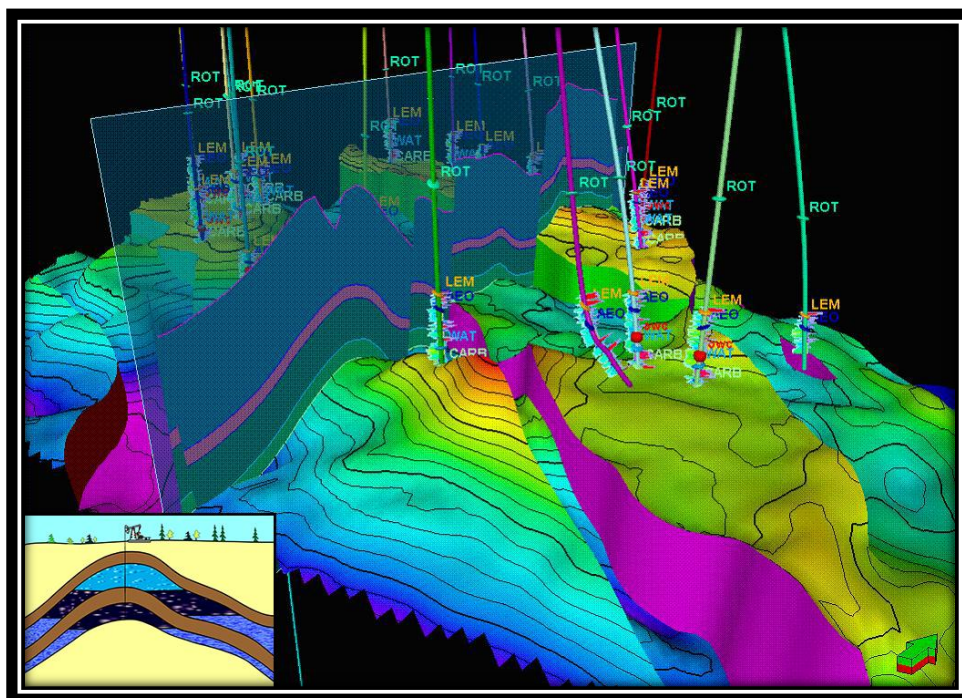


Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна
Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»
Український науково-дослідний інститут природних газів



ГЕОЛОГІЯ НАФТИ І ГАЗУ

МАТЕРІАЛИ
ВСЕУКРАЇНСЬКОЇ НАУКОВО-ПРАКТИЧНОЇ КОНФЕРЕНЦІЇ
СТУДЕНТІВ ТА АСПІРАНТІВ

м. Харків, 20 лютого 2026 р.

Харків
2026

УДК 553.981+553.982(082)

Г36

Реєстраційне посвідчення у ДНУ «Укр ІНТЕЛ» МОН України
(№ 917 від 10 грудня 2025 р.)

*Затверджено до друку рішенням
Науково-методичної ради
Харківського національного університету імені В. Н. Каразіна
(протокол № 2 від 25.12.2025 р.)*

Редакційна колегія: **К.О. Кравченко**, д. геогр. н., доцент (голова ред. колегії), **В.Г. Суярко**, д. геол.-мін. н., проф. (заступник голови ред. колегії), **А.Й. Лур'є**, д. геол.-мін. н., проф., **А.В. Матвєєв**, д. геол. н., проф., **І.В. Удалов**, д. геол. н., проф., **С.В. Горяйнов**, к. геол.-мін. н., доц., **В.М. Прибилова**, к. геол. н., доц., **В.О. Петік**, к. техн. н., доц., **О.В. Чуєнко**, зав. лаб., **Р.В. Владимиров**, аспірант.

Адреса редакційної колегії: Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна, м. Свободи, 4, м. Харків, 61022, к. 1-34, e-mail: geology@karazin.ua

Геологія нафти і газу: матеріали всеукраїнської науково-практичної конференції студентів та аспірантів (20 лютого 2026 року, м. Харків) / Гол. ред. колегії К.О. Кравченко. – Харків: ТО Ексклюзив, 2026. – 50 с.

Тексти представлено у авторській редакції. Автори несуть повну відповідальність за зміст доповідей, а також добір, точність наведених фактів, цитат, власних імен та інших відомостей.

Публікації пройшли внутрішнє рецензування.

ISBN 978-617-7666-43-0

© Харківський національний університет
імені В.Н. Каразіна,
оформлення, 2026.

Зміст

ПЛЕНАРНІ ДОПОВІДІ

Бережний С.А.

*Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна
керівник – доцент Петік В.О.*

РОЗРОБКА МЕТОДИКИ ПРОГНОЗУВАННЯ ОПТИМАЛЬНИХ
ЗЕМЕЛЬНИХ ДІЛЯНОК ДЛЯ РОЗТАШУВАННЯ ВІТРОВИХ
ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ НА ОСНОВІ ГЕОЛОГІЧНИХ ДАНИХ
ТА ГЕОІНФОРМАЦІЙНИХ СИСТЕМ

6

Біньковський В.А.

*Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна
керівник – доцент Самчук І.М.*

МЕТОДОЛОГІЧНІ ПІДХОДИ ДО ОРГАНІЗАЦІЇ ГЕОЛОГІЧНОГО
ВИВЧЕННЯ НАДР: МІЖНАРОДНИЙ ПОРІВНЯЛЬНИЙ АНАЛІЗ
(УКРАЇНА, США, КАНАДА, ФРАНЦІЯ, НІМЕЧЧИНА)

8

Владимиров Р.В.

*Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна
керівник – доцент Горяйнов С.В.*

МОРФОЛОГІЯ ТА ПРОСТОРОВА ОРГАНІЗАЦІЯ НАФТО-
ГАЗМАТЕРИНСЬКИХ КОМПЛЕКСІВ ОСАДОВИХ БАСЕЙНІВ

10

Горбунов Д.Д.

*Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна
керівник – професор Лур'є А.Й.*

ГІДРОГЕОТЕРМІЧНІ УМОВИ ГАЗОВИХ РОДОВИЩ ПІВНІЧНОЇ
ПРИБОРТОВОЇ ЗОНИ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

16

Демиденко І.Т.

*Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна
керівник – доцент Самчук І.М.*

ЦИФРОВІЗАЦІЯ СИСТЕМ ГЕОЛОГІЧНИХ ДАНИХ: ПРОБЛЕМИ
ДОСТУПУ, ІНТЕГРАЦІЇ ТА РЕГУЛЮВАННЯ ВИКОРИСТАННЯ
В УКРАЇНІ ТА СВІТІ

18

Корхов О.О.

*Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна
керівник – професор Суярко В.Г.*

ГЕОЛОГІЧНІ УМОВИ ФОРМУВАННЯ ПОКЛАДІВ ВУГЛЕВОДНІВ
У ШЕЛЬФІ ПІВНІЧНО-ЗАХІДНОЇ ЧАСТИНИ ЧОРНОГО МОРЯ 20

Лещенко А.М.

*Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна
керівник – професор Удалов І.В.*

АНАЛІЗ СТРУКТУРНИХ СПІВВІДНОШЕНЬ ВІСЕЙ СЕРЕДИННО-
ОКЕАНІЧНИХ ХРЕБТІВ ТА ТРАНСФОРМНИХ РОЗЛОМІВ 23

Лунячек А.Р.

*Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна
керівник – доцент Горяйнов С.В.*

ГЕОЛОГІЧНЕ ОТОЧЕННЯ КІМБЕРЛІТОВИХ ТРУБОК
КРАТОНУ СЛЕЙВ (КАНАДА) 25

Маслов О.М.

*Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна
керівник – доцент Соколов В.А.*

ФОРАМІНІФЕРИ ВЕРХНЬОЇ КРЕЙДИ ВОЛИНСЬКОЇ
СТРУКТУРНО-ФАЦІАЛЬНОЇ ЗОНИ 30

Ніконенко О.М.

*Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна
керівник – доцент Соколов В.А.*

ЮРСЬКІ ОСТРАКОДИ ПІВНІЧНО-ЗАХІДНОГО ДОНБАСУ 32

Петров О.С.

*Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна
керівник – доцент Прибилова В.М.*

ВПЛИВ ГІДРОГЕОХІМІЧНИХ ОСОБЛИВОСТЕЙ ПІДЗЕМНИХ ВОД
НА ЯКІСТЬ ПИТНОЇ ТА ТЕХНОЛОГІЧНОЇ ВОДИ ХАРЧОВИХ
ПІДПРИЄМСТВ ХАРКІВСЬКОГО РЕГІОНУ 34

Раїна О.С.

*Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна
керівник – професор Матвеев А.В.*

ФОРАМІНІФЕРИ ВЕРХНЬОЇ КРЕЙДИ ПОДІЛЬСЬКОЇ
СТРУКТУРНО-ФАЦІАЛЬНОЇ ЗОНИ

36

Саламашенко І.М.

*Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна
керівник – професор Матвеев А.В.*

ВАПНЯНИЙ НАНОПЛАНКТОН ВЕРХНЬОЇ КРЕЙДИ
ВОЛИНО-ПОДІЛЬСЬКОЇ ПЛИТИ

38

Ступаченко Я.І.

*Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна
керівник – доцент Соколов В.А.*

ЮРСЬКІ ФОРАМІНІФЕРИ ПІВНІЧНО-ЗАХІДНОГО ДОНБАСУ

40

Ткачов А.С.

*Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна
керівник – професор Суярко В.Г.*

ДИНАМІЧНІ ЗМІНИ В КОЛЕКТОРАХ ВЕРХНЬОГО КАРБОНУ
ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ, ЩО СПРИЧИНЕНІ
ГІДРАВЛІЧНИМ РОЗРИВОМ ПЛАСТА

42

Шелушин Д.І.

*Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна
керівник – доцент Самчук І.М.*

ГЕОЛОГО-ЕКОНОМІЧНІ ТА ПРАВОВІ ЗАСАДИ УПРАВЛІННЯ
ВИДОБУВАННЯМ КРИТИЧНИХ КОРИСНИХ КОПАЛИН:
ДОСВІД УКРАЇНИ ТА ПРОВІДНИХ КРАЇН СВІТУ

47

**Розробка методики прогнозування оптимальних земельних ділянок
для розташування вітрових електростанцій на основі геологічних даних
та геоінформаційних систем**

Бережний С.А.

аспірант ХНУ імені В.Н. Каразіна

Керівник – доц. Петік В.О.

Розвиток відновлюваної енергетики, зокрема вітроенергетики, є одним із ключових напрямів забезпечення енергетичної безпеки та сталого розвитку. Ефективність розміщення вітрових електростанцій значною мірою залежить від правильного вибору земельних ділянок з урахуванням природних, геологічних та інфраструктурних чинників [2].

Геологічні умови території відіграють важливу роль у виборі майданчиків для будівництва вітрових електростанцій. До основних факторів належать інженерно-геологічні характеристики ґрунтів, глибина залягання ґрунтових вод, наявність геологічних небезпек (зсуви, карст, просідання), а також сейсмічні умови [1].

Традиційні підходи до вибору земельних ділянок часто базуються на обмеженій кількості параметрів і не враховують комплексного впливу геологічного середовища. Це зумовлює необхідність розробки методики прогнозування оптимальних майданчиків на основі системного аналізу просторових даних [5].

Геоінформаційні системи (ГІС) є ефективним інструментом для інтеграції та аналізу різномірних геологічних, геоморфологічних, кліматичних та інфраструктурних даних. Використання ГІС дозволяє здійснювати багатокритеріальну оцінку територій і виявляти найбільш перспективні ділянки для розміщення вітрових електростанцій [2].

