

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА
БР.НЗ – 72.00.00.000 ПЗ

Група НЗФ – 21 – 1

Олійник Богдан
Олегович
2025

Івано-Франківський національний університет нафти і газу

Факультет природничих наук

Кафедра нафтогазової геофізики

Олійник Богдан Олегович

(прізвище, ім'я, по-батькові)

УДК 550.832

(індекс)

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

Виділення пластів – колекторів Прирічного газоконденсатного родовища за даними геофізичних досліджень

(назва роботи)

Геологія нафти і газу, геофізика, геоінформатика,
інженерна геологія та гідрогеологія

(назва освітньої програми)

103 «Науки про Землю»

(шифр і назва спеціальності)

Здобувач освітнього ступеня Б.О. Олійник
(підпис, ініціали та прізвище здобувача)

Науковий керівник Федоришин Дмитро Дмитрович, д. г. н., професор
(підпис, прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання керівника)

Допущено до захисту

Завідувач кафедри І. О. Федак
(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

Рецензент

Доцент Б. Б. Габльовський

(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

Робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Івано-Франківськ – 2025

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

(повне найменування закладу вищої освіти)

Факультет	<i>Природничих наук</i>
Кафедра	<i>Нафтогазової геофізики</i>
Освітній рівень	<i>Перший (бакалавський)</i>
Спеціальність	<i>103 Науки про Землю</i>

(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри

_____ *Федак І. О.*

« _____ » _____ 2025 року

З А В Д А Н Н Я

НА БАКАЛАВРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ

Олійнику Богдану Олеговичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи *Виділення пластів – колекторів Прирічного газоконденсатного родовища за даними геофізичних досліджень*

керівник роботи _____ *Федоришин Дмитро Дмитрович д.г.н., проф.*

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом закладу вищої освіти від «03» квітня 2025 року № 245/7

2. Строк подання студентом роботи «10» червня 2025 року _____

3. Вихідні дані до роботи _спеціалізована література. _____

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки(перелік питань, які потрібно розробити)

1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РАЙОН РОБІТ, 1.1 Адміністративне розташування, 1.2 Природно – кліматичні умови, 1.3 Історія відкриття родовища, 2. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА РОДОВИЩА, 2.1 Літолого-стратиграфічний опис порід, 2.2 Тектонічна будова, 2.3 Характеристика продуктивних горизонтів та покладів, 2.4 Відповідність структурних побудов за даними польових геофізичних досліджень, 3. ФІЗИКО-ЛІТОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЕКТОРІВ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ І ПОКРИШОК ЗА ДАНИМИ ВИВЧЕННЯ КЕРНУ, 3.1 Прив'язка зразків керну до розрізу відкладів, аналіз методики відбору і якість кернового матеріалу, 3.2 Породи-покришки, 4. ТЕХНОЛОГІЯ ПРОВЕДЕННЯ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН, МЕТОДИКА ТА РЕЗУЛЬТАТИ КОМПЛЕКСНОЇ ІНТЕРПРЕТАЦІЇ ОТРИМАНИХ МАТЕРІАЛІВ, 4.1 Технологія проведення геофізичних досліджень свердловин, 4.1.1. Умови проведення геофізичних досліджень в свердловинах, 4.1.2 Комплекс. методика і якість геофізичних досліджень, 4.2 Кореляція розрізів свердловин, фізичні властивості колекторів, петрофізичні зв'язки та обґрунтування граничних значень геофізичних параметрів, 4.2.1 Кореляція розрізів свердловин, 4.2.2 Фізичні властивості порід, 4.2.3 Петрофізичні зв'язки, 4.2.4 Обґрунтування граничних значень геофізичних параметрів, 4.3 Виділення колекторів, визначення ефективної товщини, пористості, газонасиченості, 4.3.1 Ефективна товщина, 4.3.2. Коефіцієнт

пористості, 4.3.3 Коефіцієнт нафтогазонасичення

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) Рис. 1.1 – Оглядова карта району робіт, Рис. 2.1 – Схематична структурна карта району Прирічного родовища, Рис. 2.2 – Структурна карта по горизонту відбиття VB_3^2 , Рис. 2.3 – Сейсмологічний розріз по лінії профілю 138 7/80, Рис. 4.1 – Зміна температури з глибиною на Яблунівському родовищі, Рис 4.2-Схема кореляції продуктивної частини розрізів свердловин. Рис 4.3-Нормограма для визначення параметра пористості по В.М. Дахнову, Рис 4.4-Нормограма для визначення газонасиченості по В.М. Дахнову, Рис 4.4- Нормограма для визначення пористості вапняків за даними ГК-НГК Чутівського, Свистунівського родовищ.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв

7. Дата видачі завдання «___» _____ 2025 року _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів бакалаврської роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Загальні відомості про район робіт	15.04.2024 - - 24.04.2024	Виконано
2	Геологічна будова родовища	25.04.2024 - -04.05.2024	Виконано
3	Фізико-літологічна характеристика колекторів продуктивних пластів і покришок за даними вивчення керну	05.05.2024 - - 18.05.2024	Виконано
4	Технологія проведення геофізичних досліджень свердловин, методика та результати комплексної інтерпретації отриманих матеріалів	19.05.2024 - - 05.06.2024	Виконано
5	Оформлення пояснювальної записки. Підготовка презентації та доповіді для захисту.	06.06.2024 - - 10.06.2024	Виконано

Студент

(підпис)

Олійник Б.О.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Федоришин Д.Д.

(прізвище та ініціали)

Реферат

Бакалаврська робота на тему: «Виділення пластів – колекторів Прирічного газоконденсатного родовища за даними геофізичних досліджень».

Об'єкт дослідження – Прирічне газоконденсатне родовище.

Мета роботи – Обґрунтування використання методів ГДС для виділення пластів-колекторів на Прирічному газоконденсатному родовищі.

Метод дослідження – оцінка геологічної будови Прирічного газоконденсатного родовища, аналіз ефективності комплексу методів ГДС, оцінка ефективності методики інтерпретації методів ГДС .

У бакалаврській роботі проведено аналіз літолого-тектонічної будови Прирічного газоконденсатного родовища, встановлено ефективність проведеного комплексу ГДС та методики інтерпретації геофізичних даних.

Ключові слова: літологія, тектоніка, комплекс ГДС, методи ГДС, коефіцієнт пористості, коефіцієнт насичення, ефективна потужність, пласт колектор.

