в

її складі. Фауна - форамініфери *Globigerina pseudoedita* Subb., *G. juvenilis* Bolli, *Turborotalia brevispira* Subb. Товщина поляницької свити змінюється в межах 400 м.

Воротищенська свита (N_{1vr})

Воротищенська свита узгоджено залягає на поляницьких відкладах. Воротищенська свита має обмежене розповсюдження на території родовища. Представлена глинами темно-сірого і світло-сірого кольору. У воротищенських відкладах виявлено форамініфери *Bolivina subdilata* Pischv., *Haplofragmoides quinquelocularis* Subb., *Cibicides borislavensis* Ais. Товщина воротищенської свити більше 400м.

Тортонський ярус

Тортонський ярус виходить полосою між містом Самбір та містом Стрий, представлений глинами, пісковиками та конгломератами. На території Бориславського родовища відсутній.

Сарматський ярус

Сарматський ярус виходить на поверхню на території селища Рихтичи, представлений глинами та пісковиками. Узгоджено лежить на Тортонському ярусі. На території Бориславського родовища відсутній.

3.2.3 Четвертинна система (Q)

Складена аллювіальними відкладами, залягає неузгоджено на всіх свитах. Вона представлена галечниками із прошарками пісків, перекритими сірими глинами, конгломератами а також бурими і сірими суглинками. Має велике розповсюдження. Товщина відкладів не перевищує 10 м.

5. ТЕКТОНІКА

Бориславське НГКР тектонічно розташоване в зоні Складчастих Карпат (рис 5.1) в межах Бориславсько-Покутської зони, а також в межах Орівської та Берегової скиб Складчастих Карпат (Рис 5.1). Тектонічне районування виконано за Геологічним розрізом по лінії I-I з Атласу родовищ нафти і газу України [Ошибка! Источник ссылки не найден.]. В будові бориславського нафтогазового родовища виділяються два структурних поверхи. Четвертинний поверх та альпійський складчастий фундамент.

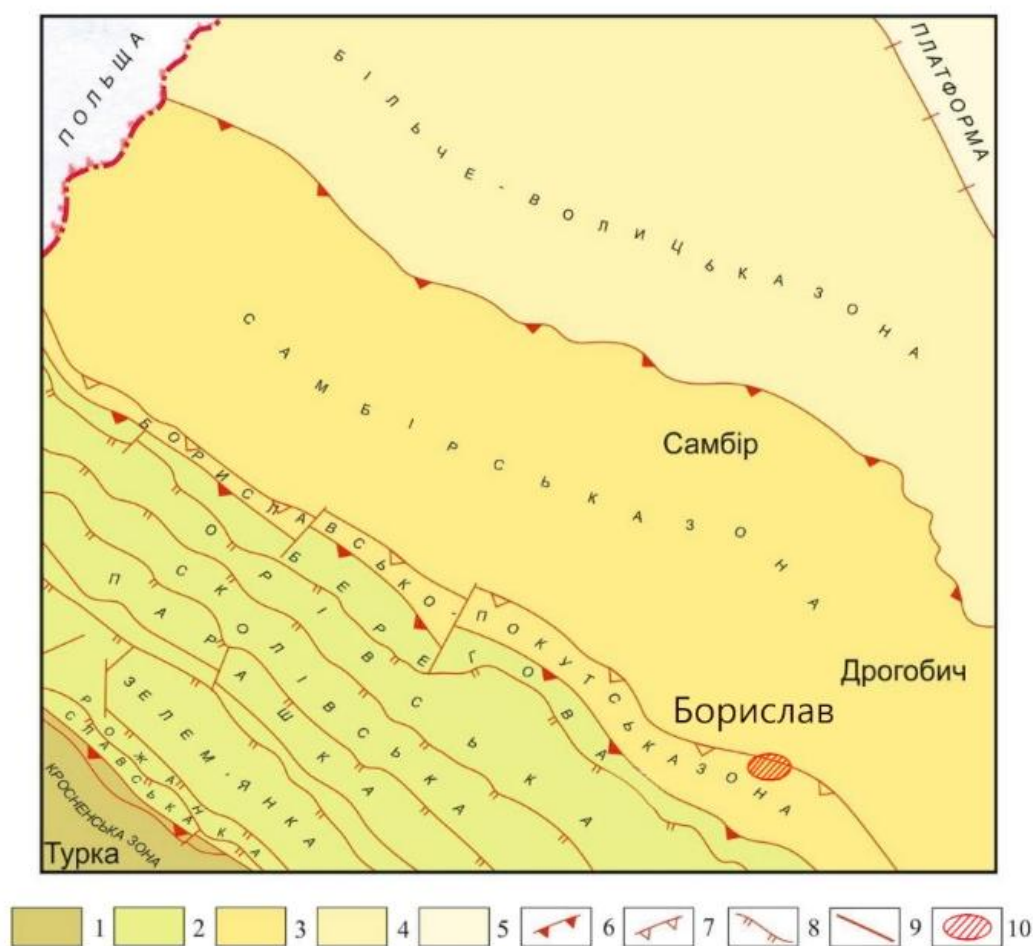


Рис 5.1. Оглядова тектонічна схема досліджуваного району

1–5 – тектонічні структури Карпат: 1 – Кросненська зона; 2 – Скибова зона; 3 – Самбірська зона; 4 – Більче-Волинська зона; 5 – Східноєвропейська платформа; 6–9 – крупні насуви: 6 – межі тектонічних зон; 7 – межі підзон; 8 – межі скиб; 9 – другорядні розривні порушення насувного типу; 10 – Бориславське нафтогазоконденсатне родовище.

4.1 Четвертинний поверх

Четвертинний поверх представлений четвертинними алювіальними відкладами. Четвертинний поверх нескладчастий та досі продовжує формуватися. Породини поверху залягають горизонтально.

4.2 Альпійський складчастий фундамент

Від вищерозміщеного ярусу цей відокремлюється кутовим неузгодженням. Представлений блоками розбитими мережею розломів а саме Попельським, Помірківським блоками, Орівською скибою, Береговою скибою, Глибинною складкою та скибою Піднасуву. Ярус є насувною складчастою структурою. Складки витягнуті, лінійні в ядрі давні породи. Описана зона знаходиться в зоні Складчастих Карпат. (Рис. 5.2)

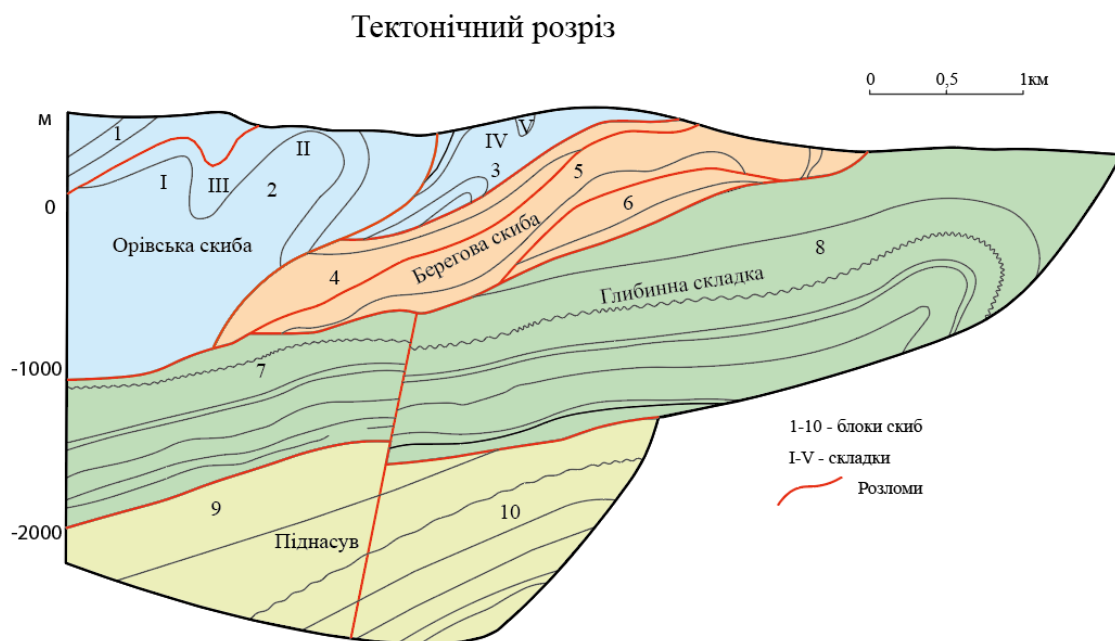


Рис. 5.2 Тектонічний розріз

4.2.1 Орівська скиба

Орівська скиба - велика луска, що простежується вздовж Скибової зони Карпат упродовж понад 270 км. У північно-західній частині зони ширина розглянутої скиби не перевищує 2 - 4 км. У її складі тут виділяються три-чотири лускаті блоки, складені крейдовими і палеогеновими відкладами [Ошибка! Источник ссылки не найден.]. Поділяється розломами на блоки №1, №2, №3 (додаток 4.1).

Блок №1

Складається зі стрийської, ямненської свит та еоценових відкладів. Свити залягають моноклінально за виключенням, сформованої підшвеним надвигом, синформного утворення на північному сході. Монокліналь нахилена на під кутом 40° на північний схід, падає на південний захід.

3.2.2 Блок №2

Складається зі стрийської, ямненської свит та еоценових відкладів. Свити залягають складчасто, формують дві антиклінальних (I та II (Мражницька)) та синклінальну складки (III).

Складка I є антиклінальною. Осьова площина падає під кутом 60° на південний захід. Ядро I складки не виходить на поверхню, перекрите блоком №1. Південно-західне крило складається зі стрийської та ямненської свит, падає під кутом 20° на південний захід, має протяжність 500м. Північно-східне крило складається зі стрийської та ямненської свит падає під кутом майже 90° має протяжність 100 м. Кут складки 40° . Складка асиметрична через різну протяжність крил. Замок складки параболічний.

Складка II (Мражницька) є антиклінальною. Осьова площина падає під кутом 60° на південний захід. Ядро II складки виходить на поверхню, оголюється нижня ямненська свита. Південно-західне крило складається з ямненської свити, падає під кутом 40° на південний захід, має протяжність 500м. Північно-східне крило складається зі стрийської, ямненської свити та відкладів еоцену, перекинуте падає під кутом 50° на південний захід, має протяжність 100 м. Кут складки 10° . Складка асиметрична через різну протяжність крил. Замок складки параболічний.

Складка III є синклінальною. Осьова площина падає під кутом 70° на південний захід. Ядро III складки не виходить на поверхню, перекрите блоком №1. Південно-західне крило складається зі стрийської та ямненської свит, падає під кутом 90° , має протяжність 100м. Північно-східне крило складається зі стрийської та ямненської свит, падає під кутом 40° на південний захід, має протяжність 200 м. Кут складки 20° . Складка асиметрична через різну протяжність крил. Замок складки параболічний.

Блок №3

Складається зі стрийської, ямненської свит та еоценових відкладів. Свити залягають складчасто, формують дві антиклінальна (IV) та синклінальна (V) складки.

Складка IV є антиклінальною. Осьова площина падає під кутом 80° на південний захід. Ядро I складки виходить на поверхню, оголюється стрийська та ямненська свита. Південно-західне крило складається зі стрийської, ямненської свит та відкладів еоцену, падає під кутом 70° на південний захід, має протяжність 250м. Північно-східне крило складається зі стрийської та ямненської свит падає під кутом майже 90° має протяжність 50 м. Кут складки 30° . Складка асиметрична через різну протяжність крил. Замок складки параболічний.

Складка V є синклінальною. Осьова площина падає під кутом 90° . Ядро II складки виходить на поверхню, оголюється стрийська та ямненська свита. Південно-західне крило складається зі стрийської та ямненської свит, падає під кутом 90° , має протяжність <50 м. Північно-східне крило складається зі стрийської та ямненської свит, падає під кутом 80° на південний захід, має протяжність 700 м. Кут складки 10° . Складка асиметрична через різну протяжність крил. Замок складки параболічний.

4.2.2 Берегова скиба

У районі Борислава Берегова скиба має форму клина, підрізаного відносно пологим насувом, поверхня якого похилена на південний захід під кутом $40-45^{\circ}$ крейда) [Ошибка! Источник ссылки не найден.]. Поділяється розломами на блоки №4, №5, №6.

Блок №4

Складається зі стрийської, ямненської свит. Свити залягають моноклінально. Монокліналь нахилена на під кутом 30° на північний схід, падає на південний захід.

Блок №5

Складається з ямненської, менілітової, поляницької свит та еоценових відкладів. Свити залягають складчасто, формують антиклінальну складку. Осьова площина падає під кутом 20° на південний захід. Ядро складки виходить на поверхню

оголюється еоцен, менілітова та поляницька свити. Південно-західне крило складається з ямненської свити та відкладів еоцену, падає під кутом 20° на південний захід, має протяжність 2500м. Північно-східне крило складається з ямненської, менілітової, поляницької свит та еоценових відкладів падає під кутом майже 90° має протяжність 70 м. Кут складки 30° . Складка асиметрична через різну протяжність крил. Замок складки параболічний.

Блок №6

Складається з еоценових відкладів та менілітової свити. Свити залягають моноклінально. Монокліналь нахилена на під кутом 20° на північний схід, падає на південний захід. Монокліналь перекинута. Давніші свити лежать на молодших.

4.2.3 Глибинна складка

Поділяється розломом на два блоки: блок №7 та блок №8. Також розбита поперечним Раточинським розломом.

Блок №7

Складається зі стрийської, ямненської, витвицької, попельської, менілітової, поляницької, воротищенської свит. Свити залягають моноклінально. Монокліналь нахилена на під кутом 30° на північний схід, падає на південний захід.

Блок №8

Складається зі стрийської, ямненської, витвицької, попельської, менілітової, поляницької, воротищенської свит. Свити залягають складчасто, формують антиклінальну складку.

Осьова площина падає під кутом 20° на південний захід. Ядро складки виходить на поверхню оголюється воротищенська свита. Південно-західне крило складається зі стрийської, ямненської, витвицької, попельської, менілітової, поляницької, воротищенської свит, падає під кутом 20° на південний захід, має протяжність 5500м. Північно-східне крило складається з витвицької, попельської, менілітової,

поляницької, воротищенської свит, падає під кутом 30° на південний захід, має протяжність 500 м, є перекинутим крилом. Кут складки 20° . Складка асиметрична через різну протяжність крил. Замок складки параболічний.

4.2.4 Піднасув

Піднасув поділяється розломом на два блоки: блок №9 та блок №10. Він, як і глибинна складка розбитий Раточинським розломом.

Блок №9

Складається поляницької, воротищенської свит. Свити залягають моноклінально. Монокліналь нахилена на під кутом 30° на північний схід, падає на південний захід.

Блок №10

Складається зі стрийської, ямненської, витвицької, попельської, менілітової, поляницької, воротищенської свит. Свити залягають моноклінально. Монокліналь нахилена на під кутом 30° на північний схід, падає на південний захід.

4.2.5 Попельський блок

Складається зі стрийської, ямненської, витвицької, попельської та менілітової свит. Свити залягають складчасто, формують антиклінальну складку. Осьова площина падає під кутом 20° на південний захід. Південно-західне крило складається зі стрийської, ямненської, витвицької, попельської та менілітової свит, падає під кутом 30° , має протяжність 1000м. Північно-східне крило складається зі стрийської, ямненської, витвицької, попельської та менілітової свит, падає під кутом 50° на південний захід, має протяжність 100 м. Кут складки 100° . Складка асиметрична через різну протяжність крил. Замок складки параболічний.

