

Міністерство освіти і науки України  
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна

Факультет геології, географії, рекреації і туризму

Кафедра фундаментальної і прикладної геології

До захисту допущено

Кафедрою фундаментальної і прикладної геології протокол № \_\_\_\_\_ від \_\_\_\_\_

завідувач кафедри \_\_\_\_\_ Вячеслав ПЕТИК  
(підпис) (ім'я, прізвище)

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2025 р.

Кваліфікаційна робота  
здобувача другого (магістерського) рівня вищої освіти  
(першого (бакалаврського) / другого (магістерського))

Прогнозування газоносності надр за геохімічними параметрами бурового шламу  
(назва роботи)

Спеціальність (спеціалізація) 103 Науки про Землю  
(код та найменування спеціальності; спеціалізації спеціальності - за наявності)

Освітня програма Геологія нафти і газу  
(назва освітньої програми)

Виконавець \_\_\_\_\_ Максим ГОЛОВКО  
(підпис) (ім'я, прізвище)

Науковий керівник \_\_\_\_\_ д. г.-м.н., проф. Василь СУЯРКО  
(підпис) (ім'я, прізвище)

Харків – 2025

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 72 с., 6 табл., 1 рис., 1 дод., 65 джерел.

БУРОВИЙ ШЛАМ, РЕНТГЕНОФЛУОРЕСЦЕНТНИЙ АНАЛІЗ (РФА), ПРОГНОЗУВАННЯ ГАЗОНОСНОСТІ, КОЛЕКТОРСЬКІ ВЛАСТИВОСТІ, ХЕМОСТРАТИГРАФІЯ, ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКА ЗАПАДИНА, КОЕФІЦІЄНТ ГАЗОПЕРСПЕКТИВНОСТІ

У ході роботи розглянуто еволюцію методів дослідження бурового шлему та проаналізовано світовий досвід використання геохімічних індикаторів для оцінки якості колекторів.

Описано геологічні особливості Дніпровсько-Донецької западини та на основі даних рентгенофлуоресцентного аналізу (РФА) була розроблена адаптована методика прогнозування газонасиченості теригенних порід. Запропоновано критерій оцінки на основі співвідношення кремнію до сірки та введено розрахунковий коефіцієнт газоперспективності ( $K_{gas}$ ), що дозволяє відокремлювати продуктивні інтервали від ущільнених.

Вперше розроблено методику визначення газонасиченості горизонту за геохімічними показниками, яка призначена для оперативного виділення перспективних пластів у процесі буріння та оптимізації вибору інтервалів перфорації в умовах обмеженого відбору керна.

## ABSTRACT

Explanatory note: 72 p., 6 tables, 1 p., 1 append., 66 sources.

DRILL CUTTINGS, X-RAY FLUORESCENCE ANALYSIS (XRF), GAS POTENTIAL PREDICTION, RESERVOIR PROPERTIES, CHEMOSTRATIGRAPHY, DNIEPER-DONETS DEPRESSION, GAS PROSPECTIVITY COEFFICIENT

The evolution of drill cuttings research methods was examined, and the global experience of using geochemical indicators to assess reservoir quality was analyzed during the work.

Furthermore, the geological features of the Dnieper-Donets Depression were described, and based on X-ray fluorescence (XRF) analysis data, an adapted methodology for predicting gas content in terrigenous rocks was developed. An evaluation criterion based on the silicon-to-sulfur ratio was proposed, and a calculated gas prospectivity coefficient ( $K_{\text{gas}}$ ) was introduced, allowing for the differentiation of productive intervals from tight ones.

For the first time, a methodology has been developed for determining reservoir gas saturation based on geochemical indicators. It is intended for the rapid identification of prospective layers during drilling and for optimizing the selection of perforation intervals under conditions of limited core sampling.

## ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

- ВВ** — вуглеводні
- ГДС** — геофізичні дослідження свердловин
- ГРП** — гідравлічний розрив пласта
- ГТД** — геолого-технічні дослідження
- ДДЗ** — Дніпровсько-Донецька западина
- РВО** — розчин на вуглеводневій основі
- РФА** — рентгенофлуоресцентний аналіз
- УФ** — ультрафіолетове (випромінювання/світло)
- FID** — Flame Ionization Detector (полум'яно-іонізаційний детектор)
- HI** — Hydrogen Index (водневий індекс)
- Kgas** — розрахунковий коефіцієнт газоперспективності
- PI** — Production Index (виробничий індекс / індекс продуктивності)
- S1** — пік вільних вуглеводнів (за даними піролізу Rock-Eval)
- S2** — пік вуглеводнів термічного крекінгу керогену (за даними піролізу Rock-Eval)
- Tmax** — температура максимального виходу вуглеводнів при піролізі **ТОС** — Total Organic Carbon (загальний вміст органічного вуглецю)
- XRD** — X-Ray Diffraction (рентгенівська дифракція / рентгенофазовий аналіз)
- XRF** — X-Ray Fluorescence (рентгенофлуоресценція)

## ЗМІСТ

Перелік скорочень та термінів .....	4
Вступ .....	8
<b>РОЗДІЛ 1. ІСТОРІЯ ЗАСТОСУВАННЯ МЕТОДИКИ ГЕХІМІЧНОГО ДОСЛІДЖЕННЯ ШЛАМУ СВЕРДЛОВИН</b>	
1.1. Буровий шлам як основне джерело прямої геологічної інформації.....	11
1.2. Ранні етапи досліджень шламу (початок-середина ХХ ст.)....	16
1.3. Розвиток інструментальних методів у другій половині ХХ ст.....	20
1.4. Розвиток рентгенівських технологій: перехід до хемотратиграфії.....	24
1.5. Сучасний стан та внесок автора в розвиток методології геохімічного дослідження шламу.....	28
Висновки до розділу 1.....	33
<b>РОЗДІЛ 2. ГЕОХІМІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ШЛАМУ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН З РІЗНИХ ВУГЛЕВОДНЕВИХ ПРОВІНЦІЙ СВІТУ</b>	
2.1. Основи інтерпретації рентгенофлуоресцентних даних.....	34
2.1.1. Фізичні принципи та можливості методу РФА в геології.....	34
2.1.2. Ключові елементи-індикатори та їх геологічна значущість.....	36
2.2. Літологічна характеристика основних типів порід за даними аналізу шламу.....	37
2.2.1. Геохімічна характеристика теригенних порід.....	38

2.2.2. Геохімічна характеристика хомогенних та змішаних порід.....	39
2.3. Геохімічні індикатори нафтогазової продуктивності порід.....	42
2.3.1. Співвідношення Si/Al як індикатор якості колектора.....	42
2.3.2. Піритна сірка (FeS <sub>2</sub> ): маркер аноксидних умов.....	43
2.3.3. Хемостратиграфічний аналіз для реконструкції циклів седиментації.....	44
2.3.4. Геохімічний контроль крихкості порід та його значення для ГРП.....	45
2.4. Порівняльний аналіз шламу з ключових нафтогазоносних басейнів.....	46
2.4.1. Західно-Сибірський басейн: Класична теригенна система.....	46
2.4.2. Пермський басейн: Комплексна теригенно-карбонатна система.....	47
2.4.3. Перська затока: Карбонатна платформа.....	48
2.4.4. Дніпровсько-Донецька западина: Специфіка палеозойського рифтогенезу.....	49
Висновки до розділу 2.....	51

### РОЗДІЛ 3. МЕТОДОЛОГІЧНІ ОСНОВИ ПРОГНОЗУВАННЯ КОЛЕКТОРСЬКИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ЗА ДАНИМИ РЕНТГЕНОФЛУОРЕСЦЕНТНОГО АНАЛІЗУ (РФА)

3.1. Роль кремнію та сірки в оцінці колекторів (досвід США та Близького Сходу).....	52
---	----

3.2. Обґрунтування методики пробопідготовки для високоточного аналізу	53
3.3. Розробка геохімічних критеріїв газоносності	54
Висновки до розділу 3	54
<b>РОЗДІЛ 4. ЗАСТОСУВАННЯ ГЕОХІМІЧНИХ ОСОБЛИВОСТЕЙ</b>	
<b>ШЛАМУ ДЛЯ ПРОГНОЗУВАННЯ ГАЗОНОСНОСТІ В ОКРЕМИХ</b>	
<b>ГЕОЛОГІЧНИХ СТРУКТУРАХ ТА НАФТОГАЗОНОСНИХ КОМПЛЕКСАХ</b>	
<b>ДДЗ</b>	
4.1. Геолого-геохімічна характеристика об'єкта досліджень, Свердловина 100	55
4.2. Поінтервальний аналіз результатів РФА-досліджень	55
4.2.1. Горизонт А-6 (Інтервал 2574–2666 м)	55
4.2.2. Горизонт А-7 (Інтервал 2666–2758 м)	56
4.2.3. Горизонт А-8 (Інтервал 2758 м – вибій)	57
4.3. Підтвердження газоносності та кореляція з даними ГДС	58
Висновки до розділу 4	59
<b>ВИСНОВКИ</b>	60
<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ</b>	62

## ВСТУП

Актуальність теми. На сучасному етапі розвитку нафтогазової галузі України ключовим завданням є нарощування власного видобутку вуглеводнів для забезпечення енергетичної незалежності держави. Оскільки більшість "старих" родовищ Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) знаходяться на завершальній стадії розробки, геологорозвідувальні роботи зміщуються на значні глибини та у складні геологічні умови. Це суттєво підвищує вартість буріння та ризики отримання непромислових припливів.

Традиційним еталоном геологічної інформації є керн, однак через високу вартість та технічні складнощі його відбір здійснюється дискретно, що залишає значні інтервали розрізу невивченими. Водночас буровий шлам є безперервним і фактично безкоштовним джерелом інформації, потенціал якого довгий час недооцінювався. Історично аналіз шламу обмежувався візуальним описом, проте розвиток інструментальних методів, зокрема рентгенофлуоресцентного аналізу (РФА), відкрив нові можливості для отримання кількісних петрофізичних даних у реальному часі.

У зв'язку з цим, адаптація сучасних світових методик геохімічного аналізу шламу до умов українських родовищ є актуальним науково-практичним завданням, що дозволяє оптимізувати витрати на розвідку та підвищити точність прогнозування газоносності.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Магістерська робота виконана відповідно до пріоритетних напрямків розвитку нафтогазової промисловості України щодо впровадження новітніх технологій пошуку та розвідки родовищ нафти і газу.

Мета і завдання дослідження. Метою роботи є підвищення достовірності прогнозування газоносності теригенних колекторів Дніпровсько-Донецької западини шляхом удосконалення методики геохімічного дослідження бурового шламу.

Для досягнення поставленої мети вирішувалися такі завдання:

1. Проаналізувати історію розвитку та сучасний стан методології досліджень шламу: від візуальних описів до високоточних інструментальних методів.
2. Вивчити світовий досвід застосування елементного аналізу (хемотратиграфії) для оцінки якості резервуарів у різних нафтогазоносних басейнах.
3. Обґрунтувати методику підготовки проб та виділити ключові геохімічні індикатори (критерії) газоносності для умов ДДЗ.
4. Провести практичну апробацію методики на прикладі продуктивних горизонтів групи «А» пошукової свердловини № 100 та підтвердити її ефективність шляхом співставлення з даними ГДС.

**Об'єктом дослідження** є процес прогнозування газоносності надр за геохімічними показниками бурового шламу.

**Предметом дослідження** є встановлення геохімічних критеріїв прогнозування нафтогазоносності у східній частині Дніпровсько-Донецького авлакогену.

**Методи дослідження.** У роботі використано комплексний підхід, що включає: аналітичний метод (узагальнення історичних та літературних даних); інструментальний метод (рентгенофлуоресцентний аналіз шламу); математично-статистичний метод (розрахунок коефіцієнта газоперспективності —  $K_{gas}$ ); метод порівняльного аналізу (кореляція геохімічних даних з результатами геофізичних досліджень свердловин).

**Наукова новизна** одержаних результатів полягає в наступному:

- 1) уперше для досліджуваної площі ДДЗ адаптовано методику експрес-оцінки якості теригенних колекторів за даними РФА шламу з використанням попередньої гомогенізації проб (подрібнення  $<75$  мкм);

2) встановлено геохімічний критерій газоносності для візейських відкладів, що базується на співвідношенні максимального вмісту кремнію (Si) та мінімального вмісту сірки (S);

3) автором запропоновано розрахунковий коефіцієнт газоперспективності ( $K_{gas}$ ), який дозволяє кількісно диференціювати проникні колектори від ущільнених різновидів.

**Практичне значення** одержаних результатів в тому, що розроблена методика дозволяє отримувати оперативну інформацію про колекторські властивості та геохімічні особливості порід безпосередньо в процесі буріння. Її застосування дає змогу уточнювати інтервали перфорації, виявляти пропущені за даними ГДС продуктивні пласти та знижувати потребу у дороговартісному відборі керна. Результати дослідження по свердловині № 100 дозволили обґрунтувати перспективність горизонту А-7.

**Особистий внесок здобувача.** Автором особисто проведено аналіз еволюції методів дослідження шламу, обґрунтовано вибір геохімічних індикаторів нафтогазоносності, здійснено інтерпретацію даних РФА по свердловині № 100, розраховано коефіцієнти газоперспективності та надано рекомендації щодо випробування пластів.

**Структура та обсяг роботи.** Магістерська робота складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків та списку використаних джерел, який налічує 65 найменувань. Загальний обсяг роботи становить 72 сторінки.

## РОЗДІЛ 1. ІСТОРІЯ ЗАСТОСУВАННЯ МЕТОДИКИ ГЕХІМІЧНОГО ДОСЛІДЖЕННЯ ШЛАМУ СВЕРДЛОВИН

Автором проведено комплексне дослідження історії застосування методики геохімічного дослідження шламу свердловин різних провінцій світу.

### 1.1. Буровий шлам як основне джерело прямої геологічної інформації

**Буровий шлам** — це подрібнена гірська порода, що утворюється в процесі руйнування порід на вибої свердловини буровим долотом і виноситься на денну поверхню циркуляційною системою бурового розчину [2]. Проходячи через вібросита, шлам відділяється від розчину, після чого відбирається для геологічних досліджень. З моменту зародження нафтогазового буріння шлам був і залишається першим та найбільш безперервним джерелом прямої геологічної інформації про склад та властивості порід, що складають геологічний розріз [1]. Кожен уламок шламу є фізичним свідченням особливостей літології, мінералогії та флюїдонасичення пласта, розкритого долотом на глибині в тисячі метрів.

