

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 Горової Ольги Миколаївни
(ПІБ)
академічної групи 103-18з-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 нікелю 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 родовищ
корисних копалин
 (повна назва)
Жильцова І.В.
 (підпис) (прізвище, ініціали)

« 18 » квітня 2022 року

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

студенту Горової Ольги Миколаївни академічної групи 103-18з-1
 (прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 103 Науки про Землю

спеціалізації за освітньою програмою «Геологія»
 (за наявності)

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

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 15.04.2022 № 202-с

Розділ	Зміст	Термін виконання
Загальний	Загальні відомості про родовища нафти и газу України	15.04.22-25.04.22
Спеціальний	Методика досліджень	26.04.22-01.05.22
	Основні особливості геохімії нікелю 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

15.06.2022

Прийнято до виконання _____
 (підпис студента)

Горова О.М.
 (прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 60 с., 29 рис., 2 табл., 7 додатків, 15 джерел.

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

Предмет дослідження – геохімічні особливості нікелю.

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

Мета роботи – вивчення, аналіз та встановлення особливостей геохімії нікелю 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 нікелю за допомогою кластерного аналізу.

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

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 відношенні співпадає з Дніпровсько-Донецькою западиною.

ЗМІСТ

ВСТУП	5
1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОДОВИЩА НАФТИ І ГАЗУ УКРАЇНИ	6
2 МЕТОДИКА ДОСЛІДЖЕНЬ.....	15
3 ОСНОВНІ ОСОБЛИВОСТІ ГЕОХІМІЇ НІКЕЛЮ У НАФТАХ РОДОВИЩ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ.....	19
3.1 Геолого-промислові особливості деяких родовищ Дніпровсько-Донецької западини	19
3.1.1 Геолого-промислові особливості Кибинцівського нафтового родовища	19
3.1.2 Геолого-промислові особливості Радченківського нафтогазового родовища	22
3.1.3 Геолого-промислові особливості Західно-Харківцівського нафтогазоконденсатного родовища	25
3.2 Основні особливості геохімії нікелю у нафтах родовищ Дніпровсько-Донецької западини	28
ВИСНОВКИ.....	48
СПИСОК ДЖЕРЕЛ ІНФОРМАЦІЇ	53
Додаток А Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи	55
Додаток Б Сертифікат учасника 77-ї студентської науково- технічної конференції «Тиждень студентської науки»	56
Додаток В Сертифікат учасника XII Всеукраїнської науково- технічної конференції аспірантів та молодих вчених «Наукова весна»	57
Додаток Г Відгук керівника кваліфікаційної роботи	58
Додаток Д Рецензія	59
Додаток Е Декларація академічної доброчесності	60

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 нікелю 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 нікелю 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 нікелю.

Об'єкт дослідження – нафтові родовища ДДЗ.

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

Завдання роботи:

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

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

1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОДОВИЩА НАФТИ ТА ГАЗУ УКРАЇНИ

На землях України нафта була відома ще в сиву давнину. Так, у III—IV ст. до нашої ери на Керченському півострові греки збирали її на поверхні і в колодязях для виготовлення секретної зброї, що згадується в історії під назвою «грецький вогонь».

Прояви природного горючого газу були зафіксовані в 19 столітті при видобутку вугілля в Донбасі та при будівництві соляних шахт у Передкарпатті. Для опалення котелень нафтовий газ стали використовувати у Східниці ще в 1904 р. Перший газопровід між містами Борислав і Дрогобич збудовано в 1911 р.

На 1.01 1994 р. в Україні відкрито 335 родовищ вуглеводнів, які зосереджені в трьох нафтогазоносних регіонах: Західному, Східному і Південному [1, 2, 3]. Кожен з них специфічний за геологічною будовою, умовами поширення і характеристикою вуглеводнів, але спільними для всіх регіонів є вигідне економіко-географічне положення, розвинена сітка шосейних шляхів і залізниць, близькість до великих промислових центрів і добре кадрове забезпечення. В межах країни існує розгалужена система газо-, нафто- і конденсатопроводів, що сполучає родовища з промисловими та побутовими споживачами. Ними Україна з'єднана з багатьма державами Європи та найбільшими західносибірськими родовищами.

Функціонування нафтогазового комплексу України від пошуків до переробки забезпечується власними інженерно-технічними кадрами. Геологією нафти і газу та нафтогазовою справою займаються науково-дослідні академічні і галузеві інститути. Разом з вузами вони зростили плеяду відомих учених, які з провідними спеціалістами виробництва створили знану далеко за межами країни українську нафтогазову школу.

Серед держав Європи Україна посідає одне з провідних місць у вивченні геології нафти і газу. Особливо значними є здобутки післявоєнних років [1]. Саме в даний період пробурено переважну більшість глибоких свердловин, виконано великий обсяг геофізичних досліджень, розвідано половину початкових ресурсів вуглеводнів. Завдяки цим роботам сформоване сучасне уявлення про геологічну будову регіонів і перспективи їх нафтогазоносності, визначені оптимальні напрями геологорозвідувальних робіт. Вони лягли в основу розробленої в 1993 р. Національної програми «Нафта і газ України до 2010 р.», де були науково обґрунтовані шляхи стабілізації видобутку вуглеводневої сировини у 1994-1995 рр. і подальшого її збільшення до 7,5 млн. і нафти з конденсатом і 35,3 млрд. м³ газу у 2010 р. [1] Але через недостатність фінансування для проведення геологічної розвідки, відновлення основних фондів і технічного переозброєння галузі планових показників фактично не досягнуто. Можливості для позитивних зрушень криються тут, зокрема, у залученні головним чином державних, а також приватних і в тому числі іноземних інвестицій.

З трьох згаданих вище нафтогазоносних регіонів України наймолодшим за часом відкриття промислових родовищ вуглеводнів і найбільшим за обсягом розвіданих запасів і прогнозних ресурсів є Східний [1, 2, 3]. Його представляє Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область, що є частиною Прип'ятсько-Донецької нафтогазоносною провінції. В тектонічному відношенні область розташована у межах однойменної западини, яка являє собою складну внутрішньоплатформену рифтову структуру, а остання, в свою чергу, є ланкою гетерогенного трансконтинентального Сарматсько-Туранського лінеамента, простеженого від західних кордонів Білорусі до відрогів Тянь-Шаню [4]. На південно-східному продовженні Дніпровсько-Донецької западини, на території відкритого Донецького вугільного басейну, очікуються значні ресурси метанового газу. Він абсорбований вугільними пластами або скупчений у невеликих кількостях у тріщинних та гранулярних

колекторах і знаходиться іноді під аномально високим тиском. Традиційні промислові поклади газу тут поки що не зустрінуті, проте на більшості шахтних полях його запаси підраховані і взяті на облік у Державному балансі.

Західний нафтогазоносний регіон складається з двох принципово різних за будовою провінцій: Балтійсько-Переддобрудзької та Карпатської. Від першої до регіону увійшла Волино-Подільська нафтогазоносна область, яка розташована в межах Львівського палеозойського прогину, що належить до обширної Балтійсько-Придністровської системи перикратопних занурень. Остання облямовує з заходу та південного заходу Східно-Європейську платформу ланцюгом прогинів, розділених виступами та горстами. Українську частину Карпатської провінції складають Передкарпатська і Карпатська нафтогазоносні та Закарпатська газоносна області. В тектонічному відношенні вони відповідають Передкарпатському прогину, власне Складчастим Карпатам та Закарпатському прогину [5].

Південний нафтогазоносний регіон має ще більш складну гетерогенну будову і не менш складне нафтогазогеологічне районування. До нього входить південна ланка Балтійсько-Переддобрудзької провінції - Переддобрудзька нафтогазоносна область. Вона розташована в межах однойменного палеозойського прогину, який являє собою складну структуру, сформовану в зоні зчленування давньої Східно-Європейської платформи та складчастої системи Північної Добруджі [1, 5].

Іншими частинами Південно-Українського регіону є Індоло-Кубанська, Причорноморсько-Кримська нафтогазоносні та Азовсько-Березанська газоносна області Причорноморсько-Північно-Кавказько-Мангишлацької провінції. Якщо останні дві області охоплюють структурно-тектонічні елементи південного схилу Українського кристалічного щита та варисько-кімерійського фундаменту Скіфської платформи, то перша складається з структур вищого порядку північно-західного закінчення альпійської

складчастої системи Криму і Кавказу. Характерною ознакою регіону є те, що значна частина його найперспективніших територій припадає на шельф Чорного моря [1, 5].

Нафтогазоносні регіони відрізняються один від одного також за віком продуктивних горизонтів, типом пасток і родовищ. Так, у Східному практично всі розвідані запаси і прогнози на майбутні відкриття пов'язані з палеозойськими утвореннями. Переважна більшість виявлених покладів міститься в брахіантикліналях різних розмірів, тією чи іншою мірою ускладнених галокінезом. Тут є одно- і багатопластові порушені скидами родовища з 1-2-кілометровими поверхами безперервної продуктивності. На крайньому північному заході відомі лише скупчення нафти, а на південному сході - газу. Між ними розташовані родовища з покладами вуглеводнів різного фазового стану. Закономірності їх розміщення у багатопластових родовищах поки що не встановлені. Перспективи регіону пов'язуються, як правило, з нетрадиційними пастками та глибинами 5000-7000 м і більше. Доведена глибина промислової газоносності досягає 6300 м, а нафтоносності - 5050 м [1].

У Більче-Волицькому нафтогазовому районі Передкарпатської області, що є переважно газоносним, поклади газу містяться у теригенних колекторах верхньокрейдових і карбонатних - верхньоюрських утворень на північному сході, а нафтові - в занурених під насув Карпат блоках основи прогину на південному сході. Значні за розвіданими запасами газові скупчення наявні і в піщаноглинистих комплексах міоцену. Нафтові продуктивні горизонти Бориславсько-Покутського нафтогазовому районі тієї самої нафтогазоносної області в основному зосереджені у відкладах палеогену і лише в деяких випадках - верхньої крейди та міоцену. Більшість родовищ тут багатопластові і приурочені до вузьких насунутих одна на одну складок, що утворюють характерні для району багатоярусні споруди. Нечисленні скупчення нафти та газу складчастої області Карпат пов'язані з пісковиками

крейди і палеогену, а газу Закарпатського прогину - міоцену та пліоцену. На відміну від інших регіонів газ Закарпатського прогину збагачений вуглекислотою. У Волино-Подільській нафтогазовій області газові поклади відомі в утвореннях девону. Очікуються вони також у кембрійському комплексі. Перспективи пошуків нафти пов'язуються тут з силурійськими біогермами. Найбільші глибини, з яких отримано промисловий приплив нафти, становлять 5700-5800 м у Бориславсько-Покутській зоні (Соколовецьке родовище), газу - 3700 м у Більче-Волинській зоні (Залужанське родовище) [1, 5].

У Південному регіоні родовища вуглеводнів на суші пов'язані з нижньокрейдовими теригенними, палеогеновими і неогеновими карбонатними і теригенними відкладами.

В Переддобруджі промислові припливи нафти отримані з девонських вапняків і доломітів.

На акваторіях Чорного та Азовського морів виявлено тільки скупчення газу в карбонатних і теригенних породах палеоцену, олігоцену і міоцену. Родовища регіону приурочені до антиклінальних складок. Здебільшого пастки літологічно обмежені і тектонічно екрановані. Поверх продуктивності у родовищах на суші досягає 600, а на акваторіях - 2000 м. Максимальні глибини залягання покладів у Переддобруджі 3250 м, на Чорному морі - 2550, у Рівнинному Криму ~ 4500, на Керченському півострові - 5000, у Північному Причорномор'ї - 150 і на Азовському морі 1400 м. Західне Причорномор'я та Керченський півострів (неогенові відклади) з прилеглими акваторіями перспективні переважно на нафту, інші частини території і акваторій - на газ, палеоценові і нижньокрейдові утворення - на газ з конденсатом [1, 2, 3].

Потенційні можливості нафтогазоносних регіонів України неоднакові. Найбільшими початковими і нерозвіданими ресурсами володіє Східний, меншими - Південний і ще меншими Західний. Це співвідношення

зберігається останні 35 років. Особливо значна різниця в нарощуванні запасів між регіонами спостерігалася у в 50-60-ті роки пришлого століття, коли було відкрито і розвідано з 19 найбільших за запасами родовищ нафти і газу в Дніпровсько-Донецькій западині.

Родовища нафти і газу па перспективних ділянках розташовані нерівномірно. Максимальну щільність промислових запасів мають центральна частина Дніпровського грабена і Передкарпатський прогин. Основні об'єми нерозвіданих ресурсів пов'язані з цими ж регіонами, а також з акваторією Чорного моря. Великі родовища практично вже виявлені. Але є ще чимала ймовірність відкриття середніх за запасами родовищ та дрібних скупчень нафти і газу з запасами до 10, а особливо до 1 млн. т умовного палива. Рентабельність їх освоєння значною мірою залежатиме від вдосконалення методів пошуків і технологій розробки [6].

Вирізняються регіони і за характеристикою вуглеводневих флюїдів. На сході України нафти за густиною переважно легкі (783-875 кг/м³), малосірчисті. На заході найбільш поширені нафти густиною 850-860 кг/м³ з незначним вмістом сірки (0,4 – 0,6, зрідка вище 1%) [1, 6].

Початок промислового освоєння покладів нафти в Україні слід пов'язувати з 1771 роком, коли біля с. Слобода Рунгурська (Івано-Франківщина) при поглибленні соляної шахти з глибини 24 м отримали нафту. В 1850-1870 рр. у розробку були введені Бориславське, Східницьке, Битків-Бабченське та інші родовища Прикарпаття.

Успіхи нафтохімії та будівництво залізниць зумовили бурхливий розвиток нафтовидобутку у Галичині. У 1909 р. він досяг майже 2,0 млн. т, або 5% світового. Випереджали на той час Галичину лише Росія і США. У 1930-1940 рр. видобуток зменшується до 300-400 тис. т [1].

Значне зростання видобутку нафти почалося після відкриття і введення у промислову розробку у 50-ті роки пришлого століття Долинського, Північно-Долинського і глибинних покладів Битків-Бабченського родовищ у

Прикарпатті та у 60-ті роки Глинсько-Розбишівського, Гнідинцівського, Качанівського і Лесяківського - у Дніпровсько- Донецькій западині.

Промислові припливи природного газу отримано у 1912 р. в районі м. Калуш, а в 1921 р. - с. Дашава. Проте його видобуток розпочато лише у 1924р. після будівництва газопроводу Дашава-Стрий і введення в експлуатацію Дашавського родовища. Згодом до розробки були залучені невеликі поклади Калуського (1934 р.) та Хідновицького (1940 р.) родовищ.

Важливим поштовхом до розвитку газової промисловості України стало відкриття у Прикарпатті значних за запасами Угерського, Більче-Волицького і Рудківського родовищ. Але суттєве її піднесення зумовила розпочата у 1956 р. промислова розробка унікального Шебелинського газоконденсатного родовища на Харківщині. З 1983 р. ведеться освоєння родовищ газу акваторії Чорного моря [6].

Максимального відбору нафти - 13,3 млн. т - досягнуто в 1970 р. і газу - 66,1 млрд. м³ - в 1975 р. У наступні роки внаслідок поступового виснаження запасів основних родовищ і введення у розробку об'єктів з невеликими, часто важковилучуваними запасами видобуток неухильно зменшується [1].

Поточні видобувні запаси нафти зосереджені в основному у Східному (61,1%) і Західному (36,8%) регіонах; на Південний їх припадає тільки 2,1%. При традиційних технологіях видобутку нафти у надрах залишається близько 800 млн. т розвіданих запасів (74,8%) категорій А+В+С₁. Це є сприятливим фактором для впровадження нових науково обґрунтованих методів збільшення нафто вилучення [1, 7].

Поточні запаси природного газу категорій А+В+С₁ розподіляються таким чином: у Східному регіоні 84,9%, Західному – 10,0% і Південному – 5,1%.

Гірничо-геологічні умови розробки покладів вуглеводнів найбільш сприятливі у Східному регіоні: значно кращі фільтраційні властивості колекторів, активні водонапірні системи, висока продуктивність свердловин [8].

Висновки за розділом.

На землях України нафта була відома ще в сиву давнину, у III—IV ст. до нашої ери на Керченському півострові греки збирали її на поверхні і в колодязях для виготовлення «грецького вогню».

Прояви природного горючого газу були зафіксовані в 19 столітті при видобутку вугілля в Донбасі та при будівництві соляних шахт у Передкарпатті. На теренах України вперше нафтовий газ стали використовувати у Східниці у 1904 р. для опалення котелень.

Серед держав Європи Україна посідає одне з провідних місць у вивченні геології нафти і газу.