Abstract

Bachelor's thesis on the topic: "Isolation of reservoirs of the Prirychny gas condensate field according to geophysical research data".

Object of research – Prirychny gas condensate field.

Purpose of work – Justification of the use of GDS methods for the isolation of reservoirs at the Prirychny gas condensate field.

Research method – assessment of the geological structure of the Prirychny gas condensate field, analysis of the effectiveness of the GDS method complex, assessment of the effectiveness of the GDS method interpretation methodology.

The bachelor's thesis analyzes the lithological and tectonic structure of the Prirychny gas condensate field, establishes the effectiveness of the GDS complex and the methodology for interpreting geophysical data.

Keywords: lithology, tectonics, GDS complex, GDS methods, porosity coefficient, saturation coefficient, effective capacity, reservoir collector.

Зміст

Вступ.		10
1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РАЙОН РОБІТ		11
1.1 Адміністративне розташування.		11
1.2 Природно – кліматичні умови.		13
1.3 Історія відкриття родовища.		13
2 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА РОДОВИЩА.		15
2.1 Літолого-стратиграфічний опис порід.		17
2.2 Тектонічна будова.		35
2.3 Характеристика продуктивних горизонтів та покладів.		38
2.4 Відповідність структурних побудов за даними польових геофізичних досліджень.		47
3 ФІЗИКО-ЛІТОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЕКТОРІВ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ І ПОКРИШОК ЗА ДАНИМИ ВИВЧЕННЯ КЕРНУ		48
3.1 Прив’язка зразків керну до розрізу відкладів, аналіз методики відбору і якість кернового матеріалу		48
3.2 Породи-покришки.		51
4 ТЕХНОЛОГІЯ ПРОВЕДЕННЯ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН, МЕТОДИКА ТА РЕЗУЛЬТАТИ КОМПЛЕКСНОЇ ІНТЕРПРЕТАЦІЇ ОТРИМАНИХ МАТЕРІАЛІВ.		52
4.1 Технологія проведення геофізичних досліджень свердловин		52
4.1.1. Умови проведення геофізичних досліджень в свердловинах		52
4.1.2 Комплекс, методика і якість геофізичних досліджень.		56
4.2 Кореляція розрізів свердловин, фізичні властивості колекторів, петрофізичні зв’язки та обґрунтування граничних значень геофізичних параметрів.		63
4.2.1 Кореляція розрізів свердловин.		63
4.2.2 Фізичні властивості порід.		67
4.2.3 Петрофізичні зв’язки		69
4.2.4 Обґрунтування граничних значень геофізичних параметрів		69
4.3 Виділення колекторів , визначення ефективної товщини, пористості, газонасиченості.		70
4.3.1 Ефективна товщина		70

4.3.2. Коефіцієнт пористості	74
4.3.3 Коефіцієнт нафтогазонасичення	77
Висновок	80
Список використаної літератури	82

Вступ

В адміністративному відношенні Прирічне родовище, яке входить до складу Архипівської зони структур, розташоване в межах Чорнухинського району Полтавської області. Воно приурочене до південного схилу Жданівського прогину ДДз. На заході межує з Чорнухинсько-Білоусівською зоною літологічно обмежених покладів, на сході – з Яблунівським а на півдні – з Селюхівським родовищами. В покрівлі карбонатної плити сейсмічними дослідженнями в межах ділянки закартовані Чаплинська структура, Вороньківський та Селюхівський структурні носи.

Газоконденсатний поклад відкритий в 2003 році у візейській карбонатній товщі присклепінної частини Чаплинської структури при випробуванні свердловини 3-Прирічна. Через технічне ускладнення в свердловині не вдалося вивчити промислові параметри покладу тому з 2012 р. по 2013 р. проводились роботи по її капітальному ремонту (зарізанні бічного стовбура). З 01.01.2013 р. свердловина введена в тимчасову консервацію через відсутність фінансування. Одною з причин консервування стала також неможливість якісного буріння похило направленою стовбура. На даний час розпочато буріння дублера свердловини 3-Прирічна – 4-Прирічна. Станом на 01.01.18 р. свердловина 4-Прирічна добурена до глибини 430 м і закріплена кондуктром.

Всього в межах ділянки пробурено три свердловини, з яких, крім вище згаданої, пробурена свердловина 1-Прирічна глибиною 5303 м, ліквідована з геологічних причин через непідтвердженість одноіменної структури та свердловина 2-Прирічна, закладена на північно-східному крилі Чаплинської структури і ліквідована з технічних причин при вибої 2850 м.

1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РАЙОН РОБІТ

1.1 Адміністративне розміщення

Прирічне родовище географічно знаходиться в межах Лохвицького району Полтавської області. На рисунку 1.1 подано оглядову схему району з позначенням місця розташування родовища.

Місто Лохвиця, яке є адміністративним центром району, розташоване приблизно за 8 км на північний схід від ділянки проведення робіт. Адміністративний центр сусіднього Чорнухинського району — м. Чорнухи — знаходиться за 10 км на захід. У безпосередній близькості до ділянки розташовані села Красне, Архипівка, Дрюковщина та Авдіївка. Всі ці населені пункти мають дорожнє сполучення з твердим покриттям. Через територію родовища проходить газопровід Уренгой–Помари–Ужгород. За 35 км на південь пролягає залізнична лінія Київ–Полтава, а також автомобільні траси Київ–Суми та Київ–Полтава.

З економічної точки зору район має аграрну спеціалізацію. Місцеві жителі переважно зайняті в сільському господарстві, на підприємствах харчової та легкої промисловості, а також на об'єктах Охтирського нафтогазовидобувного управління.

Основні природні ресурси в цій місцевості — це природний газ, газовий конденсат, глини, суглинки, піски та торф. Найближчі нафтогазові родовища включають Свиридівське, Луценківське, Мехедівсько-Голотовщинське, Скоробагатківське та Рудівсько-Червонозаводське.

Енергопостачання регіону здійснюється через загальнодержавну енергосистему, а водозабезпечення забезпечується шляхом буріння артезіанських свердловин, які експлуатують водоносні горизонти Харківського та Бучацького утворень.