На відміну від опосередкованих методів, таких як сейсморозвідка чи геофізичні дослідження свердловин (ГДС), які вимірюють фізичні властивості порід (акустичну швидкість, електричний опір, радіоактивність), аналіз шламу дозволяє безпосередньо вивчати нафтогазові колектори та їх геохімічні властивості. Це надає унікальну можливість верифікувати та калібрувати дані опосередкованих методів, створюючи надійну геологічну основу для побудови моделей родовища. Історично, протягом багатьох десятиліть саме візуальний опис шламу був єдиним способом побудови літологічної колонки свердловини, кореляції розрізів та виділення потенційно продуктивних горизонтів [6]. На можна досліджувати різні фізико-хімічні характеристики за фізичних, хімічних досліджень що дає можливість повніше вивчити породи-колектори, пластові води та нафтогазові флюїди.

У геологічній практиці існує два основних типи фактичного матеріалу, що

вивчається зі свердловин: керн та буровий шлам. Розуміння їхніх переваг та недоліків є ключовим для усвідомлення ролі та важливості досліджень шламу.

**Керн** — це циліндричний стовпчик гірської породи, що відбирається спеціальним інструментом безпосередньо зі стовбура свердловини. Керн вважається «золотим стандартом» геологічної інформації, оскільки він зберігає непорушену структуру породи, її текстурні особливості, шаруватість, тріщинуватість та природне насичення флюїдами. Аналіз керна дозволяє з високою точністю визначати ключові петрофізичні параметри: пористість, проникність, насиченість, капілярні властивості, а також проводити детальні мінералогічні, седиментологічні та геомеханічні дослідження [7]. Однак отримання керна є надзвичайно дорогою та трудомісткою операцією. Вона вимагає спеціальних рейсів, значно уповільнює процес буріння та пов'язана з ризиками ускладнень. Через високу вартість керн відбирається лише з обмежених, найбільш перспективних інтервалів розрізу, надаючи таким чином високоякісну, але дискретну інформацію [7].

Буровий шлам, натомість, є по суті побічним продуктом процесу буріння, що робить його отримання практично безкоштовним. Найважливішою перевагою шламу є безперервність його надходження та відносна дешевизна: проби можна відбирати через кожні кілька метрів проходки по всьому стовбуру свердловини, від поверхні до проектної глибини [1]. Це забезпечує повне літологічне охоплення розрізу. Саме ця безперервність та економічна ефективність роблять шлам важливим фактором оперативного геологічного та геохімічного супроводу буріння, розчленування розрізу, кореляції та прийняття рішень у реальному часі.

Ця фундаментальна різниця у вартості, швидкості та доступності стала головним рушієм технологічного прогресу в галузі аналізу свердловинних досліджень. Історія вивчення шламу — це, по суті, історія невпинного пошуку компромісу між вартістю та якістю інформації. Висока вартість відбору керна завжди створювала потужний економічний імператив для розробки нових, більш

досконалих методів аналізу дешевшого та доступнішого матеріалу. Якщо буріння свердловини є надзвичайно дорогим процесом, а прийняття рішень (продовжувати буріння, кріпити стовбур, тестувати горизонт) вимагає надійної геологічної інформації, то виникає логічне прагнення отримати максимум даних з матеріалу, що надходить «безкоштовно». Це прагнення перетворити шлам з відходу на цінний інформаційний ресурс і стало поштовхом в еволюції від візуального огляду до рентгенівського сканування.

Незважаючи на свої переваги, використання шламу для точного прогнозування властивостей порід пов'язане з низкою методологічних викликів, які історично обмежували його застосування і стимулювали пошук шляхів їх подолання.

Час запізнення. Це час, необхідний для транспортування частинок породи від долота на вибої до вібросит на поверхні. Цей час залежить від глибини свердловини, швидкості циркуляції та властивостей бурового розчину. Він може становити від кількох хвилин на малих глибинах до кількох годин на великих [9]. Точний розрахунок часу запізнення є критично важливим для правильної прив'язки проби шламу до глибини її походження. Помилки в розрахунках призводять до невірної побудови літологічної колонки.

Забруднення проби. На відміну від керна, шлам під час підйому на поверхню суттєво більше забруднюється, ніж kern. Основними джерелами забруднення є:

1. Кавернозність та обвали стінок свердловини. Уламки порід з вищезалігаючих, вже розбурених горизонтів можуть обвалюватися зі стінок свердловини і змішуватися зі свіжим шламом, що надходить з вибою. Ці уламки, як правило, більші за розміром та менш обкатані [10]. Їхня присутність ускладнює визначення істинного літологічного складу породи на даній глибині.

2. Перемішування та сегрегація. Під час турбулентного руху в кільцевому просторі частинки шламу різного розміру, форми та густини

рухаються з різною швидкістю, що призводить до їх перемішування та сегрегації. В результаті проба, відібрана на поверхні в один момент часу, може містити частинки з різних глибин [1].

3. Вплив бурового розчину. Шлам контактує з буровим розчином, компоненти якого (глини, барит, полімери, мастильні домішки) можуть адсорбуватися частинками шламу або вступати з ними в хімічні реакції, спотворюючи результати геохімічного аналізу [8]. Особливо це стосується бурових розчинів на вуглеводневій основі (РВО), які унеможливають візуальну оцінку нафтонасичення.

Подолання цих проблем вимагає розробки спеціальних методик відбору, промивки, підготовки та інтерпретації проб шламу, що стало окремим напрямком у нафтогазопромисловій геології.

**Таблиця 1.1**

Порівняльний аналіз керну та бурового шламу як джерел геологічної інформації (М. Головка, 2025р.)

Критерій	Керн	Буровий шлам
Вартість отримання	Висока (вимагає спеціальних операцій та обладнання)	Низька (побічний продукт буріння)
Безперервність/дискретність	Дискретний (відбирається з окремих інтервалів)	Безперервний (надходить по всьому стовбуру свердловини)
Точність прив'язки до	Висока (точно)	Середня (потребує корекції на час)

глибини	положення в розрізі)	запізнення)
Об'єм матеріалу	Великий (дозволяє проводити руйнівні види аналізу)	Малий (обмежена кількість матеріалу)
Ступінь порушення структури	Мінімальний (зберігає текстуру та структуру породи)	Повний (порода повністю подрібнена)
Ступінь забруднення	Мінімальний (забруднення лише промивною рідиною)	Високий (розчин, обвали, перемішування)
Можливість аналізу в реальному часі	Неможливий (аналіз проводиться в лабораторії)	Можливий (експрес-аналіз на буровій)
Основні види аналізу	Повний комплекс петрофізичних, геомеханічних, седиментологічних, геохімічних досліджень	Літологія, мінералогія, геохімія, газовий аналіз, оцінка нафтогазоматеринського потенціалу

Таким чином, буровий шлам та керн не є взаємовиключними, а радше взаємодоповнюючими джерелами інформації. Керн надає еталонні дані для калібрування та верифікації, тоді як шлам забезпечує безперервну, оперативну геологічну основу для всього розрізу свердловини. Саме тому вдосконалення

методів аналізу шламу історично було і залишається пріоритетним завданням для підвищення ефективності та зниження ризиків геологорозвідувальних робіт.

## 1.2. Ранні етапи досліджень шламу (початок-середина ХХ ст.)

Коли геологія як наука лише починала застосовуватися в промислових масштабах, а буріння було радше ремеслом, ніж точною інженерією, буровий шлам став для геологів першим «вікном» у глибокі надра. Методи його дослідження були простими, базувалися на візуальних спостереженнях та якісних тестах, але саме вони заклали фундамент сучасної геології на свердловині та газового каротажу.

Візуальний аналіз — основа геології на свердловині

На буровій першій половині ХХ століття був геолог, який безпосередньо на місці аналізував проби шламу, щойно винесені з глибин. Його основним інструментом був бінокулярний мікроскоп, а головним капіталом — досвід та вміння «читати камінь» [5]. Стандартна процедура включала кілька етапів [10].

- Відбір та промивка. З вібросит відбиралася проба шламу, яка потім ретельно промивалася водою через систему сит для видалення бурового розчину та дрібних частинок. Великі уламки, що залишалися на верхньому ситі, зазвичай ідентифікувалися як обвали і розглядалися окремо [10].

- Опис під мікроскопом. Промита та висушена проба розглядалася під мікроскопом у чашці Петрі або на спеціальній плашці з заглибленнями. Геолог оцінював цілий ряд параметрів:

- Літологічний склад. Визначення домінуючого типу породи (пісковик, алевроліт, аргіліт, вапняк, доломіт, ангідрит) та оцінка процентного співвідношення різних літотипів у пробі.

- Колір. Колір породи, матриксу/цементу та наявність плям описувалися за допомогою стандартних палітр для забезпечення об'єктивності [10].

- Текстура. Оцінювалися розмір зерен (за шкалою Вентворта), ступінь їх відсортованості, форма (сферичність) та обкатаність. Ці параметри давали уявлення про енергію середовища осадконакопичення та потенційні колекторські властивості [10].
- Цементация. Визначався тип цементу та його характер, що мало вирішальне значення для оцінки пористості та проникності.

Результати цих спостережень заносилися до журналу та наносилися на літологічну колонку свердловини. Цей процес, хоч і був суб'єктивним та залежав від кваліфікації геолога [4], дозволяв вирішувати ключові завдання того часу: розчленовувати розріз на формації та пласти, корелювати їх між сусідніми свердловинами та виділяти потенційні пласти-колектори для подальшого вивчення [6].

### Перші якісні геохімічні тести

Для отримання додаткової інформації, яку неможливо було визначити візуально, геологи використовували прості, але ефективні хімічні та фізичні тести безпосередньо на буровій.

- Тест на карбонатність. Найпоширенішим тестом було застосування 10% розчину соляної кислоти. Бурхлива реакція з виділенням вуглекислого газу миттєво вказувала на присутність кальциту, основного мінералу вапняків. Слабша, уповільнена реакція, яка посилювалася при нагріванні або на порошок породи, свідчила про наявність доломіту. Цей простий тест дозволяв надійно розрізняти два найважливіші типи карбонатних колекторів.
- Люмінесцентний аналіз. Справжнім проривом у виявленні прямих ознак нафтогазоносності стало використання ультрафіолетових (УФ) ламп. Багато вуглеводнів, особливо ароматичні сполуки, що входять до складу нафти, мають властивість флуоресцювати (світитися) під дією УФ-випромінювання

[11]. Геологи використовували спеціальні ящики (відомі як "Spook Box" або УФ-бокс), щоб у темряві оглядати проби шламу під УФ-світлом [5]. Наявність флуоресценції була прямим доказом присутності нафти в породі. Більше того, колір та інтенсивність світіння давали якісну інформацію про тип нафти: яскраві, світлі кольори (блакитний, білий, жовтий) зазвичай вказували на легкі нафти та конденсати, тоді як тьмяні, темні кольори (помаранчевий, коричневий) — на важкі, смолисті нафти [12]. Важливо було відрізнити флуоресценцію вуглеводнів від світіння деяких мінералів (кальцит, флюорит) або забруднювачів, таких як мастильні матеріали, що мали характерне яскраво-блакитне світіння [12].

- Тест з розчинником. Цей тест був логічним продовженням люмінесцентного аналізу і дозволяв оцінити рухливість нафти. На краплю шламу, що флуоресціює, наносили кілька крапель розчинника. Під УФ-світлом спостерігали, як розчинник витягує нафту з пори породи [13]. Оцінювалися такі параметри:

- Швидкість витяжки. Миттєва, швидка витяжка свідчила про високу проникність породи та низьку в'язкість нафти. Повільна, млява витяжка вказувала на щільну породу або в'язку нафту.

- Колір витяжки. Колір розчину, що розтікався від частинки шламу, вказував на колір самої нафти.

- Інтенсивність флуоресценції витяжки. Яскраве світіння розчину свідчило про високу концентрацію легких, флуоресцентних компонентів у нафті [13].

Ці три методи — візуальний опис, люмінесцентний аналіз та тест з розчинником склали основу оперативного аналізу шламу протягом десятиліть і дозволяли приймати обґрунтовані рішення про тестування пластів.

Історичний контекст: Геологія в епоху фонтанування

Щоб зрозуміти важливість цих ранніх методів, необхідно зануритися в

атмосферу нафтового буму кінця XIX — початку XX століття. Це була епоха "гашерів" або "фонтанів", коли буріння часто велося наосліп, а потрапляння в пласт з високим тиском призводило до потужних, неконтрольованих викидів нафти і газу [14].

- Баку (Азербайджан). На Апшеронському півострові, одному з найстаріших нафтовидобувних регіонів світу, буріння велося ударним способом ще з середини XIX століття [3]. Геологічні знання були переважно емпіричними, і головною метою було досягти продуктивних пісковиків акчагильського та продуктивного ярусів. Часто це призводило до грандіозних фонтанів, які викидали сотні тисяч барелів нафти, більша частина якої втрачалася [14]. В таких умовах будь-яка інформація, отримана з аналізу шламу, що виносився з глибин, була безцінною для розуміння, на якій глибині очікувати наступний "удар".

- Техас (США). Відкриття гігантського родовища Спіндлтоп у 1901 році після буріння свердловини Лукаса на соляному куполі стало поворотною точкою в історії американської нафтової промисловості [14]. Воно підтвердило теорію про зв'язок нафтових покладів з певними геологічними структурами. Проте, значна частина розвідки все ще велася "дикими кішками" — сміливими підприємцями, які часто поклалися на інтуїцію, поверхневі ознаки або псевдонаукові геологічні звіти [1]. Наприклад, відкриття найбільшого в континентальній частині США родовища Іст-Тексас у 1930 році було здійснене Коламбусом "Татом" Джойнером на основі геологічної карти, складеної ветеринаром-самоучкою, яку професійні геологи вважали абсурдною [16]. В епоху, коли теоретична геологія часто програвала сліпій удачі, прямий аналіз шламу був одним з небагатьох острівців об'єктивної реальності, доступних геологу на буровій.

Цей період наочно демонструє фундаментальну проблему ранніх методів — їхню високу суб'єктивність. Опис кольору, текстури чи інтенсивності світіння сильно залежав від досвіду, сумлінності та навіть фізичного стану конкретного

геолога [4]. Результати, отримані різними фахівцями на сусідніх свердловинах, було важко, а іноді й неможливо, порівнювати між собою. Якщо один геолог описував породу як "світло-коричневий пісковик зі слабким жовтим світінням", а інший — як "жовтувато-сірий алевроліт з помірним золотистим світінням", було неможливо однозначно сказати, чи це один і той самий пласт, і чи відрізняється його якість. Ця потреба в об'єктивності, відтворюваності та, найголовніше, в кількісних даних, які можна було б наносити на карти, використовувати в розрахунках та порівнювати, стала головним стимулом для переходу до наступного, інструментального етапу розвитку. Галузі були потрібні цифри, а не описи.

### **1.3. Розвиток інструментальних методів у другій половині ХХ ст.**

Друга половина ХХ століття ознаменувалася технологічним проривом у багатьох галузях науки та техніки, і нафтогазова геологія не стала винятком. На зміну суб'єктивним візуальним методам прийшли точні інструментальні підходи, що дозволили перевести аналіз шламу з розряду «мистецтва» в площину точної науки. Два методи — газова хроматографія та піроліз Rock-Eval — здійснили справжню революцію, фундаментально змінивши підходи до оцінки перспектив нафтогазоносності.