В 1993 р. була розроблена Національна програма «Нафта і газ України до 2010 р.», де були науково обґрунтовані шляхи стабілізації видобутку вуглеводневої сировини у 1994-1995 рр. і подальшого її збільшення до 7,5 млн. і нафти з конденсатом і 35,3 млрд. м³ газу у 2010 р. Але через недостатність фінансування для проведення геологічної розвідки, відновлення основних фондів і технічного переозброєння галузі планових показників фактично не досягнуто. Можливості для позитивних зрушень криються тут, зокрема, у залученні головним чином державних, а також приватних і в тому числі іноземних інвестицій.

На 1.01 1994 р. в Україні відкрито 335 родовищ вуглеводнів, які зосереджені в трьох нафтогазоносних регіонах: Західному, Східному і Південному. Кожен з них специфічний за геологічною будовою, умовами поширення і характеристикою вуглеводнів.

З трьох згаданих вище нафтогазоносних регіонів України наймолодшим за часом відкриття промислових родовищ вуглеводнів і найбільшим за обсягом розвіданих запасів і прогнозних ресурсів є Східний. Його представляє Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область, що є частиною Прип'ятсько-Донецької нафтогазоносної провінції. В тектонічному відношенні область розташована у межах однойменної западини, яка являє

собою складну внутрішньоплатформену рифтову структуру, а остання, в свою чергу, є ланкою гетерогенного трансконтинентального Сарматсько-Туранського лінеамента, простеженого від західних кордонів Білорусі до відрогів Тянь-Шаню.

Західний нафтогазоносний регіон складається з двох принципово різних за будовою провінцій: Балтійсько-Переддобрудзької та Карпатської.

Південний нафтогазоносний регіон має найбільш складну гетерогенну будову і складне нафтогазогеологічне районування. До нього входить південна ланка Балтійсько-Переддобрудзької провінції - Переддобрудзька нафтогазоносна область, а також є Індоло-Кубанська, Причорноморсько-Кримська нафтогазоносні та Азовсько-Березанська газоносна області Причорноморсько-Північно-Кавказько-Мангишлацької провінції.

Ці три згаданих регіони суттєво відрізняються і за характеристикою вуглеводневих флюїдів. На сході України нафти за густиною переважно легкі (783-875 кг/м³), малосірчисті. На заході найбільш поширені нафти густиною 850-860 кг/м³ з незначним вмістом сірки (0,4 – 0,6, зрідка вище 1%).

Поточні видобувні запаси нафти зосереджені в основному у Східному (61,1%) і Західному (36,8%) регіонах; на Південний їх припадає тільки 2,1%. При традиційних технологіях видобутку нафти у надрах залишається близько 800 млн. т розвіданих запасів (74,8%) категорій А+В+С₁.

Основні перспективи розвитку нафтогазової промисловості України пов'язані в першу чергу з комплексом заходів що включатимуть освоєння ефективних технологій розробки, відкриттям нових родовищ, комплексної переробки вуглеводнів з вилученням супутніх цінних компонентів.

2 МЕТОДИКА ДОСЛІДЖЕНЬ

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

Були проаналізовані відомості про родовища нафти і газу України, геолого-промислові особливості Східного нафтогазового регіону України - Дніпровсько-Донецької западини. У роботі наведено основні узагальнені результати аналізу геологічних, геолого-економічних та геолого-промислових матеріалів деяких з цих родовищ.

Фактологічною основою роботи були результати аналізів вмісту нікелю у нафтах з 36 родовищ: Бахмачського, Прилуцького, Краснозаярського, Качалівського, Кременівського, Карайкозовського, Коробочкинського, Куличихінського, Ліповодолинського, Монастиріщенського, 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 АСТМ 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.

Як відомо, процедура класифікації – це систематизація об'єктів по апріорно заданим ознакам. Об'єктивною причиною практичного значення класифікації є складні проблеми зберігання, пошуку, використання величезних архівів емпіричних даних. Виникає необхідність скоротити кількість цих даних і при цьому не втратити занадто багато інформації закладеної в них. Зазвичай для цього використовуються кластерний аналіз, таксономія, розпізнавання образів, факторний аналіз.

Однією з найбільш ефективних процедур спрощення та мінімізації масиву даних для того, щоб полегшити його змістовну інтерпретацію, є кластеризація. На даний час процедури кластеризації широко застосовуються в біології (для виділення просторових та тимчасових угруповань організмів в однорідних умовах, для угруповання подібних геномних послідовностей, для визначення генотипів, тощо). Такі ж процедури використовуються у медицині (для класифікації антибіотиків за типом антибактеріальної активності, для автоматичного виділення різних типів тканин на тривимірному зображенні у позитронно-емісійній томографії, тощо), у маркетингу (для обробки даних різних опитувань, виділення типових груп покупців, поділу ринку для створення персоналізованих пропозицій, тощо). Процедури кластеризації використовують у комп'ютерних науках (для визначення популяційних ніш, що утворилися в ході роботи еволюційних алгоритмів, у сегментації зображень для визначення меж та розпізнавання об'єктів, тощо). Тим не менш, до сих пір в геологічних дослідженнях відомі лише поодинокі випадки вдалого застосування кластерного аналізу [10, 11,

12], незважаючи на його виняткову простоту і візуальну наочність. Разом з тим кластерний аналіз не тільки набагато простіше і наочніше вирішує задачу систематизації об'єктів, але і має незаперечну перевагу - результат його застосування не пов'язаний з втратою навіть частини вихідної інформації про відмінності об'єктів або кореляції ознак.

Важливо що на відміну від інших методів, які використовують при вирішенні задач класифікації, кластерний аналіз не вимагає апріорних припущень про набір даних, що не накладає обмеження на подання досліджуваних об'єктів, дозволяє аналізувати природні показники різних типів даних (інтервальних даних, частот, бінарних даних, тощо). Використання кластерного аналізу з метою класифікації має ряд переваг, оскільки дозволяє виконати розбиття безлічі досліджуваних об'єктів і ознак на однорідні у відповідному розумінні групи або кластери, а також виявити внутрішню структуру (на різних ієрархічних рівнях) вибіркової сукупності. У той же час, як і будь-який інший метод, кластерний аналіз має певні недоліки. Зокрема, склад і кількість кластерів залежить від обраних критеріїв угруповання («стратегії класифікації»), а застосування різних методів, що відповідають різним концептуальним підходам до виділення таксонів, до одних і тих же вибірок, може призвести до суттєво відмінних результатів [13, 14, 15]. Таким чином, характерною особливістю кластерного аналізу, на відміну від інших методів багатомірної статистики, є сильна залежність одержуваних результатів від апріорних установок дослідника на змістовному рівні. У нашому випадку, до апріорних установок відносяться: відсутність гіпотез щодо числа кластерів, їх структури та форми; досягнення максимальної візуалізації розбиття родовищ по класам на різних масштабних рівнях; використання методу (алгоритму) кластеризації для найбільш стійкого поділу всієї сукупності родовищ нафти, що розглядаються.

У кластерному аналізі вважається, що: а) вибрані характеристики допускають в принципі бажане розбиття на кластери; б) одиниці виміру (масштаб) обрані правильно.

Таким чином, вибір масштабу у процедурах класифікації відіграє значну роль. Для приведення до одного масштабу вихідні дані, як правило, тим чи іншим чином нормують. Так як вміст металів у нафтах родовищ що розглядаються досить рівномірно заповнюють весь інтервал значень, без суттєвих аномалій що набагато перевищують типовий розкид, то нормування вихідних значень вмістів металів кожного із родовищ здійснювалось за формулою: $X_i \text{ норм.} = (X_i - X_{\text{мах.}}) / (X_{\text{мах.}} - X_{\text{мін.}})$, де $X_i \text{ норм.}$ - одиничне нормоване значення вмісту металу у нафті, X_i - одиничне значення вмісту металу у нафті, $X_{\text{мах.}}$ - максимальне значення вмісту металу у нафті, $X_{\text{мін.}}$ - мінімальне значення вмісту металу у нафті.

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

У роботі використовувалися версії програм STATISTICA 13.3 та IBM SPSS Statistics 22.

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

3.1 Геолого-промислові особливості деяких родовищ Дніпровсько-Донецької западини

3.1.1 Геолого-промислові особливості Кибинцівського нафтового родовища

Родовище розташоване в Миргородському районі Полтавської області на відстані 12 км від м. Миргород (рисунк 3.1) У геолого-промисловому відношенні воно входить до складу Антонівсько-Білоцерківського району. У тектонічному відношенні воно знаходиться в центральній частині південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини і входить до складу Висачківсько-Ромоданівського структурного валу.



Умовні позначення:

96 – Радченківське нафтогазове родовище, 112 – Сагайдацьке нафтогазове родовище

Рисунок 3.1 – Розташування Кибинцівського нафтового родовища [2]

Підняття виявлене в 1951 р. структурно-пошуковим бурінням і сейсмозвідкою. За даними цих досліджень в 1957 р. розпочата бурінням свердловина 1, при випробуванні якої в наступному році з продуктивного горизонту С-16 (інт. 1570-1610 м) отримано приплив нафти дебітом 37 т/добу через штуцер діаметром 12 мм (рисунок 3.2).

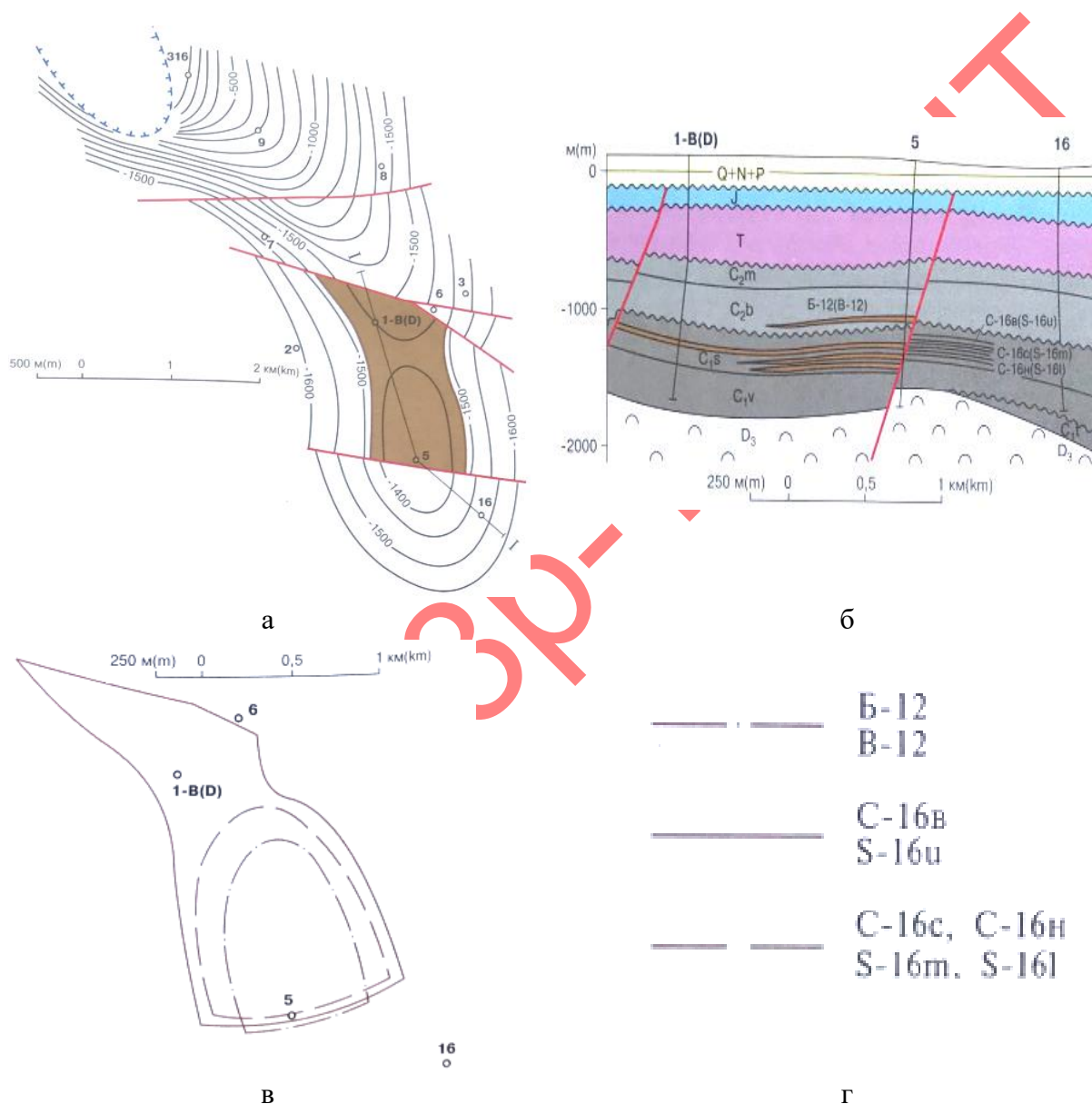


Рисунок 3.2 - Особливості геологічної будови Кибинцівського родовища [2]

До Державного балансу родовище включене в 1958 р. Через несприятливі умови місцевості родовище залишилося недорозвіданим. Всього на площі пробурено сім пошукових і розвідувальних свердловин. Ними розкрито карбонатно-теригенні відклади від четвертинних до девонських, а також галогенні утворення девону.

По покрівлі горизонту С-16в структура є витягнутою в південно-східному напрямку периклінально Ромоданівської соляної складки. В її межах виділяється невелика брахіантикліналь з апікальною частиною в районі свердловини 5. Розміри структури 5,0х3,0 км. Вона розчленована на три частини системою поперечних скидів амплітудою 100-200 м.

Бурінням встановлено промислові скупчення нафти в трьох пластах горизонту С-16 серпуховського та одному пласті горизонту Б-12 башкирського ярусів. Колекторами є пісковики з високими фільтраційно-ємкісними властивостями. Поклади пластові склепінні тектонічно екрановані.

Родовище введене в розробку у 1959 р. На 1994 р. видобувний фонд складався з двох діючих свердловин (1, 5), які експлуатувалися глибинно-насосним способом. Накопичений видобуток нафти склав 163,1 тис. т, попутного газу - 1,399 млн. м³.

На 1.01 2022 р. родовище знаходилось у розробці.

3.1.2 Геолого-промислові особливості Радченківського нафтогазового родовища

Родовище розташоване в Миргородському районі Полтавської області на відстані 15 км від м. Миргород (рисунок 3.3). У геолого-промисловому плані воно відноситься до Глинсько-Солохівського газонафтоносного району. У тектонічному відношенні воно знаходиться в центральній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини і входить до складу Малосорочинсько-Радченківського структурного валу.



