

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

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

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

студента _____ Максимович Артура Сергійовича
(ПІБ)
академічної групи _____ 103-18-1
(шифр)
спеціальності _____ 103 Науки про Землю
(код і назва спеціальності)
спеціалізації¹ за освітньою програмою _____ «Геологія»
(за наявності)
_____ (офіційна назва)
на тему _____ Основні особливості геохімії ванадію 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)

«__» 2022 року

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

студенту Максимович Артуру Сергійовичу академічної групи 103-18-1
 (прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 103 Науки про Землю

за освітньо-професійною програмою «Геологія»
 (за наявності)

на тему Основні особливості геохімії ванадію 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 стратиграфію Дніпровсько-Донецької западини	15.04.22-25.04.22
Спеціальний	Методика досліджень	26.04.22-01.05.22
	Основні особливості геохімії ванадію у нафтах Дніпровсько-Донецької западини	01.05.22-07.06.22

Завдання видано _____
 (підпис керівника)

Ішков В.В.
 (прізвище, ініціали)

Дата видачі 15.04.2022

Дата подання до екзаменаційної комісії

10.06.2022

Прийнято до виконання _____
 (підпис студента)

Максимович А.С.
 (прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 69 с., 31 рис., 2 табл., 7 додатків, 15 джерел.

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

Предмет дослідження – геохімічні особливості ванадію.

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

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

Результати та їх новизна – визначено основні геохімічні особливості ванадію 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 відношенні співпадає з Дніпровсько-Донецькою западиною.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО СТРАТИГРАФІЮ	
ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ	7
2 МЕТОДИКА ДОСЛІДЖЕНЬ.....	20
3 ОСНОВНІ ОСОБЛИВОСТІ ГЕОХІМІЇ ВАНАДІЮ У НАФТАХ	
РОДОВИЩ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ.....	24
3.1 Геолого-промислові особливості деяких родовищ	
Дніпровсько-Донецької западини	24
3.1.1 Геолого-промислові особливості Карайкозівського	
нафтогазоконденсатного родовища	24
3.1.2 Геолого-промислові особливості Матлахівського	
нафтогазоконденсатного родовища	26
3.1.3 Геолого-промислові особливості Розпашнівського	
нафтогазоконденсатного родовища	29
3.1.4 Геолого-промислові особливості Качалівського	
нафтогазоконденсатного родовища	33
3.2 Основні особливості геохімії ванадію 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 ванадію 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 ванадію.

Об'єкт дослідження – нафтові родовища ДДЗ.

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

Завдання роботи:

1) зібрати та проаналізувати інформацію про геолого-промисловий стан родовищ нафти і газу України та стратиграфію Дніпровсько-Донецької западини;

2) встановити особливості геохімії ванадію у нафтах родовищ Дніпровсько-Донецької западини.

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

1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО СТРАТИГРАФІЮ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

Дніпровсько – Донецька западина – тектонічна структура на Лівобережжі України (рисунок 1.1). Вона є частиною Доно-Дніпровського прогину. Адміністративно знаходиться у межах Чернігівської, Київської, Сумської, Полтавської, Харківської і частково Черкаської областей [1, 2, 3].

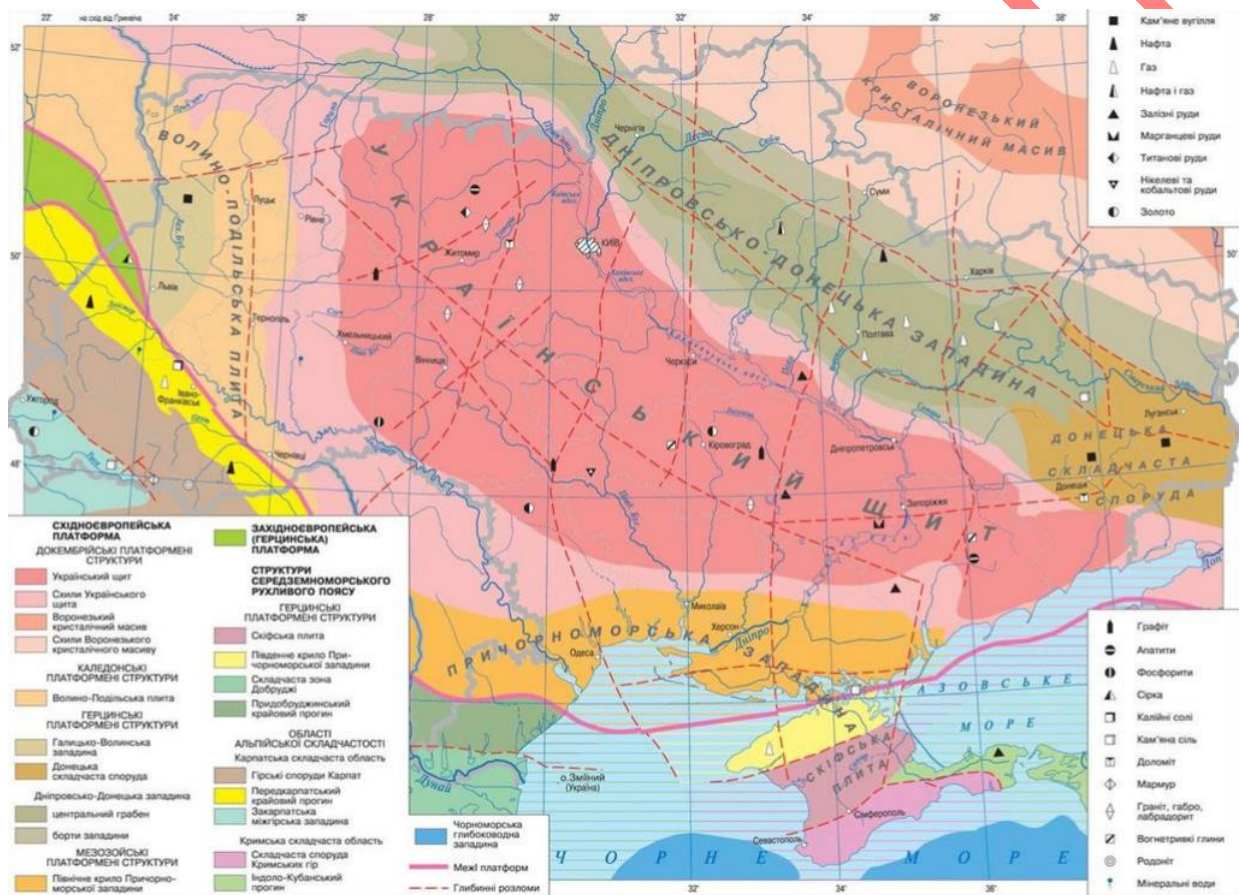


Рисунок 1.1 – Положення Дніпровсько-Донецької западини на геолого-тектонічній схемі України [4]

Дніпровсько-Донецька западина – двоповерхова структура; рифтоген, що являє собою ранньокам'яновугільну западину, яка залягає на пізньодевонському рифті. Нижній структурний поверх – обмежений глибинними розломами рифт завширшки від 65 км на широті Чернігова до 140 км по меридіану Полтави. Другий поверх завширшки 220 – 250 км

утворює борти западини (північний – пологий, південний – крутіший та вужчий) з пологим похилом поверхні фундаменту і збільшенням потужності верств осадових порід у бік рифту та на південний схід.

У межах рифту виділяють осьову зону загального заглиблення фундаменту і південні та північні зони шовних розривів, які простежуються і у верхньому поверсі у вигляді розломів і складок. На південний схід з цими зонами пов'язані куполи верхньодевонської солі. Докембрійський кристалічний фундамент у межах рифту при заглибленні поверхні від 1 км на північний захід і до 20 км на південний схід утворює прирозломні виступи в шовних зонах та окремі депресії й сідловини в осьовій зоні.

Найдавніші розкриті в межах Дніпровсько-Донецької западини утворення це гнейси, граніти, кристалічні сланці, амфіболіти, метавулканічні породи архею та нижнього протерозою. Петрографічні дані та результати визначення абсолютного піку порід свідчать, що в кристалічному фундаменті западини присутні всі основні архейські та нижньопротерозойські стратиграфічні підрозділи, вивчені на Українському кристалічному щиті та Воронежській антеклізі [5].

Питання про наявність верхньопротерозойських і нижньопалеозойських порід залишається спірним, оскільки в межах регіону вони поки що не розкриті бурінням у корінному заляганні. Разом з тим за аналогією з іншими рифтогенними прогинами древніх платформ є підстави припустити присутність у Дніпровсько-Донецької западині проміжного комплексу відкладів між докембрійським кристалічним фундаментом та значно молодшою осадовою товщею порід.

Девонська система.

Девонські відклади виявлені лише в грабені в межах усіх тектонічних його зон, де вони розкриті в інтервалі глибин від 0,5 до 5,5 км. Це складно збудовані поліфаціальні комплекси вулканогенних, соляних, карбонатних,

теригенних сіро- та червоноколірних формацій загальною потужністю до 7,5-8,9 км [5].

Характерною особливістю латерального поширення девонських відкладів западини є стрибкоподібні зміни потужності окремих підрозділів на дуже коротких відстанях - від домінуючого положення в розрізі (1,5-2,0 км) до повного зникнення. Аналогічно відбуваються і фаціальні заміщення.

Середній девон.

Ейфельський ярус включає пярнуський та наровський горизонти загальною потужністю 40-50 м, що залягають безпосередньо на докембрійському фундаменті. Розкриті та палеонтологічно (палінологічно) охарактеризовані в поодиноких свердловинах крайнього північного заходу регіону, вони складені перемежовуванням сірих та строкатих аркозових пісковиків, алевролітів, темно-сірих аргілітів та глинистих доломітів.

Живетський ярус представлений старооскольським горизонтом потужністю до 50 м, який незгідно залягає на ейфельських або докембрійських породах. Це строкаті теригенні відклади (перемежовування пісковиків, алевролітів, аргілітів) з прошарками доломітів.

В середньодевонських утвореннях западини виявлено декілька піщаних горизонтів, перекритих глинистими пачками, котрі в Припятьському прогині містять поклади нафти [4].

Верхній девон.

Породи цього віку на відміну від фрагментарно розвинутих середньодевонських значно поширеніші і є потужним (до 4-5 км і більше) складнозбудованим формаційно-гетерогенним комплексом утворень франського та фаменського ярусів.

Франський ярус представлений трьома під'ярусамн. Його базальна частина, складена строкатими теригенними відкладами (перемежовування кварцових пісковиків і алевролітів з аргілітами), відповідає пашійському та кинівському горизонтам уніфікованої схеми девону Руської плити. До

середньої частини ярусу відноситься карбонатна товща (15-120 м), складена органомінеральними вапняками і доломітами, в яких виділені аналоги саргаївського та семилицького горизонтів. Основна за потужністю (до 3 км і більше) верхня частина ярусу представлена вулканогенними, вулканогенно-осадковими і соленосними відкладами. В ній виділяються аналоги алатирського, воронезького, євланівського та лівенського горизонтів [1].

Фаменський ярус, породи якого незгідно залягають на утвореннях франського віку, розділяється на дві частини.

Нижньофаменський під'ярус присутній у западині в обсязі задонського та елецького горизонтів. Перший з них складений глинисто-карбонатною товщею (до 800-1200 м). Вона локалізується в системі прибортових палеодепресій з певною літолого-фаціальною зональністю (крайові рифогенно-карбонатні масиви та депресійні темноколірні карбонатно-глинисті відклади). Більша за потужністю (до 3600 м) елецька товща представлена теригенними відкладами, які поширені в межах палеопротинів північної і південної прибортових і, можливо, приосьових зон.

Верхньофаменський під'ярус, який залягає з ознаками кутової незгідності на задонсько-елецьких і більш давніх девонських відкладах, містить лебедянський і данківський горизонти, а також перехідний комплекс від девону до карбону з лебедянсько-нікольських, тургенєвсько-кудеярівських, більських і руденківських верств. Це потужна (до 3-4 км) складнозбудована формаційно-гетерогенна товща, яка включає соленосні, теригенні сірі, теригенні червоноколірні та вулканогенні відклади. Верхньофаменська (лебодянська) соленосна товща (40-730 м) розкрита в межах ізольованих палеозападин та палеопротинів північної (Максаківська, Адамівська, Кинашівська, Ядутівська площі) і південної (Ведильцівська, Олишівська площі) прибортових зон [4].

Кам'яновугільна система.

Кам'яновугільні відклади поширені в усіх тектонічних зонах Дніпровсько-Донецької западини. Як правило, вони займають основну (понад 60%) частину розрізу осадового чохла. Палеонтологічні дані дозволили виділити в регіоні всі відділи системи, розчленувати їх на яруси, під'яруси, надгоризонти і горизонти. На відміну від девонських потужність кам'яновугільних порід закономірно зростає від бортів до приосьової частини западини і в південно-східному її напрямку, досягаючи за сейсмічними даними 10 км і більше [1].

Утворення турнейського ярусу і нижньовізейського під'ярусу виявлені лише в межах грабена, молодші відклади осадового чохла поширюються і на борти Дніпровсько-Донецької западини. Літолого-фаціальний склад порід карбону досить стабільний. Про це свідчить той факт, що окремі реперні вапняки простежуються від Донбасу до границі з Прип'ятською западиною. Латеральні зміни фаціального і речовинного складу розрізу. відбуваються поступово.

Нижній карбон.

Відклади цього відділу присутні в западині в обсязі турнейського, візейського і серпуховського ярусів, їх сумарна потужність у центральній частині та в межах південно-східного закінчення Дніпровського грабена за сейсмічними даними досягає 4—6,5 км. Порівняно з іншими районами Східно-Європейської платформи відклади нижнього карбону Дніпровсько-Донецької западини характеризуються найбільшою стратиграфічною повнотою [5].

Турнейський ярус в обсязі аналогів малевського, упинського, черепецького, кизелівського горизонтів (за уніфікованою схемою), або донецьких зон C_{1tb} – C_{1td} у центральній і південно-східній частинах западини складається з теригенно-карбонатних морських утворень. В літофаціальному відношенні це літорально-шельфові карбонати з органогенними спорудами типу біогермів, біостромів, банок (периферійні

частини Жданівської депресії, прибортові зони), бар'єрно-рифові масиви (моноклінальні схили приосьової зони грабена) і депресійні відклади з піщаними тілами типу турбідитів. При цьому потужність ярусу в межах указаних територій змінюється від 150 - 200 до 800 - 1000 м. На захід від лінії Ромни - Висачки спостерігається заміщення морських сіроколірних теригенно-карбонатних фацій алювіально-дельтовими строкатими теригенними відкладами (руслові кварцові пісковики, сухарні каолінові глини та ін.). Найпотужніші (до 200-300 м і більше) і стратиграфічно повні розрізи континентальних фацій турне розкриті в Срібнянській депресії [4].

Візейський ярус, розрізи якого максимально повні в центральній частині западини, за сукупністю палеонтологічних та стратиграфічних критеріїв розчленовується на два самостійні комплекси [6].

Породи нижньовізейського під'ярусу незгідно лягають на різновікових відкладах турне і верхнього девону і присутні в обсязі XIV і XIII мікрофауністичних горизонтів западини, або зон C_{1va} – C_{1ve} Донбасу. В їх складі виділені аналоги елховського, радаєвського, бобриківського горизонтів і нижньотульського підгоризонту. На більшій частині території вони виражені морськими теригенно-карбонатними відкладами потужністю 100 - 300 м, в яких наявні різноманітні органогенні споруди (біогерми, біостроми, банки) і депресійні літофанії. На північному заході Дніпровсько-Донецької западини під'ярус представлений теригенними континентальними утвореннями. Їх максимальні потужності 160 – 180 м [1].

Породи, верхньовізейського під'ярусу присутні практично в усіх тектонічних зонах западини в обсязі XIIa - XI мікрофауністичних горизонтів, а за номенклатурою Донбасу - зони C_{1vf} – C_{1vg} . З вираженою незгідністю вони залягають на породах усіх перелічених вище комплексів до утворень кристалічного фундаменту включно. Окремо як своєрідні за літолого-фаціальною характеристикою виділяються відклади мікрофауністичного горизонту XIIa (темноколірні аргіліти, доманікити, і горючі сланці з

піщаними тілами різноманітної морфології). В центрі западини їх потужність досягає 80,0 - 1000 м і більше [6]. Верхня частина розрізу - поліфаціальна паралічна, де перемежуються морські та алювіально-дельтові глинисті та алевропіщані породи з прошарками вапняків і вугілля. В найбільш зануреній частині западини розріз змінюється (зникають прошарки вугілля, зростає вміст алевроглинистих відкладів, розріз набуває флішоїдного характеру), що дозволяє передбачити в приосьовій зоні на схід від меридіана м. Полтави область поширення депресійних доманікоїдно-глинистих відкладів. Вздовж північного борту в східному напрямку паралічні утворення поступово заміщуються літорально - шельфовими карбонатними.

Породи серпуховського ярусу залягають тільки на верхньовізейських відкладах. У межах бортів і північно-західної центрикліналі западини їх потужність коливається від 50 до 150 м, а на південному сході приосьової зони збільшується до 1500 - 2000 м. Нижньо- і верхньосерпуховський під'яруси розділені поверхнею незгідності на два комплекси, відмінні за будовою і літолого-фаціальним складом [7].

Нижньосерпуховський під'ярус присутній в обсязі світи C_1^3 , тобто зон $C_{1vg} - C_{1na}$ Донбасу або X - IX мікрофауністичних горизонтів западини. Потужність його змінюється від 20 - 50 м на північному заході і бортах до 700 - 800 м у південній прибортовій зоні, досягаючи за сейсмічними даними максимального значення 1,0 - 1,5 км у межах південно-східної центрикліналі. У розрізі переважають лагунно-континентальні відклади - алевритисті аргіліти з прошарками алевролітів, дрібнозернистих пісковиків, вугілля. В північному і північно-західному напрямках глинистість порід зростає. На крайньому сході південного схилу Воронежської антеклізи (Курська магнітна аномалія, Старобільсько-Міллерівська монокліналь) утворення під'ярусу представлені літорально-шельфовими вапняками з фауною таруського і стешівського горизонтів. Прошарки пісковиків зосереджені переважно в розрізах південної прибортової зони [1].