#### **Газова хроматографія**

Газовий каротаж, як комерційна послуга, був запроваджений ще у 1939 році [16]. Його початкова мета полягала в безперервному моніторингу загального вмісту горючих газів у буровому розчині. Спеціальний пристрій, дегазатор, вилучав газ із розчину, після чого він подавався на детектор, який фіксував будь-яке перевищення фонового рівня. Це дозволяло оперативно виявляти газонасичені пласти, що було важливим як з точки зору пошуку вуглеводнів, так і для забезпечення безпеки бурових робіт.

Однак справжній прорив стався у 1950-х роках із впровадженням у практику газового каротажу газового хроматографа з полум'яно-іонізаційним детектором

[17]. Ця технологія дозволила не просто фіксувати наявність газу, а й розділяти його на окремі компоненти. Газова суміш, вилучена з розчину, пропускала через довгу тонку трубку, заповнену спеціальним сорбентом. Різні вуглеводневі гази взаємодіяли з сорбентом з різною силою і, відповідно, рухалися по колонці з різною швидкістю. В результаті на виході з колонки вони з'являлися в чіткій послідовності: першим виходив найлегший і наймобільніший метан, за ним йшли етан, пропан, ізобутан, нормальний бутан, ізопентан та нормальний пентан [17]. Полум'яно-іонізаційний детектор спалював кожен компонент, що виходив, у водневому полум'ї, а іони, що утворювалися при цьому, створювали електричний струм, сила якого була пропорційна концентрації даного компонента.

Це нововведення мало величезне значення. Геологи отримали можливість аналізувати повний компонентний склад легких вуглеводнів у реальному часі. Виявилось, що співвідношення між цими компонентами є потужним діагностичним інструментом для прогнозування типу флюїду в пласті [18]:

- Сухий газ. У розрізах, що містять сухий термальний газ, газова суміш майже повністю складається з метану, з дуже незначними домішками етану.
- Жирний газ та конденсат. При наближенні до покладів жирного газу або газоконденсату частка важчих компонентів різко зростає.
- Нафта. Розрізи, що містять нафтові поклади, характеризуються найвищим вмістом важких газів, особливо пропану, бутанів та пентанів.

На основі цих закономірностей були розроблені численні діагностичні діаграми та коефіцієнти (наприклад, діаграми Пікслера, співвідношення Уїттона, індекси вологості та збалансованості газу), які дозволяли за співвідношенням робити обґрунтовані припущення про тип флюїду в пласті ще до проведення дорогих та складних випробувань. Газова хроматографія перетворила газовий каротаж з простого індикатора газопроявів на потужний інструмент розвідки.

Оцінка нафтогазоматеринського потенціалу: Піроліз Rock-Eval

Якщо газова хроматографія відповідала на питання «що знаходиться в

колекторі?», то інший революційний метод — піроліз Rock-Eval дозволив відповісти на більш фундаментальне питання: «чи здатні породи в цьому розрізі генерувати вуглеводні?». Цей метод був розроблений у 1970-х роках у Французькому інституті нафти групою вчених під керівництвом Жана Еспіталє [25].

Суть методу полягає в програмованому нагріванні невеликого зразка породи в інертній атмосфері, що імітує природні процеси термічної деструкції керогену в земних надрах. Процес аналізу складається з кількох етапів, на кожному з яких вимірюються певні параметри [20].

- Ізотермічне нагрівання (до 300°C). На цьому етапі зі зразка випаровуються вільні вуглеводні, які вже були присутні в породі (або як результат природної генерації, або як залишкова нафта). Кількість цих вуглеводнів реєструється полум'яно-іонізаційним детектором і називається пік S1 (вимірюється в мг ВВ / г породи). Цей параметр є прямим показником наявності нафти в породі.

- Програмоване нагрівання (від 300°C до 650°C). При подальшому підвищенні температури відбувається термічний крекінг керогену, що є джерелом нафти і газу. В результаті цього процесу генеруються нові вуглеводні. Їхня кількість також реєструється детектором і називається пік S2 (мг ВВ / г породи). Параметр S2 характеризує залишковий генераційний потенціал породи — тобто, скільки вуглеводнів вона ще здатна згенерувати.

- Вимірювання температури T<sub>max</sub>. Температура, при якій швидкість генерації вуглеводнів з керогену (вершина піку S2) є максимальною, називається T<sub>max</sub> (°C). Цей параметр є надійним індикатором термічної зрілості органічної речовини. Низькі значення T<sub>max</sub> (нижче 435°C) вказують на незрілий кероген, середні (435–465°C) — на кероген, що знаходиться в зоні активної генерації нафти, а високі (вище 465°C) — на перезрілий кероген, що генерує переважно газ.

- Вимірювання ТОС. Після завершення піролізу залишок породи

спалюється в окислювальній атмосфері, а кількість утвореного використовується для визначення загального вмісту органічного вуглецю. Цей параметр показує, наскільки порода багата на органічну речовину.

На основі цих первинних параметрів розраховуються важливі діагностичні індекси:

- Водневий індекс. Він характеризує якість керогену. Високі значення водневого індексу ( $> 300$ ) притаманні керогену I та II типів, що генерує переважно нафту. Низькі значення водневого індексу ( $< 150$ ) характерні для керогену III типу (гумусового), що генерує переважно газ [21].
- Виробничий індекс. Цей індекс показує, яка частина загального нафтового потенціалу вже реалізована. Він також використовується для виявлення зон міграції вуглеводнів [21].

Впровадження методу Rock-Eval стало переломним моментом в геохімії нафти і газу. Воно дозволило геологам швидко та дешево проводити скринінг величезної кількості зразків шламу та керна, ідентифікувати нафтогазоматеринські товщі, оцінювати їхню якість, зрілість та генераційний потенціал [20]. Це, в свою чергу, призвело до фундаментальної зміни парадигми в пошуках вуглеводнів.

Раніше розвідка була зосереджена переважно на пошуку структурних пасток, куди нафта могла мігрувати з невідомих джерел. Тепер же геологи отримали інструмент для аналізу всієї нафтогазової системи: від ідентифікації материнської породи до оцінки її потенціалу та прогнозування зон, куди згенеровані вуглеводні могли мігрувати. Це відкрило шлях до цілеспрямованого пошуку неструктурних (стратиграфічних та літологічних) пасток, які часто знаходяться в безпосередній близькості до материнських товщ. Таким чином, інструментальні методи другої половини XX століття змінили ключове питання, яке ставили геологи: замість «де є нафта?» вони змогли поставити більш складні та продуктивні питання: «звідки вона походить?», «якого вона типу?» і «скільки її ще може утворитися?». Це був перехід від тактичної розвідки до стратегічного аналізу нафтогазоносності цілих

басейнів.

#### **1.4. Розвиток рентгенівських технологій: перехід до хеомстратиграфії**

Наприкінці ХХ та на початку ХХІ століття розвиток аналітичного приладобудування, зокрема в галузі рентгенівських технологій, відкрив нову еру в дослідженні бурового шламу. Методи рентгенофлуоресцентного та рентгенофазового аналізу дозволили з високою швидкістю та точністю визначати елементний та мінеральний склад гірських порід. Це, в свою чергу, стало основою для розвитку хеомстратиграфії — потужного інструменту для детальної кореляції розрізів, реконструкції умов осадконакопичення та прогнозування ключових властивостей колекторів у реальному часі.

##### **Фізичні основи рентгенівських методів**

Розуміння потенціалу цих методів вимагає короткого огляду їхніх фізичних принципів.

- Рентгенофлуоресцентний аналіз. Цей метод базується на явищі флуоресценції, що виникає при взаємодії рентгенівського випромінювання з речовиною. Зразок породи опромінюється первинним пучком високоенергетичних рентгенівських променів. Ця енергія вибиває електрони з внутрішніх електронних оболонок атомів, що входять до складу зразка. Атом переходить у збуджений, нестабільний стан. Для повернення до стабільного стану електрон з однієї із зовнішніх оболонок переходить на вакантне місце на внутрішній оболонці. Цей перехід супроводжується випромінюванням надлишкової енергії у вигляді вторинного (флуоресцентного) рентгенівського фотона [22]. Енергія цього фотона є унікальною і строго характерною для кожного хімічного елемента, подібно до відбитка пальця. Спектрометр реєструє енергію та кількість цих вторинних фотонів. Аналізуючи енергетичний спектр, можна ідентифікувати присутні в зразку елементи, а за інтенсивністю відповідних піків — визначити їхню концентрацію. Таким

чином, цей аналіз надає точну інформацію про кількісний елементний склад породи: вміст основних породоутворюючих елементів (Si, Al, Ca, K, Fe, Mg, S, Ti) та багатьох мікроелементів (Zr, Sr, V, Ni, Mo та ін.) [23].

○ Рентгенофазовий аналіз. Цей метод використовується для ідентифікації кристалічних речовин. Він базується на явищі дифракції рентгенівських променів на кристалічній ґратці мінералу. Коли пучок монохроматичного рентгенівського випромінювання падає на кристал, він відбивається від різних атомних площин, що утворюють кристалічну ґратку. Якщо різниця ходу між променями, відбитими від сусідніх площин, дорівнює цілому числу довжин хвиль, відбувається їхня конструктивна інтерференція. Кожен мінерал має унікальний набір міжплощинних відстаней, а отже, й унікальний набір кутів, під якими спостерігаються дифракційні максимуми. Реєструючи інтенсивність дифрагованого випромінювання при зміні кута, отримують дифрактограму — унікальний «паспорт» мінералу. Аналіз дифрактограми суміші мінералів дозволяє ідентифікувати всі присутні кристалічні фази (кварц, кальцит, доломіт, польові шпати, глинисті мінерали, пірит тощо) та визначити їхнє кількісне співвідношення [28].

### **Хемотратиграфія — нова парадигма кореляції та прогнозування**

Поява швидких та, що особливо важливо, портативних рентгенофлуоресцентних аналізаторів на початку 2000-х років дозволила застосувати ці методи безпосередньо на буровій. Це стало основою для хемотратиграфії — дисципліни, що використовує систематичні варіації хімічного складу порід для розчленування, кореляції та інтерпретації геологічних розрізів [22].

На відміну від традиційної літостратиграфії, що базується на візуальному описі, або біостратиграфії, що залежить від наявності викопних решток, хемотратиграфія оперує об'єктивними кількісними даними. Зміни в умовах осадконакопичення, кліматі, джерелах зносу та рівні моря неминуче

відображаються на хімічному та мінеральному складі осаdів. Наприклад:

- Співвідношення Si/Al може вказувати на зміну розміру зерен (більше Si — грубший матеріал, більше кварцу) або на біогенне походження кремнію (діатомеї, радіолярії).
- Співвідношення Ca/Mg є прямим індикатором доломітизації в карбонатних породах [27].
- Високий вміст K та Al зазвичай пов'язаний з глинистими мінералами (іллiтом).
- Співвідношення Zr/Al може вказувати на зміну джерела зносу, оскільки циркон є важким і стійким мінералом.
- Вміст редокс-чутливих елементів (V, Ni, Mo, U) дозволяє реконструювати окисно-відновні умови в придонних водах.

Аналізуючи ці та інші елементні співвідношення по стовбуру свердловини, можна з високою роздільною здатністю виділяти хемотратиграфічні одиниці, корелювати їх між свердловинами, ідентифікувати поверхні незгідності та максимального затоплення, а також прогнозувати властивості порід. Наприклад, породи з високим вмістом кварцу та низьким вмістом глини зазвичай є більш крихкими, що є ключовим параметром для успішного проведення гiдравлічного розриву пласта [24].

### **Міжнародний досвід застосування**

Хемотратиграфія на основі рентгенівського аналізу шламу швидко стала стандартною практикою в провідних нафтогазових регіонах світу, особливо при розробці нетрадиційних та складних покладів.

- США і Канада. Технологічний прорив у видобутку сланцевого газу та нафти був би неможливим без поєднання горизонтального буріння та багатостадійного ГРП. Економічна ефективність цих операцій критично залежить від здатності утримувати горизонтальний стовбур свердловини

(довжиною до 3–5 км) у межах тонкого (2–10 м) продуктивного інтервалу. Традиційні методи каротажу під час буріння є дорогими, а датчики розташовані на відстані десятків метрів від долота, що дає запізнілу інформацію [25]. Рентгенофлуоресцентний аналіз шламу став ідеальним рішенням цієї проблеми. Оперативний аналіз хімічного складу шламу на буровій дозволяє геологу в режимі, близькому до реального часу, визначати положення долота відносно цільового горизонту і надавати буровій бригаді команди для корекції траєкторії [25].

- Китай. Нафтогазова промисловість Китаю стикається з розробкою родовищ у складних тектонічних умовах, що характеризуються інтенсивною дислокованістю та різкою літологічною мінливістю. У таких басейнах, як Сичуанський та Ордоський, традиційні методи кореляції часто є неефективними. Хемостратиграфія стала потужним інструментом для побудови детальних геологічних моделей, що дозволяють простежувати продуктивні горизонти через зони тектонічних порушень [26]. Аналіз елементних співвідношень та мікроелементів використовується для ідентифікації седиментаційних циклів, прогнозування зон з найкращими колекторськими та геомеханічними властивостями, оптимізації програм буріння та ГРП [27].

- Саудівська Аравія. У гігантських родовищах Близького Сходу, приурочених до карбонатних товщ, ключовим фактором, що контролює якість колектора, є процеси діагенезу, зокрема доломітизація. Рентгенофлуоресцентний аналіз шламу та керна активно використовується для детальної характеристики цих резервуарів. Систематичне вимірювання співвідношення Ca/Mg дозволяє точно оконтурювати зони розвитку доломітів, які зазвичай мають вищу пористість та проникність порівняно з вапняками [28]. Аналіз вмісту сірки, заліза та редокс-чутливих мікроелементів допомагає реконструювати палеогеографічні та геохімічні умови осадконакопичення, що, в свою чергу, дозволяє прогнозувати поширення колекторів та нафтоматеринських порід [29].

Ці приклади демонструють, що рентгенівські технології кардинально змінили статус бурового шламу. Вони перетворили його на високоточне джерело кількісної геохімічної інформації, що дозволяє вирішувати найскладніші геологічні завдання. Цей технологічний стрибок був зумовлений синергією: розвиток бурових технологій створив гостру потребу в новому методі геонавігації, а розвиток аналітичного приладобудування ідеально задовольнив цю потребу. Цей симбіоз став технологічною основою для освоєння величезних запасів нетрадиційних вуглеводнів і змінив глобальний енергетичний ландшафт.

### **1.5. Сучасний стан та сучасний внесок автора в розвиток методології геохімічного прогнозування газоносності**

Сучасний етап розвитку методології прогнозування газоносності за шламом характеризується не стільки появою принципово нових аналітичних методів, скільки глибокою інтеграцією вже існуючих технологій та широким застосуванням цифрових інструментів, зокрема, методів машинного навчання. Відбувається перехід від аналізу окремих параметрів до створення комплексних, багатовимірних моделей породи в реальному часі.