Умовні позначення:

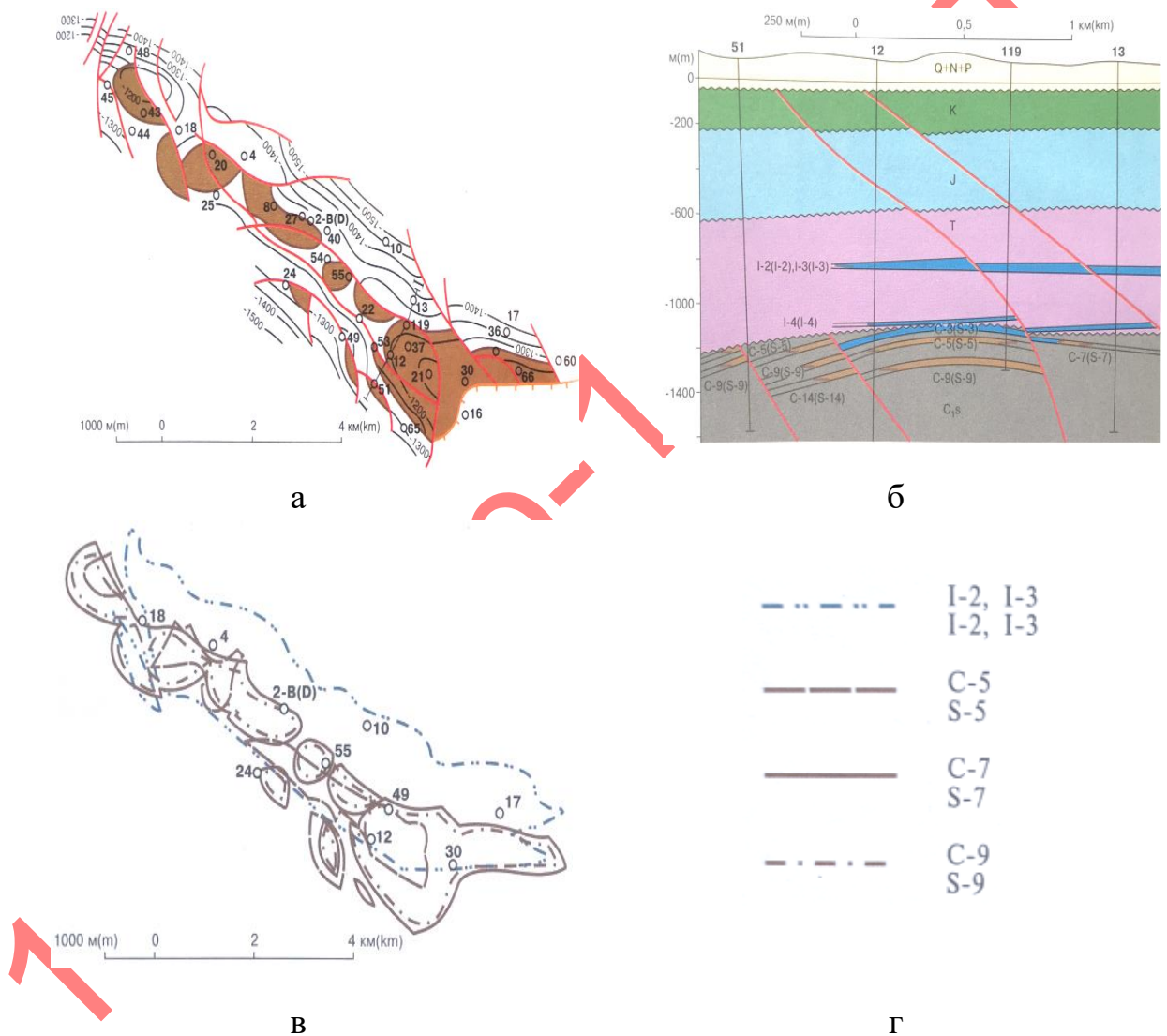
94 – Сорочинське газоконденсатне родовище, 97 – Семиренківське газоконденсатне родовище

Рисунок 3.3 -Схема геолого-промислового розташування Радченківського родовища [1]

Підняття виявлене структурно-картувальним бурінням у 1947 р. в строкатих глинах неогену, а через рік структурно-пошуковим бурінням та сейсмічними дослідженнями МВХ також у відкладах мезо-кайнозою. Результати цих робіт стали основою для вибору в 1950 р. місцеположення свердловини 2, при випробуванні якої з тріасових відкладів (інт. 1193-1198 м) отримано приплив газу дебітом 576 тис. м³/добу. На Державний баланс родовище прийняте у 1957 р. В 1968 р. проведені повторні сейсмічні дослідження з метою вивчення будови відкладів нижнього карбону та девону. Всього пробурено 68 пошукових і розвідувальних та 47 експлуатаційних свердловин. Ними розкритий комплекс карбонатно-теригенних порід від четвертинних до девонських (рисунок 3.4).

У мезо-кайнозойських відкладах структура є асиметричною брахіантикліналлю, південно-східна перикліналь якої ускладнена

Лейківським соляним штоком. У кам'яновугільних відкладах по покрівлі продуктивного горизонту С-9 це частина вузької (до 1,2 км шириною) брахіантиклінальної складки, що простягається на 11 км з південного сходу на північний захід. Внаслідок ундуляції її шарніру утворилася низка невеликих склепінь. Численними поздовжніми скидами структура розчленована на ряд тектонічних блоків. Структурний план мезозойських відкладів зміщується на північний схід відносно кам'яновугільного [3].



Умовні позначення:

а – структурна карта покрівлі продуктивного горизонту С-9, б – геологічний розріз по лінії I – I, в – схема зіставлення контурів продуктивних покладів, г – умовні позначення контурів продуктивних покладів

Рисунок 3.4 - Особливості геологічної будови Радченківського родовища [1]

Газоносними є карбонатні та теригенні породи горизонтів С-5 і С-7. Поклад горизонту С-5 в блоці свердловини 28 газоконденсатний з нафтовою облямівкою. Скупчення вуглеводнів масивно-пластові склепінні тектонічно екрановані. Загальний поверх нафтогазоносності понад 200 м. Середнє значення пористості карбонатних тріщинно-кавернозно-порових колекторів горизонту С-5 становить 10%, а теригенних порових горизонту С-7 - 13%.

Дослідно-промислова експлуатація покладу горизонту С-7 центрального блока розпочалася в 1989 р. свердловинами 31 та 36.

Основні газові поклади виявлені в тріасових (горизонти І-2, І-3, І-4) та верхньосерпуховських (горизонт С-3) відкладах. Поклад горизонту С-3 має вузьку нафтову облямівку непромислового значення. З горизонтами І-2 та І-3 пов'язаний єдиний масивно-пластовий поклад [4]. Колекторами є пісковики з високими ємкісно-фільтраційними властивостями: пористість порід тріасу досягає 30%, проникність інколи перевищує 1 мкм². Скупчення газу пластові склепінні тектонічно екрановані.

Нафтові поклади розвідані та оцінені у відкладах верхньосерпуховського (горизонти С-5, С-7, С-9), нижньосерпуховського (горизонти С-14, С-15, С-16, С-20) та верхньовізейського (горизонт В-14) під'ярусів. Поклад горизонту С-7 має невелику газову шапку, запаси якої не перевищують 6 млн. м³. Колекторами є пісковики. Скупчення нафти пластові тектонічно екрановані та літологічно обмежені. Основними є поклади верхньосерпуховського під'ярусу.

Дослідно-промислова експлуатація всіх газових покладів розпочата в 1957 р. Перші п'ять місяців режим їх розробки був газовий, далі почав активно проявлятися водонапірний. Режим розробки скупчення горизонту С-3 газовий. У 1976 р. запаси газу родовища були повністю вичерпані. Його відібрано 2481 млн. м³.

Видобуток нафти розпочато у 1951 р. За період розробки пластовий тиск у покладах знизився в декілька разів, що свідчить про незначну активність за-

контурних вод. З метою підвищення пластового тиску в поклади родовища шістьма нагнітальними свердловинами з 1963 р. закачано 740,1 тис. м³ води. Діючий фонд експлуатаційних свердловин налічує 22 одиниці. На 1.01 1994 р. з родовища вилучено 44,2% нафти від початкових видобувних запасів. На 1.01.2022 р. родовище знаходилось у розробці [5].

Аналіз геолого-промислових особливостей Радченківського нафтогазового родовища дозволяє сформулювати висновок, що застосування сучасних методів та інтегрованих технологій підвищення нафтогазовилучення дозволить істотно збільшити видобуток газу та нафти, а вилучення низки корисних попутних компонентів – суттєво підвищити еколого-економічну ефективність розробки.

3.1.3 Геолого-промислові особливості Західно-Харківцівського нафтогазоконденсатного родовища

Родовище розташоване в Галицькому районі Полтавської області за 20 км від м. Гадяч. У геолого-промисловому плані родовище відноситься до Глинсько-Солохівського газонафтоносного району Східного нафтогазоносного регіону України. У тектонічному відношенні воно знаходиться в центральній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини і входить до складу Глинсько-Розбишівського структурного валу (рисунок 3.5).

Підняття виявлене у 1954 р. сейсмічними дослідженнями та структурно-картувальним бурінням в утвореннях кайнозою. В 1959 р. на площі проведене структурно-пошукове буріння з метою детального вивчення геологічної будови мезозойських відкладів. Геофізичними дослідженнями 1964-1979 рр. структура підготовлена до глибокого буріння по сейсмічному горизонту V_{b2} (башкирський ярус) для оцінки промислової нафтогазоносності відкладів середнього карбону.

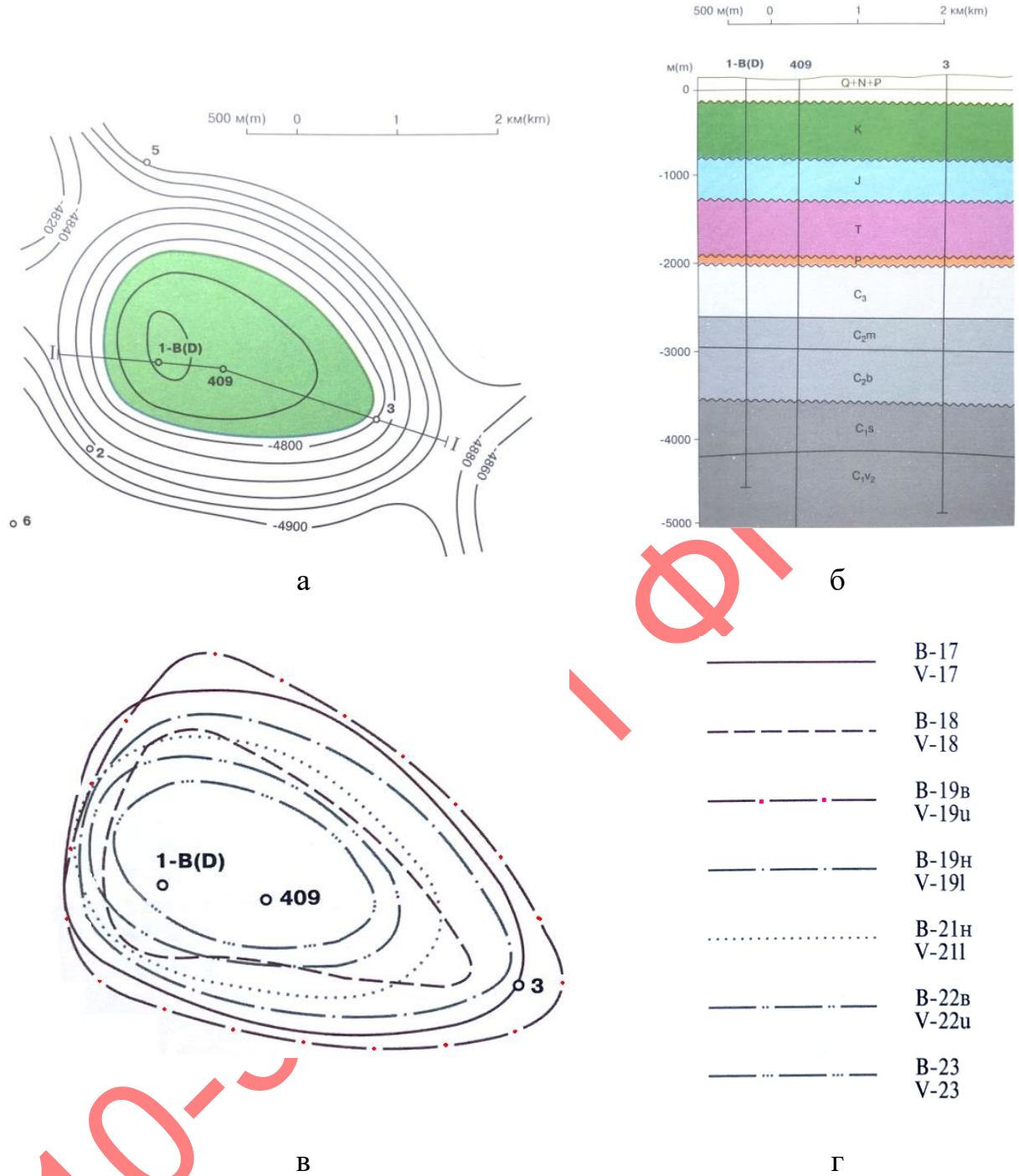


Умовні позначення:

37 - Побиванське газоконденсатне родовище, 38 - Валюхівське газоконденсатне родовище, 76 - Андріяшівське газоконденсатне родовище, 77 - Василівське нафтогазоконденсатне родовище, 78 - Рудівсько-Червонозаводське газоконденсатне родовище, 82 - Північно-Яблунівське газоконденсатне родовище, 83 - Червонолуцьке газоконденсатне родовище, 84 - Свистунківське газоконденсатне родовище, 85 - Глинсько-Розбишівське нафтогазоконденсатне родовище, 86 - Клиньсько-Краснознаменське газоконденсатне родовище, 88 - Середняківське нафтогазоконденсатне родовище

Рисунок 3.5 - Схема геолого-промислового розташування Західно-Харківцівського родовища [3]

В 1970 р. при випробуванні свердловини 1, розміщеної в апікальній частині підняття, з продуктивних горизонтів В-17 і В-18 отримано фонтан нафти дебітом 76 т/добу. У цьому ж році родовище включене до Державного балансу. Подальшими сейсмічними роботами встановлено, що Західно-Харківцівське підняття є окремим склепінням Харківцівської антиклінальної структури. У 1983 р. в апікальній частині складки пробурена параметрична свердловина 409, яка встановила промислову нафтогазоносність горизонтів В-17, В-18, В-19в, В-19н, В-21н, В-22в і В-23 верхнього візе (рисунок 3.6). Всього на площі пробурені п'ять свердловин.



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

Рисунок 3.6 – Особливості геологічної будови Західно-Харківцівського родовища [3],

В геологічній будові структури беруть участь карбонатно-теригенні утворення від четвертинних до нижньокам'яновугільних (верхньовізейський під'ярус). По покрівлі горизонту В-19н структура є брахіантикліналлю північно-західного простягання), її розміри в межах замкнутої ізогіпси - 4840м 3,6х2,5км, амплітуда 90 м.

Промислові скупчення вуглеводнів виявлені в горизонтах В-17, В-18, В-19в (нафтові), В-19н, В-21н, В-22в, В-23 (газоконденсатні). Поклади пластові склепінні. Основні запаси вуглеводнів містяться в горизонтах В-19в і В-19н. Колектори представлені пісковиками.

Видобуток нафти з покладів горизонтів В-17, В-18, В-19в розпочався у 1971 р. Режим їх роботи газоводонапірний. В 1985 р. почалась розробка газоконденсатних покладів горизонтів В-19н, В-21н, В-22в, В-23 в газовому режимі. На 1.01 1994 р. експлуатаційний фонд нафтових свердловин складав дві одиниці, газових - одну. Видобуто 4% нафти та 9% газу від початкових видобувних запасів.

На 1.01 2022 р. родовище знаходилося в розвідці з одночасною дослідно-промисловою експлуатацією.

Аналіз геолого-промислових особливостей Кибинцівського, Радченківського та Західно-Харківцівського родовищ дозволяє сформулювати висновок, що застосування сучасних методів та інтегрованих технологій підвищення нафтогазовилучення дозволить істотно збільшити видобуток газу та нафти, а вилучення низки корисних попутних компонентів – суттєво підвищити еколого-економічну ефективність розробки.

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

Середній вміст Ni у нафті розглянутих родовищ становить $6,88 \pm 1,67$ ppm при довірчому інтервалі 0,95, вибіркова дисперсія 99,88, стандартне відхилення 9,99, медіанне значення відповідає 2,91ppm, ексцес дорівнює

3,63, асиметричність 2,15. Мінімальний середній вміст Ni становить 0,35ppm для нафти Качанівського родовища, а максимальне середнє значення цього показника в 38,1ppm характеризує нафту Хухрянського родовища.

За результатами кореляційного та регресійного аналізу та з урахуванням шкали Чедока в пробах нафти з розглянутих родовищ встановлено наявність дуже слабкого прямого кореляційного зв'язку вмісту нікелю та ванадію (коефіцієнт кореляції 0,08), цинку (коефіцієнт кореляції 0,08), хрому (коефіцієнт кореляції 0,05), сумарного вмісту V, Zn, Cr, Mn, Co, Fe, Hg, Al (коефіцієнт кореляції 0,01), середньої потужності продуктивного горизонту (коефіцієнт кореляції 0,2), значення щільності нафти (коефіцієнт кореляції 0,15), значення в'язкості нафти (коефіцієнт кореляції 0,08), вмісту смоли (коефіцієнт кореляції 0,12), щільності пластової води з продуктивного горизонту (коефіцієнт кореляції 0,03) вмісту сірки в нафті (коефіцієнт кореляції 0,29); дуже слабкого зворотного кореляційного зв'язку вмісту нікелю і марганцю (коефіцієнт кореляції -0,09), кобальту (коефіцієнт кореляції -0,02), заліза (коефіцієнт кореляції -0,01), ртуті (коефіцієнт кореляції -0,06), алюмінію (коефіцієнт кореляції -0,02), сучасної глибини продуктивного горизонту (коефіцієнт кореляції -0,08), сучасної температури продуктивного горизонту (коефіцієнт кореляції -0,17), сучасного тиску в продуктивному горизонті (коефіцієнт кореляції -0,04), температури початку кипіння (boiling point) нафти (коефіцієнт кореляції -0,07), вмісту парафінів (коефіцієнт кореляції -0,05), значення мінералізації пластової води з продуктивного горизонту (коефіцієнт кореляції -0,03); високого прямого кореляційного зв'язку вмісту нікелю та асфальтенів (коефіцієнт кореляції 0,72).