Породи верхньосерпуховського під'ярусу трансресивно залягають на відкладах горизонтів нижньосерпуховського і верхньовізейського під'ярусів. Вони виділяються в обсязі світи C_1^4 Донбасу, або VIII - V мікрофауністичних горизонтів западини. На більшій частині території Дніпровсько-Донецької западини цей інтервал розрізу представлений паралічною поліфаціальною товщею пісковиків, алевролітів, аргілітів з прошарками органічно-детритусових вапняків, рідше - вугільних пропластків загальною потужністю від 30 - 50 до 1000 - 1500 м і більше [6].

Середній карбон.

Відклади цього відділу присутні в обсязі башкирського і московського ярусів. За закономірним зростанням потужності від бортів до осьової зони западини і в напрямку Донбасу вони подібні до верхньовізейських і серпуховських утворень.

Породи башкирського ярусу, підосва яких є однією з регіональних незгідностей, трансресивно залягають на відкладах різних горизонтів серпуховського і візейського ярусів, а в деяких місцях південного борту - і на докембрійському фундаменті. Вони розділяються на два під'яруси [1].

Нижньобашкирський під'ярус в обсязі аналогів донецьких світ C_1^5 (E) і C_2^1 (F) включає невелику пачку піщано-глинистих відкладів, перекритих глинисто-карбонатною морською товщею (50 - 400 м), яка отримала назву башкирської плити. В її складі на північному заході, в північній прибортовій і бортовій зонах домінують вапняки і аргіліти, тоді як у південній прибортовій - білі водоростеві вапняки і зелені глини з прошарками пісковиків.

Верхньобашкирський під'ярус в обсязі аналогів донецьких світ C_2^2 (G), C_2^3 (H), C_2^4 (J) представлений циклічним перешаровуванням пісковиків і глин з карбонатними та вугільними проверстками. Потужність його змінюється від 100 - 200 до 1000 - 1500 м. У фаціальному відношенні це переважно алювіально-дельтові і латунні осадки [7].

Московський ярус в обсязі аналогів донецьких світ C_2^5 (K), C_2^6 (L) і C_2^7 (M) виражений пластами пісковиків і аргілітів, рідше вапняків і вугілля в основному алювіально-дельтових і лагунних фацій. Лише верхня частина світи C_2^7 характеризується підвищеним вмістом морських відкладів (регіонально витримана товща алевролітів з проверстками вапняків - аналог зони C_{2md} Донбасу). Потужність утворень ярусу змінюється від 150 - 500 до 1000 - 1800 м і більше [7].

Верхній карбон.

Породи верхнього карбону межують з формуваннями середнього; границя проходить вище вапняку M_9 (покрівля зони C_{2md}). Територія їх поширення суттєво зменшена порівняно з відкладами московського ярусу. В південно-східних районах, де розріз верхнього карбону найбільш повний, він присутній в обсязі аналогів донецьких світ C_3^1 (N), C_3^2 (O) і C_3^3 (P) [8]. Це товща алювіально-дельтових утворень потужністю 150 - 1500 м, представлена чергуванням пісковиків і аргілітів, рідко з проверстками карбонатів. На відміну від середньокам'яновугільної товщі пласти вугілля в формуваннях верхнього карбону відсутні (за винятком світи C_3^1 південно-східних районів), але суттєво зростає роль строкатих відкладів, які на північному заході домінують у розрізі.

Пермська система.

Порівняно з кам'яновугільними пермські відклади менш поширені і мають стратиграфічно редуковані розрізи. Незважаючи на великі потужності, в палеодепресіях грабена (Кошелівська, Срібнянська, Орчиківська та ін.) вони присутні лише в обсязі асельського та низів сакмарського ярусів. Потужність пермських відкладів змінюється від 10 - 100 м на північному заході в крайових частинах палеодепресій до 2500 - 2700 м на південному сході в центральній частині Орчиківської депресії. На північному заході з ознаками явної або прихованої незгідності вони залягають на верхньо- і середньокам'яновугільних утвореннях [1].

Асельський ярус за літостратиграфічними критеріями включає картамиську, микитівську та слов'янську світи.

Картамиська світа межує з араукаритовою верхнього карбону по покрівлі карбонатного пласта P_8 . Вона являє собою червоноколірну алевроглинисту товщу (до 1200 м), що містить піщані тіла і проверстки вапняків. Останні, як і в карбоні, відіграють роль стратиграфічних реперів ($Q_1 - Q_{12}$) [8].

Відклади микитівської світи, нижня границя якої збігається з підшовою регіонально витриманого карбонатного пласта, на північному заході незгідно залягають на породах середнього карбону. Залежно від тектонічного положення верхньої частини палеозою (в депресіях або на виступах) виділяються карбонатний, карбонатно-сульфатний і карбонатно-сульфатно-соленосний типи розрізів світи. Її потужність змінюється від 10 - 50 до 180 - 210 м [7].

Породи слов'янської світи, нижня границя якої прийнята теж по одному з карбонатних пластів, більш поширені. Її верстви трансгресивно залягають на верхньокам'яновугільних, а подекуди - і на середньокам'яновугільних відкладах. Потужність світи в центральній частині Срібнянської депресії досягає 220 м, Орчиківської - 600 м. Їй притаманний такий же тип розрізу, як і у микитівської світи.

В найповніших розрізах микитівська і слов'янська світи представлені циклічним чергуванням пачок кам'яної солі з пластами ангідритів, прошарками доломітів і темнозабарвлених глинистих карбонатів. В крайових частинах палеодепресій поступово виклинюються соляні, а згодом і сульфатні пачки. В цих зонах присутні карбонатні органогенні споруди.

Сакмарський ярус виділяється в западині умовно. До нього віднесена краматорська світа. Її поширення суттєво скорочене порівняно з слов'янською і пов'язане з центральними частинами Бахмутської, Орчиківської, Срібнянської, а також Вергіївської і Кошелівської депресій. Максимальна потужність світи 600 - 700 м (Орчиківська депресія). В її

розрізі переважає кам'яна сіль з проверстками магнезійно-калійних солей і ангідритів. У підшві світи залягають червоноколірні уламково-карбонатні відклади белбасівського горизонту потужністю 5 - 40 м [4].

Тріасова система.

Червоноколірні і строкаті відклади тріасу мають типову для синекліз будову. Вони незгідно залягають на породах різних горизонтів пермі та карбону і включають глинисту пересазьку, глинисто-піщану шебелинську та піщану коренівську товщі дронівської світи, а також глинисту сребрянську і піщано-глинисту протопопівську світи загальною потужністю від десятків до кількох сотень метрів.

Юрська система.

Юрські відклади незгідно залягають на різновікових породах тріасу. В їх розрізі домінують сірі теригенні і карбонатні утворення з рештками різноманітної морської фауни. На всій території Дніпровсько-Донецької западини вони присутні в обсязі середнього і верхнього відділів.

Вище юрської системи залягає комплекс осадових утворень, який включає нижньокрейдові континентальні теригенні (до 160 м), верхньокрейдові морські мергельно-карбонатні (до 800 м), палеогенові морські карбонатно-кремнієво-теригенні (до 400 м) та неоген-четвертинні теригенні (до 100 м) відклади. Цей комплекс є безперспективною в нафтогазоносному відношенні частиною фанерозою [8].

Висновки за розділом.

Найдавніші розкриті в межах Дніпровсько-Донецької западини утворення це гнейси, граніти, кристалічні сланці, амфіболіти, метавулканічні породи архею та нижнього протерозою. Петрографічні дані та результати визначення абсолютного піку порід свідчать, що в кристалічному фундаменті западини присутні всі основні архейські та нижньопротерозойські стратиграфічні

підрозділи, вивчені на Українському кристалічному щиті та Воронежській антеклизі.

Питання про наявність верхньопротерозойських і нижньопалеозойських порід залишається спірним, оскільки в межах регіону вони поки що не розкриті бурінням у корінному заляганні.

Девонські відклади виявлені лише в грабені в межах усіх тектонічних його зон, де вони розкриті в інтервалі глибин від 0,5 до 5,5 км.

Кам'яновугільні відклади поширені в усіх тектонічних зонах Дніпровсько-Донецької западини. Як правило, вони займають основну (понад 60%) частину розрізу осадового чохла. Палеонтологічні дані дозволили виділити в регіоні всі відділи системи, розчленувати їх на яруси, під'яруси, надгоризонти і горизонти. На відміну від девонських потужність кам'яновугільних порід закономірно зростає від бортів до приосьової частини западини і в південно-східному її напрямку, досягаючи за сейсмічними даними 10 км і більше. Літолого-фаціальний склад порід карбону досить стабільний. Про це свідчить той факт, що окремі реперні вапняки простежуються від Донбасу до границі з Прип'ятською западиною. Латеральні зміни фаціального і речовинного складу розрізу відбуваються поступово.

Порівняно з кам'яновугільними пермські відклади менш поширені і мають стратиграфічно редуковані розрізи. Незважаючи на великі потужності, в палеодепресіях грабена вони присутні лише в обсязі асельського та низів сакмарського ярусів. Потужність пермських відкладів змінюється від 10 - 100 м на північному заході в крайових частинах палеодепресій до 2500 - 2700 м на південному сході в центральній частині Орчиківської депресії.

Червоноколірні і строкаті відклади тріасу мають типову для синекліз будову.

Юрські відклади незгідно залягають на різновікових породах тріасу. В їх розрізі домінують сірі теригенні і карбонатні утворення з рештками

різноманітної морської фауни. На всій території Дніпровсько-Донецької западини вони присутні в обсязі середнього і верхнього відділів.

Комплекс осадових утворень, що залягає вище юрської системи, включає нижньокрейдові континентальні теригенні (до 160 м), верхньокрейдові морські мергельно-карбонатні (до 800 м), палеогенові морські карбонатно-кремнієво-теригенні (до 400 м) та неоген-четвертинні теригенні (до 100 м) відклади. Цей комплекс є безперспективною в нафтогазоносному відношенні частиною фанерозою.

103-18-1

ФГНІ

2 МЕТОДИКА ДОСЛІДЖЕНЬ

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

Були проаналізовані відомості про стратиграфію 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].

Фактологічною основою роботи були результати аналізів вмісту ванадію 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]. На рисунку 2.1 наведено приклад результатів

рентгено-флуоресцентного аналізу однієї з проб нафти, що використовувались у кваліфікаційній роботі.

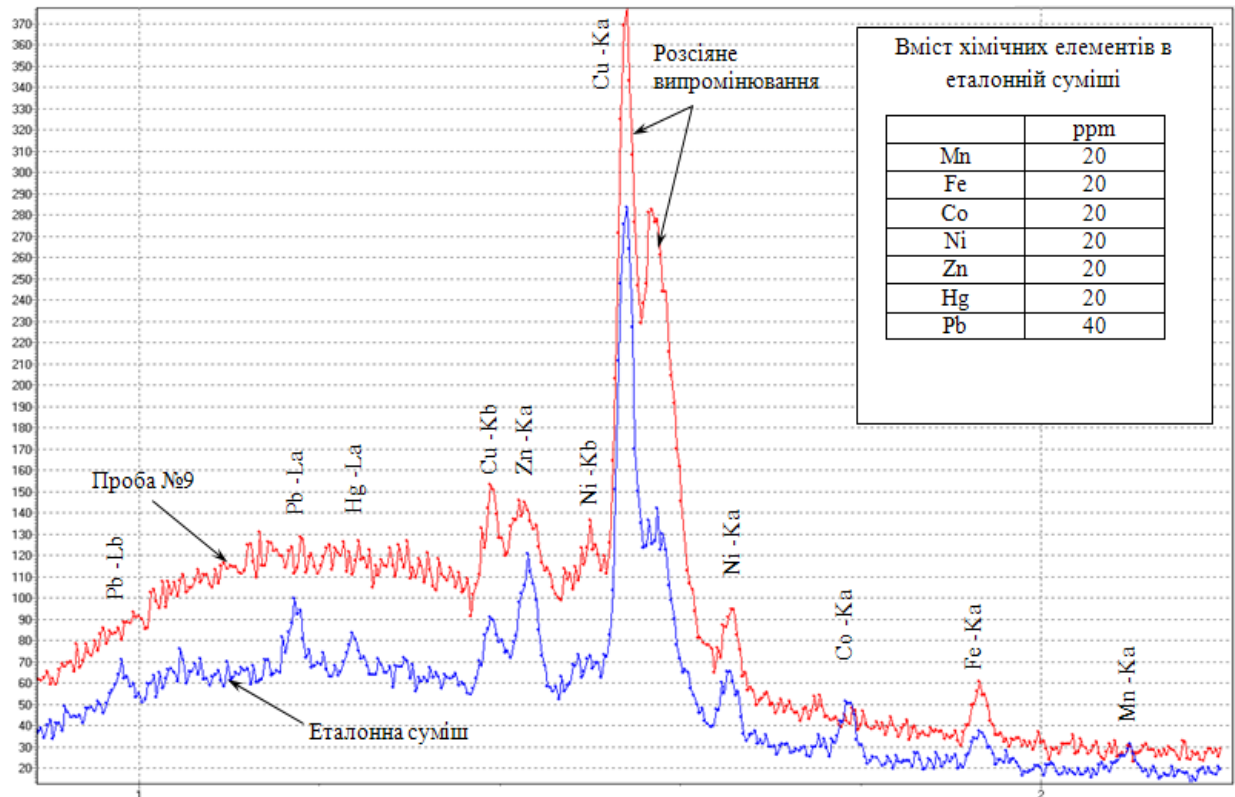


Рисунок 2.1 – Спектри рентгенівської флуоресценції стандартного зразка рідкої суміші із вмістом домішок 20 ppm та проби №9 нафти. Хвильодисперсійний спектрометр із покроковою реєстрацією спектра. Час виміру 5 с на кожному кроці [9]

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.

На даний час процедури кластеризації широко застосовуються в біології, медицині, маркетингу, комп'ютерних науках. Тим не менш, до сих пір в

геологічних дослідженнях відомі лише поодинокі випадки вдалого застосування кластерного аналізу [9, 10, 11], 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 кластерному аналізі вважається, що: а) вибрані характеристики допускають в принципі бажане розбиття на кластери; б) одиниці виміру (масштаб) обрані правильно [12, 13, 14].

Таким чином, вибір масштабу у процедурах класифікації відіграє значну роль [15]. 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: $X_i \text{ норм.} = (X_i - X_{\text{max.}}) / (X_{\text{max.}} - X_{\text{min.}})$, де $X_i \text{ норм.}$ - одиничне нормоване значення вмісту металу у нафті, X_i - одиничне значення вмісту

металу у нафті, X_{\max} . - максимальне значення вмісту металу у нафті, X_{\min} - 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 [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.

103-18-1

ФПН

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

3.1 Геолого-промислові особливості деяких родовищ Дніпровсько-Донецької западини

3.1.1 Геолого-промислові особливості Карайкозівського нафтогазоконденсатного родовища

Родовище розташоване в Краснокутському районі Харківської області на відстані 10 км від м. Краснокутськ (рисунок 3.1). У тектонічному відношенні воно знаходиться в центральній частині північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини [1].

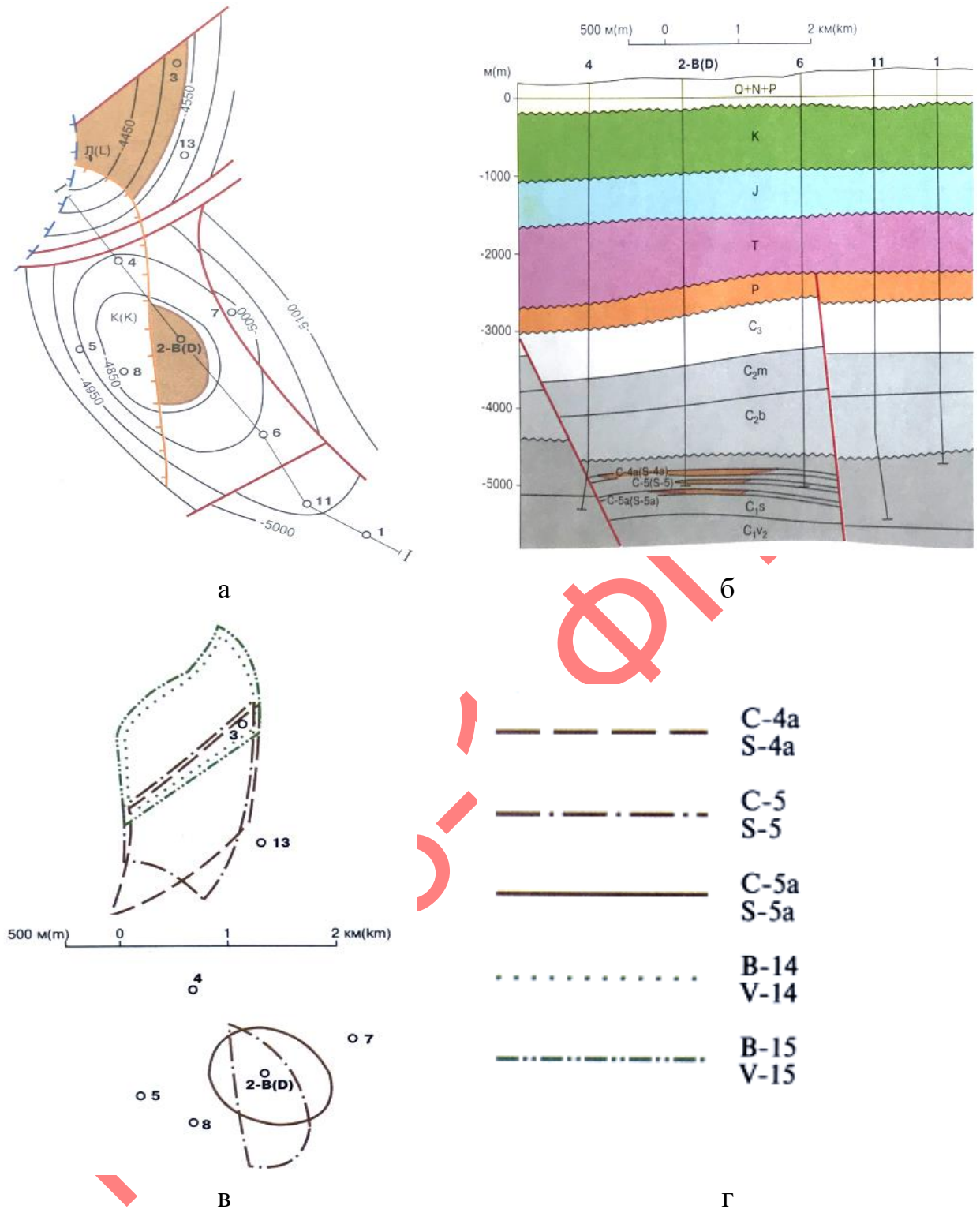


Умовні позначення:

54 – Радянське нафтове родовище, 55 – Козіївське нафтове родовище, 58 - Сахалінське нафтогазоконденсатне родовище, 59 - Котелевське газоконденсатне родовище, 60 - Березівське газоконденсатне родовище, 114 - Краснокутське газоконденсатне родовище, 115 - Кисівське газоконденсатне родовище

Рисунок 3.1 – Розташування Карайкозівського родовища [1]

Підняття виявлене структурно-картувальним бурінням у 1957-1958 рр. Вивчення його геологічної будови продовжувалося геофізичними роботами у 1963 р. по відбиваючих горизонтах мезозою, пермі, верхнього карбону, а в 1971 р. - середнього і нижнього карбону (рисунок 3.2).