4.2.6 Помірківський блок

Складається зі стрийської, ямненської, витвицької, попельської та менілітової свит. Свити залягають складчасто, формують антиклінальну складку. Осьова площина падає під кутом 20° на південний захід. Південно-західне крило складається зі стрийської, ямненської, витвицької, попельської та менілітової свит, падає

під кутом 20° , має протяжність 1200м. Північно-східне крило складається зі стрийської, ямненської, витвицької, попельської та менілітової свит, падає під кутом 30° на південний захід, має протяжність 300 м. Кут складки 130° . Складка асиметрична через різну протяжність крил. Замок складки параболічний.

4.3 Палінспастична реконструкція

Під час дослідження тектонічної будови родовища, була створена схематична палінспастична реконструкція, яка відображає зменшення ширини досліджуваного району в чотири рази (додаток 4.3).

У крейдовий та палеогеновий період досліджувана територія представляла собою глибоке море, в якому йшло інтенсивне осадонакопичення карбонатних порід змитих зі східного берега та силікатних з західного. Під час Аттичної фази Альпської складчастості море закрилося через рух Панонської мікроплити на північний схід на Євразійську плиту. Досліджувана територія зминалась складками та складалася насувами. Територія і досі продовжує формуватись.

6. ГЕОМОРФОЛОГІЯ

У орографічному відношенні територія до якої приурочене Бориславське родовище представлена низькогір'ям Передкарпаття. Горбисто-пагорбистий ландшафт з перепадами висот 300–900+ м. Абсолютні відмітки висоти поверхні варіюються від +319 м у заплаві річки Тисмениця до +939 м на вододілах. Рельєф розчленований невеликою кількістю оврагів. Місцевість степова, з мережею лісосмуг. Бориславське родовище знаходиться в межах річкової долини ріки Тисмениці та її притоків (додаток 6.1).

Річище до міста Борислава порожисте, є водоспади висота падіння досягає 3 м; в межах міста річище розширюється до 15—20 м (іноді до 50—80 м), глибина змінюється від 1—2 м (на плесах) до 0,2—0,5 м (на перекатах). Заплава ріки Тисмениця в межах бориславського родовища знаходиться на висоті 700 м біля витoku 300 м за межами міста [**Ошибка! Источник ссылки не найден.**].

Борти в межах гірської частини круті, в межах міста пологі, терасовані - виділяються 1 тераса. До Борислава в гірській зоні тераси структурні, ширина до 400 м. В межах міста цокольні, ширина до 3 км. Висота над руслом змінюється від 40 м в гірській частині до 20 м в межах міста. Долина у гірській частині V-подібна, в межах міста — трапецієподібна. Заплава в межах міста має ширину 150-300м.

Вододіли представлені низькими горами. Висота вододілів змінюється від 340 до 700 м. Кут схилів змінюється від 2^0 в гірській частині, до 1^0 в межах міста.

Витоки р. Тисмениця розташовані в межах виходу на поверхню порід стрийської світи крейдової системи. Далі, до с. Мражниця, річка тече територією поширення порід палеогену, а від с. Мражниця і далі русло річки та четвертинні відклади підстеляють породи неогену.

Утворення комплексу терас у річкових долинах відбувалося під дією трьох основних факторів - тектонічних рухів, клімату і коливань базису ерозії. Диференційовані тектонічні рухи протягом плейстоцену, часті зміни кліматичних умов, викликані періодами зледеніння і міжльодовиковими епохами, сприяли створенню комплексу терас у всіх ріках Передкарпаття.

7. ГІДРОГЕОЛОГІЯ

Родовище розташоване у зоні Складчастих Карпат Карпатської гідрогеологічної складчастої області. Водовмісними породами в гірничо-складчастій ділянці Карпат є майже виключно теригенні флішеві породи, дислоковані, сильно зім'яті в численні складки, часто розірвані, перекинуті та ускладнені надвигами. Це зумовило відсутність тут витриманих водоносних горизонтів[**Ошибка! Источник ссылки не найден.**].

У зоні Складчастих Карпат встановлено вертикальну зональність у розподілі підземних вод. У верхній зоні поширені прісні води інфільтраційного походження, ці води за рахунок вилуговування солей з порід, з якими вони контактують, підвищують свою мінералізацію. Підвищення мінералізації вод іноді відбувається також внаслідок змішування з седиментаційними водами. У нижніх горизонтах розрізу поширені седиментаційні води високої мінералізації. У деяких випадках, седиментаційні води зберігаються і у верхній зоні, така ситуація зумовлена літологічними факторами, або тектонічними порушеннями, що створюють умови для гідрогеологічної ізолюваності [**Ошибка! Источник ссылки не найден.**].

7.1 Води четвертинної системи

Ґрунтові води четвертинних відкладів приурочені до алювіальних відкладів долин річок, а також до делювіальних суглинків на вододілах. Води зазвичай прісні. Ґрунтові води в районі поширення соленосних товщ зазвичай мають підвищену мінералізацію. Ґрунтові води четвертинних відкладів широко використовуються для водопостачання населених пунктів та для технічних цілей на нафтогазових промислах. Мінералізація вод невисока, у межах 4-56 мг/л, у переважній кількості випадків вони відносяться до гідрокарбонатнонатрієвого, рідше до хлоркальцієвого типу [**Ошибка! Источник ссылки не найден.**].

7.2 Води воротищенської (соленосної) свити.

Водоносність горизонтів досить слабка. Дебіти води у свердловинах Бориславського родовища від 0,1 до 4,4 м³ на місяць, Мінералізація вод висока - 5288 мг/л, іноді досягає 10401 мг/л. Води за Суліним належать до хлоркальцієвого типу.

Характерною особливістю вод є наявність у їхньому складі йоду - до 10 мг/л і брому - до 58,7 мг/л. За умовами утворення води воротищенської свити поділяються на два типи. Перший тип - води вилуговування, представлені високомінералізованими розсолами, що залягають у верхній частині свити. Другий тип - води седиментаційні, характерні для глибокозалягаючих порід воротищенської свити. Значення хлорбромного коефіцієнта цих вод трохи вище, ніж у морських вод [Ошибка! Источник ссылки не найден.].

7.3 Води Поляницької свити.

Дебіти вод зі свердловин становлять 6-10 м³ на місяць, а іноді до 160 м³ на місяць. Води є розсолами, слабосульфатними, за Суліним ці води хлоркальцієвого типу. Мінералізація вод - від 4919 до 9635 мг/л. Встановлено підвищений вміст йоду - до 67,2 мг/л і брому - до 670 мг/л. Величина хлорбромного коефіцієнта змінюється від 191 до 399. У складі воднорозчинних газів переважають вуглеводні [Ошибка! Источник ссылки не найден.].

7.4 Води менілітової свити.

Води, встановлені в Бориславському пісковикі, високомінералізовані - до 10025 мг/л. Вміст йоду до 46,5 мг/л і брому до 857,6 мг/л. Відносяться до хлоркальцієвого типу. Дебіти води із свердловин дуже низькі 0,05-0,16 м³/добу. Хімічний склад вод і їхні типи перебувають залежно від ступеня гідрогеологічної розкритості структур. У менілітовій свиті у гідрогеологічно ізольованих глибинних складок встановлено води високої мінералізації 10003 мг/л. Води слабо сульфатні, мінералізація зростає зі збільшенням глибини залягання порід. Поряд зі збільшенням мінералізації вод підвищується в їхньому складі й вміст йоду 42,3 і брому 630 мг/л. У насунутих складках зони Складчастих Карпат характерна наявність слабомінералізованих вод гідрокарбонатнонатрієвого типу поряд із високомінералізованими водами хлоркальцієвого типу [Ошибка! Источник ссылки не найден.].

7.5 Води попельської свити. Бориславський пісковик

Води попельської свити межах глибинних складок мінералізовані. Мають дебіт від 2,35 до 413 м³ на рік. Води мають високу мінералізацію - від 386,48 до

10036,8 мг/л і належать до хлоркальцієвого типу. Мінералізація зростає зі збільшенням глибини залягання водоносних горизонтів. Особливістю вод є присутність в підвищених кількостях мікроелементів у їхньому складі. Максимальна кількість йоду - 83,7 мг/л; бром - 752,5 мг/л. У водах глибинних складок розчинені вуглеводневі гази (47%) і в підвищених кількостях вуглекислий газ (23%). Зростання вмісту вуглеводневих газів спостерігається від крил до склепінь складок. У зоні Складчастих Карпат водоносні горизонти попелівської свити, містять слабомінералізовані води гідрокарбонатнонатрієвого типу. Води хлоркальцієвого типу збереглися лише в тих випадках, коли водоносні горизонти добре ізольовані непроникиними породами. У зоні Складчастих Карпат де попелівська свита оголена, відбувається поповнення запасів вод за рахунок атмосферних опадів і поверхневих вод [Ошибка! Источник ссылки не найден.].

7.6 Водоносний комплекс верхньокрейдових відкладів

Води верхньокрейдових відкладів зони Складчастих Карпат наявні в комплексі порід, представлених чергуванням пісковиків і аргілітів. У верхній частині розрізу знаходяться слабомінералізовані води гідрокарбонатнонатрієвого типу, але зі збільшенням глибини залягання мінералізація вод зростає, і вже на глибині приблизно 500 м зустрічаються води високої мінералізації хлоркальцієвого типу. Мінералізація крейдових вод зони Складчастих Карпат змінюється від 2,6 до 9252 мг/л. Води сульфатні, містять йод до 67,7 мг/л і бром до 536,0 мг/л. В описуваних водах у розчиненому стані містяться вуглеводневі гази та вуглекислий газ. Води крейдових відкладів води високомінералізовані від 10424,6 до 11830 мг/л, містять йод - 46,9 мг/л і бром - 645,8 мг/л [Ошибка! Источник ссылки не найден.].

Область живлення всіх розвинених у регіоні водоносних горизонтів розташована в гірничо-складчастій ділянці Карпат. Вріз ерозійної мережі – Неглибокий. Наявне переважання в розрізі водовмісної товщі водотривких глин Ці фактори зумовили ускладнене живлення та невелику глибину сучасного дренажу, а отже, малу потужність зони інтенсивного водообміну [Ошибка! Источник ссылки не найден.].

Зі збільшенням глибин геотермічна ступінь зростає. Середня величина геотермічного ступеня є майже нормальною і по різних районах коливається в межах від 352 до 438 м С[**Ошибка! Источник ссылки не найден.**].

Більш детальна характеристика підземних наведена в таблиці 7.1.

Характеристика підземних вод

Таблиця 7.1.

№св	Вік	Питома вага	мг/л						J, мг/л	Br, мг/л	Загальна мінералізація мг/л	Коефіцієнти						Тип води
			Cl	SO ₄	HCO ₃	Na+K	Ca	Mg				rNa/rCl	rCl-rNa/rMg	rNa-rCl/rSO ₄	rSO ₄ /rCL	rCa/rMg	rCl/rMg	
180	N1vr	1,201	5187,27	8,38	4,8	3961,25	982,05	257,15	—	—	10404,9	0,76	4,77	—	0,0016	3,82	—	XK
362	N1pl	1,98	4147,9	5,2	1,15	3025,67	894,21	234,37	15	670	8308,5	0,73	4,79	—	0,00125	3,8	219,5	XK
377	P3ml	1,1977	4992,46	6,01	3,03	3312,2	1010,5	678,8	—	—	10003	0,663	2,47	—	0,0012	1,49	—	XK
1338	P3ml	1,186	3836,26	1,89	1,65	2956,23	669,67	213,9	9	597	7679,6	0,77	4,11	—	0,00049	3,13	227,8	XK
63	P2pp	1,167	4800	4,8	5,28	3690,55	870	249,53	40,04	857,6	9620,16	0,77	4,45	—	0,001	3,49	198,5	XK
804	P2pp	1,836	5006,03	3	3,6	4047,56	810,61	154,46	46,55	589,6	10025,26	0,81	6,2	—	0,0006	5,25	301	XK
452	P2pp	1,1971	5506,64	6,59	5,2	4037,88	1175,9	304,65	22,5	740	11036,86	0,73	4,8	—	0,0012	3,86	263,8	XK
924	P1jm	1,1835	5206,24	2,98	3,1	4059,09	870,66	282,57	46,96	645,88	10424,64	0,78	4,06	—	0,00057	3,08	285,8	XK
288	P1jm	1,1965	5907	5,05	3	4609,5	890,67	414,88	—	—	11830,1	0,78	3,13	—	0,00085	2,15	—	XK
55	K2st	0,9998	3,67	0,58	9,01	10,07	2,4	0,79	—	—	26,52	2,74	—	11,034	0,158	3,04	—	ГКН

8. НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ

Згідно районуванню Бориславське родовище належить до Передкарпатської нафтогазоносної провінції, Бориславо-Покутської зони, Бориславського нафтогазоносного району. У Бориславо-Покутській зоні сформувалося три групи родовищ у Бориславському, Долинському і Битківському районах. У Бориславсько-Покутському НГР відкрито 38 родовищ, з них тридцять нафтових і вісім нафтогазоконденсатних. Горючими корисними копалинами в Бориславському родовищі виступають нафта, газ та конденсат. Вуглеводні представлені в 8 покладах в різних блоках на різній глибині. Блоки – Орівської скиби, Берегової скиби, Бориславський блок, блок Піднасуву.

У стратиграфічному відношенні нафтогазоконденсатноносними є відклади палеоцену (ямненська свита), нижнього еоцену (витвицька свита), верхнього еоцену (попельська свита), олігоцену (менілітова свита з бориславським пісковиком вважається типовою нафтоматеринською породою) і міоцену (поляницька свита).

Нафтогазоносні поклади обмежуються на сході і заході тектонічними порушеннями, з північної сторони — чоловою частиною насуву, а з півдня — контурними водами.

8.1 Поклад блоку Берегової Скиби

8.1.1 Поклад Ділянки МЕП

Поклад ділянки МЕП розробляється з 1913 р. У 1971-1978 рр. для збільшенні видобутку в продуктивні пласти закачували пар. В подальшому туди закачувалась вода. Ширина покладу 100-500 м, довжина 1 км, висота покладу 150 метрів. Поклад залягає в ямненському горизонті палеоценового віку [**Ошибка! Источник ссылки не найден.**].

Глибина залягання покрівлі покладу на ділянці МЕП - 400 метрів. Тип флюїду - нафта і газ. Тип покладу – пластовий склепінчастий, тектонічно екранований. Режим покладу – пружнього та розчиненого газу. Товщина горизонту від 83 до 103,5 м. Ефективна товщина колектора флюїдів від 20,2 до 30,5 метрів, підрахункова

товщина 13,5 метрів. Коефіцієнт пористості від 0,16 до 0,197. Підрахунковий коефіцієнт пористості 0,182. Коллекторами виступають пісковики з прошарками алевролітів і аргілітів. Коефіцієнт насичення порід 0,7. Пластова температура в кельвінах – 291.

