

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет
«Дніпровська політехніка»

_____ (інститут)
Факультет природничих наук та технологій
_____ (факультет)
Кафедра _____ Геології і розвідки родовищ корисних копалин
_____ (повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
кваліфікаційної роботи ступеня _____ бакалавра
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента _____ Владика Даниїла Володимировича
_____ (ПІБ)
академічної групи _____ 103-18-1
_____ (шифр)
спеціальності _____ 103 Науки про Землю
_____ (код і назва спеціальності)
спеціалізації за освітньою програмою _____ «Геологія»
(за наявності)
_____ (назва спеціалізації)
на тему _____ Основні особливості геохімії меркурію у нафтах родовищ
_____ Дніпровсько-Донецької западини
_____ (назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Ішков В. В.			
розділів:				
Загальний	Ішков В. В.			
Спеціальний	Ішков В. В.			

Рецензент	Довбніч М.М.			
-----------	--------------	--	--	--

Нормоконтролер	Хоменко Н.В.			
----------------	--------------	--	--	--

Дніпро
2022

ЗАТВЕРДЖЕНО:

завідувач кафедри

Геології і розвідки родовищкорисних копалин

(повна назва)

Жильцова І.В.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

« 18 » квітня 2022 року

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу
ступеня бакалавра
 (бакалавра, спеціаліста, магістра)

студенту Владику Даниїлу Володимировичу **академічної групи** 103-18-1
 (прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 103 Науки про Землю

спеціалізації за освітньою програмою «Геологія»
 (за наявності)

на тему Основні особливості геохімії меркурію у нафтах родовищ
Дніпровсько-Донецької западини

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 15.04.2022 № 203-с

Розділ	Зміст	Термін виконання
Загальний	Загальні відомості про тектонічну будову Дніпровсько-Донецької западини	15.04.22-25.04.22
Спеціальний	Методика досліджень	26.04.22-01.05.22
	Основні особливості геохімії меркурію у нафтах Дніпровсько-Донецької западини	01.05.22-07.06.22

Завдання видано _____
 (підпис керівника)

Ішков В.В.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі 25.04.2022

Дата подання до екзаменаційної комісії

16.06.2022

Прийнято до виконання _____
 (підпис студента)

Владик Д.В.

(прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 69 с., 3 табл., 31 рис., 7 додатків, 15 джерел.

НАФТА, РОДОВИЩА, ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКА ЗАПАДИНА, МЕРКУРІЙ, КЛАСТЕРНИЙ АНАЛІЗ, ДЕНДРОГАМА, КЛАСИФІКАЦІЯ, ГЕНЕЗИС.

Предмет дослідження – геохімічні особливості меркурію.

Об'єкт дослідження – нафтові родовища Дніпровсько-Донецької западини.

Мета роботи – вивчення, аналіз та встановлення особливостей геохімії меркурію у нафтах родовищ Дніпровсько-Донецької западини.

Методи дослідження – аналіз та узагальнення матеріалів геолого-розвідувальних та аналітичних робіт. Систематизація фактичних даних та розробка класифікації родовищ Дніпровсько-Донецької западини за вмістом меркурію за допомогою кластерного аналізу.

Результати та їх новизна – визначено основні геохімічні особливості меркурію у нафтах родовищ Дніпровсько-Донецької западини, розроблено природну класифікацію цих родовищ за вмістом ванадію.

Взаємозв'язок з іншими роботами - продовження наукової діяльності кафедри геології і розвідки родовищ корисних копалин Національного технічного університету «Дніпровська політехніка» в сфері вивчення родовищ горючих копалин.

Сфера застосування отриманих результатів полягає у прогнозуванні геолого-екологічних, технологічних та економічних наслідків видобутку та переробки нафти з родовищ найбільшого за обсягом розвіданих запасів і прогнозних ресурсів в Україні Східного нафтогазового регіону, який у тектонічному плані співпадає з Дніпровсько-Донецькою западиною.

ЗМІСТ

ВСТУП	5
1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ТЕКТОНІЧНУ БУДОВУ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ.....	6
2 МЕТОДИКА ДОСЛІДЖЕНЬ.....	22
3 ОСНОВНІ ОСОБЛИВОСТІ ГЕОХІМІЇ МЕРКУРІЮ У НАФТАХ РОДОВИЩ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ.....	26
3.1 Геолого-промислові особливості деяких родовищ Дніпровсько-Донецької западини	26
3.1.1 Геолого-промислові особливості Малосорочинського нафтогазового родовища	26
3.1.2 Геолого-промислові особливості Прилуцького нафтового родовища	29
3.1.3 Геолого-промислові особливості Прокопенівського нафтового родовища	32
3.2 Основні особливості геохімії меркурію у нафтах родовищ Дніпровсько-Донецької западини	35
ВИСНОВКИ.....	56
СПИСОК ДЖЕРЕЛ ІНФОРМАЦІЇ	61
ДОДАТОК А Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи	63
ДОДАТОК Б Сертифікат учасника 77-ї студентської науково-технічної конференції «Тиждень студентської науки».....	64
ДОДАТОК В Сертифікат учасника XII Всеукраїнської науково-технічної конференції аспірантів та молодих вчених «Наукова весна»	65
ДОДАТОК Г Відгук керівника кваліфікаційної роботи	66
ДОДАТОК Д Рецензія	67
ДОДАТОК Е Декларація академічної доброчесності	68

ВСТУП

Завдання сталого розширення мінерально-сировинної бази, як основи існування виробничої і соціальної сфери держави важливі для всіх країн, але особливо - для країн з економікою, що розвивається.

Актуальність кваліфікаційної роботи зумовлена тим, що встановлення особливостей геохімії ртуті у нафтах родовищ Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) дозволить прогнозувати вміст цього елемента у нафті в процесі нафтовидобутку, а також у відходах і продуктах нафтопереробки, розробляти і планувати технологічні заходи направлені на вилучення і використання ртуті як цінного супутнього компонента у нафтах з родовищ ДДЗ згідно з рішенням Ради національної безпеки і оборони України від 16 липня 2021 року «Про стимулювання пошуку, видобутку та збагачення корисних копалин, які мають стратегічне значення для сталого розвитку економіки та обороноздатності держави» та Указом Президента України №306/2021 від 23 липня 2021 року.

Предмет дослідження – геохімічні особливості ртуті.

Об'єкт дослідження – нафтові родовища ДДЗ.

Мета роботи – вивчення, аналіз та встановлення особливостей геохімії ртуті у нафтах родовищ Дніпровсько-Донецької западини.

Завдання роботи:

- 1) зібрати та проаналізувати інформацію про геолого-промисловий стан родовищ нафти і газу та стратиграфію Дніпровсько-Донецької западини;
- 2) встановити особливості геохімії ртуті у нафтах родовищ Дніпровсько-Донецької западини.

Методичною основою досліджень був збір, дослідження, моделювання, аналіз і узагальнення даних, що характеризують геохімію ртуті у нафтах 36 родовищ Дніпровсько-Донецької западини.

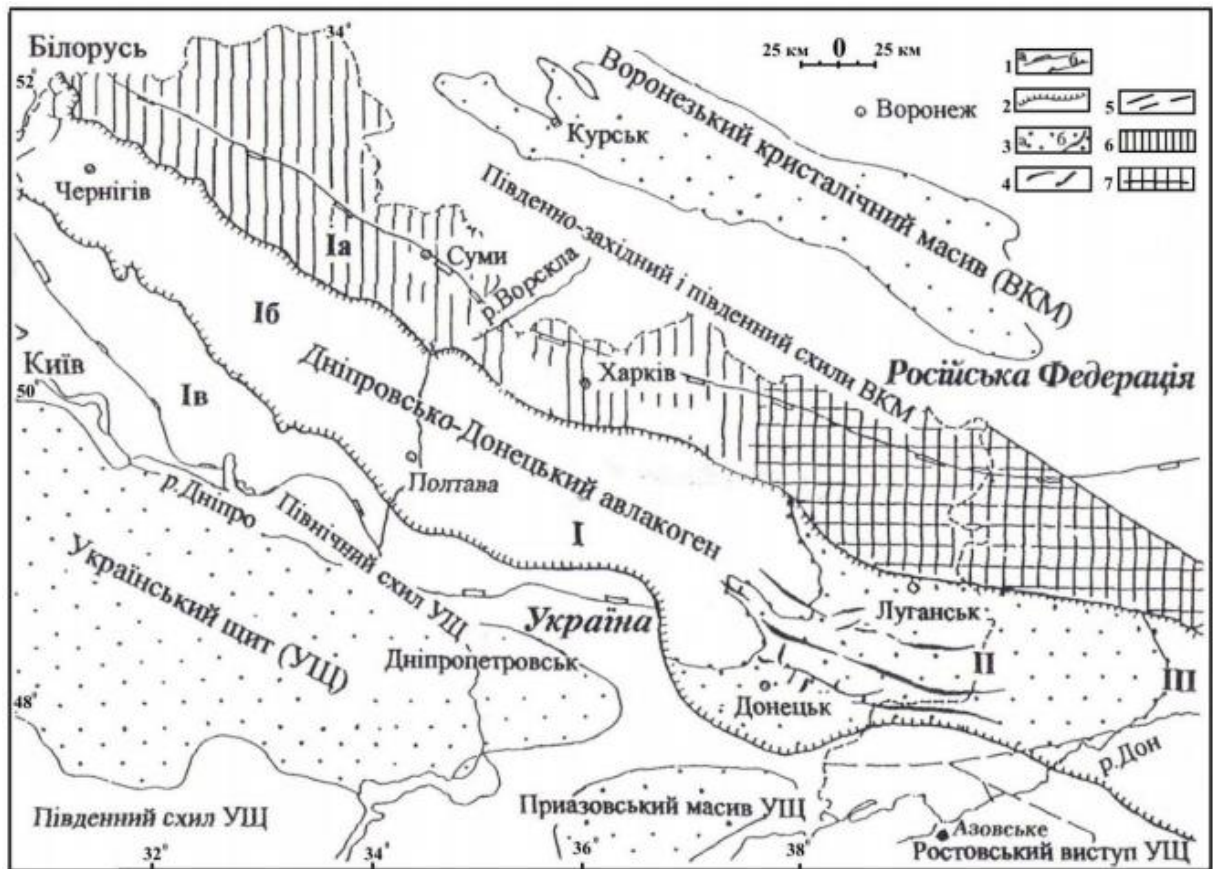
1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ТЕКТОНІЧНУ БУДОВУ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область за розвіданими запасами, потенційними ресурсами і видобутком вуглеводнів посідає провідне місце серед нафтогазоносних регіонів України [1, 2, 3]. Вона простягається від Білорусі через Дніпровську низовину до Донбасу і далі через його північні околиці до кордону з Росією. Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область об'єднує нафтогазоносні об'єкти з запасами і ресурсами вуглеводнів різного ступеня вірогідності. У тектонічному відношенні вона знаходиться в Дніпровсько-Донецькій западині, захоплюючи частину північного Донбасу та смугу південного схилу Воронежської антеклізи (рисунок 1.1).

Перші прямі ознаки нафти в Дніпровсько-Донецькій западині були одержані в 1935 р. при пошуках калійної сировини геологічною партією Академії наук УРСР на горі Золотусі біля східної околиці м. Ромни Сумської області. Із свердловини ручного буріння тут було відібрано 2 тонни нафти. Згодом, у 1939 р. отримано промисловий її приплив і, таким чином, відкрите перше нафтове родовище. Поклад містився в кепроці Роменського соляного штоку [4].

Дніпровсько-Донецька западина входить до складу трансконтинентального Сарматсько-Туранського лінеамента, який перетинає Східно-Європейську платформу з південного сходу на північний захід і відділяє Український кристалічний щит від Руської плити. Беручи свій початок в Центральній Азії, лінеамент у межах Європи виглядає як низка гетерогенних генетично пов'язаних великих тектонічних елементів (кряж Карпінського, складчастий Донбас, Дніпровсько-Донецька і Прип'ятська западини, Поліська сідловина, Підлясько-Брестська западина), що впритул підходить до лінії Тейссейре - Торнквіста.

Згідно з сучасними поглядами на формування тектонічно активних зон земної кори в складній геологічній історії Дніпровсько-Донецького рифта можна виділити два основні періоди (цикли) розвитку [5].



Умовні позначення:

1 – контури платформних структур (а – регіональних, б – зональних); 2 – крайові порушення Дніпровсько-Донецької западини; 3 – виходи складчастої основи на поверхню або область її неглибокого залягання: Український щит,

Воронезький кристалічний масив (Воронезька антекліза), б – Донецька складчаста споруда (Донбас); 4 – осі антикліналей Донбасу; 5 – родовища вуглеводнів; 6 – тектонічні порушення; 7 – район північного борту; 8 –

Північно-Донбаський район

Рисунок 1.1 – Положення Дніпровсько-Донецької западини на оглядовій тектонічній схемі України [1]

Перший за результатами глибинних геофізичних досліджень припадає на рифей. Рифтова зона цього періоду збереглася донині у вигляді грабена, який простежується від Донбасу на північний захід до лінії Зінків -

Шишаки. Разом з Пачелмським авлакогеном того ж віку вони розділяли Сарматський щит на три частини. Рифейський цикл був початком прояву інтенсивних тектонічних рухів, що створили найглибший і найскладніший за своєю будовою елемент Східно-Європейської платформи [5].

Другий період розвитку рифтової системи вивчений геофізичними дослідженнями і глибоким бурінням значно краще. В його складі виділяються передавлакогенна, авлакогенна, синеклізно-міогосинклінальна та синеклізна стадії.

Передавлакогенна стадія ($D_2 - D_{3fr1}$) почалася в ейфельський вік середнього девону після довгої перерви в осадконагромадженні і руйнування утворень Сарматського щита. В цей час на фоні решток рифейського грабена знову виникає смуга прогинання північно-західного напрямку. Площа акумуляції девонських відкладів суттєво більша, ніж у попередньому циклі. Одночасно з зануренням території і седиментацією в її межах формувалася система глибинних розломів. Багато з них досягали мантії і служили провідними каналами для магми. Площа вулканічної діяльності з часом збільшувалася. Розломи зумовили блокову будову ложа докембрійських утворень і мобільність його складових частин на протязі другого періоду розвитку рифта. Диференційовані рухи блоків змінювалися в часі як за напрямками, так і за інтенсивністю.

Авлакогенна стадія ($D_{3fr2} - C_{1t-v_1}$) включає три етапи: девонський (задонсько-елецький), девонсько-кам'яновугільний (лебедянсько-руденківський) та кам'яновугільний (турнейсько-нижньовізейський). Це була найактивніша тектонічна стадія, яка відобразилася в мозаїчному характері зміни потужностей окремих товщ, їх літофацій, у різноманітності речовинного складу порід та бурхливій вулканічній діяльності на території всієї западини. Під час лебедянсько-руденківського етапу з'явилися перші ознаки соляного тектогенезу, безперервно-переривчасті прояви якого продовжуються донині. Найактивніші фази стадії зафіксовані значною

кількістю незгідностей у розрізі девонських та турнейсько-нижньовізейських відкладів. Наприкінці її остаточно сформувалися крайові розломи. В їх межах переважно і збереглися відклади другого циклу рифтової системи [5].

Синеклізно-міогеосинклінальна стадія (C_{1v2} - P) розділяється на три етапи: верхньовізейськосерпуховський, середньокам'яновугільний та верхньокам'яновугільно-пермський. На відміну від утворень попередньої стадії цим відкладам притаманна відносна латеральна літолого-фаціальна витриманість внаслідок їх накопичення в єдиному Дніпровсько-Донецькому седиментаційному басейні. Його швидке компенсоване прогинання охопило значно більшу порівняно з попередньою стадією територію. За межами Дніпровського грабена потужність однакових за віком порід приблизно така сама, як і в інших від'ємних надпорядкових структурах Східно-Європейської платформи [6].

Максимальні потужності відкладів усіх трьох етапів тяжіють до приосьової зони регіону і в південно-східній його частині сягають за десятикілометрову межу, що вже не вкладається в поняття звичайної платформеної структури. Вздовж басейну не було яких-небудь стабільних поперечних границь, за якими б мінявся речовинний склад нашарувань; всі зміни мали поступовий еволюційний характер. Найбільші трансгресії в кам'яновугільний період відбулись у пізньому візе і ранньому башкирі. Осадки цих часів поширені далеко за межами Дніпровського грабена.

За потужністю, а подекуди і за формаційним складом відклади Дніпровсько-Донецької западини і Донбасу подібні до типових геосинклінальних утворень. В кінці стадії розпочалося розмежування Дніпровсько-Донецької западини і Донбасу: після регіонального здійснення і дислокації відкладів у западині відновився режим прогинання й осадконагромадження, а Донбас залишився в режимі переважного здійснення та активного складкоформування. Саме під час цієї стадії відбулася найсуттєвіша дислокація осадкової товщі Дніпровсько-Донецької западини -

з'явилися структури північно-західного напрямку, котрі стали продовженням основних складок Донбасу. Інтенсивно проявлявся галокінез, який досяг максимальної активності в кінці стадії на межі палеозойського і мезозойського періодів.

Остання тріас-четвертинна синеклізна стадія (Т - Q) мала чотири етапи: індсько-норійський, юрський, сеномансько-маастрихтський та кайнозойський. Регіон розвивався одночасно з іншими прогинами (синеклізами і авлакогенами) Східно-Європейської платформи, про що свідчать близькі потужності і подібний речовинний склад осадків [1].

Дещо інший вигляд мають утворення тріасового періоду індсько-норійського етапу. Відклади всіх світ тріасу (дронівської, сребрянської і протопопівської) мають моласоїдний характер, що вказує на компенсуючу роль западини стосовно Донбасу. Найбільша трансгресія відбулася під час сеномансько - маастрихтського етапу, коли теплий пізньокрейдвий басейн захопив усю південну частину Руської платформи за винятком складчастого Донбасу. Дислокації цього періоду переважно плікативного типу. Лише в межах активних солянокупольних структур формувалася розгалужена сітка тектонічних порушень (Погарщинська, Качанівська та інші брахіантикліналі).

Відклади кожної з трьох стадій розвитку западини мають характерну будову і власні структурні поверхи. Останні в свою чергу складаються з підповерхів, яким відповідають певні етапи. Товщі кожної стадії мають власні межі поширення, тому визначення загальних границь регіону викликає певні труднощі. Найточнішим воно є на півдні і півночі по сучасному контуру утворень тріасової системи. На північному заході границя проводиться по розлому, що відділяє Брагинсько-Лоївський виступ від Прип'ятської западини. Між Дніпровсько-Донецькою западиною і Донбасом вона комбінована [2].

В найбільш зануреній частині (Бахмутська та Кальміус-Торецька котловини) границя протрасована за поширенням відкладів тріасу. На півночі (за крайовим розломом) логічніше всього відділити борт западини від Старобільсько-Міллерівської монокліналі, що прилягає до Донбасу, за поширенням юрських відкладів. У південній частині ця межа простягається вздовж південно-східного схилу Кальміус-Торецької котловини на захід від лінії Керамік - Вугледар по виходах кристалічних порід фундаменту на поверхню, а далі - по дотріасових утвореннях на схилі Самаринсько-Волчанського виступу.

Між крайовими розломами і вказаними границями розташовані відповідно північний і південний борти, а посередині знаходиться головна частина регіону - Дніпровський грабен. Ці тектонічні елементи є структурами Дніпровсько-Донецької западини першого порядку [7].

Для бортів характерні невеликі товщини редукованих осадових товщ (максимальні сумарні потужності не перевищують 3 - 4 км), їх полого залягання, порушеність палеозою розгалуженими системами малоамплітудних диз'юнктивів, похованих під мезокайнозойськими відкладами, відсутність чіткої орієнтації структур низьких порядків, а також соляних утворень. У тектонічному відношенні це найменш активні елементи регіону [8].

В Дніпровському грабені зафіксовані максимальні потужності і найбільша стратиграфічна повнота розрізу всього фанерозою. Висока тектонічна активність привела до формування структур різного порядку в основному південно-західного орієнтування. Значного поширення набули складки, пов'язані з галокінезом. Будова осадового чохла грабена характеризується поздовжньою і поперечною зональністю.

Вздовж грабена виділяються північна та південна прибортові і між ними приосьова зони, які віднесені до структур другого порядку. Прибортові зони відзначаються максимальною тектонічною активністю на протязі всієї історії

формування регіону. Їм властиві стрімке збільшення потужності відкладів у напрямку приосьової зони, суттєва порушеність докембрійського ложа диз'юнктивами різної амплітуди, активна блокова тектоніка (особливо в авлакогенній стадії) [4].

Приосьова зона - це найзануреніша частина грабена, де зафіксовані максимальні потужності всього розрізу фанерозою. Для неї характерні найбільші масиви соляних утворень, великі розміри структур низьких порядків. Загальна потужність відкладів на південному сході зони за даними сейсмічних досліджень перевищує 18 км.

Поперек грабена згідно з [6] виділяються:

1) північно-західна центрикліналь з мозаїчним розташуванням комплексів порід різних стадій розвитку регіону і дрібноблоковою структурою докембрійського фундаменту;

2) центр грабена з переважним поширенням домінант синеклізно-міogeосинклінальної стадії і жолобоподібною будовою кристалічного ложа, в межах якого відклади різного віку занурюються в напрямку приосьової зони та з північного заходу на південний схід; цей район розділяється на дві частини: північно-західну, де в прибортових зонах зустрічаються комплекси інших стадій, та південно-східну - з переважним поширенням верхньовізейсько-серпуховського комплексу як в прибортових, так і в приосьових зонах;

3) південно-східна центрикліналь, де в напрямку Донбасу на фоні домінуючого верхньовізейсько-серпуховського комплексу починають поступово з'являтися відклади синеклізної стадії.