Умовні позначення:

а – структурна карта покрівлі продуктивного горизонту С-5, б – геологічний розріз по лінії І – І, в – схема зіставлення контурів продуктивних покладів, г – умовні позначення контурів продуктивних покладів

Рисунок 3.2 – Особливості геологічної будови Карайкозівського родовища [1]

Детальними сейсмічними дослідженнями 1972-1973 рр. підняття підготовлене до пошуково-розвідувального буріння, яке розпочато в 1976 р. У 1981 р. при випробуванні свердловини 2 з відкладів серпуховського ярусу (продуктивні горизонти С-5, С-5а, інт. 4981-5196 м) одержано приплив нафти дебітом 75 м³/добу через штуцер діаметром 10 мм. До Державного балансу родовище включене в 1982 р [1]. Всього на площі пробурено 12 пошукових і розвідувальних свердловин, з яких тільки дві продуктивні. Розкрита товща карбонатно-теригенних. порід від четвертинних до нижньокам'яновугільних (візейський ярус).

У відкладах серпуховського ярусу встановлено приштоковий Любівський блок і власне Карайкозівське підняття, яке має форму брахіантикліналі північно-західного простягання. Вона ускладнена поперечними і поздовжніми скидами. По покрівлі горизонту С-5 розміри структури в межах ізогіпси -4900 м 3,1x1,75 км, амплітуда 75 м.

Пошуковими роботами поклади нафти встановлені в серпуховських горизонтах С-4а, С-5 і С-5а, а газу - у візейських В-14 і В-15. В межах Любівського блока вони пластові тектонічно екрановані і літологічно обмежені, на площі Карайкозівського підняття - пластові склепінні, по горизонту С-5 - поклад літологічно обмежений. Колектори представлені пісковиками з невисокими колекторськими властивостями. Запаси конденсату і розчиненого газу не підраховувались і в Державному балансі не відображені. На 1.01.1994 р. родовище перебувало у розвідці [1]. Зараз воно знаходиться у промислово-дослідній експлуатації.

3.1.2 Геолого-промислові особливості Матлахівського нафтогазоконденсатного родовища

Родовище розташоване в Краснокутському і Богодухівському районах Харківської області на відстані 20 км від м. Богодухів (рисунок 3.3) [2]. У тектонічному відношенні воно знаходиться в межах південно-східної



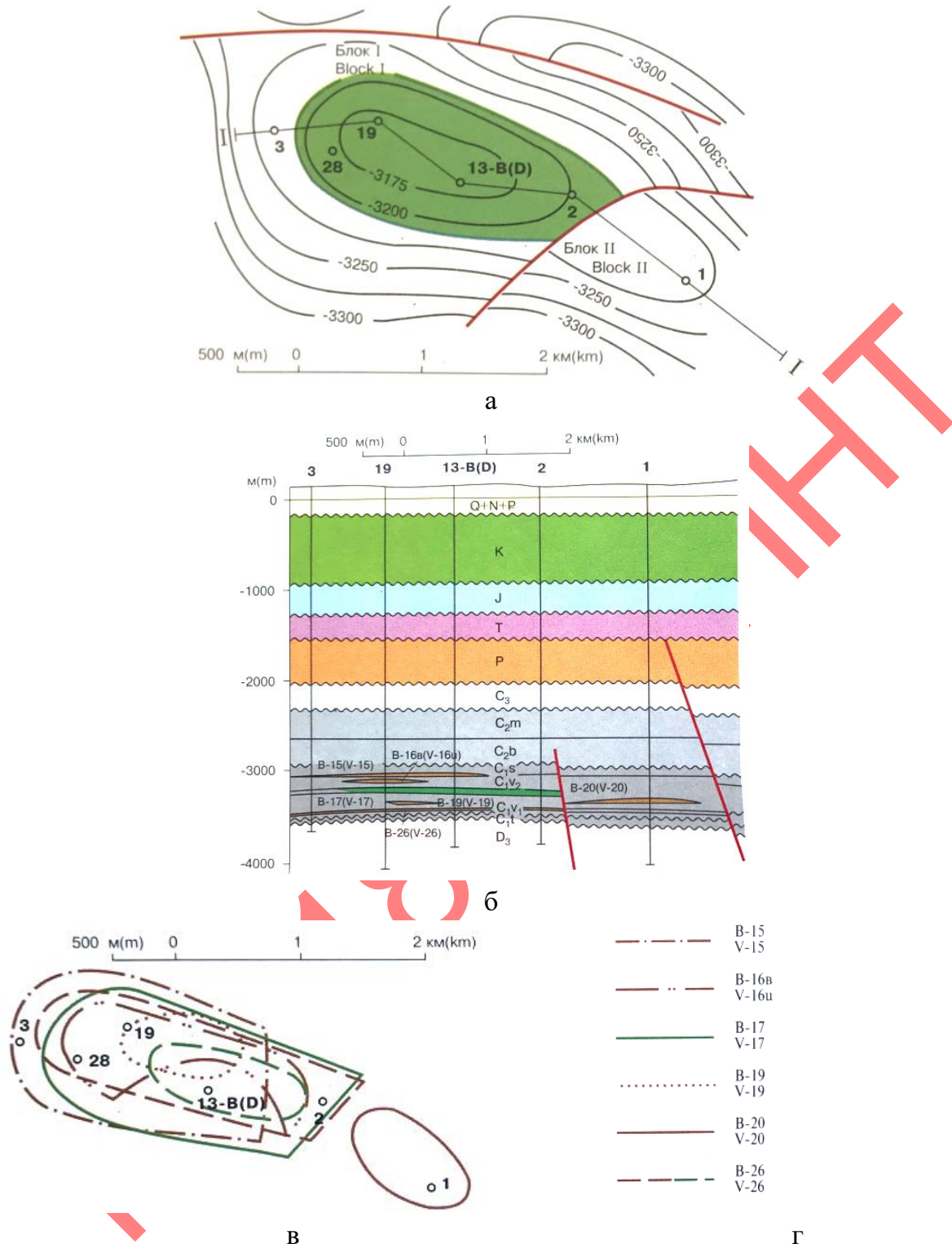
Умовні позначення:

16 – Скороходівське нафтогазоконденсатне родовище, 17 – Нинівське нафтогазоконденсатне родовище, 18 - Ромашівське нафтове родовище, 19 - Бабчинське нафтогазоконденсатне родовище, 20 - Великобубнівське нафтогазоконденсатне родовище, 21 - Східно-Рогинцівське нафтове родовище, 23 - Миколаївське газоконденсатне родовище, 24 - Артюхівське нафтогазоконденсатне родовище, 25 - Житнє нафтове родовище, 32 - Роменське нафтове родовище, 186 - Турутинське нафтове родовище, 187 - Володимирівське газоконденсатне родовище

Рисунок 3.3 – Розташування Матлахівського родовища [2]

частини північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини. Качалівська і Західно-Качалівська структури виявлені і підготовлені до пошукового буріння сейсморозвідувальними роботами 1976-1977 рр. по сейсмічному горизонту V_{B2} у нижньому карбоні (рисунок 3.4) [2].

На підставі цих даних, а також результатів тематичних досліджень 1978-1980 рр. на склепінні розпочато буріння пошукової свердловини 1 глибиною 4842 м. У 1980 р. нею встановлена промислова газоносність горизонту В-21-22. При випробуванні з інтервалу 4360-4382 м був отриманий приплив газу 249,7 тис. m^3 та конденсату 172,7 m^3 на добу через штуцер діаметром 20 мм.



Умовні позначення:

а – структурна карта покрівлі продуктивного горизонту В-179, 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 Матлахівського родовища [2]

При бурінні свердловини 3 виявлена нафтова облямівка газового покладу горизонту В-21-22. Дебіт нафти з інтервалу 4386-4426 м склав 305 м³ та газу 84,9 тис. м³ на добу через штуцер діаметром 10,1 мм. На Державний баланс родовище прийняте в 1985 р [2]. Всього на ньому пробурено п'ять пошукових і розвідувальних свердловин, якими розкрито розріз порід від четвертинних до девонських. Скупчення газу та нафти виявлені у візейських відкладах.

По покрівлі горизонту В-21-22 Качалівська структура є брахіантикліналлю з двома склепіннями. Розміри західного по ізогіпсі -4200 м 2,5x1,5 км, східного - 0,8x0,7 км. Складка розбита поздовжніми і поперечними скидами. Поклади вуглеводнів пластові склепінні тектонічно екрановані.

Дослідно-промислова експлуатація родовища почалася в 1987 р. видобутком нафти з горизонту В-21- 22 свердловиною 3. В 1991 р. після одержання 44,1 тис. т нафти у зв'язку з проривом газу експлуатація припинена, свердловина законсервована. Зараз родовище знаходиться у промисловій експлуатації.

3.1.3 Геолого-промислові особливості Розпашнівського нафтогазоконденсатного родовища

Родовище розташоване в Карлівському районі Полтавської області на відстані 15 км від м. Карлівка (рисунок 3.5). В тектонічному відношенні воно знаходиться в центральній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини і входить до складу Чутівсько-Розпашнівського структурного валу. У геологопромисловому відношенні родовище відноситься до Машівсько-Шебелінського нафтогазоносного району який входить до складу Східного нафтогазоносного регіону України [3].

Об'єкт (рисунок 3.6) був виявлений в 1953 р. структурно-картувальним бурінням у мергелях київської світи палеоцену, а в 1956 р. підтверджений

сейсмічними дослідженнями по відбиваючих горизонтах мезозою і пермі. Вперше площа введена в пошукове буріння у 1963 р., проте продуктивних горизонтів не виявлено [3].



Умовні позначення:

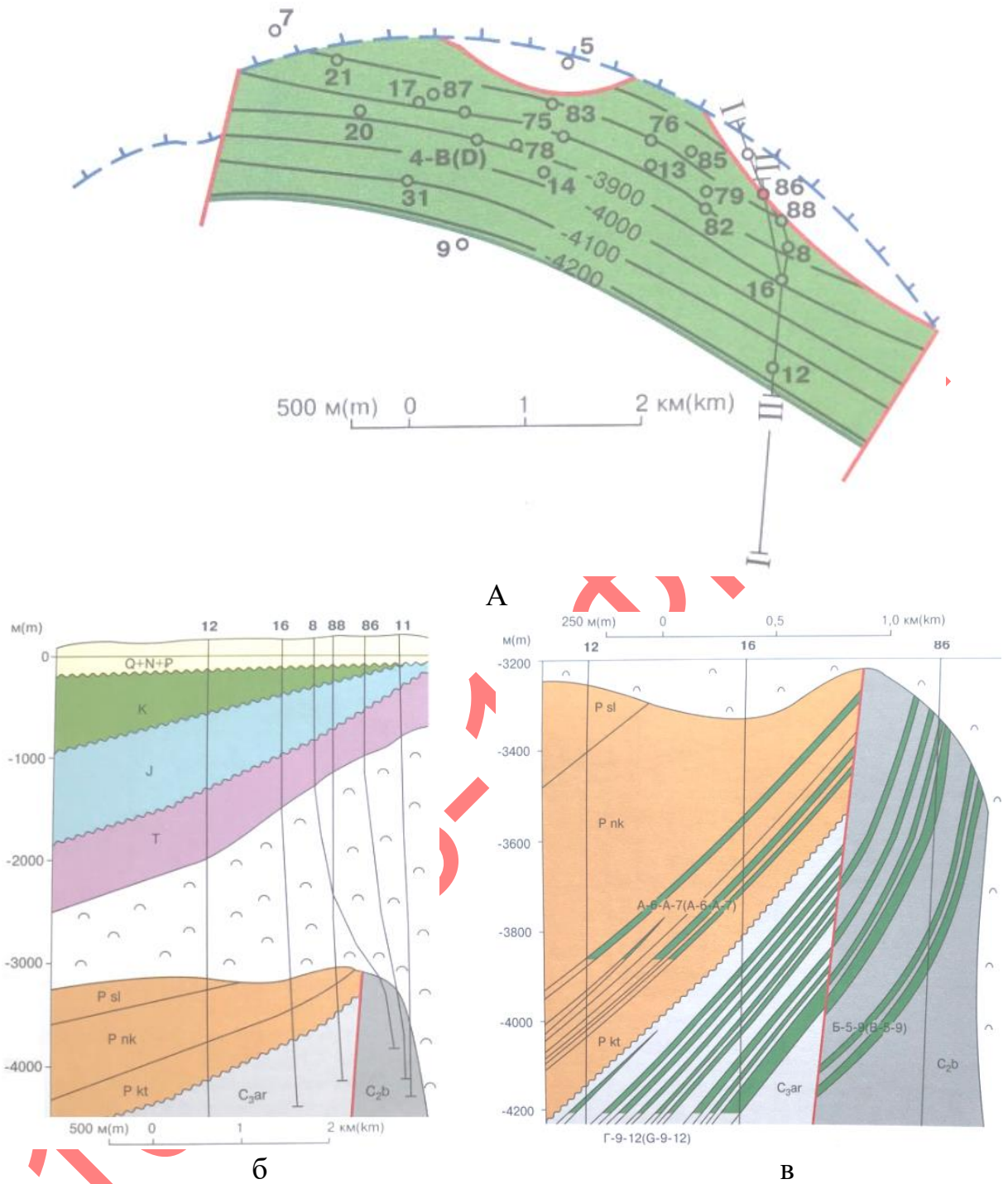
128 – Машнівське газоконденсатне родовище
 131 – Навоукраїнське нафтогазоконденсатне родовище,
 133 – Західно-Хрестищенське газоконденсатне родовище

Рисунок 3.5 – Розташування Розпашнівського родовища [3]

Повторне буріння розпочалося в 1972 р. після детальних сейсморозвідувальних робіт 1960 та 1970 рр. В 1973 р. при випробуванні свердловини 4 (інт. 4037— 4259 м) отримано промисловий приплив газу абсолютно вільним дебітом 1,6 млн. м³/добу. В цьому ж році родовище прийняте на Державний баланс [3].

На площі пробурено 14 пошукових та розвідувальних свердловин, якими розкрито розріз карбонатно-теригенних порід від четвертинних до нижньокам'яновугільних, а також пермську та девонську сіль.

По покрівлі продуктивного горизонту Г-9-12 (верхній карбон) структура є моноклінальним блоком, який із заходу і сходу обмежений скидами, а з півночі сіллю Розпашнівського штоку [3]. Розміри блока в межах контура газоносності 6,2x1,75 км (рисунок 3.6).

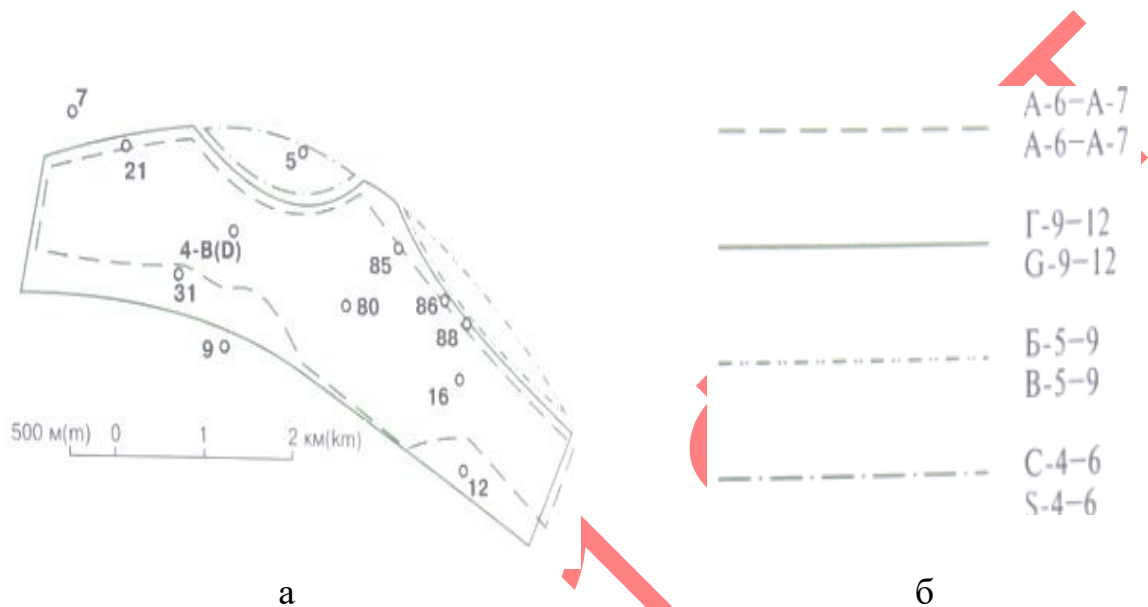


Умовні позначення:

а – структурна карта покрівлі продуктивного горизонту Г-9-12, б – геологічний розріз по лінії I – I, в – геологічний розріз по лінії II – II

Рисунок 3.6 – Особливості геологічної будови Розпашнівського родовища [3]

Нафтогазоконденсатні поклади встановлені у відкладах пермі (горизонти А-6-А-7), верхнього (Г-9-12), середнього (Б-5-9) та нижнього (С-4-6) карбону (рисунок 3.7). Вони масивно-пластові тектонічно екрановані. Висота пермських покладів становить 538 м, кам'яновугільних - до 877 м. Поверх газоносності сягає 958 м. Колектори складені пісковиками пористістю 14 - 16%.