#### **Інтеграція та автоматизація**

Ключовим трендом є об'єднання даних, отриманих з різних джерел, в єдину інформаційну систему. Дані експрес-аналізу шламу за рентгенівськими показниками інтегруються з даними газового каротажу, геофізичних досліджень свердловин, параметрами процесу буріння та сейсмічними даними [30]. Цей комплексний підхід дозволяє створювати динамічні петрофізичні та геомеханічні моделі розрізу безпосередньо під час буріння.

Для обробки таких великих масивів даних все ширше застосовуються алгоритми машинного навчання. Нейронні мережі та інші алгоритми навчаються на даних з опорних свердловин, де є повний комплекс досліджень, включаючи керн. Навчена модель здатна з високою точністю ідентифікувати літологічні типи

та прогнозувати такі властивості, як пористість, глинистість, вміст органічного вуглецю та індекс крихкості, базуючись лише на оперативних даних зі шламу та параметрів буріння [4]. Це дозволяє автоматизувати процес інтерпретації та надавати геологам і буровим інженерам надійні прогнози для прийняття рішень у реальному часі.

### **Ситуація в Україні та актуальність впровадження передових методик**

Нафтогазова промисловість України сьогодні стоїть перед двома основними викликами: виснаженням старих родовищ, що знаходяться на пізній стадії розробки, та необхідністю пошуку нових покладів вуглеводнів у складних геологічних умовах, часто на великих глибинах [30]. В цих умовах підвищення ефективності геологорозвідувальних робіт та оптимізація витрат на буріння набувають критичного значення для забезпечення енергетичної безпеки та незалежності країни.

Провідні видобувні компанії, зокрема АТ «Укргазвидобування», активно модернізують свої технологічні арсенали. Впроваджуються сучасні методи 3D-сейсмозвідки для більш точного картування структур, використовуються нові бурові верстати, що дозволяють бурити глибокі та похило-скеровані свердловини [31]. Успішні результати, такі як відкриття нових покладів на виснажених родовищах у Карпатському регіоні, свідчать про високий потенціал застосування нових технологій [30].

На тлі цих позитивних зрушень, впровадження передових методик аналізу бурового шламу виглядає не просто бажаним, а нагально необхідним кроком. Кожна нова свердловина є надзвичайно дорогим інвестиційним проектом. Отримання максимального обсягу якісної геологічної інформації з кожної пробуреної свердловини дозволяє знизити геологічні ризики, оптимізувати конструкцію наступних свердловин, підвищити успішність буріння та, в кінцевому підсумку, збільшити видобуток власного газу. Експрес-аналіз шламу є однією з

найбільш економічно ефективних технологій для досягнення цієї мети.

Таким чином, на початку XXI століття рентгенівський аналіз шламу перетворився на потужний інструмент оперативного прогнозування властивостей розрізу. Світові лідери нафтогазової галузі інтегрували дану технологію у свої робочі процеси для вирішення завдань від геонавігації до оцінки колекторських властивостей. На тлі цього світового досвіду, впровадження подібних методологій в Україні є нагальною потребою для підвищення ефективності розробки як традиційних, так і нетрадиційних покладів вуглеводнів.

У 2024 році, під час роботи в нафтогазовій структурі, мною було проведено адаптацію та впровадження методики експрес-аналізу шламу для прогнозування газоносності свердловин. Результати цієї роботи, що є предметом даного дослідження, стали логічним продовженням та розвитком описаних вище світових тенденцій, адаптованим до геологічних умов та економічних реалій української нафтогазової промисловості.

Цей підхід відображає ключову стратегію розвитку сучасних національних технологічних шкіл. Успіх сьогодні залежить не стільки від винаходу принципово нових, революційних технологій, скільки від здатності швидко, ефективно та осмислено адаптувати і впроваджувати найкращі світові практики до локальних умов. Слепе копіювання західних методик, розроблених для сланцевих формацій Північної Америки чи карбонатних платформ Близького Сходу, може бути неефективним для теригенних колекторів Дніпровсько-Донецької западини через суттєві відмінності в геології, мінералогії та діагенезі.

Тому завдання, що вирішувалося в рамках даної роботи, полягало не просто в застосуванні рентгенофлуоресцентного аналізатора, а в адаптації всієї методологічної ланки. Це включало розробку власних калібрувальних моделей на основі місцевого кернового матеріалу, створення петрофізичних залежностей «елементний склад — властивість» для конкретних седиментаційних умов, та валідацію отриманих результатів шляхом їх порівняння з даними ГДС та

результатами випробувань. Таким чином, дана магістерська робота позиціонується не як просте застосування відомого методу, а як науково-практичне дослідження з його локалізації та валідації, що створює реальну наукову та практичну цінність для національної нафтогазової промисловості.

**Таблиця 1.2**

Еволюція методів аналізу бурового шламу (М. Головка, 2025р.)

Етап / Період	Ключова технологія	Вимірювані параметри	Геологічне завдання, що вирішується	Рівень аналізу
Первинний (1900–1950)	Мікроскоп, УФ-лампа, соляна кислота (HCl)	Літологія, колір, текстура, карбонатність, якісне нафтонасичення (флуоресценція, cut-тест)	Літологічне розчленування розрізу, виявлення та якісна оцінка нафтопроявів	Якісний, напівкількісний
Інструментальний (1950–1990)	Газовий хроматограф (FID), Піролізатор Rock-Eval	Компонентний склад газу, ТОС, S1, S2, Tmax, HI, PI	Прогноз типу флюїду (газ/нафта), ідентифікація та кількісна оцінка нафтогазоматеринських порід	Кількісний (лабораторний /на буровій)

Рентгенівський/Сучасний (1990–наш час)	XRF-аналізатор (стаціонарний та портативний), XRD-дифрактометр	Елементний склад (Si, Al, Ca, K, Fe, мікроелементи), Мінеральний склад (кварц, кальцит, глини)	Хемотратиграфія, геонавігація, прогноз геомеханічних властивостей (крихкість), реконструкція умов седиментації	Кількісний (в реальному часі)
--	--	--	--	-------------------------------

## Висновки до розділу 1

1. Встановлено, що історія методології прогнозування газоносності за буровим шламом є послідовною еволюцією від якісних, суб'єктивних оцінок до кількісних, об'єктивних вимірювань у реальному часі.
2. Проаналізовано ключові етапи цього розвитку: від раннього візуального аналізу до інструментального впровадження газової хроматографії та піролізу, і до сучасних рентгенівських технологій, що стали основою хемостратиграфії та «сланцевої революції».
3. Доведено, що методологія, розглянута в даній роботі, є логічним продовженням цього технологічного ланцюга та являє собою адаптацію передових світових практик до умов нафтогазової промисловості України, що є ключем до підвищення її ефективності.

## **РОЗДІЛ 2. ГЕОХІМІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ШЛАМУ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН З РІЗНИХ ВУГЛЕВОДНЕВИХ ПРОВІНЦІЙ СВІТУ**

Автором надано геохімічну характеристику шламу нафтогазових свердловин з різних вуглеводневих провінцій світу

### **2.1. Основи інтерпретації рентгенофлуоресцентних даних**

Розуміння геологічної інформації, закодованої в елементному складі гірських порід, починається з освоєння аналітичного інструменту, здатного цю інформацію розкрити. Рентгенофлуоресцентний аналіз (РФА) є одним з найпотужніших методів для швидкого та точного визначення хімічного складу геологічних матеріалів. Цей підрозділ закладає теоретичну основу для подальшої інтерпретації геохімічних даних, пояснюючи фізичні принципи методу, геологічну значущість ключових елементів-індикаторів та способи візуалізації отриманих результатів для літологічної класифікації.

#### **2.1.1. Фізичні принципи та можливості методу РФА в геології**

Рентгенофлуоресцентний аналіз належить до родини рентгеноспектральних методів і базується на фундаментальних принципах взаємодії рентгенівського випромінювання з речовиною [33]. Процес аналізу починається зі спрямування пучка первинного рентгенівського випромінювання високої енергії на досліджуваний зразок. Коли фотони цього випромінювання стикаються з атомами у зразку, відбуваються декілька процесів. Частина випромінювання розсіюється, а частина поглинається атомами. Поглинання високоенергетичного фотона призводить до вибивання електрона з однієї з внутрішніх електронних оболонок атома, залишаючи атом у збудженому, нестабільному стані. Для повернення до стабільного стану електрон з вищої енергетичної оболонки "падає" на вакантне місце. Цей перехід супроводжується вивільненням енергії у вигляді вторинного

фотона, який називається флуоресцентним рентгенівським випромінюванням [33].

Ключовим аспектом для аналізу є те, що енергія цього вторинного фотона є строго специфічною і характерною для кожного хімічного елемента. Вона дорівнює різниці енергій між двома електронними оболонками, залученими до переходу. Детектор спектрометра реєструє ці вторинні фотони, аналізуючи їх енергетичний спектр. Положення піків у спектрі дозволяє однозначно ідентифікувати наявні у зразку елементи, а інтенсивність кожного піка є прямо пропорційною концентрації відповідного елемента [33].

Сучасні РФА-спектрометри здатні визначати практично всі елементи періодичної системи, починаючи від легких, як-от фтор або навіть вуглець, до найважчих [33]. Це охоплює повний спектр породоутворюючих елементів, що є критично важливим для геологічних досліджень. Метод характеризується високою відтворюваністю результатів, а межі виявлення для більшості елементів становлять від  $10^{-4}$  до  $10^{-2}$  масових відсотків, що дозволяє аналізувати як основні, так і деякі мікроелементи [33].

Однією з головних переваг РФА в нафтогазовій геології є його експресність та універсальність щодо типу зразків. Аналізувати можна тверді, порошкові або рідкі матеріали, що робить метод ідеальним для роботи з буровим шламом, який може бути представлений у вигляді висушених та спресованих таблеток [33]. Ця оперативність дозволяє отримувати геохімічні дані практично в реальному часі під час буріння. Такий підхід кардинально змінює парадигму роботи з геологічною інформацією. Замість очікування на результати дорогого та дискретного керна буріння, геологи отримують безперервний кількісний геохімічний розріз по всьому стовбуру свердловини. Це перетворює буровий шлам із відходів виробництва на первинний інформаційний ресурс, що використовується для геонавігації, уточнення стратиграфічних меж, ідентифікації літологічних пачок та оперативного корегування траєкторії свердловини для максимального охоплення продуктивного пласта.

### 2.1.2. Ключові елементи-індикатори та їх геологічна значущість

Хоча РФА може визначати десятки елементів, для цілей літологічної та фаціальної інтерпретації в нафтогазовій геології ключове значення має обмежений набір породоутворюючих елементів. Кожен з них або їх комбінація слугує надійним індикатором певних мінералів, типів порід та умов їх утворення.

- Кремній. Цей елемент є основою силікатної геології. У осадових породах його вміст переважно контролюється наявністю кварцу. Кварц є мінералом, стійким до хімічного вивітрювання та фізичного руйнування, тому він накопичується в середовищах з високою гідродинамічною енергією, таких як річкові русла, дельти та пляжі. Таким чином, високий вміст у шламі є прямим індикатором теригенних уламкових порід — пісковиків та алевролітів. Оскільки саме ці породи найчастіше мають найкращі фільтраційно-ємнісні властивості, кремній є головним проксі-індикатором потенційних порід-колекторів [34].

- Алюміній та Калій. Ці два елементи є нерозривно пов'язаними з глинистими мінералами. Алюміній входить до складу всіх алюмосилікатів, а калій є характерним компонентом таких глинистих мінералів, як ілліт та калій-вмісних смектитів, а також калієвих польових шпатів. Глинисті мінерали є продуктами хімічного вивітрювання і, через свій малий розмір, осідають у низькоенергетичних, спокійних умовах, таких як глибоководні шельфи, озера або заплави. Високі концентрації та у шламі однозначно вказують на аргіліти. Ці породи, завдяки своїй низькій проникності, відіграють роль або регіональних флюїдоупорів, що утримують поклади вуглеводнів, або можуть бути нафтогазоматеринськими товщами, якщо вони збагачені органічною речовиною [34].

- Кальцій. Кальцій є головним індикатором карбонатних порід. Його високий вміст майже завжди пов'язаний з присутністю кальциту або, меншою мірою, доломіту. Вапняки та доломіти формуються переважно в теплих,

мілководних морських умовах, часто біогенним шляхом. Вони є одними з найважливіших типів порід-колекторів у світі, особливо в регіоні Перської затоки. Крім того, кальцій може бути пов'язаний з евапоритовим мінералом ангідритом, що вказує на аридні умови та обмежені басейни седиментації [34].

- Сірка. Цей елемент має подвійне діагностичне значення, і його інтерпретація залежить від геологічного контексту.

1. У відновних умовах. У середовищі, позбавленому кисню та багатому на органічну речовину, сульфат-іон з морської води відновлюється бактеріями до сірководню. Сірководень реагує з реакційноздатним залізом у породі, утворюючи пірит. Таким чином, наявність сірки у формі піриту є потужним маркером аноксидних умов, сприятливих для збереження органіки і, відповідно, формування нафтогазоматеринських товщ [36].

2. В евапоритових умовах. В аридному кліматі, в ізольованих або напівізольованих басейнах, інтенсивне випаровування води призводить до осадження сульфатних мінералів, таких як гіпс та ангідрит. У цьому випадку високий вміст сірки, що корелює з високим вмістом кальцію, вказує на наявність евапоритових товщ, які є одними з найнадійніших флюїдоупорів у нафтогазових системах [37].

- Залізо. Вміст заліза є індикатором окисно-відновних умов та типу глинистих мінералів. У окислювальних умовах залізо утворює оксиди та гідроксиди, що надають породам червоного кольору. У відновних умовах воно входить до складу піриту, сидериту або хлориту. Високий вміст заліза часто асоціюється з глинистими породами [39].

## **2.2. Літологічна характеристика основних типів порід за даними аналізу шламу**

Після встановлення теоретичних зв'язків між елементами та мінералами, наступним кроком є застосування цих знань для створення практичних "геохімічних портретів" основних літологічних типів порід, що зустрічаються в

нафтогазоносних басейнах. Цей підхід дозволяє перевести набір чисел з РФА-аналізатора на мову геології, ідентифікуючи породи, з якими працює буровий інструмент. Кожен тип породи має свій унікальний елементний "підпис", що відображає його мінеральний склад та історію формування.

### **2.2.1. Геохімічна характеристика теригенних порід (пісковики, алевроліти, аргіліти)**

Теригенні породи складаються з уламків раніше існуючих порід, що були перенесені водою, вітром або льодом і відкладені в новому місці [44]. Їхній хімічний склад прямо відображає мінералогію цих уламків та ступінь їх сортування.