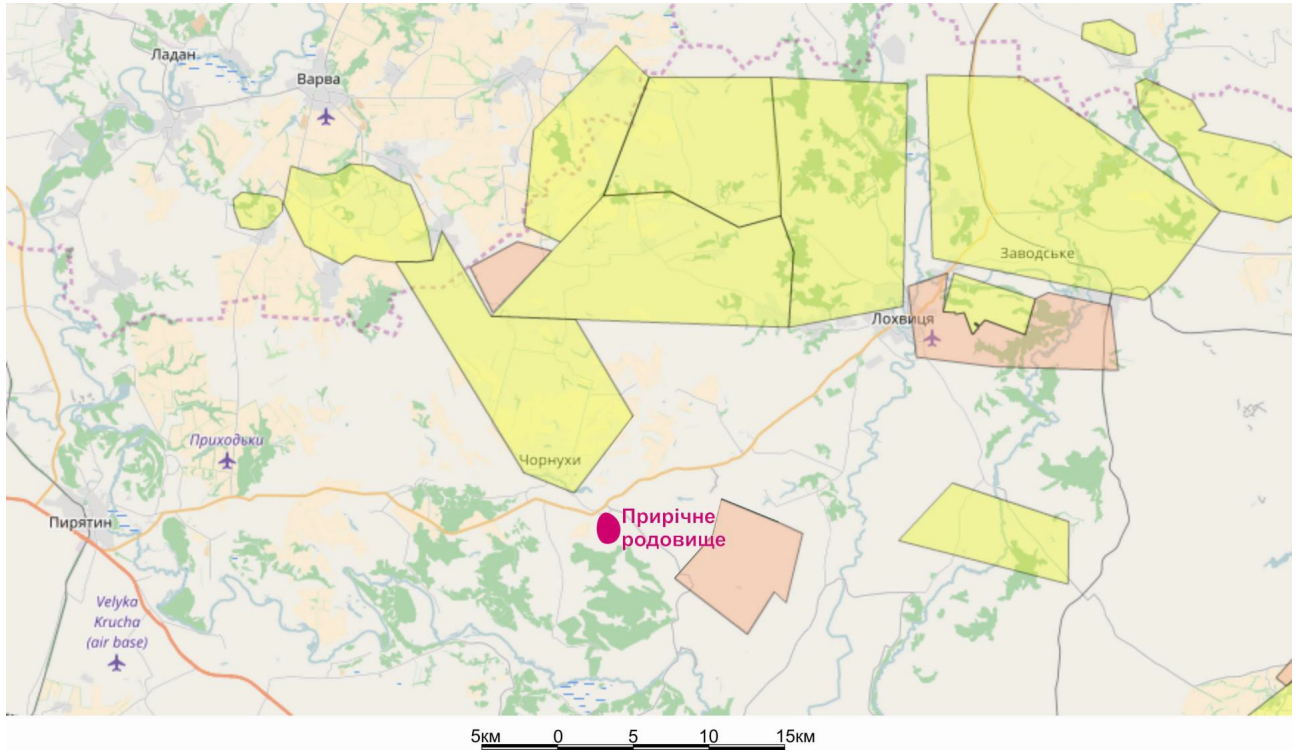


Рисунок 1.1 – Оглядова карта району робіт [1].

1.2 Природно-кліматичні особливості

Рельєф місцевості представлений рівнинною територією з наявністю численних пагорбів, розділених річковими долинами та мережею ярів. Максимальні абсолютні висоти на вододільних ділянках досягають приблизно 160 метрів, у той час як у заплаві річки Сула — близько 102 метрів.

Клімат регіону — помірно континентальний, із середньорічною температурою повітря в межах $+7...+7,5^{\circ}\text{C}$. Осінньо-зимовий сезон триває близько п'яти місяців, а опалювальний період охоплює в середньому 156 днів. Річна кількість опадів коливається від 500 до 600 мм, переважно вони випадають у період з осені до весни. Глибина промерзання ґрунту сягає приблизно одного метра.

Гідрографічна система представлена річкою Сула, її притокою Сухою Лохвицею та безіменними струмками. Заплавна частина Сули має заболочені ділянки, ширина яких становить 2–4 км. Геоморфологічна структура району включає сучасні заплави, надзаплавні тераси, плато та його схили. Річки мають типову для рівнин гідрологію з меандруванням і заболоченими заплавами.

1.3 Історія відкриття родовища

Перші геолого-геофізичні дослідження в межах Прирічного родовища та суміжних територій проводились із 1960-х років. Зокрема, у 1965 році здійснено гравіметричну зйомку, результати якої дозволили створити тектонічну схему району, уточнити розміщення крайового розлому та виділити системи порушень, що впливають на поширення соляних утворень.

У період 60–80-х років минулого століття в межах району виконувались сейсмозвідувальні дослідження МВХ. У результаті повторного аналізу матеріалів МОГТ у 1986 році у візейських відкладах було виявлено Прирічну та Чаплинську структури.

Пошукове буріння на Архипівській площі розпочалося у 1987 році. Першу свердловину — 1-Прирічна — пробурили на зазначеній площі, однак вона не

виявила продуктивних горизонтів за даними геофізичних досліджень і випробувань.

У 1989 році було складено паспорт Прирічної структури. Документ містив результати повторної інтерпретації геофізичних матеріалів у поєднанні з результатами буріння на сусідніх площах — Річній, Архипівській та Ісківцівській. Встановлено, що Прирічна структура є літологічною пасткою субширотного напрямку, а Чаплинська — це тектонічно ізольований блок, розташований на схилі Артюхівського прогину.

У 1994 році було розпочато буріння свердловини 3-Прирічна, яка у 2000 році підтвердила наявність газоконденсатного покладу у візейських карбонатних відкладах (горизонти В-24 – В-25, інтервал 4701–4773 м). Через технічні проблеми не вдалося провести повноцінне випробування продуктивних шарів.

У 2002 році завершено звіт з результатами сейморозвідки на Чаплинській площі в північно-західній частині ДДЗ. У звіті деталізовано геологічну будову перспективного об'єкта в межах візейського ярусу та запропоновано буріння пошукової свердловини.

Родовище було взяте на державний баланс у 2005 році за результатами приросту запасів. Наразі видобування не здійснюється через аварійний стан свердловини 3-Прирічна та відсутність коштів на продовження геологорозвідувальних робіт.

2. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА РОДОВИЩА

Прирічне родовище розташоване в межах південно-західного краю Лохвицького прогину, у зоні Дніпровського грабена, що належить до північно-західної частини Дніпровсько-Донецької западини.

У геологічному розрізі родовища беруть участь осадові утворення палеозойського, мезозойського та кайнозойського віку, які з вираженим кутовим і стратиграфічним неузгодженням залягають на докембрійських кристалічних породах фундаменту .