Умовні позначення:

а – схема зіставлення контурів покладів, б – позначення продуктивних покладів

Рисунок 3.7 – Просторове положення продуктивних покладів Розпашнівського родовища [3]

Розробка покладів розпочата в 1976 р. двома свердловинами. У 1977 р. до них приєдналися ще п'ять, а в 1985 р. - 11. Режим розробки покладів газовий. Початкові дебіти газу з відкладів пермі та верхнього карбону становили 250 - 1300 тис. м³/добу. Дебіти експлуатаційних свердловин на 1.01 2022 р. коливалися від 5 до 270 тис. м³/добу, в середньому 143,5 тис. м³/добу, поточний робочий тиск на гирлі - від 2,2 до 2,8 МПа, пластовий - від 5,5 до 12,6 МПа. Всього з родовища вилучено 59,6% газу та 44,0% нафти та конденсату від їх початкових видобувних запасів [3]. На 1.01.2022 р. родовище знаходилось у розробці.

3.1.4 Геолого-промислові особливості Качалівського нафтогазоконденсатного родовища

Родовище розташоване в Краснокутському і Богодухівському районах Харківської області на відстані 20 км від м. Богодухів (рисунок 3.8). У тектонічному відношенні воно знаходиться в межах південно-східної частини північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини [1].



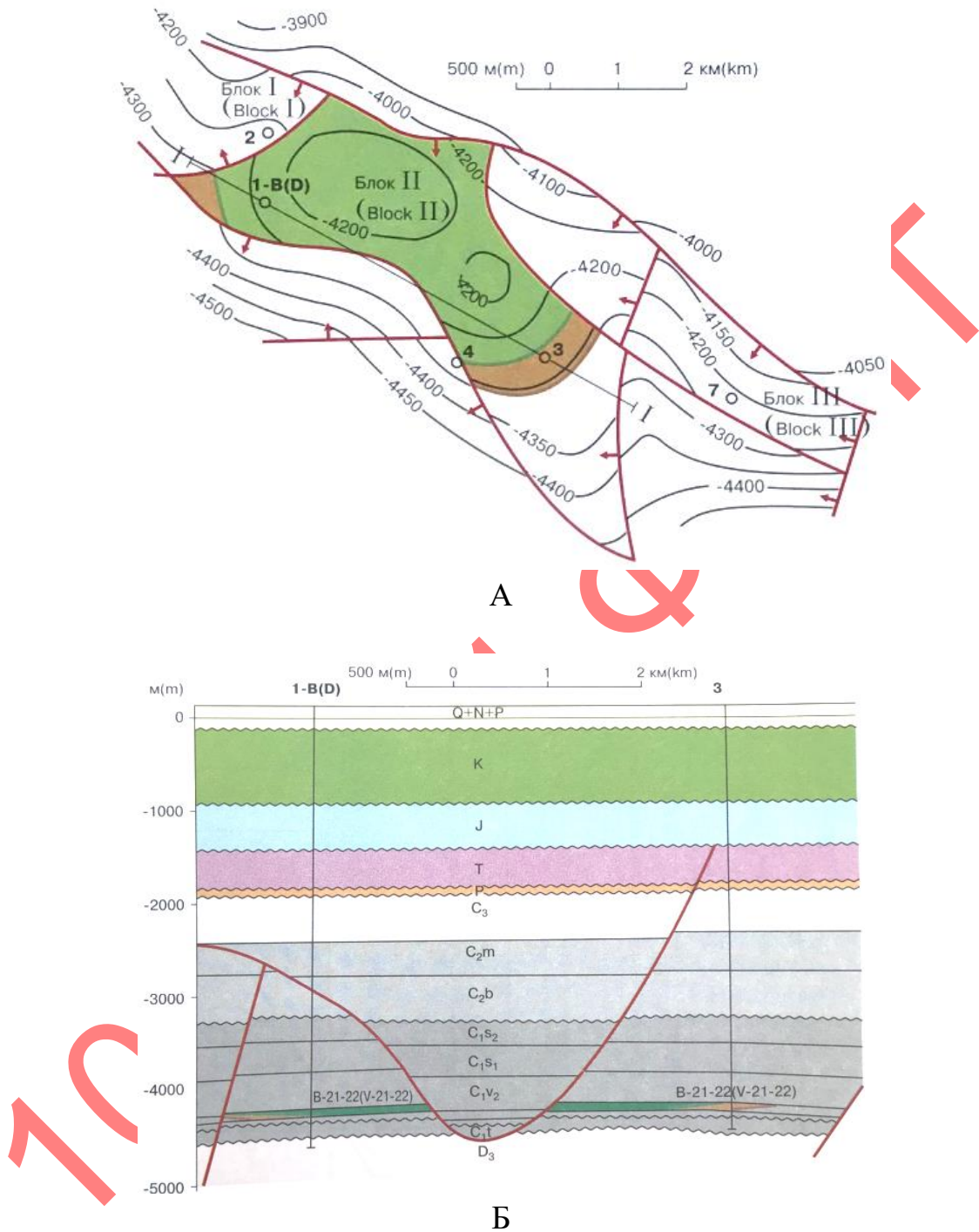
Умовні позначення:

54 – Козіївське нафтове родовище, 56 – Сахалінське нафтогазоконденсатне родовище, 57 – Карайкозівське нафтогазоконденсатне родовище, 58 - Котелівське газоконденсатне родовище, 59 - Березівське газоконденсатне родовище, 60 - Степове газоконденсатне родовище, 114 - Кисівське газоконденсатне родовище, 115 - Коломацьке газоконденсатне родовище

Рисунок 3.8 – Розташування Качалівського родовища [1]

Качалівська і Західно-Качалівська структури виявлені і підготовлені до пошукового буріння сейморозвідувальними роботами 1976-1977 рр. по сейсмічному горизонту V_{B2} у нижньому карбоні. На підставі цих даних, а також результатів тематичних досліджень 1978-1980 рр. на склепінні розпочато буріння пошукової свердловини 1 глибиною 4842 м. У 1980 р. нею встановлена промислова газоносність горизонту В-21-22. При випробуванні з інтервалу 4360-4382 м був отриманий приплив газу 249,7 тис. m^3 та конденсату 172,7 m^3 на добу через штуцер діаметром 20 мм [1]. При бурінні

свердловини 3 виявлена нафтова облямівка газового покладу горизонту В-21-22 (рисунк 3.9).



Умовні позначення:

а – структурна карта покрівлі продуктивного горизонту В-21-22,

б – геологічний розріз по лінії I – I

Рисунк 3.9 – Особливості геологічної будови Качалівського родовища [1]

Дебіт нафти з інтервалу 4386-4426 м склав 305 м³ та газу 84,9 тис. м³ на добу через штуцер діаметром 10,1 мм.

На Державний баланс родовище прийняте в 1985 р [1]. Всього на ньому пробурено п'ять пошукових і розвідувальних свердловин, якими розкрито розріз порід від четвертинних до девонських. Скупчення газу та нафти виявлені у візейських відкладах.

По покрівлі горизонту В-21-22 Качалівська структура є брахіантикліналлю з двома склепіннями. Розміри західного по ізогіпсі -4200 м 2,5x1,5 км, східного - 0,8x0,7 км [1]. Складка розбита поздовжніми і поперечними скидами. Поклади вуглеводнів пластові склепінні тектонічно екрановані.

Дослідно-промислова експлуатація родовища почалася в 1987 р. видобутком нафти з горизонту В-21- 22 свердловиною 3.

В 1991 р. після одержання 44,1 тис. т нафти у зв'язку з проривом газу експлуатація припинена, свердловина законсервована. Зараз родовище знаходиться у дослідно-промисловій експлуатації.

Аналіз геолого-промислових особливостей, складу нафти та умов розробки Качалівського нафтогазоконденсатного 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 ванадію – суттєво підвищити загальну еколого-економічну ефективність розробки родовища.

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

Середній вміст ванадію у нафті розглянутих родовищ становить $5,65 \pm 1,47$ ppm при довірчому інтервалі 0,95, вибіркова дисперсія 77,93, стандартне відхилення 8,83, медіанне значення відповідає 1,01 ppm, ексцес

дорівнює 1,44, асиметричність 1,58.

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 (64% випадків розглянутих вибірок) щільність розподілу вмісту ванадію 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 ванадію, 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 V дорівнює 0,02ppm для нафт Карайкозовського, Коробочкинського і Західно-Харьковцівського Качановського родовища, а максимальне середнє значення цього показника в 31ppm 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 прямого кореляційного зв'язку вмісту ванадію та нікелю (коефіцієнт кореляції 0,08), асфальтенів (коефіцієнт кореляції 0,02), парафінів (коефіцієнт кореляції 0,09), смоли (коефіцієнт кореляції 0,24), значень в'язкості нафти (коефіцієнт кореляції 0,15); дуже слабкого зворотного кореляційного зв'язку вмісту ванадію і заліза (коефіцієнт кореляції -0,13), середньої потужності продуктивного горизонту (коефіцієнт кореляції -0,13); слабкого прямого кореляційного зв'язку між вмістом ванадію і температурою початку кипіння (initial boiling point) нафти (коефіцієнт кореляції 0,3), сумарного вмісту металів Ni, V, Zn, Cr, Mn, Co, Fe, Hg, Al (коефіцієнт кореляції 0,45); середнього прямого кореляційного зв'язку вмісту ванадію і цинку (коефіцієнт кореляції 0,59), марганцю (коефіцієнт кореляції 0,61), значень щільності нафти (коефіцієнт кореляції 0,52), середнього зворотного кореляційного зв'язку вмісту ванадію та сучасної температури продуктивного горизонту (коефіцієнт кореляції -0,53), сучасної глибини продуктивного горизонту (коефіцієнт кореляції -0,67); високого прямого кореляційного зв'язку вмісту ванадію та сірки у нафті (коефіцієнт кореляції 0,77), ртуті (коефіцієнт кореляції 0,85), алюмінію (коефіцієнт кореляції 0,86), хрому (коефіцієнт кореляції 0,88) високого зворотного кореляційного зв'язку вмісту ванадію та значень сучасного тиску в продуктивних горизонтах (коефіцієнт кореляції -0,7), мінералізації пластової води з продуктивних горизонтів (коефіцієнт кореляції -0,72), щільності пластової води з продуктивних горизонтів (коефіцієнт кореляції -0,87); дуже високого прямого кореляційного зв'язку вмісту ванадію і кобальту в нафті (коефіцієнт кореляції 0,91).

Розраховані лінійні рівняння регресії (таблиця 3.1) відповідно вказані нижче, а їх графіки у цьому ж порядку наведено на рисунках 3.10 – 3.31.

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

Рівняння регресії	Параметри регресії
1	2
$V = 0,1664 + 0,0886 \times Ni;$	між вмістом ванадію і нікелю
$V = 0,0391 + 0,6799 \times A;$	між вмістом ванадію і асфальтенів у нафтах
$V = 0,1436 + 0,1351 \times C;$	між вмістом ванадію і парафінів у нафтах
$V = 0,1119 + 0,3433 \times Re_{oil};$	між вмістом ванадію і смоли у нафтах
$V = 0,1276 + 0,1764 \times \eta_{oil};$	між вмістом ванадію і значеннями в'язкості нафти
$V = 0,1976 - 0,2099 \times Fe;$	між вмістом ванадію і заліза у нафтах
$V = 0,2024 - 0,2183 \times m;$	між вмістом ванадію і потужністю покладів
$V = 0,0559 + 0,4366 \times T_{init. \text{ boil. point}};$	між вмістом ванадію і температурами початку кипіння нафти
$V = 0,048 + 0,6462 \times Me_{total};$	між вмістом ванадію і загальним вмістом металів у нафтах
$V = 0,0025 + 0,6243 \times Zn;$	між вмістом ванадію і цинку у нафтах
$V = -0,0052 + 0,8485 \times Mn;$	між вмістом ванадію і марганцю у нафтах
$V = -0,0858 + 0,6185 \times \rho_{oil};$	між вмістом ванадію і значеннями густини нафт
$V = 0,4491 - 0,496 \times T;$	між вмістом ванадію і сучасною температурою у горизонті
$V = 0,4956 - 0,6276 \times h;$	між вмістом ванадію і глибиною розробки
$V = -0,0197 + 0,798 \times S;$	між вмістом ванадію і сірки у нафтах
$V = 0,0494 + 1,0316 \times Hg;$	між вмістом ванадію і ртуті у нафтах
$V = 0,0321 + 0,9097 \times Al;$	між вмістом ванадію і алюмінію у нафтах
$V = 0,0417 + 0,9041 \times Cr;$	між вмістом ванадію і хрому у нафтах

Закінчення таблиці 3.1.

1	2
$V = 0,5339 - 0,691 \times P;$	між вмістом ванадію і показниками тисків
$V = 0,5449 - 0,7806 \times M_{\text{layered water}};$	між вмістом ванадію і мінералізацією пластової води
$V = 0,5449 - 0,7806 \times \rho_{\text{layered water}};$	між вмістом ванадію і густиною пластової води
$V = 0,0537 + 0,9385 \times C_{\text{Co}};$	між вмістом ванадію і кобальту у нафтах