Запропонована методика прогнозування передбачає формування геоінформаційної бази даних, що включає цифрові геологічні карти, інженерно-

геологічні схеми, дані про фізико-механічні властивості ґрунтів, рельєф, гідрогеологічні умови та обмеження землекористування [3].

На основі зібраних даних здійснюється багатокритеріальний просторовий аналіз із використанням методів зваженого накладання, рейтингової оцінки та класифікації територій за ступенем придатності. Кожному фактору надається ваговий коефіцієнт відповідно до його впливу на надійність та безпечність експлуатації вітрових електростанцій [5].

Особлива увага в методиці приділяється виключенню ділянок з несприятливими геологічними умовами, зокрема територій із розвитком зсувних процесів, заболочених ґрунтів, зон підтоплення та техногенно порушених земель. Це дозволяє зменшити ризики будівництва та експлуатаційні витрати [1].

Важливим етапом методики є поєднання геологічних критеріїв з кліматичними та вітровими характеристиками, такими як середньорічна швидкість вітру, повторюваність вітрових напрямків та турбулентність. Такий комплексний підхід підвищує точність прогнозування ефективності розміщення вітрових електростанцій [2].

Результатом застосування методики є створення карт придатності земельних ділянок для розміщення вітрових електростанцій, які можуть бути використані на етапах просторового планування, попереднього техніко-економічного обґрунтування та прийняття управлінських рішень [4].

Запропонована методика сприяє оптимізації процесу вибору майданчиків, скороченню строків проектування та зменшенню фінансових ризиків. Вона є універсальною та може адаптуватися до різних регіонів з урахуванням локальних геологічних особливостей [3].

Список використаних джерел

1. ДБН В.1.1-46:2017. Інженерно-геологічні вишукування для будівництва.
2. European Commission. Wind Energy Development and Spatial Planning. – Brussels, 2020.

3. Snyder B., Kaiser M. Ecological and Economic Cost–Benefit Analysis of Wind Energy // Renewable Energy. – 2019.
4. Malczewski J. GIS-based Multicriteria Decision Analysis. – New York: Wiley, 2006.
5. GWEC. Global Wind Energy Outlook. – Brussels, 2022.

**Методологічні підходи до організації геологічного вивчення надр:
міжнародний порівняльний аналіз
(Україна, США, Канада, Франція, Німеччина)**

***Біньковський В.А.**
аспірант ХНУ імені В.Н. Каразіна
Керівник – доц. Самчук І.М.*

Геологічне вивчення надр є фундаментальною складовою раціонального використання природних ресурсів, забезпечення мінерально-сировинної безпеки та сталого розвитку держав. Методологічні підходи до його організації формуються з урахуванням геологічної будови територій, економічних потреб, рівня науково-технічного розвитку та державної політики у сфері надрокористування. [1]

В Україні система геологічного вивчення надр історично базується на державному плануванні та централізованому управлінні, що сформувалося у радянський період. Основну роль відіграють державні геологічні служби, які здійснюють регіональні, пошукові та розвідувальні роботи з метою оцінки мінерально-сировинного потенціалу країни. [3]

Методологія геологічних досліджень в Україні передбачає поетапне вивчення надр: регіональні геологічні зйомки, детальні пошукові роботи, розвідку родовищ та їх підготовку до промислового освоєння. Водночас

актуальною проблемою залишається недостатній рівень фінансування та повільне впровадження сучасних цифрових і геоінформаційних технологій. [2]

У США геологічне вивчення надр ґрунтується на поєднанні державного регулювання та активної участі приватного сектору. Ключову роль відіграє Геологічна служба США (USGS), яка зосереджується на фундаментальних дослідженнях, регіональному картуванні, моніторингу природних процесів та відкритому доступі до геологічної інформації. [4]

Методологічний підхід США характеризується високим рівнем стандартизації, використанням сучасних геофізичних і дистанційних методів, а також відкритістю геологічних даних. Це сприяє залученню інвестицій та ефективному розвитку мінерально-сировинного комплексу. [3]

У Канаді геологічне вивчення надр організоване на федеральному та провінційному рівнях. Геологічна служба Канади координує національні програми, тоді як провінції мають значні повноваження у сфері розвідки та управління ресурсами. Такий підхід забезпечує гнучкість та врахування регіональних особливостей. [4]

Канадська методологія базується на інтеграції геологічних, геохімічних та геофізичних досліджень, активному використанні геоінформаційних систем і відкритих баз даних. Значна увага приділяється екологічним аспектам та взаємодії з місцевими громадами, зокрема корінними народами. [1]

У Франції геологічне вивчення надр здійснюється під керівництвом державної геологічної служби BRGM. Методологічний підхід орієнтований на комплексне вивчення геологічного середовища, включаючи надра, підземні води та геологічні ризики. Геологічні дослідження тісно пов'язані з просторовим плануванням і екологічною політикою. [4]

Французька модель характеризується високим рівнем інтеграції наукових досліджень, державного управління та прикладних завдань. Геологічна інформація активно використовується для оцінки геологічних ризиків, управління територіями та забезпечення сталого розвитку. [3]

У Німеччині організація геологічного вивчення надр має децентралізований характер. Федеральні землі відповідають за більшість геологічних досліджень, тоді як національні установи координують загальні стандарти та наукові програми. Такий підхід дозволяє ефективно поєднувати регіональні потреби з національними інтересами. [2]

Список використаних джерел

1. Геологічна служба України. Основи геологічного вивчення надр України. – Київ, 2021.
2. United States Geological Survey (USGS). Science for a Changing World. – Washington, 2020.
3. Natural Resources Canada. Geological Survey of Canada: Programs and Activities. – Ottawa, 2019.
4. BRGM. French Geological Survey: Missions and Methods. – Orléans, 2020.
5. BGR. Federal Institute for Geosciences and Natural Resources of Germany. – Hannover, 2019.

Морфологія та просторова організація нафтогазоматеринських комплексів осадових басейнів

Владимиров Р.В.

аспірант ХНУ імені В.Н. Каразіна

Керівник – доц. Горяйнов С.В.

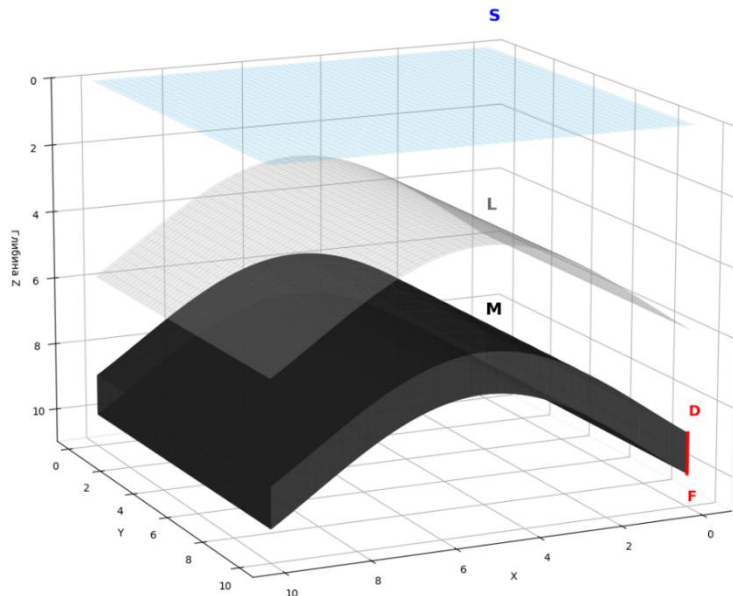
За визначенням М. Б. Вассоевича, нафтогазоматеринська порода – це будь-яка осадова порода (переважно пелітового складу), яка в процесі свого занурення здатна генерувати вуглеводні в кількостях, достатніх для формування промислових покладів» [1]. Вассоевич у своїй роботі «Теорія осадово-міграційного походження нафти» (1967), говорить, «нафто-

материнськими прийнято називати будь-які за генезисом осадові породи, що містять органічну речовину в такій кількості і такої якості, які дозволили породі при досягненні певних термобаричних умов виділити мікронафту в об'ємах, достатніх для формування промислових скупчень». За розглядом. Розвиваючи положення М. Б. Вассоєвича щодо пелітового (глинистого) складу материнських порід, необхідно зауважити, що в реальних геологічних розрізах не кожна глиниста товща набуває генераційних властивостей. Як зазначає Hunt J. M. (1996) у своїй роботі «Petroleum Geochemistry and Geology», існує чітка межа продуктивності, лише ті глинисті породи, що пройшли через процес природного збагачення органічною речовиною, можуть вважатися нафтогазоматеринськими. Мінімальний вміст органічного вуглецю, необхідний для того, щоб глиниста порода (сланець) стала материнською, зазвичай вважається рівним 0,5 % проте більшість ефективних материнських порід містять понад 1,0 %. Ці цифри вказують на ваговий відсоток вуглецю в сухій масі породи. У геології та геохімії використано термін З.О.В.- Загальний органічний вуглець. Так 0.5% З.О.В. означає, що в 1 кг. твердої породи міститься 0.005 кг. чистого органічного вуглецю. Безумовно слід охарактеризувати наявність у системі так званого керогену- це тверді нерозчинні органічні включення у гірській породі, які є джерелом для утворення нафти та газу. Водночас, окрім пелітових товщ, до категорії нафтогазоматеринських можуть належати і тонкозернисті карбонатні породи, вапняки та мергелі. Важливою особливістю карбонатів є те, що мінімальний поріг вмісту органічного вуглецю для них є нижчим і становить приблизно 0,3 %. Про те існує поняття ефективності еміграції – здатності породи «виштовхувати» генеровані вуглеводні зі своєї товщі у вільний простір. На відміну від пелітових товщ, які через високу адсорбційну здатність глинистих мінералів утримують значну частку генерованих вуглеводнів у власному поровому просторі, карбонатні породи характеризуються значно вищим коефіцієнтом еміграції. Це зумовлює їхню високу продуктивність навіть за відносно низьких значень органічного вуглецю, що підтверджується досвідом

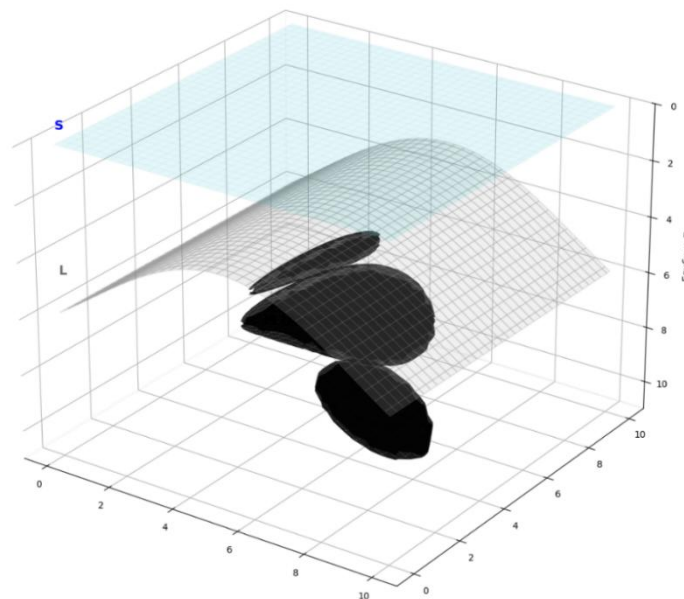
розробки гігантських родовищ Близького Сходу. Розрізняють нафтоматеринські, газоматеринські та нафтогазоматеринські породи. Залежно від походження органічної речовини та її здатності генерувати певні види вуглеводнів, нафтогазоматеринські породи поділяють за їхньою генетичною спеціалізацією. Нафтоматеринські- містять кероген I типу (озерний планктон), що має найвищий потенціал для утворення рідкої нафти. Нафтогазоматеринські базуються на керогені II типу (морський планктон) і здатні продукувати як нафту, так і газ. Газоматеринські- містять кероген III типу (залишки наземних рослин), який через свій склад орієнтований переважно на генерацію природного газу.