Особливе місце в регіоні займає зона надрозломних структур, яка знаходиться на продовженні південної прибортової зони в межах південно-східної центрикліналі Дніпровського грабена. Цей тектонічний елемент успадкував як деякі риси відкритого Донбасу (відсутність мезозойських та третинних відкладів, наявність насувів), так і западини (відносно невеликі

потужності кам'яновугільних відкладів, відсутність типових антикліналей). І, найголовніше, він розташований на захід від поперечних дислокацій Донбасу, які відокремлюють в сучасній структурі фанерозою складчасті варисциди від Дніпровсько-Донецької западини.

У межах грабена встановлені структури третього порядку: вали, виступи, сідловини, структурні затоки, депресії, котловини, мульди. Однотипні структури за своїми розмірами, морфологією і генезисом не тотожні. Так, є вали вузькі і видовжені, котрі об'єднують в низки дрібні локальні підняття (Зачепилівсько-Левенцівський), але існують і широкі, з досить великими локальними формами (Глинсько-Розбишівський). Вони можуть бути розгалуженими (Хрестищенсько-Єфремівський з відгалуженнями в напрямках Старовірівського та Мелехівського підняття), з розімкнутою перикліналлю (Торсько-Дробишівський). Переважна більшість від'ємних структур третього порядку отримали назву «депресія», декотрі з них, сформовані завдяки проявам галокінезу, позначені як «мульда», а термін «котловина» за кількома депресіями утвердився історично (Бахмутська котловина) [7].

Локальні підняття, або структури четвертого порядку, - це брахіантикліналі, зрідка і куполи (Житний, Петровський та ін.), а ще рідше і антикліналі (Анісівська, Кременівська). Сюди відносяться й окремі соляні штоки, які не стали складовою частиною якогось чітко виділеного локального підняття (Соляницький, Рябухинський та ін.). Багатостадійний розвиток западини, наявність трьох соленосних товщ, вулканічна діяльність, блокова тектоніка та значна дислокованість відкладів зумовили суттєву диференціацію будови локальних структур. Серед них є наскрізні і поховані, вторинні і залишкові, конседиментаційні та постседиментаційні [8].

Багато додатних структур четвертого порядку тією чи іншою мірою ускладнені соляним тектогенезом. Він проявляється діапіризмом з різними стратиграфічними рівнями підйому солі. Найпоширенішим є

передчетвертинний та передмезозойський, рідше зустрічаються передпалеогеновий, передсерпуховський, передверхньовізейський та передкам'яновугільний. Перші активні прояви галокінезу відбувалися під час передверхньофаменської перерви в осадконагромадженні. Соляні діапіри мають форму круглих або еліпсоподібних штоків (Роменський, Дмитрівський, Пісочанський, Горіховщинський та ін.), порожнин, виповнених сіллю (Олексіївський), пасм (Чутівсько-Розпашнівський) та кільцевих систем (Ічнянська група структур). Формування соляних піднять супроводжується утворенням специфічних систем диз'юнктивних порушень (грабенів просідання, радіальних скидів, просідання приштокових блоків по незгідних кільцевих або сегментних скидах і т.п.). Для соляного тектогенезу характерне утворення нових структур - як додатних (вторинні, залишкові), так і від'ємних (мульди просідання над деградованими штоками та компенсаційні). Своєрідні грибоподібні локальні структурні форми утворилися при взаємодії активної франської солі з пасивною пластовою сіллю нижньої пермі (Єфремівське, Хрещатинське, Ведмедівське та інші соляні тіла) [7].

За результатами вивчення глибинної будови літосфери встановлено, що у межах центральної частини Дніпровсько-Донецької западини скорочується потужність консолидованої кори. Поверхня Мохо піднімається до 30 км, в той час як у межах суміжних Українського щита і Воронежського кристалічного масиву вона знаходиться на глибинах від 45 до 55 км [4].

Таким чином, загальний розріз Дніпровсько-Донецької западини складається з докембрійського кристалічного фундаменту і фанерозойського платформеного чохла (рисунок 1.2) [7]. Фундамент має гетерогенну складчасто-блокову будову – типову для фундаменту Східно-Європейської платформи. Важливе місце у його складі належить архейським грануліто-гнейсовим і граніт-зеленокам'яним областям і палеопротерозойським лінійним гнейсово-залізородним структурам, розділеним

субмеридіональними міжблоковими (дорифтовими) розломами. Найбільші серед них – Криворізько-Крупецький та Оріхово-Харківський, які обмежують Інгулецько-Криворізько-Крупецьку і Оріхово-Павлоградську шовні зони Українського щита.

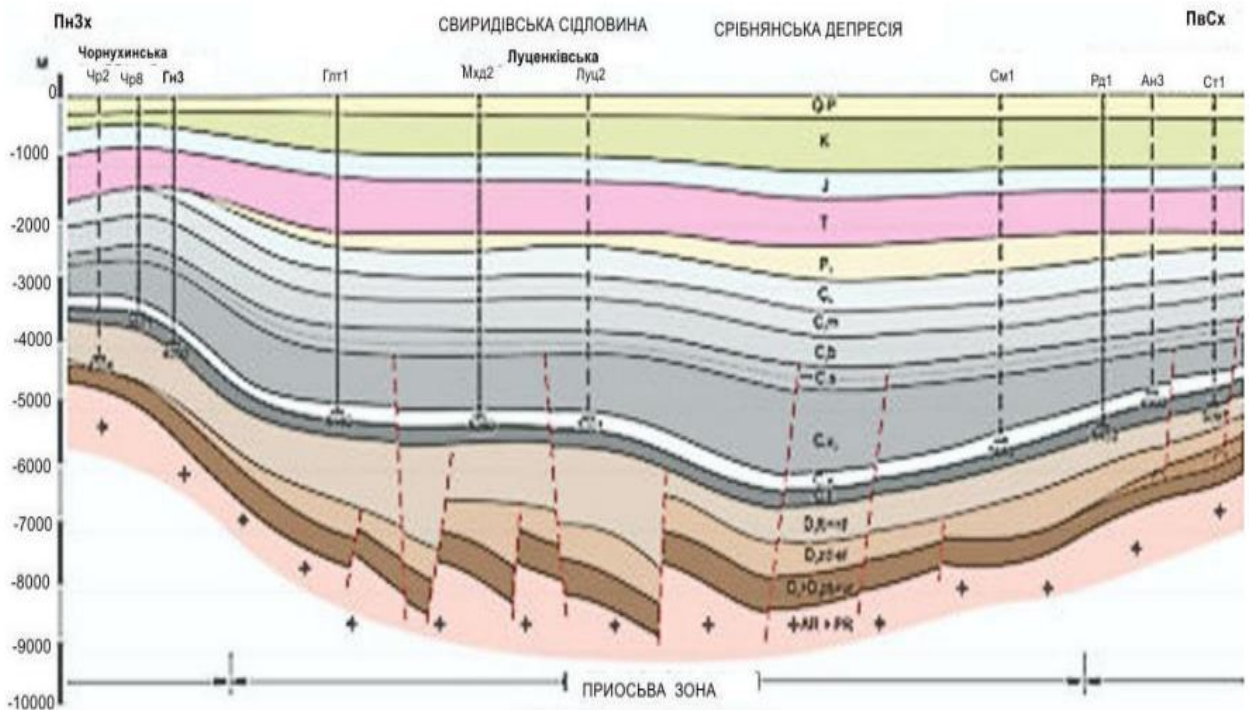


Рисунок 1.2 – Фрагмент геолого-геофізичного розрізу Дніпровсько-Донецької западини по лінії Колайдинці – Хмелів (масштаб горизонтальний 1 : 200000, масштаб вертикальний 1 : 100000) [5]

Розломи простягаються від північної межі УЩ до його південних границь, а також далі під акваторії Азовського та Чорного морів [6].

В структурі кристалічного фундаменту чітко виділяється палеорифт, обмежений з північного сходу Барановицько-Астраханським та з південного заходу Прип'ятсько-Маницьким крайовими розломами.

Вони є скидами північно-західного простягання з амплітудою від перших сотень метрів до 2-3 км, мають складну звивисту форму, утворюють мисоподібні виступи у бік грабена (рифта) та затоки у бік бортів. На північному борту виділяються Добрянський, Бахмацький, Лебединський, Богодуховський і Дружелюбовський виступи, на південному – Сорокошицький, Гнилицький, Лубенсько-Білоцерківський, Царичанський,

Самарсько-Вовчанський. Мисоподібні виступи, що розміщуються на обох бортах грабена навпроти один одного, розділяють грабен на депресії: Ніжинську, Лохвицьку, Полтавську, Ізюмську і Донецьку.

Осьові частини депресій ускладнені великими прогинами, осі яких мають північно-західне простягання. В Ніжинській депресії – це Горбівський, Скоринецький, Ніжинський та Ічнянський прогини з абсолютними позначками поверхні кристалічного фундаменту 5,25-7,25 км, в Лохвицькій – Срібнянський (8,5 км) та Лютенський (10,75 км), в Полтавській – Солохівський (11,5 км), Ладиженський (12,0 км), Східно-Полтавський (13,75 км), в Ізюмській – Розпашновський (17,25 км), Миронівський (17 км) і Камишевахський (19 км), в Донецькій – Бахмутська (18,5 км).

Південний та північний борти Дніпровського рифта (грабена) одночасно є схилами відповідно Українського щита та Воронезького кристалічного масиву. Ширина південного борту становить 40-120 км, довжина 700 км, північного борту – 10-120 км, довжина 1000 км [5]. В межах бортів поверхня фундаменту моноклінально занурюється під кутами 1-2° в напрямі осьової частини рифта, глибина його залягання змінюється від 1 до 4 - 5,5 км.

На окремих ділянках моноклінальна форма залягання фундаменту ускладнена незначними за розмірами та амплітудами локальними виступами. Поблизу крайових скидів нахил поверхні кристалічного фундаменту збільшується до 5-6°.

Найдревнішими осадовими відкладами у смузі південного борту є верньовізейський під'ярус. Безпосередньо на фундаменті також залягають серпуховські і нижньобашкирські відклади. В цілому, на південному борту осадовий комплекс характеризується стратиграфічною невичерпаністю розрізу, що обумовлено, великою кількістю перерв в осадконакопиченні та послідовним генетичним виклинюванням окремих стратиграфічних підрозділів. На незначній відстані виклинюються породи від нижньокам'яновугільних до палеогенових включно. В межах даної території

цілком відсутні породи девонського, турнейського, нижньовізейського, верхньокам'яновугільного і нижньопермського стратонів. У розрізі мезозойсько-кайнозойських відкладів відсутні нижня частина сеноман-туронського ярусу і нижній палеоген.

Північний борт являє собою більш широку і більш рівну монокліналь, ніж південний борт [4, 5]. Його ширина контролюється відстанню від крайового глибинного розлому до границі виклинювання відкладів карбону. Вздовж крайового розлому з північного заходу на південний схід поверхня борта занурюється від 1,5 на Жлобинській сідловині до 5 км на південь від м. Харків у південно-східній частині ДДЗ [6].

В межах Дніпровсько-Донецького рифту (грабена) за поверхнею кристалічного фундаменту чітко фіксуються зони парних крайових глибинних розломів із шовною зоною між розломо-парами, що відповідають прибортовим зонам за синеклізними горизонтами.

Прибортові (шовні зони крайових глибинних розломів) складені грабенами і мульдами, які простягаються ланцюгом уздовж північного і південного бортів западини. У південній прибортовій зоні за поверхнею кристалічного фундаменту фіксуються: Малодівицька, Прилуцька, Лесяківська, Богданівська, Вергунівська та інші мульди, а також Калайдинцівський грабен.

У північній прибортовій зоні визначаються Холмська, Дмитрівська, Синівська, Шевченківська мульди та Гриборуднянський, Лесківський, Адамівський грабени.

В межах південної приосьової зони простежуються Монастирищенський, Видельцівський, Гнідинцівсько-Лесяківський, Гонцівсько-Чорнухинський, Ромоданівсько-Клюшниківський, Миргородський і Орільський прирозломні виступи фундаменту, які відокремлюють мульди південної прибортової зони від осьової частини западини.

Мульдам північної прибортової зони відповідають Ріпкінський, Брусилівсько-Кошелівський, Плисківсько-Лисогорівський, Артюхівський, Липоводолинський і Колонтаєвський прирозломні виступи докембрійського фундаменту. Безпосередньо із північним бортом межують Гайворонський, Плужниківський, Миколаївський, Герасимівський, Берестівський та інші поперечні виступи фундаменту.

Широкий розвиток соляного тектогенезу, що значно вплинув на будову осадового чохла, сприяв розвитку в прибортових зонах характерних морфологічних структурних форм, таких як соляні куполи, штоки, вали, антикліналі. У північній прибортовій зоні за покрівлею палеозойських відкладів фіксуються: Холмська (протяжна антикліналь), Великозагорівський, Дмитрівський, Роменський, Синівський соляні штоки і куполи, Талалаївське Великобубунівське, Березняківське, Адамівське та інші підніття. У межах південної прибортової зони інверсійні форми антиклінального ряду утворюють кулісоподібні зчленовані солянокупольні пасма, які складаються криптодіапірами, соляними штоками та високоамплітудними антиклінальними підняттями [7, 8].

В межах піднятих блоків фундаменту прибортових зон і більшості прирозломних виступів девонська сіль взагалі не відкладалася або присутня у незначному об'ємі.

Зони прирозломних виступів за поверхнею фундаменту, з боку рифту, обмежені глибинними розломами, а з боку мульд – розривами, утворюючи внутрішньорифтові розломо-пари глибинних розломів. Прирозломні виступи найчіткіше позначились на рифтовому етапі геотектонічного розвитку регіону [5, 6], але вони мали вплив і на більш пізніх стадіях, а саме на загальному скороченні потужності осадового чохла та зміні фаціального складу палеозойських відкладів. Проте північна зона прирозломних виступів більш чітка ніж південна, що пов'язано з меншою інтенсивністю здимання підосви кристалічного фундаменту в південній частині грабену.

Осьова зона розташована між південною і північною приосьовими зонами і є більш зануреною та складно побудованим тектонічним елементом Дніпровсько-Донецької западини. Поверхня кристалічного фундаменту залягає на глибинах від 0,5-2,0 км в межах поперечних виступів до 7,0-17,5 км та більше – в депресіях.

На поверхні кристалічного фундаменту фіксується ровоподібна структура, яка ймовірно заповнена рифейськими відкладами [4]. Ширина структури (рифейського грабена), обмеженої глибинними розломами, менша від пізньодевонського рифту і розташована відносно грабена несиметрично і тяжіє до північного борту.

В фундаменті осьової зони розвинені великі Срібнянський, Лютенський, Чутівський, Розпашнівсько-Миронівський прогини. Депресії і прогини розділяються виступами, які приурочені до ліній зон древніх розломів докембрійського закладення, що перетинають ДДЗ вхрест простягання.

Поруч із поздовжними тектонічними зонами у фундаменті і осадовому чохлі виділяються тектонічні елементи вхрест простягання ДДЗ. На практиці процес відокремлювання цих складників відбувається значно складніше і існує декілька варіантів районування створених дослідниками різних тектонічних шкіл [1, 4, 5, 6].

Висновки за розділом.

Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область за розвіданими запасами, потенційними ресурсами і видобутком вуглеводнів посідає провідне місце серед нафтогазоносних регіонів України. У тектонічному відношенні вона знаходиться в Дніпровсько-Донецькій западині, захоплюючи частину північного Донбасу та смугу південного схилу Воронежської антеклізи.

Дніпровсько-Донецька западина входить до складу трансконтинентального Сарматсько-Туранського лінеамента, який перетинає Східно-Європейську платформу з південного сходу на північний захід і відділяє Український кристалічний щит від Руської плити. Беручи свій

початок в Центральній Азії, лінеамент у межах Європи виглядає як низка гетерогенних генетично пов'язаних великих тектонічних елементів.

Згідно з сучасними поглядами на формування тектонічно активних зон земної кори в складній геологічній історії Дніпровсько-Донецького рифта можна виділити два основні періоди (цикли) розвитку: 1) перший припадає на рифей. Рифтова зона цього періоду збереглася у вигляді грабена, який простежується від Донбасу на північний захід до лінії Зіньків - Шишаки. Разом з Пачелмським авлакогеном того ж віку вони розділяли Сарматський щит на три частини. Рифейський цикл був початком прояву інтенсивних тектонічних рухів, що створили найглибший і найскладніший за своєю будовою елемент Східно-Європейської платформи; 2) другий період розвитку рифтової системи вивчений значно краще. В його складі виділяються передавлакогенна, авлакогенна, синеклізно-міогеосинклінальна та синеклізна стадії.

За потужністю, а подекуди і за формаційним складом відклади Дніпровсько-Донецької западини і Донбасу подібні до типових геосинклінальних утворень. В кінці стадії розпочалося розмежування Дніпровсько-Донецької западини і Донбасу: після регіонального здіймання і дислокації відкладів у западині відновився режим прогинання й осадконагромадження, а Донбас залишився в режимі переважного здіймання та активного складкоформування. Саме під час цієї стадії відбулася найсуттєвіша дислокація осадової товщі Дніпровсько-Донецької западини - з'явилися структури північно-західного напрямку, котрі стали продовженням основних складок Донбасу. Інтенсивно проявлявся галокінез, який досяг максимальної активності в кінці стадії на межі палеозойського і мезозойського періодів.

Відклади кожної з стадій розвитку западини мають характерну будову і власні структурні поверхи. Останні в свою чергу складаються з підповерхів, яким відповідають певні етапи. Товщі кожної стадії мають власні межі

поширення, тому визначення загальних границь регіону викликає певні труднощі.

В Дніпровському грабені зафіксовані максимальні потужності і найбільша стратиграфічна повнота розрізу всього фанерозою. Висока тектонічна активність привела до формування структур різного порядку в основному південно-західного орієнтування. Значного поширення набули складки, пов'язані з галокінезом. Будова осадового чохла грабена характеризується поздовжньою і поперечною зональністю.

Особливе місце в регіоні займає зона надрозломних структур, яка знаходиться на продовженні південної прибортової зони в межах південно-східної центрикліналі Дніпровського грабена.

За результатами вивчення глибинної будови літосфери встановлено, що у межах центральної частини Дніпровсько-Донецької западини скорочується потужність консолідованої кори.

103-18-1

2 МЕТОДИКА ДОСЛІДЖЕНЬ

З метою виконання завдання - встановлення основних особливостей геохімії ртуті у нафтах родовищ Дніпровсько-Донецької западини було використано геологічні, аналітичні методи та методи математичного моделювання.

Були проаналізовані відомості про особливості тектонічної будови Дніпровсько-Донецької западини, геолого-промислові особливості нафтових родовищ, що розташовані в межах цієї тектонічної структури і відносяться у геолого-промисловому плані до Східного нафтогазового регіону. У роботі наведено в якості прикладів основні узагальнені результати аналізу геологічних, геолого-економічних та геолого-промислових матеріалів деяких з цих родовищ [1, 2, 3].

Основою роботи були результати аналізів вмісту ртуті у нафтах з 36 родовищ Дніпровсько-Донецької западини: Бахмачського, Прилуцького, Краснозаярського, Качалівського, Кременівського, Карайкозовського, Коробочкинського, Куличихінського, Ліповодолинського, Монастирщенського, Матлаховського, Малосорочинського, Ново-Миколаєвського, Перекопівського, Прокопенківського, Радченковського, Распашновського, Софіївського, Суходолівського, Солонцівського, Солохівського, Талалаївського, Тростянецького, Турутинського, Харківцівського, Щуринського, Юр'ївського, Ярошівського, Хухрянського, Сагайдацького №1, Сагайдацького №13, Кибицівського №5, Кибицівського №51, Кибицівського №52, Кибицівського №56, Кибицівського №1. Дослідження не менше ніж 30 зразків нафти з кожного родовища на вміст металів проводилися за допомогою рентгено-флуоресцентного аналізу на енерго-дисперсійному спектрометрі «Спрут» СЕФ 01. Час накопичення спектра 600 с. Аналітик - Єрофєєв А. М [9]. Підготовка і проведення аналізу

проводилась за стандартом ASTM Д 4927 – Визначення елементного складу компонентів мастильних матеріалів методами рентгенофлуоресцентної спектроскопії з дисперсією за довжиною хвилі. Стандартними зразками металічних домішок слугували наступні зразки: РМ 23 (ДСЗУ 022.122-00) МСО 0243:2001 з атестованими значеннями Cd, Mn, Pb, Zn; РМ 24 (ДСЗУ 022.123-00) МСО 0244:2001 з атестованими значеннями Fe, Co, Cu, Ni; РМ 26 (ДСЗУ 022.125-00) МСО 0246:2001 з атестованими значеннями V, Mo, Ti, Cr.

Результати рентгено-флуоресцентного аналізу та геолого-технологічні показники у подальших дослідженнях оброблялися за допомогою низки аналітичних і статистичних методів [9, 10, 11]. Очевидно, що результати кореляційного та регресійного моделювання вихідних даних не повинні залежати від одиниць виміру та масштабу виміру цих величин.

По-перше, значення вмісту ртуті та всіх інших встановлених показників нормувалися за формулою:

$$X_{i \text{ норм.}} = (X_i - X_{i \text{ min}}) / (X_{i \text{ max}} - X_{i \text{ min}}),$$

де $X_{i \text{ норм.}}$ – нормоване одиничне значення показника проби нафти з конкретного родовища, X_i – одиничне значення показника проби нафти з конкретного родовища, $X_{i \text{ min}}$ – мінімальне значення показника проби нафти з конкретного родовища, $X_{i \text{ max}}$ – максимальне значення показника проби нафти з конкретного родовища. Таким чином вихідні значення усіх використаних показників нормувалися лінійно, були приведені до одного масштабу (від 0 до 1) і були перетворені на безрозмірні величини із збереженням всіх особливостей загальної вибіркової сукупності.