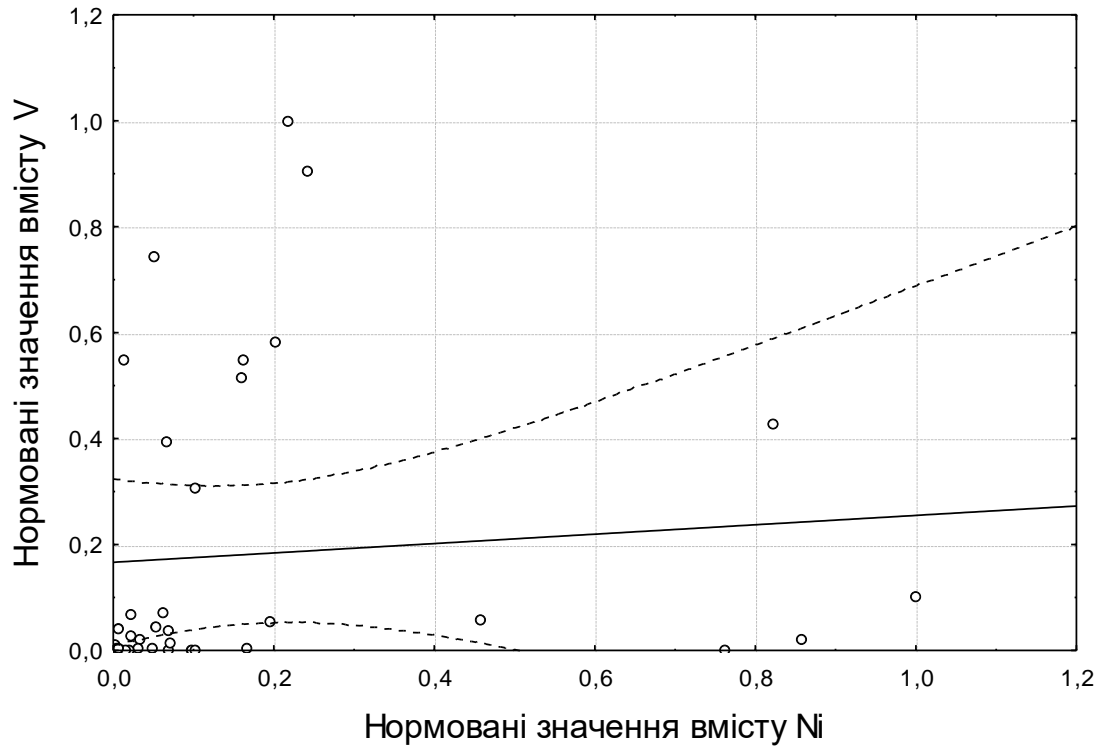


Рисунок 3.10 - Графік рівняння регресії між вмістом ванадію і нікелю

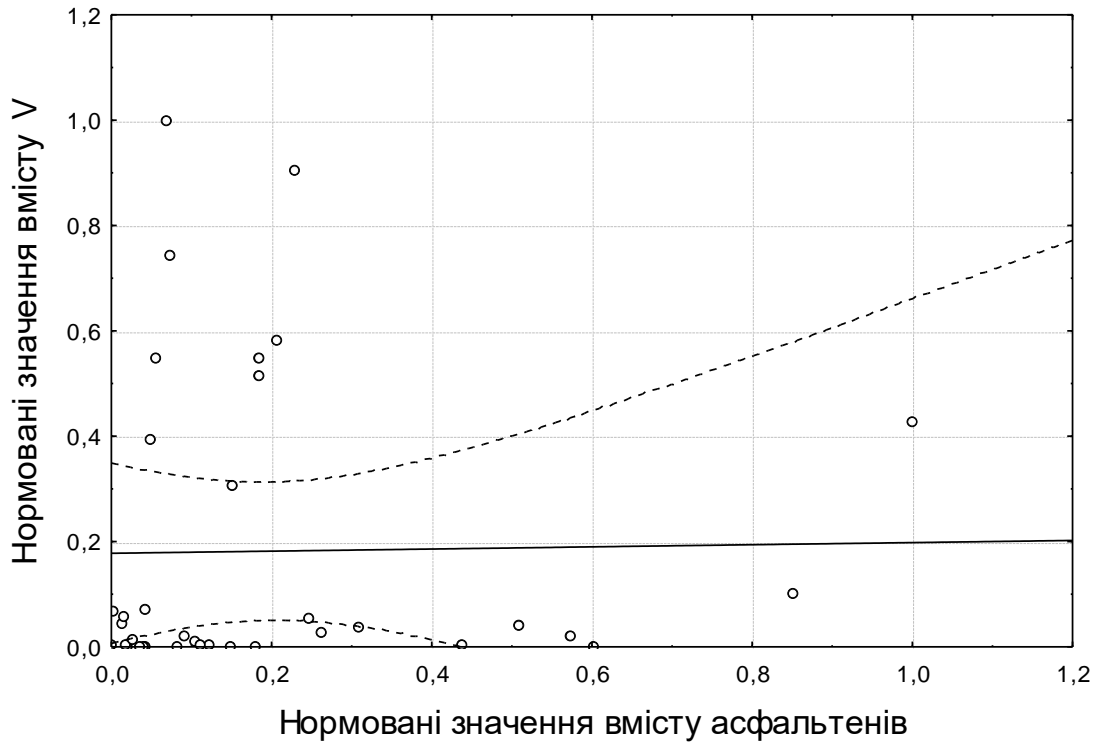


Рисунок 3.11 - Графік рівняння регресії між вмістом ванадію і асфальтенів у

нафтах

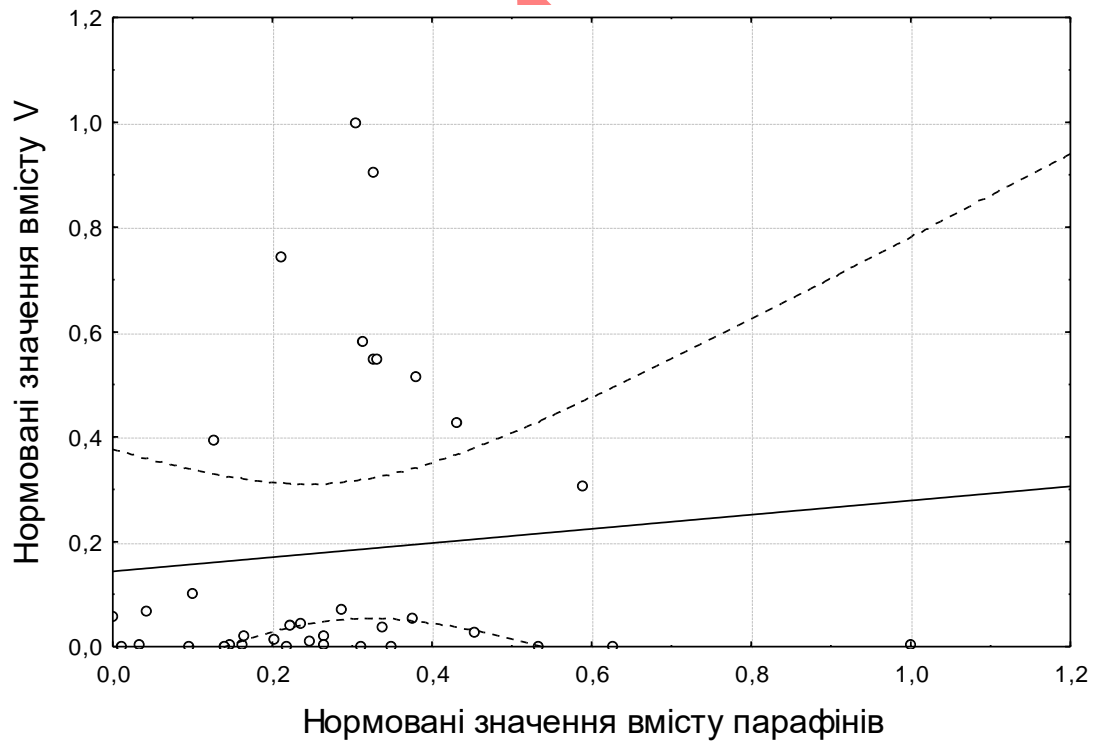


Рисунок 3.12 - Графік рівняння регресії між вмістом ванадію і парафінів у

нафтах

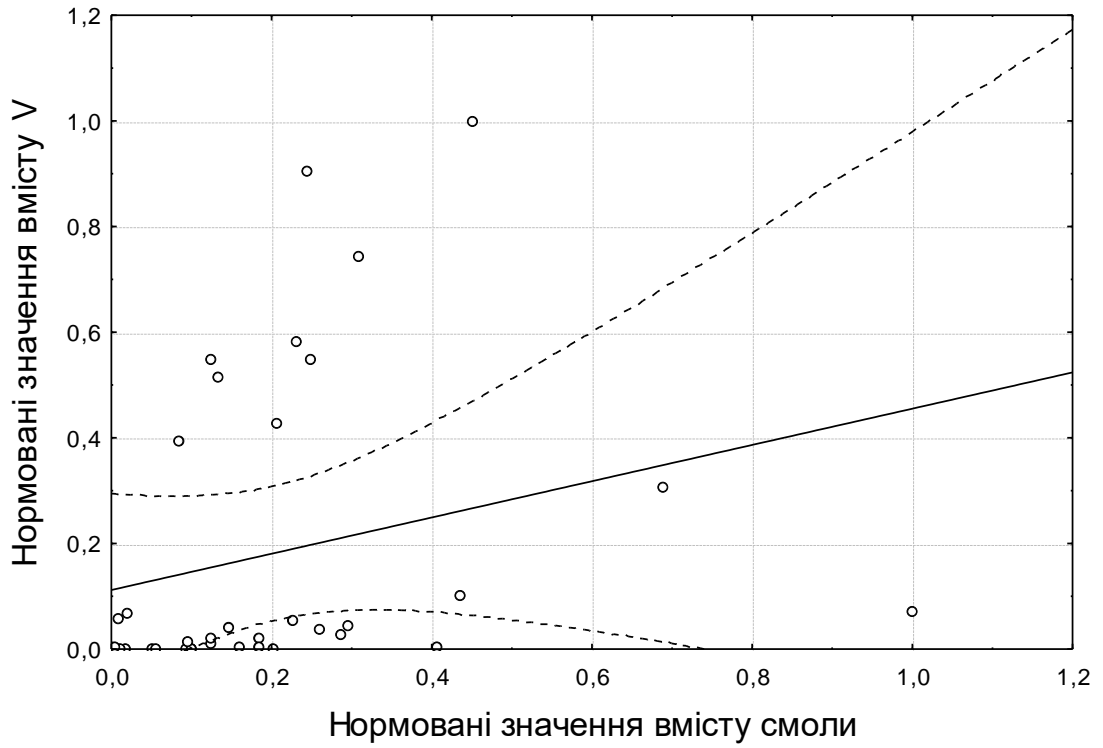


Рисунок 3.13 - Графік рівняння регресії між вмістом ванадію і смоли у нафтах

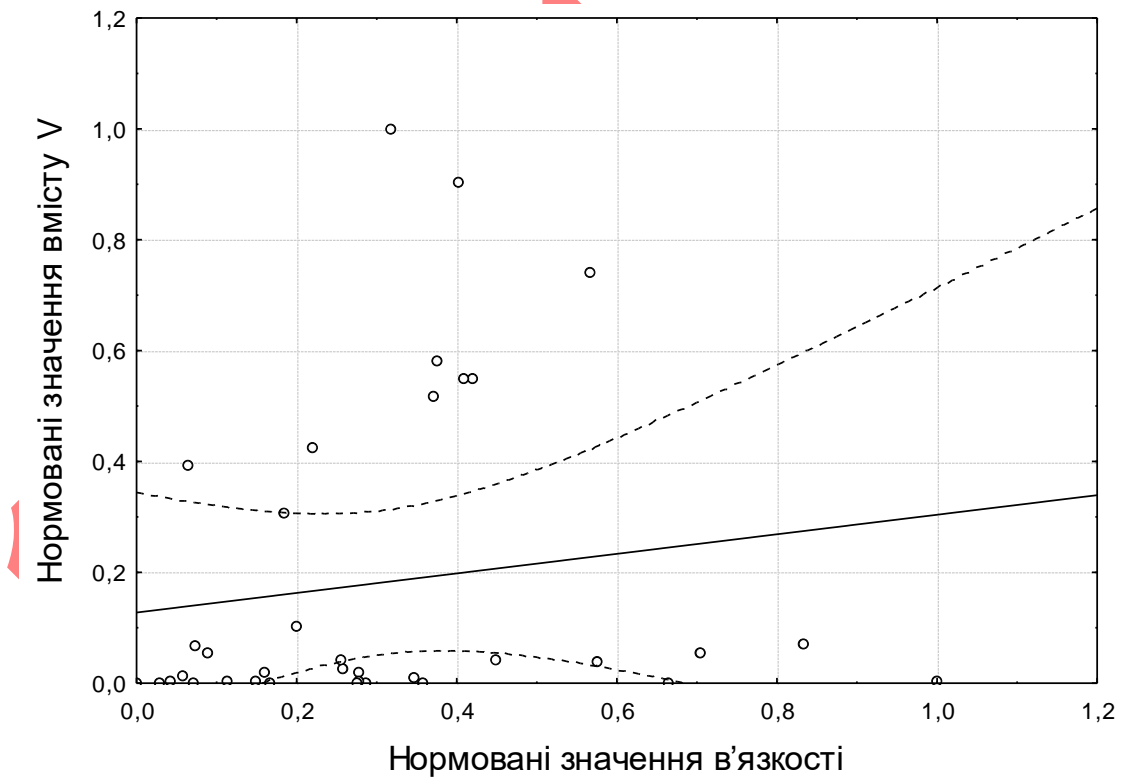


Рисунок 3.14 - Графік рівняння регресії між вмістом ванадію і в'язкістю нафти

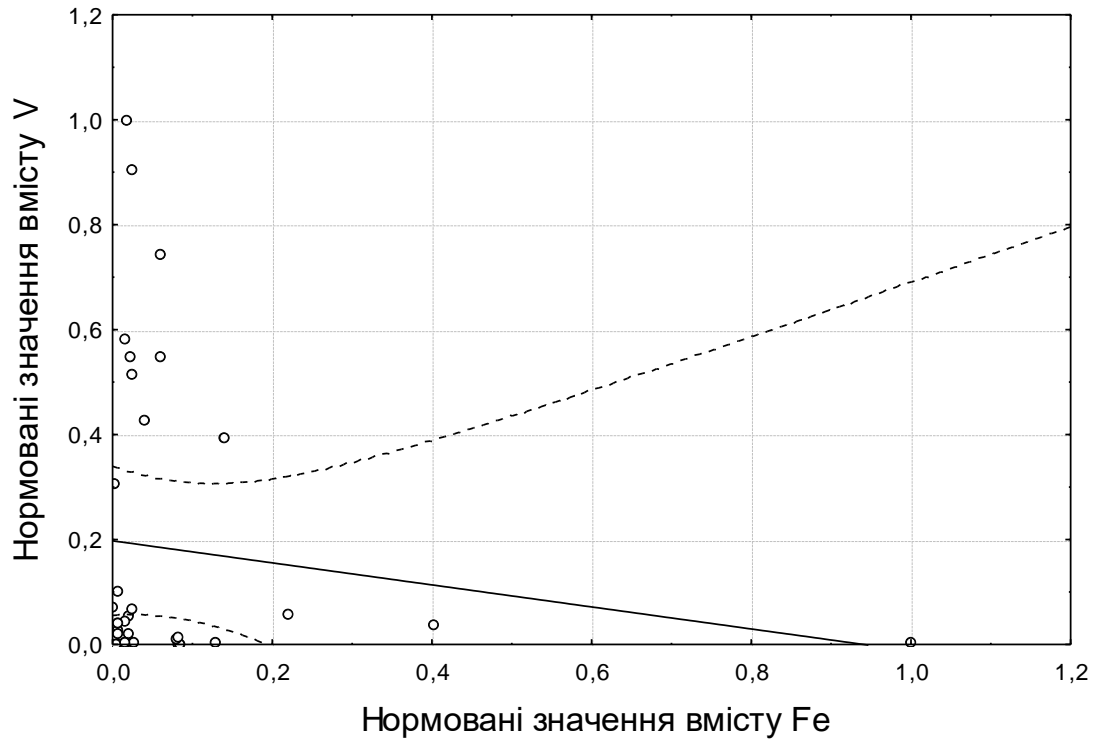


Рисунок 3.15 - Графік рівняння регресії між вмістом ванадію і заліза

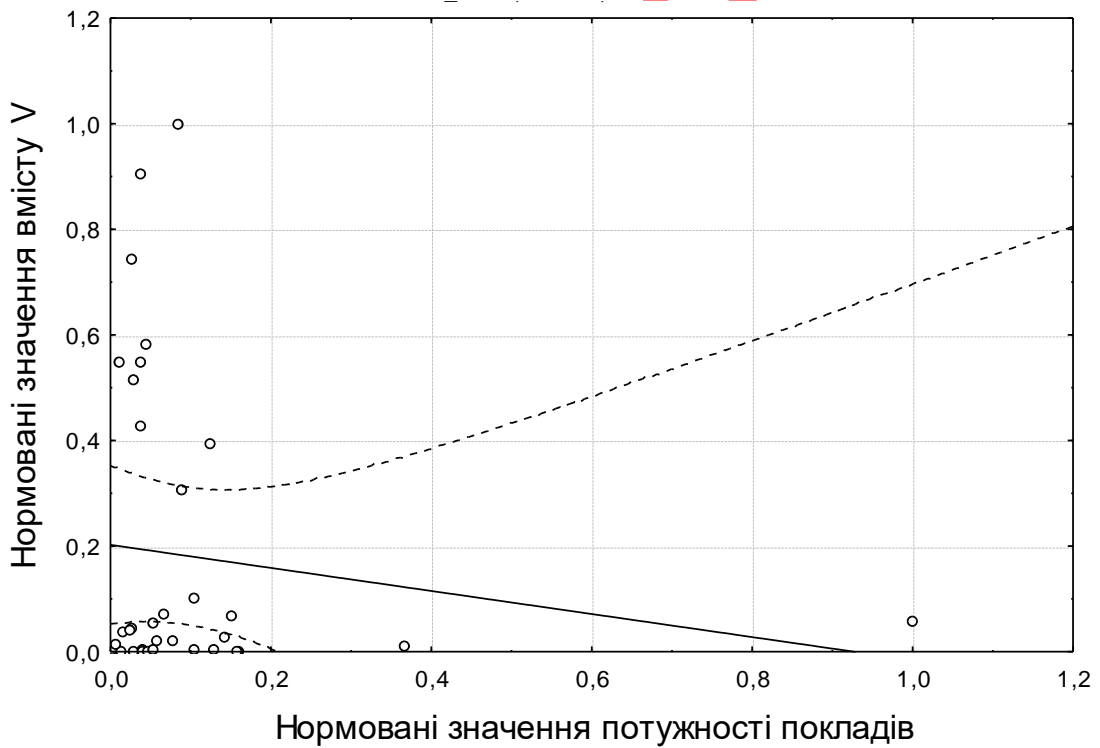


Рисунок 3.16 - Графік рівняння регресії між вмістом ванадію і потужністю продуктивних горизонтів

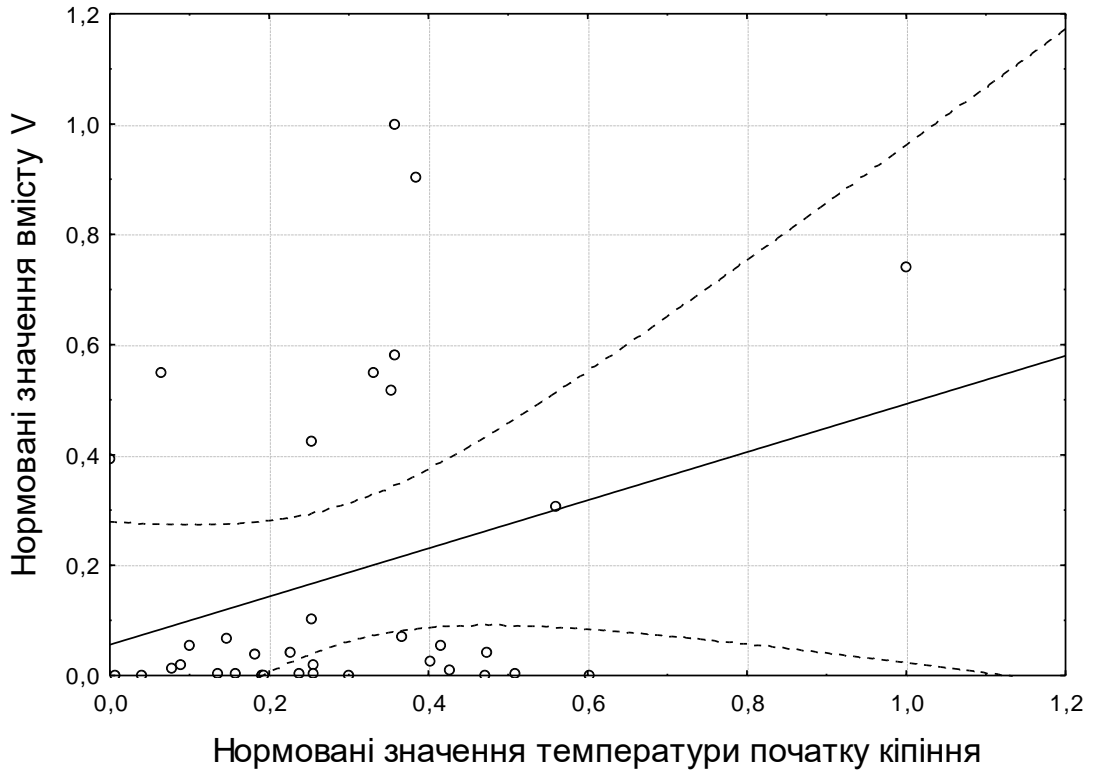


Рисунок 3.17 - Графік рівняння регресії між вмістом ванадію і температурою початку кипіння нафти