Як зазначено у роботі «Petroleum Formation and Occurrence» (1981) авторів В. Р. Tissot, D. Н. Welte - «Геометричні параметри материнських товщ, їх потужність та латеральна витриманість визначають загальний обсяг генерованих вуглеводнів і значною мірою зумовлюють шляхи та ефективність їх еміграції в колекторські пласти» [4, с.486] Згідно з Б.Й. Маєвський, М. П. Євдошук, С. С. Лозинський, В. В. Гладун «Нафтогазоносні провінції світу» (2002), просторова організація нафтогазоматеринських комплексів у межах осадових басейнів зазвичай представлена трьома основними макроморфологічними типами; Пластова- характеризується регіональною витривалістю та значним площинним поширенням, що забезпечує стабільний фон нафтогазогенерації в межах великих структурних елементів (центральної частин басейнів).

Лінзовидний (дискретний) – представлений ізольованими тілами обмеженого розміру, поширення яких має переривчастий характер. Автори R. Sheriff, L. Geldart, у своїй роботі «Сейсмозвідка» (1987) зазначають, дозвольовальна здатність - це мінімальна відстань між межами пласта, (підшвою та покрівлею), якій, наявність, просторові межі та літологічний склад пласта ще піддаються чіткій геофізичній ідентифікації. Особливість лінзовидних материнських пропластків полягає в тому, що через їхню незначну товщу, геофізичні методи не ідентифікують їх як окремі геологічні тіла, сприй-

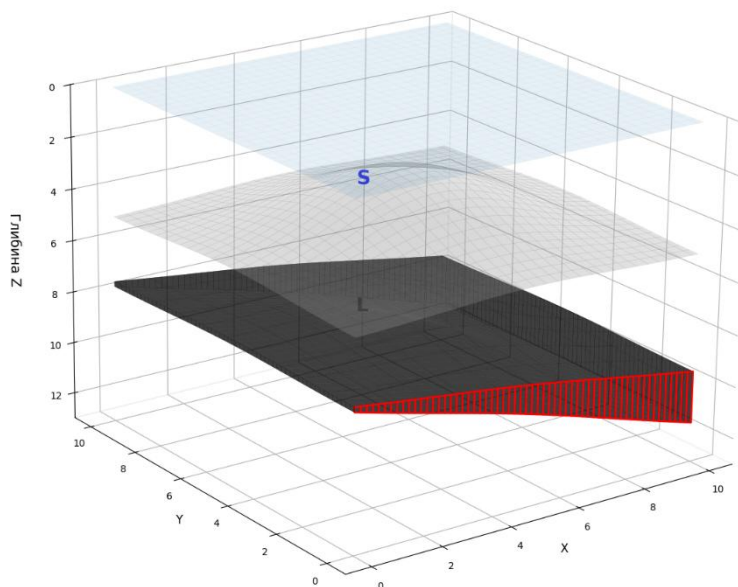


*Площина S- денна поверхня
Пл. L-покривля пастки
Пл. M-материнська порода
пряма DF-товща
материнської породи.*



маючи їх лише як тонкі лінії або частину загального фону розрізу. І. Карпенко у статті у «Науковий вісник Національного гірничого університету» (2021), на прикладі рудовських верств ДДЗ, зазначає – ці материнські комплекси є літологічно неоднорідними та ускладненими для виявлення загальними геофізичними методами.

У науковій монографії В. В. Гладуна «Геологічна будова та нафтогазоносність глибокзанурених горизонтів Дніпровсько-Донецької западини» (2021) концепція клиноподібних форм (клиноформ) є ключовою для доказу наявності вуглеводнів на надглибинах. У розумінні автора, клиноподібна форма - це літологічне тіло, яке поступово зменшується за потужністю (товщиною) в одному напрямку до повного зникнення. В умовах Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) такі «клини» формувалися в періоди швидких тектонічних прогинань та заповнення басейну опадами. Ці клиноподібні тіла складаються з глибокпогружних аргілітів та глинистих порід, які на глибинах понад п'яти кілометрів досягають стадії інтенсивної генерації газу.



На сучасному етапі розвитку аналізу генеруючого потенціалу геології ключовим завданням постає перехід від попластового опису материнських товщ до детального аналізу їхньої макроморфологічної архітектури. Необхідність такого підходу засновано на спостереженнях, що саме просторова форма тіла (пласт, лінза чи клиноформа) визначає зони генерації та «фукусууючий» ефект міграційних потоків. Розуміння макроморфології дозволяє не просто констатувати наявність органічної речовини, а прогнозувати потенціали відновлювання родовища нафти, газу за видобутком. Особливої

актуальності просторово-морфологічні дослідження набувають при роботі з глибокозануреними та літологічно складними комплексами, де стандартні методи сейсмічної візуалізації стикаються з проблемою недостатньої роздільної здатності. Як зазначає А. Е. Лукін у своїй роботі «Вуглеводневий потенціал великих глибин геологічні умови, механізми формування та пошукові моделі», (2018), перспективність глибокозанурених комплексів визначається їхньою структурно-тектонічною позицією та просторовою організацією породно-флюїдної системи, що контролює локалізацію зон генерації та акумуляції вуглеводнів. Можливо зазначити що макроморфологічна організація материнських товщ визначає просторову конфігурацію генераційних центрів та умови їхньої взаємодії з проникними горизонтами. Тому аналіз структурної позиції джерельних комплексів є необхідним для уточнення реалізації генераційного потенціалу в межах нафтогазової системи.

Список використаних джерел

1. Н.Б. Вассоевич., О.М. Вассоевич, И. А. Назаревич «Геохімія органічної речовини та походження нафти»: Наука, 1986. С. 368
2. М.Б. Вассоевич «Теорія осадово-міграційного походження нафти» // Звістки АН СРСР. серія "Геологія". - 1967. - № 11. - С. 135-156.
3. А.Е. Лукін, Про генезис нафти і газу (геосинергетична концепція природних вуглеводнегенеруючих систем) // Геол. журн. – 1999. – № 1. – С. 30–42.
4. Вуглеводневий потенціал великих глибин: геологічні умови, механізми формування та пошукові моделі / А. Є. Лукін. – М.: Видавництво «Гео», 2018. - 328 с.
5. Б.Й. Маєвський, М. П. Євдошук, С. С. Лозинський, В. В. Гладун, «Нафтогазоносні провінції світу» 2002. Київ: Наукова думка, – 407 с.
6. В.Р. Tissot, D. H. Welte «Petroleum Formation and Occurrence»: A New Approach to Oil and Gas Exploration» (1978). 702 с.
7. J. M. Hunt «Petroleum Geochemistry and Geology» (1996) 743 с.

8. R. Sheriff, L. Geldart, «Exploration Seismology» (1995) Second Edition, Cambridge University Press, 592 p.

9. Karpenko I. V. Науковий вісник Національного гірничого університету. – 2021. – № 2. – С. 5–11. Differentiation of Rudov Beds based on the statistical methods on geological and geophysical data (Диференціація рудовських шарів на основі статистичних методів за геологічними та геофізичними даними).

10. Гладун В.В. «Геологічна будова та нафтогазоносність глибокозанурених горизонтів осадових басейнів України». – Київ: Логос, 2021. – 320 с.

Гідрогеотермічні умови газових родовищ північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини

Горбунов Д.Д.

аспірант ХНУ імені В.Н. Каразіна

Керівник – проф. Лур'є А.Й.

Дніпровсько-Донецька западина є однією з найважливіших нафтогазоносних структур України, в межах якої північна прибортова зона вирізняється складною геологічною будовою та специфічними гідрогеотермічними умовами формування і збереження газових покладів. [2]

Гідрогеотермічні умови є ключовим фактором, що впливає на процеси генерації, міграції та акумуляції вуглеводнів. Температурний режим і характер підземних вод безпосередньо визначають фазовий стан газу, стабільність пасток та ступінь збереженості родовищ. [1]

Північна прибортова зона Дніпровсько-Донецької западини характеризується значною тектонічною розчленованістю, наявністю глибинних розломів і блоковою будовою, що зумовлює складну структуру гідрогеологічних систем і різнотипність термічних полів. [1]

Температурний режим газоносних горизонтів формується під впливом геотермічного градієнта, теплопровідності порід та гідродинамічних умов. Для регіону характерні підвищені значення геотермічного градієнта, що свідчить про активний тепловий режим надр. [2]

Підземні води газоносних комплексів представлені переважно хлоридно-кальцієвими та хлоридно-натрієвими розсолами з високою мінералізацією. Їхній склад і температура змінюються залежно від глибини залягання та тектонічної позиції родовищ. [3]

Важливою особливістю гідрогеотермічних умов північної прибортової зони є наявність зон уповільненого водообміну, які створюють сприятливі умови для консервації газових покладів і перешкоджають їх дегазації. [3]

Гідродинамічний режим підземних вод значною мірою контролюється розломними структурами, що можуть виконувати як роль каналів міграції флюїдів, так і бар'єрів для їх переміщення. Це впливає на локалізацію газових родовищ і їх просторове поширення. [2]

Температурні умови безпосередньо пов'язані з фазовим станом вуглеводнів. У межах північної прибортової зони переважають газові та газоконденсатні поклади, формування яких відбувалося за умов підвищених температур і тисків. [1]

Аналіз гідрогеотермічних параметрів дозволяє виділяти перспективні зони для пошуків газових родовищ, зокрема в межах глибоко занурених структур і блоків із підвищеним тепловим потоком. [2]

10. Дані гідрогеотермічних досліджень мають важливе прикладне значення для прогнозування нафтогазоносності, оцінки ризиків при бурінні та оптимізації розробки газових родовищ. [2]

Список використаних джерел

1. Іванюта М. М. Нафтогазоносність Дніпровсько-Донецької западини. – Київ: Наукова думка, 1998.

2. Чебаненко І. І. Глибинна тектоніка та нафтогазоносність України. – Київ: Наукова думка, 1997.

3. Bachu S. Flow of formation waters and hydrocarbon accumulation // AAPG Bulletin. – 1995.

Цифровізація систем геологічних даних: проблеми доступу, інтеграції та регулювання використання в Україні та світі

Демиденко І.Т.

аспірант ХНУ імені В.Н. Каразіна

Керівник – доц. Самчук І.М.