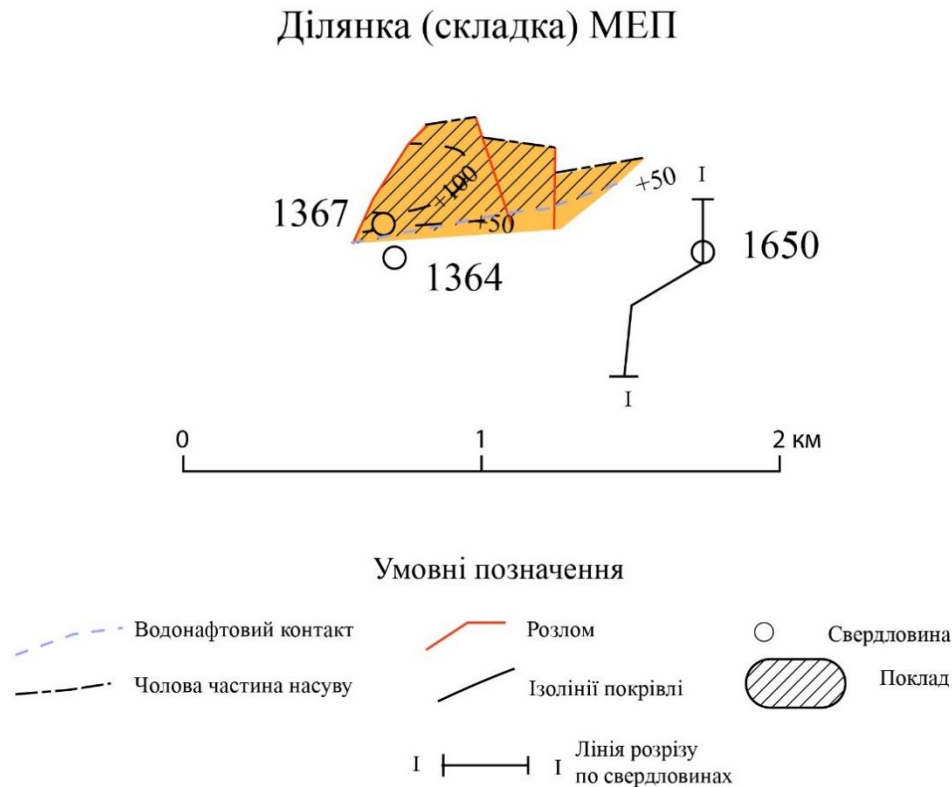


Рис. 8.1 Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту ділянки МЕР

Початковий робочий дебіт від 2 т/добу до 20 т/добу. Підрахунковий коефіцієнт вилучення нафти склав 0,552. Щільність запасів 670 тисяч тон умовного палива на км².

Характеристика нафти

Густина дегазованої нафти 858,3 кг/м³. В'язкість пластової нафти 6,15 мПа*с, а дегазованої нафти 16,2*10⁻⁶ м²/с. Вміст газу 159 м³/т. Коефіцієнт усадки нафти 0,9. Температура застигання 280 К, температура початку кипіння 372 К.

Таблица 8.1.

Вихід фракцій при перегонці, в об'ємних відсотках

ПК-373	373-423	423-473	473-523	523-573	573-623	623-КК
6	19	33,3	-	59	-	-

Таблица 8.2.

Вміст в масових відсотках

Парафіни	Смоли	Асфальтени	Сірка
1,3	11,3	-	До 0,05

Тип нафти ІТ₁П₁ - Малосірчиста, вихід фракцій не менше 45%, вихід парафіну не більше 1,5%.

Характеристика природого газу

Теплотворна здатність газу 37939 кДж. Склад газу не визначався.

Характеристика пластової води продуктивного горизонту.

За Суліним тип води гідрокарбонатно-натрієва, хлор-кальцієва. Мінералізація води 11,74 г/кг. Густина води 1007 кг/м³.

8.2 Поклади блоку Орівської Скиби

8.2.1 Поклад ділянки Міріам (Орівська скиба)

Ділянка Міріам

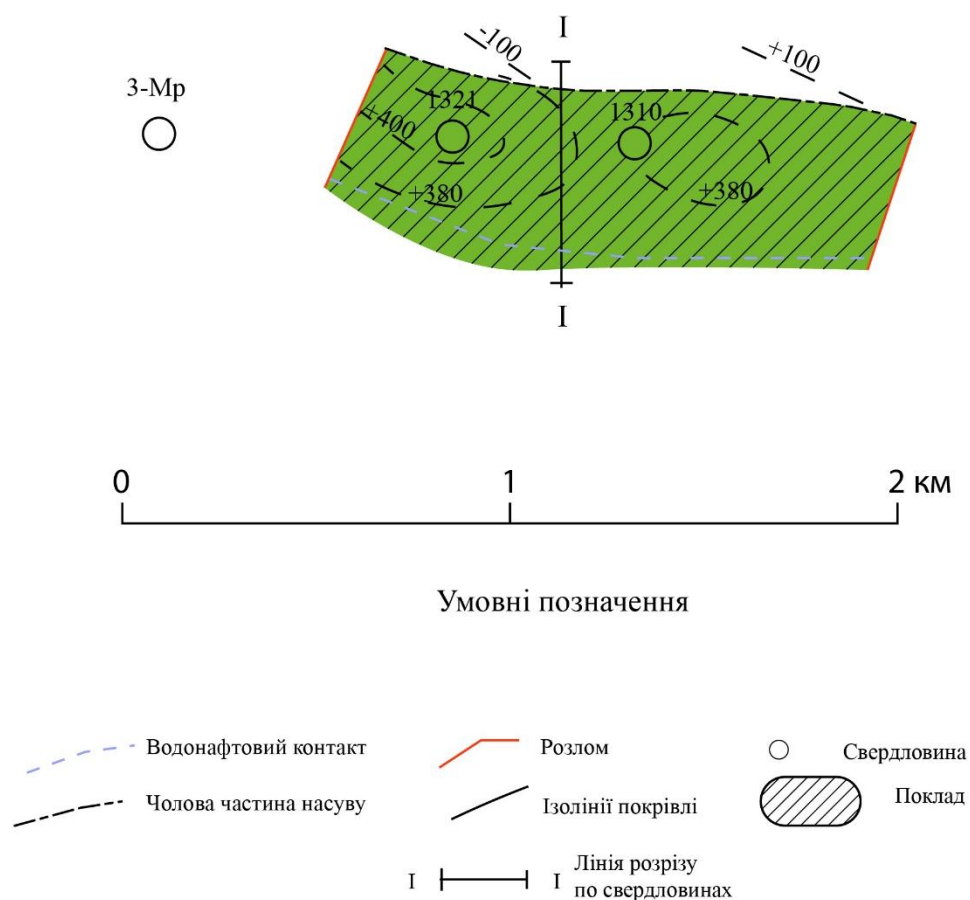


Рис. 8.2 Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту ділянки Міріам

Поклад ділянки МЕП розробляється з 1914 р. У 1977-1983 рр. для збільшенн видобутку в продуктивні пласти закачували пар. В подальшому туди закачувалась вода [Ошибка! Источник ссылки не найден.]. Ширина покладу 500 м, довжина 1,2 км, висота покладу 418 метрів [Ошибка! Источник ссылки не найден.].

Поклад залягає в стрийському горизонті. Глибина залягання покрівлі покладу на ділянці Міріам - 32 метрів. Тип флюїду - нафта і газ. Тип покладу – пластовий склепінчастий, тектонічно екранований. Режим покладу – пружнього та розчиненого газу. Товщина горизонту від 70 до 80 метрів. Ефективна товщина колектора флюїдів від 70 до 80 метрів, підрахункова товщина 24,2 метрів. Коефіцієнт пористості від 0,07 до 0,259. Підрахунковий коефіцієнт пористості 0,182. Проникність порід від $2,14 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $105,5 \cdot 10^{-3}$ мкм². Колекторами виступають пісковики. Коефіцієнт насичення порід 0,82. Пластова температура в кельвінах 289,5.

Початковий робочий дебіт від 1 т/добу до 20 т/добу. Підрахунковий коефіцієнт вилучення нафти склав 0,257. Щільність запасів 670 тисяч тон умовного палива на км².

Характеристика нафти

Густина дегазованої нафти 871,8 кг/м³. В'язкість пластової нафти 6,15 мПа*с, а дегазованої нафти $12,5 \cdot 10^{-6}$ м²/с. Вміст газу 159 м³/т. Коефіцієнт усадки нафти 1. Температура застигання 280 К, температура початку кипіння 401 К.

Таблиця 8.3.

Вихід фракцій при перегонці, в об'ємних відсотках

ПК-373	373-423	423-473	473-523	523-573	573-623	623-КК
-	17	29	37	47	-	-

Таблиця 8.4.

Вміст в масових відсотках

Парафіни	Смоли	Асфальтени	Сірка
1,3	11,3	-	До 0,05

Тип нафти ІТ₁П₁ - Малосірчиста, вихід фракцій не менше 45%, вихід парафіну не більше 1,5%.

Характеристика природного газу

Теплотворна здатність газу 37939 кДж. Склад газу не визначався

Характеристика пластової води продуктивного горизонту.

За Суліним тип води гідрокарбонатно-натрієва, хлор-кальцієва. Густина води 1088 кг/м³. Мікрокомпонентами пластової води виступають J (3,8 мг/л) та Br (2.77 мг/л).

Загальні початкові запаси категорій A+B+C₁ для ділянок МЕП та Міріам становлять 1292 тисяч тон, видобувні – 266 тисяч тон.

8.2.2 Поклад ділянки Мражницької складки (Орівська скиба)

Мражницька складка

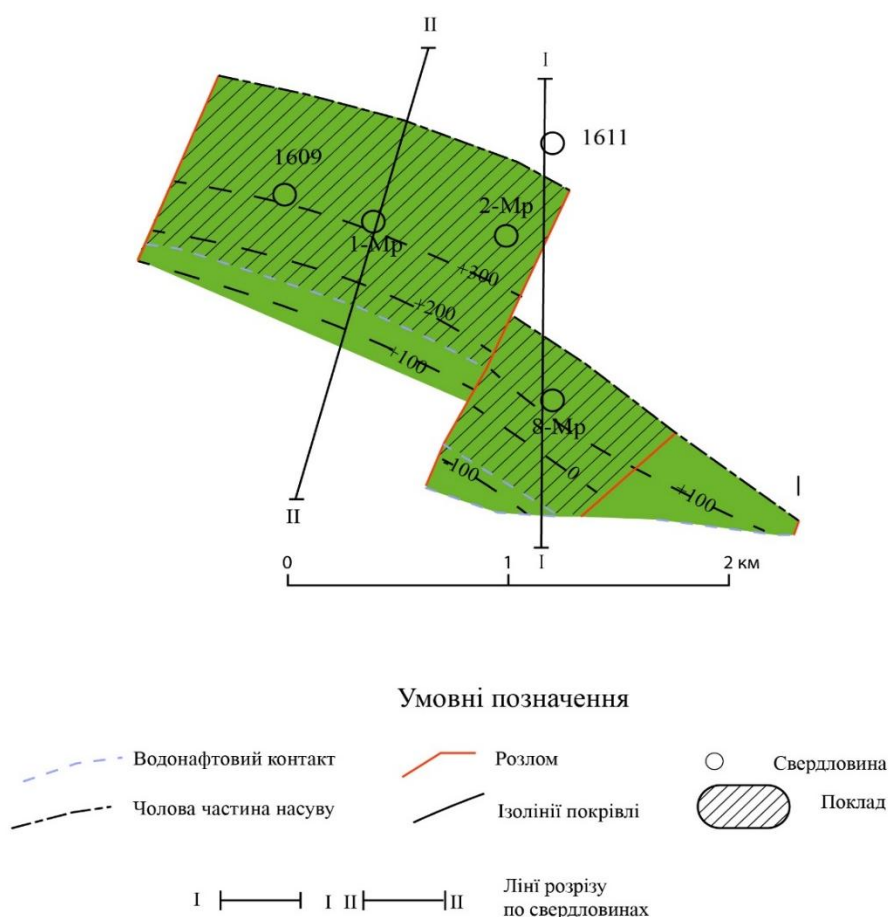


Рис. 8.3 Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту ділянки Мражницької складки

Поклад Мражницької складки розробляється з 1988 р. Ширина покладу 1 км, довжина 2 км, висота покладу 200-250 метрів. Експлуатуються три свердловини. У 1993 р. видобуто 0,41 тис. т нафти, а з початку розробки 2,7 тис. т. Обводненість продукції 69%, вилучення нафти 0,24% [Ошибка! Источник ссылки не найден.].

Поклад залягає в стрийському горизонті. Глибина залягання покрівлі покладу на ділянці Мражницької складки - 160 метрів. Тип флюїду - нафта і газ. Абсолютна глибина контакту - +160/-91 м. Тип покладу – пластовий склепінчастий, тектонічно екранований. Режим покладу – пружнього та розчиненого газу. Товщина горизонту від 127 до 208 м. Ефективна товщина колектора флюїдів від 20,2 до 30,5 метрів, підрахункова товщина 19,6 метрів. Коефіцієнт пористості від 0,048 до 0,238. Підрахунковий коефіцієнт пористості 0,119. Проникність порід від $0,08 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $12,10 \cdot 10^{-3}$ мкм². Колекторами виступають пісковики. Коефіцієнт насичення порід 0,82. Початковий пластовий тиск 3,5Мпа, глибина виміру 280. Пластова температура в кельвінах 298.

Початковий робочий дебіт від 4,2 т/добу до 4,1 т/добу. Підрахунковий коефіцієнт вилучення нафти склав 0,2. Початкові видобувні запаси категорій А+В+С₁ становлять 252 тисяч тон. Щільність запасів 121 тисяч тон умовного палива на км². Коефіцієнт продуктивності 0,8 м³/добу*Мпа.

Характеристика нафти

Молекулярна маса 226. Густина пластової нафти 798 кг/м³, дегазованої нафти 856,8 кг/м³. В'язкість пластової нафти 1 мПа*с, а дегазованої нафти $4,2 \cdot 10^{-6}$ м²/с. Вміст газу 44 м³/т. Тиск насичення 4,85МПа. Коефіцієнт усадки нафти 0,7. Температура застигання 257 К, температура початку кипіння 337 К.

Таблиця 8.5.

Вихід фракцій при, в об'ємних відсотках

ПК-373	373-423	423-473	473-523	523-573	573-623	623-КК
6	16	28	-	53	64	-

Таблиця 8.6.

Вміст в масових відсотках

Парафіни	Смоли	Асфальтени	Сірка
0,5	28	1,1	0,42

Тип нафти ІТ₁П₁ - Малосірчиста, вихід фракцій не менше 45%, вихід парафіну не більше 1,5%.

Характеристика природного газу

Відносна густина 0,5987. Теплотворна здатність газу 37939 кДж.

Таблиця 8.7.

Склад газу в об'ємних відсотках

CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
			n	i	n	i				
94	3,5	1,3	0,35		0,20		-	0,5	0,2	-

Характеристика пластової води продуктивного горизонту.

За Суліним тип води хлор-кальцієва. Мінералізація води 41,2 г/кг. Густина води 1026 кг/м³.