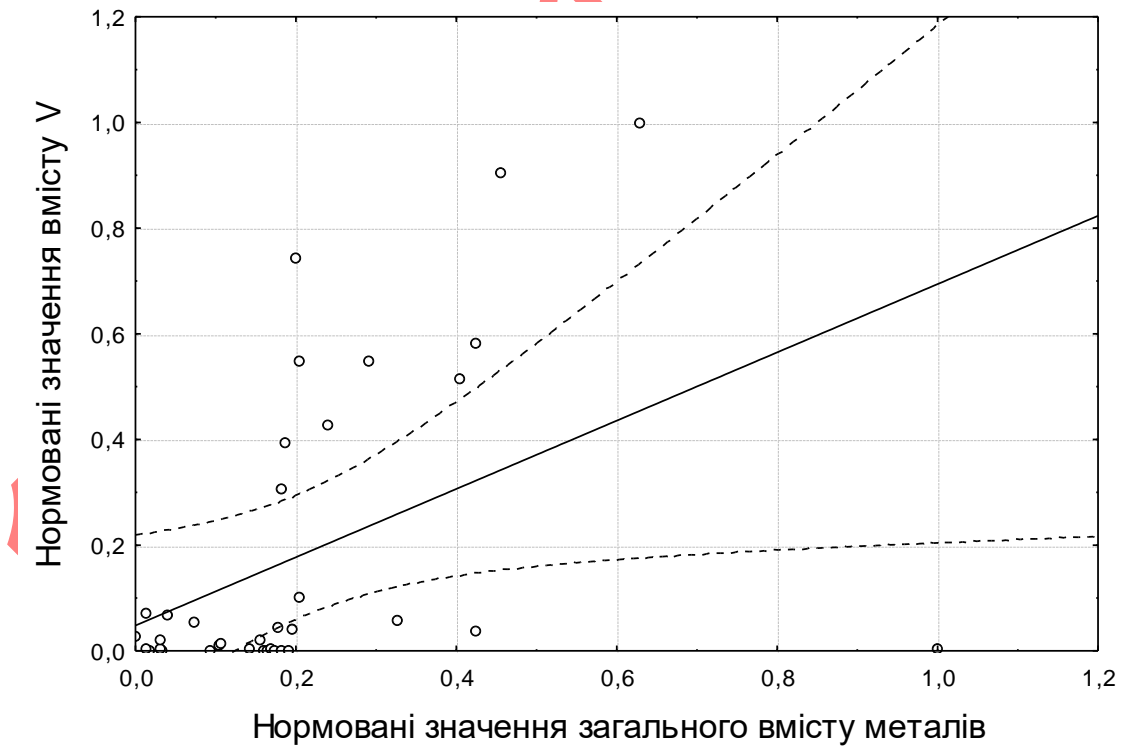


Рисунок 3.18 - Графік рівняння регресії між вмістом ванадію і загальним вмістом металів

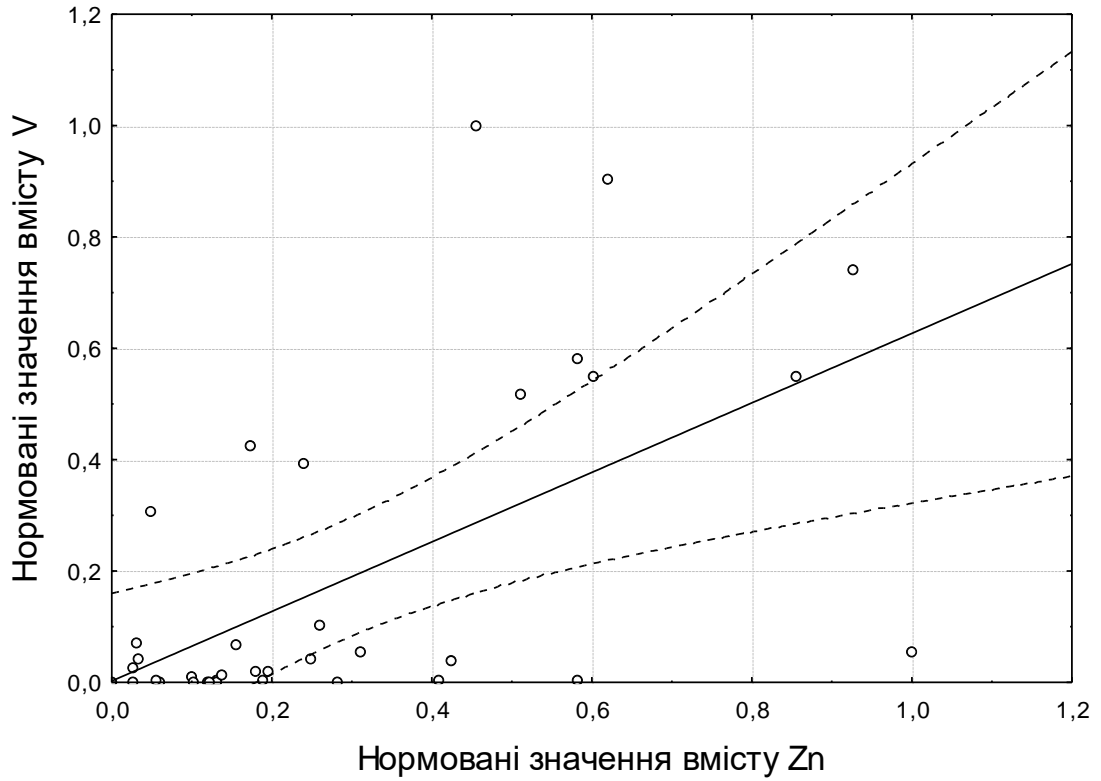


Рисунок 3.19 - Графік рівняння регресії між вмістом ванадію і цинку

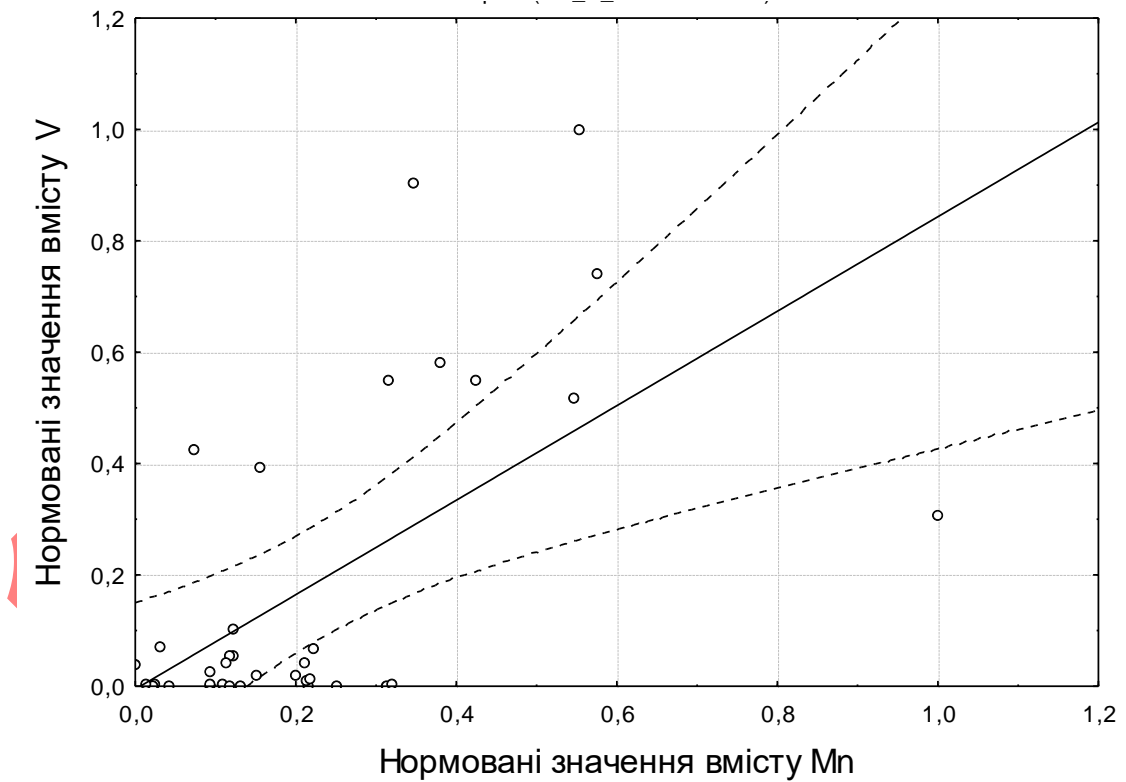


Рисунок 3.20 - Графік рівняння регресії між вмістом ванадію і марганцю

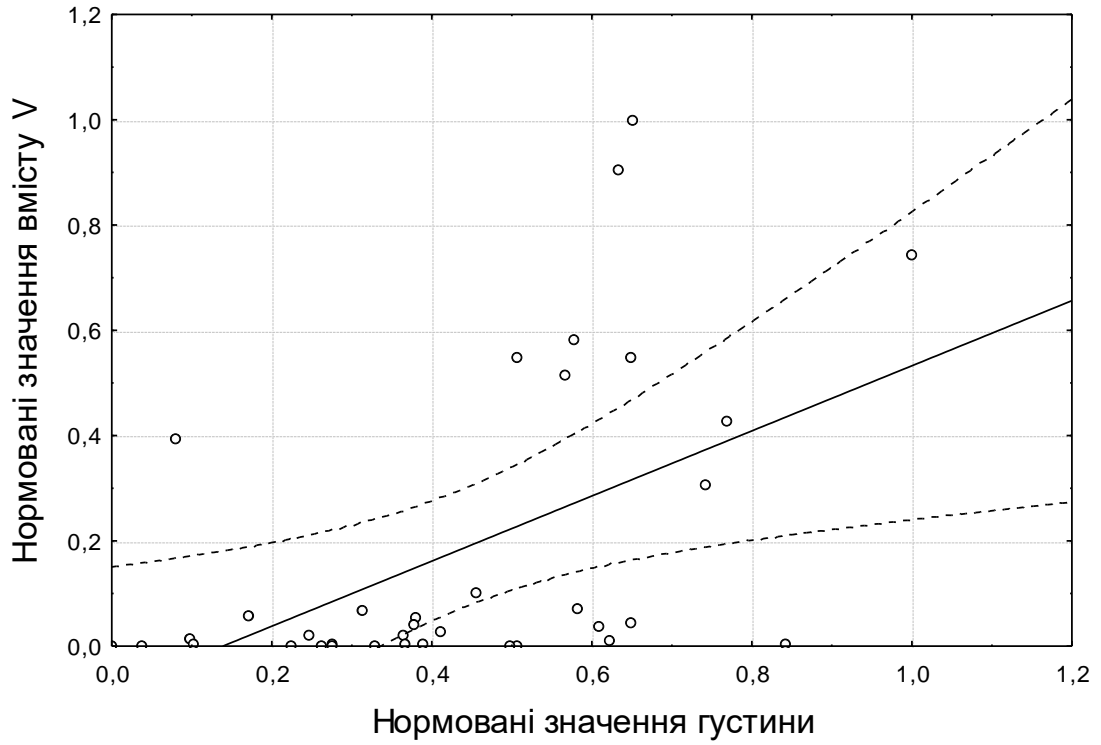


Рисунок 3.21 - Графік рівняння регресії між вмістом ванадію і густиною

нафти

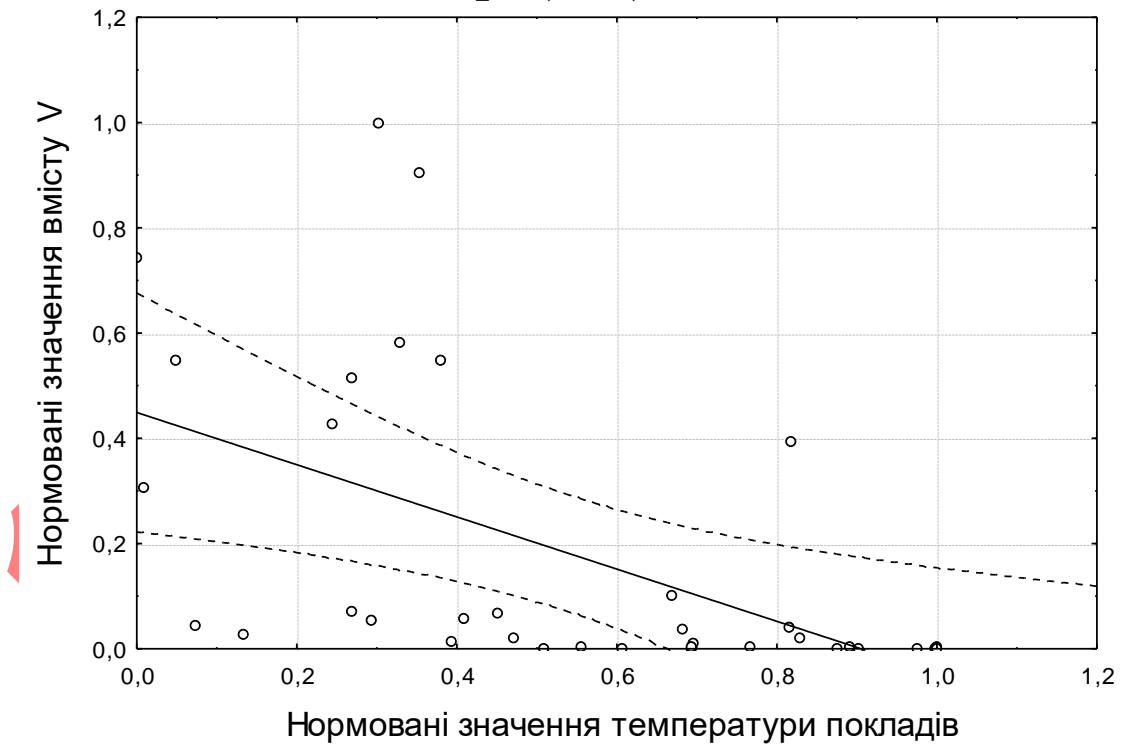


Рисунок 3.22 - Графік рівняння регресії між вмістом ванадію і сучасною температурою у горизонті