Розраховані лінійні рівняння регресії (таблиця 3.1) відповідно вказані нижче, а графіки у тому 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
$Ni = 0,1592 + 0,0765 \times V;$	між вмістом нікелю і ванадію
$Ni = 0,1501 + 0,0799 \times Zn;$	між вмістом нікелю і цинку
$Ni = 0,1655 + 0,0489 \times Cr;$	між вмістом нікелю і хрому
$Ni = 0,1445 + 0,1379 \times Me_{total};$	між вмістом нікелю і загальним вмістом металів
$Ni = 0,1444 + 0,3032 \times m;$	між вмістом нікелю і потужністю покладів
$Ni = 0,1006 + 0,1675 \times \rho_{oil};$	між вмістом нікелю і густиною нафти
$Ni = 0,1439 + 0,0949 \times \eta_{oil};$	між вмістом нікелю і в'язкістю нафти
$Ni = 0,1441 + 0,1427 \times Re_{oil};$	між вмістом нікелю і вмістом смоли у нафтах
$Ni = 0,1588 + 0,0225 \times \rho_{layered\ water};$	між вмістом нікелю і густиною пластової води з горизонтів
$Ni = 0,1051 + 0,2694 \times S;$	між вмістом нікелю і вмістом сірки
$Ni = 0,1994 - 0,1197 \times Mn;$	між вмістом нікелю і вмістом марганцю
$Ni = 0,1756 - 0,0185 \times Co;$	між вмістом нікелю і вмістом кобальту
$Ni = 0,1846 - 0,1534 \times Fe;$	між вмістом нікелю і вмістом заліза
$Ni = 0,1796 - 0,0509 \times Hg;$	між вмістом нікелю і вмістом ртуті
$Ni = 0,1791 - 0,0364 \times Al;$	між вмістом нікелю і вмістом алюмінію
$Ni = 0,2063 - 0,0665 \times h;$	між вмістом нікелю і глибиною розробки
$Ni = 0,2503 - 0,1433 \times T;$	між вмістом нікелю і сучасною температурою покладів
$Ni = 0,1938 - 0,4068 \times P;$	між вмістом нікелю і сучасним тиском
$Ni = 0,1993 - 0,0911 \times T_{init.\ boil.\ point};$	між вмістом нікелю і температурою початку кипіння нафти

Закінчення таблиці 3.1.

1	2
$Ni = 0,1910 - 0,0637 \times C;$	між вмістом нікелю і вмістом парафінів у нафтах
$Ni = 0,1875 - 0,0311 \times M_{\text{layered water}};$	між вмістом нікелю і мінералізацією пластової води
$Ni = 0,0391 + 0,6799 \times A;$	між вмістом нікелю і вмістом асфальтенів у нафтах

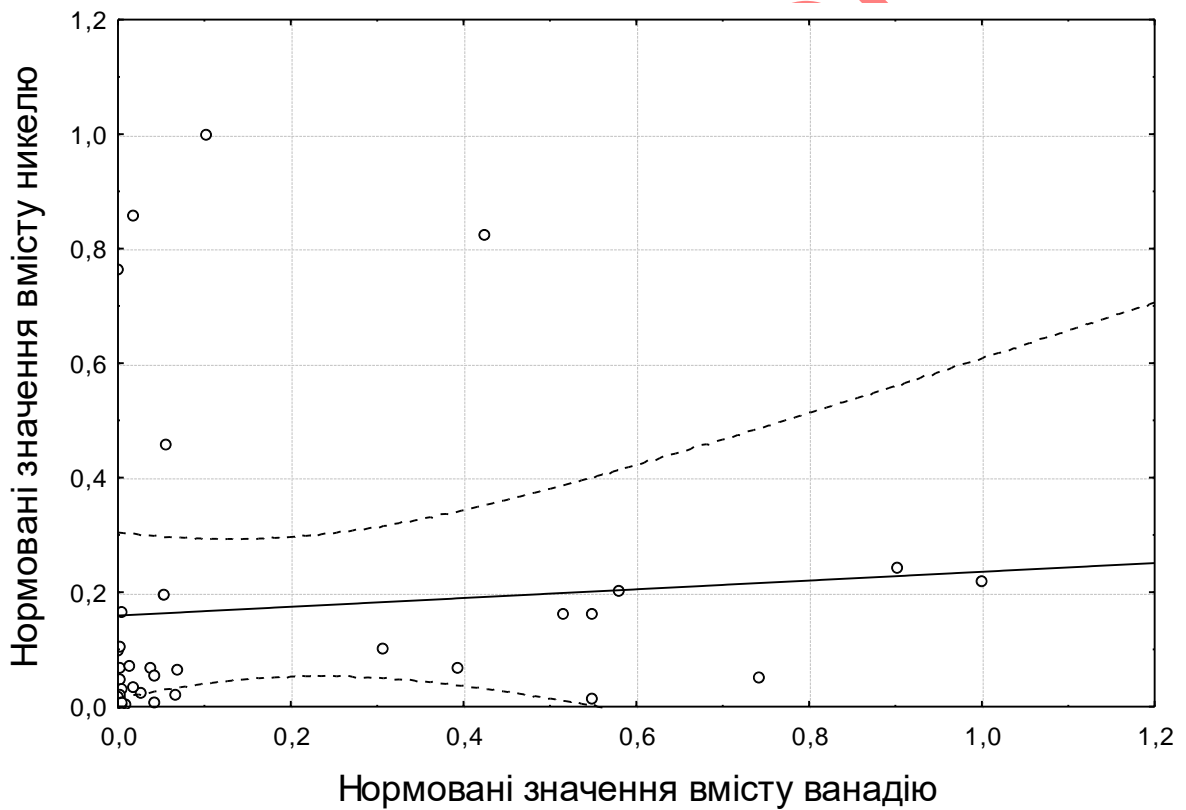


Рисунок 3.7 - Графік рівняння регресії між вмістом нікелю і ванадію

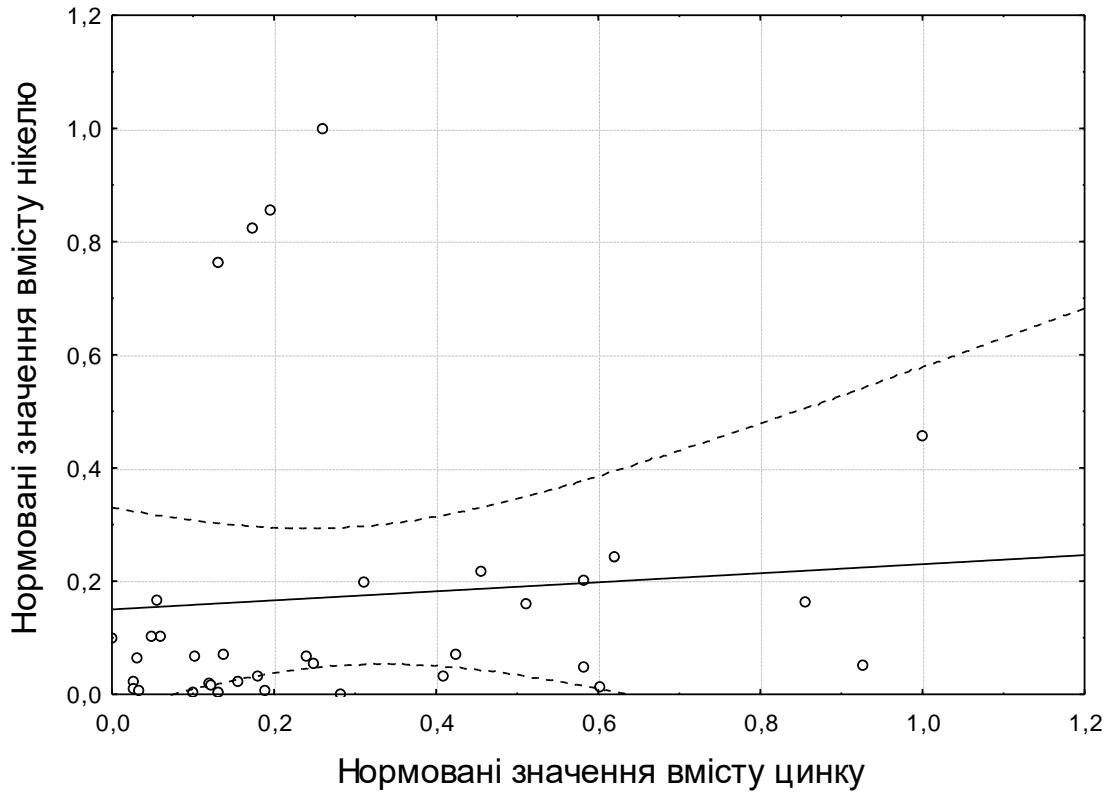


Рисунок 3.8 - Графік рівняння регресії між вмістом нікелю і цинку

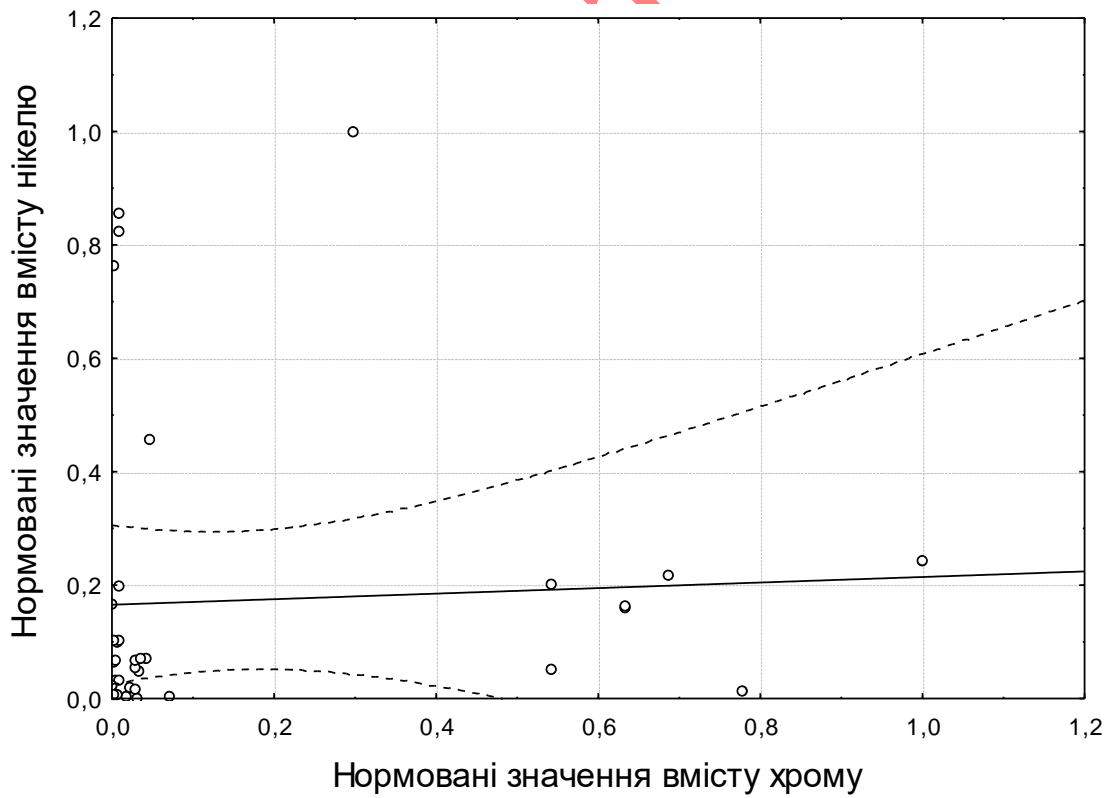


Рисунок 3.9 - Графік рівняння регресії між вмістом нікелю і хрому

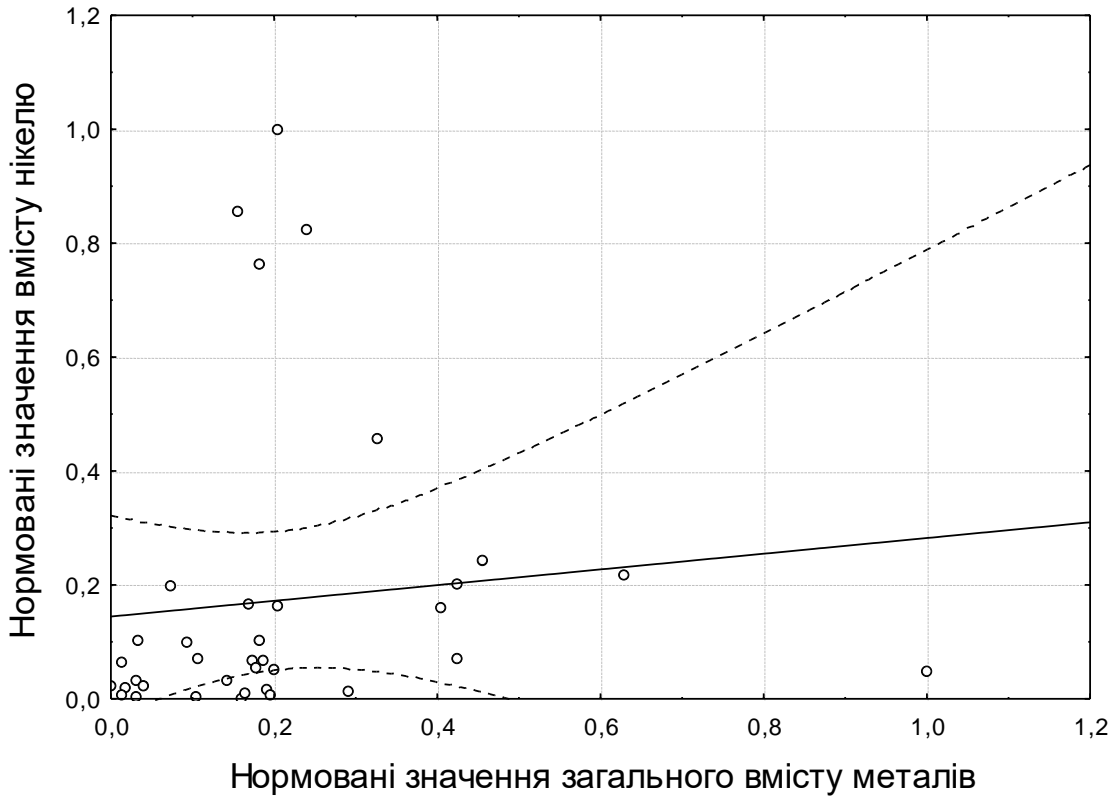


Рисунок 3.10 - Графік рівняння регресії між вмістом нікелю і загальним вмістом металів

