

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ імені В.Н. КАРАЗИНА  
Факультет геології, географії, рекреації і туризму  
Кафедра фундаментальної та прикладної геології

*До захисту допустити*  
зав. кафедри \_\_\_\_\_ Валерій СУХОВ  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2024 р.

**ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ТА НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ  
ЗАХІДНО-ВЕРГУНСЬКОГО АНТИКЛІНАЛЬНОГО ПІДНЯТТЯ  
(КРАСНОРІЦЬКИЙ ГАЗОНОСНИЙ РАЙОН)**

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА**

Виконав: студент 4 курсу групи ГН-41  
спеціальність 103. Науки про Землю  
освітньо-професійна програма  
«Геологія нафти і газу»  
**Андрій СИНСПОЛЬСЬКИЙ**  
Науковий керівник  
ст. викл. **Олена ХРІШКО**

*Кваліфікаційна робота захищена з оцінкою*  
« \_\_\_\_\_ »  
Голова ЕК \_\_\_\_\_ Катерина БЕЗРУК  
Секретар ЕК \_\_\_\_\_ Ірина ТИЩЕНКО  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2024 р.

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	3
РОЗДІЛ 1 Фізико-географічні умови району дослідження.....	4
РОЗДІЛ 2 Історія геолого-геофізичних досліджень та відкриття родовища.....	7
РОЗДІЛ 3 Геологічна будова.....	10
3.1 Стратиграфія.....	10
3.2 Закономірності розповсюдження башкирських відкладів в межах Західно-Вергунського антиклінального підняття.....	17
3.3 Тектоніка.....	20
3.4 Гідрогеологічна характеристика .....	27
РОЗДІЛ 4 НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ .....	30
4.1 Фізико-літологічна характеристика колекторів продуктивних пластів і покришок.....	30
4.2 Характеристика покладів.....	34
4.3 Склад і властивості вуглеводнів.....	39
ВИСНОВКИ.....	42
Список використаних джерел.....	44

## ВСТУП

Західно-Вергунська структура розташована в межах Красноріцького газоносного району Східного нафтогазоносного регіону України. Особлива тектонічна будова Красноріцького газоносного району, яка зумовлена його положенням в перехідній зоні між Воронежською антеклізою та системою Складчастого Донбасу, наявність системи скидів та насувів, обумовила своєрідну будову складок, а, отже, і пасток вуглеводнів у межах даної території. Такі особливості впливають на ступінь заповнення газом пасток та визначають величину запасів вуглеводнів в них. Саме ці прикладні задачі роблять актуальним дослідження геологічної будови окремих структур Красноріцького газоносного району та з'ясування геологічних умов формування їх нафтогазоносності.

Мета кваліфікаційної роботи – виявити геологічні умови формування покладів вуглеводнів в межах Західно-Вергунського антиклінального підняття.

Для досягнення поставленої мети вирішувалися наступні завдання:

1. зібрати та систематизувати наукову інформацію про геологічну будову території дослідження;
2. проаналізувати геологічні умови, які сприяли формуванню покладів вуглеводнів у межах Західно-Вергунської структури;
3. дати характеристику газоносності у межах Західно-Вергунського підняття.

Об'єкт дослідження - Західно-Вергунська антикліналь, розташована в зоні поєднання Воронежського масиву з системою Складчастого Донбасу.

Предмет дослідження – нафтогазоносність Західно-Вергунського антиклінального підняття.

Кваліфікаційна робота підготовлена за матеріалами з відкритих наукових джерел. Також були використані фондові матеріали та дані геофізичних досліджень свердловин, лабораторних досліджень фізико-літологічних характеристик порід-колекторів продуктивних пластів та флюїдотривів, виконаних Придніпровською ГРЕ, трестом "Харківнафтогазрозвідка", УкрНДІ природних газів. Матеріали опрацьовувались під час виробничої практики.

## РОЗДІЛ 1

### ФІЗИКО-ГЕОГРАФІЧНІ УМОВИ РАЙОНУ ДОСЛІДЖЕННЯ

Адміністративно Західно-Вергунська структура та приурочене до неї однойменне газоконденсатне родовище розташоване на відстані 15 км на північ від м. Луганськ (рис. 1.1). Поблизу родовища проходить автомагістраль Луганськ-Старобільськ. У південній і південно-східній частинах - залізнична магістраль Міллерово-Дебальцеве-Маріуполь. Поблизу родовища проходить газогін на міста Северодонецьк і Лисичанськ. У 2014 року внаслідок російсько-української війни Україна втратила контроль над територією розташування Західно-Вергунського родовища над самим родовищем.

В орографічному відношенні район дослідження являє собою рівнину, порізану ярами та балками. Основними елементами рельєфу площі є схили вододілів, долини річок та балки. Схили вододілів характеризуються похило-горбистою хвилястою поверхнею. Найкрупнішою з балок є Вергунська, яка має довжину 15 км. За геоморфологічним районуванням родовище знаходиться у межах південно-західних відрогів Середньоруської височини на розчленованій денудаційно-аккумулятивній рівнині.

Основною водною артерією району є річка Сіверський Донець. Правий схил долини ріки крутий і стрімчастий, лівий – пологий терасований. Заплава ріки широка. У межах заплави розвинені озера. Вище заплави вздовж лівого схилу долини простежуються тераси, які розташовані на різних гіпсометричних рівнях відносно заплави. Річка Лугань, яка є правою притокою ріки Сіверський Донець, має звивисте русло. У посушливі роки ріка дуже мілішає, але не пересихає. Максимальні відмітки рельєфу (+170 м) приурочені до вододілу рік Сіверський Донець і Лугань, мінімальні (+32 м) до заплави цих рік. Різниця висот складає 135-140 м.

Річки у районі родовища належать до східноєвропейського типу. Живлення переважно снігове (біля 60%), тому річки характеризуються яскраво вираженою

весняною повінню і низьким літнім рівнем. Середня інтенсивність підйому рівня води під час весняної повені складає 0,1-0,25 м/добу. Замерзання річок відбувається в першій-другій декадах грудня. Розкриття від льоду - у другій декаді березня.

Клімат району помірно-континентальний з жарким сухим літом та морозною зимою. Глибина промерзання ґрунтів - до 1,1 м. За даними Харківського обласного центру з гідрометеорології максимальна температура повітря влітку (червень) досягає +28,8 °С, мінімальна температура повітря взимку (січень) -10 °С. Середньорічна температура коливається у межах +7°С - +8°С. Середньорічна кількість опадів складає 474 мм. Добовий максимум – 80 мм. Найбільш сильні опади відзначаються у липні – 530 мм, найменша кількість опадів випадає у січні-лютому – 230 мм. Сніговий покрив тримається від 45 до 115 днів. Основний напрямок вітрів у даній місцевості східний. Середня швидкість вітру з повторюваністю 5% складає 7 м/с. Середній річний дефіцит вологості дорівнює 4 мм при максимальних значеннях у липні та серпні відповідно 9,8 мм і 9,0 мм. Випарування з поверхні суші у районі м. Луганськ досягає 350-400 мм. Багаторічне випарування з водної поверхні у середньому складає 850 мм, а максимальні значення досягають 1050 мм. Загальна особливість мікроклімату на ділянці робіт пов'язана з висотним положенням на вододілі, що сприяє максимальному розсіюванню в атмосфері викидів забруднюючих речовин.

Ґрунтами є чорноземи звичайні (північно-степові). Сільськогосподарські землі поширені на місті лугового степу. Зрошення та осушення земель не проводиться. Несприятливі фізико-геологічні процеси і явища на ділянці робіт не відмічаються.



## РОЗДІЛ 2

### ІСТОРІЯ ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ТА ВІДКРИТТЯ РОДОВИЩА

Вивчення геологічної будови району Західно-Вергунської та Вергунської площ тісно пов'язане з дослідженням усієї північної окраїни Донбасу. Результати цих робіт достатньо широко висвітлені у фондових і опублікованих роботах.

Перші відомості про геологічну будову району дані у звітах О. О. Борисяка (1899 р.) і Б. К. Ликарьова (1914 р.), які проводили геологічну зйомку по лівобережжю річки Сіверський Донець. У 1915 році О. О. Борисяк і М. І. Яковлев склали геологічну карту північно-західної окраїни Донбасу. У 1922 році М. С. Шатський подав докладну характеристику стратиграфічної і технологічної будови верхньокрейдяних і нижньотретинних відкладів. У 1933 році трестом "Луганськвугілля" у місті Луганськ була пробурена структурна свердловина Л-1500 глибиною 760 м, яка під верхньокрейдяними відкладами розкрила породи тріасового і кам'яновугільного віку. У пластових водах тріасу і карбону була встановлена наявність розчиненого горючого газу.

У 1938-39 роках В. В. Вебер вперше детально вивчив ознаки нафтогазоносності північних окраїн Донбасу і дав високу оцінку перспективності цієї зони. У другій половині ХХ століття починається широкий розвиток геолого-пошукових робіт, пов'язаних з пошуками і розвідкою нафтових і газових родовищ в Україні. Перші відомості про газоносність досліджуваної території розташування Вергунського та Західно-Вергунського родовищ пов'язані з відкладами середнього карбону, розкритими на площі у 1954-55 роках чотирма структурно-пошуковими свердловинами №№ 212, 225, 260 і 305 по лінії Луганського профілю. У 1961-63 роках на Вергунській площі велося структурно-пошукове буріння, за даними якого були визначені попередні розміри, амплітуда, положення Вергунського підняття, проведене детальне розчленування середньо-кам'яновугільних відкладів і уточнене положення Краснорецького скиду, що

дозволило провести попередню оцінку перспектив газоносності родовища. У 1965 році у свердловині № 31 Вергунській, пробуреній трестом "Харківнафтогазрозвідка", з відкладів башкирського ярусу був отриманий промисловий приплив газу. У 1966 році за результатами випробування перших розвідувальних свердловин УкрНДІгазом була складена тимчасова технологічна схема розробки родовища. У 1969 році трестом "Харківнафтогазрозвідка" проведений підрахунок запасів газу Вергунського родовища, який був затверджений у ДКЗ станом на 01.11.1969 р. по категоріях  $C_1$  і  $C_2$  в об'ємі 3,38 млрд. м<sup>3</sup>. До моменту підрахунку запасів газу на родовищі було пробурено і випробувано 9 свердловин. У лютому 1970 року двома розвідувальними свердловинами Вергунське родовище було введено до дослідно-промислової експлуатації. У 1973 році був складений проект розробки. У 1974 році була укладена "Технологічна схема створення підземного сховища газу" у верхньому продуктивному горизонті М-7 на запаси газу в об'ємі 1520 млн. м<sup>3</sup>.

У 1988-99 роках сейсмопартіями 94/88, 75/93, 86/93, 89/93, 90/93, 91/93, 94/93 і 94/97 Придніпровської ГРЕ були проведені пошукові сейсморозвідувальні роботи на північних окраїнах Донбасу, включаючи і Вергунську площу, з метою вивчення тектоніки осадових комплексів нижнього і середнього карбону, пошуків і підготовки під глибоке буріння структур, перспективних на нафту і газ.

У 1993-1994 роках с.п. 94/93, 94/97 були виконані дослідження МСГТ на Трьохізбенсько-Вергунській і Слов'яносербській площах. У результаті глибокого структурного картування у 1991 році поблизу Вергунського родовища було відкрите Західно-Вергунське антиклінальне підняття по відбиваючих горизонтах  $Vb_1^2$ , ( $C_2m$ ),  $Vb_2^3$ , ( $C_2b$ ) і цілий ряд похованих піднять і напівантикліналей у відкладах нижнього карбону по відбиваючих горизонтах  $Vb_1^2$  ( $C_1s$ ),  $Vb_2^3$  ( $C_1v$ ), з якими можливо пов'язані скупчення нафти і газу. Результати перелічених вище сейсморозвідувальних робіт 1988-1995 років лягли в основу "Проекту дорозвідки Вергунського газового родовища" (договір № 100/95-97 АО УГП/33.10/94-95).

У 1996-99 роках у межах Західно-Вергунської площі с.п. 94/97 були проведені деталізаційні сейсмічні роботи з метою уточнення глибинної будови.

За результатами виконаних робіт побудовані структурні карти по відбиваючих горизонтах  $Vb_1^{2-2}$  ( $C_2^5$ ) і  $Vb_2^2$  ( $C_2^3$ ) і виданий паспорт на глибоке буріння на нафту і газ на Західно-Вергунській площі.

Результати сейсморозвідувальних робіт с.п. 94/97 Придніпровської ГРЕ лягли в основу "Проекту пошуково-розвідувальних робіт на газ на Західно-Вергунській площі у зв'язку з останніми сейсмічними даними (середній карбон)" за договором № 100 ГВ/2000-2000 (тема 33,308/99-2000). Згідно вищезазначеного проекту Буровим управлінням «Укрбургаз» були пробурені свердловини №№ 500, 501, 502. Свердловина № 506 бурилася за проектом дорозвідки Вергунського родовища, укладеного у 1995 році. Свердловина № 4-Вергунська, яка знаходиться в межах ліцензійної ділянки Західно-Вергунського родовища, була пробурена в 1965-1967 роках трестом "Харківнафтогазрозвідка". Всього на Західно-Вергунській площі пробурено 5 свердловин, з яких одна пошукова (№ 500) та 4 розвідувальні (№№ 501, 502, 506, 4-Вергунська). 2 свердловини ліквідовані за геологічними причинами (№№ 502 та 4-Вергунська), 3 свердловини передані в розробку на поклади Б-3, Б-4 (№№ 500, 501, 506).