Для створення літолого-стратиграфічного опису геологічного розрізу були використані дані вивчення кернового матеріалу, а також результати бурових робіт, проведених на Прирічній площі та на прилеглих територіях. Значна частина інформації узагальнена у геологічному звіті «Аналіз та узагальнення результатів пошуково-розвідувального буріння на Прирічній площі». Таблиця 2.1 подає глибини залягання подошви та потужність стратиграфічних горизонтів у свердловинах Прирічного родовища за матеріалами С.Ф. Онуфришин.

Планувалося пробурити чотири свердловини, проте фактично були реалізовані лише дві: свердловини №1 і №3, які дали можливість вивчити верхні горизонти нижньовізейських відкладів, верхнього карбону, а також повністю охопити нижньовізейський під'ярус. Свердловина №2 була ліквідована через технічні ускладнення на глибині 2850 м, у межах відкладів верхнього карбону.

Оскільки буріння до кристалічного фундаменту на Прирічному родовищі не планувалося, опис геологічного розрізу починається з порід нижньої частини кам'яновугільної системи.

Таблиця 2.1 – Глибини залягання підшоши та товщини стратиграфічних горизонтів в свердловинах Прирічної площі (за даними С.Ф. Онуфришин).

Стратиграфічні підрозділи		Прирічна площа					
		Св.1		Св.2		Св.3	
		Alp. = 163,00		Alp. = 155,66		Alp. = 154,91	
		підшошва	товщина	підшошва	товщина	підшошва	товщина
Четвертинна	система Q	48	48	*	*	47	47
Неогенова	система N	90	42	110	110	95	48
Харківська	світа P ₃ hr	220	130	224	114	228	133
Київська	світа P ₂ kv	257	37	262	38	269	41
Бучацька	світа P ₂ bu	341	84	353	91	358	89
Канівська	світа P ₂ kn	410	69	420	67	425	67
Сумська	світа P ₁ s	відсутні	відсутні	відсутні	відсутні	відсутні	відсутні
Маастрихтський	ярус K ₂ ms	540	130	530	110	525	100
Кампанський	ярус K ₂ km	649	109	618	88	614	89
Сантонський	ярус K ₂ st	720	71	698	80	693	79
Турон + Кон'якський	ярус K ₂ t + k	820	100	789	91	780	87
Сеноманський	ярус K ₂ s	845	25	809	20	802	22
Альбський + аптський	ярус K ₁ al+a	926	81	901	92	882	80
Валанжин + Готер.+ Барр.	ярус K ₁ br+g+v	1115	189	1078	177	1072	190
Вольський	ярус J ₃ v	1212	97	1176	98	1170	98
Кимериджський	ярус J ₃ km	1302	90	1270	94	1262	92
Оксфордський	ярус J ₃ o	1410	108	1379	109	1370	108
Келовейський	ярус J ₃ k	1456	46	1425	46	1409	39
Батський	ярус J ₂ bt	1586	130	1556	131	1544	135
Байоський	ярус J ₂ b	1618	32	1593	37	1582	38
Серебрянська	світа T ₂ sr	2040	422	2030	437	2030	440
Коренівська товща	дронівська св. T ₁ cr	2321	281	2341	311	2332	302
Шебелинська товща	дронівська св. T ₁ schb	2420	99	2433	92	2438	106
Пересажська товща	дронівська св. T ₁ pr	2544	124	2577 ?	144 ?	2583	145
Краматорська	світа P ₁ krm	2631	87	відсутні	відсутні	відсутні	відсутні
Славянська	світа P ₁ sl	2691	60	2610 ?	33 ?	2610	27
Микитівська	світа P ₁ nk	2718	27	відсутні	відсутні	відсутні	відсутні
Картамишська	світа P ₁ kr	2875	157	2750 ?	140 ?	2747	142
Світа C ₃ ³ гжелє.	ярус C ₃ g= світа C ₃ ³	3270	395	0	100 ?	3070	323
Світа C ₂ ⁷ в.моск. під'ярус	C ₂ m ₂ = світа C ₂ ⁷	3508	241			3268	198
Світа C ₂ ⁶ н.моск. під'ярус	C ₂ m ₁ = світа C ₂ ⁶	3658	150			3396	128
Світа C ₂ ⁵ н.моск. під'ярус	C ₂ m ₁ = світа C ₂ ⁵	3721	63			3460	64
Світа C ₂ ⁴ в.башк. під'ярус	C ₂ b ₂ = світа C ₂ ⁴	3774	53			3508	48
Світа C ₂ ³ в.башк. під'ярус	C ₂ b ₂ = світа C ₂ ³	3990	216			3699	191
Світа C ₂ ² в.башк. під'ярус	C ₂ b ₂ = світа C ₂ ²	4116	126			3818	119
	покрівля башкирської „плити”	4116				3818	
	підшошва башкирської „плити”	4171	55			3868	50
Світа C ₂ ¹ н.башк. під'ярус	C ₂ b ₁ = світа C ₂ ¹	4156	40			3861	43
Світа C ₂ ⁰ н.башк. під'ярус	C ₂ b ₁ = світа C ₂ ⁰	4221	65			3908	47
V+VII МГ в.серпухов. під'ярус	C ₁ s ₂ = V+VIIMГ	4330	109			3990	83
VIII МГ в.серпухов. під'ярус	C ₁ s ₂ = VIII МГ	4434	104			4075	85
IX МГ н.серпухов. під'ярус	C ₁ s ₁ = IX МГ	4610	176			4197	122
X МГ в.візейськ. під'ярус	C ₁ v ₂ = X МГ	4647	37			4233	36
XI МГ в.візейськ. під'ярус	C ₁ v ₂ = XI МГ	4820	173			4371	138
XII МГ в.візейськ. під'ярус	C ₁ v ₂ = XII МГ	5130	310			4590	219
XIIaMГ в.візейс.під'ярус	C ₁ V ₂ = XIIaMГ(e ₂ -f ₁) f ₁)	5265	135			4748	158
	покрівля візейської „плити”	5265				4705	
	підшошва візейської „плити”	5303 p.	38			4822	117
Підшошва V ₃ R, підш. C ₁ V ₂ = підш. XIIIв.(e ₁) MГ(e ₁)		5279	14			4783	35
XIII МГ н.візейськ. під'ярус	C ₁ V ₁ = XIIIн.(d ₂)MГ(d ₂)		24			4839	56
XIV МГ н.візейськ. під'ярус	C ₁ V ₁ = XIV МГ						23
Вибій свердловини		5303		2850		4862	

2.1 Літолого-стратиграфічний опис порід

Палеозойська ератема – PZ

У межах північно-західної зони Дніпровсько-Донецької западини палеозойські утворення представлені комплексами девонської, кам'яновугільної та пермської систем.