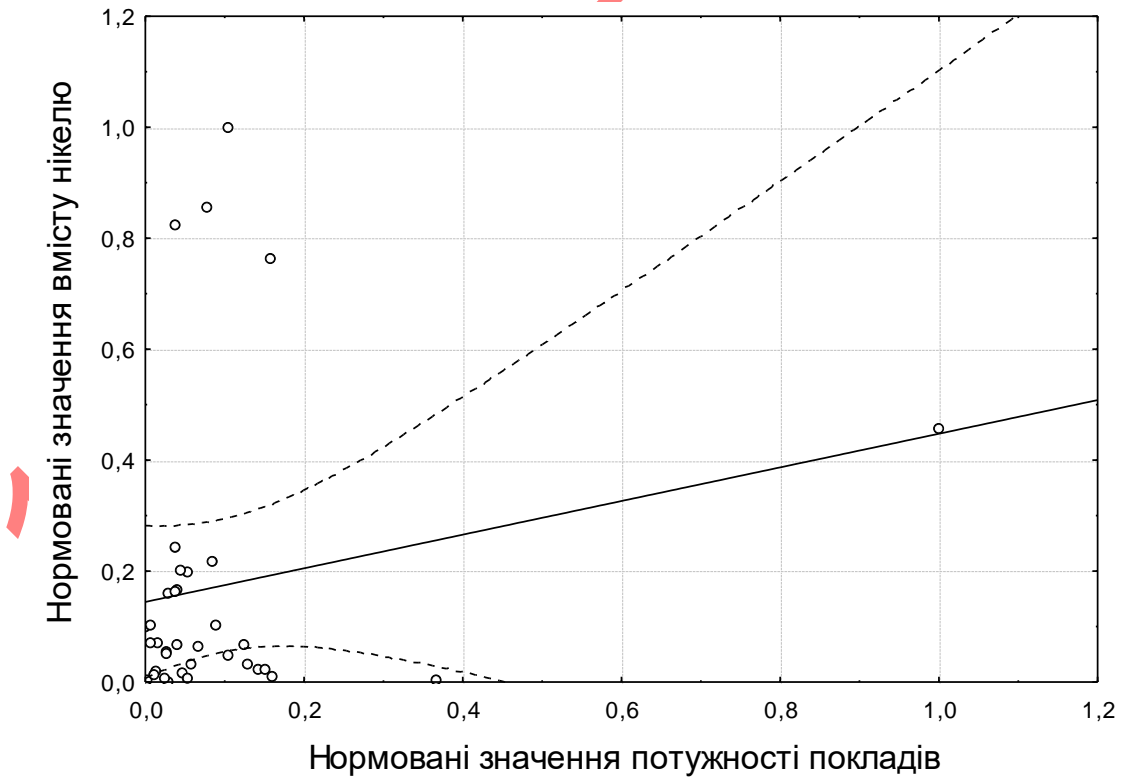


Рисунок 3.11 - Графік рівняння регресії між вмістом нікелю і потужністю покладів

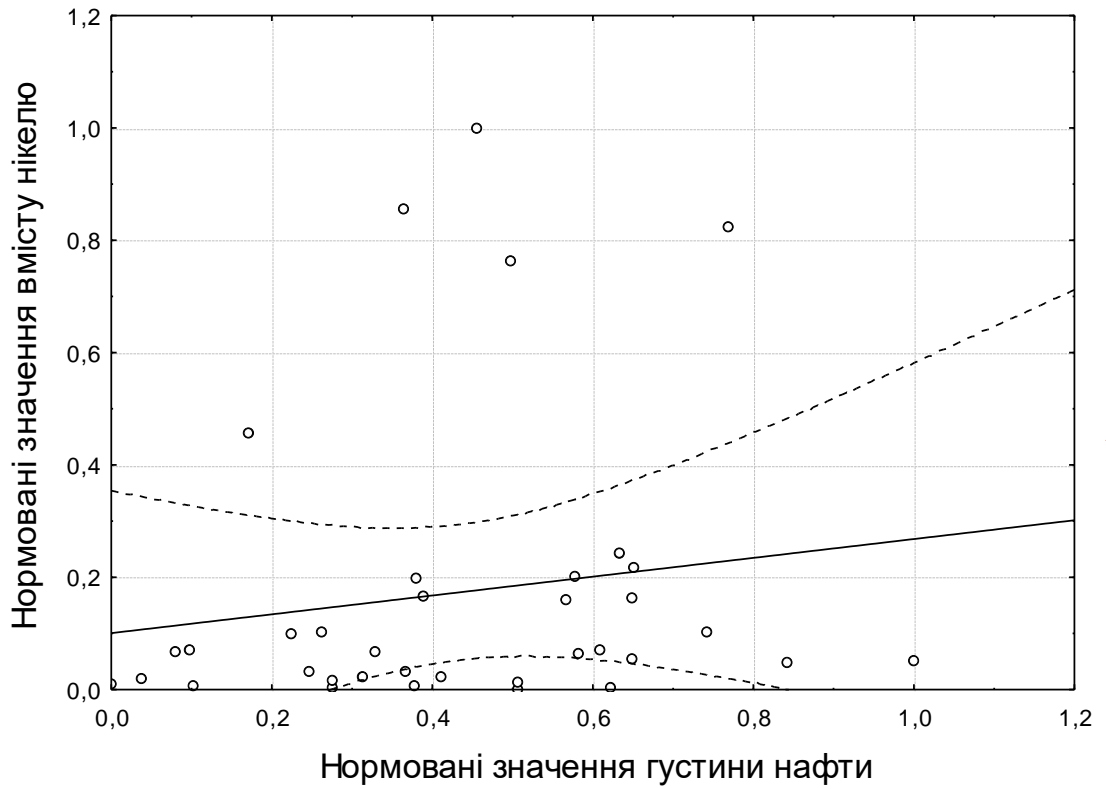


Рисунок 3.12 - Графік рівняння регресії між вмістом нікелю і густиною нафти

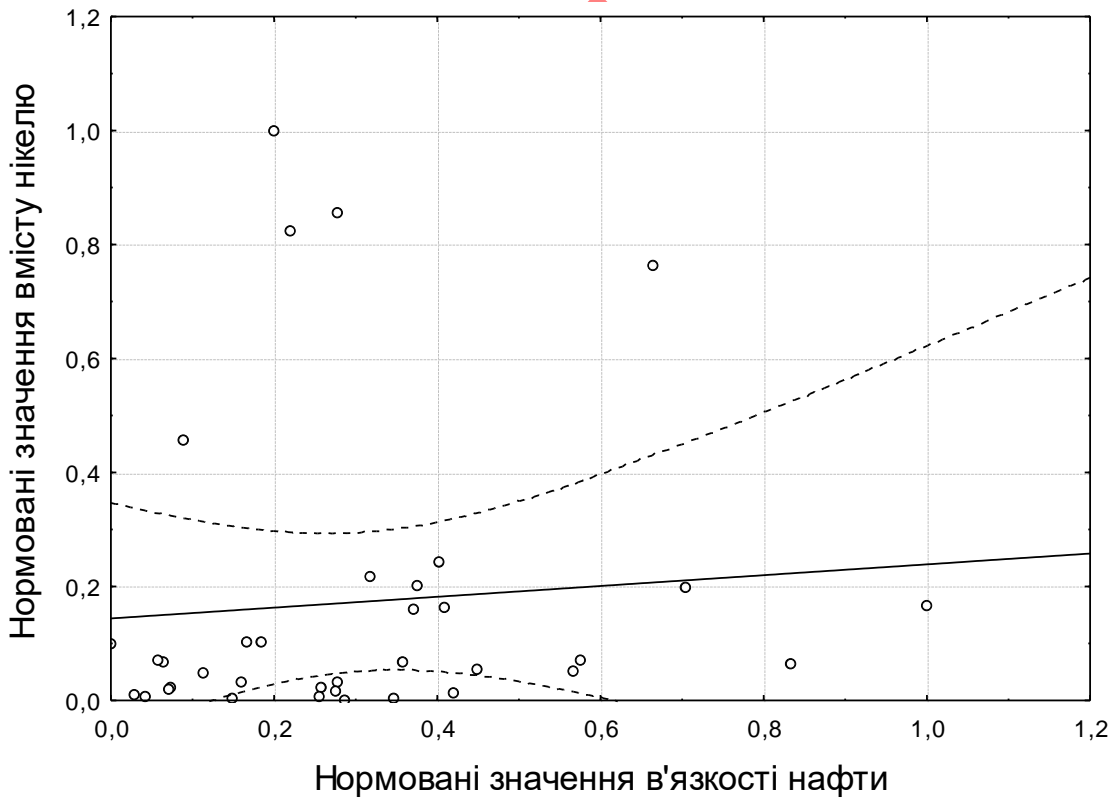


Рисунок 3.13 - Графік рівняння регресії між вмістом нікелю і в'язкістю нафти

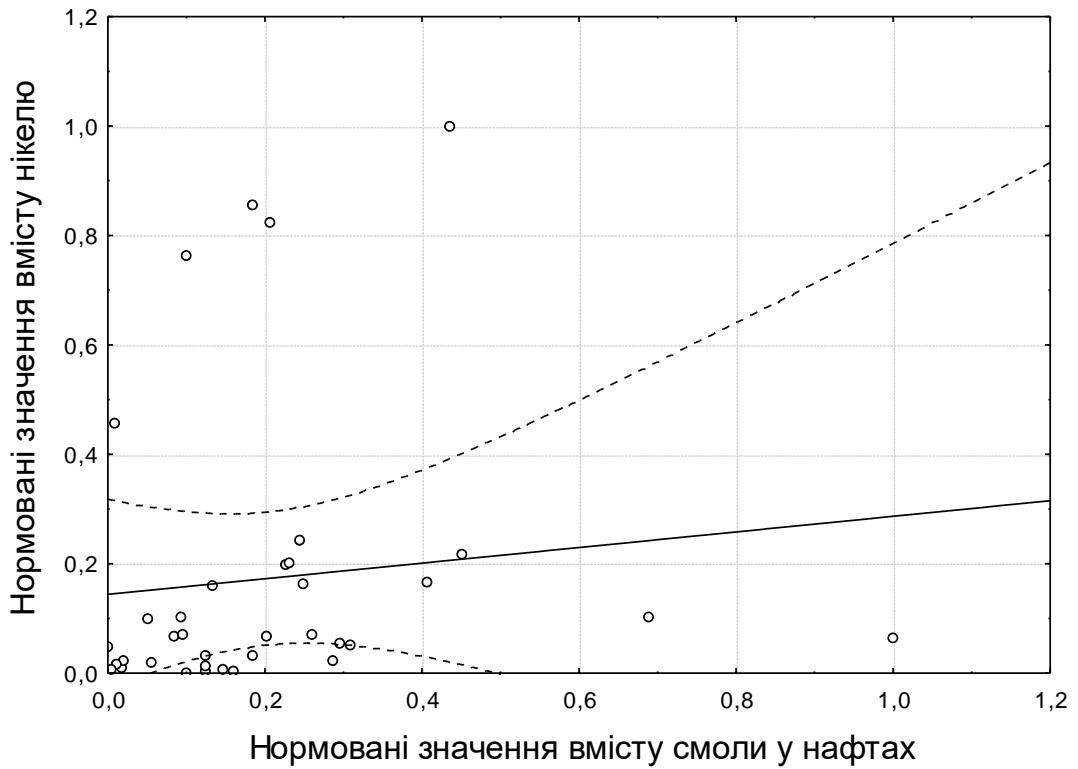


Рисунок 3.14 - Графік рівняння регресії між вмістом нікелю і вмістом смоли у нафтах

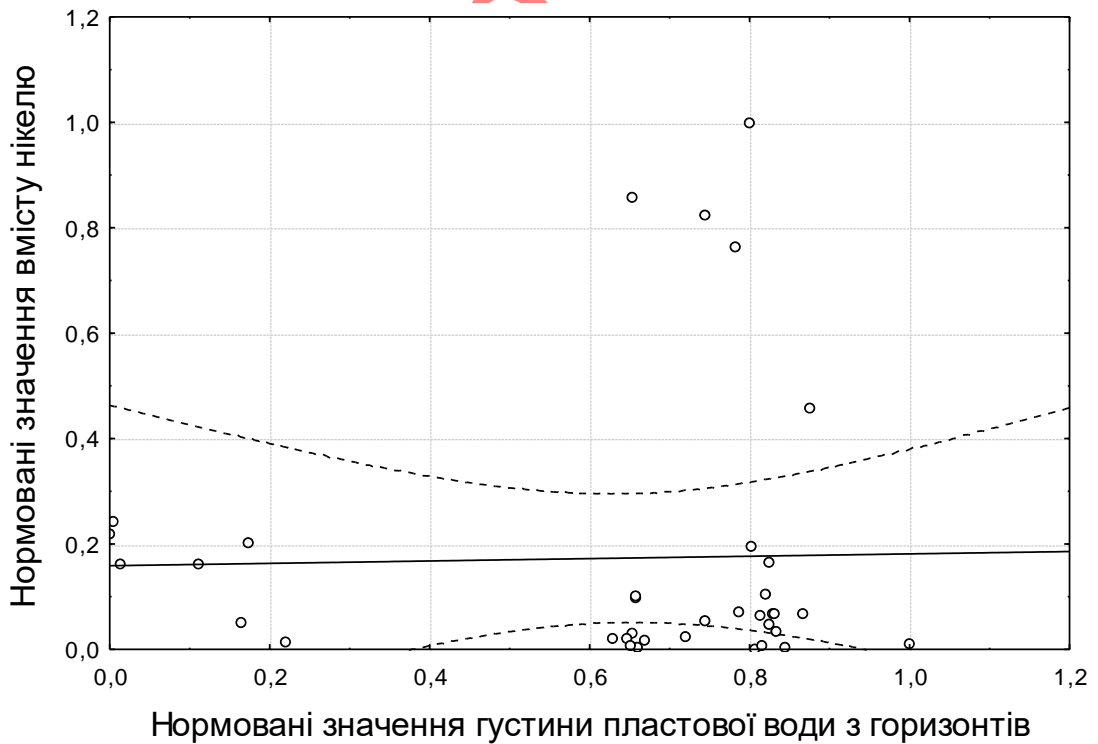


Рисунок 3.15 - Графік рівняння регресії між вмістом нікелю і густиною пластової води з горизонтів