У 2007 р. ТовНВП "Східгеофізика" був підготовлений звіт про результати робіт за темою "Вивчення подальших напрямків геофізичних досліджень та пошукового буріння на ділянці між Західно-Вергунським родовищем на сході та Східно-Капітанівською структурою". За результатами виконаних робіт побудовані структурні карти по відбиваючих горизонтах  $Vb_1^{2-2}$  ( $C_2^5$ ) та  $Vb_2^{3-1}$  ( $C_2^2$ - $C_2^1$ ). Результати вищезазначених робіт покладені в основу звіту "Геолого-економічна оцінка запасів газу і конденсату Західно-Вергунського ГКР" (2009 р.) [23].

На Державному балансі України числяться початкові запаси газу по Західно-Вергунському родовищу в об'ємі 415 млн. м<sup>3</sup> за категорією  $C_1$  та 160 млн. м<sup>3</sup> за категорією  $C_2$ . Запаси конденсату на балансі не враховані.

## **РОЗДІЛ 3**

### **ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА**

#### **3.1 Стратиграфія**

Осадова товща в межах Західно-Вергунської структури складена четвертинними, неогеновими, палеогеновими, крейдовими, тріасовими і кам'яновугільними відкладами, які залягають на кристалічному фундаменті (рис. 3.1.).

#### **Докембрій**

Кристалічний фундамент складається з дуже складно дислокованої товщі метаморфічних та магматичних порід, здебільшого гранітоїдного ряду (граніти, плагіограніти, гранітогнейси), які перекриті корою вивітрювання товщиною близько 10 м. Докембрійські кристалічні породи розкриті в зоні припіднятого крила Краснорецького скиду на глибинах від 3552 м (у свердловині № 21 Лобачівській) до 3105 м (у свердловині № 6 Вільхівській). В зануреній частині фундамент розкритий свердловиною № 1 Кримською на глибині 4500 м.

#### **Палеозойська група**

Палеозойська група представлена відкладами кам'яновугільної системи на всій території Західно-Вергунського підняття.

#### **Кам'яновугільна система**

Кам'яновугільна система представлена усіма трьома відділами. Загальна товщина кам'яновугільних відкладів складає 3500 м.

#### **Нижньокам'яновугільний відділ**

У його складі виділяють турнейський, візейський і серпуховський яруси.

#### **Турнейський ярус**

Породи турнейського ярусу незгідно залягають на докембрійських утвореннях. Представлені вапняковою товщею, яка містить рідкі тонкі прошарки аргілітів, алевролітів і пісковиків.

Товщина турнейських відкладів становить понад 50 м.

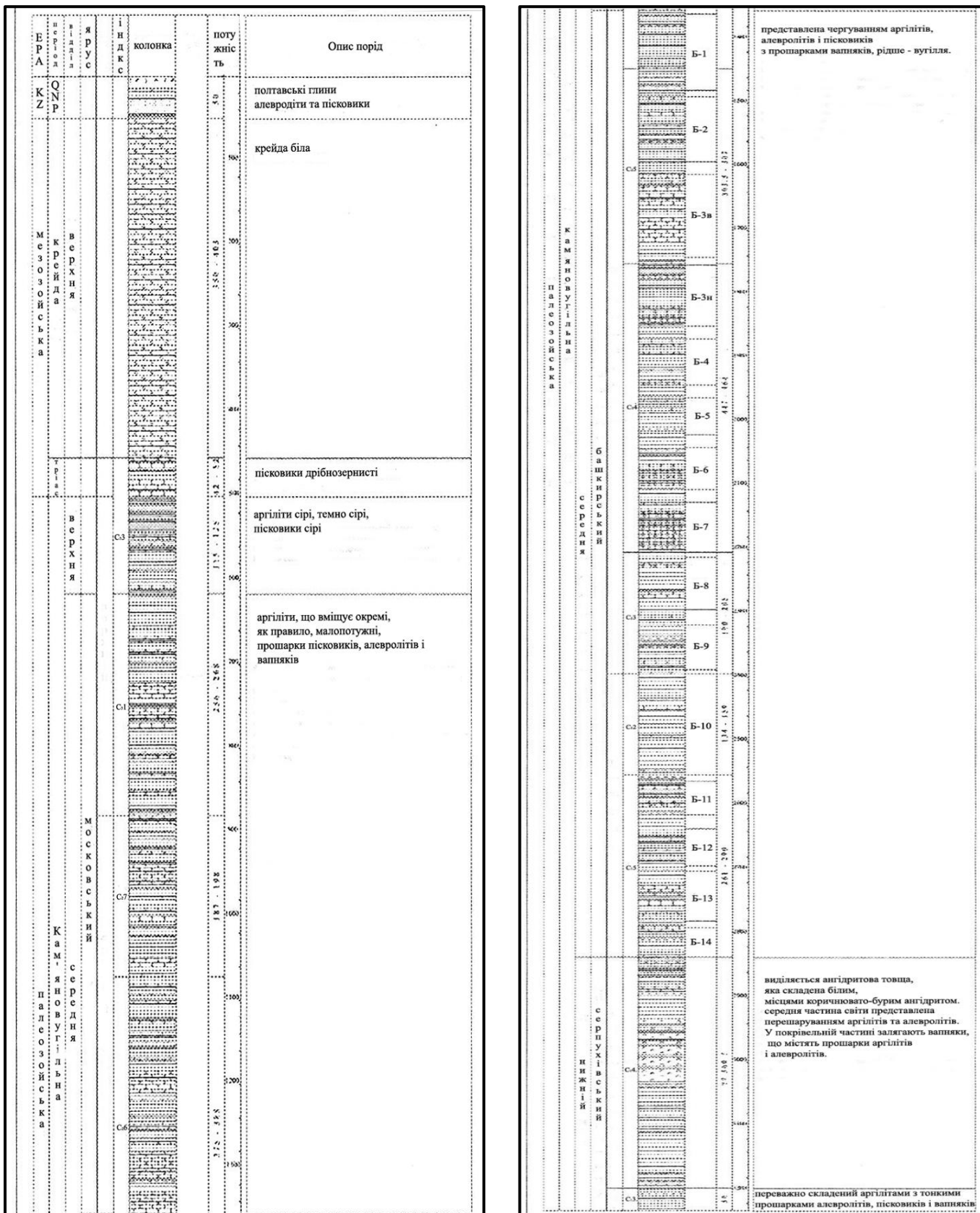
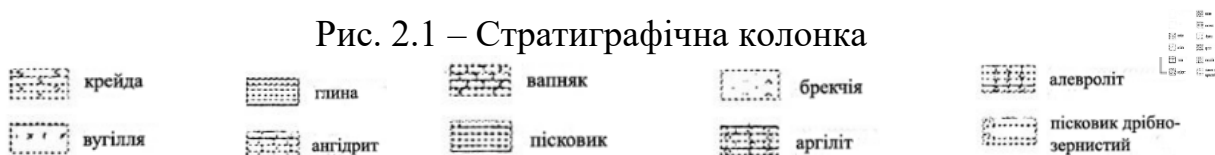


Рис. 2.1 – Стратиграфічна колонка



### **Візейський ярус**

Вапнякові утворення займають більшу частину ярусу. На вапняках залягає аргілітова товща (верхня половина верхнього візе). Загальна товщина візейського ярусу – до 700 м.

### **Серпуховський ярус**

До складу серпуховського ярусу входять світи:  $C_1^3$ ,  $C_1^4$ .

**Світа  $C_1^3$ .** Нижньосерпуховський під'ярус переважно складений аргілітами з тонкими прошарками алевролітів, пісковиків і вапняків. Товщина розкритої частини під'ярусу складає 36 м у свердловині № 4-Вергунській.

**Світа  $C_1^4$ .** Розріз світи розкритий на Західно-Вергунській площі свердловинами №№ 4, 502, 506. В нижній частині розрізу виділяється ангідритова товща, яка складена білим, місцями коричнево-бурим ангідритом. Середня частина світи представлена перешаруванням аргілітів та алевролітів. У верхній частині залягають вапняки, які містять прошарки аргілітів і алевролітів. Товщина світи складає від 16 м (св. № 506) до 360 м (св. № 4).

### **Середньокам'яновугільний відділ**

Представлений башкирським та московським ярусами.

### **Башкирський ярус**

Включає у себе світи:  $C_1^5$ ,  $C_2^1$ ,  $C_2^2$ ,  $C_2^3$ ,  $C_2^4$ ,  $C_2^5$ , (до вапняку  $K_3$ ). В цьому об'ємі товщина ярусу на Західно-Вергунській площі складає 1391 м. Витриманість по площі добра.

**Світа  $C_1^5$ .** Літологічно представлена чергуванням теригенних порід з пластами вапняків. Вапняки досить рівномірно розподілені по розрізу і складають близько 11% від загального об'єму світи.

Теригенні породи представлені чергуванням аргілітів, алевролітів і пісковиків. Частка аргілітів і алевролітів значна – 77% об'єму світи. Вони складають пачки взаємного чергування прошарків товщиною від 3-5 м до 35 м.

Аргіліти темно-сірі, до чорних, слюдисті, з включеннями рослинного детриту і зерен піриту. Пісковики складають 11% об'єму світи. Пісковики

різнозернисті, аркозово-кварцові, грауваково-кварцові. Нерівномірно горизонтально-шаруваті, з включенням лусок слюди, рослинного матеріалу і подовжених мікрозернистих карбонатних утворень на поверхнях нашарування.

Товщина світи на Західно-Вергунській структурі - до 290 м.

**Світа С<sub>2</sub><sup>1</sup>.** Розріз світи повністю розбурений свердловинами №№ 500, 501, 502, 506, 4-Вергунською, 9-Лобачівською. Літологічно світа представлена чергуванням аргілітів, алевролітів, пісковиків і вапняків. Вапняки складають 13,5% об'єму світи.

Аргіліти і алевроліти у загальному об'ємі світи складають 75 %, утворюючи пласти, що часто чергуються між собою. Аргіліти темно-сірі до чорних, містять включення дрібного вуглисто-детриту. Алевроліти слюдисто-польовошпатово-кварцові, темно-сірі, горизонтально хвилясто-шаруваті. Пісковики простежуються у вигляді рідких малопотужних прошарків. Склад їх аркозово-кварцовий.

Товщина світи - 134-159 м.

**Світа С<sub>2</sub><sup>2</sup>.** Відклади світи у повному об'ємі розкриті усіма свердловинами. Літологічно світа представлена товщею перешарованих піщано-глинистих порід з чотирма пачками вапняків і рідкими прошарками вугілля. Аргіліти і алевроліти складають значну частину світи (60%). Вони утворюють пачки перешарування потужністю 20-30 м. Аргіліти сірі, темно-сірі, місцями алевритисті. Піщані пласти (26-30% об'єму світи) мають потужність від 3-5 до 35 м. Найбільш потужні пласти простежуються у верхній і нижній частинах світи. Пісковики грауваково-аркозові, аркозові, рідше - польовошпатово-граувакові, середньо-дрібнозернисті, місцями (у східній частині Західно-Вергунської площі) заміщуються алевролітами.

Товщина світи коливається від 190 до 205 м.

**Світа С<sub>2</sub><sup>3</sup>.** Літологічно світа представлена товщею теригенних порід (пісковиків, алевролітів і аргілітів) з рідкими прошарками вапняків, брекчії і вугілля. Для світи характерне наступне співвідношення основних літологічних різновидів: вапняки 1,1-8,4%, пісковики 16,4-20,3 %, аргіліти і алевроліти 75-80%.

Пласти пісковиків товщиною від 1-2 до 15-22 м дуже мінливі в плані та заміщуються на периферійних частинах Західно-Вергунського підняття алевролітами і аргілітами. Пісковики аркозово-кварцові, сірі, дрібнозернисті. Із п'яти пісковиково-алевролітових комплексів світи три містять газові поклади продуктивних горизонтів Б-3, Б-4, Б-6. Товщина світи складає 447- 464 м.

**Світа С<sub>2</sub><sup>4</sup>.** У будові світи беруть участь теригенні породи, вапняки і рідкі пропластки вугілля. Аргіліти і алевроліти складають 55-60 % об'єму світи. Часто перешаровуючись, вони утворюють пачки товщиною від 6 до 25 м. Аргіліти сірі і темно-сірі, іноді алевритисті, з однорідною або тонкою горизонтально-шаруватою текстурою. Алевроліти аркозово-кварцові, з включеннями вуглистого детриту. Роль піщаних порід у будові світи у порівнянні з світами, які залягають нижче, помітно зростає (34,1-40,2%). Вони складають пласти товщиною від 1 м до 20 м, а у нижній частині світи залягає добре проникний комплекс пісковіку товщиною 65-90 м. Пісковики крупно-, середньо-, дрібнозернисті, шаруваті. Товщина світи – 303,5-307 м.

### **Московський ярус**

До складу московського ярусу входять світи: С<sub>2</sub><sup>5</sup>, С<sub>2</sub><sup>6</sup>, С<sub>2</sub><sup>7</sup> та С<sub>3</sub><sup>1</sup> (до вапняку N<sub>3</sub>). Загальна товщина складає до 736 м (св. №о 506).

**Світа С<sub>2</sub><sup>5</sup>.** Літологічно світа представлена чергуванням аргілітів, алевролітів і пісковиків з прошарками вапняків, рідше - вугілля.