8.3 Поклад Бориславського блоку

8.3.1 Поклад ділянки Глибинної складки

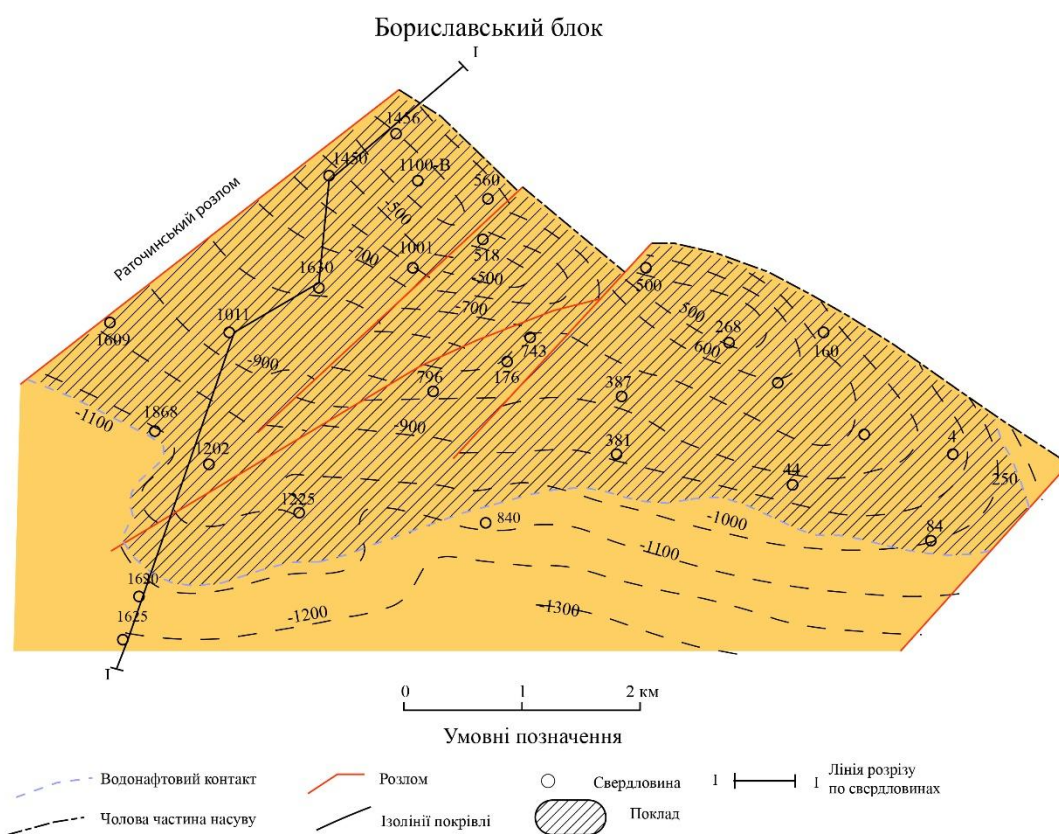


Рис. 8.4 Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту ділянки глибинної складки Бориславського блоку.

У Глибинній складці з кінця XIX ст. розробляється 7 горизонтів: воротищенський, поляницький, менілітовий, бориславський пісковик, попельський (верхній

соцен), витвицький (нижній еоцен) та ямненський. Всі горизонти з маюють єдину гідродинамічну систему та розглядаються як один експлуатаційний об'єкт. Основним горизонтом є бориславський пісковик. Максимальний видобуток нафти (1,9 млн. т) з покладу був досягнутий у 1909 р. На 1.01 1994 р. працюють 344 видобувні свердловини (середній дебіт 0,17 т. добу) і 4 нагнітальні (приймальність 100-200 м³ добу). Закачування води ведеться лише в ямненські відклади і бориславський пісковик. У 1993 р. з покладу видобуто 21,6 тис. т нафти і закачано 280,3 тис. м³ води. Поточна компенсація відбору закачуванням 20-30%, обводнення продукції 93,3%, газовий фактор 600-700 м³/т. Накопичений видобуток нафти на 1.01 1994 р. становить 30,15 млн. т. З початку за- воднення у пласти закачано 5,87 млн. м³ води. Вилучення нафти досягло 37,6%. Ширина покладу 1,5-6км, довжина – 8 км, висота покладу 1 км [Ошибка! Источник ссылки не найден.].

Нижче представлена більш детальна характеристика кожного горизонту.

Поляницький та Воротищенський горизонти

Глибина залягання покрівлі покладу на ділянці Поляницького горизонту – 430 метрів. Тип флюїду - нафта і газ. Абсолютна глибина контакту - -960/-1350 м. Висота покладу 770 метрів. Тип покладу – пластовий, літологічно обмежений. Режим покладу – пружного та розчиненого газу. Товщина горизонту 100 м. Ефективна товщина колектора флюїдів 3 метри, а підрахункова товщина колектора флюїдів 2 метри. Коефіцієнт пористості від 0,054 до 0,146. Підрахунковий коефіцієнт пористості 0,099. Колекторами виступають аргіліти з прошарками пісковиків. Коефіцієнт насичення порід 0,82. Пластова температура в кельвінах – 293-313.

Характеристика нафти

Густина дегазованої нафти 848 кг/м³. В'язкість дегазованої нафти $9,92 \cdot 10^{-6}$ м²/с. Коефіцієнт усадки нафти 0,8. Температура початку кипіння 363 К.

Таблиця 8.8.

Вихід фракцій при перегонці, в об'ємних відсотках

ПК-373	373-423	423-473	473-523	523-573	573-623	623-КК
2	14	24	34	47	-	-

Таблиця 8.9.

Вміст в масових відсотках

Парафіни	Смоли	Асфальтени	Сірка
7.1	21	-	-

Тип нафти Т₁П₃ - вихід фракцій не менше 45%, вихід парафіну більше 6%.

Характеристика пластової води продуктивного горизонту.

За Суліним тип води хлор-кальцієва. Мінералізація води 240,4 г/кг. Густина води 1187 кг/м³. Мікрокомпонентами пластової води виступають J (15 мг/л) та Br (596 мг/л).

Менілітовий горизонт

Глибина залягання покрівлі покладу на ділянці Менілітового горизонту - 630 метрів. Тип флюїду - нафта і газ. Абсолютна глибина контакту - -960/-1350 м. Висота покладу 1050 метрів. Тип покладу – пластовий склепінчастий, тектонічно екранований і літологічно обмежений. Режим покладу – пружного та розчиненого газу. Товщина горизонту від 86 до 180 м. Ефективна товщина колектора флюїдів від 59,3 до 122 метрів, а підрахункова товщина колектора флюїдів 20 метрів. Коефіцієнт пористості від 0,05 до 0,175. Підрахунковий коефіцієнт пористості 0,101. Колекторами виступають алеврити та аргіліти. Коефіцієнт насичення порід 0,83. Пластова температура в кельвінах – 293-313.

Початковий робочий дебіт 200 т/добу.

Характеристика нафти

Густина дегазованої нафти 853 кг/м³. В'язкість дегазованої нафти $13,56 \cdot 10^{-6}$ м²/с. Коефіцієнт усадки нафти 0,8. Температура початку кипіння 370 К.

Таблиця 8.10.

Вихід фракцій при перегонці, в об'ємних відсотках

ПК-373	373-423	423-473	473-523	523-573	573-623	623-КК
-	9	20,5	-	47	-	-

Таблиця 8.11.

Вміст в масових відсотках

Парафіни	Смоли	Асфальтени	Сірка
-	16	-	-

Тип нафти Т₁ - вихід фракцій не менше 45%.

Характеристика природного газу

Відносна густина 0,693. Теплотворна здатність газу 37939 кДж.

Таблиця 8.12.

Склад газу в об'ємних відсотках

CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
			n	i	n	i				
80,9	8,6	5,8	1,75	0,92	0,31	0,48	-	0,46	0,69	0,004

Характеристика пластової води продуктивного горизонту.

За Суліним тип води хлор-кальцієва. Мінералізація води 275,7 г/кг. Густина води 1195 кг/м³.

Бориславський пісковик

Глибина залягання покрівлі покладу на ділянці Бориславського пісковика - 730 метрів. Тип флюїду - нафта і газ. Абсолютна глибина контакту - -960/-1350 м. Висота покладу 750 метрів. Тип покладу – пластовий склепінчастий, тектонічно екранований. Режим покладу – пружнього та розчиненого газу. Товщина горизонту від 10 до 40 м. Ефективна товщина колектора флюїдів від 8 до 28 метрів, а підрахункова товщина колектора флюїдів 17,5 метрів. Коефіцієнт пористості від 0,052 до 0,231. Підрахунковий коефіцієнт пористості 0,117. Проникність порід від $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $183 \cdot 10^{-3}$ мкм². Колекторами виступають пісковики та алевроліти. Коефіцієнт насичення порід 0,75. Пластова температура в кельвінах – 293-313.

Початковий робочий дебіт від 1 т/добу до 3000 т/добу.

Характеристика нафти

Молекулярна маса 255. Густина дегазованої нафти 844,5 кг/м³. В'язкість пластової нафти 2,5 мПа*с, дегазованої нафти $14,89 \cdot 10^{-6}$ м²/с. Коефіцієнт усадки нафти 0,8. Температура застигання 287,2 К, початку кипіння 350 К.

Таблиця 8.13.

Вихід фракцій при, в об'ємних відсотках

ПК-373	373-423	423-473	473-523	523-573	573-623	623-КК
3,3	12,3	20,8	-	44,5	-	-

Таблиця 8.14.

Вміст в масових відсотках

Парафіни	Смоли	Асфальтени	Сірка
5	22,7	-	До 0,05

Тип нафти ІТ₁П₂ - Малосірчиста, вихід фракцій не менше 45%, вихід парафіну 1,5%-6%.

Характеристика природного газу

Відносна густина 0,693. Теплотворна здатність газу 37939 кДж

Таблиця 8.15.

Склад газу в об'ємних відсотках

CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
			n	i	n	i				
80,9	8,6	5,8	1,75	0,92	0,31	0,48	-	0,46	0,69	0,004

Характеристика пластової води продуктивного горизонту.

За Суліним тип води хлор-кальцієва. Мінералізація води 291,7 г/кг. Густина води 1189 кг/м³. Мікрокомпонентами пластової води виступають J (33,8 мг/л) та Br (557 мг/л).

Хоча в сучасних роботах бориславський пісковик описаний як суцільний пласт пісковика, однак в своїх роботах К. Толвинський писав, що на окремих ділянках бориславський пісковик зцементований до такої ступіні, що більше не може віддавати нафту. На інших ділянках він, навпаки, створює високопродуктивні розпушені лінзи. З метою визначення характеру продуктивності бориславського пісковика кандидат геологічних наук, доцент М.І. Манюк, аспірант А.Л. Білогубко, студент Н.Я. Бойчук з Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу створили карту інтегрального видобутку нафти у бориславському пісковнику Бориславської глибинної складки (рис. 8.1). Вони з'ясували, що відстані між найбільш продуктивними свердловинами всього лише 110 м. На цій же ділянці між високопродуктивними свердловинами на відстані всього лише 50-100 м були й такі, в яких з бориславського пісковика зовсім не отримано припливів нафти. Узагальнивши отримані геологічні дані та дані розробки, вони з'ясували, що в бориславському пісковнику нафта залягає у вигляді лінз. Промислові притоки нафти отримано з малих інтервалів 1-2м у розрізі 20-30м потужного піщаного горизонту. Інтервали припливів знаходилися як у покрівельній, так і в підшовній частині, або ж і в середній частині пласта. На окремих ділянках і у склепінчастій частині складки припливів не було отримано [Ошибка! Источник ссылки не найден.].

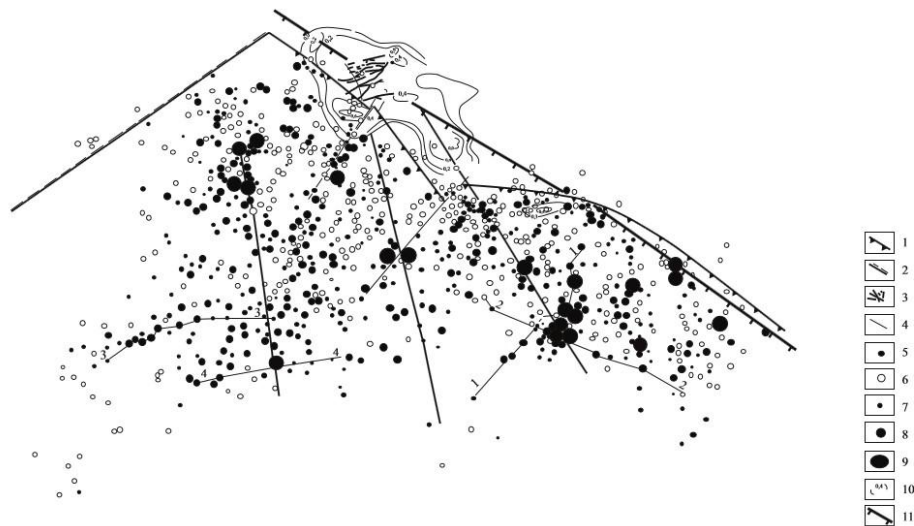


Рис. 8.1 Карта інтегрального видобутку нафти з покладів у бориславському пісковикі Бориславської глибинної складки

1 - лінія насуву флішових покладів; 2 - поперечні порушення у флішових відкладах; 3 - озокеритові жили; 4 - передбачувані розломи в автохтонному комплексі порід: свердловини, в яких промисловий приплив нафти; 5 - одержано; 6 - не одержано. Накопичений видобуток нафти: 7 - <10000 т; 8 - 10000-100000 т; 9 - >100000 т; 10 – ізолінії насичення нафтою верхньої пачки порід у воротищенських відкладах [Ошибка! Источник ссылки не найден.].

Попельський горизонт

Глибина залягання покрівлі покладу на ділянці Попельського горизонту – 830 метрів. Тип флюїду – нафта і газ. Абсолютна глибина контакту - -960/-1350 м. Висота покладу 870 метрів. Тип покладу – пластовий склепінчастий, тектонічно екранований і літологічно обмежений. Режим покладу – пружного та розчиненого газу. Ефективна товщина колектора флюїдів від 3 до 48 метрів, а підрахункова товщина колектора флюїдів 18,6 метрів. Коефіцієнт пористості від 0,052 до 0,155. Підрахунковий коефіцієнт пористості 0,101. Колекторами виступають пісковики та алевроліти. Коефіцієнт насичення порід 0,86. Пластова температура в кельвінах – 293-313.

Початковий робочий дебіт від 1 т/добу до 460 т/добу.

Характеристика нафти

Густина дегазованої нафти 853,2 кг/м³. В'язкість дегазованої нафти 14,89*10⁻⁶ м²/с. Коефіцієнт усадки нафти 0,8. Температура застигання 269 К, початку кипіння 367 К.

Таблиця 8.16.

Вихід фракцій при перегонці, в об'ємних відсотках

ПК-373	373-423	423-473	473-523	523-573	573-623	623-КК
1	11	21,5	32	46	-	-

Таблиця 8.17.

Вміст в масових відсотках

Парафіни	Смоли	Асфальтени	Сірка
20	-	-	-

Тип нафти Т₁П₃ – вихід фракцій не менше 45%, більше 6%.

Характеристика природного газу

Відносна густина 0,693. Теплотворна здатність газу 37939 кДж

Таблиця 8.18.

Склад газу в об'ємних відсотках

CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
			n	i	n	i				
80,9	8,6	5,8	1,75	0,92	0,31	0,48	-	0,46	0,69	0,004

Характеристика пластової води продуктивного горизонту.

За Суліним тип води хлор-кальцієві. Мінералізація води 303 г/кг. Густина води 1190,7 кг/м³. Мікрокомпонентами пластової води виступають J (26,91 мг/л) та Br (640,5 мг/л).

Витвицький горизонт

Глибина залягання покрівлі покладу на ділянці горизонту – 1200 метрів. Тип флюїду – нафта і газ. Абсолютна глибина контакту - -960/-1350 м. Висота покладу 700 метрів. Тип покладу – пластовий склепінчастий, тектонічно екранований і літологічно обмежений. Режим покладу – пружного та розчиненого газу. Ефективна товщина колектора флюїдів від 2 до 30 метрів, а підрахункова товщина колектора флюїдів 9,6 метрів. Коефіцієнт пористості від 0,055 до 0,223. Підрахунковий коефіцієнт пористості 0,118. Колекторами виступають аргіліти та пісковики. Коефіцієнт насичення порід 0,80. Пластова температура в кельвінах – 293-313.

Початковий робочий дебіт 250 т/добу.