Цифровізація геологічних даних є ключовим напрямом розвитку сучасної геологічної науки та практики, що забезпечує підвищення ефективності геологічного вивчення надр, раціонального природокористування та прийняття управлінських рішень. Перехід від паперових архівів до цифрових платформ сприяє збереженню, систематизації та широкому використанню геологічної інформації. [3]

Геологічні дані охоплюють результати геологічного картування, геофізичних і геохімічних досліджень, буріння, гідрогеологічних спостережень та моніторингу геологічного середовища. Їх цифровізація передбачає створення електронних баз даних, геоінформаційних систем (ГІС) та онлайн-платформ для зберігання і обміну інформацією. [1]

У провідних країнах світу цифрові системи геологічних даних є складовою державної інформаційної інфраструктури. Геологічні служби США, Канади, країн ЄС активно впроваджують принципи відкритих даних, забезпечуючи вільний доступ до значної частини геологічної інформації для науковців, бізнесу та громадськості. [5]

Однією з ключових проблем цифровізації є доступ до геологічних даних. У багатьох країнах світу існує баланс між відкритістю інформації та необхідністю обмеження доступу до даних стратегічного значення. Визначення статусу геологічних даних як відкритих, обмежених або конфіденційних є важливим елементом державної політики. [5]

Проблема інтеграції геологічних даних пов'язана з різноманітністю форматів, стандартів та методик збору інформації. Дані, отримані у різні періоди та різними організаціями, часто є несумісними, що ускладнює їх об'єднання в єдині інформаційні системи. У світі ця проблема вирішується шляхом впровадження міжнародних стандартів та уніфікованих класифікацій. [4]

В Україні процес цифровізації геологічних даних перебуває на стадії активного розвитку. Значна частина геологічної інформації зберігається у паперовому вигляді або в застарілих електронних форматах, що обмежує її доступність та ускладнює інтеграцію з сучасними ГІС-платформами. [1]

Важливим кроком у напрямі цифровізації в Україні є створення електронних кадастрів надр, геоінформаційних порталів та цифрових архівів геологічної інформації. Водночас актуальними залишаються проблеми повноти даних, їх актуалізації та забезпечення достовірності. [2]

Регулювання використання геологічних даних є ще одним складним аспектом цифровізації. У міжнародній практиці широко застосовуються ліцензійні угоди, що визначають умови використання даних, права інтелектуальної власності та відповідальність користувачів. Такий підхід сприяє захисту інтересів держави та стимулює інвестиційну активність. [1]

В Україні нормативно-правова база у сфері використання геологічної інформації потребує подальшого вдосконалення та гармонізації з європейськими стандартами. Зокрема, важливим є чітке визначення правил доступу до цифрових геологічних даних та механізмів їх комерційного використання. [3]

Цифровізація геологічних даних відкриває нові можливості для міждисциплінарних досліджень, просторового аналізу та прогнозування геологічних процесів. Використання сучасних інформаційних технологій, штучного інтелекту та великих даних дозволяє підвищити якість інтерпретації та ефективність прийняття рішень. [4]

Список використаних джерел

1. Геологічна служба України. Геологічна інформація та цифрові ресурси надр України. – Київ, 2021.
2. United States Geological Survey (USGS). Geospatial and Geological Data Management. – Washington, 2020.
3. Natural Resources Canada. Open Geoscience Data and Digital Platforms. – Ottawa, 2019.
4. European Commission. INSPIRE Directive and Geospatial Data Infrastructure. – Brussels, 2018.
5. BRGM. Digital Transformation of Geological Data. – Orléans, 2020.

Геологічні умови формування покладів вуглеводнів у шельфі північно-західної частини Чорного моря

Корхов О.О.

аспірант ХНУ імені В.Н. Каразіна

Керівник – проф. Суярко В.Г.

Північно-західна частина шельфу Чорного моря є одним із найперспективніших регіонів України щодо нафтогазоносності. Формування покладів вуглеводнів у цьому районі зумовлене поєднанням сприятливих тектонічних, літологічних, стратиграфічних та геохімічних чинників. [5]

Геологічна будова північно-західного шельфу Чорного моря характеризується складною тектонічною історією, пов'язаною з розвитком Скіфської платформи, Причорноморської западини та суміжних структур. Осадовий чохол має значну потужність і включає відклади мезозою та кайнозою, що створює передумови для формування нафтогазоносних систем. [1]

Основну роль у нафтогазоносності регіону відіграють палеогенові та неогенові відклади, представлені пісковиками, алевролітами та карбонатними породами. Ці породи часто виступають у ролі колекторів завдяки сприятливим фільтраційно-ємнісним властивостям. [5]

Джерельні товщі вуглеводнів у межах північно-західного шельфу пов'язані переважно з органогенно багатими глинистими відкладами палеогену та нижнього неогену. Високий вміст органічної речовини та відповідні термобаричні умови сприяли генерації нафти й газу. [1]

Важливу роль у формуванні покладів вуглеводнів відіграють пастки різного типу. У регіоні поширені структурні пастки, пов'язані з антиклінальними складками, тектонічними порушеннями та блоковими структурами, а також літологічні та комбіновані пастки. [3]

Герметизація покладів забезпечується потужними товщами глинистих порід, які виконують роль флюїдоупорів. Наявність регіональних та локальних покришок є однією з ключових умов збереження вуглеводнів у надрах шельфу. [1]

Значний вплив на формування нафтогазоносних систем має тектонічна активність регіону. Неотектонічні рухи сприяли як формуванню пасток, так і міграції вуглеводнів уздовж розломів та зон тріщинуватості. [3]

Геохімічні дослідження свідчать про переважно газоконденсатний і газовий характер покладів у північно-західній частині Чорного моря, що пов'язано з особливостями термічної еволюції органічної речовини та глибиною залягання продуктивних горизонтів. [2]

Важливим етапом вивчення нафтогазоносності шельфу є використання сучасних геофізичних методів, зокрема сейсмозв'язки 2D і 3D, гравіметрії та магнітометрії. Ці методи дозволяють детально дослідити будову осадового чохла та локалізувати перспективні ділянки. [4]

Незважаючи на наявність відкритих родовищ і проявів вуглеводнів, нафтогазовий потенціал північно-західного шельфу Чорного моря залишається реалізованим не повністю. Це зумовлено як складними геологічними умовами, так і обмеженнями у проведенні пошуково-розвідувальних робіт. [2]

Список використаних джерел

1. Атлас родовищ нафти і газу України. Причорноморсько-Кримська нафтогазоносна область. – Київ, 1998.
2. Шнюков Є. Ф., Старостенко В. І. Геологія Чорного моря. – Київ: Наукова думка, 2004.
3. Коболев В. П. Нафтогазоносність шельфу Чорного моря // Геологічний журнал. – 2015.
4. Robinson A. et al. Petroleum Geology of the Black Sea Region. – AAPG Memoir, 2010.
5. Finetti I. Geophysical Exploration of the Black Sea Continental Margin // Marine Geology. – 2008.

Аналіз структурних співвідношень вісей серединно-океанічних хребтів та трансформних розломів

Лещенко А.М.

аспірант ХНУ імені В.Н. Каразіна

Керівник – проф. Удалов І.В.

Серединно-океанічні хребти та трансформні розломи є ключовими елементами глобальної тектоніки плит і визначають просторову організацію океанічної кори. Аналіз їх структурних співвідношень дозволяє глибше зрозуміти механізми спредингу, деформацій літосфери та еволюції океанічних басейнів. [3]

Серединно-океанічні хребти формуються в зонах дивергентних меж літосферних плит і характеризуються наявністю рифтових долин, осьових зон магматизму та систем нормальних розломів. Їх вісі, як правило, мають лінійний або сегментований характер і відображають напрямок розходження плит. [1]

Трансформні розломи з'єднують окремі сегменти серединно-океанічних хребтів і компенсують різницю в швидкостях та напрямках руху літосферних плит. Вони характеризуються горизонтальними зсувними переміщеннями та є важливими зонами тектонічної активності. [5]

Однією з характерних особливостей океанічної тектоніки є ортогональне або квазіортогональне співвідношення вісей серединно-океанічних хребтів і трансформних розломів. Таке взаємне розташування зумовлене геометрією руху плит і закономірностями розподілу напружень у літосфері. [3]

Аналіз глобальних тектонічних карт і батиметричних даних свідчить, що вісі серединно-океанічних хребтів часто зазнають сегментації, тоді як трансформні розломи формують системи субпаралельних ліній, які перетинають хребти під близькими до прямого кутами. [1]

Структурні співвідношення між хребтами та трансформними розломами значною мірою контролюються швидкістю спредингу. У зонах швидкого

спредингу осі хребтів мають більш прямолінійний характер, а трансформні розломи є коротшими та менш вираженими. Натомість у зонах повільного спредингу спостерігається складніша сегментація та розвиток довгих трансформних зон. [2]

Важливу роль у формуванні структурних співвідношень відіграють термічний режим мантії та неоднорідність океанічної кори. Локальні мантіїні плюми та варіації товщини літосфери можуть спричиняти відхилення вісей хребтів і зміну орієнтації трансформних розломів. [3]

Сучасні геофізичні методи, зокрема супутникова альтиметрія, магнітна зйомка та сейсмічні дослідження, дозволяють детально аналізувати геометрію серединно-океанічних хребтів і трансформних розломів. Магнітні аномалії океанічної кори є важливим індикатором симетрії та стабільності спредингових процесів. [5]

Аналіз структурних співвідношень вісей хребтів і трансформних розломів має значення для розуміння сейсмічності океанічних регіонів. Більшість землетрусів у межах океанічних плит приурочена саме до трансформних розломів і зон сегментації серединно-океанічних хребтів. [1]

Просторові взаємозв'язки між цими тектонічними елементами також впливають на формування гідротермальних систем та локалізацію рудних проявів, зокрема сульфідних родовищ, пов'язаних із магматичною активністю хребтів. [2]

Список використаних джерел

1. Kearey P., Klepeis K., Vine F. Global Tectonics. – Oxford: Wiley-Blackwell, 2009.
2. Turcotte D. L., Schubert G. Geodynamics. – Cambridge University Press, 2014.
3. Macdonald K. C. Mid-Ocean Ridges: Fine Scale Tectonics, Volcanism, and Hydrothermal Systems // Annual Review of Earth and Planetary Sciences. – 2001.

4. Bird P. An Updated Digital Model of Plate Boundaries // *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*. – 2003.

5. Parsons B., Sclater J. G. An Analysis of the Variation of Ocean Floor Bathymetry and Heat Flow // *Journal of Geophysical Research*. – 1977.

Геологічне оточення кімберлітових трубок кратону Слейв (Канада)

Лунячек А.Р.

аспірант ХНУ імені В.Н. Каразіна

Керівник – доц. Горяйнов С.В.

Кратон Слейв, розташований на північному заході Канадського щита, є одним з найвідоміших алмазоносних регіонів світу. В межах його території виявлено понад 350 кімберлітових трубок включно з великими промисловими родовищами Д'явік, Екати, Снеп Лейк і Гаччо К'ю [1, 2]. Велика кількість як алмазоносних, так і порожніх кімберлітових тіл робить Слейв зручним природним полігоном для аналізу чинників алмазоносності.

Метою цієї роботи є встановлення статистично обґрунтованих зв'язків між алмазоносністю кімберлітових трубок кратону Слейв та параметрами геологічного середовища: віком і типом вміщуючих порід та відстанню до залізорудних формацій.

Інформацію про кімберлітові трубки було отримано з бази даних World Kimberlites CONSOREM Database [3]. Вік і тип вміщуючих порід та відстань до залізорудних формацій встановлено за допомогою детальної геологічної карти кратону Слейв, складеної Stubbley and Irwin [10]. Співставлення даних проведено у середовищі QGIS. Додаткові дані щодо геологічного оточення кімберлітових трубок отримано з онлайн-сервісу Macrostrat [7].

Дані, отримані з зазначених джерел, було об'єднано в єдину базу [6], що охопила 196 кімберлітових трубок кратону Слейв. Алмазоносність

класифікувалася за трирівневою шкалою: відсутність алмазів, наявність алмазів та промисловий вміст (трубка належить до одного з великих родовищ).

Кількість трубок з різною алмазоносністю в залежності від віку вміщуючих порід наведено на рисунку 1. Категорія «Архей» застосована для ділянок, для яких немає більш точних даних стосовно віку.