- **Пісковик.** Геохімічний портрет пісковика визначається домінуванням кварцу. Це призводить до дуже високого вмісту кремнію, який зазвичай перевищує 30%. Оскільки в процесі транспортування в високоенергетичних середовищах легші та менш стійкі глинисті частинки виносяться, вміст алюмінію та калію в чистих пісковиках є низьким, зазвичай менше 5% та 2% відповідно [34]. Вміст кальцію також низький, за винятком випадків, коли порода містить значну кількість карбонатного цементу. Високий вміст та низький і є найнадійнішим критерієм для ідентифікації пісковиків, які є першочерговими об'єктами для пошуку традиційних колекторів вуглеводнів.

- **Аргіліт.** На противагу пісковикам, аргіліти формуються в спокійних, низькоенергетичних умовах, де осідають найдрібніші частинки — глинисті мінерали. Їх геохімічний портрет характеризується високим вмістом алюмінію та калію, що відображає велику кількість ілліту, смектиту та каолініту [34]. Вміст кремнію є помірним, оскільки він входить до складу самих глинистих мінералів, а також може бути присутнім у вигляді дрібних уламків кварцу. Вміст заліза також часто підвищений, оскільки залізо є компонентом багатьох глинистих мінералів та може бути присутнім у вигляді піриту або оксидів [34]. Аргіліти є ключовими елементами нафтогазової системи, виконуючи роль покришок або материнських порід.

- Алевроліт. Алевроліти займають проміжне положення між пісковиками та аргілітами як за розміром зерен, так і за геохімічним складом. Вони складаються переважно з частинок кварцу алевритової розмірності, але завжди містять домішку глинистого матеріалу. Ідентифікація алевролітів важлива, оскільки вони можуть виступати як низькопроникні колектори або перешаровуватися з пісковиками, впливаючи на загальну гетерогенність пласта.

### **2.2.2. Геохімічна характеристика хомогенних та змішаних порід (вапняки, мергелі)**

Ця група порід утворюється переважно внаслідок хімічного або біохімічного осадження мінералів безпосередньо з водної товщі, а не з принесених уламків [40].

- Вапняк. Геохімічний портрет вапняку є найбільш виразним і легко ідентифікованим. Він характеризується домінуючим, надзвичайно високим вмістом кальцію, який часто перевищує 35-40%. Вміст усіх теригенних індикаторів є мінімальним, зазвичай на рівні перших відсотків або навіть менше, що свідчить про відсутність значного притоку уламкового матеріалу під час осадконакопичення [34]. Такі умови характерні для чистих, теплих морських шельфів, ізольованих від континентів.

- Доломіт. Доломіти є продуктом заміщення кальциту у вапняках магнієм. Їх геохімічний портрет схожий на вапняковий, але з однією ключовою відмінністю — значно підвищеним вмістом магнію. Вміст у доломітах зазвичай перевищує 5-10%, тоді як у чистих вапняках він рідко сягає 1% [34]. Розрізнення вапняків та доломітів за допомогою РФА має величезне практичне значення, оскільки процес доломітизації часто супроводжується створенням або покращенням порового простору, перетворюючи щільні вапняки на високоякісні колектори.

- Мергель. Мергелі є класичним прикладом змішаної породи, що утворюється при одночасному надходженні в басейн седиментації як карбонатного, так і глинистого матеріалу. Їхній геохімічний портрет

відображає цю подвійну природу: вони мають одночасно підвищений вміст кальцію, алюмінію та калію [40]. На трикомпонентній діаграмі вони займають проміжну зону між вапняковим та аргілітовим полями. Мергелі рідко є добрими колекторами, але їх ідентифікація важлива для розуміння умов седиментації та стратиграфічного розчленування розрізу.

Для узагальнення та практичного використання цих "геохімічних портретів" наводиться зведена таблиця з типовими діапазонами вмісту основних породоутворюючих елементів. Ця таблиця може слугувати довідковим інструментом для швидкої літологічної ідентифікації шламу безпосередньо в процесі буріння (Табл.2.1).

**Таблиця 2.1**

Типові діапазони вмісту породоутворюючих елементів (у мас. %) для основних літологічних типів за даними РФА (М. Головка, 2025р.)

Літологічний тип	Si (%)	Al (%)	K (%)	Ca (%)	Fe (%)	Mg (%)	Особливості
Пісковик (чистий)	> 30	< 5	< 2	< 5	0.5–2	< 1	Дуже високий Si, низькі Al, K
Алевроліт	20–30	5–8	1–3	< 5	2–5	1–2	Проміжні значення Si, Al, K
Аргілі	1	>	>	<	>	1	Високі Al,

Т (глини стий сланец ь)	5–25	8	2.5	5	3	–3	К, Fe; низький Si
Вапняк (чистий)	< 5	< 1	< 1	> 35	< 1	< 1.3	Дуже високий Ca, низькі Si, Al, K
Доломіт	< 5	< 1	< 1	> 20	< 1	> 5	Високі Ca та Mg
Мергель	5–15	5–10	1–3	1 5–30	2 –4	1–3	Підвищені Ca, Al, K
Пісковик вапнистий	20–30	< 5	< 2	5 –15	1–3	< 2	Високий Si, помірний Ca
Аргіліт вапнистий	10–20	> 6	> 2	5–15	> 3	1–3	Високі Al, K; помірний Ca

## **2.3. Геохімічні індикатори нафтогазової продуктивності порід**

Перехід від описової літології до прогнозної геології вимагає ідентифікації геохімічних параметрів, які безпосередньо або опосередковано вказують на наявність умов, сприятливих для накопичення, збереження та подальшого видобутку вуглеводнів. Елементний склад шламу містить у собі цілий набір таких індикаторів, що дозволяють оцінити якість колектора, потенціал материнських порід, реконструювати седиментаційні цикли та навіть прогнозувати ефективність застосування сучасних технологій, як-от гідророзрив пласта. Цей підрозділ є аналітичним ядром роботи, де геохімічні дані перетворюються на інструмент для прогнозування продуктивності.

### **2.3.1. Співвідношення Si/Al як індикатор гранулометрії та якості колектора**

Одним з найпотужніших та найчастіше використовуваних геохімічних індикаторів є співвідношення вмісту кремнію до алюмінію. Його інформативність базується на фундаментальній мінералогічній диференціації цих двох елементів у процесі седиментації. Кремній концентрується переважно у відносно крупних та хімічно стійких зернах кварцу, тоді як алюміній є основним компонентом дрібнодисперсних глинистих мінералів [43].

Таким чином, співвідношення працює як надійний проксі-індикатор середнього розміру зерен у породі.

- Високе значення свідчить про домінування кварцової (піщаної або алевритової) фракції над глинистою. Це вказує на те, що порода формувалася у високоенергетичному середовищі (наприклад, річкове русло, прибережна зона), де течії були достатньо сильними, щоб вимити дрібні глинисті частинки, залишивши добре відсортований, крупнозернистий осад. Такі породи, як правило, мають високу первинну пористість та проникність, що робить їх чудовими потенційними колекторами для нафти і газу [44].

- Низьке значення вказує на перевагу глинистих мінералів над кварцом. Це характерно для низькоенергетичних умов седиментації, де осідає тонкодисперсний матеріал. Такі породи мають низьку проникність і виступають як флюїдоупори або материнські товщі.

Аналіз вертикальних змін співвідношення по стовбуру свердловини дозволяє чітко розмежовувати пласти-колектори та пласти-покришки, що є основою для детальної кореляції розрізів та побудови моделі покладу.

### **2.3.2. Піритна сірка (FeS<sub>2</sub>): маркер аноксидних умов та потенціалу нафтогазоматеринських товщ**

Присутність сірки у формі мінералу піриту є одним з найважливіших геохімічних індикаторів палеосередовища, зокрема, його окисно-відновного потенціалу. Формування аутигенного піриту в морських осадах є складним біогеохімічним процесом, який вимагає одночасного виконання кількох умов: наявності органічної речовини, сульфат-іонів, реакційноздатного заліза та, що найголовніше, відсутності вільного кисню [52].

Процес відбувається наступним чином: в аноксидних умовах сульфат-відновлюючі бактерії використовують органічну речовину як джерело енергії, а сульфат-іон, розчинений у морській воді, — як окислювач. В результаті їхньої життєдіяльності утворюється сірководень. Далі сірководень реагує з іонами заліза, що містяться в осаді, утворюючи спершу нестабільні сульфіди заліза, а потім — стабільний пірит [46].

Отже, підвищений вміст піриту, ідентифікований за допомогою РФА за одночасною присутністю та, є надійним свідченням того, що осадконакопичення відбувалося в аноксидних або навіть евксинних умовах [36]. Саме такі умови є ідеальними для збереження органічної речовини, оскільки вони запобігають її окисленню та розкладанню аеробними бактеріями. Породи, що накопичилися в таких умовах, мають високий потенціал стати нафтогазоматеринськими товщами.

Важливо відзначити, що в "нормальних" морських умовах кількість утвореного піриту лімітується доступністю органічної речовини, що призводить до лінійної залежності між вмістом органічного вуглецю та сірки. Однак, в евксинних басейнах пірит може утворюватися не тільки в осаді, а й безпосередньо у водній товщі. Це призводить до "роз'єднання" циклів вуглецю та сірки, і порода може бути збагачена піритом навіть при помірному вмісті [36]. У таких випадках більш надійним індикатором є не просто вміст сірки, а ступінь піритизації заліза [38]. Високі значення піритизації заліза є однозначним показником евксинних умов.

### **2.3.3. Хемостратиграфічний аналіз для реконструкції циклів седиментації**

Хемостратиграфія — це метод стратиграфічної кореляції, що використовує систематичні варіації хімічного складу порід у розрізі [40]. Оскільки елементний склад є прямим відображенням умов седиментації, його вертикальні зміни фіксують геологічну історію басейну, зокрема, коливання рівня моря.

Аналізуючи зміни геохімічних індикаторів, таких як співвідношення, можна реконструювати седиментаційні цикли [40]:

- Регресивний цикл. Поступове зниження рівня моря або проградація берегової лінії призводить до того, що більш грубозернисті, прибережні фації перекривають більш тонкозернисті, глибоководні. У геохімічному розрізі це відображається як поступове зростання співвідношення знизу вгору. Такий тренд може вказувати на наближення до палеорусли річки, дельти або бар'єрного бару — основних типів піщаних тіл-колекторів.
- Трансгресивний цикл. Підвищення рівня моря призводить до затоплення суші та зміщення фацій у бік континенту. Глибоководні глинисті відклади починають перекривати прибережні піски. Геохімічно це проявляється як зменшення співвідношення знизу вгору.

Виявлення та кореляція цих хемостратиграфічних циклів між різними

свердловинами дозволяє побудувати високороздільну модель послідовної стратиграфії навіть у тих випадках, коли біостратиграфічні дані відсутні або неінформативні [41]. Це, в свою чергу, є ключем до прогнозування поширення та геометрії тіл-колекторів у міжсвердловинному просторі.

#### **2.3.4. Геохімічний контроль крихкості порід та його значення для ГРП**

В епоху розробки вуглеводневих родовищ у терогенних комплексах східних колекторів успіх видобутку майже повністю залежить від ефективності гідравлічного розриву пласта. ГРП полягає у створенні густої мережі штучних тріщин у породі для забезпечення шляхів фільтрації флюїду до свердловини. Здатність породи утворювати складну мережу тріщин, а не пластично деформуватися під тиском, називається крихкістю.

Крихкість є внутрішньою властивістю породи і переважно контролюється її мінеральним складом [42].

- Крихкі мінерали. До них належать тверді, кристалічні мінерали, такі як кварц та карбонати. Породи, збагачені цими мінералами, схильні до крихкого руйнування і добре піддаються ГРП [43].

- Пластичні мінерали. Головним представником цієї групи є глинисті мінерали. Через свою шарувату структуру та здатність утримувати зв'язану воду, вони схильні до пластичної деформації під навантаженням. Породи з високим вмістом глини поглинають енергію розриву, що перешкоджає поширенню тріщин [51].

Цей фундаментальний зв'язок між мінералогією та механічними властивостями відкриває унікальну можливість використовувати дані РФА для прямої оцінки "здатності до розриву" пласта. Оскільки РФА надає прямі проксі-індикатори для ключових мінералів, можна розрахувати безперервну криву індексу крихкості по всьому стовбуру свердловини. Існує багато формул для розрахунку індексу крихкості, але одна з найпростіших та найефективніших базується на відношенні крихких компонентів до загальної маси основних мінералів.

Таким чином, геохімічний аналіз шламу перетворюється з геологічного інструменту на потужний інженерний інструмент. Побудований на основі даних РФА "лог крихкості" дозволяє інженерам з розробки та ГРП точно визначати "солодкі плями", інтервали з максимальною крихкістю і таргетувати саме їх для перфорації та ініціації тріщин. Такий підхід значно підвищує ефективність операцій ГРП, максимізує площу дренавання та, в кінцевому підсумку, дебіти свердловин у нетрадиційних колекторах.

## **2.4. Порівняльний аналіз шламу з ключових нафтогазоносних басейнів**

Теоретичні основи та аналітичні підходи, викладені в попередніх підрозділах, є універсальними. Однак їх практичне застосування завжди має враховувати унікальний геологічний контекст кожного окремого осадового басейну. Різні тектонічні режими, умови седиментації та діагенетичні процеси формують специфічні літологічні асоціації та, відповідно, унікальні геохімічні сигнатури. У цьому підрозділі буде проведено порівняльний аналіз геохімічних характеристик порід з чотирьох знакових нафтогазоносних провінцій світу, що демонструє, як загальні принципи геохімічної інтерпретації адаптуються до конкретних геологічних умов.

### **2.4.1. Західно-Сибірський басейн: класична теригенна система**

Західно-Сибірський басейн є найбільшим нафтогазоносним басейном у світі, геологічна будова якого є класичним прикладом платформного прогину, заповненого переважно мезозойськими теригенними відкладами. Ключова нафтогазова система басейну включає унікальну за своїми властивостями нафтогазоматеринську баженовську свиту та перекриваючі її неокомські уламкові колектори [45].

Геохімічний аналіз шламу з цього регіону є хрестоматійним прикладом використання співвідношення для розчленування розрізу. Вертикальний профіль чітко відображає циклічне чергування:

- Пісковиків та алевролітів неокомського віку, які характеризуються високими значеннями нафтогазоносності. Ці шари відповідають проградаційним дельтовим та алювіальним системам, що заповнювали морський басейн [49].

- Аргілітів, що виступають у ролі прошарків-покришок всередині неокомської товщі та регіональних покришок, які мають низькі значення.

Особливий інтерес становить геохімічна характеристика самої баженовської свити. На відміну від типових глинистих материнських порід, вона є висококрем'янистим аргілітом [50]. Її мінеральний склад представлений біогенним кремнеземом, глинистими мінералами та домішкою карбонатів. Це надає їй унікальну геохімічну сигнатуру: дуже високий вміст, високий вміст органічного вуглецю, але відносно низький вміст алюмінію та калію порівняно з типовими аргілітами [50]. Крім того, відклади баженовської свити накопичувалися в аноксидних умовах, що підтверджується значним вмістом піриту [50]. Ця комбінація високого вмісту та низького вмісту глин робить породи баженовської свити не тільки першокласною материнською товщею, але й крихким нетрадиційним колектором, що є основним об'єктом для сланцевої нафтової революції в регіоні.