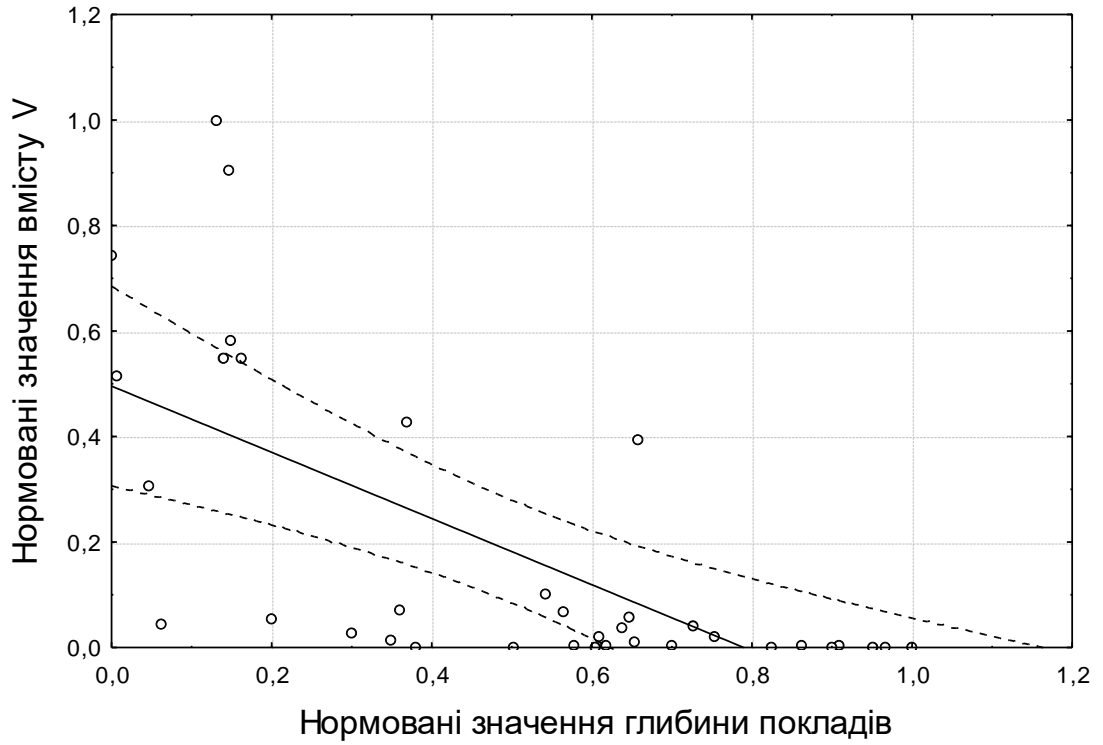


Рисунок 3.23 - Графік рівняння регресії між вмістом ванадію і глибиною розробки

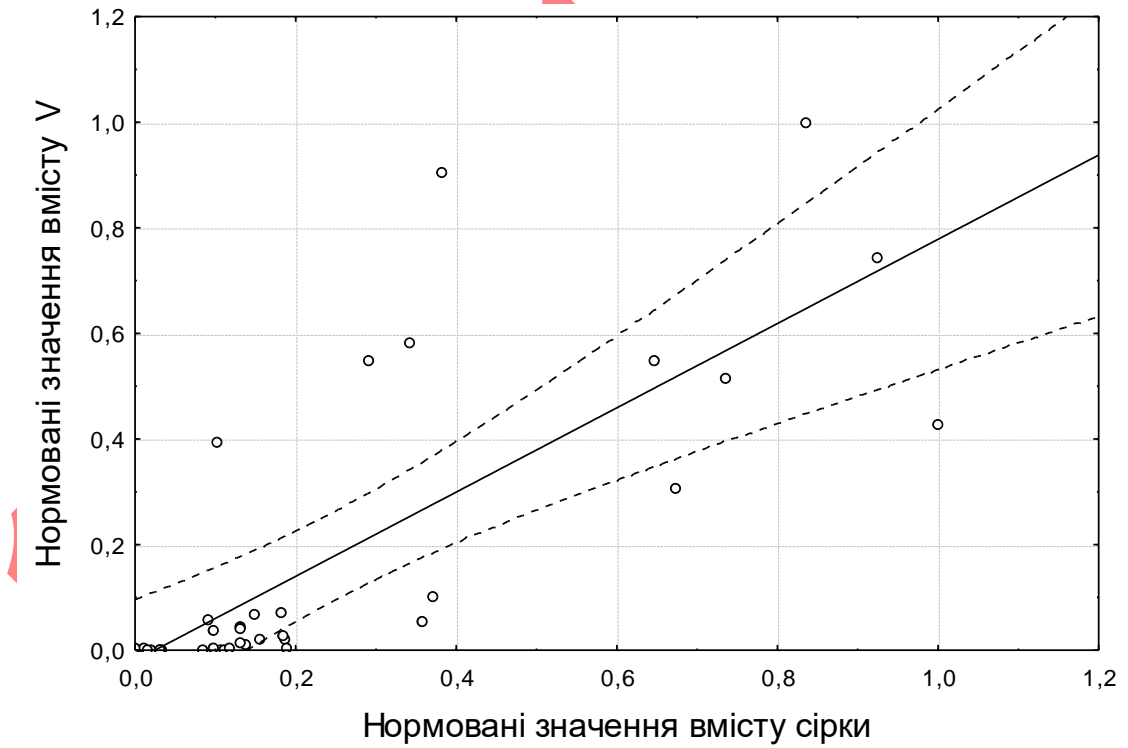


Рисунок 3.24 - Графік рівняння регресії між вмістом ванадію і сірки

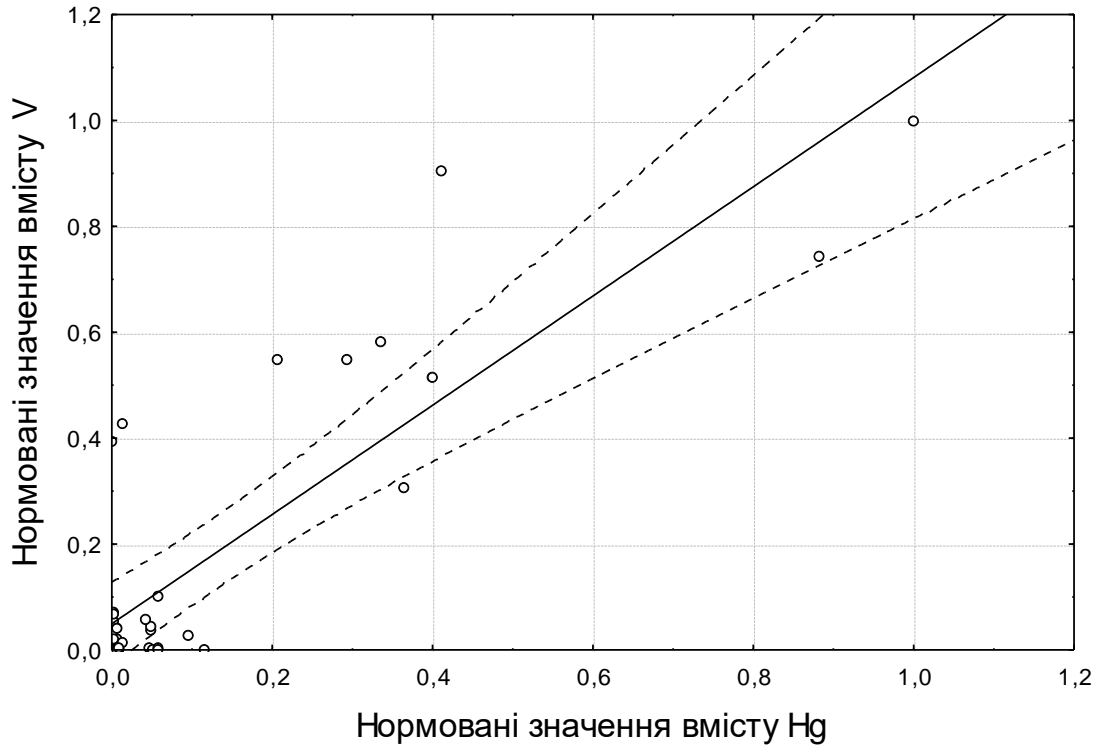


Рисунок 3.25 - Графік рівняння регресії між вмістом ванадію і ртуті

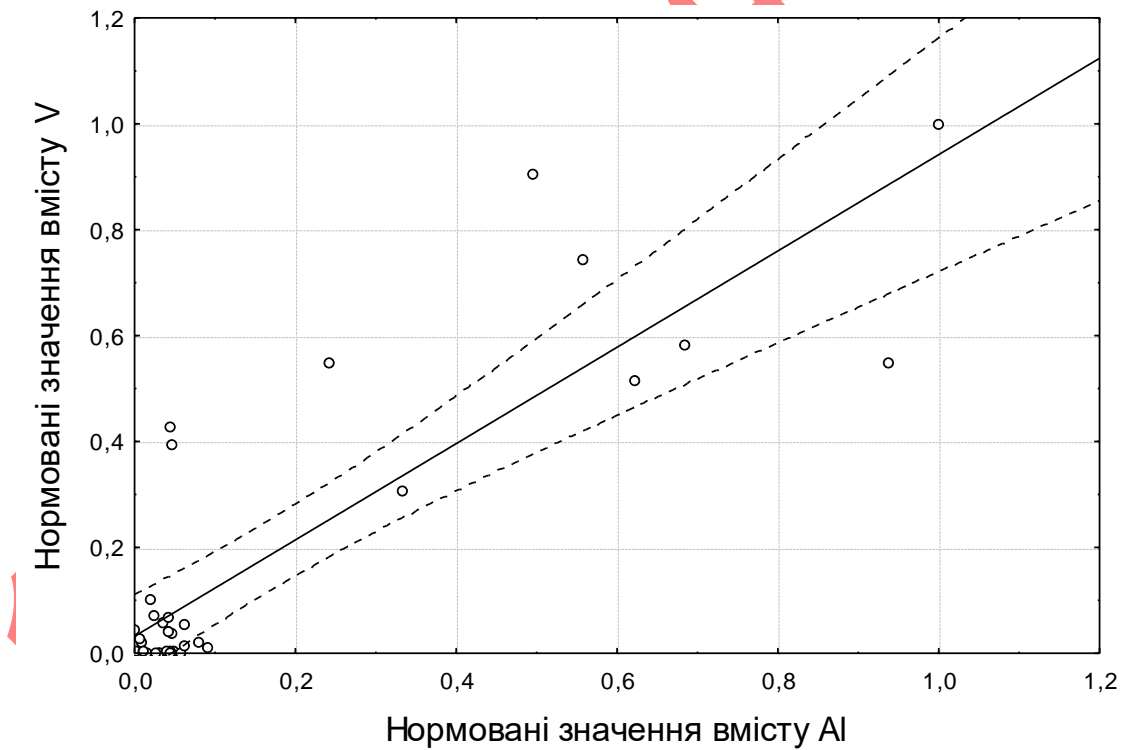


Рисунок 3.26 - Графік рівняння регресії між вмістом ванадію і алюмінію

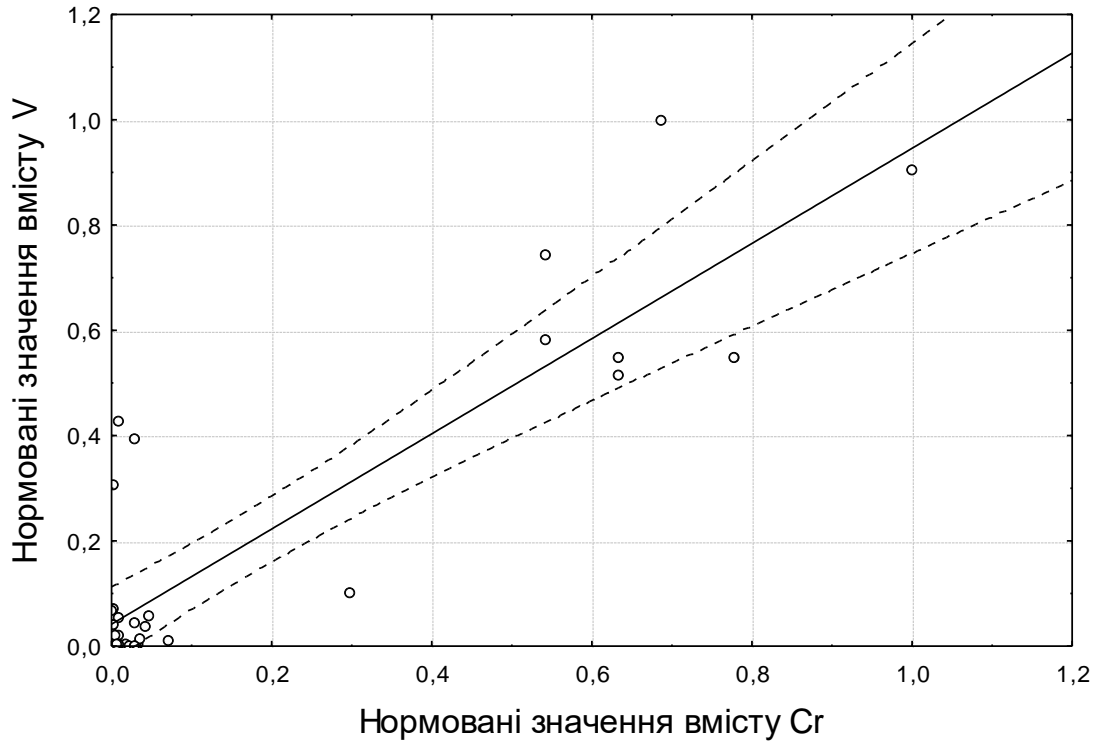


Рисунок 3.27 - Графік рівняння регресії між вмістом ванадію і хрому

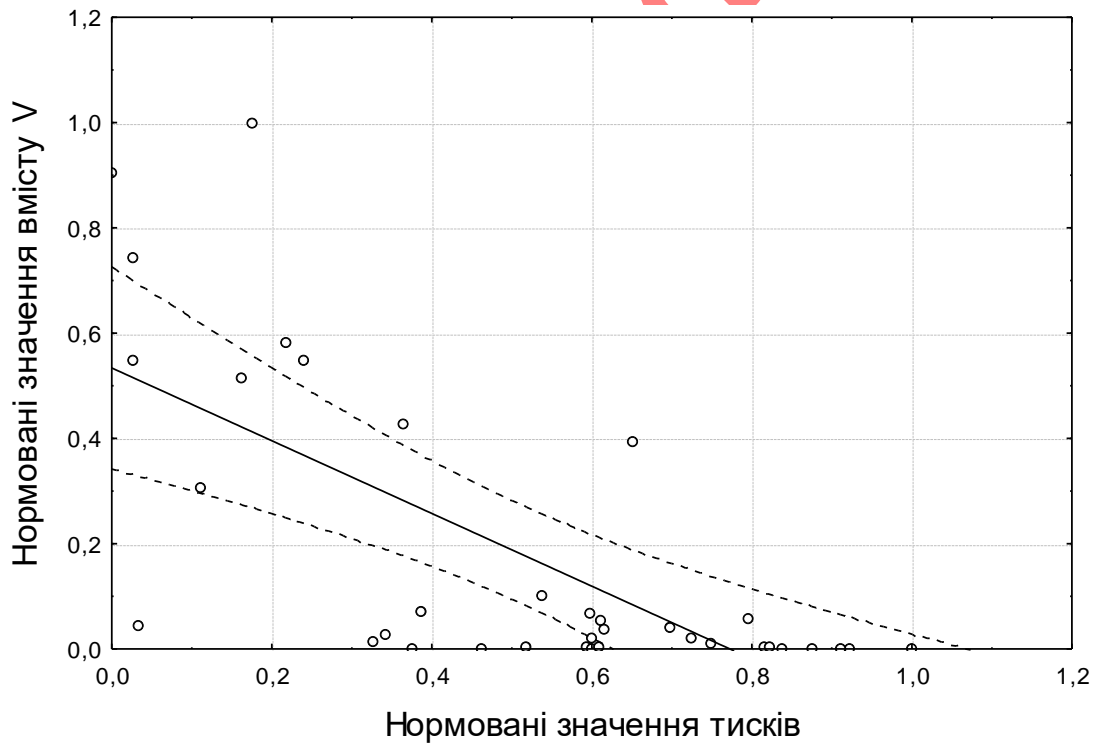


Рисунок 3.28 - Графік рівняння регресії між вмістом ванадію і сучасним

ТИСКОМ

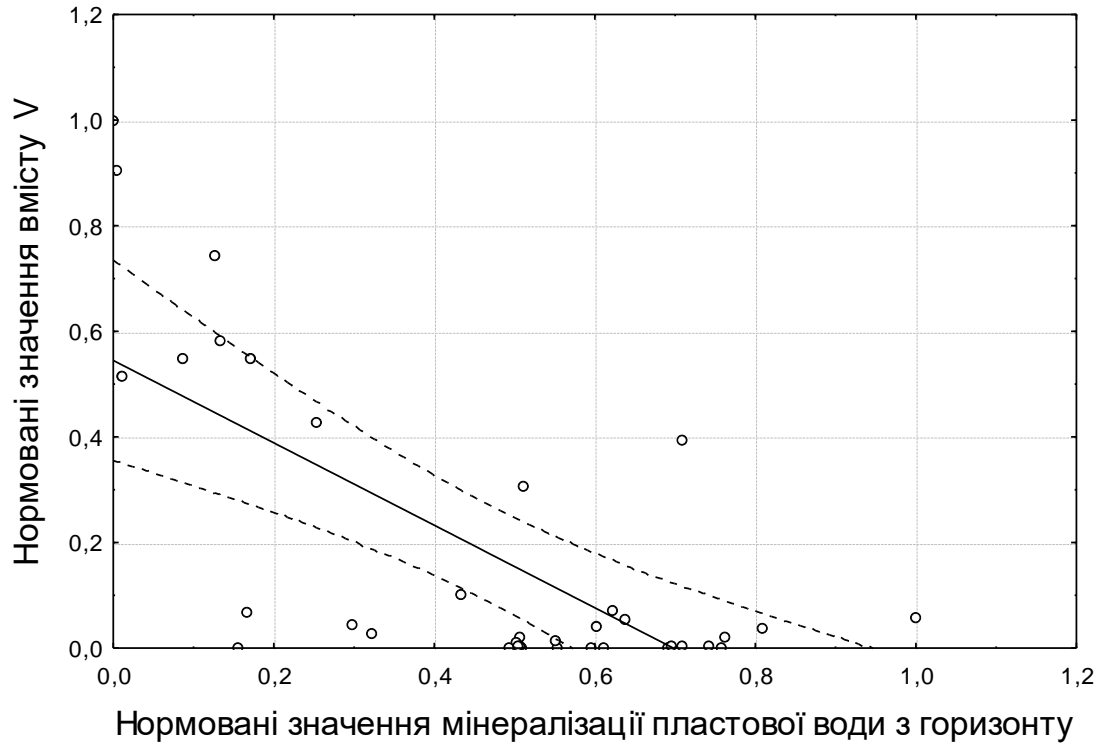


Рисунок 3.29 - Графік рівняння регресії між вмістом ванадію і мінералізацією пластової води

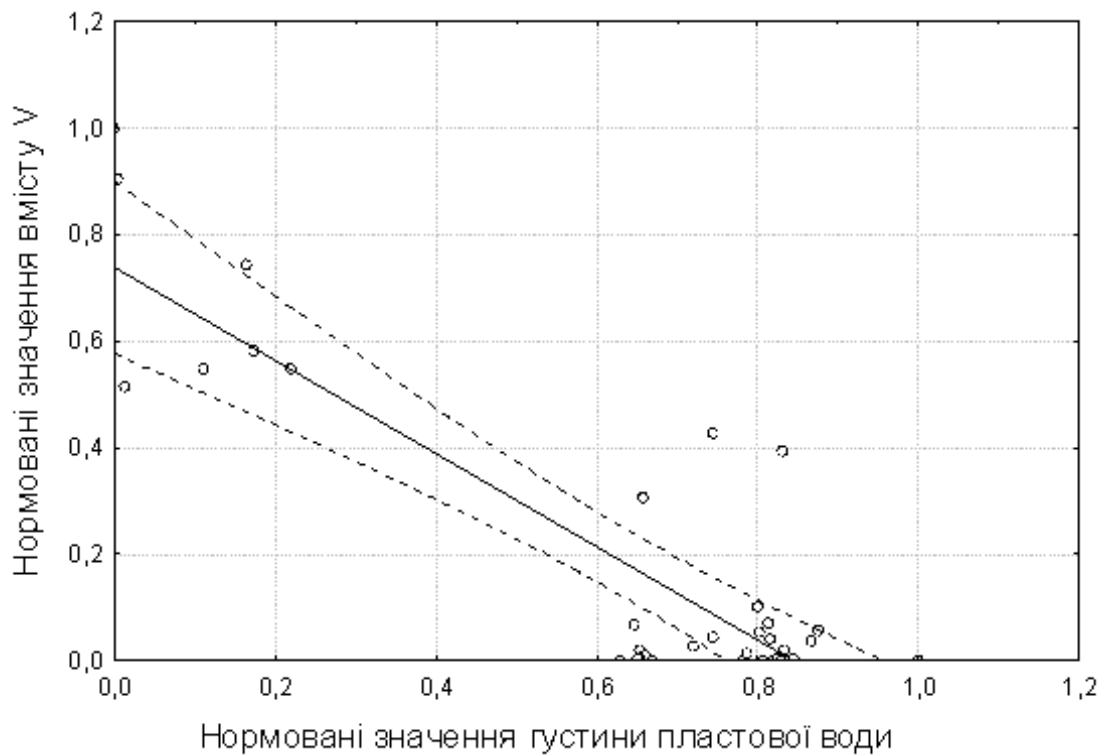


Рисунок 3.30 - Графік рівняння регресії між вмістом ванадію і густиною пластової води з горизонтів

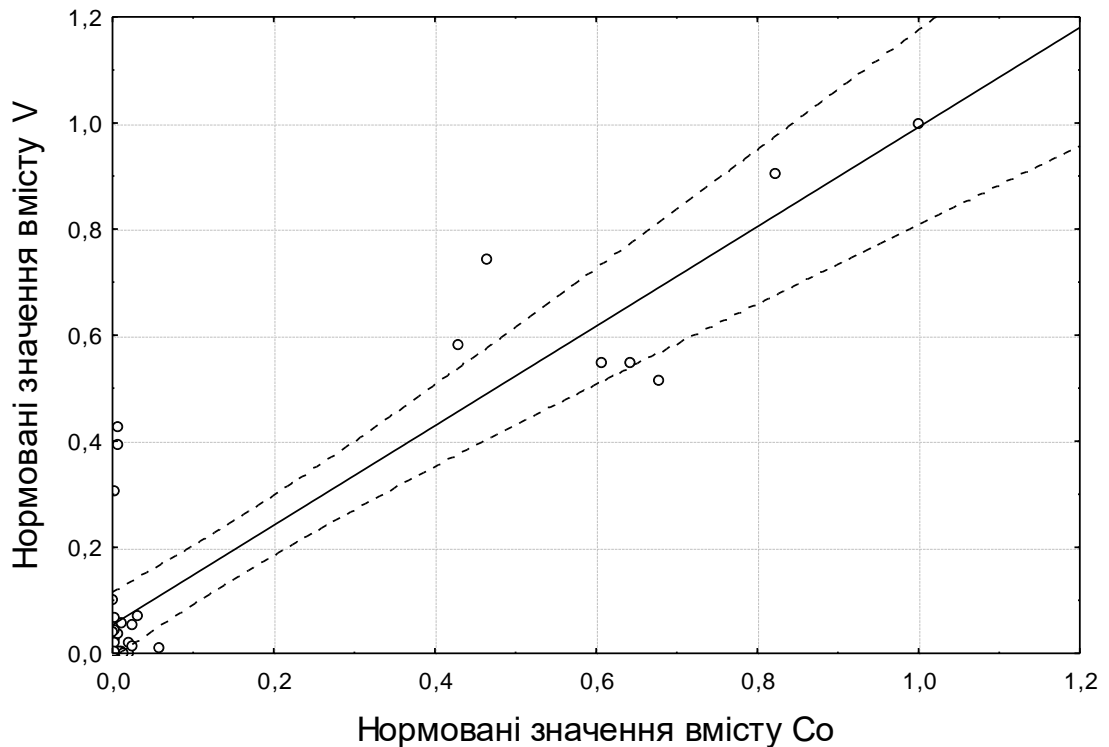


Рисунок 3.31 - Графік рівняння регресії між вмістом ванадію і кобальту

В результаті попередніх досліджень [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 3.32), яка відбиває взаємну природну ієрархію аналізованих родовищ за містом ванадію.