Характеристика нафти

Густина дегазованої нафти 850,2 кг/м³. В'язкість дегазованої нафти 20,47*10⁻⁶ м²/с. Коефіцієнт усадки нафти 0,8. Температура застигання 277 К, початку кипіння 359 К.

Таблиця 8.19.

Вихід фракцій при перегонці, в об'ємних відсотках

ПК-373	373-423	423-473	473-523	523-573	573-623	623-КК
2,5	14	25	34,5	49	-	-

Таблиця 8.20.

Вміст в масових відсотках

Парафіни	Смоли	Асфальтени	Сірка
-	19	-	-

Тип нафти Т₁ – вихід фракцій не менше 45%.

Характеристика природного газу

Відносна густина 0,693. Теплотворна здатність газу 37939 кДж

Таблиця 8.21.

Склад газу в об'ємних відсотках

CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
			n	i	n	i				
80,9	8,6	5,8	1,75	0,92	0,31	0,48	-	0,46	0,69	0,004

Характеристика пластової води продуктивного горизонту.

За Суліним тип води хлор-кальцієві. Густина води 1208,5 кг/м³. Мікрокомпонентами пластової води виступають J (83,8 мг/л) та Br (726,3 мг/л).

Ямненський горизонт

Глибина залягання покрівлі покладу на ділянці Ямненського горизонту – 1800 метрів. Тип флюїду – нафта і газ. Абсолютна глибина контакту - -960/-1350 м. Висота покладу 450 метрів. Тип покладу – пластовий літологічно обмежений. Режим покладу – пружного та розчиненого газу. Товщина горизонту від 40 до 60 м. Підрахункова товщина колектора флюїдів 24,7 метрів. Коефіцієнт пористості від 0,056 до 0,231. Підрахунковий коефіцієнт пористості 0,122. Колекторами виступають пісковики з прошарками алевролітів та аргілітів. Коефіцієнт насичення порід 0,75. Пластова температура в кельвінах – 293-313.

Початковий робочий дебіт від 1 т/добу до 400 т/добу. Характеристика нафти

Густина дегазованої нафти 848,4 кг/м³. В'язкість дегазованої нафти 15,2*10⁻⁶ м²/с. Коефіцієнт усадки нафти 0,8. Температура початку кипіння 368 К.

Таблиця 8.22.

Вихід фракцій при перегонці, в об'ємних відсотках

ПК-373	373-423	423-473	473-523	523-573	573-623	623-КК
0,3	12	24	34	47	-	-

Таблиця 8.23.

Вміст в масових відсотках

Парафіни	Смоли	Асфальтени	Сірка
-	15	-	-

Тип нафти Т₁ – вихід фракцій не менше 45%.

Характеристика природного газу

Відносна густина 0,693. Теплотворна здатність газу 37939 кДж

Таблиця 8.24.

Склад газу в об'ємних відсотках

CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
			n	i	n	i				
80,9	8,6	5,8	1,75	0,92	0,31	0,48	-	0,46	0,69	0,004

Характеристика пластової води продуктивного горизонту.

За Суліним тип води хлор-кальцієва. Мінералізація води 319,7 г/кг. Густина води 1196,5 кг/м³.

Для покладу Глибинної складки підрахунковий коефіцієнт вилучення нафти склав 0,419. Початкові їзпаси категорій А+В+С₁ становлять 33635 тисяч тон, видобувні – 13153 тисяч тон. Щільність запасів 3241 тисяч тон умовного палива на км².

8.4 Поклад Помірківського блоку

8.4.1 Поклад ділянки Помірківського блоку

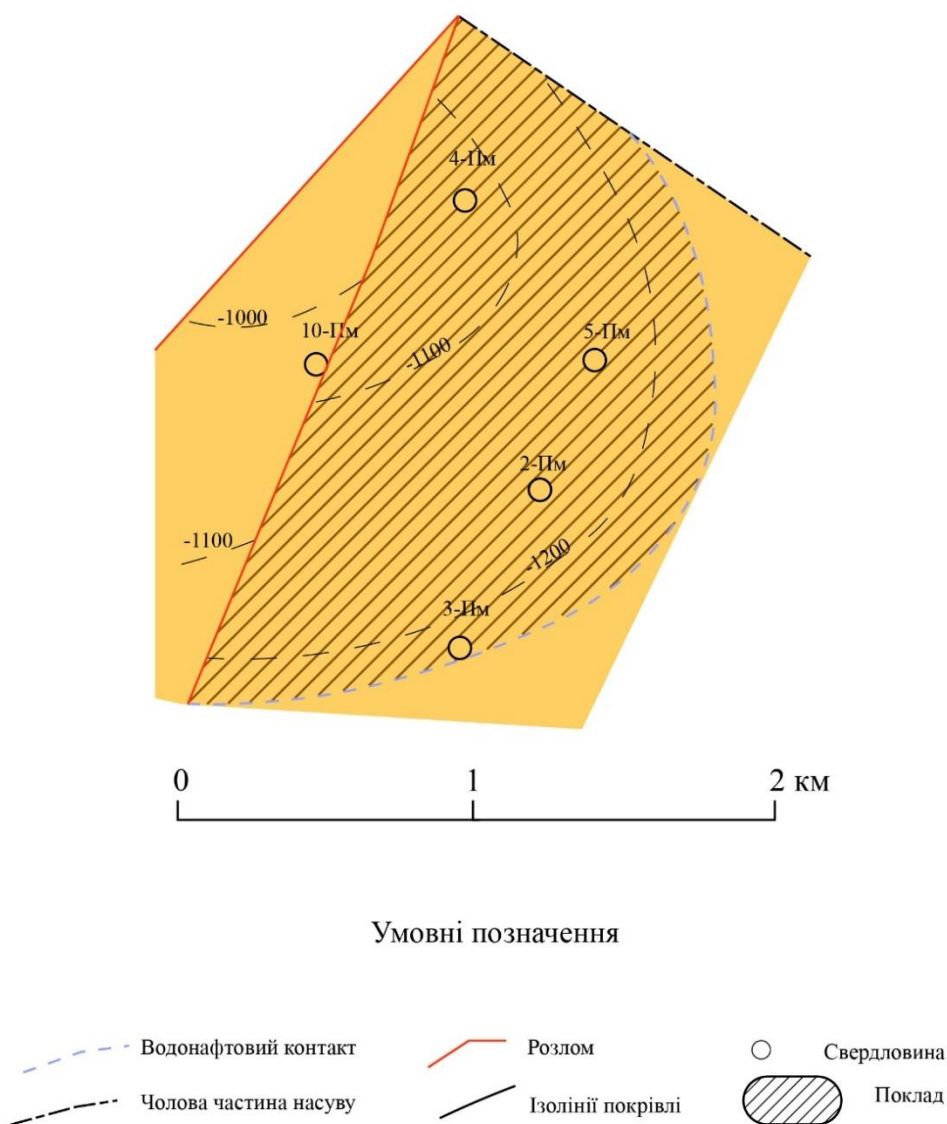


Рис. 8.5 Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту ділянки
Помірківського блоку

Помірківський поклад введено у розробку в 1947 р. з горизонтів менілітової світи. Експлуатуються 8 свердловин, добовий дебіт нафти з яких становить 3,3 т, середній газовий фактор 700-1200 м³/т. У 1993 р. тут відібрано 1,2 тис. т нафти, а з початку роз- робки – 92,3 тис. т. Коефіцієнт її вилучення 0,045, обводненість про- дукції 30% [Ошибка! Источник ссылки не найден.]. Ширина покладу 2 км, дов- жина 1,5 км, висота 170 м.

Глибина залягання покрівлі покладу на ділянці Помірківського блоку – 1450 метрів. Тип флюїду – нафта і газ. Абсолютна глибина контакту - -1225 м. Тип покладу – пластовий склепінчастий, тектонічно екранований. Режим покладу – пружного та розчиненого газу. Товщина горизонту від 116,5 до 155,5 м. Ефективна товщина колектора флюїдів від 17,5 до 13,0 метрів, підрахункова товщина 10,5 метрів. Коефіцієнт пористості від 0,054 до 0,154. Підрахунковий коефіцієнт пористості 0,092. Проникність порід 3 мкм². Колекторами виступають алеврити та аргіліти. Коефіцієнт насичення порід 0,74. Пластова температура в кельвінах 316.

Підрахунковий коефіцієнт вилучення нафти склав 0,2. Початкові запаси категорій А+В+С₁ становлять 538 тисяч тон, видобувні – 410 тисяч тон. Щільність запасів 220 тисяч тон умовного палива на км².

Характеристика нафти

Густина дегазованої нафти 856,8 кг/м³. В'язкість дегазованої нафти $4,2 \cdot 10^{-6}$ м²/с. Вміст газу 261 м³/т. Тиск насичення 13,7 МПа. Коефіцієнт усадки нафти 0,81. Температура застигання 286,3 К, температура початку кипіння 360 К.

Таблиця 8.25.

Вихід фракцій при перегонці, в об'ємних відсотках

ПК-373	373-423	423-473	473-523	523-573	573-623	623-КК
2,5	16	26,5	39	52	-	-

Таблиця 8.26.

Вміст в масових відсотках

Парафіни	Смоли	Асфальтени	Сірка
5,9	13	-	До 0,05

Тип нафти ІТ₁П₂ – Малосірчиста, вихід фракцій не менше 45%, вихід парафіну 1,5%-6%.

Характеристика природного газу

Відносна густина 0,630. Теплотворна здатність газу 37939 кДж

Таблиця 8.27.

Склад газу в об'ємних відсотках

CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
-----------------	-------------------------------	-------------------------------	--------------------------------	--------------------------------	------------------	-----------------	----------------	----

			n	i	n	i				
88,5	5,1	3,4	0,6	0,4	0,65		-	0,2	1	0,005

8.5 Поклади Попельського блоку

8.5.1 Поклад ділянки Попельського блоку

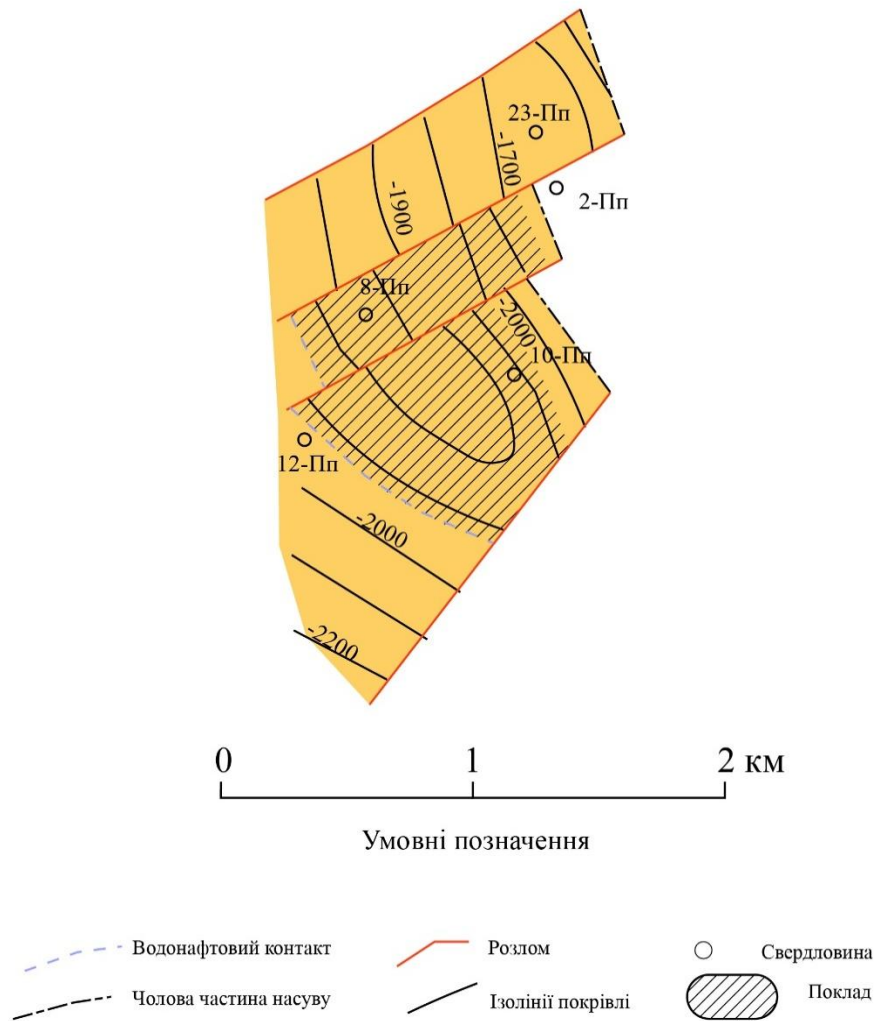


Рис. 8.6 Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту ділянки Попельського блоку

Попельський поклад розробляється з 1967 р. Експлуатуються шість свердловин. У 1993 р. видобуто 2,9 тис. т нафти, а з початку розробки 90,5 тис. т. Коефіцієнт її вилучення досяг 0,101, обводненість продукції – 80%. Ширина покладу 700 м, довжина 1 км, висота 200 м. Основний поклад лежить в менілітовому горизонті, однак присутні вуглеводні також в еоценовому та ямненському горизонтах [Ошибка! Источник ссылки не найден.].

Нижче приведений більш детальний опис кожного горизонту.

Горизонт менілітовий

Глибина залягання покрівлі покладу на ділянці менілітового горизонту – 2250 метрів. Тип флюїду – нафта і газ. Абсолютна глибина контакту - -1960 м. Висота покладу 260 метрів. Тип покладу – пластовий склепінчастий, тектонічно екранований. Режим покладу – пружного та розчиненого газу. Товщина горизонту від 8,4 до 18,2 м. Ефективна товщина колектора флюїдів 15 метрів, підрахункова товщина 13,6 метрів. Коефіцієнт пористості від 0,075 до 0,118. Підрахунковий коефіцієнт пористості 0,104. Проникність порід від 0,1 мкм² до 3 мкм². Колекторами виступають алеврити та аргіліти. Коефіцієнт насичення порід 0,64. Початковий пластовий тиск склав 22,4 МПа, глибина виміру сягла 2250м. Пластова температура в кельвінах 332.

Підрахунковий коефіцієнт вилучення нафти від 0,18 до 0,219. Початкові запаси категорій А+В+С₁ становлять 1011 тисяч тон, видобувні – 536 тисяч тон. Щільність запасів 320 тисяч тон умовного палива на км².

Характеристика нафти

Молекулярна маса 252. Густина пластової нафти 790 кг/м³, дегазованої нафти 860 кг/м³. В'язкість пластової нафти 2 мПа*с. Вміст газу 96 м³/т. Тиск насичення 18 МПа. Коефіцієнт усадки нафти 0,8. Температура застигання 291 К.

Таблиця 8.28.

Вихід фракцій при перегонці, в об'ємних відсотках

ПК-373	373-423	423-473	473-523	523-573	573-623	623-КК
-	5,7	12,3	-	31,3	-	-

Таблиця 8.29.

Вміст в масових відсотках

Парафіни	Смоли	Асфальтени	Сірка
5,9	13	-	До 0,05

Тип нафти ІТ₂П₃ – Малосірчиста, вихід фракцій 30%-45%, вихід парафіну 1,5%-6%.

Характеристика природного розчиненого газу

Відносна густина 0,698. Теплотворна здатність газу 37939 кДж

Таблиця 8.30.

Склад газу в об'ємних відсотках

CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
			n	i	n	i				

87,9	5,9	2,1	0,68	0,33	0,18	0,23	Сліди	1	1,5	-
------	-----	-----	------	------	------	------	-------	---	-----	---

Характеристика природного вільного газу

Відносна густина 0,8465. Теплотворна здатність газу 37939 кДж

Склад газу не визначався.