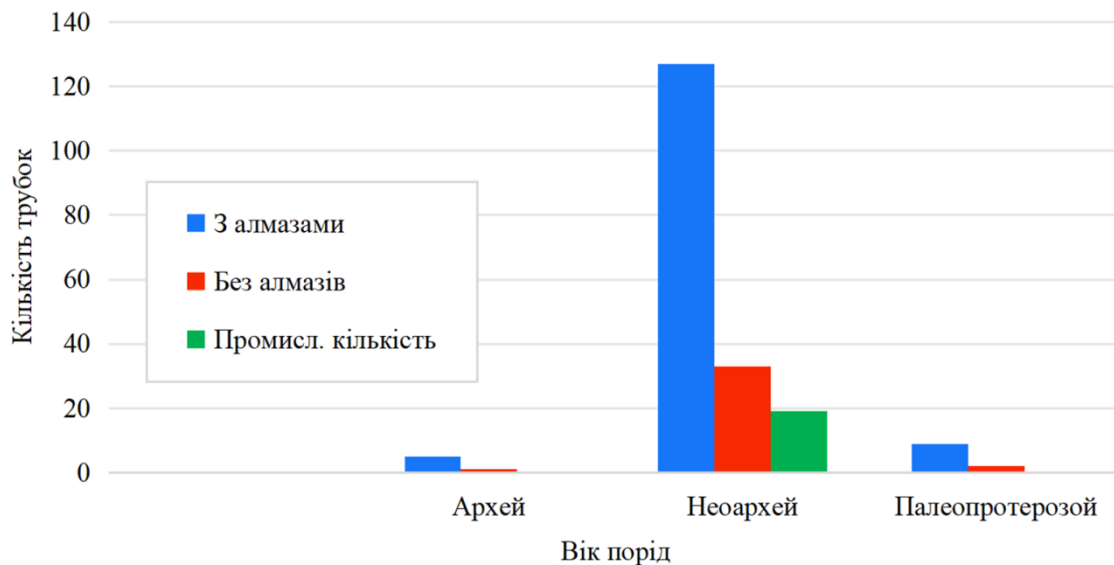


Рис. 1. Залежність алмазоносності від віку вміщуючих порід.

Встановлено, що переважна більшість досліджених трубок інтродована в неоархейські породи. До того ж всі відомі промислові родовища кратону (Д'явік, Екаті, Снеп Лейк, Гаччо К'ю) локалізовані виключно в межах неоархейського фундаменту. Тобто, саме під неоархейськими породами знаходяться джерела кімберлітів і джерела алмазів.

Кількість трубок з різною алмазоносністю в залежності від типу вміщуючих порід наведено на рисунку 2.

За типом вміщуючих порід найбільша концентрація алмазоносних трубок пов'язана з неоархейськими біотитовими та двослюдистими гранітоїдами з калієвим польовим шпатом. Також саме ці породи вміщують більшість трубок з промисловим вмістом алмазів.

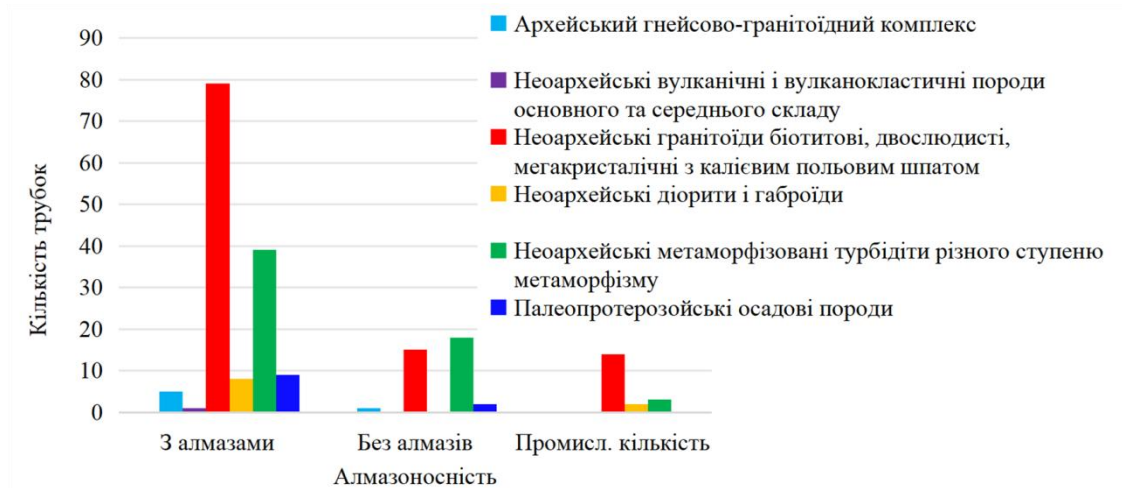


Рис. 2. Залежність алмазоносності від типу вміщуючих порід.

Просторове співпадіння алмазоносних кімберлітів із полями калієвих гранітоїдів узгоджується з моделлю пізньоархейського калієвого метасоматозу та концепцією каналізованої дегазації [4, 5, 8]. Поля збагачених калієм порід у корі, ймовірно, відображають стародавні канали флюїдної міграції, у нижній частині яких мантійні флюїди, насичені калієм, водою та вуглецем, створювали умови для утворення алмазів.

Кількість труб з різною алмазоносністю в залежності від відстані до залізородних формацій (BIF) наведено на рисунку 3.

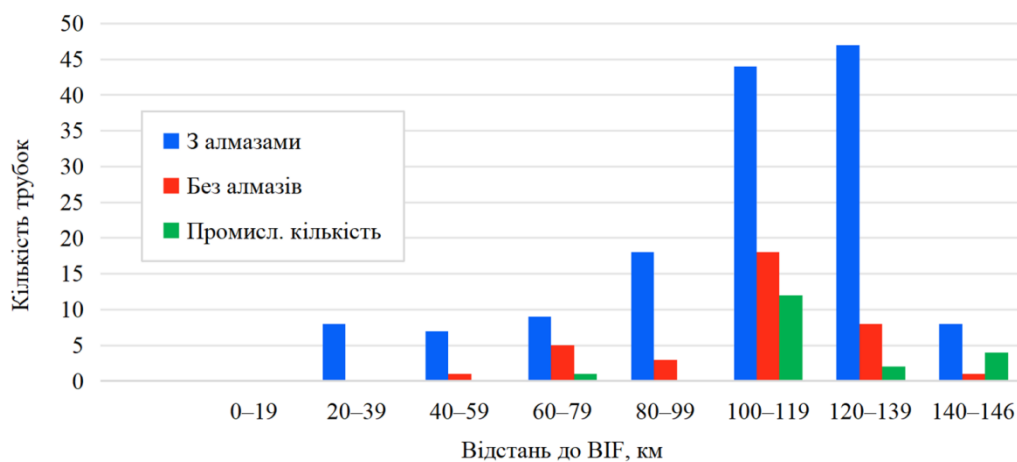


Рис. 3. Залежність алмазоносності від відстані до залізородних формацій (BIF)

Згідно з отриманими даними, кімберлітові трубки повністю відсутні на відстанях менше 20 км від VIF. Переважна більшість трубок (в першу чергу це стосується трубок з промисловою алмазоносністю) зосереджена на відстанях близько 100–140 км від виходів залізородних формацій.

Ці дані добре узгоджуються з субдукційною моделлю походження алмазів [9], згідно з якою VIF маркують верхній край колишньої океанічної плити, субдукованої під кратон. Важкі залізисті осади сприяли зануренню її нижньої частини на глибини, де умови сприятливі для утворення алмазів (високі тиск, температура та наявність розплавів заліза). Тобто, відстань між виходами залізородних формацій і алмазоносними трубками дорівнює проєкції відстані між верхньою і нижньою частинами похило субдукованої океанічної плити на горизонтальну площину. Таким чином, відстань між трубками та VIF повинна бути не малою, а близькою до лінійних розмірів плити.

Можна припустити, що наприкінці неархею процеси субдукції океанічної кори під архейські блоки сприяли взаємодії води, заліза та карбонатів, що призводило до відновлення вуглецю і формування алмазів за наявності високих тисків, температур і калієвих флюїдів в якості каталізатора. Подальші епізоди кімберлітового магматизму будь-якого віку лише транспортували вже сформовані алмази до поверхні.

Отримані результати дозволяють об'єднати субдукційну модель походження алмазів і концепцію каналізованої калієвої дегазації в єдину геодинамічну схему. Поєднання неархеюського фундаменту, полів калієвих порід та оптимальної (100–140 км) відстані від виходів залізородних формацій може слугувати комплексним критерієм прогнозування алмазоносності як у кратоні Слейв, так і в інших докембрійських кратонах світу.

Список використаних джерел

1. Лунячек, А. 2025. Огляд просторового розподілу кімберлітових трубок по тектонічних структурах світу. GEO&BIO, 27, 101–114. URL: <https://doi.org/10.53452/gb2708>.

2. Armstrong, J. 2003. Diamond discovery in the Slave craton: compilations of exploration data as tools for future discovery. Abstracts of the 8th International Kimberlite Conference (Victoria, 01 January 2003).
3. Faure, S. 2010. World Kimberlites CONSOREM Database (Version 3). Consortium de Recherche en Exploration Minérale CONSOREM, Université du Québec à Montréal, Numerical Database on URL: https://consorem2.uqac.ca/production_scientifique/fiches_projets/world_kimberlites_and_lamproites_consorem_database_v2010.xls.
4. Helmstaedt, H. 2009. Crust–mantle coupling revisited: The Archean Slave craton, NWT, Canada. *Lithos*, 112: 1055–1068. <https://doi.org/10.1016/j.lithos.2009.04.046>.
5. Lobach-Zhuchenko, S., H. Rollinson, V. Chekulaev, V. Savatenkov, A. Kovalenko, H. Martin, N. Guseva, N. Arestova. 2008. Petrology of a Late Archaean, highly potassic, Sanukitoid Pluton from the Baltic Shield: Insights into Late Archaean Mantle Metasomatism. *Journal of Petrology*, 49: 393–420. <https://doi.org/10.1093/petrology/egm084>.
6. Luniachek, A. 2025. Slave Kimberlites Database 2025 v4 [Data set]. Zenodo. <https://doi.org/10.5281/zenodo.17157966>.
7. Quinn, D., C. Idzikowski, S. Peters, J. Czaplewski, P. Kishor. 2023. Macrostrat geologic map. Version 4.1.3. URL: <https://macrostrat.org/map>.
8. Roots, E., G. Hill, B. Frieman, R. Smith, J. Craven, D. B. Snyder, A. Calvert. 2025. Channelized metasomatism in Archean cratonic roots as a mechanism of lithospheric refertilization. *Nature Communications*, 16: 1–10. <https://doi.org/10.1038/s41467-025-62912-6>.
9. Sorohtin, O. G., N. O. Sorohtin. 2006. Subduction mechanism of diamond origin. *Geology and mineral resources of the World Ocean*, 1: 5–36.
10. Stublely, M.P., Irwin, D. 2019. Bedrock Geology of the Slave Craton, Northwest Territories and Nunavut. Northwest Territories Geological Survey, NWT Open File 2019-01, ESRI® and Adobe® digital files.

Форамініфери верхньої крейди Волинської структурно-фаціальної зони

Маслов О.М.

аспірант ХНУ імені В.Н. Каразіна

Керівник – доц. Соколов В.А.