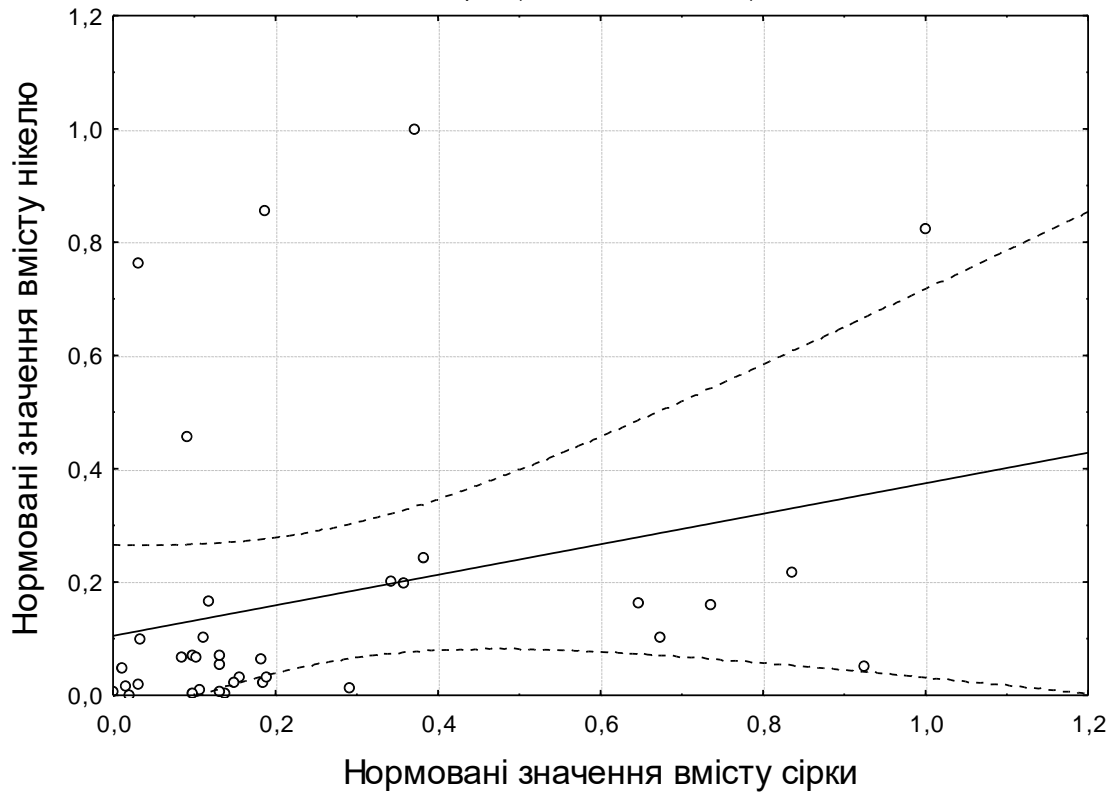


Рисунок 3.16 - Графік рівняння регресії між вмістом нікелю і вмістом сірки

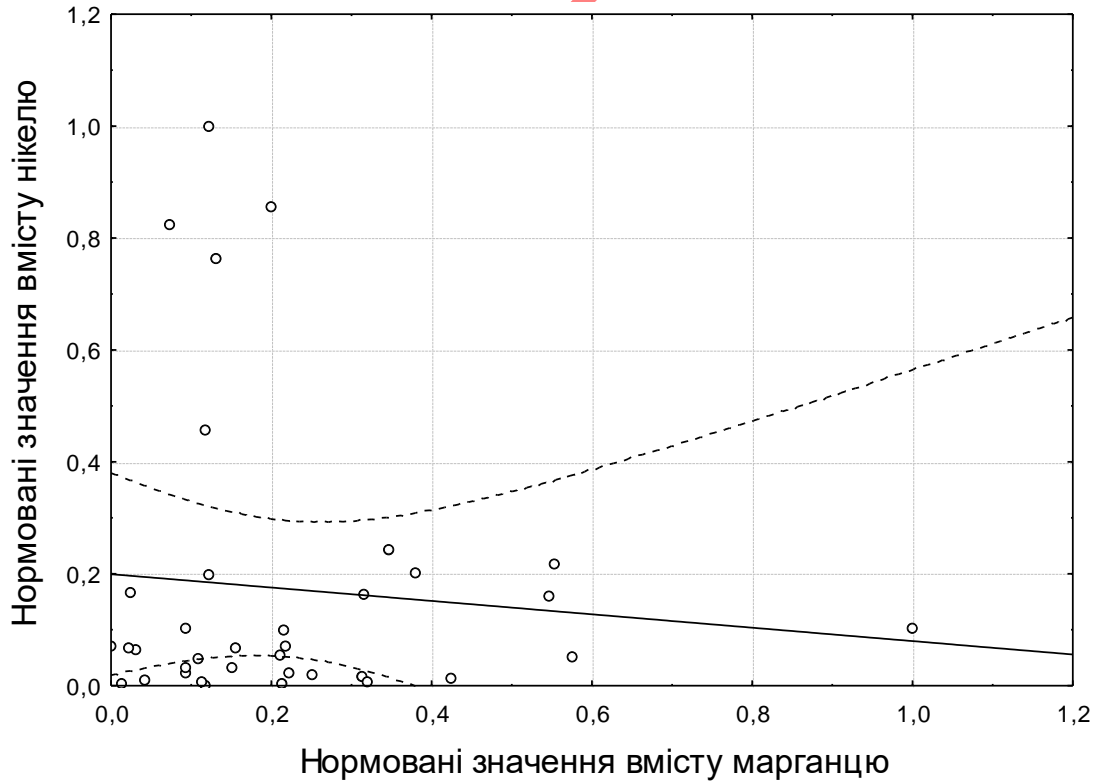


Рисунок 3.17 - Графік рівняння регресії між вмістом нікелю і вмістом марганцю

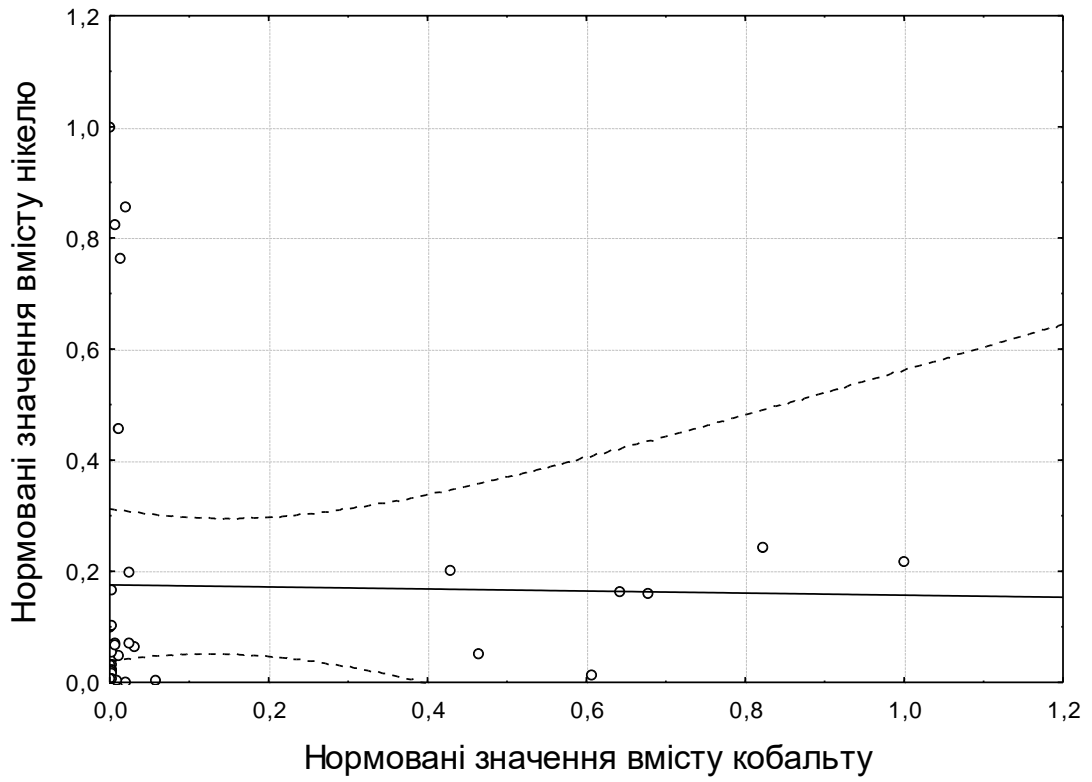


Рисунок 3.18 - Графік рівняння регресії між вмістом нікелю і вмістом кобальту

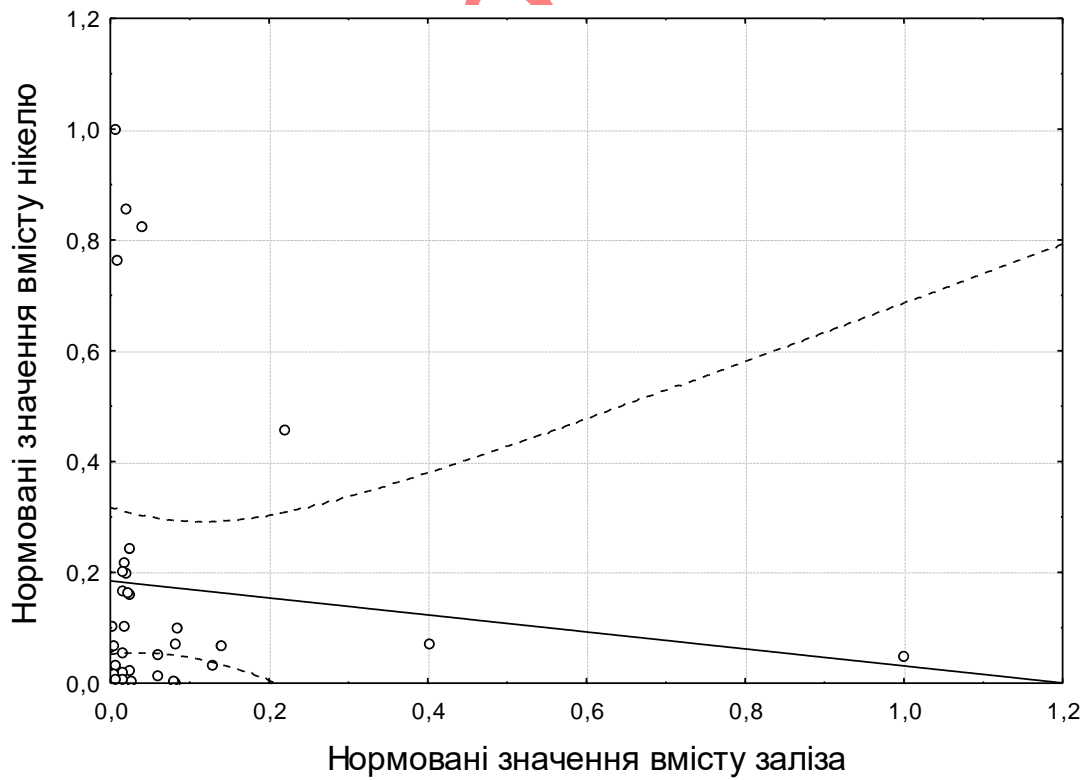


Рисунок 3.19 - Графік рівняння регресії між вмістом нікелю і вмістом заліза

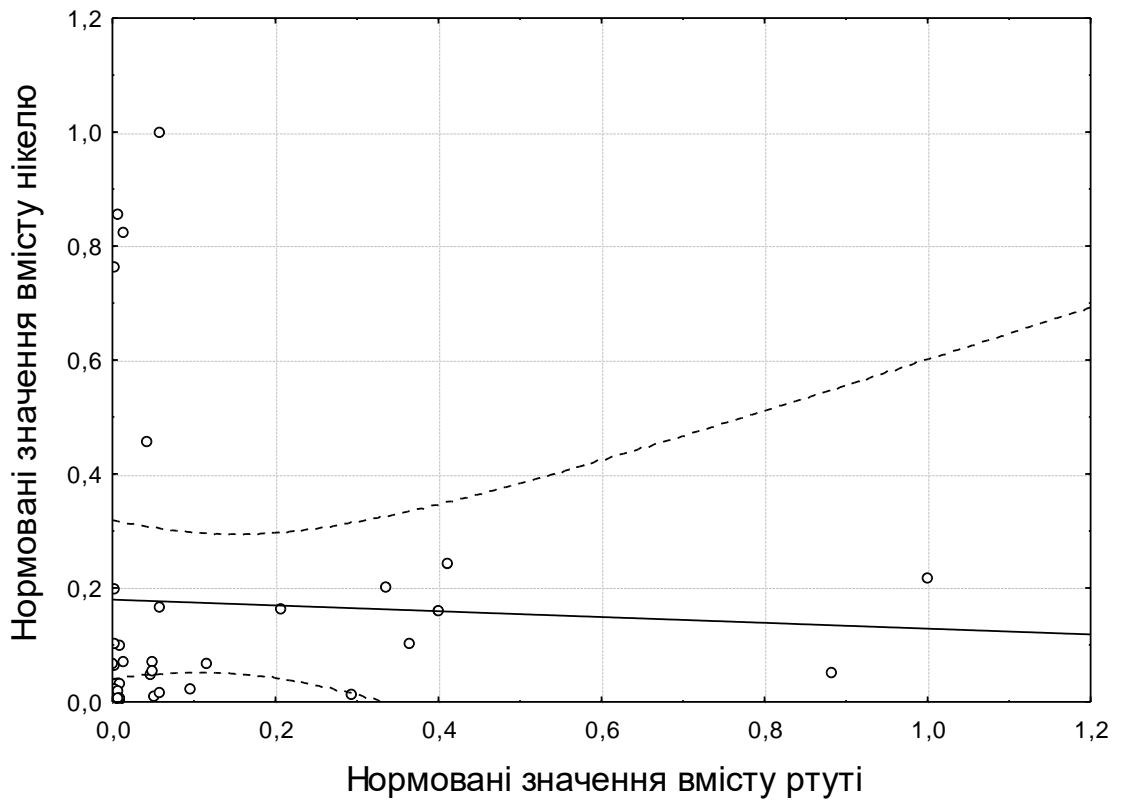


Рисунок 3.20 - Графік рівняння регресії між вмістом нікелю і вмістом ртуті

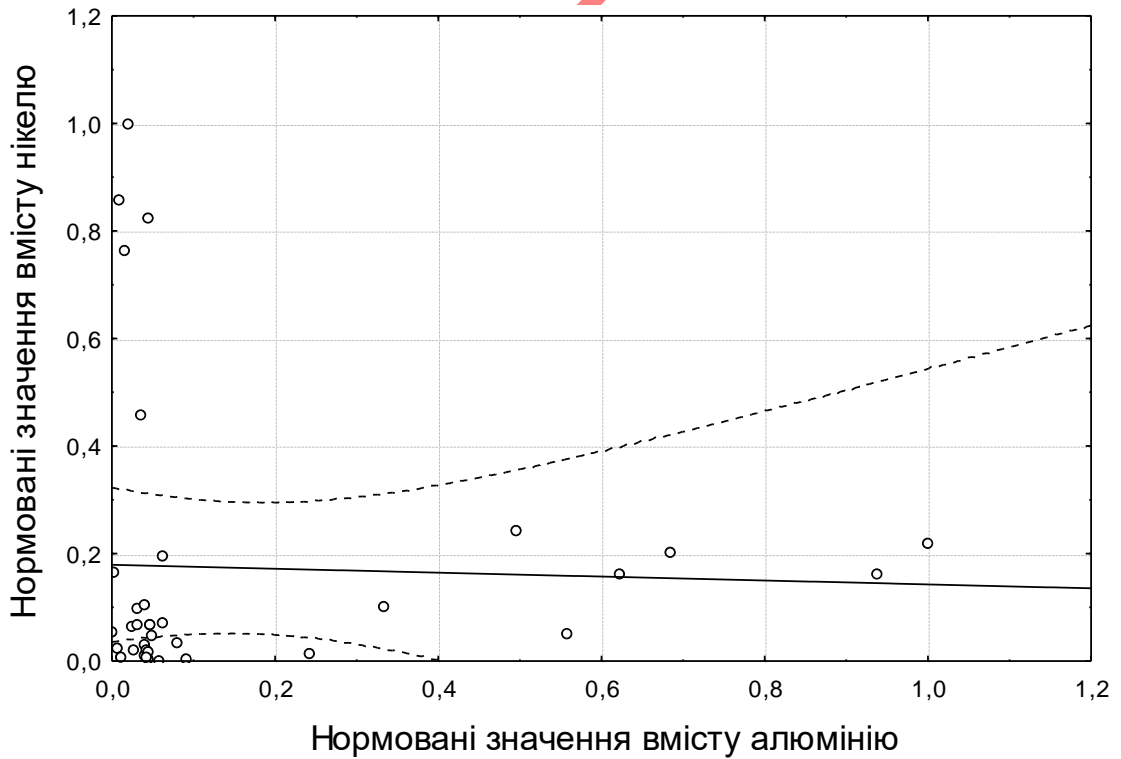


Рисунок 3.21 - Графік рівняння регресії між вмістом нікелю і вмістом алюмінію

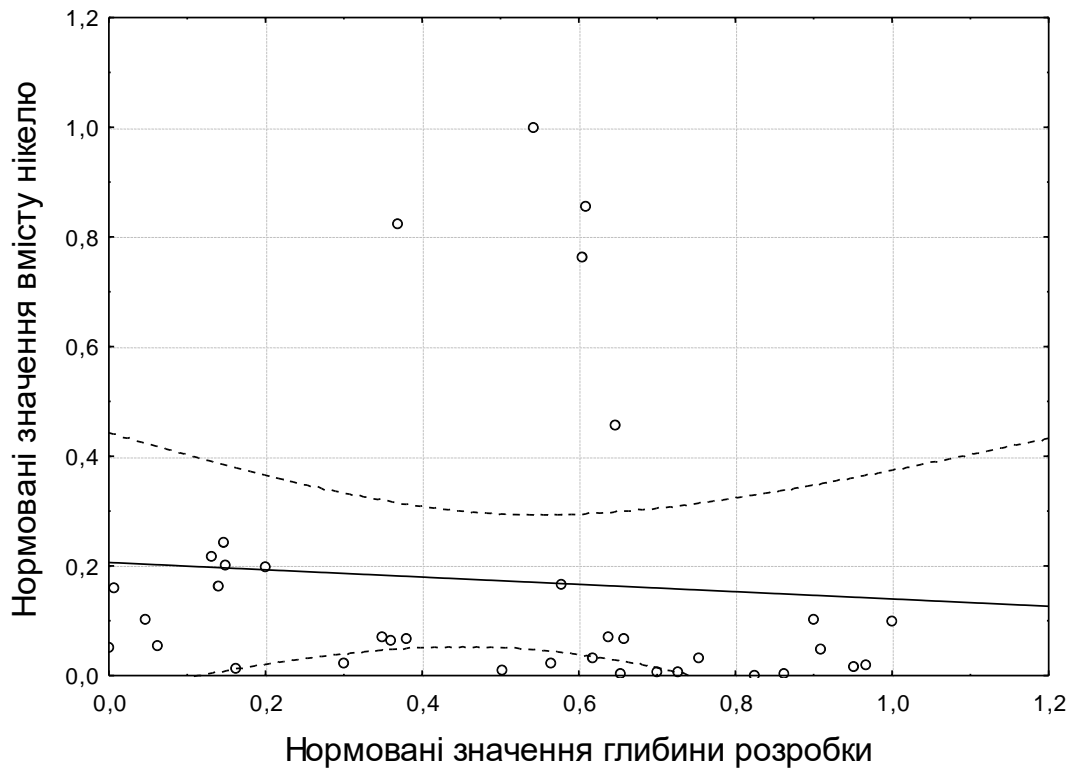


Рисунок 3.22 - Графік рівняння регресії між вмістом нікелю і глибиною розробки

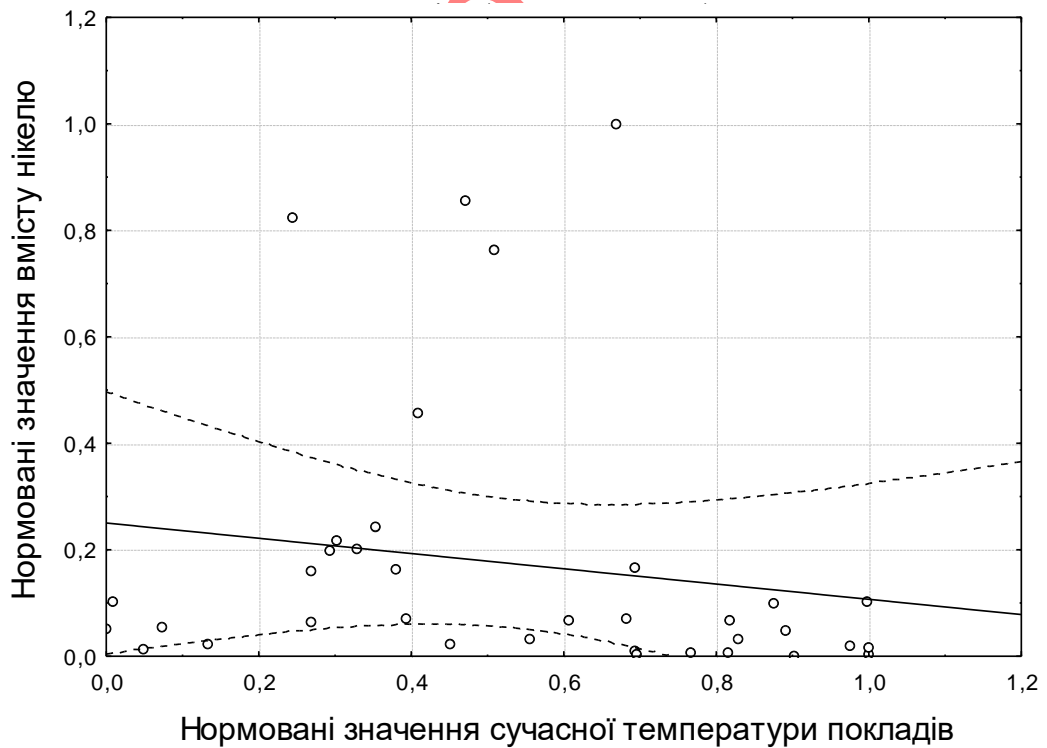


Рисунок 3.23 - Графік рівняння регресії між вмістом нікелю і сучасною температурою покладів