Характеристика пластової води продуктивного горизонту.

За Суліним тип води хлор-кальцієва. Мінералізація води 259,7 г/кг. Густина води 1173 кг/м³.

Горизонт еоценовий

Глибина залягання покрівлі покладу на ділянці еоценового горизонту – 2360 метрів. Тип флюїду – нафта і газ. Абсолютна глибина контакту - -1960 м. Висота покладу 150 метрів. Тип покладу – пластовий склепінчастий, тектонічно екранований. Режим покладу – пружного та розчиненого газу. Ефективна товщина колектора флюїдів 8 метрів, підрахункова товщина 15 метрів. Підрахунковий коефіцієнт пористості 0,1. Колекторами виступають аргіліти. Коефіцієнт насичення порід 0,57. Початковий пластовий тиск склав 23,8 Мпа, глибина виміру сягла 2360м. Пластова температура в кельвінах 335.

Підрахунковий коефіцієнт вилучення нафти від 0,18 до 0,219. Початкові запаси категорій A+B+C₁ становлять 1011 тисяч тон, видобувні – 536 тисяч тон. Щільність запасів 320 тисяч тон умовного палива на км².

Характеристика нафти

Густина дегазованої нафти 860 кг/м³. Коефіцієнт усадки нафти 0,7.

Таблиця 8.31.

Вміст в масових відсотках

Парафіни	Смоли	Асфальтени	Сірка
11,6	-	-	-

Тип нафти П₃.

Характеристика природного газу

Відносна густина 0,698. Теплотворна здатність газу 37939 кДж

Таблиця 8.32.

Склад газу в об'ємних відсотках

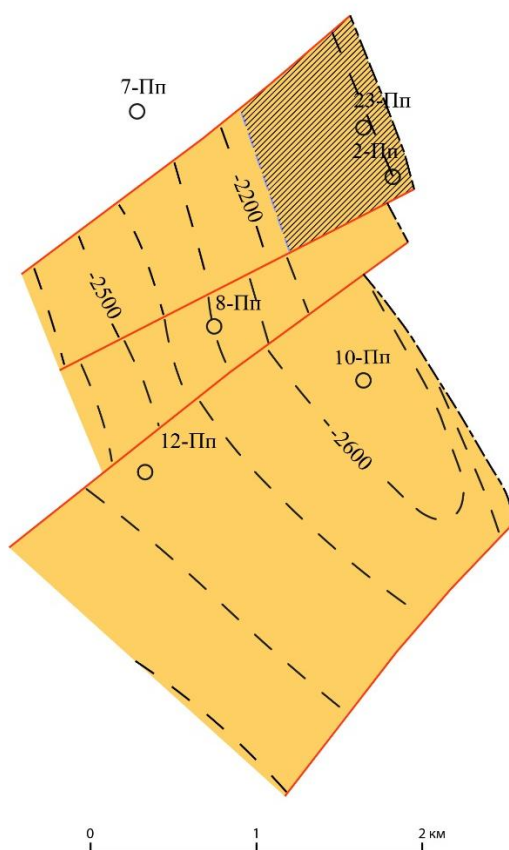
CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
-----------------	-------------------------------	-------------------------------	--------------------------------	--------------------------------	------------------	-----------------	----------------	----

			n	i	n	i				
87,9	5,9	2,1	0,68	0,33	0,18	0,23	Сліди	1	1,5	-

Горизонт ямненський

Глибина залягання покрівлі покладу на ділянці ямненського горизонту – 2540 метрів. Тип флюїду – водогазоконденсатний. Абсолютна глибина контакту - - 1960м. Висота покладу 15 метрів. Тип покладу – пластовий літологічно обмежений. Режим покладу – пружного та розчиненого газу. Товщина горизонту від 40 до 60 м Підрахункова товщина колектора флюїдів 168 метрів. Підрахунковий коефіцієнт пористості 0,08. Колекторами виступають теригенні пористі породи. Коефіцієнт насичення порід 0,6. Початкові видобувні запаси категорій А+В+С₁ становлять 80/0 мільйони м³. Щільність запасів 57 тисяч тон умовного палива на км².

8.5.2 Поклад ділянки Нижньопопельської складки



Умовні позначення



Рис. 8.7 Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту ділянки Попельського блоку Нижньопопельської складки

Ширина покладу 700 м, довжина 1 км, висота 300 м. Поклад лежить в менілітовому горизонті.

Глибина залягання покрівлі покладу на ділянці Менілітового горизонту – 2700 метрів. Тип флюїду – нафта і газ. Абсолютна глибина контакту - -2178/-2387 м. Висота покладу 70/300 метрів. Тип покладу – пластовий склепінчастий, тектонічно екранований. Режим покладу – пружного та розчиненого газу. Товщина горизонту від 13,2 до 29 м. Ефективна товщина колектора флюїдів від 11,2 до 13,6 метрів, а підрахункова товщина колектора флюїдів 11,2 метрів. Коефіцієнт пористості від 0,109 до 0,088. Підрахунковий коефіцієнт пористості 0,109. Проникність порід

$2 \cdot 10^{-3}$ мкм². Коллекторами виступають теригенні пористі породи. Коефіцієнт насичення порід 0,695. Початковий пластовий тиск склав 31 МПа, глибина виміру сягла 2802 м. Пластова температура в кельвінах – 345. Ширина покладу 2 км, довжина 1,5 км, висота 170 м.

Початковий робочий дебіт від 12 т/добу до 14 т/добу. Підрахунковий коефіцієнт вилучення нафти склав 0,3. Початкові запаси категорій А+В+С1 становлять 2627 тисяч тон, видобувні – 1619 тисяч тон. Щільність запасів 443 тисяч тон умовного палива на км². Коефіцієнт продуктивності покладу 1,28 м³/добу*МПа. Гідрогазопровідність покладу $1,3 \cdot 10^{-11}$ м³/Па*с₁.

Характеристика нафти

Густина пластової нафти 838 кг/м³, дегазованої нафти 897,9 кг/м³. В'язкість пластової нафти 1,75 мПа*с. Вміст газу 94 м³/т. Тиск насичення 19,8 МПа. Коефіцієнт усадки нафти 0,84. Температура застигання 299 К, температура початку кипіння 338,5 К.

Таблиця 8.33.

Вихід фракцій при перегонці, в об'ємних відсотках

ПК-373	373-423	423-473	473-523	523-573	573-623	623-КК
4	9	15	21	29,5	51	-

Таблиця 8.34.

Вміст в масових відсотках

Парафіни	Смоли	Асфальтени	Сірка
9,26,8	13,7	7,6	0,78

Тип нафти ПТ₁П₃. – сірчаста, вихід фракцій більше 45%, вміст парафіну більше 6%.

Характеристика природного газу

Відносна густина 0,8465. Теплотворна здатність газу 37939 кДж

Таблиця 8.35.

Склад газу в об'ємних відсотках

CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
			n	i	n	i				
91,8	5,7	1,4	0,13	0,15	0,01	0,02		0,07	0,058	0,004

Характеристика пластової води продуктивного горизонту.

За Суліним тип води хлор-кальцієва. Мінералізація води 321 г/кг. Густина води 1230 кг/м³.

8.6 Поклад піднасуву

8.6.1 Поклад ділянки Піднасуву

Бориславський блок

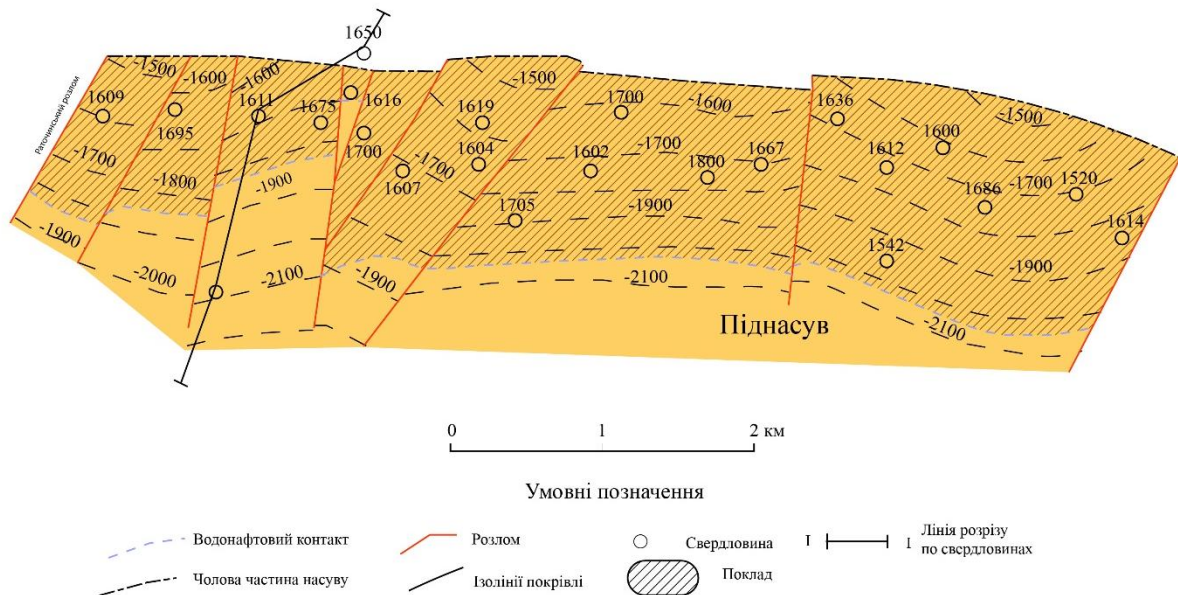


Рис. 8.8 Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту ділянки Бориславського блоку Піднасува

Поклад Піднасуву розроблявся з 1954 р. на режимі виснаження, а з 1970 р. з заводненням. Промислово нафтогазоносними тут є поляницький, менілітовий та еоценовий. Експлуатуються 26 видобувних і 3 нагнітальні свердловини. У 1993 р. видобуто 6,8 тис. т нафти, 8,5 млн. м³ газу та 31,8 тис. м³ води. В продуктивні пласти закачано 29,2 тис. м³ води. Обводненість продукції досягла 83%, газовий фактор 700-1000 м³ /т. На 1.01 1994 р. із покладу відібрано 1266,3 тис. т нафти і закачано 1,0 млн. м³ води. Коефіцієнт вилучення нафти 0,09 [Ошибка! Источник ссылки не найден.]. Ширина покладу 1,5 км, довжина 8 км, висота 500 м.

Далі приведена більш детальна характеристика кожного з горизонтів.

Поляницький горизонт

Глибина залягання покрівлі покладу на ділянці Поляницького горизонту – 1900 метрів. Тип флюїду – водогазоконденсатний. Висота покладу 200 метрів. Тип покладу – пластовий, літологічно обмежений. Режим покладу – пружного та розчиненого газу. Ефективна товщина колектора флюїдів від 15 до 17,9 метрів, а підрахункова товщина колектора флюїдів 16,4 метри. Коефіцієнт пористості від

0,054 до 0,147. Підрахунковий коефіцієнт пористості 0,098. Коллекторами виступають теригенні пористі породи.

Потенціальний вміст стабільного конденсату $146 \cdot 10^{-3} \text{ кг/м}^3$. Підрахунковий коефіцієнт вилучення нафти склав 0,16. Початкові запаси категорій А+В+С₁ становлять 1003 тисяч тон, видобувні – 88 тисяч тон. Щільність запасів 154 тисяч тон умовного палива на км².

Характеристика конденсатів

Густина 700 кг/м³.

Таблиця 8.36.

Вміст в масових відсотках			
Парафіни	Смоли	Асфальтени	Сірка
12,5	-	-	-

Менілітовий горизонт

Глибина залягання покрівлі покладу на ділянці Менілітового горизонту – 2050 метрів. Тип флюїду – нафта і газ. Абсолютна глибина контакту - -1824/-2024 м. Висота покладу 700 метрів. Тип покладу – пластовий склепінчастий, тектонічно екранований. Режим покладу – пружного та розчиненого газу. Товщина горизонту від 120 до 350м. Ефективна товщина колектора флюїдів від 21,3 до 41,4 метрів, а підрахункова товщина колектора флюїдів 31,9 метрів. Коефіцієнт пористості від 0,06 до 0,101. Підрахунковий коефіцієнт пористості 0,091. Проникність порід від $0,2 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ до $27 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Коллекторами виступають алевроїти та аргіліти. Коефіцієнт насичення порід 0,726. Початковий пластовий тиск склав 31,5 Мпа. Пластова температура в кельвінах – 339.

Початковий робочий дебіт від 4 т/добу до 50 т/добу. Підрахунковий коефіцієнт вилучення нафти склав 0,3. Початкові запаси категорій А+В+С₁ становлять 2627 тисяч тон, видобувні – 1619 тисяч тон. Щільність запасів 443 тисяч тон умовного палива на км².

Характеристика нафти

Густина пластової нафти 755 кг/м³, дегазованої нафти 860 кг/м³. В'язкість пластової нафти 1,67 мПа*с, а дегазованої нафти $2,99 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$. Вміст газу 125/146

м³/т. Тиск насичення 23,5 МПа. Коефіцієнт усадки нафти 0,77. Температура застигання 291 К, температура початку кипіння 361 К.

Таблиця 8.37.

Вихід фракцій при перегонці, в об'ємних відсотках

ПК-373	373-423	423-473	473-523	523-573	573-623	623-КК
3	10	19,2	-	42,6	-	-

Таблиця 8.38.

Вміст в масових відсотках

Парафіни	Смоли	Асфальтени	Сірка
6,8	22	-	До 0,05

Тип нафти ІТ₁П₃ – Малосірчиста, вихід фракцій не менше 45%, вихід парафіну більше 6%.

Характеристика природного газу

Відносна густина 0,663. Теплотворна здатність газу 37939 кДж

Таблиця 8.39.

Склад газу в об'ємних відсотках

CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
			n	i	n	i				
89,2	4,9	2,2	0,56	0,3	0,1	0,15	-	0,38	2,2	0,014

Характеристика пластової води продуктивного горизонту.

За Суліним тип води хлор-кальцієвий. Мінералізація води 333,8 г/кг. Густина води 1217 кг/м³. Мікрокомпонентами виступають J (34,9 мг/л) та Br (281,4 мг/л).

Еоценовий горизонт

Глибина залягання покрівлі покладу на ділянці Еоценового горизонту – 2300 метрів. Тип флюїду – нафта і газ. Абсолютна глибина контакту - -1824/-2024 м. Висота покладу 450 метрів. Тип покладу – пластовий склепінчастий, тектонічно екранований. Режим покладу – пружного та розчиненого газу. Товщина горизонту від 120 до 350м. Ефективна товщина колектора флюїдів від 16,0 до 17,4 метрів, підрахункова товщина 16,4 метрів. Підрахунковий коефіцієнт пористості 0,103. Колекторами виступають аргіліти. Коефіцієнт насичення порід 0,725. Пластова температура в кельвінах 339.

Початковий робочий дебіт від 2 т/добу до 10 т/добу. Підрахунковий коефіцієнт вилучення нафти склав 0,3. Початкові запаси категорій А+В+С₁ становлять 2627 тисяч тон, видобувні – 1619 тисяч тон. Щільність запасів 443 тисяч тон умовного палива на км².

Характеристика нафти

Густина дегазованої нафти 860 кг/м³. Коефіцієнт усадки нафти 0,77. Тип нафти ІТ₁П₃ – Малосірчиста, вихід фракцій не менше 45%, вихід парафіну більше 6%.