Кам'яновугільна система – C

Відклади кам'яновугільного періоду залягають на девонських породах із чітко вираженим кутовим і стратиграфічним неузгодженням. Вони охоплюють нижній, середній та верхній відділи, кожен з яких має власні літологічні особливості та умови формування.

Нижній відділ – C₁

Нижній відділ кам'яновугільної системи охоплює турнейський, візейський та серпуховський яруси. В межах Прирічної площі турнейські відклади не були розкриті бурінням, однак, за аналогією з Яблунівською та Окопівською площами, вони можуть бути представлені аргілітами й алевролітами з прошарками вапняків і пісковиків.

Візейський ярус – C_{1v}

Відклади візейського ярусу залягають на турнейських із стратиграфічним неузгодженням. В межах Прирічної площі виділяються два під'яруси — нижній та верхній.

Нижньовізейський під'ярус – C_{1v1}

Породи нижньовізейського під'ярусу поділяються на дві товщі: нижню піщано-глинисту та верхню глинисто-карбонатну. Остання є нижньою частиною умовної «візейської карбонатної плити», поширеної на Прирічній площі.

Піщано-глиниста товща складається з чергування пісковиків, алевролітів та аргілітів, у супроводі прошарків глинистих вапняків.

Глинисто-карбонатна товща сформована переважно темно-сірими глинистими вапняками з прошарками аргілітів.

Пісковики мають сіре або темно-сіре забарвлення, різну зернистість (здебільшого дрібно- та середньозернисті), у складі — кварц та польовий шпат, з домішками вуглистого матеріалу. Цемент — каолінітовий, гідрослюдикий, подекуди з кальцитом, а також регенераційно-кварцовий. Присутні включення вугільного пилу й піриту.

Алевроліти — темно-сірі до чорного кольору, містять слюду та вугликий матеріал, часто з залишками рослин. Аргіліти мають темно-сіре забарвлення, місцями вапнисті, з великою кількістю рослинного детриту.

У межах цих товщ виділяють горизонти В-27 та В-26, які характеризуються мінливістю літологічного складу і пов'язані з покладами вуглеводнів на ряді площ західної частини западини. Піщано-глинисту товщу співвідносять із артюхівською або перехідною до песківської світи, а глинисто-карбонатну — з аналогами яблунівської світи. Відклади належать до XIV — низів XIII мікрофауністичних горизонтів ДДз, корелюються з докучаєвським і глибокинським підгоризонтами та радаєвським і бобриківським шарами Руської платформи.

XIV мікрофауністичний горизонт ДДз (C_{1v1d1} Донбасу)

У свердловині №3 Прирічна розкрита піщано-глиниста товща верхньої частини XIV МГ ДДз. У кернах 18–20 (інтервал 4839–4862 м) зафіксовано чергування аргілітів, алевролітів, пісковиків, з тонкими прошарками вапняків і стяжіннями доломіту та сидериту.

Нижні горизонти (кern 20 в інтервалі 4856 – 4858 м) містять темно-сіру глинисто-карбонатну породу з великими уламками органіки (0,8–1,5 см), сильно перем'яту, дрібногрудкувату та бітумінозну. Мікроскопічно — органогенно-уламковий глинистий вапняк з кальцитом, доломітом, спікулами губок, брахіоподами та криноїдеями.

Вище зафіксовані доломіт-сидеритові стяжіння та тріщинуваті глинисті породи, мікроскопічно представлені сферосидеритом з домішками піриту, кальциту, бітуму.

Керн завершується аргілітами від темно-сірого до чорного кольору з плитчастою текстурою, мінімальним вмістом органіки. Під мікроскопом — тонкодисперсні, лептопелітові, вуглисто-гідрослюдисті, з поодинокими кристалами піриту й доломіту. Виявлені були палінокомплекси, що підтверджують ранньовізейський вік цих відкладів.

У керні 18 (інтервал 4841–4843 м) розкрито темно-сірі алевро-пісковики з плямистим окварцюванням. Мікроскопічно – кварцово-теригенні, невідсортовані, бітумінозні, цемент – глинисто-вуглисто-кремнистий, подекуди з піритом. У породі виявлено спікули губок (кремнієві й кальцитові).

Над пісковиками – аргіліти з плитчастою окремістю, шаруваті, місцями із залишками рослин. Виявлено прошарки типу «кучерявчиків» (деформовані, як кореневищем), а також хлидоліти з включеннями кварцу.

У шліфах — аргіліти тонкодисперсні, вуглисто-гідрослюдисті, із включеннями каолініту, кварцу, сидериту, доломіту, піриту.

На думку фахівців, описані породи є характерними для нижньовізейських відкладів. Товщина цієї товщі у свердловині №3 складає 23 м, вона відноситься до перехідного типу між песківською та артюхівською світами і корелюється з глибокинським та нижньобобріківським підгоризонтами Руської платформи.

XIII мікрофауністичний горизонт ДДз (нижня частина, підзона $C_{1v}d_2$ Донбасу)

Як уже зазначалося, глинисто-карбонатні відклади нижньовізейського віку на Прирічній площі формують нижній ярус так званої візейської карбонатної «плити». Вони представлені темно-сірими глинистими вапняками та аргілітами з алевролітовими прошарками. На території Чернігівської області лише на двох площах, зокрема Прирічній (св. №3) та Південно-Жданівській (св. №313), виявлено карбонатну «плиту», що містить як нижньовізейські утворення (аналогічні яблунівській світі), так і верхньовізейські (аналогічні мошківській світі). Межа між нижнім і верхнім під'ярусами візейського ярусу, яка збігається з

підшовою радіоактивного репера v_3R , проходить через середину візейської «плити». Відклади XIII мікрофауністичного горизонту (МГ) залягають незгідно на XIV МГ і поділяються на дві частини — нижню (підзона $C_1v_1d_2$, нижньовізейський під'ярус) і верхню ($C_1v_1e_1$, верхньовізейський). Між ними простежується суттєвий стратиграфічний розрив.

Аналоги яблунівської світи виявлені у свердловині №1 Прирічна на глибинах 5282–5303 м, а в свердловині №3 — на інтервалі 4783–4822 м. Нижче, до 4839 м, виділяються породи перехідного типу між яблунівською та песківською світами.