По-друге, розраховувались описові статистики (середній вміст металів у нафті розглянутих родовищ, її розрахункова похибка при довірчому інтервалі 0,95; вибіркова дисперсія; стандартне відхилення; медіанне значення вмістів; ексцес та асиметричність вибіркової сукупності), виконувалися кореляційно-регресійні аналізи між вмістом ртуті і вмістами інших хімічних

елементів, геологічними особливостями родовищ і технологічними показниками нафтових систем.

Як відомо, вивчення зв'язків між змінними, цікавить дослідника з погляду відображення відповідних причинно-наслідкових відносин. Для встановлення причинно-наслідкових відносин у роботі виконувався кореляційний та регресійний аналізи [11, 12, 13].

Кореляційна залежність – це узгоджені зміни двох (парна кореляційний зв'язок) або більшої кількості ознак (множинний кореляційний зв'язок). Суть її полягає в тому, що при зміні значення однією змінною відбувається закономірна зміна (зменшення або збільшення) інший(-их) змінної(-их).

Кореляційний аналіз – статистичний метод, що дозволяє з використанням коефіцієнтів кореляції визначити, чи існує залежність між змінними та наскільки вона сильна. Коефіцієнт кореляції – двовимірна описова статистика, кількісна міра взаємозв'язку (спільної мінливості) двох змінних.

Для якісної оцінки сили (тісноти) зв'язку між двома показниками у роботі було використано шкалу Чедока [14] (таблиця 2.1).

Таблиця 2.1 - шкала Чедока

Значення коефіцієнтів кореляції	Якісна оцінка кореляційного зв'язку
Менш 0,3	Дуже слаба
0,3 – 0,5	Слаба
0,5 – 0,7	Середня
0,7 – 0,9	Висока
Більше 0,9	Дуже висока

Одним із типових завдань, яке часто доводиться вирішувати на практиці, є встановлення та кількісна оцінка зв'язку та впливу кількох (або однієї) незалежних змінних на залежну змінну. Для вирішення подібних проблем в геології використовуються методи регресійного аналізу. У моєму випадку

для вирішення завдання кваліфікаційної роботи був застосований лінійний парний регресійний аналіз впливу на вміст ртуті вмістів інших хімічних елементів та основних геологічних особливостей розглянутих родовищ і технологічних показників їх нафти.

Розраховані регресійні моделі можуть бути використані як вихідний матеріал для генетичної інтерпретації процесів генерації нафти і геолого-геохімічних механізмів особливостей утворення родовищ вуглеводнів Дніпровсько-Донецького палеорифту, а також для комплексного прогнозу техніко-екологічних наслідків їх експлуатації [14, 15].

У процесі досліджень для досягнення поставленої у кваліфікаційній роботі мети було здійснено кластеризацію родовищ нафти зваженим центроїдним методом, що реалізовано у професійних статистичних програмних платформах «STATISTICA» та «SPSS», вибір якого було раніше обґрунтовано в [9, 10, 11, 12]; виконано аналіз результатів кластеризації що дозволило у генетичному сенсі інтерпретувати отриману геохімічну інформацію. У роботі використовувалися програми STATISTICA 13.3 та IBM SPSS Statistics 22.

3 ОСНОВНІ ОСОБЛИВОСТІ ГЕОХІМІЇ МЕРКУРІЮ У НАФТАХ РОДОВИЩ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

3.1 Геолого-промислові особливості деяких родовищ Дніпровсько-Донецької западини

3.1.1 Геолого-промислові особливості Малосорочинського нафтогазового родовища

В адміністративному відношенні родовище розташоване в Миргородському районі Полтавської області на відстані 12 км від м. Миргород (рисунок 3.1).



Миргород
Myrhorod

Умовні позначення:

80 – Яблунівське нафтогазоконденсатне родовище, 81 – Північно-Яблунівське газоконденсатне родовище, 90 - Комишнянське газоконденсатне родовище, 91 - Південно-Комишнянське газоконденсатне родовище, 92 - Західно-Кошовійське газоконденсатне родовище, 93 - Кошовійське газоконденсатне родовище, 94 - Сорочинське газоконденсатне родовище

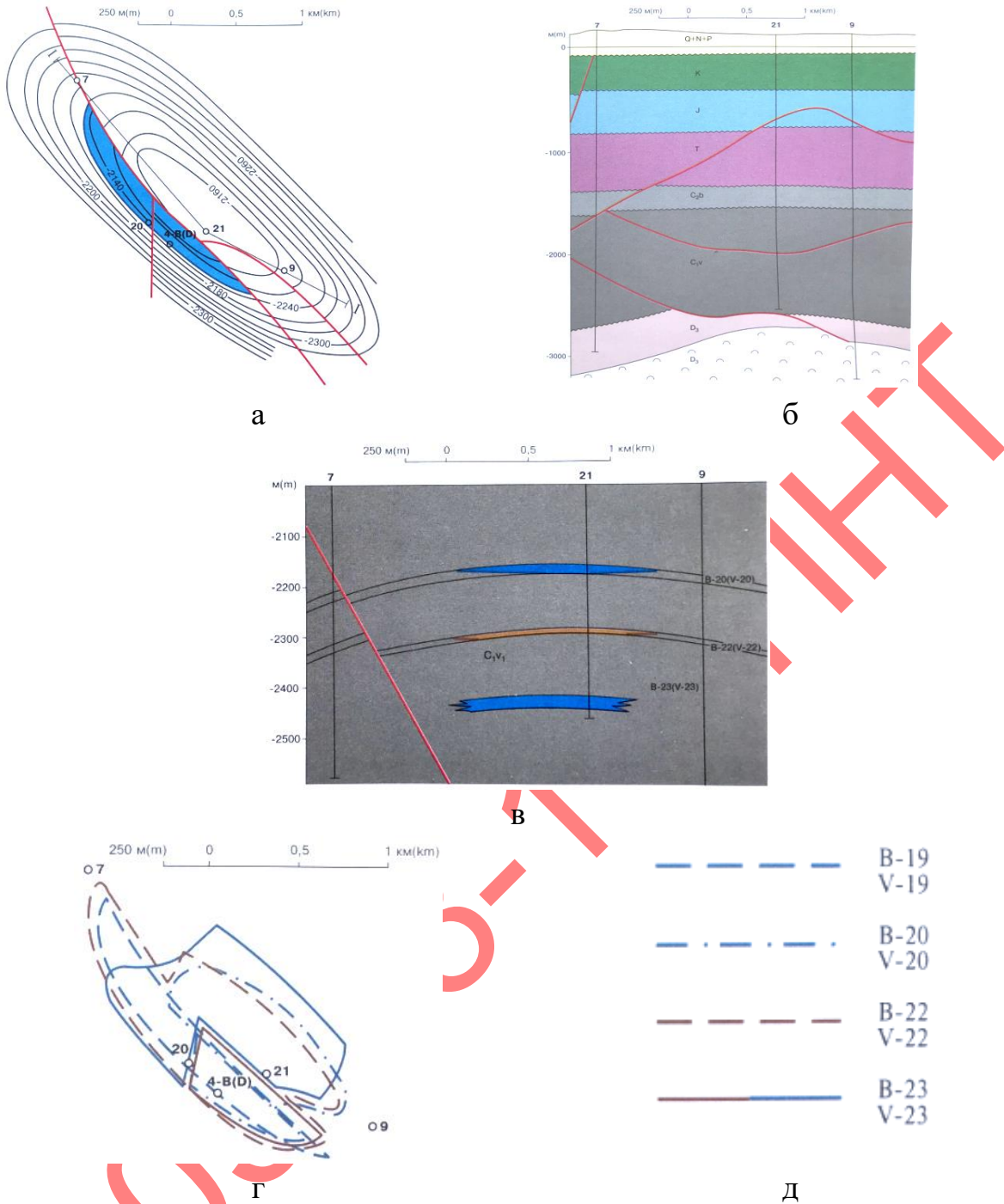
Рисунок 3.1 – Схема розташування Малосорочинського родовища [1]

У тектонічному відношенні воно знаходиться в межах Малосорочинсько-Радченківського структурного валу в центральній частині приосьової зони. Підняття виявлене в 1951 р. у мергелях кийвської світи палеогену структурно-картувальним бурінням на північний захід від Радченківської структури, а згодом підтверджене і геофізичними роботами по сейсмічних горизонтах палеозою та мезозою. За цими матеріалами у 1952 р. на площі розпочато глибоке пошукове буріння, але покладів вуглеводнів не виявлено. В 1967-1969 рр. проведені детальні геофізичні дослідження по сейсмічних горизонтах у кам'яновугільному та девонському комплексах. За їх результатами у 1969 р. розпочалось буріння свердловини 4. При її випробуванні з продуктивних горизонтів В-19 (інт. 2250-2258 м) та В-20 (інт. 2303-2319 м) отримано припливи газу дебітом відповідно 230 і 258,1 тис. м³ на добу через штуцер діаметром 10 мм, а з горизонтів В-22 (інт. 2412-2418 м) та В-23 (інт. 2500-2511 м) - припливи нафти, дебїти якої через штуцер діаметром 6 мм становили відповідно 74,6 і 92,4 т на добу. В цьому ж році родовище включене до Державного балансу [1].

Всього на площі пробурене 11 пошукових, одну параметричну та дві експлуатаційні свердловини. Вони розкрили розріз карбонатно-теригенних порід від четвертинних до девонських, а також галогенні формування девону.

По покрівлі горизонту В-19 структура є брахіантиклінально північно-західного простягання з соляним ядром. Її розміри по ізогіпсі -2320 м 3,6x1,3 км. Вона ускладнена системою поздовжніх та поперечних скидів амплітудою 20-80 м (рисунок 3.2).

Горизонти В-19, В-20, В-23 містять газові поклади, а В-22 і В-23 - нафтові. Вони пластові склепінні тектонічно екрановані, а горизонту В-23 - ще й літологічно обмежені. Висота поверху нафтогазоносності близько 340 м. Скиди є екранами, які утворюють окремі поклади з власного гідродинамічною системою, іноді навіть з різним фазовим станом вуглеводнів (горизонт В-23). Колектори складені пісковиками, пористість яких складає 15-16%, а горизонту В-23 - 8—14%.



Умовні позначення:

а – структурна карта покрівлі продуктивного горизонту В-19, б – геологічний розріз по лінії І – І, в – розріз продуктивної частини родовища, г – схема зіставлення контурів продуктивних покладів, д – умовні позначення контурів продуктивних покладів

Рисунок 3.2 – Особливості геологічної будови Малосорочинського родовища [1]

Дослідно-промислова експлуатація нафтових скупчень горизонту В-22 розпочата в листопаді 1971 р. свердловинами 20 і 21. Для нафтових покладів виділено три експлуатаційні об'єкти (блоки) в горизонті В-22 та один - у горизонті В-23, для газових два в горизонті В-23 і по одному - в горизонтах В-19 та В-20.

Газові поклади горизонтів В-19, В-20 знаходяться у консервації. Режим розробки всіх скупчень - водонапірний, характерним для них є стабільність пластових тисків. Найбільшого видобутку нафти досягнуто у 1972р. - 25 тис. т. В процесі експлуатації свердловин обводненість зросла до 78,7%, обсяги річного видобутку нафти зменшились до 1,0 тис. т. На 1994 р. в розробці знаходився нафтовий поклад горизонту В-22, експлуатувалась лише свердловина 21.

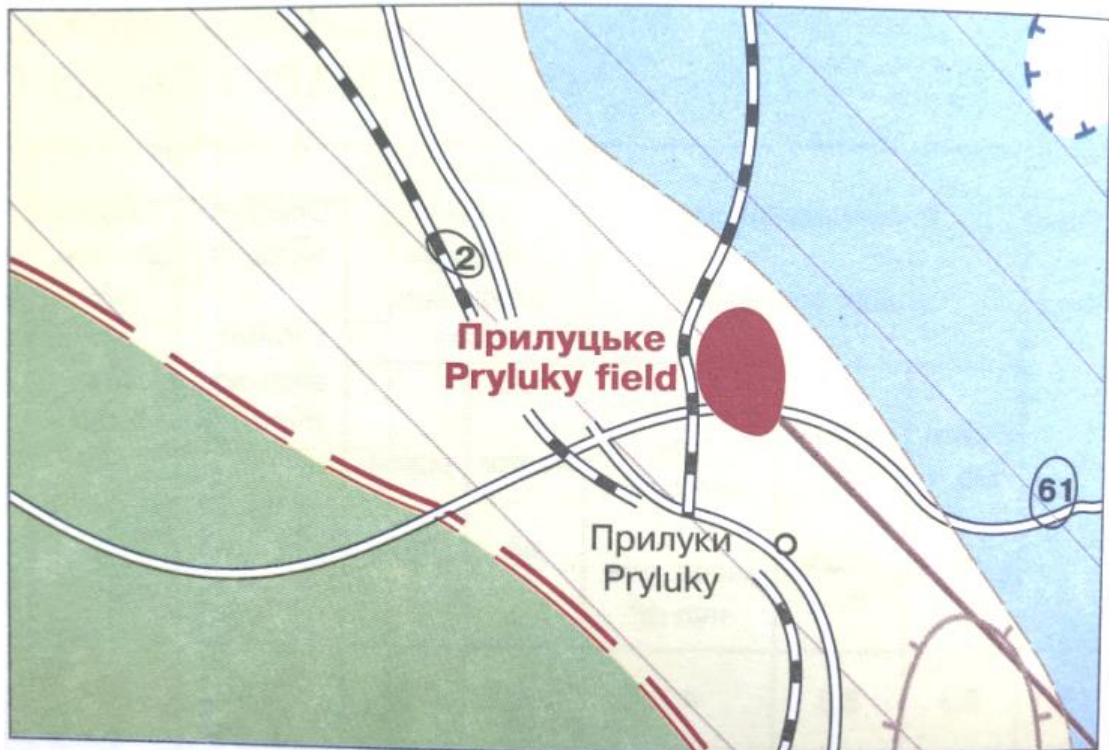
Всього з родовища вилучено 97,4 тис. т нафти, або 81,8% її початкових видобувних запасів [1]. З 1.01 1994 р. і до цього часу родовище знаходиться у розробці.

3.1.2 Геолого-промислові особливості Прилуцького нафтового родовища

Адміністративно родовище розташоване в Чернігівській області на відстані 12 км від м. Прилуки. В тектонічному відношенні воно знаходиться в межах південної прибортової зони західної частини Дніпровсько-Донецької западини. В геологопромисловому відношенні родовище розташовано у Монастирищенсько-Софіївському районі який входить до складу Східного нафтогазоносного регіону України (рисунок 3.3).

У 1951 р. за даними гравірозвідки виявлено мінімум сили тяжіння, в межах якого електророзвідкою 1953-1954 рр. виділено підняття, підтверджене згодом структурно-картувальним бурінням. У 1955-1956 рр. сейсмічними роботами МВХ закартована брахіантикліналь по відбиваючих горизонтах юри, тріасу і карбону. В 1958-1960 рр. вона підтверджена

структурно - пошуковим бурінням [2].



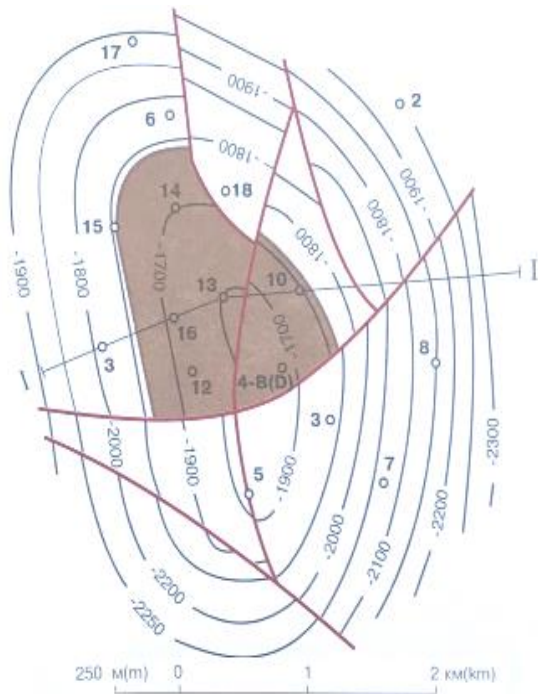
Умовні позначення:

2 – Малодівицьке нафтове родовище, 61 – Мільківське нафтогазоконденсатне родовище

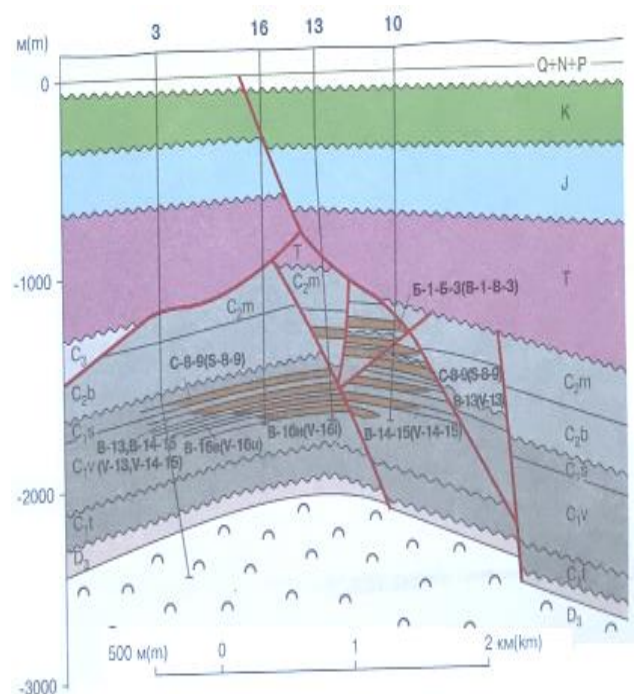
Рисунок 3.3 – Сема розташування Прилуцького родовища [2]

Пошукові роботи розпочаті в 1959 р. свердловиною 1. Перший промисловий приплив нафти отриманий в свердловині 4 з верхньовізейських відкладів (інт. 1847-1864 м, продуктивний горизонт В-14-15) у 1960 р. У цьому ж році родовище включене до Державного балансу. Розвідка родовища проводилася до 1963 р. Пробурено 15 пошукових і розвідувальних свердловин, з яких 6 досягли соленосної товщі девону [2].

У геологічній будові структури беруть участь надсольові карбонатно-теригенні відклади верхнього девону, нижнього (турнейський, візейський, серпуховський яруси), середнього (башкирський, московський яруси) і верхнього карбону, тріасу, юри, крейди та палеогену (рисунок 3.4).



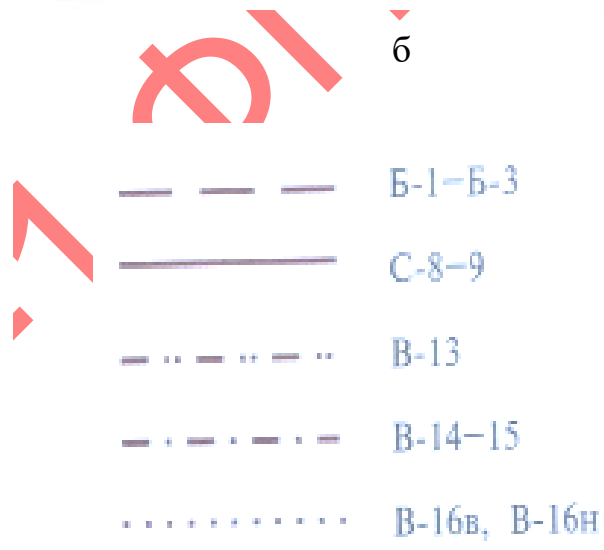
а



б



в



г

Умовні позначення:

а – структурна карта покрівлі продуктивного горизонту В-14-15, б – геологічний розріз по лінії І – І, в – схема зіставлення контурів продуктивних покладів, г – умовні позначення контурів продуктивних покладів

Рисунок 3.4 – Особливості геологічної будови Прилуцького родовища [2]

Структура є брахіантиклінальною криптодіапіровою складкою

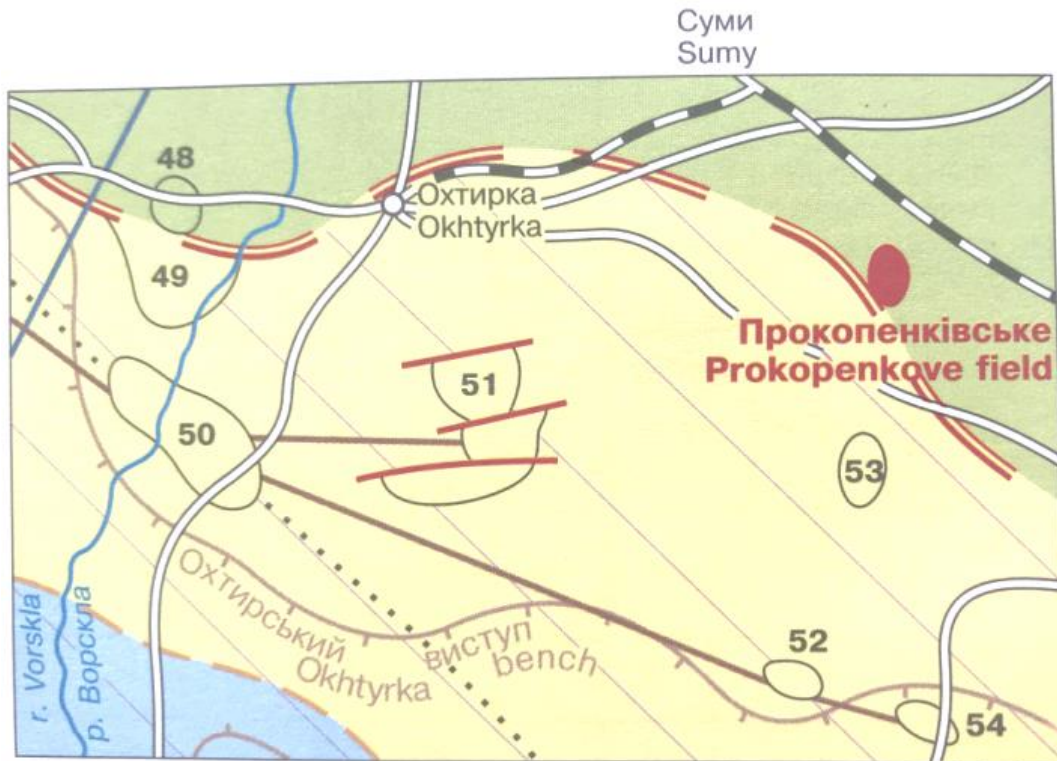
субмеридіонального простягання розміром 4,5x3,5 км і амплітудою 300 м. Вона розбита розгалуженою сіткою тектонічних порушень на ряд гідродинамічно ізольованих блоків [2].