Характеристика пластової води продуктивного горизонту.

За Суліним тип води хлор-кальцієві. Мінералізація води 311,4 г/кг. Густина води 1206 кг/м³.

Просторове взаємне розташування покладів показано на схемі (рис. 8.9).

Зіставлення контурів покладів

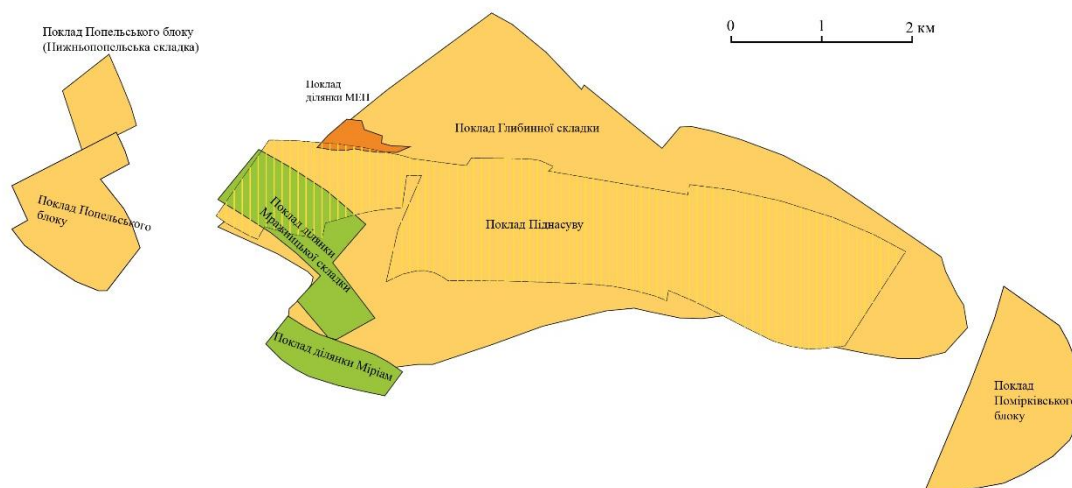


Рис. 8.9 Схема Зіставлення контурів покладів Бориславського НГКР

У крейдовий період та палеогеновий період досліджувана територія представляла собою глибоке море, в якому йшло інтенсивне осадонакопичення карбонатних порід змитих зі східного берега та силікатних з західного. В той же час йшов катагенез вуглеводнів. Під час Аттичної фази Альпійської складчастості море закрилось та почало зминатися в складки та склалося насувами. Після почалось розмивання складчастої споруди. В ході насуво- та складкоутворення вуглеводні, що сформувалися при доскладчастом катагенезі по численних проникних поперечних тектонічних порушеннях мігрували і заповнювали пастки. Вік пасток – післясарматський. Більша частина вуглеводнів розсіялась в ході міграції.

При описі покладу продуктивного горизонту Бориславського пісковика, була знайдена стаття доцента М.І. Манюка, аспіранта А.Л. Білогубка, студента Н.Я. Бойчука з Івано-Франківського національного технічного університету [Ошибка! Источник ссылки не найден.]. В цій роботі описана проблема неоднорідності площинної нафтоносності цього горизонту. Після ознайомлення з їх роботою, я вирішив перевірити інші поклади. Розрахунки представлені в таблиці 8.40.

Таблиця 8.40.

Розрахункова таблиця запасів вуглеводнів

Поклад	S м ²	ефективна товщина покладу м	Об'єм м ³	Коеф. Пористості	Об'єм пор м ³	Коеф. Насичення нафтою	Об'єм нафти м ³	Густина т/м ³	Розраховані запаси вуглеводнів тис. т	Початкові запаси вуглеводнів категорій А+В+С ₁ тис. т	Коеф. площинної нафтоносності
МЕП	300000	13,5	4050000	0,18	729000	0,7	510300	0,8	408,24	292	0,71
Міріам	600000	24,2	14520000	0,18	2613600	0,82	2143152	0,8	1714,5216	1000	0,58
Мражницька складка	2000000	19,6	39200000	0,119	4664800	0,82	3825136	0,8	3060,1088	252	0,08
Бориславський блок Глибинна складка	32000000	17,5	560000000	0,117	65520000	0,75	49140000	0,8	39312	33635	0,85
Помірківський блок	3000000	10,5	31500000	0,092	2898000	0,74	2144520	0,8	1715,616	410	0,24
Попельський блок Глибинна складка	1500000	13,6	20400000	0,104	2121600	0,64	1357824	0,8	1086,2592	1011	0,93
Попельський блок Нижньопопельська складка	1200000	11,2	13440000	0,109	1464960	0,695	1018147	0,8	814,51776	65	0,08
Піднасув	12000000	31,9	382800000	0,091	34834800	0,726	25290065	0,8	20232,05184	2627	0,13

Після розрахунків був вирахований коефіцієнт площинної нафтоносності для основного продуктивного горизонту кожного з покладів. Коефіцієнт площинної нафтоносності вирахований при діленні кількості початкових запасів вуглеводнів на кількість розрахованих при аналізі запасів вуглеводнів. Середній коефіцієнт площинної нафтоносності – 0,435.

Початкові видобувні запаси категорій А+В+С₁ становлять: нафти — 39292 тис. т; розчиненого газу — 16112 млн. м³; газу — 1083 млн. м³; конденсату — 88 тис. т.

За сумою початкових запасів родовище класифікується як «велике». Клас запасів 111 (А). Родовище знаходиться на пізній стадії розробки, видобуток ведеться на гравітаційному режимі, а також з підтриманням пластового тиску методом заводнення.

На території родовища також присутнє Бориславське озокеритове родовище. Озокерит видобувається шахтним способом. Озокеритові поклади утворюють складну систему переплєтених жильних тіл, які формують мережеподібну структуру.

Екологічний аспект

На території м. Борислава склалась унікальна ситуація. Місто розташоване прямо на території родовища. Тривала експлуатація нафтових родовищ у минулому та на сьогодні призводить до поступового погіршення екологічного стану. Ключовим чинником екологічних порушень виступають як природні, так і техногенні геохімічні відхилення, обумовлені підвищеною концентрацією вуглеводнів у ґрунтовому шарі. Це сприяє їхньому інтенсивному накопиченню в підвальних приміщеннях житлових будівель та господарських об'єктів, формуючи реальну загрозу для безпеки. Складність ситуації полягає в тому, що точне місцезнаходження більшості старих свердловин залишається невідомим, причому вони розташовані в межах житлових кварталів, а їх стовбури перекриті незцементованими експлуатаційними колонами. Негерметична конструкція свердловин призводить до високої загазованості місцевості. На сьогодні виявлені свердловини та бурові канали не лише перебувають у аварійному стані, забруднюючи довкілля, а й безпосередньо загрожують безпеці мешканців Борислава.

ВИСНОВКИ

Написання кваліфікаційної роботи бакалавра допомогло у вирішенні поставлених задач. А саме:

- 1) Аналіз геологічної будови та нафтоносності Бориславського НГКР.
- 2) Побудова схематичної палінспастичної реконструкції.
- 3) Вирахування коефіцієнту площинної нафтоносності основних продуктивних горизонтів.

Були отримані такі висновки:

1) В крейдовий та палеогеновий період досліджувана територія представляла собою глибоке море, в якому йшло інтенсивне осадонакопичення карбонатних порід змитих зі східного берега та силікатних з західного. Родовище на даний момент знаходиться не там, де воно утворилось. Поклади знаходяться в алохтоні та знаходяться на стадії руйнування.

2) Аналіз отриманих після побудови схематичної палінспастичної реконструкції даних показав скорочення ширини досліджуваної ділянки в чотири рази, та збільшення товщини в два рази після складкоутворення.

3) Проведені розрахунки виявили коефіцієнт площинної нафтоносності для основних продуктивних горизонтів покладів. Він варіюється від 0,0798 для основного продуктивного горизонту Попельського блоку Нижньопопельської складки до 0,930 для основного продуктивного горизонту Попельського блоку Глибинної складки. Середній коефіцієнт площинної нафтоносності – 0,435.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Study of structure oil deposits in Boryslav sandstone at Boryslavske field / V. Maniuk, V. Khomyn, M. Maniuk, I. Piatkovska and O. Maniuk. – European Association of Geoscientists & Engineers // Geoinformatics, 2021. – № 1. – С. 1–6.
2. Атлас родовищ нафти і газу України. Т. IV. Західний нафтогазоносний регіон / [М. Я. Вуль, С. В. Гошовський, Б. І. Деніга та ін.]. – Львів: Центр Європи, 1998. – 352 с.
3. Геологічна будова та горючі копалини Українських Карпат: Праці УкрНДГРІ. Вип.25 / ред. В.В. Глушко, С.С. Круглів. - К.: Надра, 1971. - 5 с.
4. Геологічна карта СРСР (Карта дочетвертинних відкладів) масштабу 1:1 000 000. Нова серія. Аркуш М-34-35, Львів. – ФГБУ «ВСЕГЕИ», 1974.
5. Колодій В. В., Колодій І. В., Маєвський Б. Й. Нафтогазова гідрогеологія : підручник. – Івано-Франківськ : Факел, 2009. – 141 с.
6. Крупський Ю. З. Геодинамічні умови формування і нафтогазоносність Карпатського та Волино-Подільського регіонів України. – К. : УкрДІГРІ, 2001. – 144 с.
7. Левицький В. В. Геологічна будова та нафтогазоносність Верхньомасловецького родовища (Львівська обл.). – Львів : ЛНУ ім. І. Франка, 2022. – 98 с.
8. Петрографічний кодекс України / Р. Я. Белєвцев, В. А. Веліканов, Ю. Л. Гасанов та ін.; відп. ред. І. Б. Щербаков. – К. : УкрДІГРІ, 1999. – 81 с.
9. Сельський В. Обґрунтування напрямків та обсягів пошуково-розвідувальних робіт на нафту та газ у Скибовій зоні Карпат. – Івано-Франківськ: ЦНІЛ, 1970. – 245 с.
10. Сидоренко А. В. Гідрогеологія СРСР. Т. V: Українська РСР. – К.: Надра, 1971. – 614 с.
11. Стратиграфічний кодекс України / відп. ред. П. Ф. Гожик. – 2-ге вид. – К. : Логос, 2012. – 66 с.
12. Сухарєв Г. М. Гідрогеологія та води нафтових та газових родовищ. – К.: Надра, 1959. – 257 с.

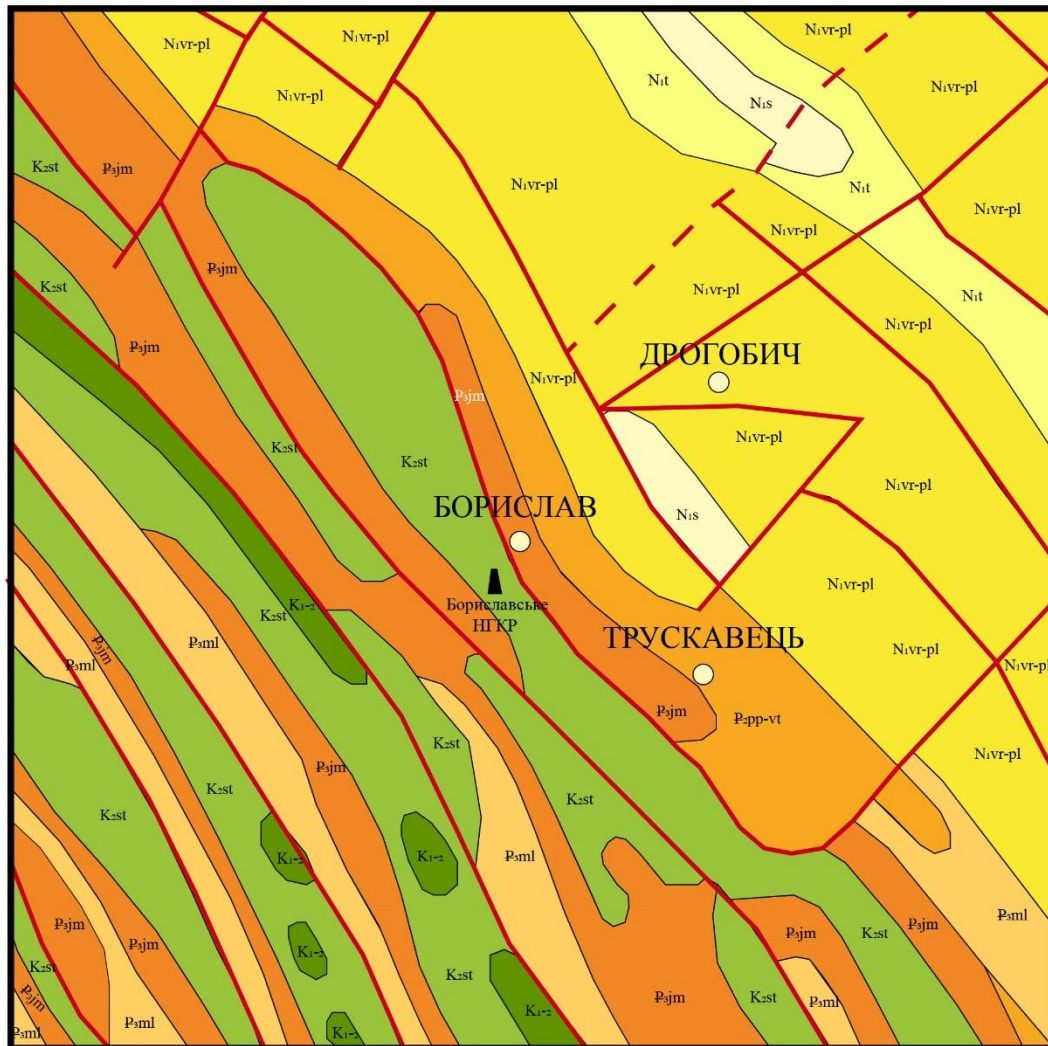
13. Тектонічна карта Українських Карпат – 1:200 000 / ред. В. В. Глушко, С. С. Круглов. – К.: Мінгео УРСР, 1986.
14. Тисмениця (притока Бистриці Тисменицької) [Електронний ресурс] // Вікіпедія. – Режим доступу: [https://uk.wikipedia.org/wiki/Тисмениця_\(притока_Бистриці_Тисменицької\)](https://uk.wikipedia.org/wiki/Тисмениця_(притока_Бистриці_Тисменицької))
15. Топографічна карта М-34-107 / Головне управління геодезії, картографії та кадастру. – 1:100 000. – Київ, 1990.
16. Jurkovič, L. (2015). Geological history of the Western Carpathians. Bratislava: Comenius University Press.
17. Fendek, M., & Fendekova, M. (2000). Hydrogeological Conditions of Slovakia. Bratislava: State Geological Institute of Dionyz Stur.
18. Lapin, M. et al. (2007). Climate Atlas of Slovakia. Bratislava: Slovak Hydrometeorological Institute.
19. Mello, J., & Potocky, L. (2008). Geological Map of Slovakia 1:500,000. Bratislava: Ministry of Environment of the Slovak Republic.
20. Plašienka, D. (2012). The Alpine tectonic evolution of the Western Carpathians. Acta Geologica Slovaca, 4(2), 1–22.
21. Kovác, M., & Hók, J. (2016). Tectonics and sedimentation of the Western Carpathians basins. Slovak Geological Magazine, 16(3), 201–223.
22. Zlinská, A. (2018). Seismic activity and geodynamic structure of northern Slovakia. Bratislava: GeoStudies.
23. Шпильчак П. Р. Карстові системи Північних Карпат. – Тернопіль : ТНПУ, 2022. – 128 с.
24. Грицак Р. С. Палеозойські відклади Сколівсько-Кисуцького сегмента. – Львів: ІГН НАН України, 2018. – 152 с.
25. Чуприненко О. В. Геотектоніка Альпійсько-Карпатського регіону. – Київ : Наукова думка, 2020. – 176 с.
26. Пшеніцина Н. О. Геоінформаційне моделювання Карпатського сегмента. – Київ : КПІ ім. І. Сікорського, 2020. – 132 с.