Волинська структурно-фаціальна зона є важливою складовою північно-західної частини Волино-Подільської плити та характеризується значним розвитком верхньокрейдових відкладів. Ці відклади мають велике значення для стратиграфічних, палеогеографічних та палеоекологічних реконструкцій, зокрема завдяки багатому комплексу мікрофауни. [3]

Форамініфери верхньої крейди є одним із найінформативніших палеонтологічних індикаторів, що широко застосовуються для біостратиграфічного розчленування та кореляції осадових товщ. Їх систематичний склад і кількісні співвідношення чутливо реагують на зміни умов осадконакопичення та палеоекологічного середовища. [2]

Верхньокрейдові відклади Волинської структурно-фаціальної зони представлені переважно мергелями, крейдою, вапняками та глинистими породами, які формувалися в умовах мілководного епіконтинентального моря. Такі умови сприяли розвитку різноманітних комплексів бентосних і планктонних форамініфер. [5]

У складі форамініферних асоціацій верхньої крейди переважають бентосні форми, зокрема представники родів *Gavelinella*, *Cibicides*, *Textularia*, *Gyroidinoides*. Планктонні форамініфери, такі як *Globotruncana* та *Hedbergella*, трапляються рідше, але мають важливе біостратиграфічне значення. [1]

Видовий склад і морфологічні особливості форамініфер свідчать про відносно стабільні морські умови з помірною глибиною та нормальним солонісним режимом. Наявність окремих евритопних форм вказує на періодичні коливання гідродинамічних і трофічних умов басейну. [5]

Біостратиграфічний аналіз форамініфер дозволяє виділяти окремі стратиграфічні рівні в межах верхньокрейдової товщі та корелювати їх з аналогічними відкладами суміжних регіонів Волино-Поділля та Східноєвропейської платформи. [1]

Фаціальні відмінності верхньокрейдових відкладів Волинської структурно-фаціальної зони відображаються у зміні складу форамініферних асоціацій. У більш мілководних фаціях зростає частка бентосних форм із товстостінними черепашками, тоді як у відносно глибоководних умовах збільшується роль планктонних видів. [2]

Важливе значення має використання форамініфер для палеоекологічних реконструкцій. Аналіз співвідношення бентосних і планктонних форм, морфології черепашок та їх таксономічного складу дозволяє відтворити умови осадконакопичення у верхньокрейдовому морі Волині. [4]

Комплекси форамініфер верхньої крейди Волинської структурно-фаціальної зони свідчать про поступову еволюцію морського басейну, пов'язану з регіональними трансгресіями та регресіями, що впливали на біорізноманіття та структуру мікрофауни. [3]

Отримані дані мають важливе прикладне значення для геологічного картування, стратиграфічної кореляції та уточнення геологічної будови регіону. Форамініферні комплекси можуть бути використані як надійні індикатори віку та фаціальних умов осадових товщ. [1]

Список використаних джерел

1. Дабагян Н. В. Форамініфери крейдових відкладів Волино-Поділля. – Київ: Наукова думка, 1983.
2. Гуров Є. П. Стратиграфія верхньої крейди України. – Київ, 1997.
3. Loeblich A. R., Tappan H. Foraminiferal Genera and Their Classification. – New York: Van Nostrand Reinhold, 1987.
4. Premoli Silva I., Sliter W. V. Cretaceous Planktonic Foraminiferal Biostratigraphy // Journal of Foraminiferal Research. – 1999.

5. Koutsoukos E. A. M. Paleobiogeography and Paleoecology of Cretaceous Foraminifera. – Amsterdam: Elsevier, 2014.

Юрські остракоди північно-західного Донбасу

Ніконенко О.М.

аспірант ХНУ імені В.Н. Каразіна

Керівник – доц. Соколов В.А.

Північно-західний Донбас є одним із ключових регіонів поширення юрських морських відкладів, у яких збереглися різноманітні комплекси мікрофауни. Серед них важливе місце посідають остракоди – дрібні двостулкові ракоподібні, чутливі до змін умов осадконакопичення. [1]

Юрські остракоди регіону представлені багатими та різноманітними асоціаціями, що формувалися в межах епіконтинентального морського басейну. Їхній видовий склад відображає коливання глибини, солоності та гідродинамічного режиму морського середовища. [4]

Формування юрських відкладів північно-західного Донбасу відбувалося в умовах періодичних трансгресій і регресій моря, що безпосередньо впливало на структуру остракодних комплексів і їх стратиграфічну диференціацію. [2]

У складі юрських остракод домінують представники родів *Cytherella*, *Bairdia*, *Cytheropteron*, *Progonocythere*, *Paracypris*, *Monoceratina*. Зміна таксонів у вертикальному розрізі відображає еволюцію морського басейну протягом юрського періоду. [3]

Остракоди, що належать до морських нормалосолоних форм, переважають у відкладах, сформованих за стабільних умов морського середовища. Натомість присутність евригалінних та прибережно-морських форм свідчить про мілководні умови та можливий вплив континентального стоку. [2]

Біостратиграфічне значення юрських остракод північно-західного Донбасу полягає у можливості виділення локальних стратиграфічних рівнів та уточнення віку осадових товщ. Комплекси остракод успішно застосовуються для кореляції розрізів у межах Донбаського басейну та суміжних територій. [4]

Морфологічні особливості раковин остракод (форма, скульптура, розвиток ребер і шипів) є індикаторами екологічних умов існування, зокрема енергетики середовища та вмісту кисню в придонних водах. [3]

Просторові відмінності остракодних асоціацій у межах північно-західного Донбасу зумовлені фаціальною зональністю та тектонічними особливостями регіону, які визначали конфігурацію морського басейну в юрський час. [2]

Дані з остракод доповнюють результати досліджень форамініфер і літологічних характеристик юрських відкладів, що дозволяє створювати більш повні палеоекологічні та палеогеографічні моделі. [1]

Практичне значення вивчення юрських остракод полягає у використанні їх як індикаторів умов осадонакопичення під час геологічного картування та пошуково-розвідувальних робіт, зокрема при оцінці перспектив нафтогазоносності регіону. [3]

Список використаних джерел

1. Whatley R., Boomer I. Ostracoda and Their Applications. – London: Chapman & Hall, 2000.
2. Horne D. J., Cohen A., Martens K. Taxonomy, Morphology and Biology of Ostracoda // Treatise on Zoology. – 2002.
3. Moore R. C. Treatise on Invertebrate Paleontology. Part Q: Ostracoda. – Geological Society of America, 1961.
4. Мандельштам М. І. Юрські остракоди України. – Київ: Наукова думка, 1960.

Вплив гідрогеохімічних особливостей підземних вод на якість питної та технологічної води харчових підприємств Харківського регіону

Петров О.С.

аспірант ХНУ імені В.Н. Каразіна

Керівник – доц. Прибилова В.М.

Підземні води є основним джерелом водопостачання для значної частини харчових підприємств Харківського регіону. Їх гідрогеохімічні особливості формуються внаслідок взаємодії води з гірськими породами, ґрунтами та техногенними чинниками, що безпосередньо впливає на якість питної й технологічної води. [1]

Геологічна будова Харківського регіону представлена відкладами мезозою та кайнозою, серед яких важливу роль відіграють водоносні горизонти крейдових, палеогенових і неогенових відкладів. Хімічний склад підземних вод цих горизонтів характеризується різною мінералізацією, жорсткістю та вмістом макро- і мікрокомпонентів. [3]

Переважаючими типами підземних вод регіону є гідрокарбонатно-кальцієві та гідрокарбонатно-магнієві води з мінералізацією від слабкої до помірної. У ряді районів спостерігається підвищений вміст заліза, марганцю, сульфатів та нітратів, що пов'язано як з природними умовами, так і з антропогенним навантаженням. [5]

Якість питної води для харчових підприємств визначається відповідністю санітарно-гігієнічним нормам, зокрема щодо загальної мінералізації, жорсткості, вмісту токсичних елементів і органічних домішок. Підвищена жорсткість підземних вод Харківського регіону часто потребує попередньої підготовки води перед використанням у виробничих процесах. [2]

Гідрогеохімічні особливості підземних вод істотно впливають на технологічні процеси харчових підприємств. Надлишковий вміст солей кальцію і магнію спричиняє утворення накипу на теплообмінному обладнанні, знижує

ефективність технологічних ліній та скорочує термін експлуатації обладнання. [3]

Підвищений вміст заліза та марганцю у підземних водах негативно позначається на органолептичних властивостях питної води та готової продукції, викликаючи зміну смаку, кольору і запаху. Це особливо критично для підприємств молочної, напоївної та консервної промисловості. [4]

Антропогенний вплив, зокрема сільськогосподарська діяльність, промислові об'єкти та урбанізація, сприяє надходженню до підземних вод нітратів, амонію та важких металів. Такі зміни гідрогеохімічного складу становлять потенційну загрозу для безпеки питної води та потребують постійного моніторингу. [1]

Для забезпечення стабільної якості води на харчових підприємствах Харківського регіону застосовуються різні методи водопідготовки: механічне очищення, знезалізнення, пом'якшення, сорбційні та мембранні технології. Вибір методу залежить від конкретних гідрогеохімічних характеристик підземних вод. [3]

Раціональне використання підземних вод та врахування їх гідрогеохімічних особливостей є важливим чинником підвищення якості продукції харчових підприємств і зменшення негативного впливу на довкілля. Комплексні гідрогеохімічні дослідження дозволяють оптимізувати системи водопостачання та водопідготовки. [1]

Таким чином, гідрогеохімічні особливості підземних вод Харківського регіону відіграють ключову роль у формуванні якості питної та технологічної води харчових підприємств. Їх урахування є необхідною умовою забезпечення безпечного водопостачання, ефективного роботи виробництв та дотримання сучасних екологічних і санітарних вимог. [2]

Список використаних джерел

1. Шестопалов В. М., Негода О. О. Гідрогеохімія підземних вод України. – Київ: Наукова думка, 2018.

2. ДСТУ 7525:2014. Вода питна. Вимоги та методи контролювання якості.
3. Ковальчук І. П., Петренко О. В. Підземні води Харківського регіону та їх використання // Вісник геологічних наук. – 2020.
4. WHO. Guidelines for Drinking-water Quality. – Geneva, 2017.
5. Бондар О. І. Водопідготовка на харчових підприємствах. – Харків: ХДУХТ, 2019.

Форамініфери верхньої крейди Подільської структурно-фаціальної зони

Райна О.С.

аспірант ХНУ імені В.Н. Каразіна

Керівник – проф. Матвеев А.В.