У межах площі встановлено нафтові поклади горизонтів Б-1, Б-2, Б-3 башкирського, С-8-9 серпуховського та В-13, В-14-15, В-16в, В-16н візейського ярусів. Поклади склепінні пластові тектонічно екрановані. Поверх нафтоносності родовища досягає 380 м. Розробка родовища почалася в 1961 р. з покладу нафти горизонту В-14-15 свердловиною 4: У 1966 р. введено в розробку вуглеводневе скупчення горизонту В-16н, у 1967 р. - В-16в, у 1977 р. - С-8-9 і В-13. У три самостійні об'єкти виділено поклади горизонтів Б-1- Б-3; С-8-9; В-13 і В-14-16. їх розробка здійснюється зараз в пружноводонапірному режимі (до горизонту С-8-9 - малоактивному, а нижче на активному). Об'єкт верхнього візе знаходиться в завершальній стадії розробки, а горизонтів Б-1-Б-3 і С-8-9 - на початковій. Експлуатація свердловин здійснюється механізованим способом [2]. Родовище на 01.01.2022 р. знаходилося у розробці.

3.1.3 Геолого-промислові особливості Прокопенківського нафтового родовища

Адміністративно родовище розташоване у Великописарівському районі Сумської області на відстані 40 км від м. Суми (рисунок 3.5). У тектонічному відношенні воно знаходиться в межах північного борту Дніпровсько-Донецької западини. У геолого-промисловому відношенні родовище входить до складу нафтогазоносного району північного борту Дніпровсько-Донецької западини.

Структура виявлена тематичними дослідженнями 1968-1972 рр. До глибокого буріння вона підготовлена геофізичними роботами в 1973 р. по сейсмічних умовних горизонтах середнього ($V_{б2}^3$) і нижнього ($V_{в1}^2$, $V_{в1}^3$) карбону [3].



Умовні позначення:

48 – Загорянське газоконденсатне родовище, 49 – Ясенівське нафтове родовище, 50 – Рибальське нафтогазоконденсатне родовище, 51 – Бугруватівське нафтове родовище, 52 – Західно-Козіївське нафтове родовище, 53 – Радянське нафтове родовище, 54 – Козіївське нафтове родовище

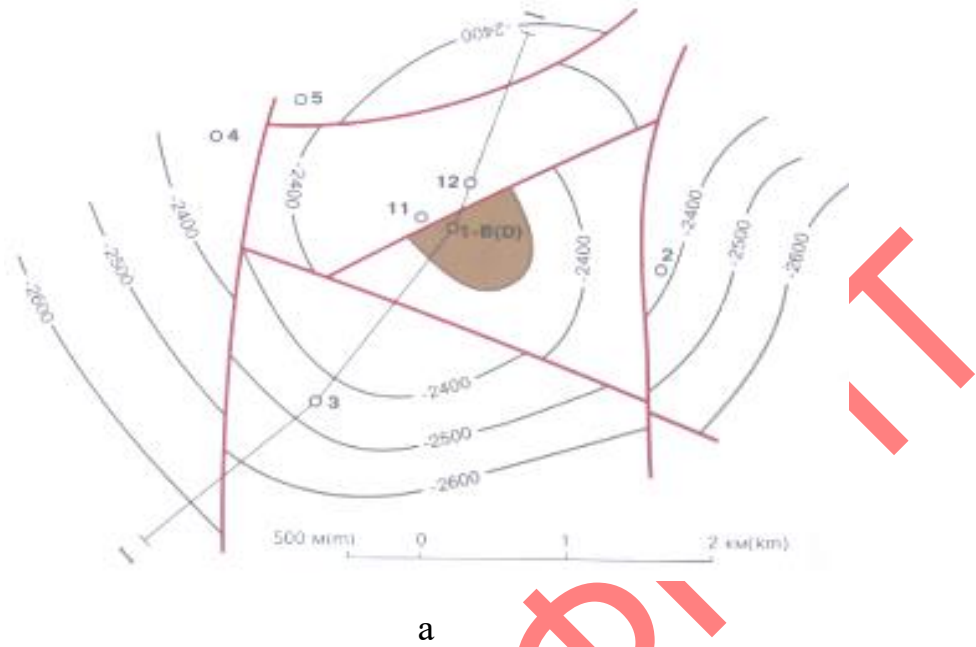
Рисунок 3.5 – Розташування Прокопенківського родовища [3]

У 1975 р. введена в буріння свердловина 1, а через рік при випробуванні продуктивного горизонту В-16в (інт. 2516-2523 м) одержано фонтан нафти дебітом 85 т/добу через штуцер діаметром 6 мм. В 1977 р. родовище включене до Державного балансу [3].

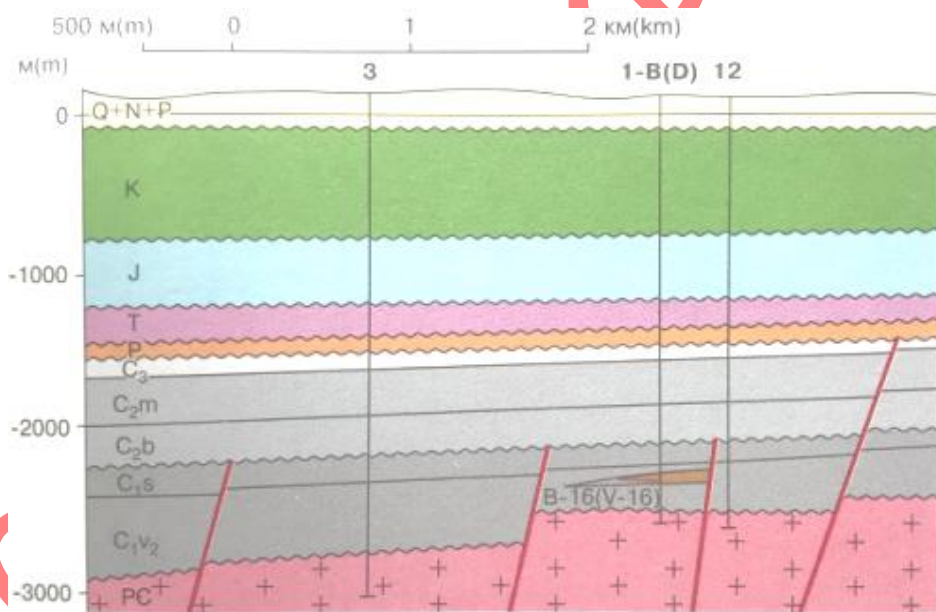
Всього пробурено сім свердловин: п'ять з них пошукові і розвідувальні, дві оціночно-експлуатаційні загальним обсягом 19700 м. Свердловинами розкрито товщу осадових карбонатно-теригенних порід від четвертинних до візейських, а також кристалічні утворення докембрійського фундаменту.

За даними геофізичних досліджень і буріння структура є невеликою

малоамплітудною куполовидною складкою, порушеною скидами (рисунок 3.6). Її розмір у межах ізогіпси -2400 м 2,5x2,1 км [3].



а



б

Умовні позначення:

а – структурна карта покрівлі продуктивного горизонту В-16в, б – геологічний розріз по лінії І – І

Рисунок 3.6 – Особливості геологічної будови Прокопенківського родовища [3]

Промислове скупчення нафти знаходиться в південно-східному блоці

підняття, колектори якого складені середньозернистими пісковиками. Поклад пластовий склепінний тектонічно екранований.

Дослідно-промислова експлуатація розпочата в 1976 р. свердловиною 1. Початковий дебіт нафти становив 67,9 т/добу. Протягом періоду експлуатації він поступово знижувався і в 1993 р. не перевищував 11 т/добу. Вміст води в продукції свердловини досяг 54%. Режим розробки покладу пружноводонапірний. Всього вилучено 213 тис. т нафти, або 93% початкових запасів [3]. На 1.01.2022 р. родовище знаходилося на стадії розробки.

Аналіз геолого-промислових особливостей, складу нафти та умов розробки Прокопенківського нафтового родовища дозволяє дійти висновку, що застосування сучасних методів та інтегрованих технологій підвищення нафтовилучення дозволить істотно збільшити видобуток нафти, а вилучення низки корисних попутних компонентів, зокрема меркурію – суттєво підвищити загальну еколого-економічну ефективність розробки родовища.

3.2 Основні особливості геохімії меркурію у нафтах родовищ Дніпровсько-Донецької западини

Середній вміст меркурію у нафті розглянутих родовищ становить $0,437 \pm 0,133$ ppm при довірчому інтервалі 0,95, вибіркова дисперсія 0,639, стандартне відхилення 0,799, медіанне значення відповідає 0,97 ppm, ексцес дорівнює 6,964, асиметричність 2,616.

Відповідно до результатів тестів Колмогорова-Смірнова та Шапіро-Уїлка розподіл значень середнього вмісту ванадію у вибірці нафт всіх розглянутих родовищ відповідає логнормальному закону розподілу. У той самий час, для вибірок із проб нафти з окремих родовищ спостерігається складніша картина.

Так виявилось, що для більшості родовищ (96% випадків розглянутих вибірок) щільність розподілу вмісту меркурію відповідає логнормальному закону, а інших – нормальному закону.

Встановлення закону розподілу має велике генетичне значення, оскільки

умови виникнення нормального та логнормального законів розподілу обумовлені реалізацією різних механізмів формування. Якщо дана величина формується, як результат впливу кількох зіставних за інтенсивністю факторів, то результатом такого процесу (відповідно до центральної граничної теореми) буде нормальний розподіл. Логнормальний розподіл формується внаслідок впливу кількох факторів, які суттєво відрізняються за своїм впливом на кінцевий результат.

Стосовно обговорюваних геохімічних процесів логнормальний розподіл можна очікувати, якщо концентрація даного елемента є результатом декількох механізмів або стадій збагачення або/і збіднення вмісту ртуті, що істотно розрізняються за своєю дією, при переважному впливі одного з них у процесі онтогенезу нафти. Нормальний розподіл характерний для геохімічних процесів, які протікають під впливом кількох чинників близьких за своїм внеском у кінцевий результат.

Мінімальний середній вміст Hg дорівнює 0,0007ppm для нафти Талалаївського родовища, а максимальне середнє значення цього показника в 3,4ppm характеризує нафту родовища Кибицівське №51.

За результатами кореляційного та регресійного аналізу та з урахуванням шкали Чедока в пробах нафти з розглянутих родовищ встановлено наявність дуже слабкого зворотного кореляційного зв'язку вмісту ртуті та нікелю (коефіцієнт кореляції -0,05), заліза (коефіцієнт кореляції -0,1), середньої потужності продуктивного горизонту (коефіцієнт кореляції -0,11), асфальтенів (коефіцієнт кореляції -0,14); дуже слабкого прямого зв'язку вмісту ртуті і парафінів (коефіцієнт кореляції 0,12), значень в'язкості нафти (коефіцієнт кореляції 0,18); слабкого прямого кореляційного зв'язку між вмістом ртуті і смоли (коефіцієнт кореляції 0,3), сумарного вмісту металів Ni, V, Zn, Cr, Mn, Co, Fe, Hg, Al (коефіцієнт кореляції 0,42); середнього зворотного кореляційного зв'язку між вмістом ртуті і сучасної температури продуктивного горизонту (коефіцієнт кореляції -0,52),

мінералізації пластової води з продуктивних горизонтів (коефіцієнт кореляції -0,62), сучасної глибини продуктивного горизонту (коефіцієнт кореляції -0,63), значень сучасного тиску в продуктивних горизонтах (коефіцієнт кореляції -0,64); середнього прямого кореляційного зв'язку між вмістом ртуті і цинку (коефіцієнт кореляції 0,51), значень щільності нафти (коефіцієнт кореляції 0,53), температурою початку кипіння (initial boiling point) (коефіцієнт кореляції 0,54), марганцю (коефіцієнт кореляції 0,64); високого зворотного кореляційного зв'язку вмісту ртуті та щільності пластової води з продуктивних горизонтів (коефіцієнт кореляції -0,78); високого прямого кореляційного зв'язку вмісту ртуті та сірки (коефіцієнт кореляції 0,72), хрому (коефіцієнт кореляції 0,74), кобальту (коефіцієнт кореляції 0,81), алюмінію (коефіцієнт кореляції 0,82), ванадію (коефіцієнт кореляції 0,85).

Розраховані лінійні рівняння регресії (таблиця 3.1) відповідно вказані нижче, а їх графіки у цьому ж порядку наведено на рисунках 3.7 – 3.28.

Таблиця 3.1 - Лінійні рівняння регресії між вмістом нікелю та геохімічними й геологотехнологічними параметрами нафти

Рівняння регресії	Параметри регресії
1	2
$Hg = 0,1352 - 0,0402 \times Ni;$	між вмістом ртуті і нікелю у нафтах
$Hg = 0,1381 - 0,1309 \times Fe;$	між вмістом ртуті і заліза у нафтах
$Hg = 0,1423 - 0,1484 \times m;$	між вмістом ртуті і потужністю покладів
$Hg = 0,1544 - 0,1324 \times A;$	між вмістом ртуті і асфальтенів у нафтах

Продовження таблиці 3.1

1	2
$Hg = 0,0872 + 0,1452 \times C;$	між вмістом ртуті і парафінів у нафтах
$Hg = 0,0726 + 0,1814 \times \eta_{oil};$	між вмістом ртуті і значеннями в'язкості нафти
$Hg = 0,0566 + 0,3525 \times Re_{oil};$	між вмістом ртуті і смоли у нафтах
$Hg = 0,0227 + 0,512 \times Me_{total};$	між вмістом ртуті і загальним вмістом металів у нафтах
$Hg = 0,3432 - 0,3988 \times T;$	між вмістом ртуті і сучасною температурою у горизонті
$Hg = 0,3869 - 0,5561 \times M_{layered\ water};$	між вмістом ртуті і мінералізацією пластової води
$Hg = 0,3724 - 0,4882 \times h;$	між вмістом ртуті і глибиною розробки
$Hg = 0,3955 - 0,5244 \times P;$	між вмістом ртуті і показниками тисків
$Hg = -0,0017 + 0,4528 \times Zn;$	між вмістом ртуті і цинку у нафтах
$Hg = -0,1026 + 0,5337 \times \rho_{oil};$	між вмістом ртуті і значеннями густини нафти
$Hg = -0,0563 + 0,6404 \times T_{init.\ boil.\ point};$	між вмістом ртуті і температурами початку кипіння нафти
$Hg = -0,0486 + 0,8026 \times Mn;$	між вмістом ртуті і марганцю у нафтах
$Hg = 0,5431 - 0,6513 \times \rho_{layered\ water};$	між вмістом ртуті і густиною пластової води

Закінчення таблиці 3.1

1	2
$Hg = -0,0274 + 0,6165 \times S;$	між вмістом меркурію і сірки у нафтах
$Hg = 0,0319 + 0,6221 \times Cr;$	між вмістом меркурію і хрому у нафтах
$Hg = 0,0332 + 0,6965 \times Co;$	між вмістом меркурію і кобальту у нафтах
$Hg = 0,0102 + 0,7178 \times Al;$	між вмістом меркурію і алюмінію у нафтах
$Hg = 0,0006 + 0,7025 \times V;$	між вмістом меркурію і ванадію у нафтах

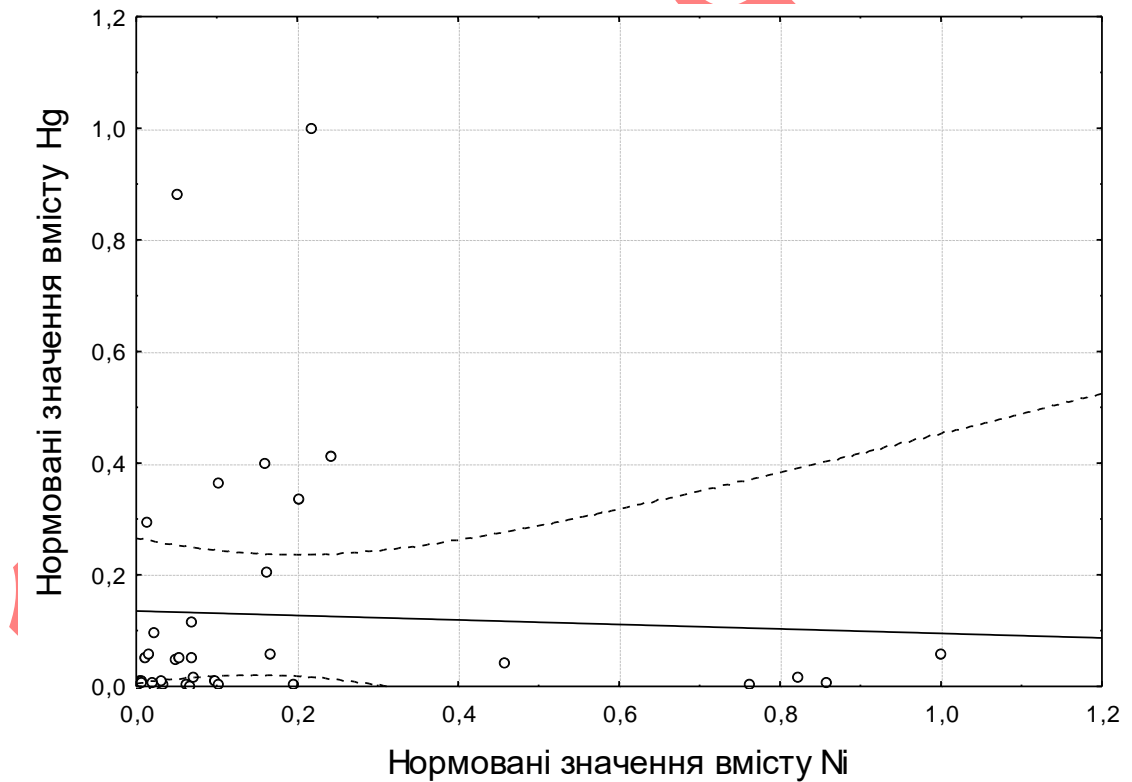


Рисунок 3.7 - Графік рівняння регресії між вмістом меркурію і нікелю у нафтах

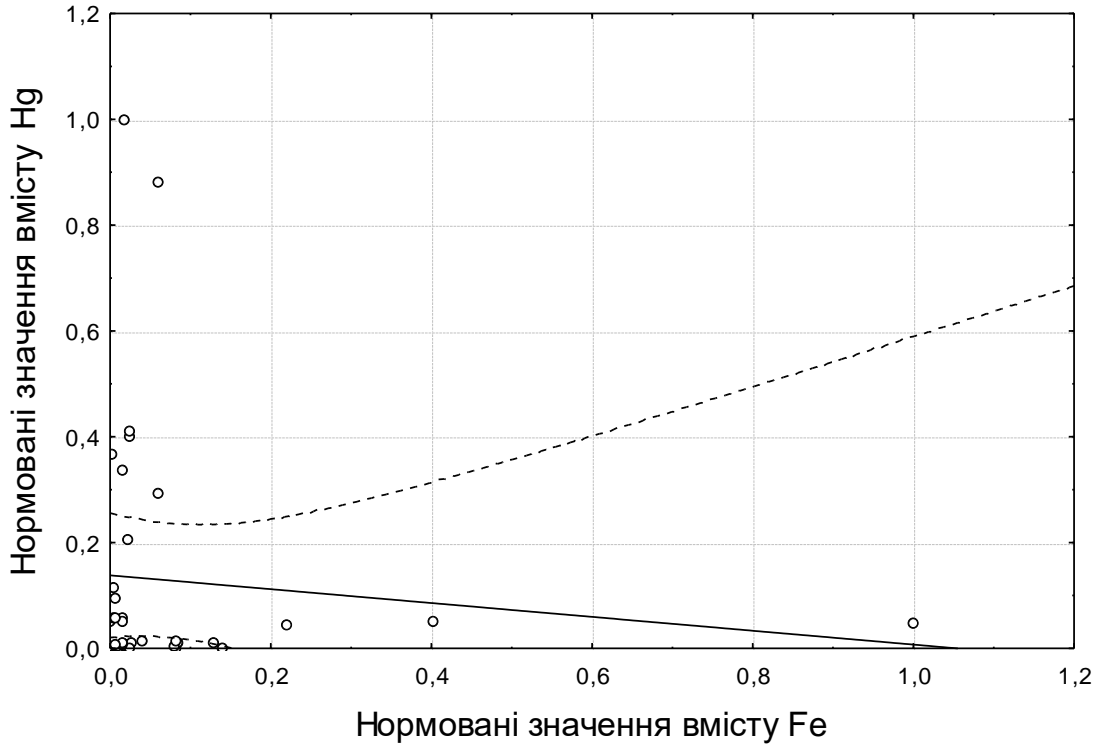


Рисунок 3.8 - Графік рівняння регресії між вмістом меркурію і заліза у нафтах

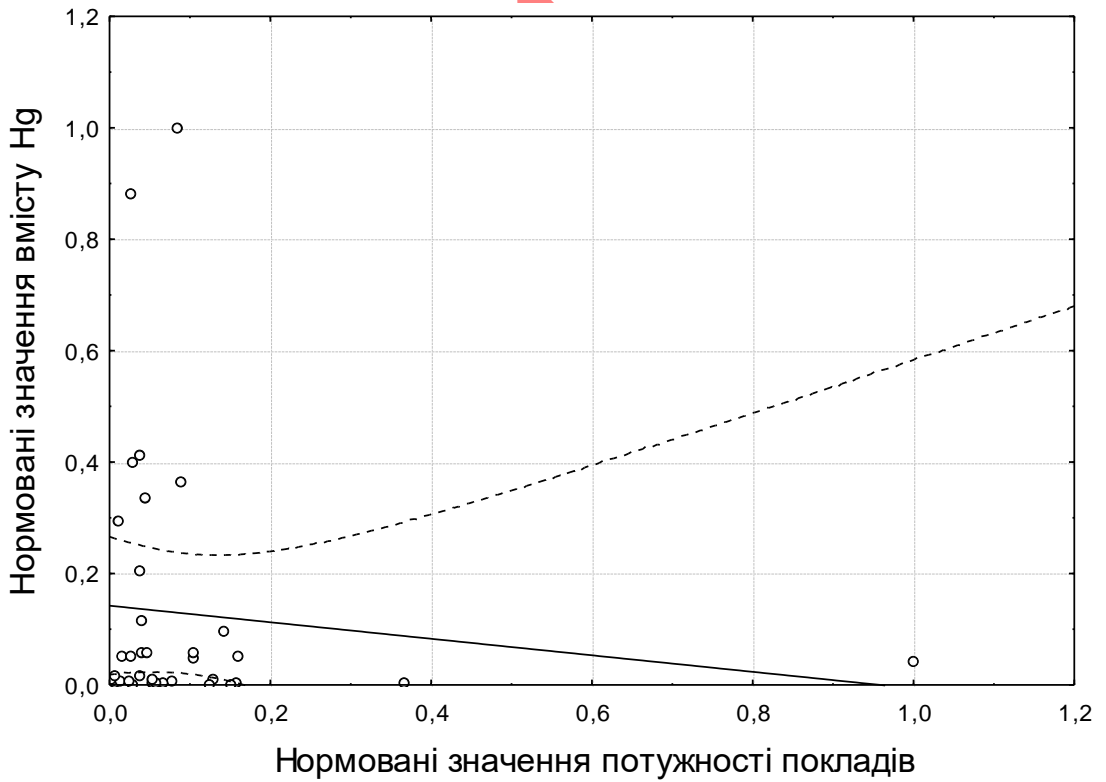


Рисунок 3.9 - Графік рівняння регресії між вмістом меркурію і потужністю покладів