#### **2.4.2. Пермський басейн: комплексна теригенно-карбонатна система**

Пермський басейн є однією з найпродуктивніших нафтогазоносних провінцій світу, особливо в контексті нетрадиційних вуглеводнів. Його розріз, зокрема формації Wolfcamp та Spraberry, є надзвичайно складним і гетерогенним. Він представлений товстою послідовністю тонкого перешарування органічно збагачених аргілітів, карбонатів та дрібнозернистих силікокластичних порід [48]. Ці окремі шари часто мають товщину нижче роздільної здатності стандартних методів ГДС, що робить їх ідентифікацію та кореляцію вкрай складною.

У таких умовах високороздільний геохімічний аналіз шламу за допомогою РФА стає незамінним інструментом [47]. Простий аналіз одного співвідношення,

як-от, тут є недостатнім. Необхідний комплексний, багатовимірний підхід, що використовує варіації всіх ключових елементів.

- Ідентифікація хемофацій. Застосування методів кластерного аналізу до геохімічних даних дозволяє об'єктивно виділити в розрізі **хемофації** — інтервали зі сталим елементним складом, що відповідають певним літотипам та умовам осадконакопичення [35]. Наприклад, можна чітко розрізнити:

- Силікокластичні турбідити.
- Карбонатні уламкові потоки
- Пелагічні та геміпелагічні аргіліти які часто є найбільш збагаченими органічною речовиною.

- Оцінка крихкості. РФА дозволяє безпосередньо оцінити мінеральний склад, що контролює крихкість. Кварц та карбонати є найбільш крихкими і, отже, найкращими цілями для ГРП. Навпаки, глини є пластичними і виступають як бар'єри для росту тріщин [36].

Таким чином, у Пермському басейні геохімія шламу дозволяє розшифрувати складну архітектуру резервуара та створити детальні карти розподілу як нафтогазоматеринських, так і крихких, сприятливих для стимуляції, інтервалів.

### **2.4.3. Перська затока: карбонатна платформа з евапоритовими флюїдоупорами**

Регіон Перської затоки є унікальним за своїми масштабами, оскільки тут зосереджені гігантські та надгігантські родовища нафти, приурочені переважно до товстих мезозойських карбонатних товщ [51]. Нафтогазова система характеризується домінуванням карбонатних колекторів та евапоритових покришок.

Відповідно, фокус геохімічного аналізу шламу в цьому регіоні зміщується з теригенних індикаторів на карбонатні та евапоритові.

- Карбонатні індикатори. Основна увага приділяється варіаціям вмісту кальцію та магнію. Високий вміст при низькому вказує на вапняки. Одночасно

високий вміст та є надійним індикатором доломітів. Картування зон доломітизації є першочерговим завданням, оскільки цей діагенетичний процес є ключовим фактором створення ефективного порового простору в первинно щільних вапняках [37].

- Евапоритові індикатори. Наявність потужних евапоритових товщ є характерною рисою регіону. Ці товщі виступають у ролі наднадійних регіональних флюїдоупорів, що забезпечили збереження гігантських покладів. Геохімічно вони ідентифікуються за дуже високим вмістом сірки та кальцію, що відповідає мінералу ангідриту.

- Індикатори умов діагенезу: Мікроелементи, такі як стронцій та натрій, можуть надавати цінну інформацію про умови діагенезу, зокрема, про природу флюїдів, що спричинили доломітизацію. Наприклад, доломіти, що утворилися з гіперсалінних розсолів, часто мають підвищений вміст натрію [48]. Вміст стронцію може вказувати на первинну мінералогію вапняку-попередника та ступінь відкритості діагенетичної системи [48].

#### **2.4.4. Дніпровсько-Донецька западина: палеозойський палеорифт (авлакоген)**

Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ) є головною нафтогазоносною провінцією України. Це давній палеозойський рифт (алакоген), заповнений потужною товщею палеозойських, мезозойських та кайнозойських відкладів [52], які характеризуються певними геохімічними характеристиками.

- Переважно теригенні колектори. Основні продуктивні горизонти приурочені до теригенних порід кам'яновугільного віку (візейський, серпуховський, башкирський яруси) [53]. Отже, як і для Західного Сибіру, ключовим інструментом для розчленування розрізу та виділення колекторів є аналіз співвідношення. Побудова петрофізичних моделей, що пов'язують геофізичні параметри з колекторськими властивостями, є стандартною практикою для цього регіону [53].

- Соляна тектоніка (галокінез). у розрізі ДДЗ присутні потужні соленосні

товщі девонського та нижньопермського віку [52]. Рух солі призвів до утворення численних соляних куполів та штоків, що є основним типом структурних пасток для вуглеводнів. Геохімічний аналіз шламу може допомогти ідентифікувати наближення до соляних тіл за різким зростанням вмісту натрію та хлору, хоча ці елементи є складними для точного кількісного аналізу стандартними РФА-спектрометрами.

- Вплив вулканізму. Рифтогенез у девоні супроводжувався активним вулканізмом. Вулканогенні утворення зустрічаються в розрізі девону та нижнього карбону [52]. Вони мають специфічний геохімічний склад, що дозволяє ідентифікувати їх за допомогою РФА та використовувати як важливі стратиграфічні репери.

- Геохімія пластових вод. Унікальною особливістю ДДЗ є висока інформативність геохімії пластових вод для прогнозу нафтогазоносності. На відміну від аналізу твердої фази шламу, аналіз вод дозволяє оцінити динамічні процеси в надрах. Підвищені концентрації йоду та амонію у пластових водах є прямими індикаторами близькості до зрілих, багатих на органіку нафтоматеринських товщ, оскільки ці компоненти вивільняються при термічному перетворенні керогену [54]. Високий вміст бромиду вказує на періоди галогенезу, що корелює з епохами формування надійних соляних покришок [54, 64]. Таким чином, для ДДЗ комплексний підхід, що поєднує РФА-аналіз шламу та геохімічний аналіз пластових флюїдів, є найбільш ефективною стратегією для пошуків та розвідки родовищ вуглеводнів.

## Висновки до розділу 2

1. Встановлено, що елементний склад бурового шламу є надійним джерелом кількісної геологічної інформації, що дозволяє з високою точністю ідентифікувати літологічні типи порід та виділяти хемофації, які відображають умови осадконакопичення.

2. Проаналізовано предиктивну здатність геохімічних даних для оцінки якості колектора (гранулометрії), палеоумов (аноксії), стратиграфічних циклів та геомеханічних властивостей (крихкості), а також підтверджено універсальність цього підходу на прикладі ключових нафтогазоносних басейнів світу.

3. Виявлено, що геохімічна характеристика шламу є незамінним інструментом сучасного комплексного аналізу, який дозволяє оперативно розшифрувати геологічний літопис та суттєво підвищувати точність прогнозування наявності, якості та продуктивності покладів вуглеводнів.

### **РОЗДІЛ 3. МЕТОДОЛОГІЧНІ ОСНОВИ ПРОГНОЗУВАННЯ КОЛЕКТОРСЬКИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ЗА ДАНИМИ РЕНТГЕНОФЛУОРЕСЦЕНТНОГО АНАЛІЗУ (РФА)**

Автором проведено комплексне дослідження досвіду використання геохімічних індикаторів для оцінки якості резервуарів за даними РФА та запропоновано формулу розрахунку газоносності в окремих геологічних структурах та нафтогазоносних комплексах ДДЗ.

У сучасній нафтогазовій геології хімічний склад порід розглядається не лише як засіб кореляції, але і як прямий індикатор продуктивності. Світова практика показує, що співвідношення теригенних компонентів (піску) та аутигенних домішок (зокрема сульфатів та сульфідів) є надійним критерієм оцінки якості резервуара [54,55,64].

#### **3.1. Роль кремнію та сірки в оцінці колекторів (Досвід США та Близького Сходу)**

Досвід розробки родовищ у басейні Permian (США) та карбонатних колекторів Саудівської Аравії виділяє два ключові хімічні маркери, що визначають успішність свердловини:

1. Кремній як індикатор об'єму пор[56,64]. У теригенних розрізах збільшення вмісту кварцу (піску) при зниженні вмісту глин корелює зі збільшенням ефективної пористості. Чисті пісковики, не заповнені глинистим цементом, здатні вміщувати значні об'єми вуглеводнів.

2. Сірка як індикатор руйнування колектора [64]. У багатьох осадових басейнах наявність сірки пов'язана з двома мінералами, що погіршують колекторські властивості:

- Ангідрит/Гіпс: Сульфатний цемент, який «заліковує» пори і робить пласт непроникним.

- Пірит : Хоча пірит часто супроводжує органіку, його надмірна кількість у пісковиках може свідчити про низьку проникність та поганий зв'язок пор.

Отже, у світовій практиці сформувалося емпіричне правило для теригенних колекторів: Високий пісок / Низька сірка є геохімічним підписом газонасиченого інтервалу. Саме цей підхід було покладено в основу дослідження горизонтів групи «А» у даній роботі.

### **3.2. Обґрунтування методики пробопідготовки для високоточного аналізу**

Специфіка геологічної будови розрізів Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) вимагає адаптації стандартних методик РФА. У рамках даного дослідження було розроблено та застосовано протокол підготовки проб, спрямований на мінімізацію похибок, пов'язаних з неоднорідністю шламу.

Для виявлення тонких продуктивних прошарків було обрано крок відбору 5–10 метрів. Стандартний крок (20–25 м), що використовується при ГТД, призводить до усереднення показників, при якому тонкий газонасичений пісковик "розчиняється" у фонових значеннях глинистих порід. Зменшення кроку дозволило отримати детальну геохімічну криву, здатну фіксувати різкі літологічні переходи.

#### **Гомогенізація проб**

Критичним етапом дослідження стала механічна підготовка. Шлам перед аналізом піддавався повному подрібненню до фракції <75 мкм [58].

Це рішення обумовлене необхідністю усунення ефекту "мінеральної зернистості". При аналізі цілих шматочків шламу рентгенівський промінь може потрапити на окреме зерно кварцу або кристал піриту, що дасть хибно-позитивний або хибно-негативний результат. Гомогенізація дозволяє отримати істинний середній хімічний склад матриці, що є критично важливим для точного визначення вмісту сірки, яка часто розподілена в породі нерівномірно.

### 3.3. Розробка геохімічних критеріїв газоносності

На основі практичного матеріалу, отриманого в процесі виконання магістерської роботи, петрофізичних моделей та літературних даних, автором було виділено два ключові хімічні маркери, які контролюють продуктивність теригенних колекторів:

1. Кремній : Основний компонент кварцового каркасу.
2. Сірка : Індикатор вторинних процесів.

Для кількісної оцінки перспективності інтервалів запропоновано використовувати

$$K_{gas} = \frac{SiO_2(\%)}{S(\%) \cdot 100}$$

Газоперспективності:

Даний коефіцієнт дозволяє за допомогою математичних відокремити інтервали з високим вмістом піщаної фракції, який поєднується з хімічною чистотою порового простору.

### Висновки до розділу 3

1. Проаналізовано світовий досвід літогеохімічних досліджень, що підтвердив ефективність використання елементного складу шламу для оцінки колекторських властивостей в інтервалах без відбору керна.
2. Встановлено, що критичною умовою точності аналізу є попередня гомогенізація проб (подрібнення до фракції <75 мкм), а головним геохімічним індикатором газоносності теригенних порід ДДЗ є поєднання максимального вмісту кремнію (SiO<sub>2</sub>) з мінімальним вмістом сірки (S).
3. Запропоновано використання розрахункового коефіцієнта газоперспективності (K<sub>gas</sub>), який дозволяє кількісно виділяти продуктивні інтервали на основі співвідношення теригенної складової та вторинної цементації.

## **РОЗДІЛ 4. ЗАСТОСУВАННЯ ГЕОХІМІЧНИХ ОСОБЛИВОСТЕЙ ШЛАМУ ДЛЯ ПРОГНОЗУВАННЯ ГАЗОНОСНОСТІ В ОКРЕМИХ ГЕОЛОГІЧНИХ СТРУКТУРАХ ТА НАФТОГАЗОНОСНИХ КОМПЛЕКСАХ ДДЗ**

Автором проведено комплексне дослідження можливостей застосування геохімічних особливостей шламу для прогнозування та підтвердження газонасності в окремих геологічних структурах та нафтогазоносних комплексах ДДЗ.

### **4.1. Геолого-геохімічна характеристика об'єкта досліджень (Свердловина 100)**

Об'єктом практичної апробації методики стала Свердловина 100, розташована в межах перспективної площі ДДЗ, в Харківській області. Цільовими об'єктами пошуку є горизонти візейського ярусу нижнього карбону [60], які традиційно маркуються як група «А».

На основі даних каротажу та попередньої геологічної моделі було виділено три перспективних горизонти: А-6, А-7 та А-8. Завданням геохімічного дослідження було підтвердження їх газонасності та вибір оптимального інтервалу для перфорації.

### **4.2. Поінтервальний аналіз результатів РФА-досліджень**

Нижче наведено детальний аналіз розподілу індикаторних елементів (Si, S, Al) в інтервалі залягання продуктивних горизонтів.

#### **4.2.1. Горизонт А-6 (Інтервал 2574–2666 м)**

Аналіз шламу в цьому інтервалі демонструє ознаки погіршених колекторських властивостей. Незважаючи на наявність піщаних прошарків,

загальний геохімічний фон вказує на високу глинистість та наявність сірчаних сполук [61] (Табл. 4.1).

**Таблиця 4.1.**

Усереднені геохімічні показники Горизонту А-6 (М. Головка, 2025)

Глибина (м)	SiO <sub>2</sub> (%)	S (%)	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> (%)	K <sub>gas</sub> (розрах.)	Інтерпретація
2574–2585	62.4	0.65	14.2	0.96	Глинистий пісковик, підвищена сірка
2585–2600	65.1	0.58	12.8	1.12	Пісковик, ущільнений (можливо пірит)
2600–2620	58.9	0.82	16.5	0.71	Алевроліт, непродуктивний
2620–2666	63.5	0.60	13.5	1.05	Перешарування, низький потенціал

Зважаючи на коефіцієнт K<sub>gas</sub>, показники знаходяться на низькому рівні (близько 1.0). Вміст сірки 0.6–0.8% при помірному кремнії свідчить про те, що навіть якщо порода має пористість, проникність ймовірно знижена через цементацію або глинистий заповнювач.

Прогноз: непромисловий приплив газу або приплив води.