Аргіліти та алевроліти складають до 65% загального об'єму світи. Вони утворюють пачки перешарування товщиною 10-15 м. У покрівельній частині товщина пачок досягає 40 м. Питома вага аргілітів у пачках перешарування досить висока. Окремі аргілітові пласти мають товщину 17-22 м.

Пісковики складають 24-35,6 % об'єму світи, товщина пачок змінюється від 2,5-5 м до 30-42 м, причому найбільш потужні пачки приурочені до середньої частини розрізу світи.

Товщина світи складає 375-388 м.

**Світа С<sub>2</sub><sup>6</sup>.** Розріз світи складений пачками аргілітів, які чергуються з алевролітами і пісковиками з підпорядкованими їм пластами вапняків і вугілля.

Аргіліти та алевроліти темно-сірі, щільні, з частими включеннями лінзоподібних карбонатів.

Пласти пісковіку (до 30%) досить невитримані у розрізі. Товщина їх складає 2-15 м. Пісковики, дрібнозернисті, слабозцементовані головним чином, слюдисто-глинистим матеріалом. Склад пісковиків кварцово-польовошпатовий.

Товщина світи - 187-198 м.

**Світа С<sub>2</sub><sup>7</sup>.** Літологічно світа представлена невитриманими по площі пластами аргілітів, алевролітів і пісковиків. Характерна наявність малопотужних пластів вапняків.

Аргіліти та алевроліти залягають у вигляді пачок товщиною від 3,5 м до 35 м.

Пачки пісковиків мають товщину від 5 м до 25 м. Вони аркозово-кварцові, різнозернисті. Цемент пісковиків за типом порово-базальний, базальний; за складом - кременисто-слюдисто-глинистий або карбонатний.

Товщина світи - 256-268 м.

**Світа С<sub>3</sub><sup>1</sup>.** Збережена від розмиву нижня частина світи літологічно представлена товщею аргілітів, що вміщує окремі, як правило, малопотужні, прошарки пісковиків, алевролітів і вапняків. Характерною особливістю аргілітів і алевролітів у порівнянні з світами, які залягають нижче, є більш світле забарвлення. Пісковики утворюють невеликі пласти товщиною до 3-4 м. Вони дрібнозернисті, сірі, з зеленуватим відтінком. Склад пісковиків кварцово-слюдистий.

Максимальна товщина світи в межах Західно-Вергунської структури складає 115-125 м.

### **Верхньокам'яновугільний відділ**

В межах Західно-Вергунської структури світи С<sub>3</sub><sup>3</sup>, С<sub>3</sub><sup>2</sup>, а також верхня частина світи С<sub>3</sub><sup>1</sup> (до вапняку N<sub>3</sub>) – розмиті.

## **Мезозойська група**

Мезозойські відклади на Західно-Вергунській площі представлені розрізами тріасової і крейджаної систем.

### **Тріасова система**

Тріасові відклади з великою кутовою і стратиграфічною незгідністю залягають на розмитій поверхні кам'яновугільної товщі. На Західно-Вергунській площі присутня лише нижня частина тріасу товщиною 42-53 м.

### **Крейджана система**

Верхньокрейдяні відклади залягають на розмитій поверхні нижнього тріасу з певною кутовою незгідністю. Загальна товщина верхньокрейдяних відкладів складає 350-403 м. Вони представлені сеноманським, туронським, коньякським, сантонським, кампанським і маастрихтським ярусами.

## **Кайнозойська група**

Кайнозойська група охарактеризована відкладами палеогенової, неогенової та четвертинної систем. Розкрита товщина складає 50 м.

### **Палеогенова система**

Палеогенові відклади розвинені майже повсюдно, їх немає лише у долинах річок і глибоких балках. Відклади представлені алевритами та пісковиками.

### **Неогенова система**

Неогенові відклади розвинені лише на вододілах і представлені полтавськими глинами.

### **Четвертинна система**

Відклади четвертинного віку з поверхні вкривають Західно-Вергунську структуру по всій площі. Вони залягають на розмитій поверхні маастрихтського ярусу [5, 26].

### 3.2 Закономірності розповсюдження башкирських відкладів в межах Західно-Вергунського антиклінального підняття

В межах Західно-Вергунського антиклінального підняття покрівля башкирських відкладів (реперний вапняк  $K_1$ ) знаходиться на глибинах 1395-1456 м. Глибина занурення зростає в північно-західній частині структури. Максимальне занурення відмічається в свердловині № 502 (1456 м). В східному напрямку спостерігається здіймання башкирських відкладів до глибини 1395 м у свердловині № 4-Вергунській.

Башкирські відклади складені потужним комплексом осадових піщано-алевроліто-глинистих порід з малопотужними пропластками вапняків. Згідно прийнятої номенклатури продуктивних горизонтів ДДЗ в межах родовища в геологічному розрізі виділялися і простежувалися башкирські продуктивні поклади Б-1 – Б-14. У відкладах башкирського ярусу в межах Західно-Вергунського підняття виділяються всі 14 горизонтів. За літологічними особливостями вони мінливі по площі.

Серед зазначених горизонтів за характером флюїдів, які їх насичують, виділяються:

- продуктивні горизонти – Б-1н, Б-3в, Б-3н, Б-4н, Б-6н, Б-11, Б-12 (із встановленою газоносністю за результатами ГДС та випробування);
- водоносні горизонти – Б-1в, Б-2, Б-7;
- ущільнені горизонти – Б-5, Б-8, Б-9, Б-10, Б-13, Б-14.

Відклади башкирського ярусу мають товщину від 1203 м (св. № 501) до 1391 м (св. № 506). Середня товщина становить 1283,3 м [2].

Важливо охарактеризувати колекторські властивості відкладів кожного продуктивного горизонту башкирського ярусу.

**Горизонт Б-1** витриманий по площі з товщиною 214-240 м. Середня товщина – 231,8 м. Горизонт поділяється на дві частини – верхню та нижню. Продуктивний – у нижній частині (свердловина № 500, в якій розкритий ГВК на

абсолютній відмітці -1383,3 м). Колекторські властивості покладу наступні: ефективна товщина ( $h_{\text{еф}}$ ) – 1,6 м, коефіцієнтпористості ( $K_{\text{п}}$ ) – 0,124, коефіцієнт газонасиченості ( $K_{\text{г}}$ ) – 0,59.

**Горизонт Б-3** витриманий по площі з товщиною від 91 м до 100 м. Середня товщина – 95,0 м. Горизонт має 11 газонасичених пропластків (Б-3<sub>1</sub>- Б-3<sub>11</sub>), серед яких пропласток Б-3<sub>3</sub> є ущільненим в усіх свердловинах. Інші пропластки газонасичені та водонасичені з  $K_{\text{п}} = 0,111-0,145$ ,  $K_{\text{г}} = 0,58-0,76$ ,  $h_{\text{еф}} = 1,2-3,8$  м.

**Горизонт Б-4** розкритий усіма свердловинами, витриманий по площі з товщиною від 71 м до 76 м. Середня товщина – 73,6 м. Розподіляється горизонт на 8 пропластків (Б-4<sub>1</sub> – Б-4<sub>8</sub>), серед яких газонасиченими є Б-4<sub>6</sub>, Б-4<sub>7</sub>, Б-4<sub>8</sub> у свердловинах №№ 500, 501, 506. В інших свердловинах вони ущільнені. Колекторські властивості горизонту наступні:  $h_{\text{еф}} = 0,6-1,8$  м;  $K_{\text{п}} = 0,109-0,174$ ;  $K_{\text{г}} = 0,59-0,80$ .

**Горизонт Б-6** розкритий усіма свердловинами. Виняток становить свердловина № 502, де його нижня частина зрізана порушенням. Товщина горизонту складає від 66 м до 74 м. Середня товщина – 70,5 м. Горизонт складається з 7 пропластків (Б-6<sub>1</sub> – Б-6<sub>7</sub>), мінливих по площі, серед яких газонасиченим встановлений пропласток Б-6<sub>5</sub> тільки у св. №№ 500 та 501;  $h_{\text{еф}} = 0,6-6,2$  м;  $K_{\text{п}} = 0,111-0,167$ ;  $K_{\text{г}} = 0,54-0,67$ .

**Горизонт Б-7** розкритий свердловинами №№ 500, 501, 506, 4-Вергунською. У свердловині № 502 горизонт Б-7 відсутній із-за порушення. Товщина горизонту становить від 69 м до 73 м, середня товщина – 71,3 м. Горизонт включає 7 пропластків (Б-7<sub>1</sub> – Б-7<sub>7</sub>).

**Горизонт Б-8** ущільнений, товщиною від 83 м до 95 м. Середня товщина – 87,8 м. Газоносних горизонтів за даними ГДС не виділено.

**Горизонт Б-9** ущільнений в усіх свердловинах. Товщина горизонту Б-9 складає 72-81 м. Середня товщина – 75,0 м.

**Горизонт Б-10** товщиною від 132 м до 156 м. Середня товщина – 147,8 м. Горизонт ущільнений в усіх свердловинах.

**Горизонт Б-11** розкритий усіма свердловинами, газонасичений у свердловині № 500, в якій за даними ГДС має такі параметри:  $h_{\text{эф}} = 1,6$  м;  $K_r = 0,123$ ;  $K_{\text{п}} = 0,84$ . Товщина горизонту від 47 м до 68 м. Середня товщина горизонту 54,2 м.

**Горизонт Б-12** розкритий усіма свердловинами. Товщина горизонту складає 33-61 м, в середньому – 47,0 м. Горизонт газонасичений у свердловині № 501 з такими показниками:  $h_{\text{эф.}} = 1,4$  м;  $K_r = 0,134$ ;  $K_{\text{п}} = 0,86$ .

**Горизонт Б-13** розкритий усіма свердловинами, крім № 500. Розкрита потужність горизонту складає від 42 м до 77 м, середня товщина – 63 м. Горизонт ущільнений.

**Горизонт Б-14** розкритий свердловинами №№ 502, 506, 4-Вергунською. Газоносність не виявлена. Розкрита товщина 25-47 м. Середня розкрита товщина – 37,3 м [4].

### 3.3 Тектоніка

Західно-Вергунська структура знаходиться у межах північних окраїн Донбасу, у 3,5 км на захід від Вергунської брахіантиклінальної складки.

Тектонічно Західно-Вергунське антиклінальне підняття знаходиться в зануреній зоні південно-західного схилу Воронежської антеклізи, в межах Старобільсько-Міллерівської монокліналі. Розташоване воно поблизу Краснорецького скиду, який ускладнює крайню південну частину Старобільсько-Міллерівської монокліналі [18]. Всі виявлені тут поклади газу пов'язані зі структурами, приуроченими до зони Красноріцьких скидів.

У геологічній будові Західно-Вергунського підняття виділяються три структурні поверхи: кристалічний фундамент архей-протерозойського віку, товща кам'яновугільних відкладів та товща мезозойсько-кайнозойських відкладів [27].

Кристалічний фундамент у досліджуваному районі залягає орієнтовно на глибинах 3105-4500 м. Складчастий фундамент являє собою складну систему блоків, утворених розривними порушеннями переважно субширотного напрямку, які ідентифіковані за даними площинних гравіметричних досліджень та регіональних сейсморозвідувальних робіт.

Другий структурний поверх представлений слабодислокованою товщею кам'яновугільних відкладів, що похило занурюється у південно-західному напрямку під кутом близько 2-2,5°. Моноклінально залягаюча товща карбону зазнала значних диз'юнктивних і плікативних дислокацій в тектонічно активованій зоні Краснорецьких скидів.

Третій структурний поверх містить стратиграфічно незгідні між собою комплекси тріасу, верхньої крейди, палеогену і неогену, що моноклінально під кутом 1° занурюються у бік складчастого Донбасу.

Основним структурно-тектонічним елементом району є Краснорецький скид. Він має субширотне простягання і північно-західне падіння площини

зміщувача під кутом 40-50°. Стратиграфічна амплітуда скиду змінюється від 40 м до 340 м. Вздовж Краснорецького скиду кам'яновугільний комплекс утворює лінійно витягнутий ланцюг брахіантиклінальних складок, генетично і морфологічно пов'язаних з висячим крилом скиду. Найхарактернішими рисами даних структур є: простий морфологічний вигляд, виражений лише у палеозойському структурному поверсі; незначні розміри і висота складок; конседиментаційний характер формування локальних структур. Ці структури розташовані вздовж Краснорецького скиду із заходу на схід у наступному порядку: Варварівська, Сиротинська, Борівська, Капітанівська, Трьохізбенська, Лобачівська, Розсипнянська, Західно-Вергунська, Вергунська, Миколаївська і Кружилівська.

Просторове положення скиду встановлене у розрізі кам'яновугільних відкладів свердловинами №№ 501 та 502 відповідно на глибинах 2453 м і 2098 м та в свердловині № 4-Вергунській на глибині 2850 м.

За результатами сейсморозвідувальних робіт, проведених в 1988-1991 рр. Придніпровською ГРЕ, була закартована ділянка між Вергунським та Лобачівським родовищами. На рівні відбиваючих горизонтів  $V_{b1}^2$  ( $C_2^5$ , гор. М-6),  $V_{b2}^2$  ( $C_2^3$ , подошва гор. Б-3),  $V_{b2}^3$  ( $C_1^5$ , подошва гор. Б-10),  $V_{b1}^2$  ( $C_{1s}^2$ ) та  $V_{b2}$  ( $C_1^1$   $C_{1v1}$ ) були виявлені Західно-Вергунське та Розсипнянське підняття.