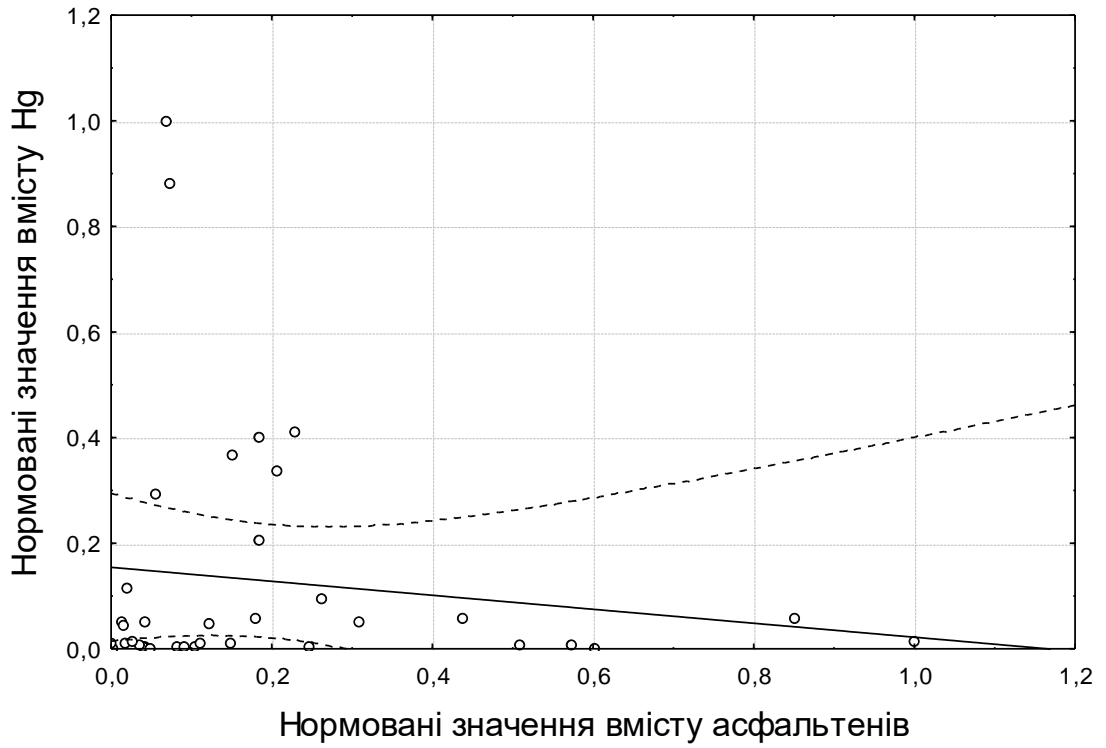


Рисунок 3.10 - Графік рівняння регресії між вмістом ртуті і асфальтенів у

нафтах

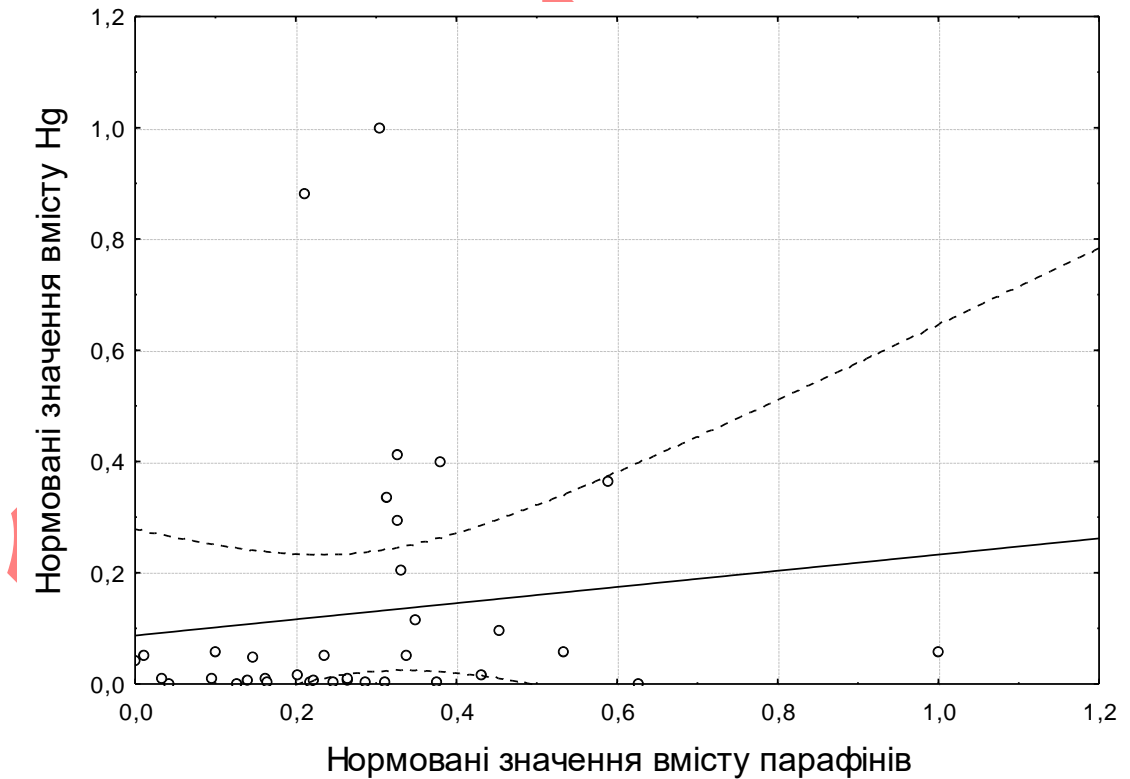


Рисунок 3.11 - Графік рівняння регресії між вмістом ртуті і парафінів у

нафтах

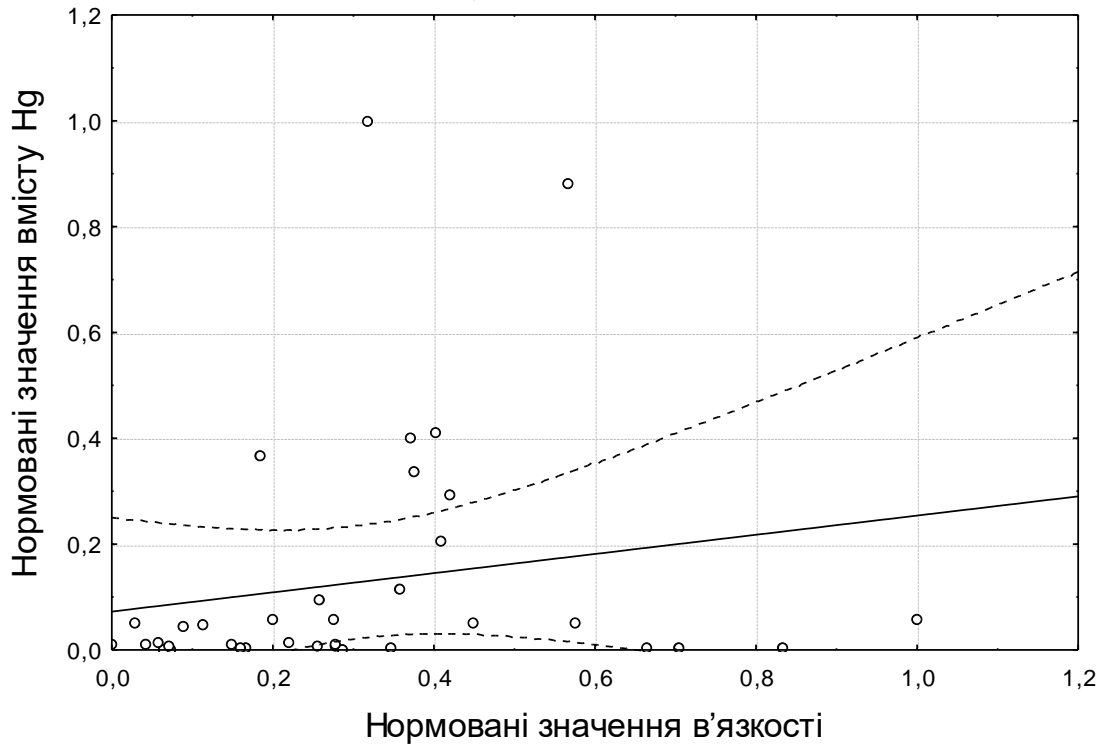


Рисунок 3.12 - Графік рівняння регресії між вмістом меркурію і значеннями в'язкості нафти

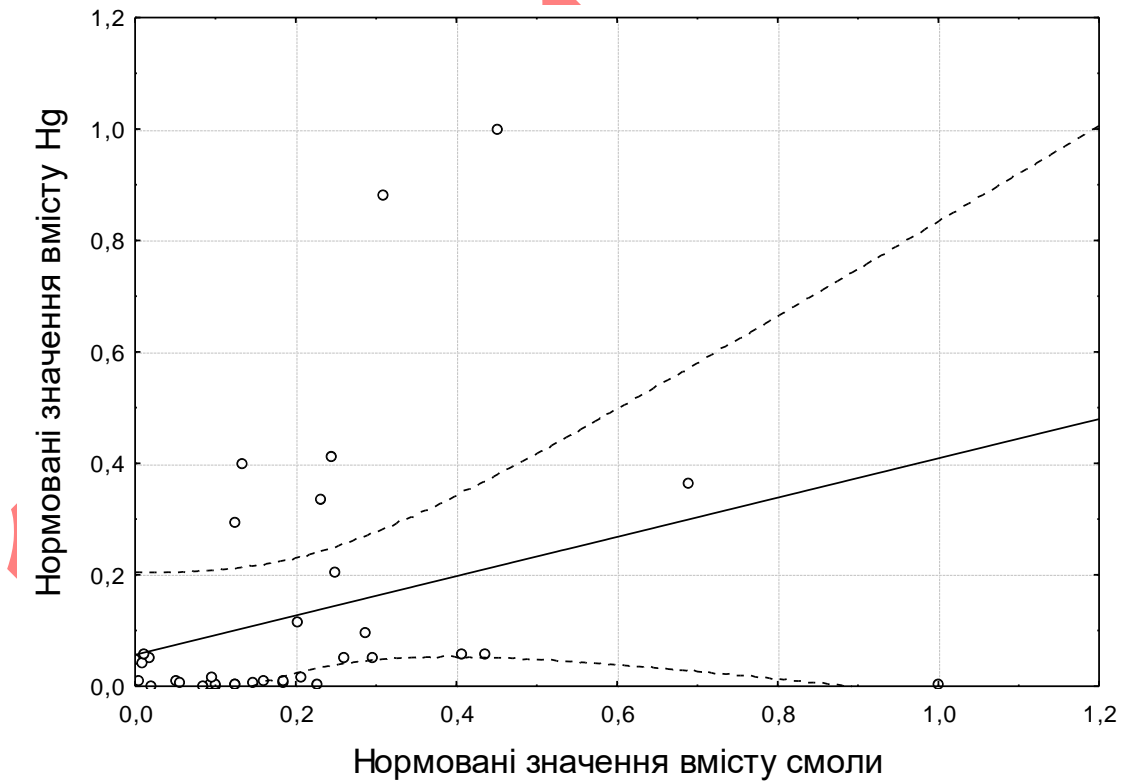


Рисунок 3.13 - Графік рівняння регресії між вмістом меркурію і смоли у нафтах

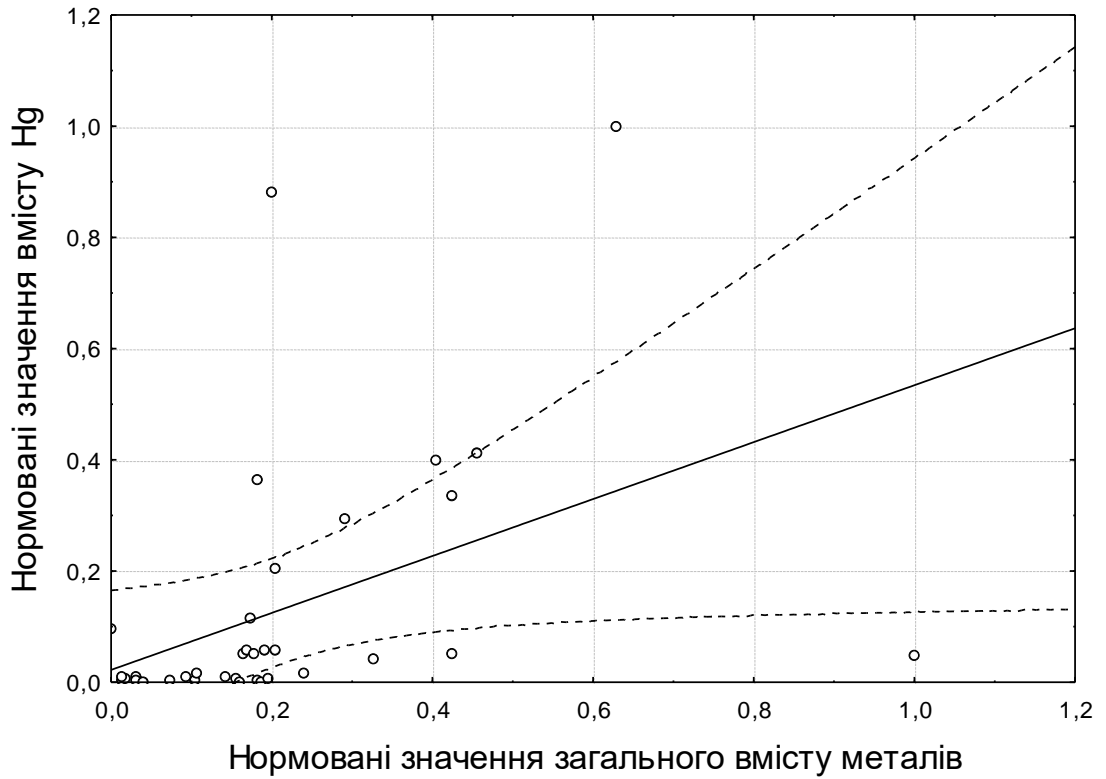


Рисунок 3.14 - Графік рівняння регресії між вмістом ртуті і загальним вмістом металів у нафтах

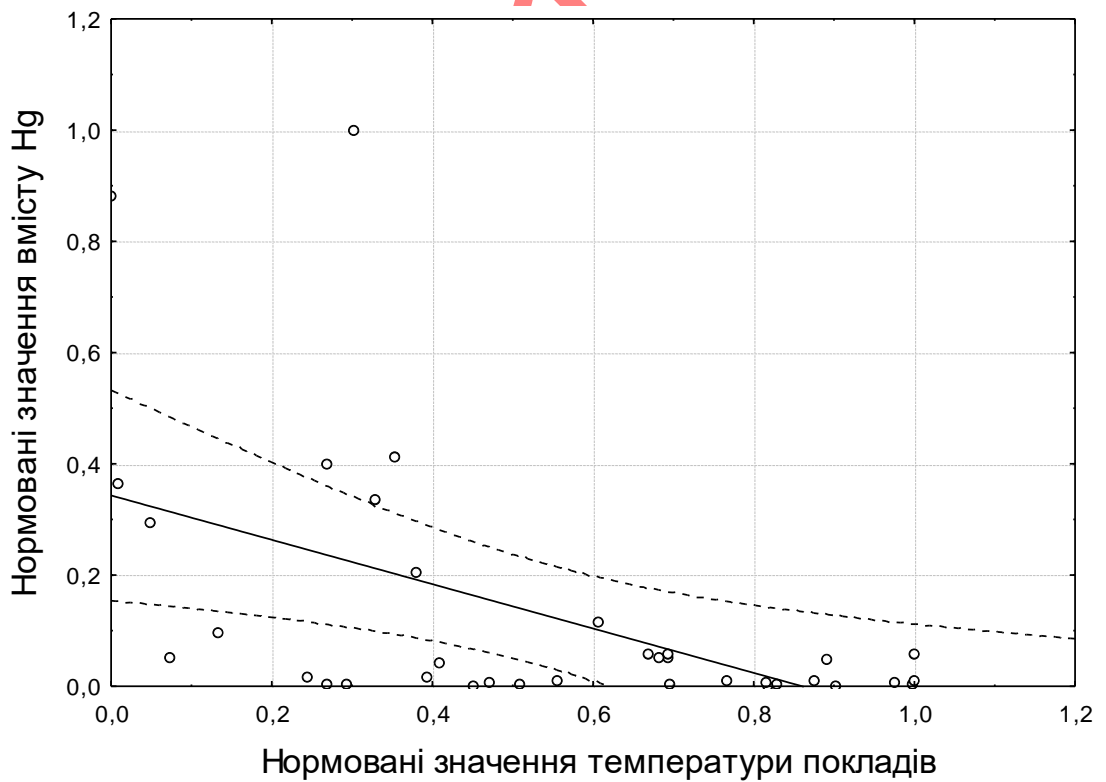


Рисунок 3.15 - Графік рівняння регресії між вмістом ртуті і сучасною температурою у горизонті

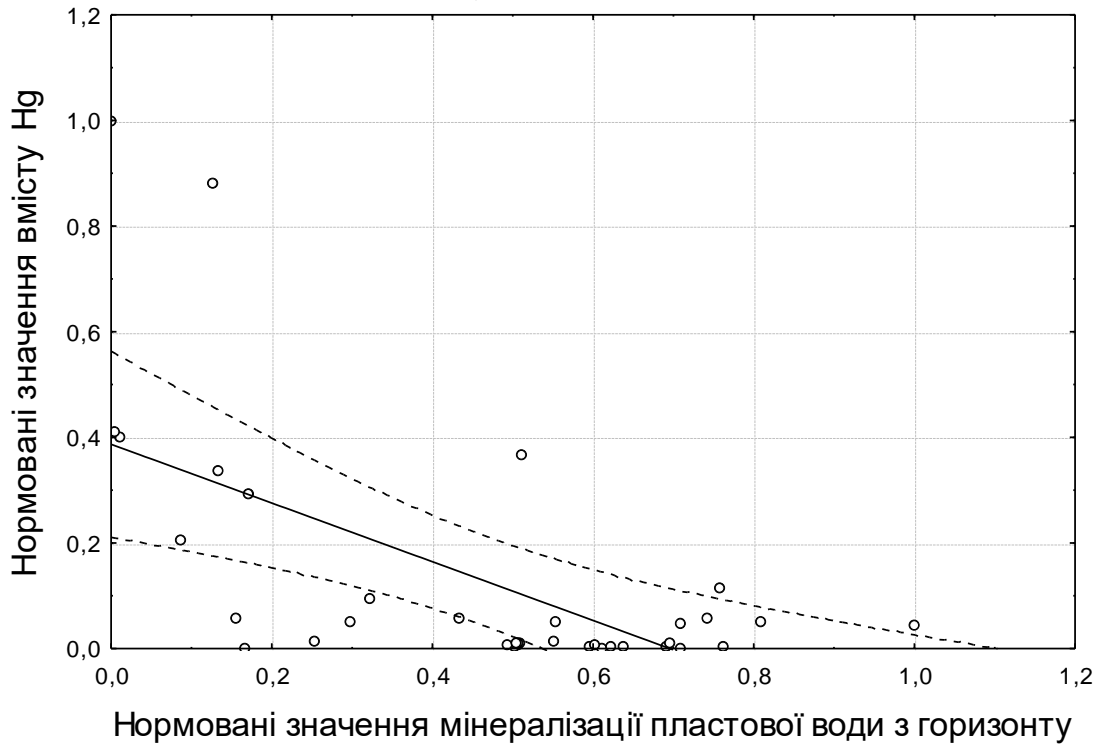


Рисунок 3.16 - Графік рівняння регресії між вмістом ртуті і мінералізацією пластової води