#### **4.2.2. Горизонт А-7 (Інтервал 2666–2758 м)**

При входженні в горизонт А-7 фіксується різка зміна геохімічної обстановки. Спостерігається синхронне зростання вмісту кремнію та падіння вмісту сірки до мінімальних значень (Табл.4.2).

Таблиця 4.2

Усереднені геохімічні показники Горизонту А-7 (Перспективний) (М. Головка, 2025)

Глибина (м)	SiO <sub>2</sub> (%)	S (%)	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> (%)	K <sub>gas</sub> (розрах.)	Інтерпретація
2666–2680	74.5	0.12	9.8	6.20	Чистий колектор, висока якість
2680–2700	78.1	0.08	8.5	9.76	Максимальна газонасиченість
2700–2720	76.3	0.10	9.1	7.63	Високопористий пісковик
2720– 2758	71.0	0.25	11.2	2.84	Погіршення властивостей до підшви

Аналіз: В інтервалі 2680–2700 м спостерігається максимальне розходження кривих SiO<sub>2</sub> та S. Вміст сірки менше 0.1% є прямим індикатором відсутності вторинної цементації. Значення K<sub>gas</sub> досягають 9.7, що майже в 10 разів вище, ніж у горизонті А-6.

Прогноз: Промисловий приплив газу. Основний об'єкт для перфорації.

#### 4.2.3. Горизонт А-8 (Інтервал 2758 м – вибій)

Нижче горизонту А-7 розріз стає геохімічно нестабільним. Високі значення кремнію чергуються з піками сірки, що вказує на складну структуру з наявністю екрануючих прошарків (Табл. 4.3).

Таблиця 4.3

Усереднені геохімічні показники Горизонту А-8 (М. Головка, 2025)

Глибина (м)	SiO <sub>2</sub> (%)	S (%)	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> (%)	K <sub>gas</sub> (розрах.)	Інтерпретація
2758– 2770	68.5	1.10	10.5	0.62	Пісковик піритизований
2770– 2780	72.0	0.45	9.8	1.60	Потенційний колектор обмеженої потужності
2780– 2790	65.0	1.25	12.0	0.52	Зона високої сульфатності
2790– 2800	69.5	0.95	11.5	0.73	Ущільнений пісковик

Аналіз: Незважаючи на високий вміст піску (70%), високий вміст сірки (до 1.25%) блокує колекторські властивості. Це класичний приклад "помилкового колектора", який на стандартному каротажі може виглядати як пісковик, але фактично є непроникним через вторинну мінералізацію[61].

#### 4.3. Підтвердження газоносності та кореляція з даними ГДС

Порівняння отриманих геохімічних даних з результатами стандартного комплексу ГДС підтверджує високу прогностичну здатність методу РФА.

- В інтервалі А-7 (2666–2758 м), де зафіксовано геохімічну аномалію (High Si / Low S), за даними електричного каротажу відзначається підвищення питомого електричного опору, що характерно для газонасичених порід[62,65].
- В інтервалі А-8, де РФА показав високу сірку, за даними акустичного каротажу спостерігається збільшення швидкості проходження

хвилі, що підтверджує наявність щільних порід (ймовірно, зацементованих ангідритом або піритом).

#### **Висновки до розділу 4**

1. Проаналізовано результати рентгенофлуоресцентного аналізу шламу по свердловині 100, що дозволило здійснити детальне літолого-геохімічне розчленування продуктивних горизонтів групи «А» з кроком 5–10 метрів.

2. Виявлено, що горизонт А-7 (2666–2758 м) характеризується аномально низьким вмістом сірки (0,08–0,12%) на тлі високих значень кремнезему (>75%), що свідчить про наявність чистого колектора з відкритою пористістю.

3. Встановлено низьку перспективність горизонту А-6 через підвищену глинистість та ризикованість горизонту А-8 внаслідок інтенсивної сульфатної мінералізації, на підставі чого рекомендовано першочергове випробування горизонту А-7.

## ВИСНОВКИ

В результаті виконання магістерського дослідження, спрямованого на підвищення ефективності пошуків вуглеводнів у Дніпровсько-Донецькій западині, автором отримано наступні висновки:

- 1) Встановлено, що геохімічні особливості бурового шламу можуть бути надійним критерієм визначення газоносності надр.
- 2) Доведено, що елементний склад матриці породи, визначений методом рентгенофлуоресцентного аналізу (РФА), відображає фундаментальні літологічні властивості колекторів. Варіації хімічних елементів дозволяють здійснювати детальне розчленування розрізу та ідентифікувати інтервали з покращеними ємнісними властивостями.
- 3) За результатами аналізу аналогічних досліджень у різних нафтогазоносних регіонах визначено основні параметри геохімічного прогнозування скупчень нафти і газу.

Узагальнення світового досвіду дозволило виділити універсальний індикатор продуктивності для теригенних розрізів: поєднання максимального вмісту кремнію ( $\text{SiO}_2$ ), що формує каркас породи, з мінімальним вмістом сірки (S), що свідчить про відсутність вторинної цементації. Цей критерій адаптовано для умов дослідження.

- 4) Вперше, на основі власних досліджень, Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної провінції автором запропоновано нову ефективну методику прогнозування газоносності надр за геохімічними показниками шламу.

На прикладі продуктивних горизонтів групи «А» (Свердловина 100) реалізовано методику високоточного аналізу гомогенізованого шламу. Це дозволило виділити горизонт А-7 (2666–2758 м) як пріоритетний об'єкт із відкритою пористістю та спростувати перспективність горизонту А-8 через виявлену сульфатну мінералізацію.

Визначено економічну доцільність використання шламу та впроваджено наукові рекомендації.

5) Запропонована автором методика аналізу шламу не є заміною відбору керна, який залишається еталонним джерелом геологічної інформації, а виступає як ефективний інструмент отримання додаткових оперативних даних.

Впровадження РФА-аналізу дозволяє:

1. Створити безперервний геохімічний профіль свердловини в інтервалах, де відбір керна технічно або економічно неможливий.
2. Отримувати інформацію про колекторські властивості швидше, ніж при традиційних лабораторних дослідженнях керна.
3. Знизити геологічні ризики при виборі інтервалів перфорації, що підвищує загальну рентабельність будівництва свердловини.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. *AADE-03-NTCE-25 Formation Characterization in a Different...* [Електронний ресурс] // AADE. – Режим доступу: [https://www.aade.org/download\\_file/2797/492](https://www.aade.org/download_file/2797/492) (дата звернення: 07.10.2025).
2. *Mud logging* [Електронний ресурс] // Wikipedia. – Режим доступу: [https://en.wikipedia.org/wiki/Mud\\_logging](https://en.wikipedia.org/wiki/Mud_logging) (дата звернення: 07.10.2025).
3. *Oil well* [Електронний ресурс] // Wikipedia. – Режим доступу: [https://en.wikipedia.org/wiki/Oil\\_well](https://en.wikipedia.org/wiki/Oil_well) (дата звернення: 07.10.2025).
4. *Fast Reservoir Characterization with AI-Based Lithology Prediction Using Drill Cuttings Images and Noisy Labels* [Електронний ресурс] // PMC. – Режим доступу: <https://pmc.ncbi.nlm.nih.gov/articles/PMC10381372/> (дата звернення: 07.10.2025).
5. *Formation evaluation* [Електронний ресурс] // Wikipedia. – Режим доступу: [https://en.wikipedia.org/wiki/Formation\\_evaluation](https://en.wikipedia.org/wiki/Formation_evaluation) (дата звернення: 07.10.2025).
6. *Logging Drill Cuttings* [Електронний ресурс] // NGDS. – Режим доступу: <http://ngds.egi.utah.edu/files/GL00485/GL00485.pdf> (дата звернення: 07.10.2025).
7. *STUDY OF DRILL CUTTINGS POROSITY FOR FORMATION EVALUATION* [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.jgmaas.com/SCA/2017/SCA2017-075.pdf> (дата звернення: 07.10.2025).
8. *Improved Methods for Determination of Petrophysical Properties of Unconventional Tight Rocks Using Particulate Samples* [Електронний ресурс] // PMC. – Режим доступу: <https://pmc.ncbi.nlm.nih.gov/articles/PMC8945109/> (дата звернення: 07.10.2025).

9. *The Defining Series: Mud Logging* [Электронный ресурс] // SLB. – Режим доступа: <https://www.slb.com/resource-library/oilfield-review/defining-series/defining-mud-logging> (дата звернения: 07.10.2025).
10. *Wellsite Geology* [Электронный ресурс] // Scribd. – Режим доступа: <https://www.scribd.com/presentation/140029919/Wellsite-Geology> (дата звернения: 07.10.2025).
11. *Light emissions from oil* [Электронный ресурс] // University of Galway. – Режим доступа: [https://www.universityofgalway.ie/media/researchcentres/nanoscalebiophotonics/lightemissionsfromoil2\\_2004.pdf](https://www.universityofgalway.ie/media/researchcentres/nanoscalebiophotonics/lightemissionsfromoil2_2004.pdf) (дата звернения: 07.10.2025).
12. *Show evaluation* [Электронный ресурс] // AAPG Wiki. – Режим доступа: [https://wiki.aapg.org/Show\\_evaluation](https://wiki.aapg.org/Show_evaluation) (дата звернения: 07.10.2025).
13. 6.3.2.4.2 *Solvent Cut Test Procedure* [Электронный ресурс] // Energistics. – Режим доступа: [https://docs.energistics.org/WITSML/WITSML\\_TOPICS/WITSML-000-073-0-C-sv2000.html](https://docs.energistics.org/WITSML/WITSML_TOPICS/WITSML-000-073-0-C-sv2000.html) (дата звернения: 07.10.2025).
14. *Famous Gushers of the World* [Электронный ресурс] // San Joaquin Valley Geology. – Режим доступа: [http://www.sjvgeology.org/history/gushers\\_world.html](http://www.sjvgeology.org/history/gushers_world.html) (дата звернения: 07.10.2025).
15. *Heritage of the Petroleum Geologist* [Электронный ресурс] // AAPG. – Режим доступа: <https://www.aapg.org/Portals/0/docs/dpa/HeritageOfThePetroleumGeologistVol2.pdf> (дата звернения: 07.10.2025).
16. *A DETAIL STUDY ON MUD LOGGING OPERATIONS IN WELL SITE* [Электронный ресурс] // JETIR.org. – Режим доступа: <https://www.jetir.org/papers/JETIR2111208.pdf> (дата звернения: 07.10.2025).
17. *SPE-198142-MS Utilising Advanced Mud Gas...* [Электронный ресурс] // OnePetro. – Режим доступа: <https://onepetro.org/SPEKOGS/proceedings->

- <pdf/19KOGS/19KOGS/1181249/spe-198142-ms.pdf> (дата звернення: 07.10.2025).
18. *Advances in Chromatographic Analysis of Hydrocarbon Gases in Drilling Fluids...* [Електронний ресурс] // OnePetro. – Режим доступу: <https://onepetro.org/SPWLAALS/proceedings/SPWLA-2005/All-SPWLA-2005/SPWLA-2005-WWW/27665> (дата звернення: 07.10.2025).
19. *Rock-Eval Pyrolysis and Its Applications (Part One)* [Електронний ресурс] // SciEngine. – Режим доступу: <https://www.sciengine.com/doi/10.2516/ogst:1985035> (дата звернення: 07.10.2025).
20. *Rock-Eval 6 Applications in Hydrocarbon Exploration, Production, and Soil Contamination Studies* [Електронний ресурс] // ResearchGate. – Режим доступу: [https://www.researchgate.net/publication/245277536\\_Rock-Eval\\_6\\_Applications\\_in\\_Hydrocarbon\\_Exploration\\_Production\\_and\\_Soil\\_Contamination\\_Studies](https://www.researchgate.net/publication/245277536_Rock-Eval_6_Applications_in_Hydrocarbon_Exploration_Production_and_Soil_Contamination_Studies) (дата звернення: 07.10.2025).
21. *Rock-Eval® : to find out more* [Електронний ресурс] // IFPEN. – Режим доступу: <https://www.ifpenergiesnouvelles.com/brief/rock-evalr-find-out-more> (дата звернення: 07.10.2025).
22. *Elemental Chemostratigraphy from Core Scanning* [Електронний ресурс] // Bruker. – Режим доступу: <https://www.bruker.com/en/applications/minerals-mining-and-petrochemical/academic-geoscience-research/basins-stratigraphy-and-geochronology/elemental-chemostratigraphy-from-core.html> (дата звернення: 07.10.2025).
23. *Lithology Identification Through X-Ray Fluorescence (XRF) Analyses on Drill Cuttings While Drilling in Santos Basin* [Електронний ресурс] // ResearchGate. – Режим доступу: [https://www.researchgate.net/publication/363853007\\_Lithology\\_Identification\\_Through\\_X-Ray\\_Fluorescence\\_XRF\\_Analyses\\_on\\_Drill\\_Cuttings\\_While\\_Drilling\\_in\\_Santos\\_Basin](https://www.researchgate.net/publication/363853007_Lithology_Identification_Through_X-Ray_Fluorescence_XRF_Analyses_on_Drill_Cuttings_While_Drilling_in_Santos_Basin) (дата звернення: 07.10.2025).

24. *From X-Ray Fluorescence (XRF) to Mechanical Profiling for Better Well Completion* [Электронный ресурс] // CSEG Recorder. – Режим доступа: <https://csegrecorder.com/articles/view/x-ray-fluorescence-xrf-to-mechanical-profiling-for-better-well-completion> (дата звернения: 07.10.2025).
25. *Application of X-Ray Diffraction Analysis & X-Ray Fluorescence in Assisting Wellbore Placement and Geo-Steering...* [Электронный ресурс] // ResearchGate. – Режим доступа: [https://www.researchgate.net/publication/385520958\\_Application\\_of\\_X-Ray\\_Diffraction\\_Analysis\\_X-Ray\\_Fluorescence\\_in\\_Assisting\\_Wellbore\\_Placement\\_and\\_Geo-Steering\\_of\\_4\\_12\\_Slim\\_Hole](https://www.researchgate.net/publication/385520958_Application_of_X-Ray_Diffraction_Analysis_X-Ray_Fluorescence_in_Assisting_Wellbore_Placement_and_Geo-Steering_of_4_12_Slim_Hole) (дата звернения: 07.10.2025)..
26. *Application of Chemical Sequence Stratigraphy to the Prediction of Shale Gas Sweet Spots...* [Электронный ресурс] // Semantic Scholar. – Режим доступа: <https://pdfs.semanticscholar.org/4241/a922bc9fa7dc599e35cb030ed5a868eb4258.pdf> (дата звернения: 07.10.2025).
27. *Applications of chemostratigraphy in a characterization of shale gas Sedimentary Microfacies and predictions of sweet spots...* [Электронный ресурс] // ResearchGate. – Режим доступа: [https://www.researchgate.net/publication/334060139\\_Applications\\_of\\_chemostratigraphy\\_in\\_a\\_characterization\\_of\\_shale\\_gas\\_Sedimentary\\_Microfacies\\_and\\_predictions\\_of\\_sweet\\_spots\\_taking\\_the\\_Cambrian\\_black\\_shales\\_in\\_Western\\_Hubei\\_as\\_an\\_example](https://www.researchgate.net/publication/334060139_Applications_of_chemostratigraphy_in_a_characterization_of_shale_gas_Sedimentary_Microfacies_and_predictions_of_sweet_spots_taking_the_Cambrian_black_shales_in_Western_Hubei_as_an_example) (дата звернения: 07.10.2025).
28. *Arabian carbonate reservoirs: A depositional model of the Arab-D reservoir in Khurais field, Saudi Arabia* [Электронный ресурс] // ResearchGate. – Режим доступа: [https://www.researchgate.net/publication/273107484\\_Arabian\\_carbonate\\_reservoirs\\_A\\_depositional\\_model\\_of\\_the\\_Arab-D\\_reservoir\\_in\\_Khurais\\_field\\_Saudi\\_Arabia](https://www.researchgate.net/publication/273107484_Arabian_carbonate_reservoirs_A_depositional_model_of_the_Arab-D_reservoir_in_Khurais_field_Saudi_Arabia) (дата звернения: 07.10.2025).