У нижній частині цієї товщі (кern 17, інтервал 4839–4841 м) переважають карбонатно-глинисті породи. За текстурою вони шаруваті, з пластами товщиною 2–3 мм, а в мікроскопічному зрізі — представлені дуже глинистими, бітумінозними вапняками з піритом. Органіка — переважно у вигляді шламу брахіопод, остракод, моховаток, спікул губок, з форамініферами в меншій кількості.

У середній частині (кern 16, інтервал 4811–4816 м) — темно-сірі глинисті вапняки, іноді плитчасті, з горизонтальними поверхнями нашарування та дрібними стяженнями піриту. Фауна подрібнена, піритизована або перекристалізована. Місцями зустрічаються агрегації халцедону та опалу.

У вищих горизонтах (кern 15, інтервал 4792–4797 м) спостерігаються аргіліти з горизонтальною шаруватістю, сильно вапнисті, іноді доломітизовані. Під мікроскопом — тонкодисперсні, бітумінозні, з великою кількістю піриту. Помітні включення фауни — переважно стулки остракод, рідше брахіоподи.

З покрівлі товщі (кernи 14–12, інтервал 4782–4792 м) підняті темно-сірі вапняки й аргіліти. Спостерігається чергування карбонатних і глинистих пластів, з частими стяженнями піриту. Органіка переважно у вигляді шламу.

У Прирічній свердловині №1 в товщі яблунівської світи (інтервали 5280–5303 м) виявлено два керни, що представлені темно-сірими дрібнокристалічними вапняками, іноді з прошарками аргілітів. Поверхні вапняків горизонтально шаруваті, з незначним нахилом. У верхній частині товщі (інтервал

5278–5280 м) залягає чітка межа між глинистими вапняками та чорними аргілітами з фрагментами фауни.

Всі вищенаведені відклади нижньої частини XIII МГ співвідносяться з сухинським підгоризонтом регіональної стратиграфічної схеми та верхньобобрівським підгоризонтом Руської платформи. Товщина в межах свердловини Прирічна №3 складає 56 м, у свердловині Прирічна №1 — 24 м. Загальна товщина нижньовізейських відкладів — 79 м (Прирічна-3) та 24 м (Прирічна-1).

Верхньовізейський під'ярус – C_{1v2}

Відклади верхньовізейського під'ярусу залягають трансгресивно з вираженим стратиграфічним та кутовим неузгодженням на нижньовізейських утвореннях. У нижній частині вони представлені глинисто-карбонатними породами (верх XIII та XIIa МГ), вище — чергуються піщано-карбонатно-глинисті (XIIa, XII, XI МГ) та глинисто-алевролітові (X МГ) товщі. Структурно це ритмічне чергування аргілітів темно-сірого кольору (тонкошаруватих, тонкодисперсних, слюдистих), алевролітів і пісковиків (світло- та темно-сірих, різнозернистих, щільних і пористих), а також вапняків.

Пісковики та вапняки містять багату фауну — форамініфери, брахіоподи, остракоди, криноїдеї, моховатки, водорості. Вапнякові прошарки добре простежуються по площі і можуть слугувати маркуючими реперами.

За складом фауни, до верхньовізейського під'ярусу відносяться верхи XIII, XIIa, XII, XI та X мікрофауністичних горизонтів Дніпровсько-Донецької западини. З цими утвореннями пов'язують горизонти, що мають промислове значення: В-25 – В-14, причому піщані пакети часто є продуктивними регіональними резервуарами вуглеводнів.

Верхня частина XIII МГ ДДз (підзона C_{1v2e1} Донбасу) – Рудівські шари (V_{3R})

Цей пласт порід, відомий як рудівські шари або радіоактивний репер (V_{3R}), розташовується на межі нижнього та верхнього візейських під'ярусів нижнього

карбону, в основі тульського горизонту. У геологічній шкалі рудівські шари ототожнюються з нижньою частиною солохівської світи, яка належить до ХІІа МГ.

Рудівські шари мають специфічний літологічний та петрографічний склад, характерну фауну і добре ідентифікуються на геофізичних каротажах завдяки яскравому радіоактивному сигналу. Їхня товщина зазвичай варіює в межах 10–40 м.

У свердловині Прирічна №3 рудівські шари залягають на глибинах 4748–4783 м. Нижня частина представлена темно-сірими аргілітами, глинистими вапняками, світло-сірими та кременистими породами. Вище — дрібнозернисті, кременисто-глинисті вапняки, інтенсивно піритизовані та бітумінозні. Органіка — це переважно остракоди, спікули губок, поодинокі форамініфери. В багатьох випадках черепашки мінералізовані халцедоном або заміщені кварцем.

У шламах із глибин 4765–4745 м виявлено темно-сірі аргіліти, вапняки різного ступеня глинистості, пісковики (здебільшого біотитово-кварцові), а також кремені. Часто зустрічаються структури, схожі на ходи мулоїдів, заповнені сидеритом або кальцитом.

На глибині 4744–4748 м (керна 4) спостерігаються кременисто-глинисті та вапняково-кременисті породи з відкритими тріщинами, частково заповненими кварцом і бітумом. У мікрошліфах — нерівномірно глинисті, бітумінозні, з включеннями доломіту, халцедону, піриту. Часто фіксуються спікули губок із кремнієвим складом.

Шлами з глибин 4759–4745 м підтверджують наявність слабо вапнистих аргілітів, кременистих уламків, а також органогенних вапняків. У рудівських шарах зустрічаються й більш чисті вапняки (світло-сірі, брекчійовані), які інтерпретуються як залишки біогермів або вапнякових банок.

У стратиграфічному плані рудівські шари ототожнюються з верхньою частиною ХІІ МГ ДДз, підзоною C_{1v2e_1} Донбасу, а також зі стильським підгоризонтом регіональної схеми і нижньотульським підгоризонтом Руської платформи. Їхня товщина у свердловині Прирічна №3 складає 35 м.

ХІІа мікрофауністичний горизонт ДДз (підзони $C_{1v_2e_2} - f_1$ Донбасу)

Нижня межа ХІІа мікрофауністичного горизонту (МГ) Дніпровсько-Донецької западини в осьовій частині западини визначається по основі глинистої надреперної товщі. У бортових зонах та на підняттях, які відмежовують осьову частину западини, зокрема на Прирічній площі, ця межа окреслюється в нижніх горизонтах мошківської світи, відповідно до стратиграфічної кореляції зі схожими розрізами. Тут кордони визначалися за допомогою фауністичного аналізу форамініфер, зміна складу яких фіксується одразу над покрівлею рудівських шарів (радіоактивного репера V_3R). Згідно з палінологічними даними, ця зміна могла розпочатися ще в підшві рудівських шарів, що ймовірно є межею між нижньо- та верхньовізейськими під'ярусами.