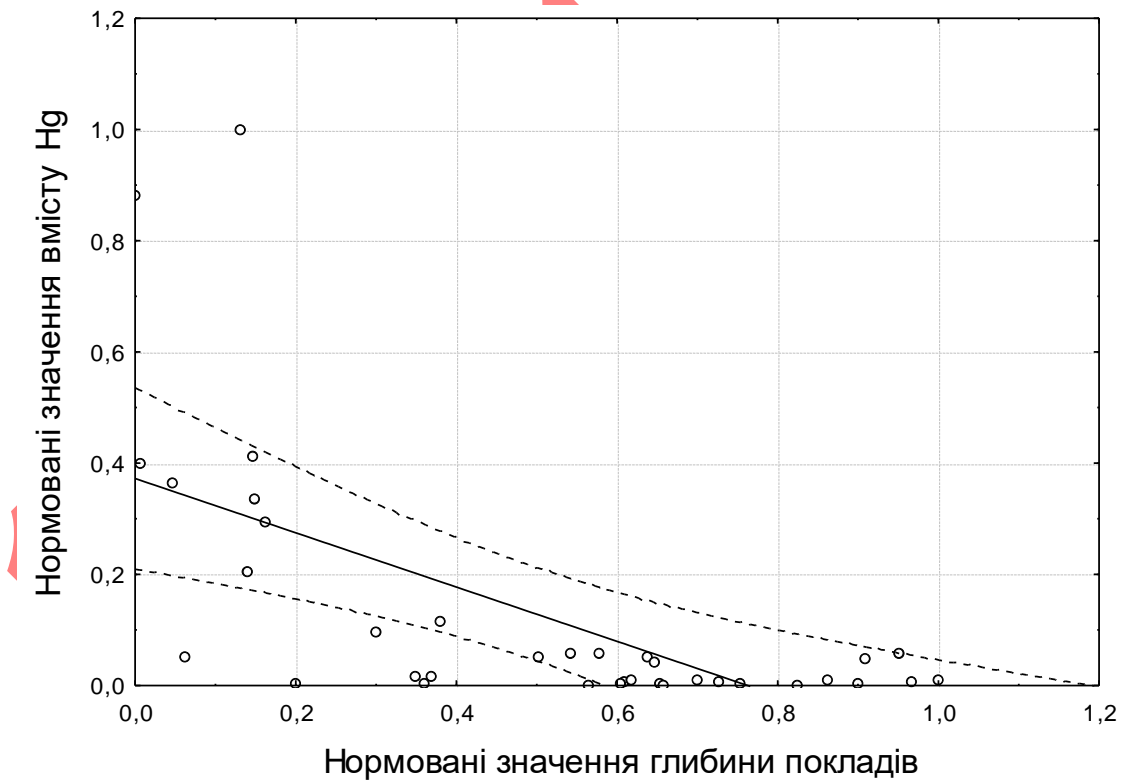


Рисунок 3.17 - Графік рівняння регресії між вмістом ртуті і глибиною розробки

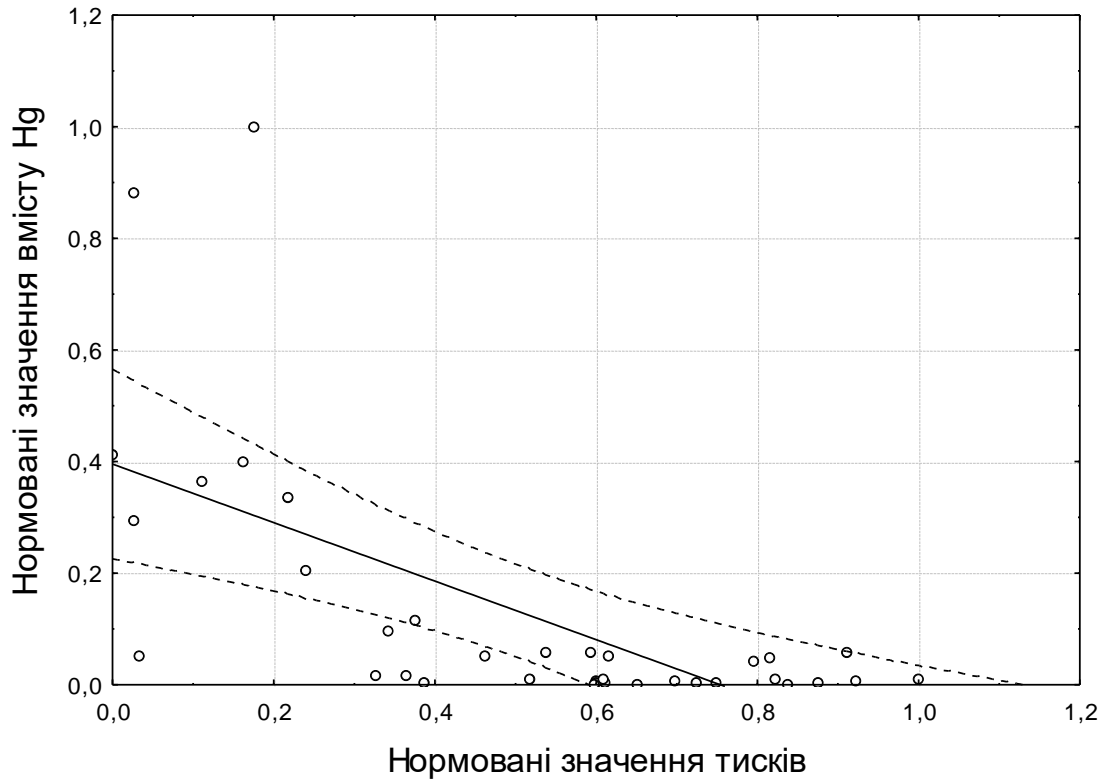


Рисунок 3.18 - Графік рівняння регресії між вмістом ртутію і показниками тисків

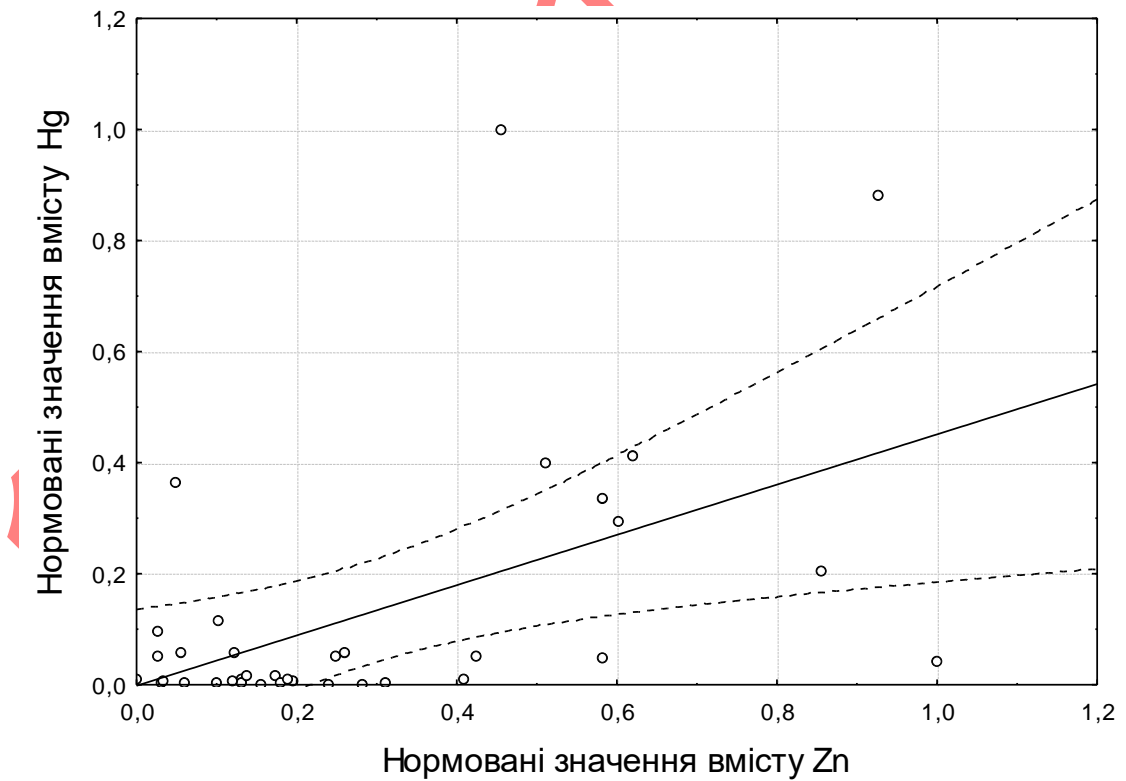


Рисунок 3.19 - Графік рівняння регресії між вмістом ртутію і цинку у нафтах

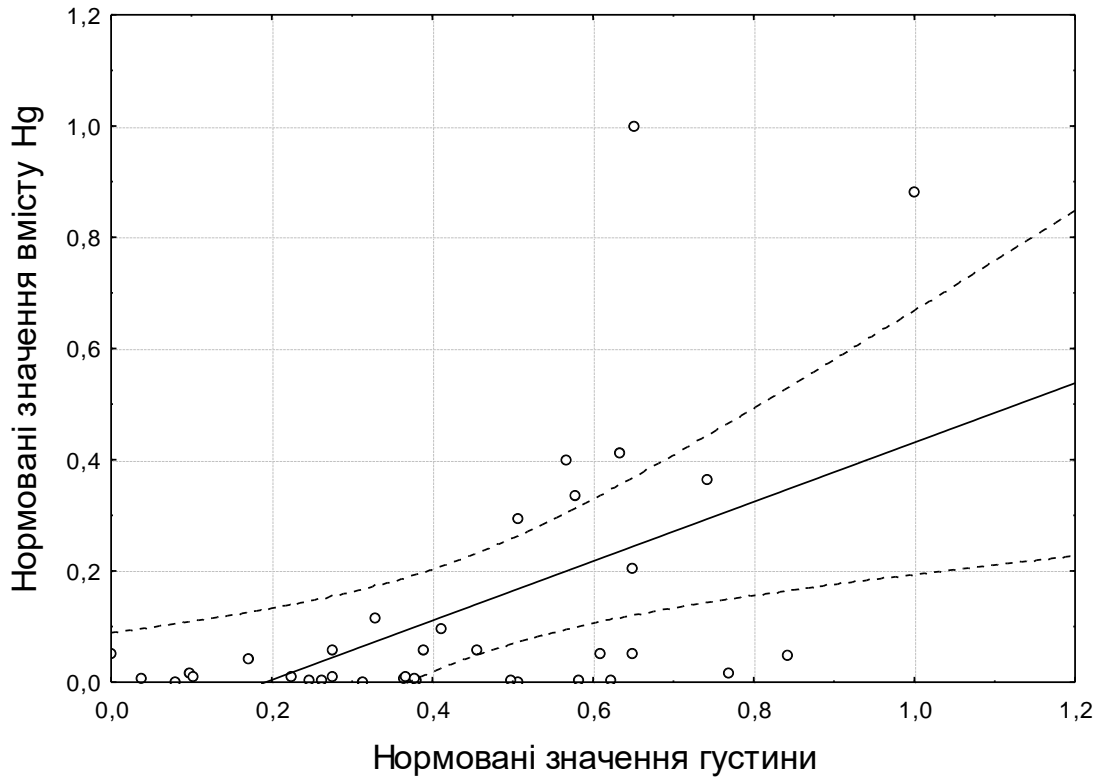


Рисунок 3.20 - Графік рівняння регресії між вмістом ртуті і значеннями густини нафти

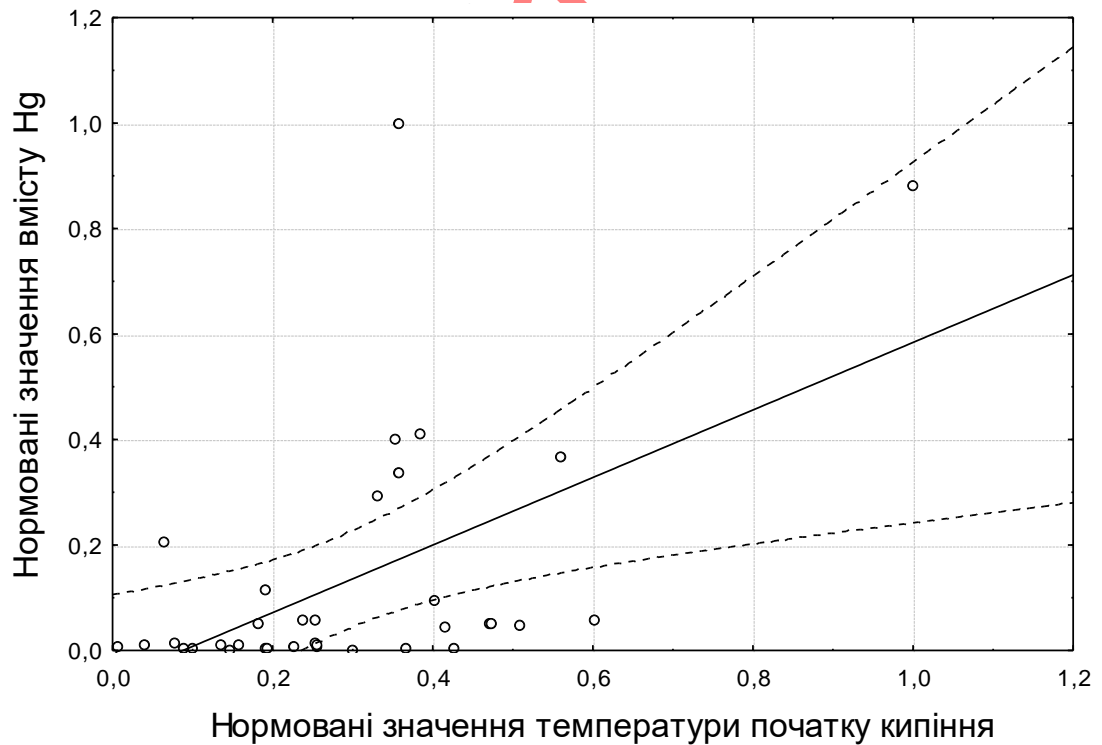


Рисунок 3.21 - Графік рівняння регресії між вмістом ртуті і температурами початку кипіння нафти

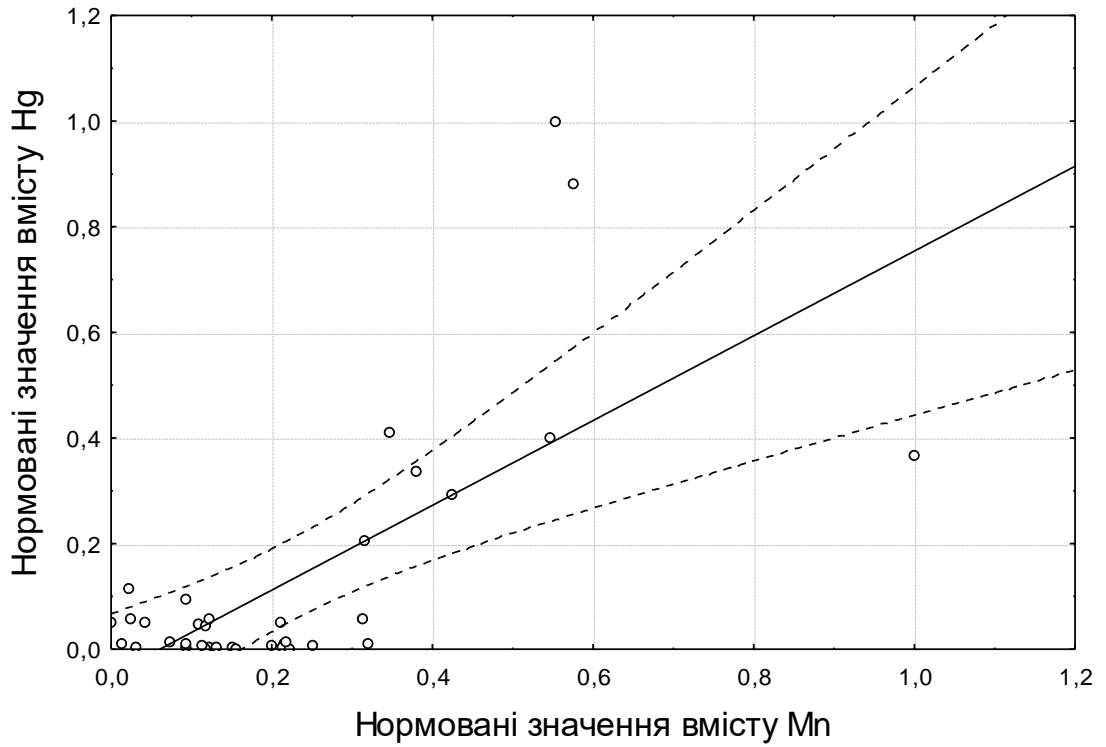


Рисунок 3.22 - Графік рівняння регресії між вмістом ртуті і марганцю у

нафтах

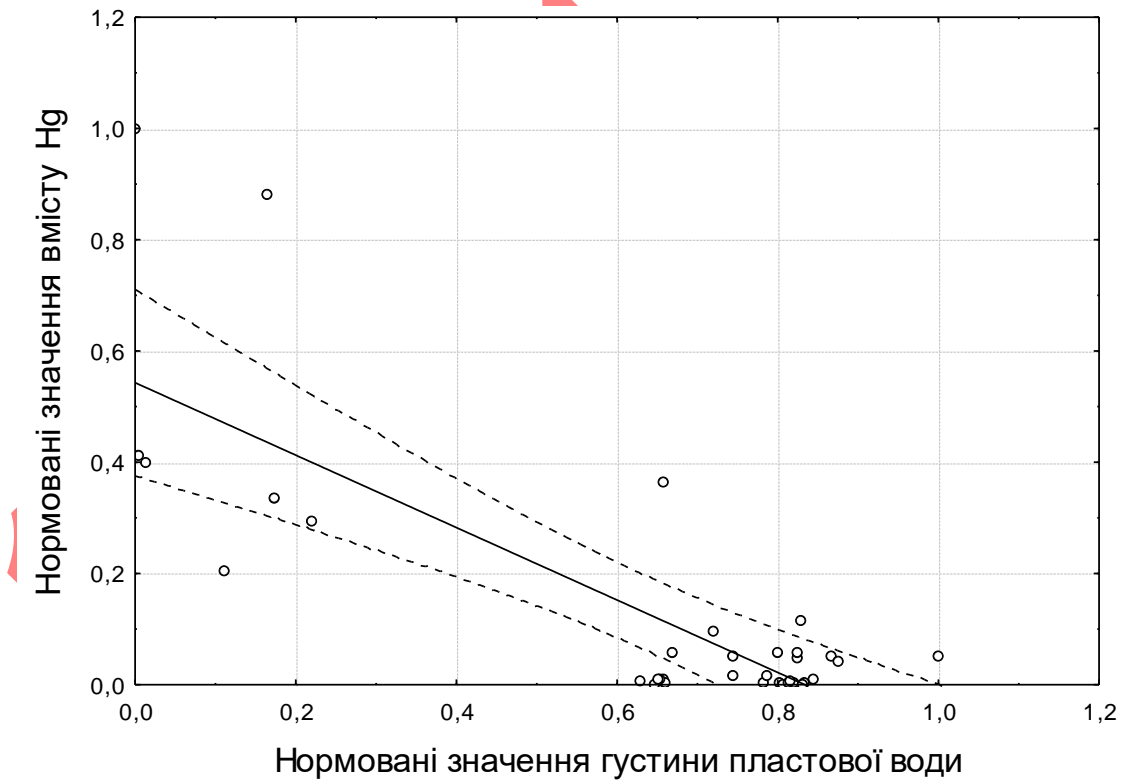


Рисунок 3.23 - Графік рівняння регресії між вмістом ртуті і густиною пластової води