29. *Characterization of Carbonate Mudrocks of the Jurassic Tuwaiq Mountain Formation...* [Електронний ресурс] // ResearchGate. – Режим доступу: [https://www.researchgate.net/publication/301762591\\_Characterization\\_of\\_Carbonate\\_Mudrocks\\_of\\_the\\_Jurassic\\_Tuwaiq\\_Mountain\\_Formation\\_Jafurah\\_Basin\\_Saudi\\_Arabia\\_Implications\\_for\\_Unconventional\\_Reservoir\\_Potential\\_Evaluation](https://www.researchgate.net/publication/301762591_Characterization_of_Carbonate_Mudrocks_of_the_Jurassic_Tuwaiq_Mountain_Formation_Jafurah_Basin_Saudi_Arabia_Implications_for_Unconventional_Reservoir_Potential_Evaluation) (дата звернення: 07.10.2025).
30. *Automated real-time formation evaluation from cuttings and drilling data analysis: State of the art* [Електронний ресурс] // SciOpen. – Режим доступу: <https://www.sciopen.com/article/10.46690/ager.2023.04.03> (дата звернення: 07.10.2025).
31. *В Карпатах відкрили нову високодебітну газову свердловину* [Електронний ресурс] // Збруч. – Режим доступу: <https://zbruc.eu/node/116978> (дата звернення: 07.10.2025).
32. *Досліджували виснажене родовище: у Карпатах відкрили новий поклад газу* [Електронний ресурс] // Суспільне. – Режим доступу: <https://suspilne.media/lviv/619847-doslidzuvali-visnazene-rodovise-u-karpatah-vidkrili-novij-poklad-gazu/> (дата звернення: 07.10.2025).
33. Усенко А. С., Суворова О. А., Іванов А. В. *Рентгенофлуоресцентний аналіз : навчальний посібник*. Харків : ХНУ імені В. Н. Каразіна, 2017. 1 с. URL: <https://chemistry.univer.kharkov.ua/files/%20РФА.pdf> (дата звернення: 11.10.2025).
34. Рентгенофлуоресцентний аналіз. *Вікіпедія* [Електронний ресурс]. URL: [https://uk.wikipedia.org/wiki/Рентгенофлуоресцентний\\_аналіз](https://uk.wikipedia.org/wiki/Рентгенофлуоресцентний_аналіз) (дата звернення: 11.10.2025).
35. Eakin A. L. et al. Classification of elemental chemofacies as indicators of cement diagenesis in mudrocks of the Permian Spraberry Formation and Wolfcamp formation, western Texas. *AAPG Bulletin*. 2023. Vol. 107, no. 6. P. 863–886. URL: <https://pubs.geoscienceworld.org/aapgbull/article-pdf/107/6/863/5848007/bltn21142.pdf> (дата звернення: 11.10.2025).

36. Akinmosin A. O. et al. Geochemical and Microfacies Analysis of the Ewekoro Formation Limestone, Dahomey Basin, Southwestern Nigeria. *Open Journal of Geology*. 2017. Vol. 7, no. 5. P. 629–646. URL: <https://www.scirp.org/journal/paperinformation?paperid=76454> (дата звернення: 11.10.2025)..
37. Esrafil-Dizaji M. H., Rahimpour-Bonab H. Paleoclimate and its impact on dolomite reservoir development in the Zagros and Persian Gulf regions. *Geopersia*. 2019. Vol. 9, no. 2. P. 235–254. URL: [https://geopersia.ut.ac.ir/article\\_94637\\_e96ff88086c6248217f7ecb0e3ab372f.pdf](https://geopersia.ut.ac.ir/article_94637_e96ff88086c6248217f7ecb0e3ab372f.pdf) (дата звернення: 11.10.2025).
38. Card C. et al. Al-Ca-Si ternary diagram on the geochemical classification and major controlling factors. *ResearchGate*. Dec. 2022. [Електронний ресурс]. URL: [https://www.researchgate.net/figure/Al-Ca-Si-ternary-diagram-on-the-geochemical-classification-and-major-controlling-factors\\_fig1\\_366146680](https://www.researchgate.net/figure/Al-Ca-Si-ternary-diagram-on-the-geochemical-classification-and-major-controlling-factors_fig1_366146680) (дата звернення: 11.10.2025).
39. Perez R., Marfurt K. Geochemical classification of lithofacies using a ternary diagram. *URTeC*. 2014. P. 1934648. URL: <https://library.seg.org/doi/pdf/10.15530/urtec-2014-1934648> (дата звернення: 11.10.2025).
40. Sedimentary rock. *Britannica* [Електронний ресурс]. URL: <https://www.britannica.com/science/sedimentary-rock> (дата звернення: 11.10.2025).
41. Islam M. A. et al. Geochemistry of Shales and Sandstones from the Surma Group in the Sylhet Trough, Bangladesh: Implications for Provenance, Tectonic Setting, and Weathering. *International Journal of Research and Publication in Engineering*. 2023. Vol. 5, no. 2. P. 1–15. URL: <https://ijrpr.com/uploads/V5ISSUE2/IJRPR22756.pdf> (дата звернення: 11.10.2025).
42. Гнатів І. Р. Літогеохімія стебницьких відкладів нижнього міоцену Передкарпатського прогину : дис. ... канд. геол. наук. Львів, 2015. URL:

<http://iggcm.org.ua/wp-content/uploads/2015/10/Літогеохімія-стебницьких-відкладів-нижнього-міоцену-Передкарпатського-прогину-Дисертація-Черемісска.pdf> (дата звернення: 11.10.2025).

43. Jensen A. B. O. et al. The influence of sedimentary facies, mineralogy, and diagenesis on reservoir quality of the Upper Jurassic sandstone in the Siri Canyon, Danish Central Graben. *Petroleum Geoscience*. 2024. Vol. 30, no. 1. P. petgeo2023-020. URL: <https://pubs.geoscienceworld.org/gsl/pg/article/30/1/petgeo2023-020/632210/The-influence-of-sedimentary-facies-mineralogy-and> (дата звернення: 11.10.2025).
44. Gomez-Perales M. A. *Geochemical study of pyrite persistence in the sedimentary records* : Ph.D. dissertation. University of Milano-Bicocca, 2021. URL: [https://boa.unimib.it/retrieve/744e74d7-d287-4747-b032-17b156074221/phd\\_unimib\\_883903.pdf](https://boa.unimib.it/retrieve/744e74d7-d287-4747-b032-17b156074221/phd_unimib_883903.pdf) (дата звернення: 11.10.2025).
45. Lyons T. W. Authigenic pyrite in marine sediments: Geochemical insights from present and past. *SciProfiles*. 2025. [Електронний ресурс]. URL: <https://sciprofiles.com/publication/view/8390301db9705f7015d60f04308862b4> (дата звернення: 11.10.2025).
46. Weissert H., Bernasconi S. M., Nägler T. F. Chemostratigraphy. *The Geology of Switzerland* / P. A. Ziegler, O. A. Pfiffner, W. H. Schlunegger (eds.). Swiss Geological Society, 2008. P. 145–152. URL: [https://issc.uni-graz.at/Publications/Weissert\\_et\\_al\\_2008.pdf](https://issc.uni-graz.at/Publications/Weissert_et_al_2008.pdf) (дата звернення: 11.10.2025).
47. Jin M. et al. A Review of Brittleness Index Correlations for Unconventional Tight and Ultra-Tight Reservoirs. *Geosciences*. 2019. Vol. 9, no. 7. P. 298. URL: [https://www.researchgate.net/publication/334576595\\_A\\_Review\\_of\\_Brittleness\\_Index\\_Correlations\\_for\\_Unconventional\\_Tight\\_and\\_Ultra-Tight\\_Reservoirs](https://www.researchgate.net/publication/334576595_A_Review_of_Brittleness_Index_Correlations_for_Unconventional_Tight_and_Ultra-Tight_Reservoirs) (дата звернення: 11.10.2025).
48. Perez R. Calibration of Brittleness to Elastic Rock Properties via Mineralogy Logs in Unconventional Reservoirs. *Search and Discovery*. 2013. Article #41237. URL:

[https://www.searchanddiscovery.com/documents/2013/41237perez/ndx\\_perez.pdf](https://www.searchanddiscovery.com/documents/2013/41237perez/ndx_perez.pdf) (дата звернення: 11.10.2025).

49. Kontorovich A. E. et al. Bazhenov and Togur oil source formations, West Siberian Basin. *Petroleum Geoscience*. 1997. Vol. 3, no. 4. P. 343–355. URL: <http://www.ipgg.sbras.ru/ru/publications/ibc/1997/pg-1997-03-343.pdf> (дата звернення: 11.10.2025).
50. Savin A. S. V. et al. Geochemical Characteristics of the Alginite-Rich Layers of the Bazhenov Formation (West Siberian Basin). *Geosciences*. 2021. Vol. 11, no. 6. P. 252. URL: <https://www.mdpi.com/2076-3263/11/6/252> (дата звернення: 11.10.2025).
51. Adabi A., Asadi Mehmandosti M. R. Dolomitization Mechanism Based on Petrography and Geochemistry in the Shotori Formation (Middle Triassic), Central Iran. *Open Journal of Geology*. 2016. Vol. 6, no. 8. P. 917–932. URL: <https://www.scirp.org/journal/paperinformation?paperid=70829> (дата звернення: 11.10.2025).
52. Шевченко О. М. та ін. Петрофізичні моделі теригенних колекторів кам'яновугільних відкладів центральної частини Дніпровсько-Донецької западини. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2020. № 4 (185). С. 65–76. URL: <https://ggcmjournal.org.ua/wp-content/uploads/2020/12/7-Петрофізичні-моделі-теригенних-колекторів-кам'яновугільних-відкладів-центральної-частини-Дніпровсько-Донецької-западини.pdf> (дата звернення: 11.10.2025).
53. Іванова М. О. та ін. Перспективи нетрадиційних вуглеводнів у візейських відкладах Дніпровсько-Донецької западини. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*. 2018. № 3 (82). С. 25–31. URL: <https://geology.bulletin.knu.ua/article/view/3059> (дата звернення: 11.10.2025).
54. Гоголь О. М. Еколого-геохімічні аспекти сучасного осадконакопичення на шельфі Чорного моря. *Вісник Харківського національного університету імені В. Н. Каразіна. Серія «Геологія. Географія. Екологія»*. 2012. Вип. 36. С. 8–12.

URL: <http://luddovk.univer.kharkov.ua/sites/default/files/Papers/8-12-18.pdf>  
(дата звернення: 11.10.2025).

55. Ratcliffe K. T. A regional chemostratigraphic correlation framework for the Eagle Ford Shale, South Texas [Електронний ресурс] // GCAGS Transactions. – Режим доступу: <https://www.gcags.org/explore-the-transactions/2012-austin-texas.html> (дата звернення: 07.10.2025).
56. Pearce T. J. Chemostratigraphy: a method to improve interwell correlation in barren sequences [Електронний ресурс] // Geological Society, London, Special Publications. – Режим доступу: <https://sp.lyellcollection.org/content/340/1/7> (дата звернення: 07.10.2025).
57. Rowe H. Chemostratigraphic insights into influence of depositional setting on the mineralogy and geochemistry of the Wolfcamp formation [Електронний ресурс] // AAPG Search and Discovery. – Режим доступу: [https://www.searchanddiscovery.com/documents/2012/40916rowe/ndx\\_rowe.pdf](https://www.searchanddiscovery.com/documents/2012/40916rowe/ndx_rowe.pdf) (дата звернення: 07.10.2025).
58. Jarvie D. M. Shale resource systems for oil and gas: Part 2—Shale-gas resource systems [Електронний ресурс] // AAPG Memoir. – Режим доступу: <https://pubs.geoscienceworld.org/aapg/books/book/554/chapter/3847363/Shale-Resource-Systems-for-Oil-and-Gas-Part-2> (дата звернення: 07.10.2025).
59. Potts P. J. A Handbook of Silicate Rock Analysis [Електронний ресурс] // Springer Link. – Режим доступу: <https://link.springer.com/book/10.1007/978-1-4615-3270-5> (дата звернення: 07.10.2025).
60. Лукін О. Ю. Літогеодинамічні чинники нафтогазоносності великих глибин [Електронний ресурс] // НАН України. – Режим доступу: <http://www.ignas.org.ua/publications> (дата звернення: 07.10.2025).
61. Вакарчук С. Г. Карбонові відклади Дніпровсько-Донецької западини: фаціальні моделі та нафтогазоносність [Електронний ресурс] // Збірник наукових праць УкрДГРІ. – Режим доступу: <http://ukrdgri.gov.ua/library/> (дата звернення: 07.10.2025).

62. Мачуліна С. О. Літологічні критерії прогнозування колекторів у глибокозанурених комплексах [Електронний ресурс] // Геологічний журнал. – Режим доступу: <http://geojournal.igs-nas.org.ua/> (дата звернення: 07.10.2025).
63. Тищенко А. П. Геохімічні методи пошуків родовищ нафти і газу: Навчальний посібник [Електронний ресурс] // Електронна бібліотека КНУ ім. Тараса Шевченка. – Режим доступу: <http://www.geol.univ.kiev.ua/ua/lib/> (дата звернення: 07.10.2025).
64. Суярко В., Лисиченко Г., Загнітко В. Про структурно-геохімічні критерії прогнозування скупчень вуглеводнів. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2017. № 1–2. С. 173. URL: [http://nbuv.gov.ua/UJRN/giggk\\_2017\\_1-2\\_95](http://nbuv.gov.ua/UJRN/giggk_2017_1-2_95) (дата звернення: 30.11.2025).
65. Суярко В. Г. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів. Харків : Фоліо, 2015. 413 с. URL: <https://ekhnuir.karazin.ua/handle/123456789/14280> (дата звернення: 30.11.2025).