За результатами виконаних робіт Західно-Вергунська складка по відбиваючому горизонту  $V_{b1}^{2-2}$  ( $C_2^5$ ) являє собою двосклепінне брахіантиклінальне підняття, ускладнене в східній частині тектонічним порушенням амплітудою понад 50 м (рис. 3.2). По замкненій ізогіпсі -1200 м розміри її становлять 3400 × 1200 м. Висота складки 25 м. Склепінні частини складки розташовані в районі свердловин №№ 501, 506 та № 4-Вергунської, між якими знаходиться похила і коротка сідловина. Північне крило Західно-Вергунської складки в півтора рази коротше, ніж південне, а також крутіше. В північній частині складка зрізана Краснорецьким скидом, який проходить на відстані 750 м північніше св. № 502.

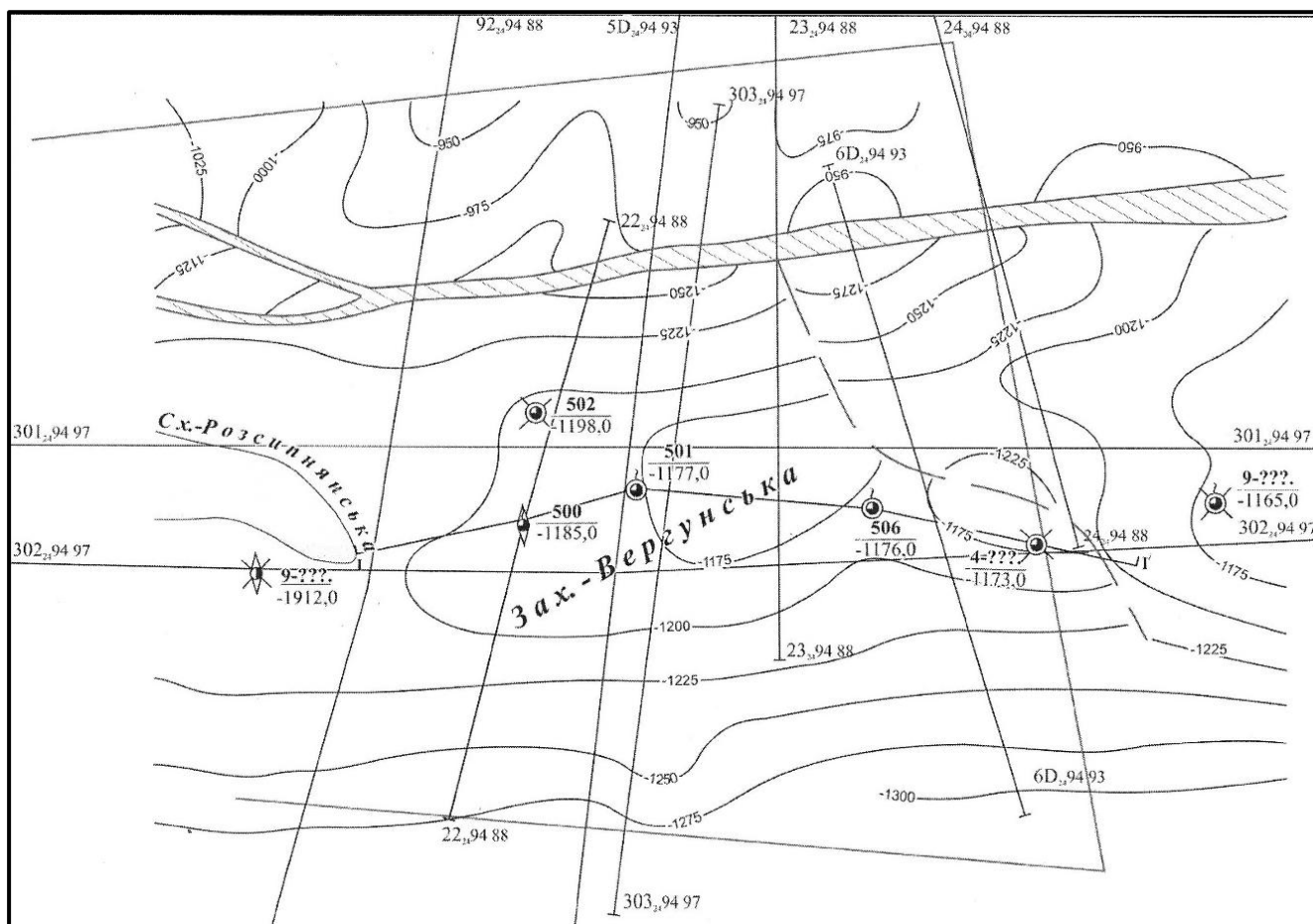


Рис. 3.2 – Структурна карта по відбивальному горизонту  $Vb_1^{2-2}$  ( $C_2^5$ )  
(за даними Придніпровської ГРЕ) [24]

На північ від свердловини № 9-Лобачівської за даними сейсміки закартовано малоамплітудне Східно-Розсипнянське брахіантиклінальне підняття, яке відокремлюється від Західно-Вергунського малоамплітудним прогином. Розміри його по замкненій ізогіпсі -1200 м становлять  $1500 \times 400$  м. З глибиною Краснорецький скид зміщується на південь майже на 1500 м і йде за межі Західно-Вергунської структури.

Будова Західно-Вергунської брахіантиклінали на стратиграфічному рівні середнього карбону добре вивчена пошуковими і розвідувальними свердловинами (№№ 500, 501, 502, 506 Західно-Вергунськими, 4-Вергунською та 9-Лобачівською).

За даними буріння були побудовані структурні карти по реперних вапняках  $J_1$ ;  $N_4$ ;  $E_9$ . На структурній карті, побудованій по реперному вапняку  $N_4$ , Західно-

Вергунська структура представлена структурним носом з розмірами по замкненій ізогіпсі -1810 м – 3100 x 1900 м. В західній частині складка ускладнена тектонічним порушенням, амплітуда якого становить 15-20 м. Зазначене порушення ділить Західно-Вергунську складку на два гідродинамічно ізольовані блоки. Розміри блоків по ізогіпсі -1810 м становлять: по I блоку – 1250 x 1280 м; по II блоку – 1850 x 1370 м. В I блоці пробурені свердловини №№ 500 та 502. Склепінна частина блоку розташована поблизу свердловини № 500. В II блоці пробурені свердловини №№ 501, 506 та 4-Вергунська. В склепінній частині пробурена свердловина № 501. Між Західно-Вергунською та Східно-Розсипнянською складками відмічається малоамплітудний прогин шириною 630 м (рис. 3.3).

Структурна карта по реперному вапняку  $J_1$  має аналогічну будову (рис. 3.4).

На структурній карті, побудованій по реперному вапняку  $E_9$ , Краснорецький скид зміщується далеко на південь і ділить складку на північну та південну частини (рис. 3.5). На південь від Краснорецького скиду розташована монокліналь, склепінна частина якої знаходиться в межах свердловини № 500, в якій за результатами ГДС та випробування встановлена промислова газоносність в покладі Б-11 ( $Q_4^r = 19,7$  тис.  $m^3/добу$ ). Північна частина, за Краснорецьким скидом, майже аналогічна побудовам по відбиваючому горизонту  $Vb_2^3 (C_1^5)$ , за винятком того, що в склепінній частині напівзамкненого моноклінального блоку вимальовується брахіантиклінальне склепіння розмірами  $1000 \times 480$  м, в склепінній частині якого пробурена свердловина № 502, в якій продуктивних покладів не виявлено. На перикліналі даного склепіння пробурена свердловина № 501, в якій встановлена газоносність горизонту Б-12 ( $Q_3^r = 5,1$  тис.  $m^3/добу$ ).

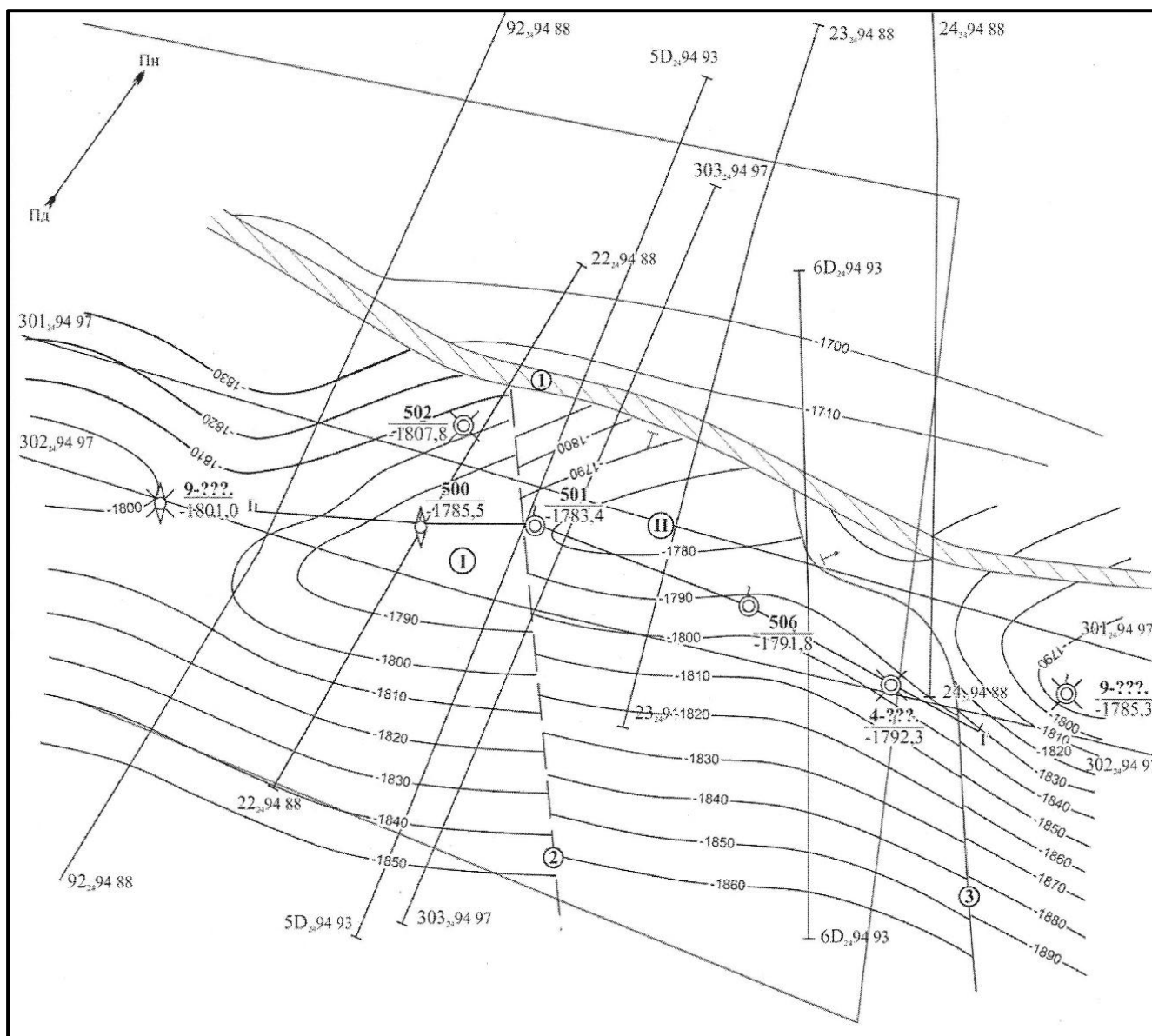


Рис. 3.5 – Структурна карта по реперному вапняку Н<sub>4</sub>  
(за даними Придніпровської ГРЕ) [24]

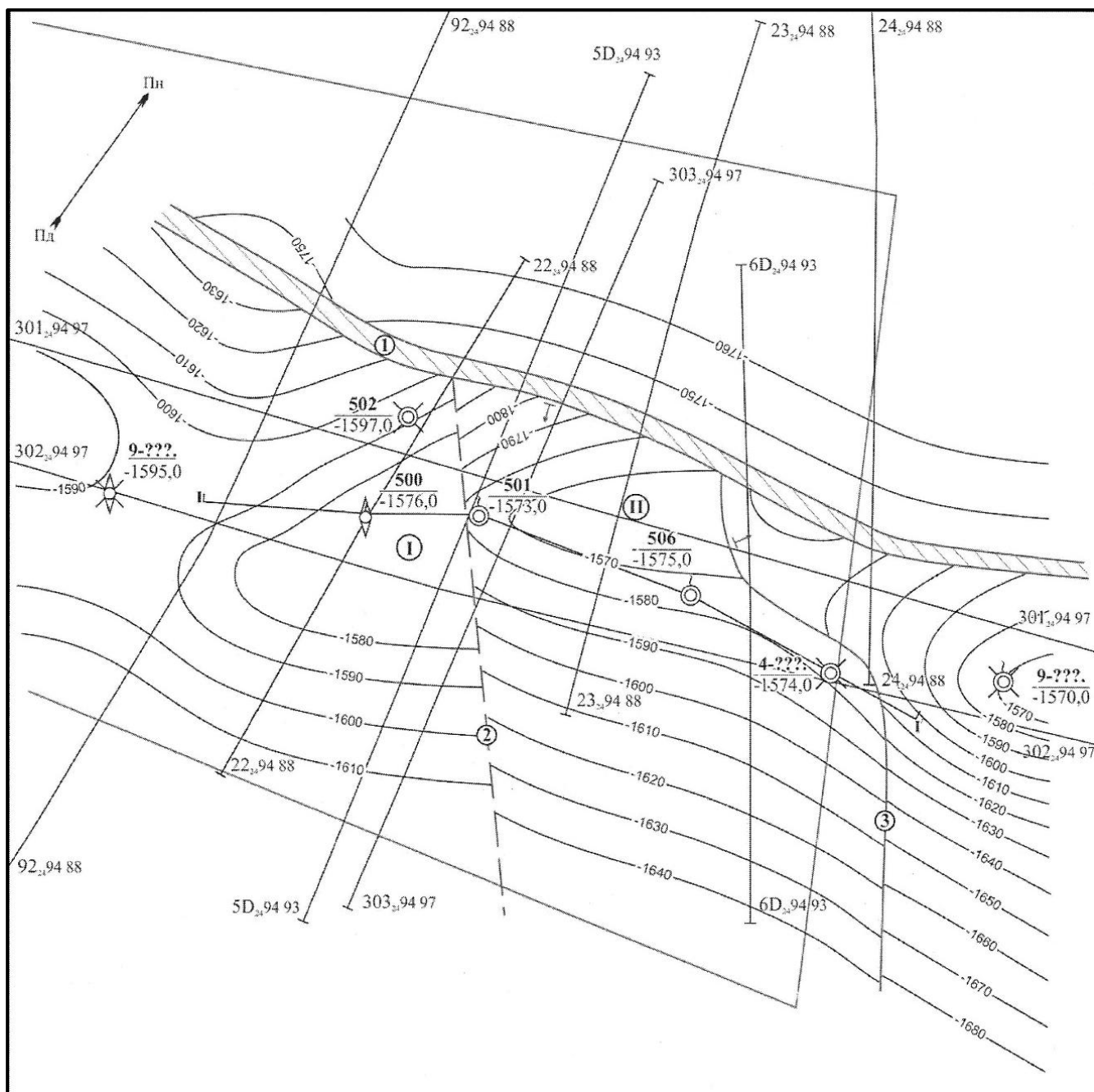


Рис. 3.4 – Структурна карта по реперному вапняку J<sub>1</sub>  
(за даними Придніпровської ГРЕ) [24]