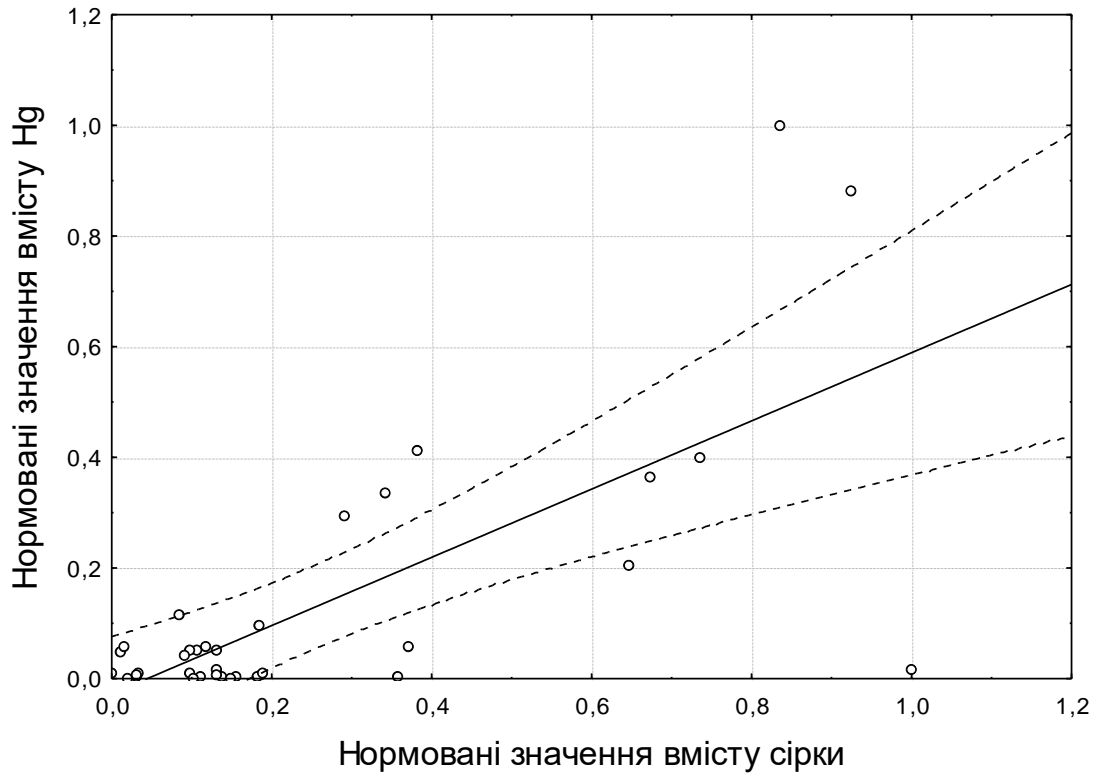


Рисунок 3.24 - Графік рівняння регресії між вмістом меркурію і сірки у нафтах

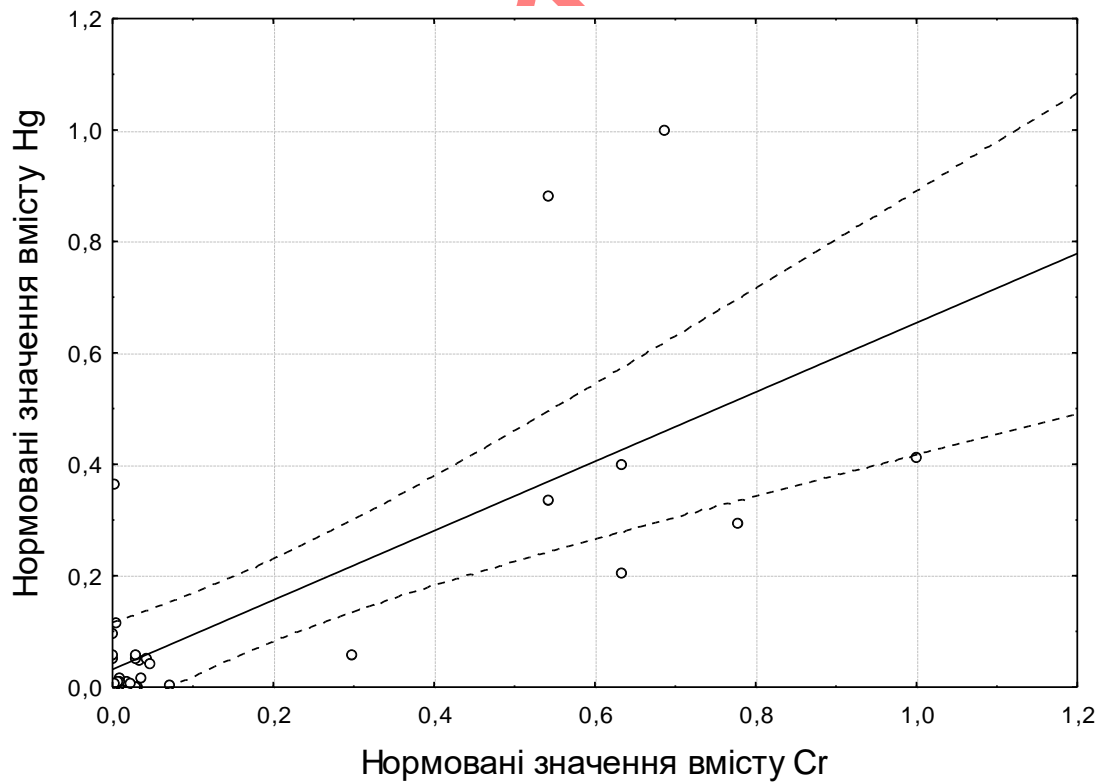


Рисунок 3.25 - Графік рівняння регресії між вмістом меркурію і хрому у нафтах

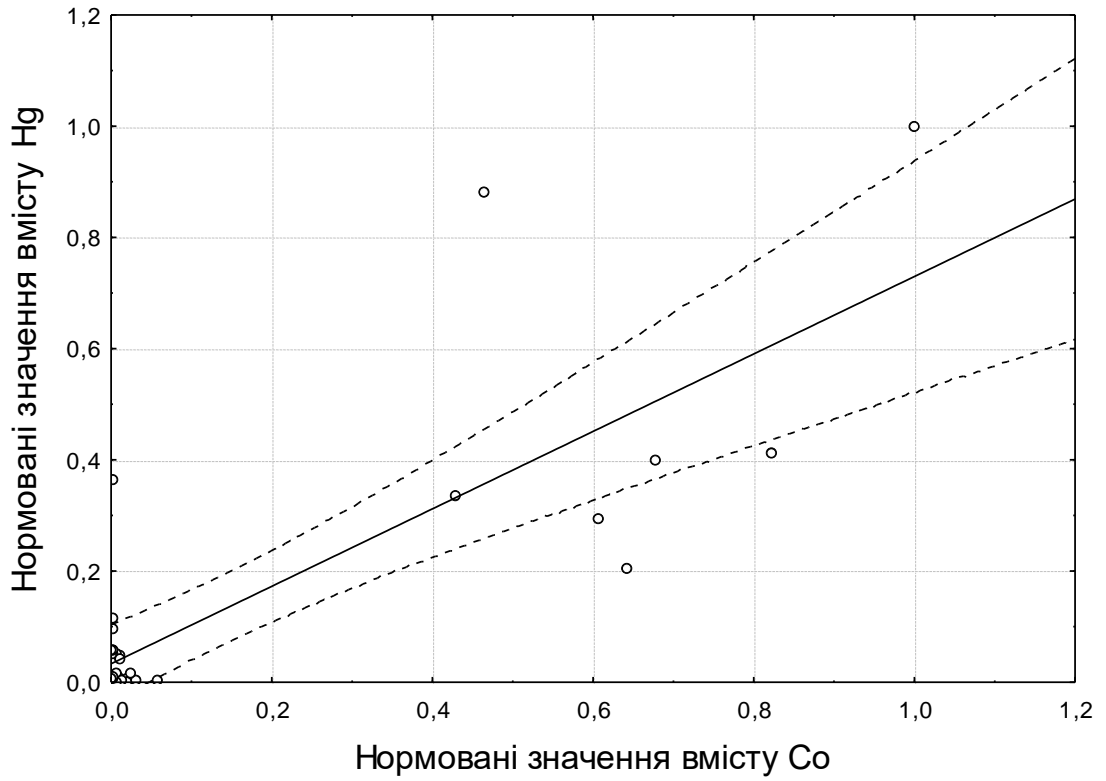


Рисунок 3.26 - Графік рівняння регресії між вмістом меркурію і кобальту у нафтах

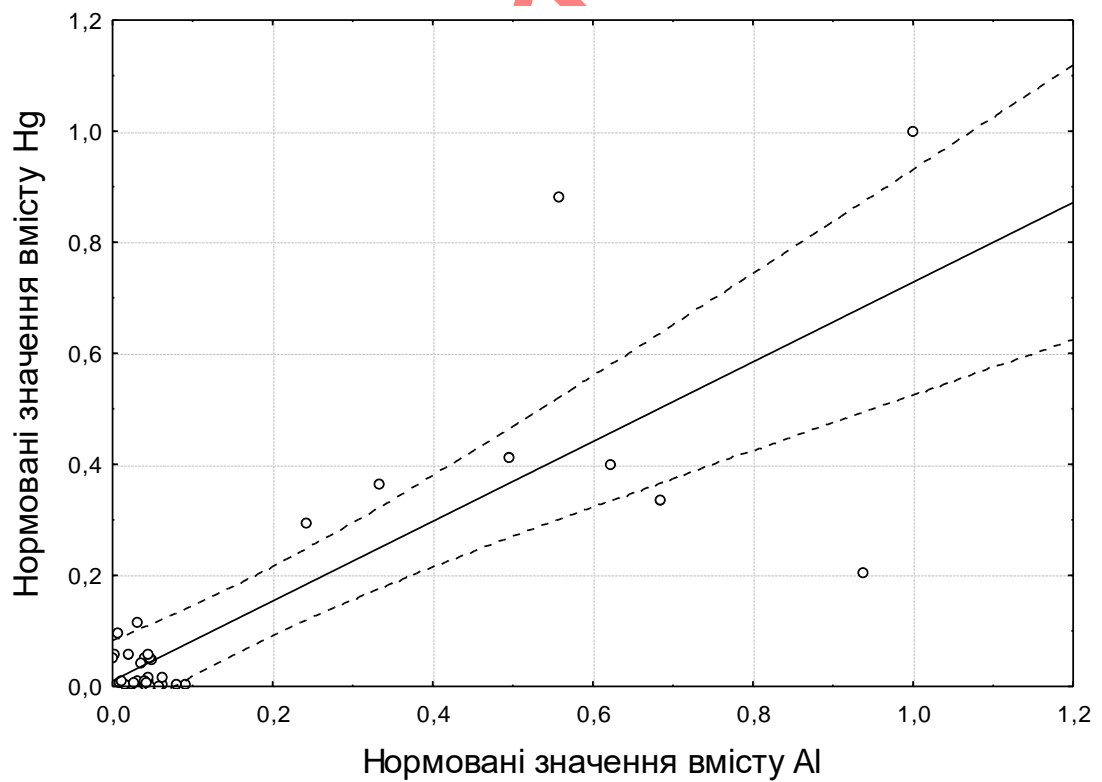


Рисунок 3.27 - Графік рівняння регресії між вмістом меркурію і алюмінію у нафтах

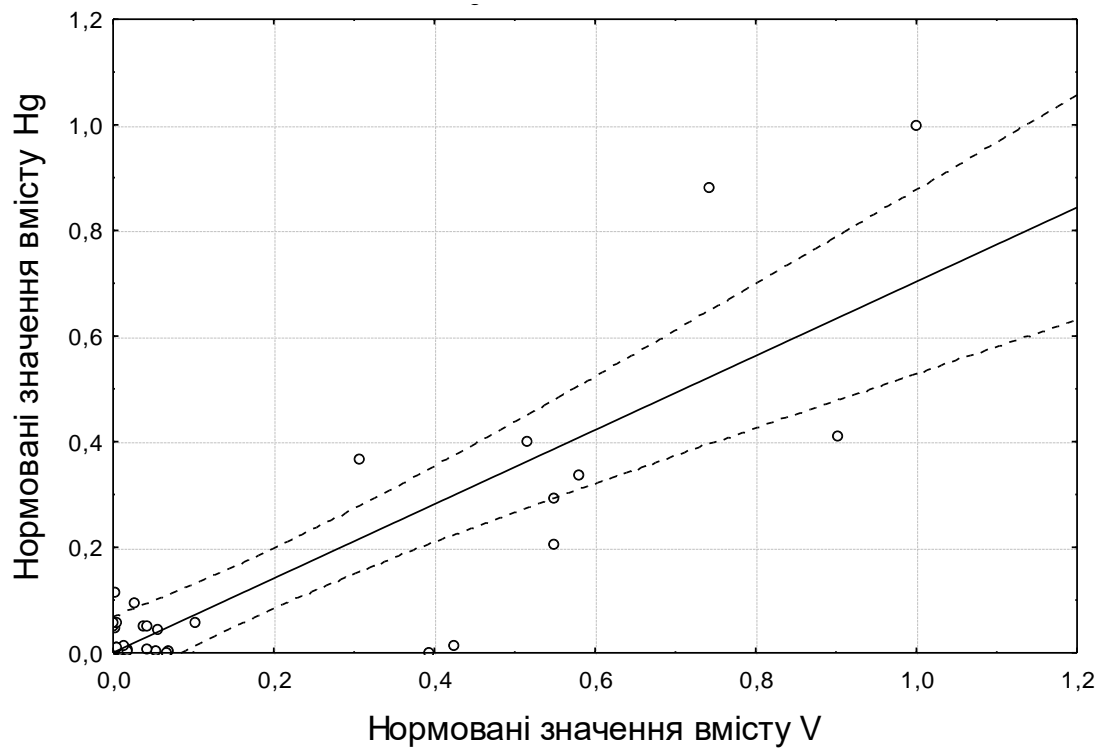


Рисунок 3.28 - Графік рівняння регресії між вмістом меркурію і ванадію у нафтах

В результаті досліджень попередниками [9, 10, 11] було обґрунтовано метод зваженого центроїдного кластерного аналізу, як найбільш оптимальний для розробки класифікації родовищ нафти Дніпровсько-Донецької западини за вмістом металів максимально вільною від суб'єктивного підходу дослідників. У процесі його реалізації була побудована дендрограма (рисунок 3.29), яка відбиває взаємну природну ієрархію аналізованих родовищ за містом меркурію.

Аналіз дендрограми кластеризації родовищ за вмістом меркурію дозволяє візуально виділити сім груп кластерів: 1.1.1.1.1, 1.1.1.1.2, 1.1.1.1.2, 1.1.1.2, 1.1.2, 1.2 і 2.

Середній вміст меркурію у нафтах родовищ Дніпровсько-Донецької западини складає $0,44 \pm 0,13$ ppm, медіанний дорівнює 0,097 ppm. Кластер 1.1.1.1.1 сформований Талалаївським, Качалівським, Солохівським,

Куличихінським, Прилуцьким, Ліповодолинським, Малосорочинським, Софіївським і Суходолівським родовищами з аномально низькими значеннями вмісту ртуті у нафтах від 0,0007 ppm (Талалаївське родовище) до 0,01 ppm (Суходолівське, Софіївське, Малосорочинське, Ліповодолинське та Прилуцьке родовища), при середньому вмісту по кластеру 0,007.

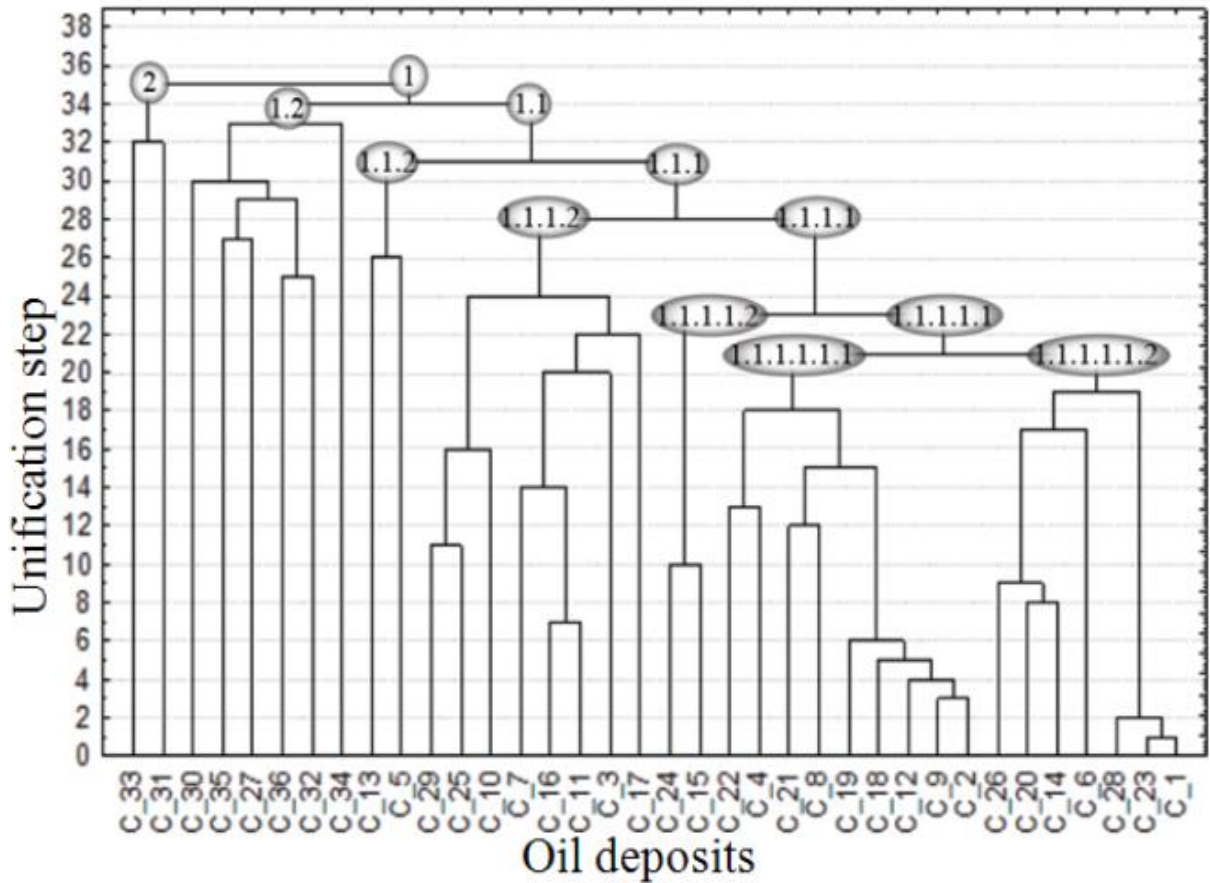
Низькі значення вмісту від 0,02 ppm (Бахмачське родовище) до 0,035 ppm (Щуринське родовище) у нафтах пов'язані з родовищами Бахмачським, Тростянецьким, Ярошівським, Перекопівським, Солонцівським, Щуринським та Карайкозовським кластера 1.1.1.1.2, з середнім вмістом цього елемента по кластеру 0,026 ppm.

Кластер 1.1.1.2 складений родовищами Прокопенківським і Турутинським із вмістом ртуті нижче середнього – 0,05 ppm.

Кластер 1.1.1.2 представлений родовищами Распашновським, Краснозаярським, Матлаховським, Радченковським, Коробочкинським, Монастирщенським, Західно-Харьковцівським та Хухрянським з вмістами ртуті у нафтах від 0,14 ppm (Распашновське родовище) до 0,2 (Західно-Харьковцівське і Хухрянське родовища), із середнім значенням вмісту по кластеру – 0,18 ppm.

Кластер 1.1.2 представлений родовищами Кременівським та Ново-Миколаєвським з відповідними вмістами ртуті у нафтах 0,323 ppm – 0,39 ppm, із середніми концентраціями по кластеру вище середнього по загальній вибірці родовищ – 0,36 ppm.

Кластер 1.2 сформований родовищами Кибицівським №52, Сагайдацьким №1, Кибицівським №56, Юр'ївським, Кибицівським №5 і Кибицівським №1 у яких вміст ртуті у нафтах коливається з 0,7 ppm (родовище Кибицівське №52) до 1,4 ppm (родовище Кибицівське №1) та загальним високим середнім вмістом по кластеру – 1,14 ppm.



Умовні позначення:

1, 2, 1.1, 1.2, 2.1, 2.2, 2.3 – кластери; перелік родовищ: C_1 – Бахмачське, C_2 – Прилуцьке, C_3 – Краснозаярське, C_4 – Качалівське, C_5 – Кременівське, C_6 – Карайкозовське, C_7 – Коробочкинське, C_8 – Куличихінське, C_9 – Ліповодолинське, C_10 – Монастиріщенське, C_11 – Матлаховське, C_12 – Малосорочинське, C_13 – Ново-Миколаєвське, C_14 – Перекопівське, C_15 – Прокопенківське, C_16 – Радченковське, C_17 – Распашновське, C_18 – Софіївське, C_19 – Суходолівське, C_20 – Солонцівське, C_21 – Солохівське, C_22 – Талалаївське, C_23 – Тростянецьке, C_24 – Турутинське, C_25 – Харьковцівське, C_26 – Щуринське, C_27 – Юр'ївське, C_28 – Ярошівське, C_29 – Хухрянське, C_30 – Сагайдацьке №1, C_31 – Сагайдацьке №13, C_32 – Кибицівське №5, C_33 – Кибицівське №51, C_34 – Кибицівське №52, C_35 – Кибицівське №56, C_36 – Кибицівське №1

Рисунок 3.29 - Дендрограма результатів кластеризації зваженим центроїдним методом родовищ по вмісту меркурію у нафтах

Два родовища Сагайдацьке №13 і Кибицівське №51 з аномально високим вмістом ртуті у нафтах відповідно від 3,0 ppm до 3,4 ppm формують кластер 2 із середнім значенням 3,2 ppm.

Висновки за розділом.

Аналіз результатів розрахованих описових статистик вмісту ртуті у нафтах 36 родовищ Дніпровсько-Донецької западини (Бахмачське, Прилуцьке, Краснозаярське, Качалівське, Кременівське, Карайкозовське, Коробочкинське, Куличихінське, Ліповодолинське, Монастирщенське, Матлаховське, Малосорочинське, Ново-Миколаєвське, Перекопівське, Прокопенківське, Радченковське, Распашновське, Софіївське, Суходолівське, Солонцівське, Солохівське, Талалаївське, Тростянецьке, Турутинське, Харківцівське, Щуринське, Юр'ївське, Ярошівське, Хухрянське, Сагайдацьке №1, Сагайдацьке №13, Кибицівське №5, Кибицівське №51, Кибицівське №52, Кибицівське №56, Кибицівське №1), виконаних кореляційних та регресійних аналізів, а також кластерного аналізу дозволяє сформулювати наступні основні висновки:

1. Вміст ртуті в пробах нафти з 36 родовищ найбільш значущої нафтогазової провінції України - Дніпровсько-Донецької западини, мають істотні варіації (відмінність значних середніх концентрацій за вибірками із проаналізованих родовищ складає більше трьох порядків) при середньому значенні в $0,437 \pm 0,133$ ppm. Враховуючи значення концентрації ртуті для фундаментальних наукових розробок в області походження нафти, отримані результати можуть опосередковано свідчити про реалізацію кількох генетичних моделей її формування в даному регіоні.