Верхня межа ХІІа МГ співвідноситься з основою глинистої товщі, що залягає під продуктивним горизонтом В-20. Вважається, що горизонти типу В-21 є перехідними до ХІІ МГ. У їхній основі прослідковується значна стратиграфічна перерва, яка відповідає межі між богородицькою та ольховецькою світами Руської платформи при поділі тульського горизонту на три підрозділи.

На Прирічній площі ХІІа МГ виділяється в межах мошківської світи (верхня частина візейської карбонатної «плити») та глинистої товщі солохівської світи.

Мошківська світа (нижня частина C_{1v_2} , зона C_{1v_2e} Донбасу)

У межах Прирічної площі в свердловині №3 мошківська світа простежується в інтервалі 4783–4705 м (керни 11–4). Її нижня частина включає рудівські шари, представлені глинисто-карбонатними породами з кременистими залишками спікул губок.

Середня та верхня частини світи складені переважно світло- та темно-сірими вапняками, які чергуються з аргілітами. Вапняки варіюють від повнокристалічних до прихованокристалічних, від чистих до глинистих, часто перекристалізовані, доломітизовані, кавернозні та тріщинуваті. Фауна представлена рештками криноїдей, моховаток, брахіопод, остракод, гастроподів, форамініфер, коралів і спікул губок.

Серед органогенних утворень виокремлюються біостроми, біогерми та банки, що формують порово-тріщинні колектори. З подібних об'єктів на Кампанській, Біличівській, Селюхівській площах зафіксовані промислові й непромислові притоки вуглеводнів, тому вони є пріоритетними об'єктами пошукового буріння.

Аргіліти — темно-сірі, тонкодисперсні, гідрослюдисті, з домішками піриту, вуглиного пилу, алевритових зерен кварцу та органічного детриту. У складі аргілітів присутня аналогічна фауна, що і у вапняках.

Пошукова свердловина №1 на Прирічній площі розкрила мошківську світу в інтервалі 5265–5279 м (14 м товщини), тоді як свердловина №3 — у межах 4705–4783 м, з товщиною 78 м.

Уся візейська глинисто-карбонатна «плита» (яка включає нижньо- та верхньовізейські частини — яблунівську та мошківську світи) у свердловині №1 має загальну розкрити потужність 33 м (інтервал 5270–5303 м), у свердловині №3 — повністю розкрита, потужність 117 м (4705–4822 м).

На підставі мікрофауністичних та палінологічних досліджень, осади мошківської світи разом із рудівськими шарами відносяться до верхів XIII – XIIа мікрофауністичних горизонтів ДДз.

Згідно з класифікацією Українського стратиграфічного комітету, мошківська світа співвідноситься з зоною S_{1ve} Донбасу, стильським горизонтом регіональної схеми та нижньотульським підгоризонтом Руської платформи.

Товщина мошківської світи (без рудівських шарів) становить:

- у свердловині Прирічна №1 — 14 м;
- у свердловині Прирічна №3 — 43 м;
- разом із рудівськими шарами — 78 м.
-

Солохівська світа

Над візейською карбонатною «плитою» залягає глиниста солохівська світа, яка включає прошарки та пласти пісковиків. У свердловині №3 Прирічна керновий матеріал з цієї товщі не піднімався. У свердловині №1 керни були отримані з нижньої частини світи, зокрема в інтервалах глинистих товщ між

продуктивними горизонтами В-23 і В-22, а також з горизонту В-22н (керни 11–7, інтервали 5211–5254 м). Вони представлені темно-сірими та чорними аргілітами з горизонтальною шаруватістю, середньої щільності, іноді алевритистими, з включеннями дрібного піриту (від 2 мм до 2–3 см) і рослинного детриту. У нижній частині зафіксовано численні дзеркала ковзання, що утворюють під кутами 20–50°.

Загальна товщина солохівської світи на Прирічній площі становить від 115 до 140 м.

ХІІ, ХІ, Х мікрофауністичні горизонти ДДз (підзони $C_1v_2f_2 - g_1$ Донбасу)

Відклади верхньовізейського віку, які включають ХІІ, ХІ та Х мікрофауністичні горизонти, складені переважно піщано-карбонатно-глинистими та глинисто-алевролітовими товщами.

Піщано-карбонатно-глиниста товща (ХІІ–ХІ МГ) складається з ритмічного чергування пластів темно-сірих аргілітів (тонкодисперсних, слюдистих), алевролітів, пісковиків (світло- та темно-сірих, різнозернистих, щільних або пористих), іноді з лінзами вугілля. Серед прошарків трапляються також вапняки, багаті на фауну (форамініфери, брахіоподи, остракоди, криноідеї). Такі прошарки є маркерними і добре ідентифікуються на геофізичних каротажах.

У свердловині №3 керни відібрано на глибинах 4630–4634 м (к-3), 5033–5035 м (к-2) та 5031–5033 м (к-1). Аргіліти тут представлені як тонкодисперсні гідрослюдисті породи з нерівними поверхнями зламу. В нижній частині трапляються залишки коралів, зоодетрит, піритизовані водорості.

У межах пачки В-20в (інтервали 4570–4584 м) аргіліти перемежуються з пісковиками. В породах зустрічаються численні відбитки рослин (типу «петрушка», «кроп»), стигмарії, уламки кори. У шліфах – алевропелітова структура, з вуглисто-гідрослюдисто-каолінітовим складом.

В свердловині №1 (інтервали 5086–5124 м) також були підняті керни аргілітів, алевролітів, пісковиків. Аргіліти — плитчасті, вуглисті, з глинисто-залізистими включеннями. Вищі шари містять алевроліти з рослинним детритом, а також світло-сірі дрібнозернисті пісковики, місцями водоносні.

XII МГ відповідає нижній частині підзони C_{1v2f_2} Донбасу, середній частині донецького підгоризонту, верхній частині тульського горизонту та алексинському горизонту Руської платформи.

XI МГ співставляється з верхньою частиною підзони C_{1v2f_2} – нижньою C_{1v2g} , межевським і михайлівським горизонтами.

Товщина XII МГ — 219–310 м, XI МГ — 138–173 м.