27. Бартків С. П. Стратиграфія Західних Карпат: довідник. – Львів : Вид. центр ЛНУ, 2017. – 92 с.
28. Mađaj, J. (2011). Mapa geologických rizík severozápadného Slovenska. Žilina: Slovak Technical University.
29. Šamajová, E. (2021). Biostratigraphy of the Kysuce Unit. Bratislava: Slovak Geological Society.
30. Микуш О. М. Основи тектоніки Карпат. – Чернівці : ЧНУ, 2013. – 134 с.
31. European Environment Agency. (2022). Landscape zones of the Carpathian Mountains. – URL: <https://www.eea.europa.eu/>
32. Яцишин А. О. Геоєкологія Карпатського регіону. – Львів : ЛНУ ім. І. Франка, 2020. – 144 с.
33. Вербовський В. С. Енциклопедія Західних Карпат. Т. 1. – Львів : Вид. центр ЛНУ, 2016. – 312 с.

ДОДАТКИ

Додаток 3.1 Карта дочетвертинних відкладів

КАРТА ДОЧЕТВЕРТИННИХ ВІДКЛАДІВ



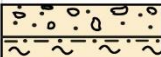
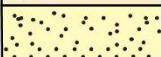
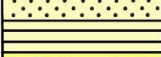
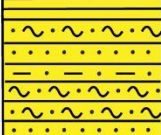
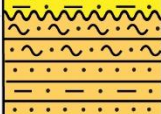
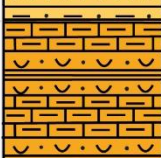
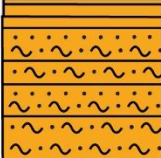
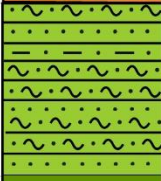
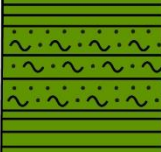
0 5 10 км

Масштаб 1:200000

Умовні позначення

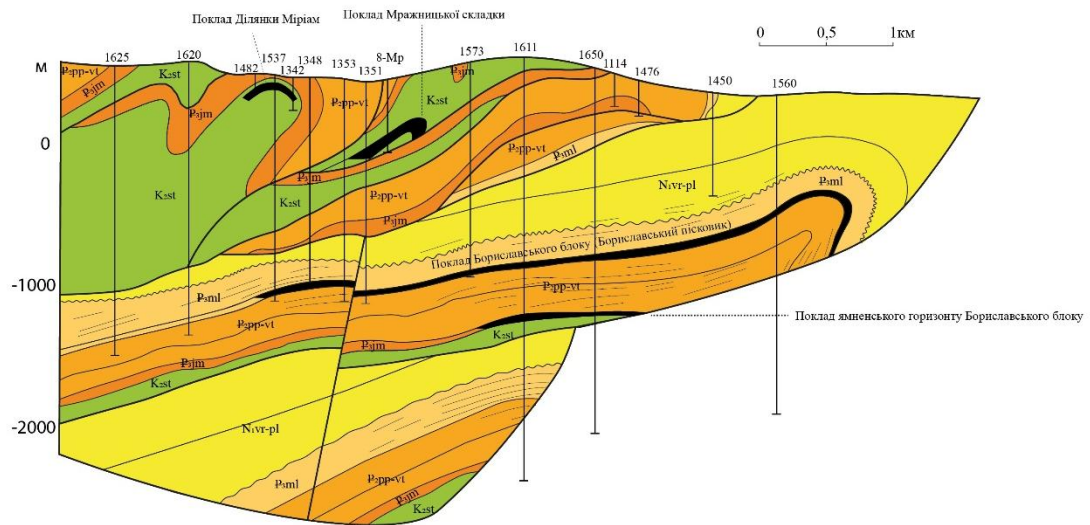
Nis	Сарматський ярус глини, пісковики	Ppp-vt	Попельська та Витвицька свити мергелі, аргіліти, пісковики	Розломи
Nit	Тортонський ярус глини, пісковики, конгломерати	Pjpm	Ямненська свита пісковики, аргіліти, алевроліти	Достовірні
Nivr-pl	Ворошищенська та Полянницька свити глини, аргіліти, пісковики	Kst	Стрийська свита пісковики, аргіліти, алевроліти	Передбачувані
Pjml	Менілітова свита алевроліти, аргіліти, пісковики	K1-2	Альбський та Сеноманський яруси пісковики, аргіліти, мергелі	

Додаток 3.2 Стратиграфічна колонка

Ератема	Система	Відділ	Підвідділ	Ярус	Світа	Індекс		Товщина	Літологічний склад	
Кайнозой	Неоген	Ч.С.				Q		10м	конгломерати, піски, аргіліти, алеврити	
		Міоцен	Сарм.	Тортон	Воротищенська світа	N _{1s}			глини, пісковики, піски	
						N _{1t}			глини, пісковики, конгломерати	
						N _{1vr}		1000м	сірі глини	
						N _{1pl}		213-515м	попелясто-сірі і темно-сірі вапнисті аргіліти з рідкими прошарками алевролітів і пісковиків	
		Палеоген	Олігоцен			Менілітова світа	P _{3ml}		190м	алеврито-аргілітова товща, піщано-алевролітова товща
			Еоцен	Верхній		Попельська світа	P _{2pp}		136м	мергелесті породи сірі, зеленуваті, темно сірі з прошарками монтморілоніту та туфів. сірі дрібнозерністі пісковики
				Нижній		Витвицька світа	P _{2vt}		242м	зеленуваті аргіліти, тонкі прошарки кварцового пісковіку
						Ямненська світа	P _{1jm}		67м	пісковики, аргіліти, алевроліти
			Палеоцен							
Мезозой	Крейда	Верхній відділ			Стрийська світа	K _{2st}		50-800м	пісковики, аргіліти, алевроліти	
Нижній-верхній відділ						K ₁₋₂			Пісковики, аргіліти, мергелі	

Додаток 3.3 Геологічний розріз по лінії свердловин І-І

ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗРІЗ



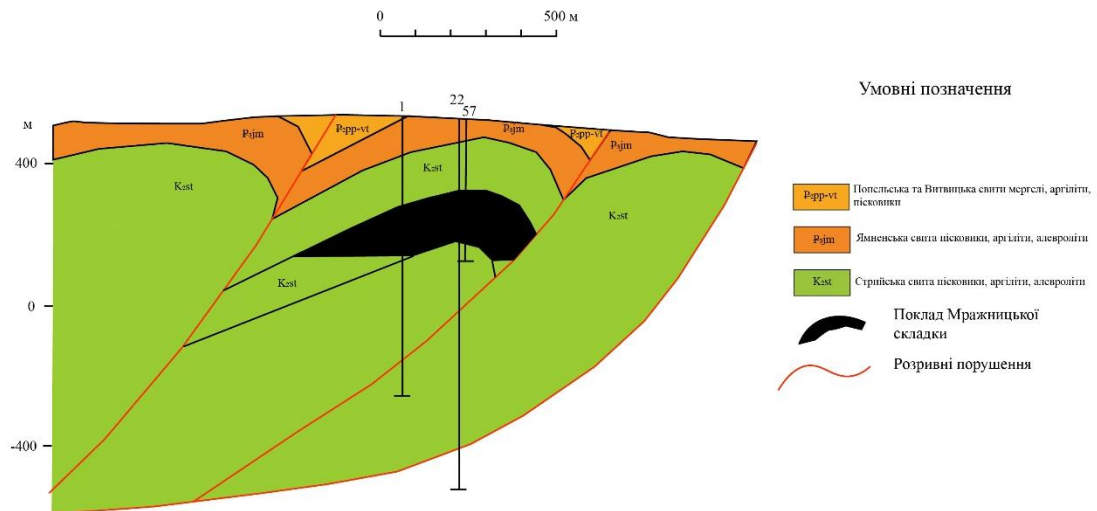
Геологічний розріз по лінії I-I

Умовні позначення

Nvr-pl	Воротинська та Подилицька свити глини, аргіліти, пісковики	Papp-vt	Попельська та Витвицька свити мергелі, аргіліти, пісковики		Поклад вуглеводнів
Pml	Менілітова свита алевроїти, аргіліти, пісковики	Pjpm	Ямненська свита пісковики, аргіліти, алевроїти		Розривні порушення
Kst	Стрийська свита пісковики, аргіліти, алевроїти				

Додаток 3.4 Геологічний розріз по лінії свердловин II-II

Геологічний розріз по лінії II-II

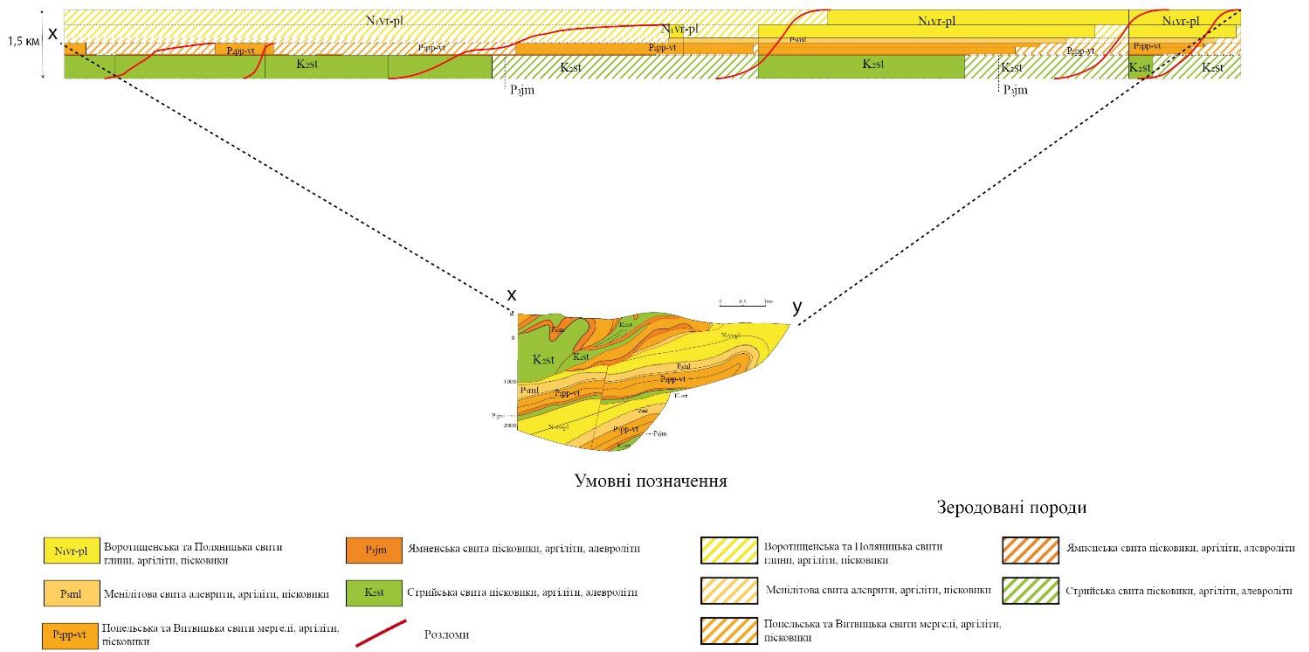


Умовні позначення

Papp-vt	Попельська та Витвицька свити мергелі, аргіліти, пісковики		Поклад Мражницької складки
Pjpm	Ямненська свита пісковики, аргіліти, алевроїти		Розривні порушення
Kst	Стрийська свита пісковики, аргіліти, алевроїти		

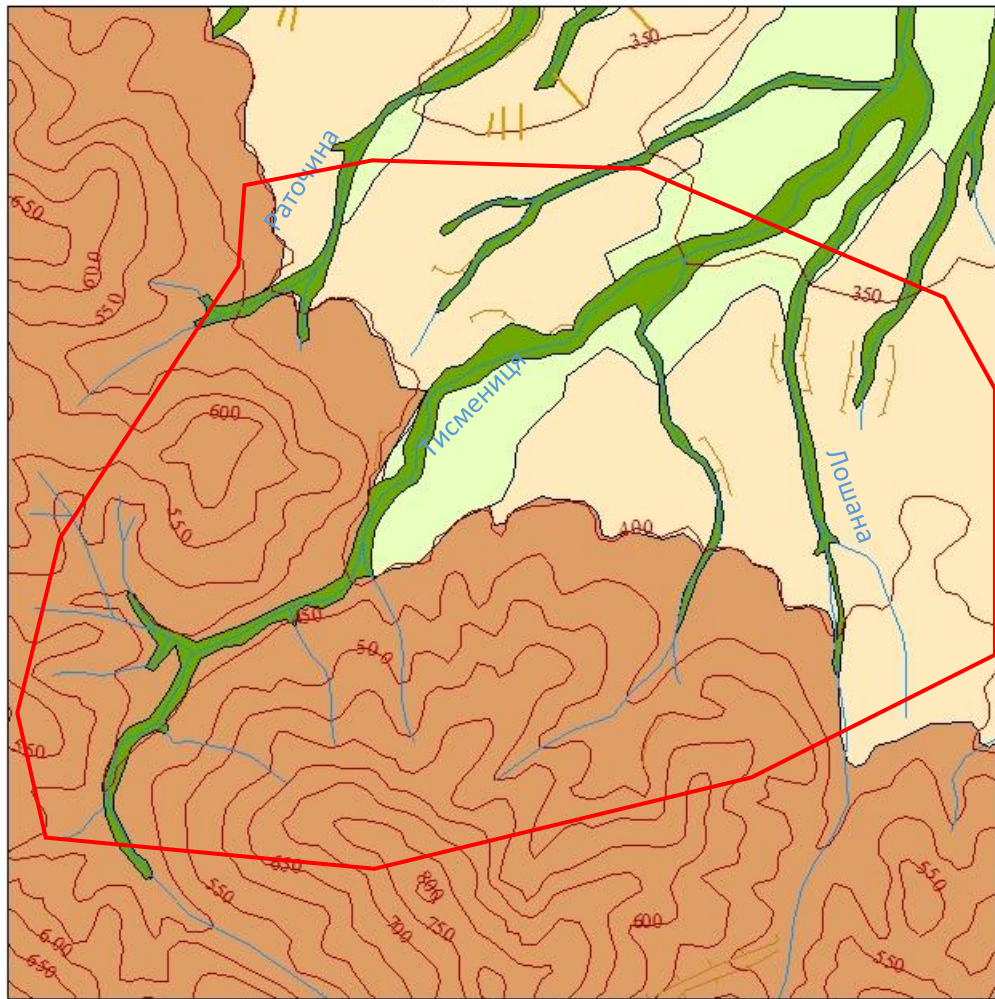
Додаток 4.3 Палінспастична реконструкція

ПАЛІНСТАСТИЧНА РЕКОНСТРУКЦІЯ



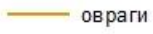
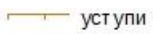
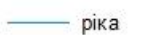
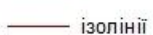
Додаток 6.1 Геоморфологічна карта

Геоморфологічна карта 1:50 000



0 0,5 1 2 км

Умовні позначення

	заплава		овраги
	1 надзаплавна тераса		уступи
	Рівнинний рельєф		ріка
	Низкогір'я		ізолінії