Подільська структурно-фаціальна зона є однією з ключових елементів Волино-Подільської плити та характеризується значним розвитком верхньокрейдових відкладів, які широко поширені у межах Подільської височини. Ці відклади мають важливе значення для вирішення стратиграфічних, палеогеографічних та палеоекологічних питань. [1]

Форамініфери верхньої крейди є провідною групою мікроорганізмів, що використовуються для біостратиграфічного розчленування морських осадових товщ. Їх таксономічний склад, морфологічні особливості та кількісні співвідношення відображають умови осадконакопичення та еволюцію морського басейну. [4]

Верхньокрейдові відклади Подільської структурно-фаціальної зони представлені крейдою, мергелями, вапняками та глинистими породами, що формувалися в умовах мілководного епіконтинентального моря з відносно стабільним гідрологічним режимом. [2]

У форамініферних асоціаціях Подільської зони переважають бентосні форми, зокрема представники родів *Gavelinella*, *Cibicides*, *Gyroidinoides*,

Textularia. Значну стратиграфічну цінність мають також планктонні форамініфери родів *Globotruncana*, *Globigerinelloides* та *Hedbergella*. [5]

Таксономічний склад форамініфер свідчить про переважно нормально-морські умови осадконакопичення з помірною глибиною та достатньою аерацією придонних вод. Наявність евритопних форм вказує на періодичні зміни гідродинамічних умов. [2]

Біостратиграфічний аналіз форамініфер дозволяє чітко розчленувати верхньокрейдові відклади Подільської зони та провести кореляцію з аналогічними товщами Волині, Причорномор'я та інших регіонів Східноєвропейської платформи. [1]

Фаціальні особливості осадових товщ відображаються у структурі форамініферних асоціацій. У більш мілководних умовах зростає частка бентосних форм із масивними черепашками, тоді як у відносно глибших зонах збільшується роль планктонних форамініфер. [2]

Аналіз морфологічних ознак форамініфер, таких як форма черепашки, товщина стінок і тип камерності, дозволяє здійснювати палеоекологічні реконструкції та оцінювати коливання рівня моря у пізньокрейдовий час. [4]

Комплекси форамініфер Подільської структурно-фаціальної зони відображають етапи трансгресивно-регресивного розвитку верхньокрейдового морського басейну, що істотно впливало на біорізноманіття та просторовий розподіл мікрофауни. [3]

Результати досліджень форамініфер мають прикладне значення для уточнення стратиграфічних схем, геологічного картування та реконструкції палеогеографічних умов формування верхньокрейдових відкладів. [1]

Список використаних джерел

1. Гуров Є. П. Верхня крейда Волино-Поділля: стратиграфія та палеонтологія. – Київ: Наукова думка, 1997.
2. Дабагян Н. В. Форамініфери крейдових відкладів Поділля. – Київ, 1985.

3. Loeblich A. R., Tappan H. Foraminiferal Genera and Their Classification. – New York: Van Nostrand Reinhold, 1987.
4. Premoli Silva I., Sliter W. V. Cretaceous Planktonic Foraminiferal Biostratigraphy // Journal of Foraminiferal Research. – 1999.
5. Koutsoukos E. A. M. Paleoecology of Cretaceous Foraminifera. – Amsterdam: Elsevier, 2014.

Вапняний нанопланктон верхньої крейди Волино-Подільської плити

Саламашенко І.М.

аспірант ХНУ імені В.Н. Каразіна

Керівник – проф. Матвеев А.В

Волино-Подільська плита є важливою структурною одиницею південно-західної частини Східноєвропейської платформи, в межах якої широко розвинені морські відклади верхньої крейди. Ці відклади мають значний стратиграфічний і палеогеографічний інтерес, зокрема завдяки наявності добре збережених комплексів вапняного нанопланктону. [2]

Вапняний нанопланктон представлений мікроскопічними організмами з карбонатними скелетами (кокколітами), які відіграють ключову роль у формуванні крейдових та мергелистих порід. Завдяки швидким темпам еволюції та широкому поширенню ці мікрофосилії є надійними біостратиграфічними індикаторами. [5]

Верхньокрейдові відклади Волино-Подільської плити сформувалися в умовах епіконтинентального моря з переважно спокійним гідродинамічним режимом. Такі умови були сприятливими для масового розвитку нанопланктонних організмів, що зумовило їх високу чисельність і різноманіття. [4]

У складі комплексів вапняного нанопланктону верхньої крейди переважають представники родів *Watznaueria*, *Micula*, *Eiffellithus*, *Prediscosphaera*, *Arkhangelskiella*. Зміна домінуючих таксонів простежується відповідно до стратиграфічного положення та фаціальних умов осадконакопичення. [2]

Біостратиграфічне вивчення нанопланктону дозволяє виділяти стандартні зони верхньої крейди (сеноман–маастрихт) та здійснювати детальну кореляцію розрізів у межах Волино-Подільської плити й суміжних регіонів Східноєвропейської платформи. [3]

Кількісний склад і збереженість нанопланктонних комплексів є чутливими до змін умов морського середовища. Зменшення різноманіття або деформація кокколітів може свідчити про коливання температури води, зміни солоності чи трофічного режиму басейну. [1]

Фаціальні відмінності верхньокрейдових відкладів Волино-Подільської плити відображаються у структурі нанопланктонних асоціацій. У мілководних зонах переважають стійкі до змін середовища форми, тоді як у відносно глибоководних частинах басейну спостерігається більше різноманіття таксонів. [1]

Вапняний нанопланктон відіграє провідну роль у карбонатному осадконакопиченні верхньої крейди. Масове накопичення кокколітів стало основою формування потужних товщ крейди та мергелів, характерних для Волино-Подільської плити. [4]

Дані з вивчення нанопланктону дозволяють реконструювати палеогеографічні умови розвитку верхньокрейдового басейну, зокрема трансгресивно-регресивні етапи та загальні кліматичні тенденції пізньої крейди. [3]

Комплексне використання даних з нанопланктону, форамініфер та літологічних характеристик підвищує достовірність стратиграфічних схем і палеоекологічних інтерпретацій для регіону. [2]

Список використаних джерел

1. Bown P. R. *Calcareous Nannofossil Biostratigraphy*. – London: British Micropalaeontological Society, 1998.
2. Burnett J. A. Upper Cretaceous Calcareous Nannofossils // *Journal of Micropalaeontology*. – 1998.
3. Perch-Nielsen K. *Cretaceous Calcareous Nannofossils // Plankton Stratigraphy*. – Cambridge University Press, 1985.
4. Гуров Є. П. Стратиграфія верхньої крейди Волино-Поділля. – Київ: Наукова думка, 1997.
5. Thierstein H. R. *Mesozoic Calcareous Nanoplankton and Paleoceanography // Marine Micropaleontology*. – 1981.

Юрські форамініфери північно-західного Донбасу

Ступаченко Я.І.

аспірант ХНУ імені В.Н. Каразіна

Керівник – доц. Соколов В.А.

Північно-західна частина Донбасу є важливим регіоном поширення юрських відкладів, які сформувалися в умовах морського осадконакопичення та зберегли різноманітні комплекси мікрофауни. Особливе місце серед них посідають форамініфери, що мають значний стратиграфічний і палеоекологічний потенціал. [1]

Юрські форамініфери представлені як аглютинованими, так і вапнистими формами, які добре відображають зміни фізико-хімічних умов морського басейну. Їхній видовий склад і кількісні співвідношення тісно пов'язані з глибиною, трофністю та гідродинамічним режимом середовища осадконакопичення. [4]

Формування юрських відкладів північно-західного Донбасу відбувалося в межах епіконтинентального моря, що періодично зазнавало трансгресій і регресій. Ці коливання суттєво впливали на структуру форамініферових асоціацій і зумовлювали їх стратиграфічну мінливість. [3]

У складі форамініферових комплексів домінують представники родів *Lenticulina*, *Textularia*, *Ammobaculites*, *Trochammina*, *Nodosaria*, *Dentalina*. Зміна домінуючих таксонів простежується від нижньої до верхньої юри, що дозволяє проводити детальне біостратиграфічне розчленування розрізів. [1]

Аглотиновані форамініфери переважають у відкладах, сформованих за умов підвищеного надходження теригенного матеріалу та нестабільних гідрохімічних параметрів. Вапнисті форми, навпаки, характерні для більш спокійних умов осадконакопичення з нормальними морськими показниками солоності. [2]

Біостратиграфічне значення юрських форамініфер північно-західного Донбасу полягає у можливості кореляції місцевих розрізів із загальноєвропейськими стратиграфічними шкалами. Окремі види та комплекси є індикаторами конкретних стратиграфічних інтервалів середньої та верхньої юри. [3]

Форамініфери також є важливим інструментом палеоекологічних реконструкцій. Зміни у видовому різноманітті та морфології раковин відображають коливання глибини басейну, інтенсивності водообміну та вмісту кисню у придонних шарах. [2]

Просторові відмінності форамініферових асоціацій у межах північно-західного Донбасу зумовлені як фаціальною зональністю, так і тектонічними особливостями регіону, що впливали на морфологію басейну та характер осадконакопичення. [3]

Дані з вивчення юрських форамініфер доповнюють результати літологічних та седиментологічних досліджень і дозволяють уточнювати палеогеографічні моделі розвитку Донбаського басейну у юрський час. [4]

Практичне значення досліджень полягає у використанні форамініферових даних для геологічного картування, стратиграфічної кореляції та оцінки перспектив нафтогазоносності юрських відкладів регіону. [1]

Список використаних джерел

1. Loeblich A. R., Tappan H. Foraminiferal Genera and Their Classification. – New York: Van Nostrand Reinhold, 1987.
2. Murray J. W. Ecology and Applications of Benthic Foraminifera. – Cambridge University Press, 2006.
3. Brasier M. D. Microfossils. – London: Chapman & Hall, 1980.
4. Каптаренко-Черноусова О. К. Юрські форамініфери України. – Київ: Наукова думка, 1963.

Динамічні зміни в колекторах верхнього карбону Дніпровсько-Донецької западини, що спричинені гідравлічним розривом пласта

Ткачов А.С.

аспірант ХНУ імені В.Н. Каразіна

Керівник – проф. Суярко В.Г.

Динамічні зміни, що відбуваються в породах внаслідок ГРП, розглянуто на прикладі Дніпровсько-Донецької западини – колекторів у відкладах верхнього карбону. Шляхом гідромеханічного впливу активізуються ділянки пласта, які раніше не брали участі в розробці або мали низьку проникність, що збільшує загальний об'єм доступних вуглеводнів. Вода, яка використовується для гідравлічного розриву пласта, є найважливішим компонентом рідини. Вона повинна ретельно контролюватися за якістю. [1,2].

Закачування рідини під тиском, що перевищує межу міцності породи, створює зону розтягування перед фронтом тріщини. Це змінює напрямок та

величину головних горизонтальних напружень у навколосвердловинній зоні. У природно тріщинуватих колекторах ГРП не просто створює одну тріщину, а активує та з'єднує існуючі природні тріщини, утворюючи складну розгалужену систему.

Зміни фільтраційно-ємнісних властивостей продуктивного пласта на теоретичній моделі.

В процесі гідравлічного розриву пласта пропант використовується для стабілізації тріщин. Це забезпечує їх ефективну флюїдопровідність в процесі формування та видобутку покладу. На відміну від інших методів стимуляції, таких, як кислотна обробка, рідина для розриву пласта, яка використовується в цьому випадку, хімічно не взаємодіє з пластом, що дозволяє їй проникати глибше, особливо в умовах високих температур і тисків. Однак, після гідророзриву пласта пропант лише певний час сприяє збереженню зони штучного розущільнення в породах, а потім, внаслідок їх геостатичного стиснення він може, навпаки, перекривати рух флюїдів у тріщинно-поровому просторі. Такі явища, відомі як «цементация пропанту» відбуваються за високих температур та тисків і є характерними для глибоких горизонтів палеозою (рис. 1).

На вкорінення пропанту в породу, яка зазнала дії катагенезу впливає багато факторів, серед яких його концентрація в рідині гідророзриву, розміри, спосіб розміщення, міцність породи на зсув, граничний тиск закриття тріщин, температура, тощо. Закриття тріщини, ущільненої складовими гідророзриву (пропант, пісок) може розглядатися у трьох аспектах: а) взаємодія з породою, б) руйнування пропанту та в) адсорбція залишків рідини гідророзриву стінками тріщин.

Вплив динамічних змін у масивах Дніпровсько-Донецької западини.