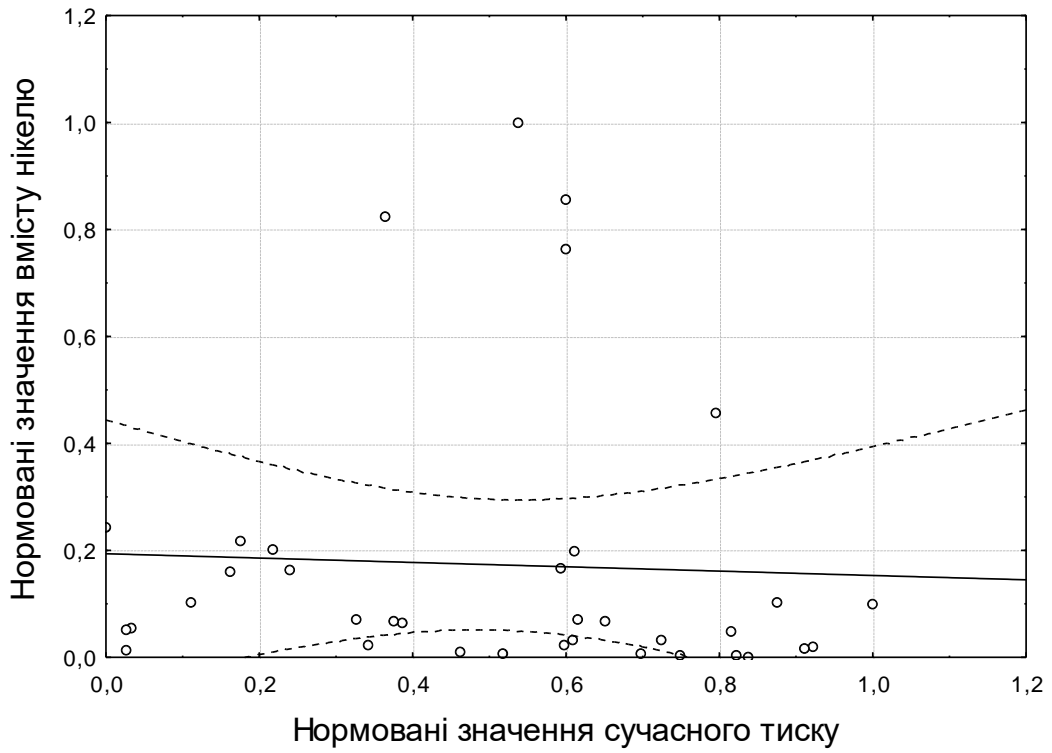


Рисунок 3.24 - Графік рівняння регресії між вмістом нікелю і сучасним

ТИСКОМ

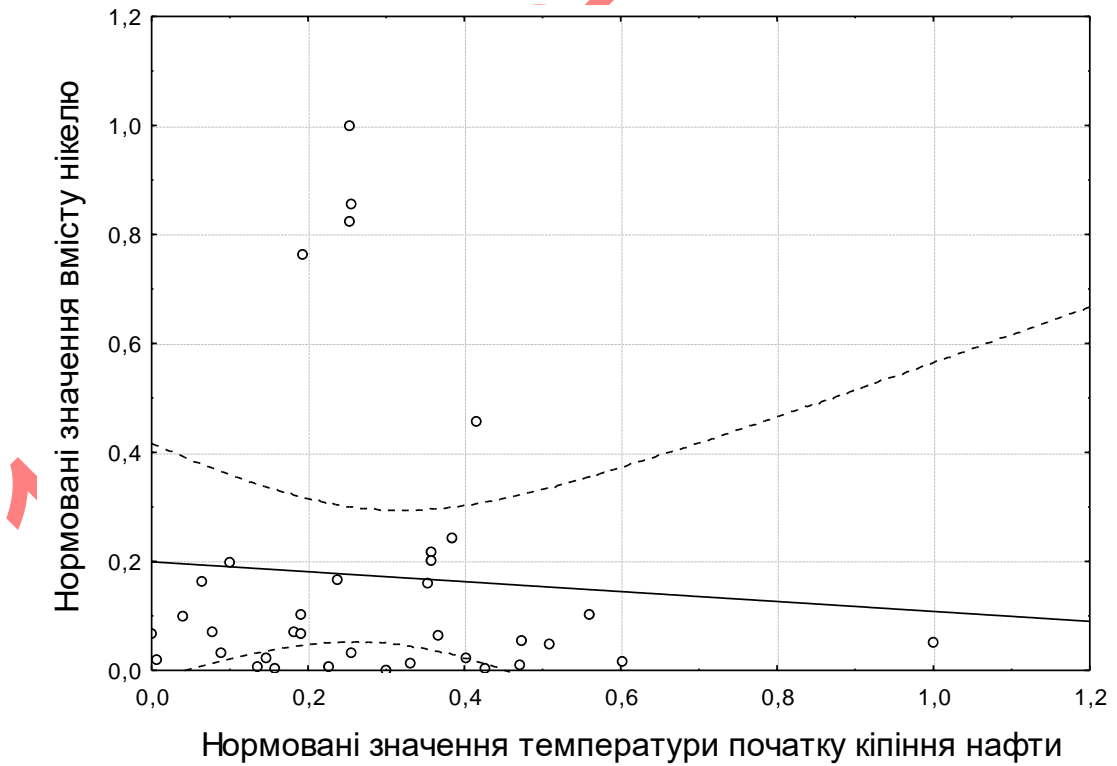


Рисунок 3.25 - Графік рівняння регресії між вмістом нікелю і температурою

початку кипіння нафти

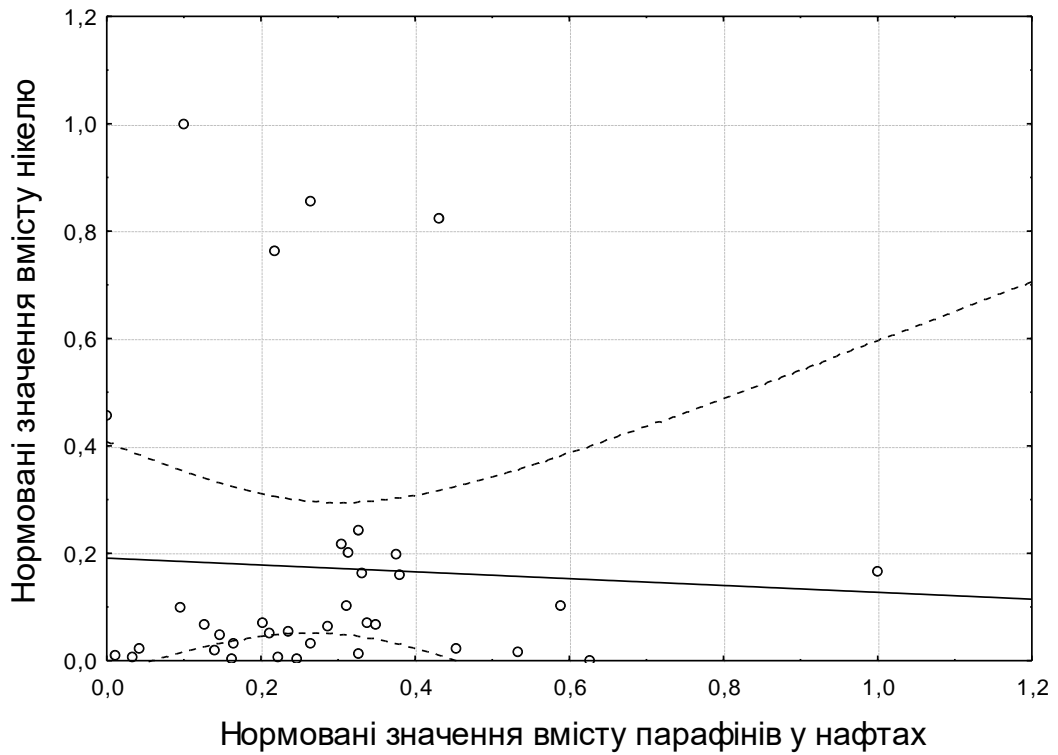


Рисунок 3.26 - Графік рівняння регресії між вмістом нікелю і вмістом парафінів у нафтах

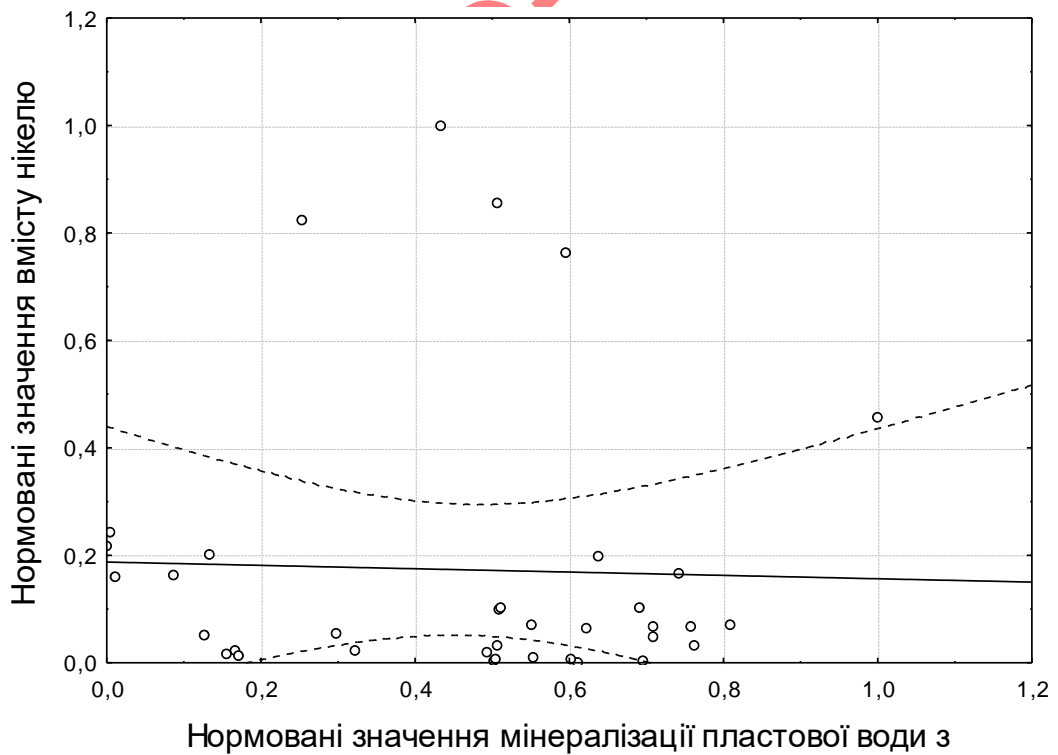


Рисунок 3.27 - Графік рівняння регресії між вмістом нікелю і мінералізацією пластової води

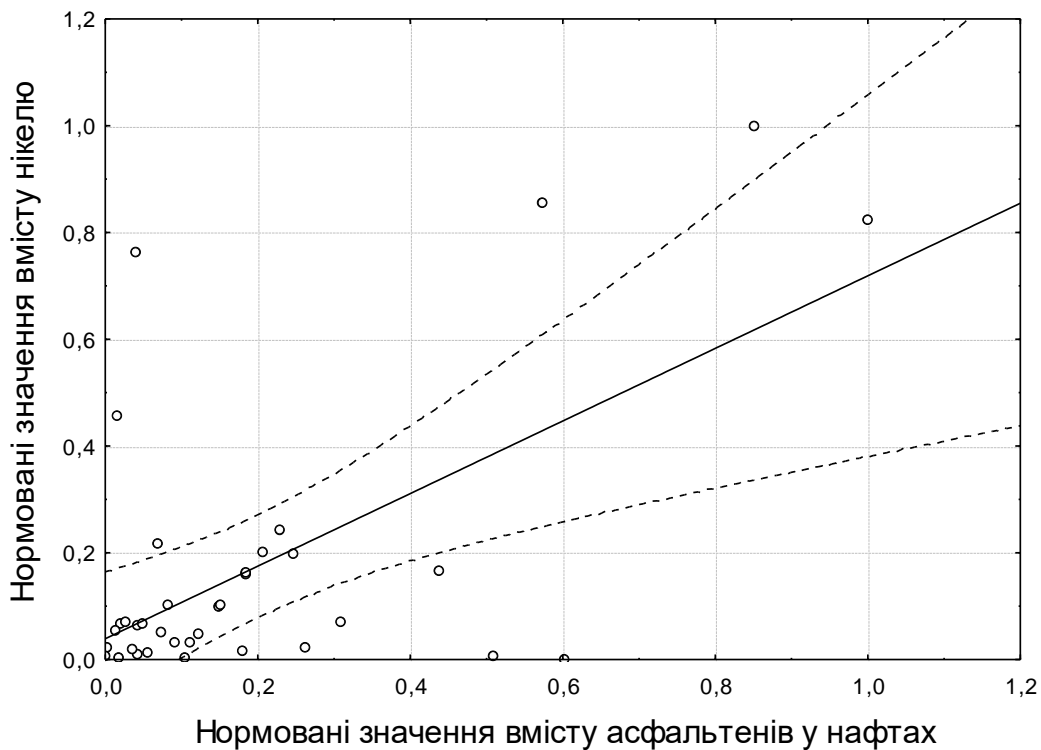


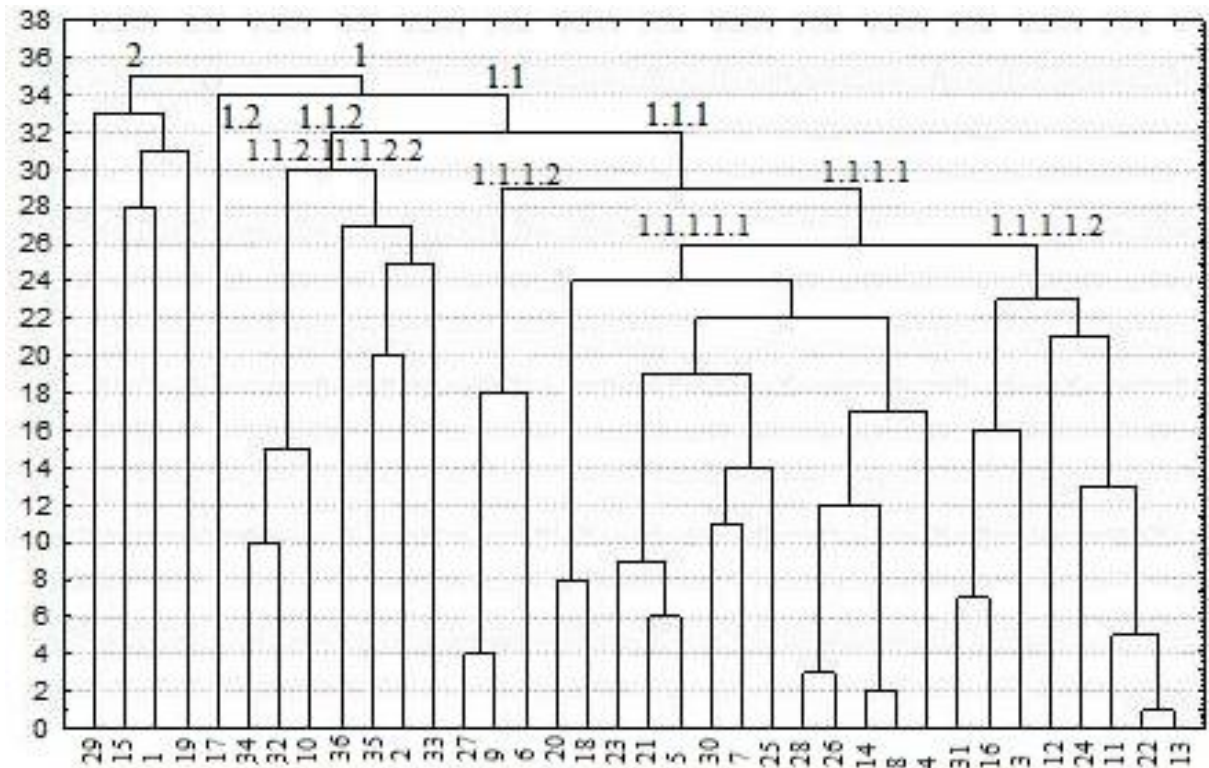
Рисунок 3.28 - Графік рівняння регресії між вмістом нікелю і вмістом асфальтенів у нафтах

У процесі реалізації кластерного аналізу за методом зваженого центроїдного була побудована дендрограмма (рисунок 3.29), яка відбиває взаємну природну ієрархію аналізованих родовищ за вмістом нікелю. На дендрограмі кластеризації виділено 7 основних кластерів.