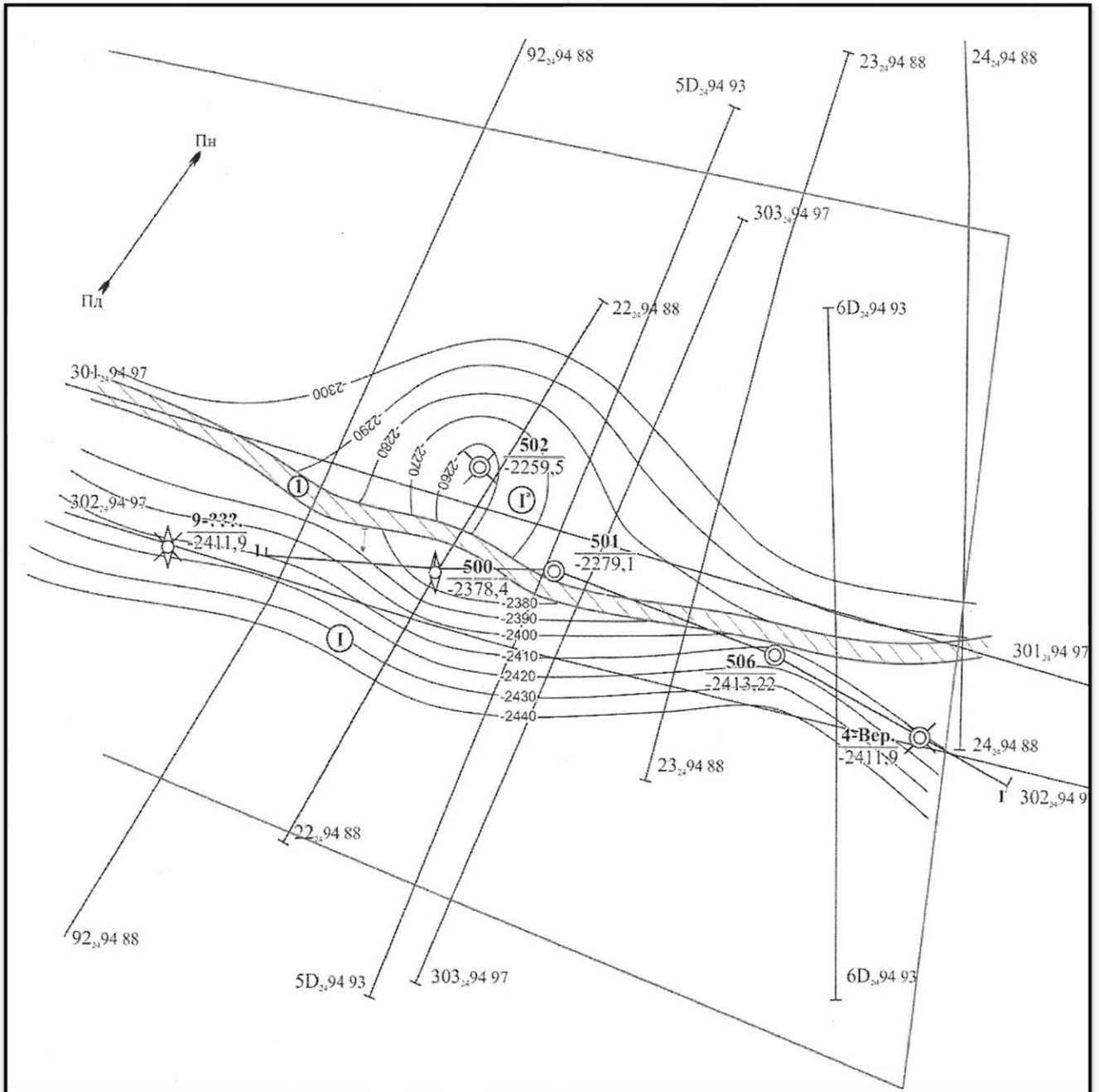


Рис. 3.5 – Структурна карта по реперному вапняку Е9  
(за даними Придніпровської ГРЕ) [24]

### 3.4 Гідрогеологічна характеристика

За гідрогеологічним районуванням Західно-Вергунська структура знаходиться в зоні зчленування Дніпровсько-Донецького артезіанського басейну і водонапірної системи Донецької складчастої споруди [9]. За сучасними уявленнями про будову водонапірних басейнів дослідниками (Л. Н. Капченко, В. О. Терещенко, І. І. Зіненко, О. П. Заріцький та інших) виділяються наступні гідрогеологічні поверхи.

Верхній гідрогеологічний поверх (інфільтрогенних вод) містить мезокайнозойський водоносний комплекс, у складі якого виділяються водоносні горизонти четвертинних, неоген-палеогенових та верхньокрейдяних відкладів. Дебіти колодязів, що експлуатують ґрунтові води четвертинних відкладів, змінюються в межах 8,6-170 м<sup>3</sup>/добу. Водовміщуючі породи представлені суглинками, пісками, рідше супісками, мулами. Мінералізація вод в основному не перевищує 1 г/дм<sup>3</sup>, зрідка може досягати 4 г/дм<sup>3</sup>. Погіршення якості питних вод пов'язано з їх забрудненням господарсько-побутовими стоками. Водоносність неогенових відкладів пов'язана переважно з піщаними різновидами порід, які приурочені до вододільних ділянок Сіверського Донця. Водність горизонтів низька. Мінералізація вод коливається в межах 0,4- 2,5 г/дм<sup>3</sup>. Водоносні горизонти палеогенових відкладів напірні. Водовміщуючими породами є піски, пісковики тріщинуваті, рідше мергелі. Статичні рівні встановлюються на глибинах 10-20 м від поверхні землі, а на понижених ділянках рельєфу спостерігається самовилив. Дебіти цих водоносних горизонтів в основному не перевищують 70 м<sup>3</sup>/добу, іноді досягаючи 200-260 м<sup>3</sup>/добу. Мінералізація вод не перевищує 1 г/дм<sup>3</sup>, місцями може збільшуватися до 5-6 г/дм<sup>3</sup>. Підземні воли палеогенового водоносного горизонту активно використовуються населенням для індивідуального господарського та питного водоспоживання [28].

Найбільше практичне значення з водоносних горизонтів верхнього гідрогеологічного поверху мають води тріщинуватої зони крейдяно-мергельних

утворень верхньої крейди. Багатоводними тут також є піски та пісковики. В межах північних окраїн Донбасу маастрихт-кампанський водоносний горизонт експлуатується численними водозаборами. Дебіти свердловин змінюються в широких межах (від сотих до 10 л/с), а дебіти свердловин, які розкрили водоносний горизонт в долині річки Сіверський Донець, в середньому складають 20-60 л/с, місцями досягаючи 167 л/с. Води переважно гідрокарбонатного натрієво-кальцієвого складу з мінералізацією до 1 г/дм<sup>3</sup>. На ділянках вододілів мінералізація збільшується до 4 г/дм<sup>3</sup>. Статичні рівні встановлюються на глибині 0,5-10 м від поверхні землі. Товщина верхнього гідрогеологічного поверху в межах північних окраїн Донбасу зазвичай складає перші сотні метрів.

У межах верхнього гідрогеологічного поверху, який співпадає з зоною гіпергенезу, підземні води містять розчинені гази атмосферного походження киснево-азотного, азотного, вуглекисло-азотного складу, які утворилися в окислювальних умовах. У зв'язку з тим, що водоносні горизонти верхнього гідрогеологічного поверху використовуються в господарсько-побутових цілях, ця частина розрізу підлягає ретельній охороні при дорозвідці площі та проведенні робіт різного спрямування в експлуатаційних свердловинах. Флюїдотривом, що розділяє верхній та нижній гідрогеологічні поверхи, є ущільнені крейдяно-мергельні породи верхньої крейди, а також переважно глиниста товща протопівської світи та верхів сребрянської світи тріасу.

Нижній гідрогеологічний поверх в розрізі Західно-Вергунської структури представлений лише верхнім елізійним гідрогеологічним ярусом. Поверх містить тріасовий водоносний горизонт і потужний водоносний комплекс кам'яновугільних відкладів. До нижнього гідрогеологічного поверху також відносять сеноман-нижньокрейдяний водоносний горизонт, який у межах північних окраїн Донбасу розвинений спорадично. Так, за даними випробовування на Краснопопівському родовищі мінералізація вод цього горизонту досягає 7-8 г/дм<sup>3</sup>.

Тріасовий водоносний горизонт містить підземні води хлоридного натрієвого складу. Ці води добре вивчені на Краснопопівському родовищі. Мінералізація вод у верхах тріасу (протопівська світа) досягає 16,8 г/дм<sup>3</sup>. Основним водоносним горизонтом у товщі тріасових відкладів є нижньосеребрянський, приурочений до найбільш витриманих у розрізі і за площиною пісковиків. Мінералізація підземних вод складає 35-45 г/дм<sup>3</sup>.

Гідрогеологічні та гідрохімічні особливості пластових вод кам'яновугільного водоносного комплексу родовищ і площ північних окраїн Донбасу добре вивчені. Встановлено, що для цього водоносного комплексу характерна пряма гідрохімічна зональність, тобто спостерігається зростання мінералізації підземних вод з глибиною. Пластові води представлені хлоркальцієвими розсолами підвищеної мінералізації (91-225 г/дм<sup>3</sup>), які характеризуються високою метаморфізацією ( $r_{Na/Cl}$  0,53-0,78,  $Cl-Na/Mg$  3,6-8,8). Пластові води містять специфічний комплекс мікрокомпонентів: йод, бром (у деяких пробах його концентрація може перевищувати 600 мг/дм<sup>3</sup>), амоній та інші. Хоча пластові води містять кондиційні концентрації бромиду та йодиду (відповідно 300 мг/дм<sup>3</sup> та 10 мг/дм<sup>3</sup>), видобуток цих мікрокомпонентів є нерентабельним. При переході від середнього до нижнього карбону пластові води зберігають хлоркальцієвий тип (за В. О. Суліним), але змінюють хімічний склад з хлоридного натрієвого на хлоридний кальцієво-натрієвий. Пластові води містять водорозчинні гази вуглеводневого і вуглеводнево-азотного складу. У відкладах середнього та нижнього карбону величина відношення пружності розчинених газів до пластового тиску ( $P_g/P_{пл}$ ) може складати 0,5-0,6 і навіть вище.

Безпосередньо на Західно-Вергунському родовищі, яке приурочене до однойменної структури, припливи пластових вод були отримані з башкирських відкладів середнього карбону в свердловинах №№ 500, 501 і 503 [26].

## РОЗДІЛ 4

### НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ

#### 4.1. Фізико-літологічна характеристика колекторів продуктивних пластів і покришок

За результатами узагальнення аналітичного матеріалу [25] встановлено, що колекторами газу в межах Західно-Вергунського підняття є теригенні породи (пісковики та алевроліти) з відкритою пористістю 10,8-15,8%, проникністю  $0,35 \times 10^{-15} - 39,98 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ , газонасиченістю 0,52 і більше.

Фізичні властивості порід-колекторів змінюються по площі. В присклепінній частині структури збільшується пористість та проникність піщаних порід по відношенню до периферійних. По розрізу колекторські властивості майже не змінюються. Колекторські властивості пісковиків залежать в цілому від структурно-тектонічних особливостей, речовинного складу, кількості та якості цементу [4].

**Світа  $C_2^4$**  башкирського ярусу, до складу якої входять продуктивні горизонти Б-1 та Б-2, представлена піщано-глинистими різновидами (пісковиками, глинистими та карбонатними алевролітами, аргілітами). Загальна товщина світи становить від 303,5 м до 307 м. Середня товщина – 305,1 м.