Зі зростанням геодинамічних напруг тріщині деформація гірських порід-колекторів може значно пришвидшити процес вкорінення пропанту. Взаємодія між рідиною гідророзриву та породою може викликати повзучість породи, що є

критичним фактором у цьому процесі. Попередні теоретичні дослідження розділяли вклинювання пропанту на дві окремі фази [3,6]:

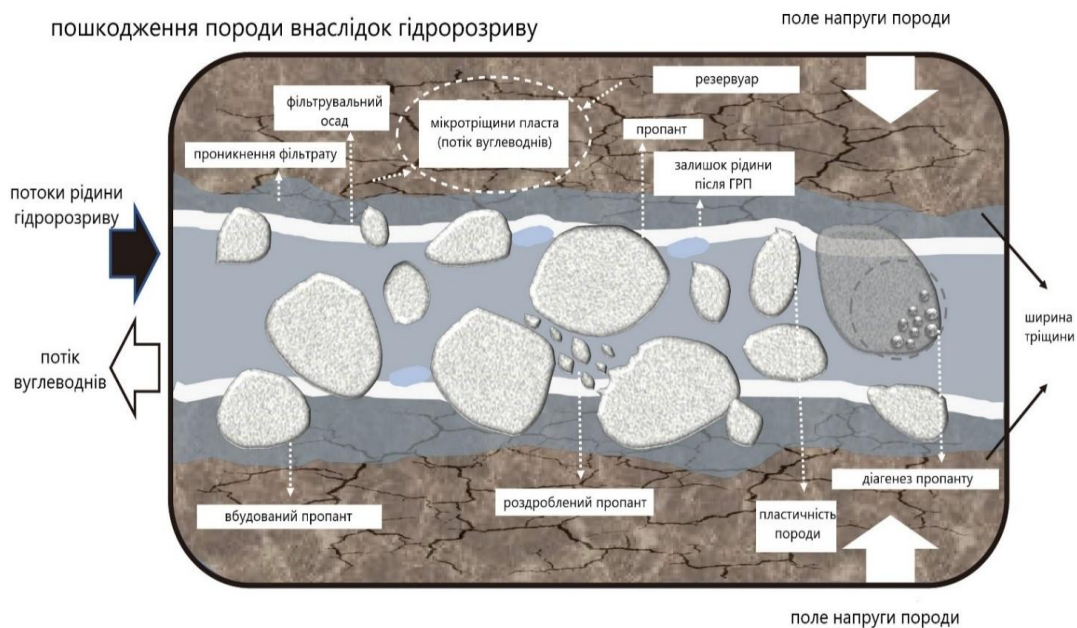


Рис. 1. Схема руйнування пласта в процесі ГРП «фрекінгу»
(за А. Katende, 2021р.)

- 1) пружна деформація, що призводить до вкорінення пропанту в геомасив порід;
- 2) деформація повзучості, що спричиняє вкорінення пропанту в породи, яке залежить від часу.

У масивах палеогенових відкладів Дніпровсько-Донецької западини виявлено ознаки гідродинамічної інверсії, що проявляються у зміні напрямку потенціометричних градієнтів, нестандартних трендах пластових тисків та неузгоджених реакціях суміжних свердловин на експлуатаційні навантаження. Для встановлення механізмів інверсії потрібно застосувати комплексну методика, що поєднує порівняльний аналіз потенціометричних карт, серії дат, часові ряди пластових тисків.

Для оцінки крихкості не існує єдиної універсальної формули. Найпоширеніші методи базуються на мінералогічному складі та механічних властивостях породи. Пластичні породи (наприклад, глинисті сланці, аргіліти)

при навантаженні не розриваються, а деформуються, "поглинаючи" енергію, що робить ГРП менш ефективним [4]. Найпростіше визначення крихкості порід, яке використовується при плануванні ГРП, розраховується за формулою [4,6]:

$$B_{min} = \frac{Q_{tz} + Dol}{Q_{tz} + Carb + Clay}$$

де:

B_{min} – індекс крихкості за мінералогією (в частках одиниці або відсотках).

Q_{tz} – вміст кварцу (%). Кварц – тверда та крихка мінеральна складова.

Dol – вміст доломіту (%).

$Carb$ – вміст карбонатів (кальциту тощо) (%).

$Clay$ – вміст глинистих мінералів (%).

Для прогнозування орієнтації та геометрії тріщини розраховують напруження в пласті. Горизонтальний стрес (σ_h, σ_H): напруження, що діють у горизонтальній площині. Вертикальний стрес (σ_v): напруження від ваги вищезалягаючих порід [5,6].

$$\sigma_v = \rho g H$$

де:

ρ – середня щільність вищезалягаючих порід (кг/м³);

g – прискорення вільного падіння (9,81 м/с²);

H – глибина (м).

При застосуванні розрахунків конкретно до ДДЗ, то маємо:

$$\sigma_v = 2300 * 9,81 * 3500 = 78,970,500 \text{ Па} = 78,9 \text{ МПа}$$

Маємо вертикальний стрес ~ 78,9 МПа на глибині 3500м.

Висновки. ГРП докорінно змінює характер припливу флюїду – з повільного радіального (з усіх боків до свердловини) на швидкий лінійний (через тріщину). Це знімає основне обмеження низькопроникних пластів – високий опір руху нафти і газу. Динаміка змін має і зворотний бік. Взаємодія рідини розриву з породою може призвести до кольматації (засмічення) пор або розбухання глин, що частково нівелює позитивний ефект. Крихкість та межа

пружності породи – це комплексний параметр, що інтегрує дані про літологічний склад та фізико-механічні властивості породи і є вирішальним для прийняття оптимальних рішень при проектуванні та проведенні ГРП. Загалом флюїдовміщуючі пісковики та алевроліти верхнього карбону ДДЗ добре піддаються інтенсифікації.

Список використаних джерел

1. Іванюта М. М. (1998). Атлас родовищ нафти і газу України: у 6 т. Центр Європи.
2. Барташук О., & Суярко В. (2020). Геодинаміка формування перехідної зони між Дніпровсько-Донецькою западиною і Донецькою складчастою спорудою. 1. Тектонічний стиль інверсійних деформацій. Геодинаміка, 2(29), 51–65. <https://doi.org/10.23939/jgd2020.02.051>.
3. Andrews I. J. (2013). The Carboniferous Bowland Shale gas study: geology and resource estimation. British Geological Survey for Department of Energy and Climate Change.
4. Chen B., & Yan Z. (2020). Research review of rock mechanics experiment and numerical simulation under THMC multi-field coupling. Journal of University of Science and Technology Beijing. <https://cje.ustb.edu.cn/article/doi/10.13374/j.issn2095-9389.2019.07.29.005>.
5. Qiao Y., Zhang Y., Bai J., Shang L., Wei D., Hu X., Ren G., & Bai H. (2024, October). New understanding of non-uniform extension mechanism of horizontal fractures in shallow hypertonic reservoirs and research on main controlling factors [Paper presentation]. APOGCE 2024, Perth, Australia. <https://doi.org/10.2118/221272-MS>.
6. Katende A., O'Connell L., Rich A., Rutqvist J., & Radonjic M. (2021). A comprehensive review of proppant embedment in shale reservoirs: Experimentation, modeling and future prospects. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 95, Article 104143. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2021.104143>

Геолого-економічні та правові засади управління видобуванням критичних корисних копалин: досвід України та провідних країн світу

Шелушин Д.І.

аспірант ХНУ імені В.Н. Каразіна

Керівник – доц. Самчук І.М.

Критичні корисні копалини відіграють ключову роль у забезпеченні економічної безпеки, технологічного розвитку та енергетичного переходу сучасних держав. До цієї групи належать корисні копалини, що мають стратегічне значення для промисловості та одночасно характеризуються високими ризиками постачання. [1]

Геолого-економічна оцінка критичних корисних копалин є основою прийняття управлінських рішень у сфері надрокористування. Вона включає аналіз ресурсної бази, якості сировини, гірничо-геологічних умов, рівня технологічної готовності та економічної доцільності розробки родовищ. [4]

В Україні потенціал критичних корисних копалин представлений родовищами літію, титану, цирконію, графіту, рідкісноземельних елементів та інших видів стратегічної сировини. Геолого-економічні умови їх освоєння є різноманітними та потребують комплексного підходу з урахуванням сучасних технологій і ринкових умов. [3]

Важливим чинником ефективного управління видобуванням критичних корисних копалин є правове регулювання. В Україні воно ґрунтується на Кодексі України про надра та спеціальних нормативно-правових актах, що визначають порядок надання спеціальних дозволів, умови користування надрами та відповідальність надрокористувачів. [2]

Водночас українська система управління надрокористуванням стикається з низкою проблем, зокрема складністю дозвільних процедур, недостатньою прозорістю та обмеженим залученням інвестицій. Це стримує ефективне

освоєння родовищ критичних корисних копалин і знижує конкурентоспроможність країни на світовому ринку. [5]

У провідних країнах світу, зокрема США, Канаді та країнах Європейського Союзу, управління видобуванням критичних корисних копалин базується на поєднанні чіткої правової бази, державної підтримки та активної участі приватного сектору. Значна увага приділяється стратегічному плануванню та формуванню національних переліків критичної сировини. [2]

Геолого-економічні підходи у цих країнах передбачають регулярне оновлення оцінок ресурсної бази, застосування міжнародних стандартів звітності та активне використання цифрових технологій. Це забезпечує прозорість, інвестиційну привабливість та ефективність управління мінеральними ресурсами. [4]

Правове регулювання видобування критичних корисних копалин у провідних країнах світу спрямоване на забезпечення балансу між економічними інтересами, екологічною безпекою та соціальною відповідальністю. Важливу роль відіграють механізми ліцензування, екологічної оцінки та контролю за дотриманням стандартів сталого розвитку. [1]

Особливістю міжнародного досвіду є активне стимулювання інвестицій у геологічне вивчення та освоєння родовищ критичної сировини, зокрема через податкові пільги, державні програми підтримки та розвиток державно-приватного партнерства. [3]

Порівняльний аналіз свідчить, що Україні доцільно адаптувати кращі світові практики управління видобуванням критичних корисних копалин, зокрема у сфері геолого-економічної оцінки, правового регулювання та стратегічного планування. [5]

Список використаних джерел

1. Кодекс України про надра. – Київ, чинна редакція.
2. European Commission. Critical Raw Materials Act. – Brussels, 2023.

3. United States Geological Survey (USGS). Critical Minerals Strategy. – Washington, 2022.
4. Natural Resources Canada. Critical Minerals Strategy. – Ottawa, 2021.
5. World Bank. Minerals for Climate Action: The Mineral Intensity of the Clean Energy Transition. – Washington, 2020.

Наукове видання

ГЕОЛОГІЯ НАФТИ І ГАЗУ
МАТЕРІАЛИ ВСЕУКРАЇНСЬКОЇ НАУКОВО-ПРАКТИЧНОЇ КОНФЕРЕНЦІЇ
СТУДЕНТІВ ТА АСПІРАНТІВ

(20 лютого 2026 року, м. Харків)

Українською мовою

Відповідальний за випуск: Суярко В.Г.

Комп'ютерне верстання: Чуєнко О.В.

Підписано до друку 20.02.2026 р.
Формат 60x84/16. Папір офсетний. Друк ризографічний.
Ум. друк. арк. 1,8. Обл.-вид. арк. 2,1.
Тираж 100 пр. Зам. №0327. Ціна договірна.

Надруковано ТОВ «ТО Ексклюзив»
Свідоцтво про держреєстрацію ДК № 347 від 28.02.2001 р.
м. Харків, вул. Серіківська, 41. Е-mail: exkluz@ukr.net