На дендрограмі кластеризації вугільних пластів по вмісту ванадію (рисунок 3.32) можна виділити сім кластерів: 1.1.1.1, 1.1.1.2, 1.1.2, 1.2, 2.1.1, 2.1.2 і 2.2.

Кластер 1.1.1.1 сформований родовищами: Карайкозовським, Коробочкинським, Західно-Харьковцівським, Качалівським, Суходолівським, Ліповодолинським, Ново-Миколаєвським, Тростянецьким, Краснозаярським, Перекопівським, Щуринським, Солонцівським та Монастирщенським з аномально низьким вмістом ванадію від 0,02 ppm

(Карайкозовське, Коробочкинське і Західно-Харьковцівське родовища) до 0,17 ppm (Монастиріщенське родовище), при середньому значенню цього показника 0,08 ppm.

Кластер 1.1.1.2 об'єднує родовища: Куличихінське, Турутинське, Бахмачське, Софіївське та Кременівське з низьким вмістом 0,32 ppm (Куличихінське родовище) – 0,82 ppm (Кременівське родовище), при середньому значенню 0,56 ppm.

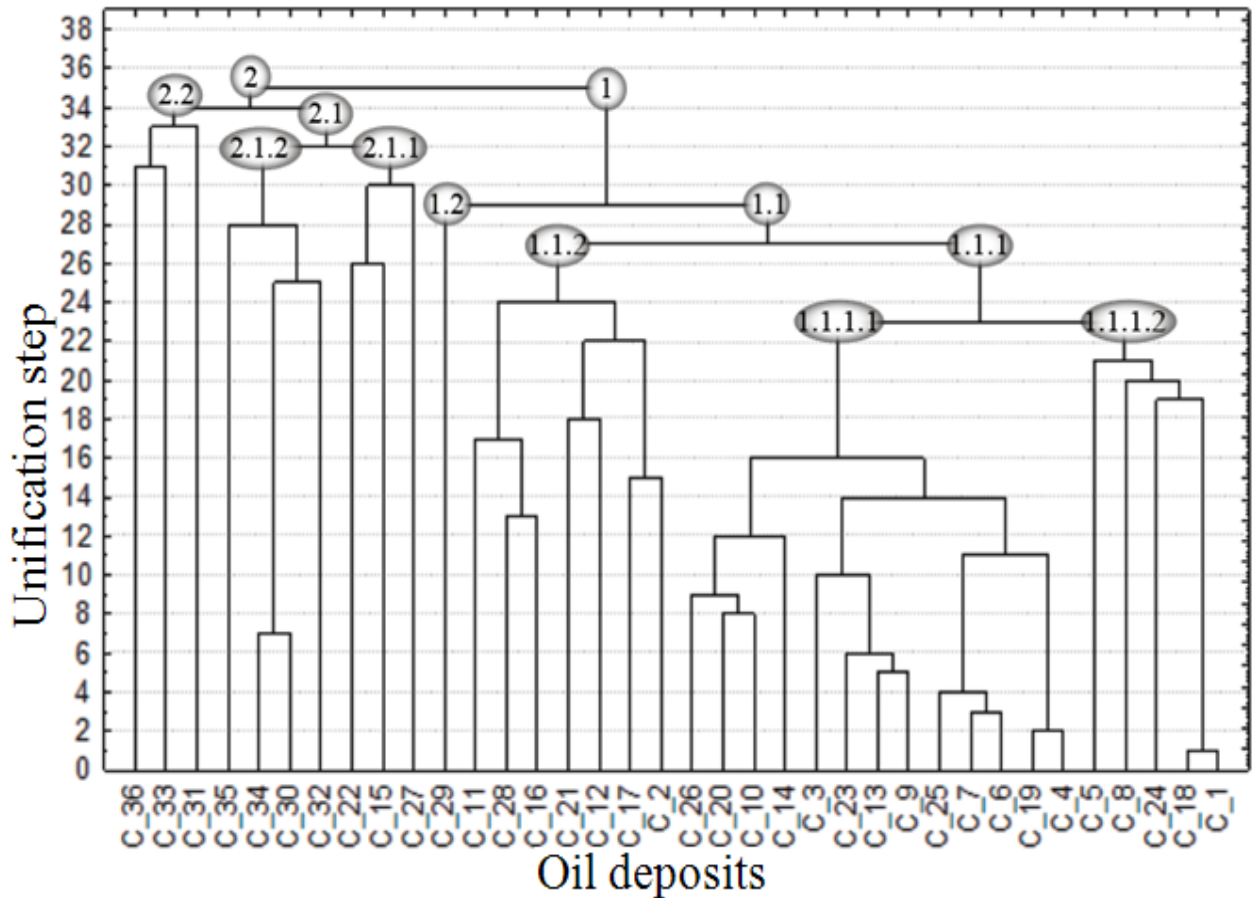
Кластер 1.1.2 представлений родовищами: Матлаховським, Ярошівським, Радченковським, Прилуцьким, Распашновським, Солохівським і Малосорочинським з концентрацією нижче середнього 1,2 ppm (Матлаховське родовище) – 2,17 ppm (Малосорочинське родовище), середній вміст по кластеру дорівнює 1,64 ppm.

Середній вміст має Хухрянське родовище кластера 1,2 із значенням 3,8 ppm.

Кластер 2.1.1 сформований родовищами: Юр'ївським, Талалаївським та Прокопенківським із значеннями вище середнього від 9,5 ppm (Юр'ївське родовище) до 13,2 ppm (Прокопенківське родовище), при середній концентрації по кластеру 11,63 ppm.

Високий вміст мають родовища: Кибицівське №5, Сагайдацьке №1, Кибицівське №52 і Кибицівське №56 кластера 2.1.2 із значеннями 16,0 ppm (родовище Кибицівське №5) – 18,0 ppm (родовище Кибицівське №56), середнє значення по кластеру відповідає 17,0 ppm.

Кластер 2.2 представлений родовищами: Сагайдацьким №13, Кибицівським №1 та Кибицівським №51 з аномально високим вмістом ванадію від 23,0 ppm (родовище Сагайдацьке №13) до 31,0 ppm (родовище Кибицівське №51), при середньому значенню по кластеру 27,33 ppm.



Умовні позначення:

1, 2, 1.1, 1.2, 2.1, 2.2, 2.3 – кластери; перелік родовищ: С_1 – Бахмачське, С_2 – Прилуцьке, С_3 – Краснозаярське, С_4 – Качалівське, С_5 – Кременівське, С_6 – Карайкозовське, С_7 – Коробочкинське, С_8 – Куличихінське, С_9 – Ліповодолинське, С_10 – Монастиріщенське, С_11 – Матлаховське, С_12 – Малосорочинське, С_13 – Ново-Миколаєвське, С_14 – Перекопівське, С_15 – Прокопенківське, С_16 – Радченковське, С_17 – Распашновське, С_18 – Софіївське, С_19 – Суходолівське, С_20 – Солонцівське, С_21 – Солохівське, С_22 – Талалаївське, С_23 – Тростянецьке, С_24 – Турутинське, С_25 – Харківцівське, С_26 – Щуринське, С_27 – Юр’ївське, С_28 – Ярошівське, С_29 – Хухрянське, С_30 – Сагайдацьке №1, С_31 – Сагайдацьке №13, С_32 – Кибицівське №5, С_33 – Кибицівське №51, С_34 – Кибицівське №52, С_35 – Кибицівське №56, С_36 – Кибицівське №1

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

Висновки за розділом.

Аналіз результатів розрахованих описових статистик вмісту ванадію у нафтах 36 родовищ Дніпровсько-Донецької западини (Бахмачське, Прилуцьке, Краснозаярське, Качалівське, Кременівське, Карайкозовське, Коробочкинське, Куличихінське, Ліповодолинське, Монастиріщенське, 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. Вміст ванадію в пробах нафти з 36 родовищ найбільш значущої нафтогазової провінції України - Дніпровсько-Донецької западини, зазнають істотні варіації (відмінність значних середніх концентрацій за вибіркою із родовищ складає більше трьох порядків) при середньому значенні в $5,65 \pm 1,47 \text{ ppm}$. Враховуючи значення концентрації ванадію 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 ванадію з іншими геохімічними та геолого-технологічними параметрами необхідно враховувати їхній статистично значущий характер. Це в свою чергу дозволяє всі параметри, що розглядаються в роботі, розділити на групу генетично і/або парагенетично пов'язаних з накопиченням ванадію в нафті (концентрації Co, Al, Hg, Cr, S, Zn, Mn, Ni; сумарного вмісту V, Zn, Cr, Mn, Co, Fe, Hg, Al, значення щільності і в'язкості нафти; і

температури продуктивного горизонту; значення мінералізації та щільності пластової води з продуктивного горизонту; вмісту Fe; середньої потужності продуктивного горизонту).

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

4. За результатами кластерного аналізу вибіркові середні значення концентрацій ванадію, 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 ванадію

№ п.п.	Вміст ванадію (якісна оцінка вмісту; вміст від/до у ppm; середній вміст у ppm)	Назва родовища
1	аномально низькі значення; 0,02/0,17; 0,08	Карайкозовське, Коробочкинське, Західно-Харьковцівське, Качалівське, Суходолівське, Ліповодолинське, Ново-Миколаєвське, Тростянецьке, Краснозаярське, Перекопівське, Щуринське, Солонцівське, Монастирщенське
2	низькі значення; 0,32/0,82; 0,56	Куличихінське, Турутинське, Бахмачське, Софіївське, Кременівське
3	значення нижче середніх; 1,2/2,17; 1,64	Матлаховське, Ярошівське, Радченковське, Прилуцьке, Распашнівське, Солохівське, Малосорочинське
4	середнє значення; 3,18	Хухрянське
5	значення вище за середнє; 9,5/13,2; 11,6	Юр'ївське, Талалаївське, Прокопенківське
6	високе значення; 16,0/18,0; 17,0	Кибицівське №5, Сагайдацьке №1, Кибицівське №52, Кибицівське №56
7	аномально високі значення; 23,0/31,0; 27,0	Сагайдацьке №13, Кибицівське №1, Кибицівське №51

ВИСНОВКИ

В основу роботи були покладені результати 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 за допомогою рентгено-флуоресцентного аналізу на енерго-дисперсійному спектрометрі «Спрут» СЕФ 01.

В ході виконання кваліфікаційної роботи з метою виявлення основних особливостей геохімії ванадію у нафтах родовищ Дніпровсько-Донецької западини та їх подальшого аналізу було проведено аналітичний огляд літературних джерел зі стратиграфії Дніпровсько-Донецької западини, обрано і освоєно методику досліджень та проаналізовано геолого-промислові особливості Карайкозівського нафтогазоконденсатного родовища, Матлахівського нафтогазоконденсатного родовища, Розпашнівського нафтогазоконденсатного родовища та Качалівського 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. Дніпровсько – Донецька западина – є частиною Доно-Дніпровського прогину і адміністративно знаходиться у межах Чернігівської, Київської, Сумської, Полтавської, Харківської і частково Черкаської областей.

2. Дніпровсько-Донецька западина – двоповерхова структура; рифтоген, що являє собою ранньокам'яновугільну западину, яка залягає на пізньодевонському рифті. Нижній структурний поверх – обмежений глибинними розломами рифт завширшки від 65 км на широті Чернігова до 140 км по меридіану Полтави. Другий поверх завширшки 220 – 250 км утворює борти западини (північний – пологий, південний – крутіший та вужчий) з пологим похилом поверхні фундаменту і збільшенням потужності верств осадових порід у бік рифту та на південний схід.

3. Найдавніші розкриті в межах Дніпровсько-Донецької западини утворення це гнейси, граніти, кристалічні сланці, амфіболіти, метавулканічні породи архею та нижнього протерозою. Петрографічні дані та результати визначення абсолютного піку порід свідчать, що в кристалічному фундаменті западини присутні всі основні архейські та нижньопротерозойські стратиграфічні підрозділи, вивчені на Українському кристалічному щиті та Воронежській антеклізі.

4. Питання про наявність верхньопротерозойських і нижньопалеозойських порід у Дніпровсько-Донецької западини залишається спірним, оскільки в межах регіону вони поки що не розкриті бурінням у корінному заляганні. Девонські відклади виявлені лише в грабені в межах усіх тектонічних його зон, де вони розкриті в інтервалі глибин від 0,5 до 5,5 км.

5. Кам'яновугільні відклади поширені в усіх тектонічних зонах Дніпровсько-Донецької западини. Як правило, вони займають основну (понад 60%) частину розрізу осадового чохла. Палеонтологічні дані дозволили виділити в регіоні всі відділи системи, розчленувати їх на яруси, під'яруси, надгоризонти і горизонти. На відміну від девонських потужність

кам'яновугільних порід закономірно зростає від бортів до приосьової частини западини і в південно-східному її напрямку, досягаючи за сейсмічними даними 10 км і більше. Літолого-фаціальний склад порід карбону досить стабільний. Про це свідчить той факт, що окремі реперні вапняки простежуються від Донбасу до границі з Прип'ятською западиною. Латеральні зміни фаціального і речовинного складу розрізу, відбуваються поступово.

6. Порівняно з кам'яновугільними пермські відклади менш поширені і мають стратиграфічно редуковані розрізи. Незважаючи на великі потужності, в палеодепресіях грабена вони присутні лише в обсязі асельського та низів сакмарського ярусів. Потужність пермських відкладів змінюється від 10 - 100 м на північному заході в крайових частинах палеодепресій до 2500 - 2700 м на південному сході в центральній частині Орчиківської депресії.

7. Червоноколірні і строкаті відклади тріасу мають типову для синекліз будову. Юрські відклади незгідно залягають на різновікових породах тріасу. В їх розрізі домінують сірі теригенні і карбонатні утворення з рештками різноманітної морської фауни. На всій території Дніпровсько-Донецької западини вони присутні в обсязі середнього і верхнього відділів.

8. Комплекс осадових утворень, що залягає вище юрської системи, включає нижньокрейдові континентальні теригенні (до 160 м), верхньокрейдові морські мергельно-карбонатні (до 800 м), палеогенові морські карбонатно-кремнієво-теригенні (до 400 м) та неоген-четвертинні теригенні (до 100 м) відклади. Цей комплекс є безперспективною в нафтогазоносному відношенні частиною фанерозою.

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

10. Середній вміст ванадію у нафті розглянутих родовищ становить $5,65 \pm 1,47$ ppm при довірчому інтервалі 0,95, вибіркова дисперсія 77,93, стандартне відхилення 8,83, медіанне значення відповідає 1,01ppm, ексцес дорівнює 1,44, асиметричність 1,58. Мінімальний середній вміст V дорівнює 0,02ppm для нафт Карайкозовського, Коробочкинського, Західно-Харьковцівського і Качановського родовища, а максимальне середнє значення цього показника в 31ppm характеризує нафту родовища Кибицівське №51.

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

12. За результатами виконаних досліджень вибіркові середні значення концентрацій ванадію, 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 ванадію, яку наведено у таблиці 3.2.

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

Практичне значення отриманих результатів на мою думку полягає у встановленні середніх концентрацій та можливості прогнозування вмісту ванадію 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 ванадію 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. Федина, 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. Федина, 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. Федина, 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. Geocology, № 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	67	
			Графічні матеріали	30	Електронний ресурс
			Презентація Microsoft PowerPoint		Слайди

103-18-1

ДОДАТОК Б

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



1035

ДОДАТОК В

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

Logo of the National Technical University of Dnipropetrovsk (NTU 'DP') and the Council of Young Scientists (IMZO).

Logo of the Ministry of Education and Science of Ukraine.

СЕРТИФІКАТ

XII Всеукраїнська науково-технічна конференція аспірантів та молодих вчених «Наукова весна»

Максимович Артур Сергійович
взяв участь у роботі конференції з доповіддю:
Геолого-промислові особливості Качалівського нафтогазоконденсатного родовища

Загальний обсяг: 15 годин (0,5 кредитів ECTS)

Голова організаційного комітету,
перший проректор НТУ «ДП»
Голова Ради молодих вчених

А.В. Павличенко
І.Г. Олішевський

Сертифікат №97
Дніпро, 23-24.05.2022

103

ДОДАТОК Г

ВІДГУК

керівника на кваліфікаційну роботу бакалавра
ст. гр. 103-18-1 Максимович Артуру Сергійовичу
на тему «Основні особливості геохімії ванадію у нафтах родовищ
Дніпровсько-Донецької западини»

Кваліфікаційна робота бакалавра Максимович А.С. є актуальною. Встановлення особливостей геохімії V 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 V 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 V у нафтах досліджених родовищ за допомогою розрахованих рівнянь регресії.

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

Максимович А.С. 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 – 97 «відмінно».

Керівник кваліфікаційної
роботи бакалавра

доц. Ішков В.В.

ДОДАТОК Д

РЕЦЕНЗІЯ

на кваліфікаційну роботу бакалавра
ст. гр. 103-18-1 Максимовича Артура Сергійовича
на тему «Основні особливості геохімії ванадію 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 V 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 професійна 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 Максимович А.С. 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 ванадію 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.

15.06.2022

Максимович А.С.