2. Незважаючи на суттєву варіативність тісноти кореляційного зв'язку вмісту ртуті з іншими геохімічними та геолого-технологічними параметрами необхідно враховувати їхній статистично значущий характер. Це в свою чергу дозволяє виділити з усіх параметрів, що розглядаються в роботі, групу генетично і/або парагенетично пов'язаних з накопиченням

меркурію в нафті (концентрації ванадію, алюмінію, кобальту, хрому, сірки, марганцю, цинку; сумарного вмісту металів V, Zn, Cr, Mn, Co, Fe, Hg, Al; значення щільності і в'язкості нафти; температурою початку кипіння нафти (initial boiling point); вмісту смоли і парафінів.

3. Встановлений дуже слабкий кореляційний зв'язок між вмістом меркурію і смол та парафінів з одного боку і тісний із вмістом сірки в нафтах розглянутих родовищ з іншого боку, свідчить про провідну роль як основних концентраторів меркурію більш низькомолекулярних сірковмісних компонентів нафтової системи в родовищах регіону.

4. Таким чином, за результатами кластерного аналізу вибірккові середні значення концентрацій меркурію, що значимо відрізняються між окремими родовищами чи групами родовищ в установлених рядах можна інтерпретувати в термінології якісної оцінки, як: аномально низькі; низькі; нижче середніх; середні; вище середніх; високі; аномально високі. Реалізація такого підходу, у свою чергу, дає можливість запропонувати природну класифікацію родовищ Дніпровсько-Донецької западини за вмістом ванадію, яку наведено у таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Природна класифікація родовищ Дніпровсько-Донецької западини за вмістом меркурію

№ п.п.	Вміст меркурію (якісна оцінка вмісту; вміст від/до у ppm; середній вміст у ppm)	Назва родовища
1	2	3
1	аномально низькі значення; 0,0007/0,01; 0,0074	Талалаївське, Качалівське, Солохівське, Куличихінське, Прилуцьке, Ліповодолинське, Малосорочинське, Софіївське, Суходолівське

Закінчення таблиці 3.2

1	2	3
2	низькі значення; 0,02/0,035; 0,026	Бахмачське, Тростянецьке, Ярошівське, Перекопівське, Солонцівське, Щуринське, Карайкозовське
3	значення нижче середніх; 0,05/0,05; 0,05	Прокопенківське, Турутинське
4	середнє значення; 0,144/0,2; 0,177	Распашновське, Краснозаярське, Матлаховське, Радченковське, Коробочкинське, Монастиріщенське, Західно-Харьковцівське, Хухрянське
5	значення вище за середнє; 0,323/0,39; 0,356	Кременівське, Ново-Миколаєвське
6	високе значення; 0,7/1,4; 0,141	Кибицівське №52, Сагайдацьке №1, Кибицівське №56, Юр'ївське, Кибицівське №5
7	аномально високі значення; 3,0/3,40; 3,20	Сагайдацьке №13, Кибицівське №51

ВИСНОВКИ

Для досягнення поставленої в роботі мети були використані результати рентгено-флуоресцентних аналізів вмісту ванадію у нафтах з 36 родовищ Дніпровсько-Донецької западини: Бахмачського, Прилуцького, Краснозаярського, Качалівського, Кременівського, Карайкозовського, Коробочкинського, Куличихінського, Ліповодолинського, Монастирщенського, Матлаховського, Малосорочинського, Ново-Миколаєвського, Перекопівського, Прокопенківського, Радченковського, Распашновського, Софіївського, Суходолівського, Солонцівського, Солохівського, Талалаївського, Тростянецького, Турутинського, Харьковцівського, Щуринського, Юр'ївського, Ярошівського, Хухрянського, Сагайдацького №1, Сагайдацького №13, Кибицівського №5, Кибицівського №51, Кибицівського №52, Кибицівського №56, Кибицівського №1. Дослідження не менше ніж 30 зразків нафти з кожного родовища на вміст металів проводилися на енерго-дисперсійному спектрометрі «Спрут» СЕФ 01.

В ході виконання кваліфікаційної роботи з метою виявлення основних особливостей геохімії меркурію у нафтах родовищ Дніпровсько-Донецької западини та їх подальшого аналізу було проведено аналітичний огляд літературних джерел з тектонічної будови Дніпровсько-Донецької западини, обрано і освоєно методику досліджень та проаналізовано геолого-промислові особливості Малосорочинського нафтогазового родовища, Прилуцького нафтового родовища та Прокопенківського нафтового родовища.

Також були розраховані 22 коефіцієнти кореляції, 22 рівняння регресії та побудовані їх графіки.

В процесі виконання кваліфікаційної роботи виконані мною дослідження дозволяють сформулювати такі основні висновки:

1. Дніпровсько-Донецька западина входить до складу трансконтинентального Сарматсько-Туранського лінеамента, який перетинає Східно-Європейську платформу з південного сходу на північний захід і відділяє Український кристалічний щит від Руської плити. Беручи свій початок в Центральній Азії, лінеамент у межах Європи виглядає як низка гетерогенних генетично пов'язаних великих тектонічних елементів (кряж Карпінського, складчастий Донбас, Дніпровсько-Донецька і Прип'ятська западини, Поліська сідловина, Підлясько-Брестська западина).

2. Згідно з сучасними поглядами на формування тектонічно активних зон земної кори в складній геологічній історії Дніпровсько-Донецького рифта можна виділити два основні періоди (цикли) розвитку. Перший, рифейський цикл був початком прояву інтенсивних тектонічних рухів, що створили найглибший і найскладніший за своєю будовою елемент Східно-Європейської платформи. Рифтова зона цього періоду збереглася донині у вигляді грабена, який простежується від Донбасу на північний захід до лінії Зіньків - Шишаки. В складі другого періоду розвитку рифтової системи виділяються передавлагогенна, авлакогенна, синеклізно-міогеосинклінальна та синеклізна стадії.

Передавлагогенна стадія ($D_2 - D_{3fr1}$) почалася в ейфельський вік середнього девону після довгої перерви в осадконагромадженні і руйнування утворень Сарматського щита. Одночасно з зануренням території і седиментацією в її межах формувалася система глибинних розломів. Багато з них досягали мантії і служили провідними каналами для магми. Площа вулканічної діяльності з часом збільшувалася. Розломи зумовили блокову будову ложа докембрійських утворень і мобільність його складових частин на протязі другого періоду розвитку рифта.

Авлакогенна стадія ($D_{3fr2} - C_{1t-v_1}$) в свою чергу включає три етапи: девонський (задонсько-слецький), девонсько-кам'яновугільний (лебедянсько-руденківський) та кам'яновугільний (турнейсько-

нижньовізейський). Це була найактивніша тектонічна стадія, яка відобразилася в мозаїчному характері зміни потужностей окремих товщ, їх літофацій, у різноманітності речовинного складу порід та бурхливій вулканічній діяльності на території всієї западини. Наприкінці стадії остаточно сформувалися крайові розломи.

Синеклізно-міогеосинклінальна стадія (C_1v_2 - P) в свою чергу розділяється на три етапи: верхньовізейськосерпуховський, середньокам'яновугільний та верхньокам'яновугільно-пермський. На відміну від утворень попередньої стадії цим відкладам притаманна відносна латеральна літолого-фаціальна витриманість внаслідок їх накопичення в єдиному Дніпровсько-Донецькому седиментаційному басейні.

Остання четверта тріас-четвертинна синеклізна стадія (T - Q) проходила у чотири етапи: індсько-норійський, юрський, сеномансько-маастрихтський та кайнозойський. Дислокації цього періоду переважно плікативного типу. Лише в межах активних солянокупольних структур формувалася розгалужена сітка тектонічних порушень.

У межах грабена встановлені структури третього порядку: вали, виступи, сідловини, структурні затоки, депресії, котловини, мульди.

Багато додатних структур четвертого порядку тією чи іншою мірою ускладнені соляним тектогенезом. Він проявляється діапіризмом з різними стратиграфічними рівнями підйому солі. Найпоширенішим є передчетвертинний та передмезозойський, рідше зустрічаються передпалеогеновий, передсерпуховський, передверхньовізейський та передкам'яновугільний.

3. За результатами вивчення глибинної будови літосфери встановлено, що у межах центральної частини Дніпровсько-Донецької западини скорочується потужність консолідованої кори. Поверхня Мохо піднімається до 30 км, в той час як у межах суміжних Українського щита і Воронезького кристалічного масиву вона знаходиться на глибинах від 45 до 55 км.

4. Для виконання завдання з встановлення основних особливостей геохімії ртуті у нафтах родовищ Дніпровсько-Донецької западини було використано геологічні, аналітичні методи та методи математичного моделювання.

5. Середній вміст ртуті у нафті розглянутих родовищ становить $0,437 \pm 0,133$ ppm при довірчому інтервалі 0,95, вибіркова дисперсія 0,639, стандартне відхилення 0,799, медіанне значення відповідає 0,97 ppm, ексцес дорівнює 6,964, асиметричність 2,616. Мінімальний середній вміст Hg дорівнює 0,0007 ppm для нафти Талалаївського родовища, а максимальне середнє значення цього показника в 3,4 ppm характеризує нафту родовища Кибицівське №51. Встановлений дуже слабкий кореляційний зв'язок між вмістом ртуті і смол та парафінів з одного боку і тисний із вмістом сірки в нафтах розглянутих родовищ з іншого боку, свідчить про провідну роль як основних концентраторів ртуті більш низькомолекулярних сірковмісних компонентів нафтової системи в родовищах регіону.

6. Вміст ртуті в пробах нафти з 36 родовищ найбільш значущої нафтогазової провінції України - Дніпровсько-Донецької западини, мають істотні варіації (відмінність значних середніх концентрацій за вибірками із проаналізованих родовищ складає більше трьох порядків). Враховуючи значення концентрації ртуті для фундаментальних наукових розробок в області походження нафти, отримані результати можуть опосередковано свідчити про реалізацію кількох генетичних моделей її формування в даному регіоні.

7. За результатами виконаних досліджень вибіркові середні значення концентрацій ртуті, що значимо відрізняються між окремими родовищами чи групами родовищ в установлених кластерах можна інтерпретувати в термінології якісної оцінки, як: аномально низькі; низькі; нижче середніх; середні; вище середніх; високі; аномально високі. Реалізація такого підходу, у свою чергу, дає можливість запропонувати природну

класифікацію родовищ Дніпровсько-Донецької западини за вмістом ртуті, яку наведено у таблиці 3.2.

Основне наукове значення отриманих результатів полягає у розробці природної класифікації родовищ нафти за вмістом ртуті, виявленні типоморфних ознак нафт розглянутих родовищ та встановленню провідної ролі як основних концентраторів ртуті низькомолекулярних сірковмісних компонентів нафтової системи в родовищах регіону.

Практичне значення отриманих результатів полягає у встановленні середніх концентрацій та можливості прогнозування вмісту ртуті у нафтах досліджених родовищ за допомогою розрахованих рівнянь регресії. Це дозволить прогнозувати вміст цього елемента у нафті в процесі нафтовидобутку, а також у відходах і продуктах нафтопереробки, розробляти і планувати технологічні заходи направлені з одного боку, на зменшення негативного впливу на екологічну обстановку регіону в цілому і технологію нафтопереробки, а з іншого – на вилучення і використання ртуті як цінного супутнього компонента у нафтах з родовищ Дніпровсько-Донецької западини згідно з рішенням Ради національної безпеки і оборони України від 16 липня 2021 року «Про стимулювання пошуку, видобутку та збагачення корисних копалин, які мають стратегічне значення для сталого розвитку економіки та обороноздатності держави» та Указом Президента України №306/2021 від 23 липня 2021 року.

Сфера застосування отриманих результатів полягає у прогнозуванні геолого-екологічних, технологічних та економічних наслідків видобутку та переробки нафти з родовищ найбільшого за обсягом розвіданих запасів і прогнозних ресурсів в Україні Східного нафтогазового регіону, який у тектонічному відношенні співпадає з Дніпровсько-Донецькою западиною. Матеріали кваліфікаційної роботи були апробовані на 77 науково-технічній конференції «Тиждень студентської науки» та Всеукраїнській науково-технічній конференції аспірантів та молодих вчених «Наукова весна».

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ІНФОРМАЦІЇ

- 1 Атлас родовищ нафти і газу. Т. 1. / за ред. М. М. Іванюти, В. О. Феदिшина, Б. І. Денеги, Ю. А. Арсірія, Я. Г. Лазарука. Львів. УНГА, 1998. 494 с.
- 2 Атлас родовищ нафти і газу. Т. 2. / за ред. М. М. Іванюти, В. О. Федишина, Б. І. Денеги, Ю. А. Арсірія, Я. Г. Лазарука. Львів. УНГА, 1998. 427 с.
- 3 Атлас родовищ нафти і газу. Т. 3. / за ред. М. М. Іванюти, В. О. Федишина, Б. І. Денеги, Ю. А. Арсірія, Я. Г. Лазарука. Львів. УНГА, 1998. 521 с.
- 4 Гавриш В. К. Дніпровсько-Донецька западина та її великомасштабне районування // Вісник АН УРСР. 1986, № 5. С. 4–14.
- 5 Горючі корисні копалини України : підручник / В.А. Михайлов, М.В. Курило, В.Г. Омельченко, Л.С. Мончак, В.В. Огар, В.М. Загнітко, О.В. Омельчук, В.В. Шунько, В.М. Гулій. Київ : КНТ, 2009. 380 с.
- 6 Лукін О.Ю. Девон Дніпровсько-Донецького авлакогену (тектоно-сидиментаційні комплекси, формації, генетичні типи відкладів та літогеодинаміка). Геологічний журнал. 2006. № 2-3 (47). С. 26–46.
- 7 Ishkov V.V. Definite peculiarities of toxic and potentially toxic elements distribution in coal seams of Pavlograd-Petropavlovka region. // V.V. Ishkov, E.S.Koziy, A.L. Lozovoi // Збірник наукових праць НГУ.–2013.–№ 42. –С.18-23.
- 8 Kozar, M.A., Ishkov, V.V., Kozii, Ye.S., Pashchenko P.S. (2020), New data about the distribution of nickel, lead and chromium in the coal seams of the Donetsk- Makiivka geological and industrial district of the Donbas, Journ. Geol. Geograph. Geoecology, № 29(4), pp. 722-730. <http://doi: 10.15421/112065>

9 А.М. Єрофєєв, В.В. Ішков, Е.С. Козий, С.Є.Барташевський
Дослідження методів кластеризації родовищ нафти Дніпровсько-Донецької
западини з метою створення їх класифікації за вмістом металів (на прикладі
V). Наукові праці ДонНТУ. Серія Гірничо-геологічна, 2021. – №1(25) – 2(26).
С. 83 – 93.

10 Ішков В.В., Козий Є.С. Розподіл арсену та ртуті у вугільному пласті k5
шахти «Капітальна», Донбас. Мінералогічний журнал, 2021. Том 43, №4. С.
73 – 86. <https://doi.org/10.15407/mineraljournal.43.04.073>

11 Ішков В.В. Козий Е.С. О классификации угольных пластов по
содержанию токсичных элементов с помощью кластерного анализа. Збірник
наукових праць Національного гірничого університету. 2014. № 45. С. 209-
221.

12 Ішков В.В. Кобальт и ванадий в угле основных рабочих пластов
Алмазно-Марьевского геолого-промышленного района Донбасса // Науковий
вісник НГУ. –2009. - №10. – С. 48-53.

13 Ішков В.В. О распределении токсичных и потенциально-токсичных
элементов в угле пласта с₆^н шахты «Терновская» Павлоград-
Петропавловского геолого-промышленного района / В.В. Ишков, Е.С. Козий
// Матеріали міжнародної конференції «Форум гірників». 2-5 жовтня 2013
року – Дніпропетровськ. – 2013. – С. 49-55.

14 Ішков В.В. Новые данные о распределении токсичных и потенциально
токсичных элементов в угле пласта с₆^н шахты «Терновская» Павлоград-
Петропавловского геолого-промышленного района / В.В. Ишков, Е.С. Козий
// Збірник наукових праць НГУ. – 2013.- № 41. – С 201-208.

15 Ішков В.В., Нагорный В.Н. О закономерностях накопления ртути в
угольных пластах Красноармейского геолого-промышленного района
Донбасса. Науковий вісник Національного гірничого університету. № 6,
2005. с. 84 – 88.

ДОДАТОК А

Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
			Документація		
1	A4	ТСТ.ОППМ.20.12.ПЗ	Пояснювальна записка	69	
			Графічні матеріали	24	Електронний ресурс
			Презентація Microsoft PowerPoint		Слайди

103-18-1

ДОДАТОК Б

Сертифікат учасника 77-ї студентської науково-технічної конференції
«Тиждень студентської науки»



ДОДАТОК В

Сертифікат учасника XII Всеукраїнської науково-технічної конференції
аспірантів та молодих вчених «Наукова весна»



ДОДАТОК Г

ВІДГУК

керівника на кваліфікаційну роботу бакалавра
ст. гр. 103-18-1 Владика Даниїла Володимировича
на тему «Основні особливості геохімії меркурію у нафтах родовищ
Дніпровсько-Донецької западини»

Кваліфікаційна робота бакалавра Владика Д.В. є актуальною. Встановлення особливостей геохімії Hg у нафтах родовищ Дніпровсько-Донецької западини дозволить прогнозувати вміст цього елемента у нафті в процесі нафтовидобутку, а також у відходах і продуктах нафтопереробки, розробляти і планувати технологічні заходи направлені на вилучення і використання Hg як цінного супутнього компонента у нафтах згідно з рішенням РНБО України від 16 липня 2021 р. «Про стимулювання пошуку, видобутку та збагачення корисних копалин, які мають стратегічне значення для сталого розвитку економіки та обороноздатності держави» та Указом Президента України №306/2021 від 23 липня 2021 р. Кваліфікаційна робота виконана у повній відповідності змісту стандарту вищої освіти.

Практичне значення отриманих результатів полягає у встановленні середніх концентрацій та можливості прогнозування вмісту Hg у нафтах досліджених родовищ за допомогою розрахованих рівнянь регресії.

Основне наукове значення отриманих результатів полягає у розробці природної класифікації родовищ нафти за вмістом Hg та встановленню що саме низькомолекулярні сірковмісні компоненти нафтової системи є основними концентраторами Hg у нафтових родовищах ДДЗ.

Владик Д.В. при виконанні кваліфікаційної роботи бакалавра продемонстровано загальні і спеціальні компетентності, що корелюються з переліком відповідно до стандарту вищої освіти зі спеціальності 103 Науки про Землю. Зокрема, автором показані вміння виявляти, ставити, вирішувати проблеми та приймати обґрунтовані рішення в професійній діяльності, володіти сучасними методами досліджень. Було підтверджено отримання бакалавром здатності до творчої роботи, професійно аналізувати інформацію, використовувати сучасні геоінформаційні технології.

Результати кваліфікаційної роботи – обґрунтовані, осмислені. Кваліфікаційна робота характеризує уміння автора виявляти та розв'язувати проблеми, оновлювати та інтегрувати знання. Мова тексту кваліфікаційної роботи зрозуміла з дуже незначними хибами. Продемонстровано упевнене володіння компетенціями автономності та відповідальності.

Інтегральна оцінка кваліфікаційної роботи бакалавра – 98 «відмінно».

Керівник кваліфікаційної
роботи бакалавра

доц. Ішков В.В.

ДОДАТОК Д

РЕЦЕНЗІЯ

на кваліфікаційну роботу бакалавра
ст. гр. 103-18-1 Владика Даниїла Володимировича
на тему «Основні особливості геохімії меркурію у нафтах родовищ
Дніпровсько-Донецької западини»

Кваліфікаційна робота бакалавра виконана у відповідності до існуючих методичних вимог. Автором правильно визначено мету, об'єкт та предмет дослідження. Робота є актуальною тому, що вирішує питання пов'язані з виконанням рішення РНБО України від 16 липня 2021 р. та Указу Президента України №306/2021 від 23 липня 2021 р.

Аналітичні данні про особливості геохімії меркурію у нафтах 36 родовищ Дніпровсько-Донецької западини були проаналізовані за допомогою математичного моделювання у професійному програмному середовищі «STATISTICA» та «SPSS». Автором загалом було розраховані 22 коефіцієнта кореляції і регресійні моделі та побудовані їх графіки. Загалом у роботі наведено 31 рисунок, 3 таблиці та 7 додатків.

Матеріали кваліфікаційної роботи були апробовані на 2 конференціях, одна із яких була всеукраїнська.

Результати кваліфікаційної роботи правильні, обґрунтовані, осмислені. Кваліфікаційна робота характеризує уміння провадити інноваційну діяльність, виявляти та розв'язувати проблеми, оновлювати та інтегрувати знання. Мова тексту кваліфікаційної роботи зрозуміла. Продемонстровано упевнене володіння компетенціями автономності та відповідальності.

Автором продемонстровано загальні і спеціальні компетентності, що корелюються з переліком відповідно до стандарту вищої освіти зі спеціальності 103 Науки про Землю.

Кваліфікаційна робота бакалавра в цілому заслуговує оцінки «відмінно».

Рецензент

Завідувач кафедри

геофізичних методів розвідки

НТУ «Дніпровська політехніка»

проф. Довбніч М.М.

ДОДАТОК Е**ДЕКЛАРАЦІЯ**

академічної доброчесності здобувача вищої освіти

НТУ «Дніпровська політехніка»

Я Владик Д.В. студент 4-го курсу, денної форми навчання, освітньо-кваліфікаційного рівня «бакалавр», спеціальності 103 Науки про Землю, освітньої програми «Геологія»:

– підтверджую, що написана мною кваліфікаційна робота на тему «Основні особливості геохімії меркурію у нафтах родовищ Дніпровсько-Донецької западини» відповідає вимогам академічної доброчесності та не містить порушень, що визначені у статті 42 Закону України «Про освіту», зі змістом яких ознайомлений;

– згоден на перевірку моєї роботи на відповідність критеріям академічної доброчесності у будь-який спосіб, у тому числі за допомогою інтернет системи, а також на архівування роботи в базі даних цієї програми.

08.06.2022

Владик Д.В.