**Горизонт Б-1** розкритий усіма свердловинами. Товщина горизонту від 227 м до 240 м. Середня товщина – 231,8 м. Газонасичена товщина за ГДС встановлена тільки в горизонті Б-1н в свердловині № 500. Розріз горизонтів в інших свердловинах в цілому водонасичений. Поклад Б-1н – газонасичений. Керн відібраний тільки у свердловині № 501 в горизонті Б-1н з інтервалів 1570-1578 м та 1578-1586 м з водоносною та ущільненою частини.

Керн представлений пісковиками світло-сірими, дрібно-тонко-зернистими. Текстура пологохвилясто-шарувата з елементами дрібнолінзоподібної. Вона утворена глинистим та вуглисто-слюдистим матеріалом, середньо- та міцноцементована. Порода міцна. Алеврито-піщаний матеріал світло-сірого

кольору перемежується з аргілітами темно-сірими. Текстура пологохвилясто-шарувата, субгоризонтальна з включенням конкрецій залізного доломіту. Аргіліти мають відкриту пористість 7,2-7,6%. Відкрита пористість алевроліто-піщаних порід по 8 зразках становить від 4,0% до 12,9%, середня пористість 8,0%. Проникність складає від  $(0,30 \text{ до } 0,50) \times 10^{-15} \text{ м}^2$ , середня –  $0,40 \times 10^{-15} \text{ м}^2$  по 2 зразках. Карбонатність визначена на 8 зразках і становить від 0,9% до 20,4%, середня – 6,18%.

**Горизонт Б-2** аналогічний описаному вище. Керн з горизонту не відбирався.

**Світа  $C_2^3$** . До складу цієї світи входять продуктивні горизонти Б-3, Б-4, Б-5, Б-6, Б-7. Серед вказаних горизонтів газонасиченими є горизонти Б-3, Б-4, Б-6. Загальна товщина світи  $C_2^3$  становить від 447 до 464 м, середня товщина- 455,3 м.

**Горизонт Б-3** складається з 11 пропластків, серед яких лише один пропласток Б-3, ущільнений, а всі інші – газонасичені. Товщина горизонту Б-3- від 91 м до 100 м. Середня товщина становить 95,0 м. Керн відібраний в свердловинах №№ 501, 502, 506 з водоносної та ущільненої частин розрізу. З газоносної частини керн відбирався з одного інтервалу в свердловині № 501 (1828,0-1836 м) та з двох інтервалів у свердловині № 506 (1806-1814 м та 1814-1822 м). Відкрита пористість по 102 зразках становить 3,9-15,8%, середня пористість по горизонту Б-3 – 10,0%; проникність  $(<0,01-39,98) \times 10^{-15} \text{ м}^2$ , середня –  $6,12 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ ; карбонатність 0,4-20,7%, середня – 3,11%.

**Горизонт Б-4** складається з 8 пропластків (Б-4<sub>1</sub> - Б-4<sub>8</sub>), серед яких горизонти Б-4<sub>6</sub>, Б-4<sub>7</sub>, та Б-4<sub>8</sub> є газонасиченими. Товщина горизонту Б-4 коливається від 71 м до 76 м. Середня товщина становить 73,6 м. Керн відбирався у свердловинах №№ 500, 501, 502, 506. Керн з газоносної частини розрізу відібраний у свердловинах №№ 500 (інтервал 1931-1939 м), з водоносної частини – в свердловині № 502 (1950-1958 м), з ущільненої – в свердловинах № 501 (1891-1947 м) та № 506 (1890-1917 м). В лабораторних умовах вивчалися 63 зразки керна, з яких 4 зразка з газоносної частини розрізу.

За даними лабораторних визначень відкрита пористість коливається від 1,2% до 15,4%. Середня пористість по горизонту – 7,2%. Проникність від  $< 0,01 \times 10^{-15} \text{ м}^3$  до  $1,87 \times 10^{-15} \text{ м}^3$ , середня –  $0,43 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ . Карбонатність порід становить 0,4-95,8%, середня карбонатність – 11,5%

**Горизонт Б-5.** Керн з горизонту не відбирався. За даними ГДС горизонт ущільнений.

**Горизонт Б-6** складається з 7 пропластків (Б-6<sub>1</sub> – Б-6<sub>7</sub>), серед яких лише поклад Б-6<sub>5</sub>, визначається як газонасичений. Горизонти Б-6<sub>1</sub>, Б-6<sub>3</sub>, та Б-6<sub>7</sub> є ущільненими, Б-6<sub>4</sub> та Б-6<sub>6</sub> – водонасиченими. Товщина горизонту коливається від 66 м до 74 м. Середня товщина становить 70,5 м.

Керн відбирався у свердловинах №№ 500, 501 та 506. З газоносної частини відібраний керн у свердловині № 500 в інтервалі 2078-2086 м, з якого в лабораторних умовах вивчався 1 зразок. Усього керн вивчався на 63 зразках. Відкрита пористість по керну складає 0,7-15,4%, середня пористість становить 7,6%. Проникність по керну ( $< 0,01-9,08$ )  $\times 10^{-15} \text{ м}^2$ , середня –  $0,81 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ . Карбонатність – від 0,4 до 97,7%, середня – 8,26%.

**Горизонт Б-7** складається з 7 пропластків (Б-7<sub>1</sub> – Б-7<sub>7</sub>), з яких Б-7<sub>3</sub> за даними ГДС – нафтогазонасичений, Б-7<sub>1</sub> - ущільнений, інші – водонасичені. Товщина горизонту становить від 69 м до 73 м. Середня товщина - 71,3 м. Керн відбирався у свердловині № 500 (2136-2152 м) з ущільненої частини розрізу та у свердловині № 506 з водоносної частини розрізу в інтервалі 2140-2148 м. В лабораторних умовах вивчалися 16 зразків. Відкрита пористість становить 1,7-13,8%, середня – 10,1%. Проникність складала  $(16,26-81,0) \times 10^{-15} \text{ м}^2$ , середня –  $39,53 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ . Карбонатність складає до 68,1%, середня – 6,03%.

Таким чином, літологічно горизонти світи С<sub>2</sub><sup>3</sup> представлені пісковиками, аргілітами, алевролітами, вапняками, прошарками вугілля. Пісковики світло-сірі, тонкозернисті, середньо-дрібнозернисті з глинистим та карбонатно-глинистим цементом. Текстура перехресно-хвилясто-шарувата, місцями косо-хвиляста. На поверхні шаруватості відмічається слюдисто-вуглисті та глинисті матеріали.

Аргіліти темно-сірі до чорних, іноді алевритисті та вапнисті. Текстура нечітка, іноді горизонтально- та похило-хвилясто-шарувата. Містить вуглефікований рослинний детрит. На поверхні нашарування зустрічаються ходи мулоїдів. Вапняки темно-сірі до коричнево-сірих, глинисті до мергелю. Текстура полого-хвилясто-шарувата, по шару місцями зустрічаються численні ядра і відбитки брахіопод. Порода міцна, щільна. Алевроліти світло-сірі, глинисті і доломітисті з прошарками вуглистих аргілітів та глинистого вугілля. Текстура шарувата і грудкувата. У породі відмічаються обвуглені рослинні залишки та їх відбитки. Брекчія дрібних уламків аргіліту, пісковіку, зрідка коричневого сидериту, зцементована. Вугілля чорне з листуватими прошарками, бурого кольору, полого-хвилясто-шаруватої структури, крихке.

**Світа  $C_2^2$ .** До складу світи входять продуктивні горизонти **Б-8** та **Б-9**. Товщина світи 195-205 м, середня товщина становить 200,0 м. За даними ГДС у цих свердловинах газоносної частини розрізу не встановлено. Керн відбивався у свердловинах №№ 501, 502, 506 з ущільненої та водоносної частин. Літологічно світа представлена пісковиками світло-сірими, дрібно-тонкозернистими з відкритою пористістю від 2,2% до 11,4%, середньою – 7,34%; з проникністю від  $<0,01 \times 10^{-15} \text{ м}^2$  до  $0,50 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ , середньою –  $1,70 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ ; з глинистістю 1,7-53,7%, середньою – 8,56%. Кери вивчався в 68 зразках.

**Світа  $C_2^1$ .** До її складу входить продуктивний горизонт **Б-10**. Товщина світи 134-159 м, середня товщина 149,75 м. Керн відібраний у свердловині № 500 з ущільненої частини. Три зразки в інтервалі 2524-2531 м представлені алевролітами темно-сірими, глинистими з шаруватою текстурою. Відкрита пористість складає 1,7-2,2 %, середня – 1,85 %; проникність  $<0,011 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ ; карбонатність становить 26,8-36,7%, середня – 31,78%. За результатами ГДС газоносних горизонтів у світі  $C_2^1$  не встановлено.

**Світа  $C_1^5$**  складається з продуктивних горизонтів Б-11, Б-12, Б-13, Б-14. Товщина розкритої частини світи становить від 275 м до 290 м, середня товщина

– 283,3 м. Керном світа охарактеризована у свердловинах №№ 501, 502, 506. З газоносної частини кери не відбирався.

**Горизонт Б-11.** За даними ГДС горизонт газонасичений у свердловині № 500 і керном не охарактеризований. В свердловинах № 502 (2468-2483 м) та № 506 (2551-2589 м) керн відібраний з ущільненої частини розрізу. Товщина горизонту складає 47-68 м, середня товщина 54,2 м. Колекторські властивості вивчалися на 22 зразках, в яких відкрита пористість становила від 1,3% до 9,0%, середня пористість – 5,18%. Проникність складала від  $< 0,01 \times 10^{-15} \text{ м}^2$  до  $0,11 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ , середня –  $0,06 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ . Карбонатність становила 1,2-37,7%, середня – 12,53%.

**Горизонт Б-12** за даними ГДС газонасичений лише у свердловині № 500. Керн відібраний у свердловинах № 501 та 502 з ущільненої частини розрізу (всього 5 зразків), за даними яких відкрита пористість складає 2,2-3,7%, середня – 3,0%; проникність не вивчалась; карбонатність становить 4,7%. Товщина горизонту 33-61 м, середня товщина – 52,2 м.

**Горизонт Б-13** товщиною від 42 м до 77 м, середня товщина – 63,0 м. Керн відбирався у свердловинах №№ 501 та 506 з ущільненої частини розрізу, всього 17 зразків. Відкрита пористість складала 1,2-11,1%, середня – 5,68%; проникність становила  $< 0,01 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ ; карбонатність 0,8-18,8%, середня – 5,85%.

**Горизонт Б-14** товщиною 25-47 м, середня товщина – 37,3 м. Керном не охарактеризований. За даними ГДС продуктивних горизонтів не виявлено. Літологічно світа  $C_1^5$  представлена пісковиками, алевролітами, аргілітами, вапняками [25].

## 4.2 Характеристика покладів

Газоносність Західно-Вергунської структури приурочена до відкладів середнього карбону башкирського ярусу (поклади Б-1 – Б-12), добре вивчена пошуковими та розвідувальними свердловинами (№№ 500, 501, 502, 506 Західно-Вергунські та 4-Вергунська) (рис. 3.2).

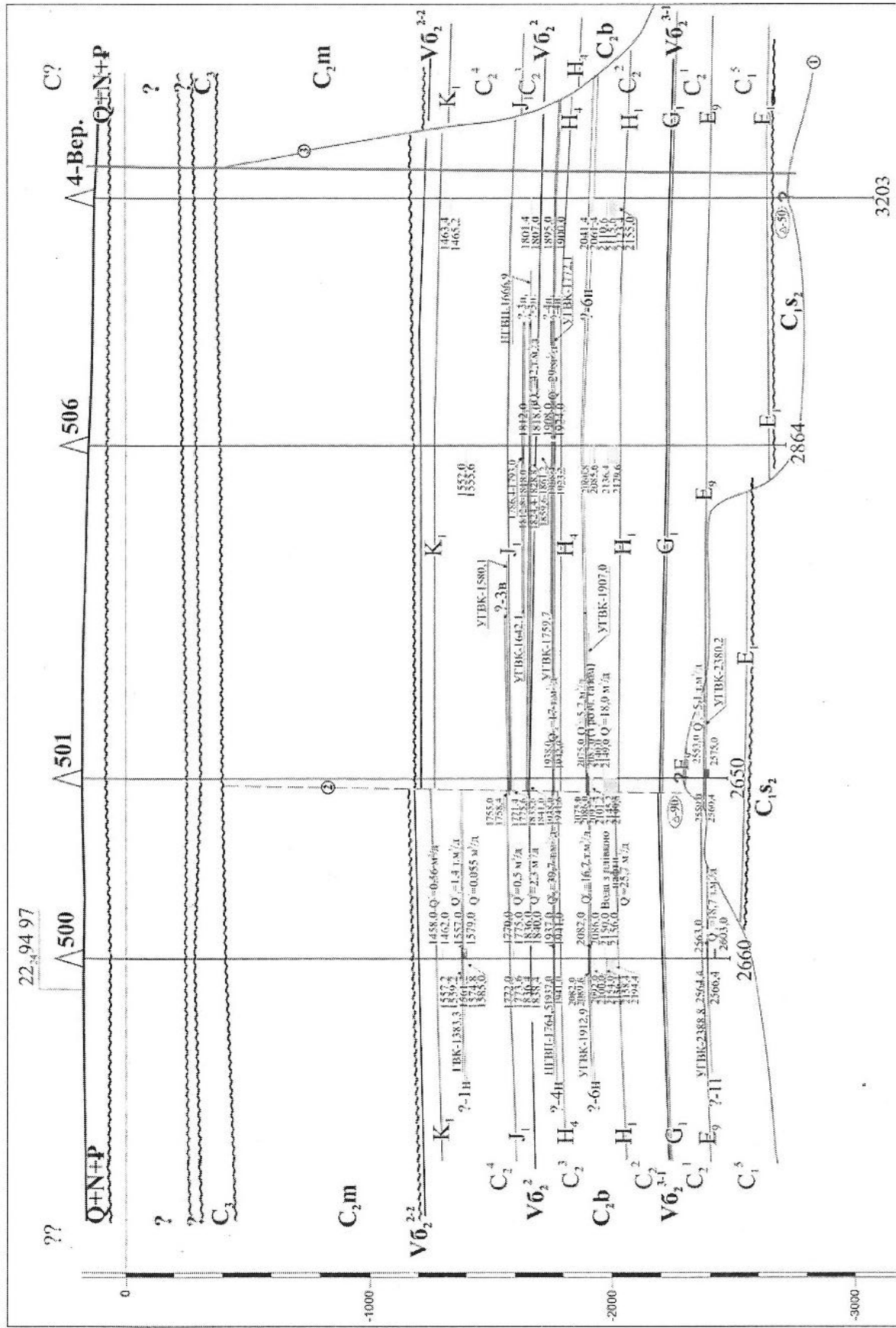


Рис.4.1 – Сейсмогеологічний профіль по лінії свердловин №№ 500, 501, 506, 4-Вергунська (за даними Придніпровської ГРЕ) [24]

Поклади залягають в інтервалі 1307-1749 м. Нижче наводиться характеристика газових та газоконденсатних покладів, які виявлені в межах Західно-Вергунського антиклінального підняття (за матеріалами [26, 28]).