Кластер 1.1.1.1.1 об'єднує Качалівське, Куличихінське, Перекопівське, Щуринське, Ярошівське, Коробочкінське, Сагайдатське №1 та Західно-Харківцівське родовища нафти з вмістом Ni від 0,35ppm до 1,57ppm. Загалом за кластером середній вміст Ni дорівнює 0,89ppm, що відповідає аномально низьким значенням.

Кластер 1.1.1.1.2 сформовано Краснозаярським, Сагайдатським №13, Радченківським, Малосорочинським, Талалаївським та Ново-Миколаївським родовищами з вмістом Ni у нафтах від 2,17ppm до 3,06ppm. Середній вміст

Ni у нафтах родовищ цього кластеру становить 2,67ppm, що відповідає низьким значенням цього показника.



Умовні позначення:

- 1, 2, 1.1, 1.2, 2.1, 2.2, 2.3 – кластери; перелік родовищ: 1 – Бахмачське, 2 – Прилуцьке, 3 – Краснозаярське, 4 – Качалівське, 5 – Кременівське, 6 – Карайкозовське, 7 – Коробочкинське, 8 – Куличихінське, 9 – Ліповодолинське, 10 – Монастирщенське, 11 – Матлаховське, 12 – Малосорочинське, 13 – Ново-Миколаєвське, 14 – Перекопівське, 15 – Прокопенківське, 16 – Радченковське, 17 – Распашновське, 18 – Софіївське, 19 – Суходолівське, 20 – Солонцівське, 21 – Солохівське, 22 – Талалаївське, 23 – Тростянецьке, 24 – Турутинське, 25 – Харьковцівське, 26 – Щуринське, 27 – Юр'ївське, 28 – Ярошівське, 29 – Хухрянське, 30 – Сагайдацьке №1, 31 – Сагайдацьке №13, 32 – Кибицівське №5, 33 – Кибицівське №51, 34 – Кибицівське №52, 35 – Кибицівське №56, 36 – Кибицівське №1

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

Кластер 1.1.1.2 сформований Карайкозовським, Юр'ївським та Ліповодолинським родовищами зі значеннями вмісту Ni нижче середніх: 4,07ppm – 4,25ppm. Середнє значення вмісту Ni за родовищами кластеру відповідає 4,18 ppm.

Кластер 1.1.2.1 об'єднує родовища Кибицівське №5, Кибицівське №52 та Монастирщенське з вмістом Ni від 6,4ppm до 6,61ppm. Середній вміст за кластером дорівнює 6,51ppm, що статистично значимо не відрізняється від середнього показника за всіма проаналізованими родовищами.

Кластер 1.1.2.2 сформовано Прилуцьким, Кибицівським №56, Кибицівським №51 та Кибицівським №1 родовищами із вмістом Ni в інтервалі від 7,77ppm до 9,5ppm. Середнє значення за кластером із вмістом Ni вище за середнє і відповідає 8,47ppm.

Кластер 1.2 представлено лише одним родовищем – Распашновським з високими середніми концентраціями Ni – 17,6ppm.

Аномально високий вміст Ni спостерігається у нафтах родовищ Суходолівське, Прокопенківське, Бахмацьке та Хухрянське які створюють кластер 2, при коливанні від 29,1ppm до 38,1ppm. Значення середньої концентрації цього металу за кластером досягають 32,83ppm.

Висновки за розділом.

Аналіз результатів розрахованих описових статистик вмісту нікелю у нафтах 36 родовищ Дніпровсько-Донецької западини (Бахмацьке, Прилуцьке, Краснозаярське, Качалівське, Кременівське, Карайкозовське, Коробочкинське, Куличихінське, Ліповодолинське, Монастирщенське, Матлаховське, Малосорочинське, Ново-Миколаєвське, Перекопівське, Прокопенківське, Радченковське, Распашновське, Софіївське, Суходолівське, Солонцівське, Солохівське, Талалаївське, Тростянецьке, Турутинське, Харьковцівське, 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. Середній вміст Ni у нафтах розглянутих родовищ становить $6,88\text{ppm} \pm 1,67$ при довірчому інтервалі 0,95, вибіркочна дисперсія 99,88, стандартне відхилення 9,99, медіанне значення відповідає $2,91\text{ppm}$, ексцес дорівнює 3,63, асиметричність 2,15. Мінімальний середній вміст Ni становить $0,35\text{ppm}$ для нафти Качанівського родовища, а максимальне середнє значення цього показника в $38,1\text{ppm}$ характеризує нафту Хухрянського родовища.

2. За результатами кореляційного та регресійного аналізу та з урахуванням шкали Чедока в пробах нафти з розглянутих родовищ встановлено наявність дуже слабкого прямого кореляційного зв'язку вмісту нікелю та ванадію; цинку; хрому; сумарного вмісту V, Zn, Cr, Mn, Co, Fe, Hg, Al; середньої потужності продуктивного горизонту; значення щільності нафти; значення в'язкості нафти; вмісту смоли; щільності пластової води з продуктивного горизонту; вмісту сірки в нафті; дуже слабкого зворотного кореляційного зв'язку вмісту нікелю і марганцю; кобальту; заліза; ртуті; алюмінію; сучасної середньої глибини продуктивного горизонту; сучасної температури продуктивного горизонту; сучасного тиску в продуктивному горизонті; температури початку кипіння (boiling point) нафти; вмісту парафінів; значення мінералізації пластової води з продуктивного горизонту; високого прямого кореляційного зв'язку вмісту нікелю та асфальтенів.

Таким чином доведено, що асфальтени є основними концентраторами нікелю у досліджених нафтах з розглянутих родовищ Дніпровсько-Донецької западини.

3. За результатами кластерного аналізу вмісту нікелю у нафтах була побудована дендрограма, що дозволила візуально проаналізувати та

структурувати по відповідним кластерам усю сукупність розглянутих родовищ за вмістом цього металу у нафтах. Таким чином було виділено 7 кластерів (рисунок 3.23). Кластер 1.1.1.1 об'єднує Качалівське, Куличихінське, Перекопівське, Щуринське, Ярошівське, Коробочкінське, Сагайдацьке №1 та Західно-Харківцівське родовища нафти з середнім вмістом Ni за кластером 0,89ppm, що відповідає аномально низьким значенням. Кластер 1.1.1.2 сформовано Краснозаярським, Сагайдацьким №13, Радченківським, Малосорочинським, Талалаївським та Ново-Миколаївським родовищами, середній вміст Ni у нафтах родовищ цього кластеру становить 2,67ppm, що відповідає низьким значенням цього показника. Кластер 1.1.1.2 сформований Карайкозовським, Юр'ївським та Ліповодолинським родовищами зі значеннями вмісту Ni нижче середнього – 4,18ppm. Кластер 1.1.2.1 об'єднує родовища Кибицівське №5, Кибицівське №52 та Монастирщенське з середнім вмістом Ni який дорівнює 6,51ppm, що статистично значимо не відрізняється від середнього показника за всіма проаналізованими родовищами. Кластер 1.1.2.2 сформовано Прилуцьким, Кибицівським №56, Кибицівським №51 та Кібицівським №1 родовищами із середнім значенням вмісту Ni 8,47ppm, що відповідає вище середнього показника. Кластер 1.2 представлено лише одним родовищем – Разпашновським з високими середніми концентраціями Ni – 17,6ppm. Аномально високий середній вміст Ni 32,83ppm спостерігається у нафтах родовищ кластера 2, до якого відносяться Суходолівське, Прокопенківське, Бахмацьке та Хухрянське родовища.

Таким чином, за результатами кластерного аналізу вибіркові середні значення концентрацій нікелю, 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 нікелю, яку наведено у таблиці 3.2.

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

№ п.п.	Вміст нікелю (якісна оцінка вмісту; вміст від/до у ppm; середній вміст у ppm)	Назва родовища
1	аномально низькі значення; 0,35/1,57; 0,89	Качалівське, Куличихінське, Перекопівське, Щуринське, Ярошівське, Коробочкінське, Сагайдатике №1, Західно-Харківцівське
2	низькі значення; 2,17/3,06; 2,67	Краснозаярське, Сагайдацьке №13, Радченківське, Малосорочинське, Талалаївське, Ново-Миколаївське
3	значення нижче середніх; 4,07/4,25; 4,18	Карайкозовське, Юр'ївське, Ліповодолинське
4	середнє значення; 6,4/6,61; 6,51	Кибицівське №5, Кибицівське №52, Монастиріщенське
5	значення вище за середнє; 7,77/9,5; 8,47	Прилуцьке, Кибицівське №56, Кибицівське №51, Кібицівське №1
6	високе значення; 17,6	Разпашнівське
7	аномально високі значення; 29,1/38,1; 32,83	Суходолівське, Прокопенківське, Бахмацьке, Хухрянське

ВИСНОВКИ

Фактологічною основою роботи були результати аналізів вмісту нікелю у нафтах з 36 родовищ: Бахмачського, Прилуцького, Краснозаярського, Качалівського, Кременівського, Карайкозовського, Коробочкинського, Куличихінського, Ліповодолинського, Монастиріщенського, 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 енергодисперсійному спектрометрі «Спрут» СЕФ 01.

В ході виконання кваліфікаційної роботи з метою виявлення основних особливостей геохімії нікелю у нафтах родовищ Дніпровсько-Донецької западини та їх подальшого аналізу було проведено аналітичний огляд літературних джерел з загальних відомостей про родовища нафти та газу України, обрано і освоєно методику досліджень та проаналізовано геолого-промислові особливості Кибинцівського нафтового родовища, Радченківського нафтогазового родовища та Західно-Харківцівського нафтогазоконденсатного 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. Нафта була відома на землях України ще в сиву давнину, у III—IV ст. до нашої ери на Керченському півострові греки збирали її на поверхні і в колодязях для виготовлення своєї секретної зброї - «грецького вогню».

2. Прояви природного горючого газу на Україні були зафіксовані в 19 столітті при видобутку вугілля в Донбасі та при будівництві соляних шахт у Передкарпатті. Вперше «нафтовий газ» на теренах України стали використовувати у Східниці у 1904 р. для опалення котелень.

3. В 1993 р. була розроблена Національна програма «Нафта і газ України до 2010 р.», де були науково обґрунтовані шляхи стабілізації видобутку вуглеводневої сировини у 1994-1995 рр. і подальшого її збільшення до 7,5 млн. і нафти з конденсатом і 35,3 млрд. м³ газу у 2010 р. Але через недостатню увагу державних установ, хронічне недофінансування для проведення геологічної розвідки, відновлення основних фондів і технічного переозброєння галузі планових показників фактично не досягнуто. Можливості для позитивних зрушень криються тут, зокрема, у залученні головним чином державних, а також частково приватних і в тому числі іноземних інвестицій.

4. На 1.01 1994 р. в Україні відкрито 335 родовищ вуглеводнів, які зосереджені в трьох нафтогазоносних регіонах: Західному, Східному і Південному. Кожен з них специфічний за геологічною будовою, умовами поширення і характеристикою вуглеводнів

З трьох згаданих вище нафтогазоносних регіонів України наймолодшим за часом відкриття промислових родовищ вуглеводнів і найбільшим за обсягом розвіданих запасів і прогнозних ресурсів є Східний. Його представляє Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область, що є частиною Прип'ятсько-Донецької нафтогазоносної провінції. В тектонічному відношенні область розташована у межах однойменної западини, яка являє собою складну внутрішньоплатформену палеорифтову структуру, а остання, в свою чергу, є ланкою гетерогенного трансконтинентального Сарматсько-

Туранського лінеамента, простеженого від західних кордонів Білорусі до відрогів Тянь-Шаню.

Західний нафтогазоносний регіон складається з двох принципово різних за будовою провінцій: Балтійсько-Переддобрудзької та Карпатської.

Південний нафтогазоносний регіон має найбільш складну гетерогенну будову і складне нафтогазогеологічне районування. До нього входить південна ланка Балтійсько-Переддобрудзької провінції - Переддобрудзька нафтогазоносна область, а також є Індоло-Кубанська, Причорноморсько-Кримська нафтогазоносні та Азовсько-Березанська газоносна області Причорноморсько-Північно-Кавказько-Мангишлацької провінції.

Ці три згаданих регіони суттєво відрізняються і за характеристикою вуглеводневих флюїдів.

Поточні видобувні запаси нафти зосереджені в основному у Східному (61,1%) і Західному (36,8%) регіонах; на Південний їх припадає тільки 2,1%. При традиційних технологіях видобутку нафти у надрах залишається близько 800 млн. т розвіданих запасів (74,8%) категорій A+B+C₁.

Основні перспективи розвитку нафтогазової промисловості України пов'язані в першу чергу з комплексом заходів що включатимуть освоєння ефективних технологій розробки, відкриттям нових родовищ, комплексної переробки вуглеводнів з вилученням супутніх цінних компонентів.

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

6. Середній вміст Ni у нафтах розглянутих родовищ становить $6,88 \pm 1,67$ ppm при довірчому інтервалі 0,95, вибіркова дисперсія 99,88, стандартне відхилення 9,99, медіанне значення відповідає 2,91ppm, ексцес дорівнює 3,63, асиметричність 2,15. Мінімальний середній вміст Ni становить 0,35ppm для нафти Качанівського родовища, а максимальне

середнє значення цього показника в 38,1ppm характеризує нафту Хухрянського родовища.

7. В результаті проведених досліджень доведено, що асфальтени є основними концентраторами нікелю у досліджених нафтах з розглянутих родовищ Дніпрово-Донецької западини.

8. За результатами кластерного аналізу вмісту нікелю у нафтах була побудована дендрограма, що дозволила наочно візуалізувати, проаналізувати та структурувати по відповідним кластерам усю сукупність розглянутих родовищ за вмістом цього металу у нафтах.

9. За результатами виконаних досліджень вибіркові середні значення концентрацій нікелю, 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 нікелю, яку наведено у таблиці 3.2.

Основне наукове значення отриманих результатів полягає у розробці природної класифікації родовищ нафти за вмістом нікелю, виявленні типоморфних ознак нафт розглянутих родовищ та встановленню що саме асфальтени з усіх проаналізованих проб нафт є основними носіями і концентраторами нікелю.

Практичне значення отриманих результатів на мою думку полягає у встановленні середніх концентрацій та можливості прогнозування вмісту нікелю 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 нікелю 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».

10-3-189-1

СПИСОК ДЖЕРЕЛ ІНФОРМАЦІЇ

- 1 Атлас родовищ нафти і газу. Т. 1. / за ред. М. М. Іванюти, В. О. Феदिшина, Б. І. Денегі, 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. Денегі, 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. Денегі, 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.Koziiy, 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.

10Ишков 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>

11Ишков 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.

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

13Ишков 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.

14Ишков 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.

15Ишков 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	60	
			Графічні матеріали	16	Електронний ресурс
			Презентація Microsoft PowerPoint		Слайди

10-3-189-1

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. 103-18з-1 Горової Ольги Миколаївни
на тему «Основні особливості геохімії нікелю у нафтах родовищ
Дніпровсько-Донецької западини»

Кваліфікаційна робота бакалавра Горової О.М. є актуальною. Встановлення особливостей геохімії Ni 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 Ni 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 Ni у нафтах досліджених родовищ за допомогою розрахованих рівнянь регресії.

Основне наукове значення отриманих результатів полягає у розробці природної класифікації родовищ нафти за вмістом Ni та встановленню що саме асфальтени є основними носіями і концентраторами нікелю.

Горова О.М. 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 вміння 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 – 96 «відмінно».

Керівник кваліфікаційної
роботи бакалавра

доц. Ішков В.В.

ДОДАТОК Д

РЕЦЕНЗІЯ

на кваліфікаційну роботу бакалавра
ст. гр. 103-18з-1 Горової Ольги Миколаївни
на тему «Основні особливості геохімії нікелю 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 нікелю 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.

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 якісна та 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 Горова О.М. студент 4-го курсу, заочної 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 нікелю 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;

– згодна 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

Горова О.М.