**Газоконденсатний поклад Б-1н** знаходиться у верхній частині розрізу світи  $S_2^4$  башкирського ярусу. Складений пісковиками світло-сірого кольору дрібно-тонкозернистими та алевролітами темно-сірого кольору. За висновками промислово-геофізичних досліджень поклад газовий у свердловині № 500 з  $K_{п} = 0,124$ ;  $K_{г} = 0,59$ ;  $h_{эф.} = 1,6$  м. Продуктивність цього покладу підтвердилась випробуванням інтервалів 1579-1575 м (-1403,0-1399,0 м) та 1561-1557 м (-1385,1-1381,1 м), де на 3 мм шайбі було отримано приплив газу дебітом 1,4 тис.  $m^3/добу$  та води 0,055  $m^3/добу$ . У свердловинах №№№ 501, 502, 4-Вергунській поклад виявився ущільненим, у свердловині №№ 506 в інтервалі 1552,0-1555,6 м (-1401,1-1404,7 м) – водонасичений за даними ГДС. Колекторами газу є пісковики та алевроліти. Поклад газоконденсатний, пластовий, літологічно обмежений. Розміри його складають 375 × 450 м, висота - 2,0 м [25].

**Газоконденсатний поклад Б-3в.** За результатами ГДС цей поклад газонасичений тільки у свердловині № 501, де  $K_{п} = 0,113$ ,  $K_{г} = 0,58$ ;  $h_{эф.} = 2,2$  м. У свердловинах №№ 500 та 502 поклад водонасичений ( $K_{п} = 0,108-0,133$ ), у свердловинах № 506 та № 4-Вергунській – ущільнений. Поклад не випробувався. Поклад газоконденсатний, пластовий, літологічно обмежений. Розміри покладу складають 850×560 м, висота покладу 3,4 м.

**Газоконденсатний поклад Б-3н.** За даними ГДС поклад газовий у свердловині №№ 501 в інтервалі 1833,6-1841,0 м (-1655,1-1662,5 м), де  $K_{п} = 0,120-0,145$ ;  $K_{г} = 0,70-0,71$ ;  $h_{эф.} = 5,0$  м. У свердловині № 506 поклад газовий при  $K_{п} = 0,111-0,145$ ;  $K_{г} = 0,68-0,76$ ;  $h_{эф.} = 6,6$  м в інтервалі 1786,4-1818,0 м (- 1635,41666,9 м). Випробувався він в інтервалі 1818-1812 м (-1666,9-1660,9 м), на 6 мм шайбі був отриманий приплив газу дебітом 42 тис.  $m^3/добу$ . У свердловинах №№ 500, 502 пласт водонасичений, у свердловині № 4-Вергунській – ущільнений. Поклад

газоконденсатний, пластовий, літологічно та тектонічно обмежений. Розміри II блоку  $2000 \times 1500$  м; висота – 31,5 м (рис. 4.2).

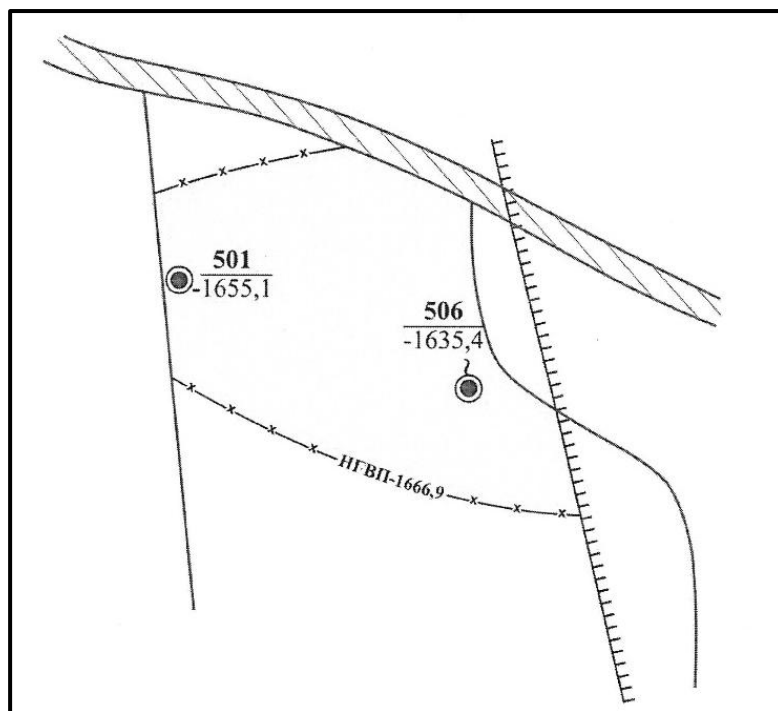


Рис. 4.2 – Поклад Б-3н (за даними УкрНДІгаз) [27]

**Газоконденсатний поклад Б-4н** за даними ГДС газовий у свердловинах №№ 500, 501 та 506 з  $K_{п} = 0,109-0,174$ ;  $K_{г} = 0,59-0,80$ ;  $h_{эф.} = 0,6-1,8$  м. Він випробувався у свердловині № 500 в інтервалі 1941-1937 м (-1764,5--1760,5 м), в якій отримали приплив газу на 4 мм шайбі дебітом 39,7 тис. м<sup>3</sup>/добу. У свердловині № 501 випробувався інтервал 1942-1938 м (-1763,41759,4 м). Отримано приплив газу на 4 мм штуцері дебітом 19,2 тис. м<sup>3</sup>/добу. У свердловині № 502 в інтервалі 1955-1951 м (1785,81781,8 м) отримано приплив води дебітом 1,06 м<sup>3</sup>/добу ( $\rho = 1,05$  г/см<sup>3</sup>). У свердловині № 506 при випробуванні інтервалів 1911-1908 м (-1759,9-1756,9 м) та 1924-1922 м (- 1772,9 -1770,9 м) отримано слабкий приплив газу. У свердловині № 4-Вергунській поклад ущільнений.

Поклад газоконденсатний, пластовий, тектонічно та літологічно обмежений. Розмір I блоку  $700 \times 2200$  м; II блоку  $2000 \times 1600$  м. Висота I блоку 14,5 м; II блоку - 17,1 м.

**Газоконденсатний поклад Б-6н.** За результатами ГДС поклад газовий у свердловинах №№ 500 та 501 з  $K_{п} = 0,117-0,167$ ;  $K_{г} = 0,54-0,67$ ;  $h_{эф} = 0,6-6,2$  м. У свердловині № 506 він водонасичений, у свердловинах №№ 502 та 4-Вергунській – ущільнений. Випробування проводили у свердловині № 500 в інтервалі 2086-2082 м (-1909,3 -1905,3 м). На 4 мм шайбі отримано приплив газу дебітом 16,7 тис. м<sup>3</sup>/добу. У свердловині № 501 випробувався інтервал 2087-2075 м (-1708,0 -1896,1 м) і одержано газоводяну суміш з припливом води дебітом 5,7 м<sup>3</sup>/добу. У свердловині № 502 в інтервалі 2088-2080 м (-1918,4 -1910,4 м) припливу не отримано – "сухо". В свердловинах №№ 506 та 4-Вергунській поклад не випробувався. Поклад пластовий, літологічно та тектонічно екранований. Розміри покладів: І блоку 875 x 1125 м; ІІ блоку 1625 x 875 м. Висота блоків 12,9 м та 17,0 м відповідно.

**Продуктивний поклад Б-7** розкритий усіма свердловинами, за винятком свердловини № 502, в якій він випав по порушенню. Товщина покладу 69-73 м. В розрізі покладу Б-7 виділяються сім пропластків (Б-7<sub>1</sub> – Б-7<sub>7</sub>). За результатами ГДС у свердловині № 500 поклад Б-7в (пропласток Б-7<sub>3</sub>) виділяється як нафтогазовий з  $K_{п} = 0,115$ ;  $K_{г} = 0,61$ ;  $h_{эф} = 2,0$  м; у свердловинах №№ 501, 506 та 4-Вергунській – як водонасичений. Випробування було проведене у свердловині № 500 в інтервалі 2156-2150 м (-1979,2 -1973,2 м). Отримано пластову воду з плівкою нафти. В свердловині № 501 отримано воду з інтервалу 2145,0-2140,0 м (-1965,9 -1960,9 м) дебітом 18,0 м<sup>2</sup> добу.

**Газоконденсатний поклад Б-11** розкритий усіма свердловинами. Товщина його складає від 47 м до 68 м. За результатами ГДС поклад газовий у свердловині №№ 500 в інтервалі 2564,4 - 2566,4 м (-2386,8 -2388,8 м),  $K_{п} = 0,123$ ;  $K_{г} = 0,84$ ;  $h_{эф} = 1,6$  м. У свердловинах №№ 501, 502, 506 та 4-Вергунській цей поклад ущільнений. Поклад випробувався у свердловині № 500 в інтервалі 2567-2563 м (-2389,4 -2385,4 м), в якому одержано приплив газу дебітом 19,7 тис. м<sup>3</sup>/добу на 4 мм шайбі. У свердловині № 501 в інтервалі 2473-2470 м (-2293,0 -2290,1 м) він виявився "сухим". У свердловині № 502 в інтервалі 2441-2437 м (-2270,5 -2266,5

м) поклад також виявився "сухим". Поклад пластовий, тектонічно та літологічно обмежений. Розмір I склепіння 700 x 2500 м, висота – 8,8 м.

**Газоконденсатний поклад Б-12** розкритий усіма свердловинами. Розкрита товщина покладу складає від 33 м до 61 м. За результатами ГДС газовий поклад виявився лише у свердловині № 500 (блок I), ефективна товщина становить 1,4 м.  $K_{\text{п}} = 0,117$ ;  $K_{\text{г}} = 0,84$ . Випробувався поклад в інтервалі 2575-2553 м (-2394,8 -2372,8 м), на 3 мм шайбі одержано приплив газу дебітом 5,1 тис. м<sup>3</sup>/добу. У свердловинах №№ 500, 502, 506 та 4-Вергунській поклад ущільнений. При випробуванні свердловини № 502 в інтервалі 2545-2512 м (-2374,5 -2341,4 м) отримали "сухо". Поклад пластовий, літологічно та тектонічно обмежений. Розмір його 450 x 700 м, висота 30,0 м [26].

### 4.3 Склад і властивості вуглеводнів

Газоконденсатні дослідження продуктивних покладів в межах Західно-Вергунської структури проводились в 2004-2006 роках. Для дослідження свердловин застосовувався метод малих відборів газу, за яким вся продукція свердловини спрямовується в газопровід, а частина потоку (менше за 1%) за допомогою спеціального пробовідбірної зонду відводиться на малу термостатовану сепараційну установку (МТСУ).

На свердловинах з сепаратора МТСУ для аналітичних досліджень відбирались проби газу сепарації і конденсату. Відбиралися вони після встановлення стабільної роботи сепаратора. Про його стабільну роботу свідчили усталені постійні значення тиску, температури і питомого виходу конденсату. Проби відбирались при тиску максимальної конденсації 5,9 МПа і температурі сепарації 250-276 °К. Питомий вихід стабільного конденсату складав 2,5-13,8 см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> [23].

#### **Вільні (устьові) гази**

При випробуванні свердловин на продуктивність на гирлі з трубного простору відбиралися проби вільного газу. Склад відібраних газів визначався

методом хроматографічної адсорбції за допомогою хроматографу типу "Крістал-2007 М".

За результатами лабораторних досліджень [23] було встановлено, що основним компонентом вільних газів є метан, його вміст складав 84,82- 89,98% мол. Вміст етан-пропан-бутанових фракцій невисокий, він склав: етану 2,01-5,57% мол., пропану 0,54-2,39% мол., бутанів 0,25- 0,91% мол. Вміст вуглеводнів  $C_{5+}$  склав 0,19-0,61% мол. З неуглеводневих компонентів визначалися: азот (його вміст в газах досить високий до 10,81% мол.); двоокис вуглецю (його вміст незначний і складав 0,19-0,54% мол.); водень до 0,07 % мол.; гелій 0,12-0,79 % мол. Концентрація гелію досить висока, набагато вища за мінімальну промислову концентрацію (0,05%), і тому підлягає обліку. Найнижча теплота згоряння склала 7392-8590 ккал/м<sup>3</sup>.

#### **Фізико-хімічна характеристика газоконденсатних систем продуктивних горизонтів**

В процесі проведення газоконденсатних досліджень на свердловинах відбирались проби газу сепарації і конденсату. За результатами лабораторних досліджень отримані фізико-хімічні властивості і фракційний склад конденсату. Пробі сирого конденсату в лабораторних умовах піддавались дегазації, з відбором газу дегазації. Компонентний склад газу сепарації і дегазації визначався на хроматографі "Кристал 2000" методом адсорбційної хроматографії. На основі даних промислових досліджень, аналізів проб газів і конденсатів, а також результатів розгазовування проб нестабільних конденсатів визначався склад і фізико-хімічні властивості видобувних газів.

За результатами газоконденсатних досліджень визначена фізико-хімічна характеристика газоконденсатних систем продуктивних покладів горизонтів Б-3 і Б-4 [9]. За компонентним складом і фізико-хімічними властивостями видобувний газ продуктивного покладу горизонту Б-3 легший від видобувного газу горизонту Б-4. Вміст вуглеводнів  $C_{5+}$  у видобувному газі горизонту Б-3 складає 13,97-13,70 г/м<sup>3</sup> (в розрахунку на газ сепарації). Вміст вуглеводнів  $C_{5+}$  у видобувному газі

горизонту Б-4 склав 16,81-16,18 г/м<sup>3</sup>. Видобувні гази характеризуються досить високим вмістом азоту 8,78-9,50% мол. і незначним вмістом двоокису вуглецю 0,19-0,23% мол.

Конденсати продуктивних покладів подібні. За фізико-хімічними властивостями і фракційним складом вони належать до групи середніх конденсатів. Їх густина складає 0,7270-0,7462 г/см<sup>3</sup>, молекулярна маса 103-112, температура кінця кипіння 204-249 °С. Вміст бензинових фракцій, що википають до 200 °С, складає 92,0-98,5% об.

## ВИСНОВКИ

Тектонічно Західно-Вергунське антиклінальне підняття знаходиться в зоні зануреного південно-західного схилу Воронезької антеклізи, в межах Старобільсько-Міллерівської монокліналі. На формування Західно-Вергунської структури суттєво вплинув розташований північніше Краснорецький скид, з яким вона та ряд інших розташованих поблизу структур, пов'язані генетично і морфологічно. Саме формування Краснорецького скиду зумовило утворення вздовж нього антиклінальних малоамплітудних складок, в тому числі Західно-Вергунської, у товщі кам'яновугільних відкладів. Таким чином, ці складки мають ряд особливостей: вони виражені лише у палеозойському структурному поверсі; мають незначні розміри і висоту; конседиментаційний характер формування.

Західно-Вергунське підняття представлено брахіантиклінальною складкою, північне крило якої зрізане Краснорецьким скидом та є коротшим та крутішим за південне. В східній та західній частинах складка ускладнена тектонічними порушеннями амплітудою понад 50 м. Західне порушення ділить Західно-Вергунську складку на два гідродинамічно ізольовані блоки. У верхньому структурно-стратиграфічному поверсі (по реперному вапняку E<sub>9</sub>) Краснорецький скид зміщується на південь і ділить складку на північну та південну частини, які являють собою монокліналі. В склепінній частині північного напівзамкненого моноклінального блоку вимальовується брахіантиклінальне склепіння.

Осадова товща в межах Західно-Вергунської структури представлена четвертинними, неогеновими, палеогеновими, крейдовими, тріасовими і кам'яновугільними відкладами, які залягають на кристалічному фундаменті. Газоносними є башкирські відклади середнього карбону (горизонти Б-1н, Б-3в, Б-3н, Б-4н, Б-6н, Б-11, Б-12), які складені потужним комплексом осадових піщано-алевроліто-глинистих порід з малопотужними пропластками вапняків.

Колекторами газу в межах Західно-Вергунського підняття є теригенні породи (пісковики та алевроліти) з відкритою пористістю 10,8-15,8%,

проникністю  $0,35 \times 10^{-15} - 39,98 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ , газонасиченістю 0,52 і більше. Фізичні властивості порід-колекторів змінюються по площі. В присклепінній частині структури збільшується пористість та проникність піщаних порід по відношенню до периферійних. По розрізу колекторські властивості майже не змінюються.

В межах структури виділяються два гідрогеологічні поверхи. Верхній - мезозойсько-кайнозойський водоносний комплекс (інфільтрогенний). Містить переважно прісні води. Розчинені у воді гази – атмосферного походження. Використовується для питного та господарського водопостачання. Флюїдотривом, що розділяє верхній та нижній гідрогеологічні поверхи, є ущільнені крейдяно-мергельні породи верхньої крейди та переважно глиниста товща тріасу. Нижній гідрогеологічний поверх в розрізі представлений верхнім елізійним гідрогеологічним ярусом. Поверх містить тріасовий водоносний горизонт і потужний водоносний комплекс кам'яновугільних відкладів. Пластові води кам'яновугільного водоносного комплексу мають важливе значення для формування та збереження покладів вуглеводнів. Для цього водоносного комплексу характерна пряма гідрохімічна зональність, тобто зростання мінералізації підземних вод з глибиною. Пластові води представлені хлоркальцієвими розсолами підвищеної мінералізації ( $91-225 \text{ г/дм}^3$ ), містять водорозчинні гази вуглеводневого і вуглеводнево-азотного складу та специфічний комплекс мікроелементів: йод, бром, амоній.

Газоносність Західно-Вергунської структури приурочена до відкладів середнього карбону башкирського ярусу. Поклади залягають в інтервалі 1307-1749 м. Поклади Б-1н, Б-3в, Б-3н, Б-4н, Б-6н, Б-11, Б-12 – газоконденсатні. Всі поклади – пластові, літологічно та тектонічно обмежені.

Родовище відкрите в 2002 році свердловиною № 500, в розробці знаходиться з 2004 року. В експлуатації знаходяться свердловини №№ 500 (поклад Б-4н), 501 (поклад Б-4н), 506 (поклад Б-3н). На Державному балансі України числяться запаси газу категорії С<sub>1</sub> (400 млн. м<sup>3</sup>) та категорій С<sub>2</sub> (160 млн. м<sup>2</sup>).

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Атлас родовищ нафти і газу України: у 6 т. Східний нафтогазоносний регіон. Т. 3 / гол. ред. М. М. Іванюта. – Львів: Центр Європи, 1998. – 500 с.
2. Білецький В. С. Основи нафтогазової справи. – Полтава: ПолтНТУ, 2010. – 312 с.
3. Винник М. М. Перспективи нафтогазоносності і напрями подальших робіт у межах північно-західної частини Дніпровсько-Донецької западини // VI міжнародна науково-практична конференція «Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування» (м. Трускавець, 7-11.10.2019): матеріали конф. – Київ, 2019. - Т. 1. - С. 422-427.
4. Геологічні передумови формування літологічних пасток вуглеводнів на північному борту Дніпровсько-Донецької западини / І. Височанський, М. Галабуда, Л. Гузарська, та ін. // Геологія і геохімія горючих копалин. - 2007. № 2 - С. 13-25.
5. Геологія та нафтогазоносність Дніпровсько-Донецької западини. Стратиграфія. – Київ: Наукова думка, 1988. – 148 с.
6. Горяйнов С. Оцінка перспектив нафтогазоносності нових літологічних пасток на північному Борту Бахмутської улоговини / С. Горяйнов, М. Лакоба, С. Павлов // Геолог України. – 2011. – № 2. – С. 99-102.
7. Дудніков М.С. Перспективи нафтогазоносності Південно-Східної частини Дніпровсько-Донецької западини. – К.: Вісник КНУТШ, 2012. – Вип. 58. – С. 36–40.
8. Євдощук М. І. Прогнозування несклепінних пасток вуглеводнів у верхньовізейській товщі на схилах приосьових прогинів Дніпровсько-Донецької западини / М. І. Євдощук, Л. О. Барташук // Нафтогазова галузь України. - 2013. - № 5. - С. 3-10. - Режим доступу: [http://nbuv.gov.ua/UJRN/ngu\\_2013\\_5\\_3](http://nbuv.gov.ua/UJRN/ngu_2013_5_3)
9. Застежко Ю. С., Тердовідов А. С., Терещенко В. А. Підземні води та гази кам'яновугільних відкладів Південного схилу Воронезького кристалічного масиву // Питання розвитку газової промисловості Української РСР. – Київ: Інститут технічної інформації, 1963. – С. 81–96.

10. Кабишев Б. П. Перспективи пошуків нових покладів вуглеводнів на Північному борту ДДЗ / Б. П. Кабишев, Т. М. Пригаріна, О. М. Зуй // Нафтова і газова промисловість . – 2002. - № 2. – С. 3-6.

11. Лукін О.Ю. Ресурсний потенціал Східного газонафтоносного регіону. Перспективи освоєння / О.Ю. Лукін, Т.М. Пригаріна, В.В. Гладун // Нафтова і газова промисловість. - 2011. - № 4. - С. 6-12.

12. Макєєва Н. геологічної П. Особливості будови і перспективи пошуків неструктурних пасток вуглеводнів у середньокам'яновугільному комплексі Північних окраїн Донбасу : автореф. дис. канд. геол. наук. – Івано-Франківськ, 2009. – 25 с.

13. Макєєва Н. Структурно-літологічні та стратиграфічні передумови формування неструктурних пасток вуглеводнів у північній крайовій частині Донбасу / Н. Макєєва, Б. Маєвський // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2007. - № 2. – С. 26-33.

14. Несінна Н. І. Реконструкція умов формування локальних геологічних тіл в карбоні Доно-Дніпровського прогину за результатами сейсмофаціального аналізу (у зв'язку з нафтогазоносністю) : Дисертація на здобуття наук. ступеня канд. геол. наук, 04.00.01 – загальна та регіональна геологія. – Київ, 2019. – 143 с. – Режим доступу : [https://scc.knu.ua/upload/iblock/d45/dis\\_Nesina%20N.I..pdf](https://scc.knu.ua/upload/iblock/d45/dis_Nesina%20N.I..pdf)

15. Полохов В. М. Тектоніка і типи пасток в нижньокам'яновугільних відкладах Північного Донбасу / В. М. Полохов, Є. Г. Бебер, М. М. Верповська / Науково-практ. конф. «Нафта і газ України-96: тези доп. – Київ, 1996.

16. Стратиграфія УРСР: в 11 т. / Відп. ред. Д. Є Айзенверг. – Т. 5. Карбон. – Київ : наук. думка, 1969. – 412 с.

17. Структурно-тектонічна карта Дніпровсько-Донецької западини. М-б 1:200 000 / Гол. ред. Є. С. Дворянин. – Київ : ДГП «Укргеофізика», 1996.

18. Тектонічна карта України. М-б 1:1 000 000. Ч. 1. Пояснювальна записка / С. С. Круглов, Ю. О. Арсірій. В. Я. Великанов та ін.. – Київ, 2007. – 135 с. – Режим

доступу: <https://geology.lnu.edu.ua/wp-content/uploads/2021/09/3.-TK-Ukrainy-Zapyska-ch-I.pdf>

19. Шморг Я. С. Літологія продуктивних нафтогазоносних колекторів середнього та нижнього карбону середньої частини Північного борту Дніпровсько-Донецької западини : автореф. дис. канд. геол. наук: 04.00.21. – Київ : ІГН НАН України, 2013. – 20 с.

20. Allen P., Allen J. Basin Analysis: Principles and Applications. – 2nd ed. – Oxford: Blackwell Science, 2005. – 549 p.

21. Gluyas J., Swarbrick R. Petroleum Geoscience. – Oxford: Blackwell Publishing, 2004. – 359 p.

22. North F. K. Petroleum Geology. – London: Allen & Unwin, 1985. – 607 p.

#### **Фондові джерела:**

23. Геолого-економічна оцінка запасів вуглеводнів Західно-Вергунського газоконденсатного родовища / УкрНДІГаз. – Харків, 2009.

24. Звіт про проведення геолого-геофізичного моніторингу геологорозвідувальних робіт на Євгенівському, Західно-Вергунському та Північно-Коробочкінському родовищах / М. М. Верповський та ін. – Новомосковськ, 2004.

25. Підрахунок запасів газу Вергунського газового родовища по свердловинах 1, 11, 69 / Е. В. Абражевич, Р. А. Абражевич. – Ізюм, 1969.

26. Проект дорозвідки Вергунського газового родовища (договір 100/95-97 АО УГП, тема 33.10/94-95). Звіт про науково-дослідну роботу / О. М. Істомін. – Харків: УкрНДІГаз, 1995.

27. Проект пошуково-розвідувальних робіт на газ на Західно-Вергунській площі у зв'язку з останніми сейсмічними даними (середній карбон) (договір 100 ГВ 2000-2000, тема 33.308/99/2000). Звіт про НДР / О. М. Істомін. – Харків: УкрНДІГаз, 2000.

28. Проект розробки Вергунського газоконденсатного родовища. Звіт на тему 1/73. – Харків: УкрНДІГаз, 1975.