Глинисто-алевролітова товща (X МГ) представлена переважно пісковиками (дрібно- та середньозернистими, цукроподібними, місцями каолінізованими), алевролітами (темно-сірими, слюдистими) та аргілітами (від темно-сірих до чорних, з флорою і фауною). Часті тонкошаруваті глинисто-алевролітові відклади з рослинними залишками, вуглисті, з численними зоофрагментами.

Незважаючи на те, що формально X МГ завершує візейський ярус, у деяких розрізах, зокрема на Прирічній площі, його верхні частини за літологічними ознаками ближчі до серпуховських утворень. Однак, фауністичні ознаки свідчать про приналежність до візейського ярусу.

X МГ співвідноситься з верхньою частиною зони C_{1v2g} Донбасу, верхніми шарами межевського підгоризонту та веньовським горизонтом Руської платформи. Його товщина на Прирічній площі — 36–37 м.

Стратиграфічна узагальнена прив'язка:

- Андріяшівська світа – горизонти В-20 до В-17
- Перекопівська світа – горизонти В-16 і В-15
- Васильківська світа – горизонт В-14

Загальна потужність відкладів верхньовізейського під'ярусу на Прирічній площі:

- Без урахування карбонатної «плити» – 508–655 м
- З урахуванням карбонатної «плити» – 586–669 м

Серпуховський ярус (C_{1s})

Серпуховські відклади без явного неузгодження перекривають верхньовізейські пласти. Вони поділяються на два під'яруси —

нижньосерпуховський (IX мікрофауністичний горизонт ДДз) та верхньосерпуховський (VIII–VI МГ ДДз).

Відмінною рисою серпуховських утворень є стабільність літолого-фаціального складу на всій території їхнього поширення, включаючи Прирічну площу. Вони суттєво відрізняються від візейських як за петрографічними характеристиками, так і за фауною.

Літологічно відклади поділяються на дві товщі:

- Нижню (луценківська світа) — алевроліто-глинисті породи з поодинокими пісковиками, вапняками (іноді сидеритизованими), з прошарками та лінзами вугілля.
- Верхню (абазівська світа) — переважно глинисті та алевроліто-глинисті різновидності з численними вапняками, пісковиками та прошарками алевролітів.

Основні породи:

- Аргіліти — темно-сірі, вуглисті, тонкоалевритисті, часто слюдисті;
- Алевроліти — сірі, з включеннями обвуглених рослинних залишків;
- Пісковики — дрібнозернисті, слюдисто-кварцові, з вугільними лінзами;
- Вапняки — кристалічні, шламкові, часто доломітизовані, з домішками теригенних матеріалів.

Продуктивні горизонти:

- Луценківська світа: ПГ С-23–С-14
- Абазівська світа: ПГ С-9–С-3

Верхньосерпуховські відклади локально залягають з неузгодженням на нижньосерпуховських. Неузгодження також зафіксоване на межі VIII та VII МГ, де формуються потужні пісковики руслового типу (наприклад, С-5).

Серпуховські відклади пов'язані з покладами вуглеводнів на таких родовищах, як Богданівське, Прилуцьке, Малодівицьке тощо. Глинисті товщі цього ярусу часто виконують функцію регіональної покривки для візейських покладів.

Стратиграфічна прив'язка:

- Нижньосерпуховський під'ярус — зони $C_1v_2g_2-a$ (Донбас), прохоровський і новолюбівський підгоризонти, протвинський і запалтюбинський горизонти Руської платформи;
- Верхньосерпуховський — зони C_1v_2b-e , самарський підгоризонт, таруський і стешевський горизонти Руської платформи.

Потужність:

- Луценківська світа — 122–176 м
- Абазівська світа — 168–213 м
- Загальна товщина серпуховських відкладів — 290–389 м

Середній відділ карбону – C_2

Башкирський ярус (C_2b)

Відклади башкирського ярусу, що належать до середнього карбону, залягають з помітним стратиграфічним і кутовим неузгодженням на серпуховських породах нижнього карбону. Ярус поділяється на нижньо- та верхньобашкирський під'яруси, які відповідно представлені карбонатною та теригенною товщами.

Карбонатна товща (C_2b_1), або так звана «башкирська плита», переважає в нижній частині розрізу. Вона складена сірими, темно- і світло-сірими, іноді зеленувато-сірими вапняками, які є мікро- або дрібнозернистими, приховано або тонкокристалічними, місцями перекристалізованими. У складі вапняків відзначається нерівномірне вміщення глинистого матеріалу, наявність шламу, детриту та численних морських фауністичних залишків. Вони чергуються з темно-сірими й чорними аргілітами та світло-сірими алевролітами, з включеннями рослинного детриту. Зрідка трапляються дрібнозернисті кварцові пісковики.

Нижньобашкирська товща є регіональним літологічним маркером у межах Дніпровсько-Донецької западини, до якого приурочений сейсмічний горизонт Vb_2 . Її потужність на Прирічній площі становить 90–105 м.

Верхньобашкирський під'ярус (C_2b_2) представлений теригенною товщею, що характеризується чергуванням аргілітів сірих, темно-сірих і чорних із

зеленуватим відтінком, слюдистих, часто з фауністичними залишками. Серед них трапляються алевроліти з обвугленими рослинними залишками та пісковики різної зернистості — від дрібної до крупної, іноді з вапняковими прошарками у нижній частині товщі. Вся товща містить значну кількість вуглефікованого детриту. До цієї товщі належать продуктивні горизонти Б-9–8, що відповідають аналогам світ С22(Г), С23(Н), С4(І). Потужність верхньобашкирських відкладів у межах Прирічної площі сягає 358–395 м, а загальна товщина башкирського ярусу — 448–500 м.

Московський ярус (С2м)

Відклади московського ярусу без явного стратиграфічного перериву перекривають породи башкирського ярусу. Ярус диференціюється на два під'яруси: нижньомосковський (С2м1) та верхньомосковський (С2м2).

Нижньомосковський під'ярус представлений піщано-аргілітовою товщею, до складу якої входять сірі, темно-сірі та строкаті аргіліти з прошарками різнозернистих пісковиків (переважно дрібнозернистих), кварцових алевролітів та вапняків сірого кольору. Потужність цієї товщі на Прирічній площі становить 192–213 м.

Верхньомосковський під'ярус характеризується переважанням пісковиків, які чергуються з темно-сірими аргілітами. У межах цієї товщі знаходиться пласт вапняку М-9 — важливий стратиграфічний репер для північного заходу Дніпровсько-Донецької западини. Виділені тут також донецькі аналоги світ С2(К), С2(Л) та С2(М). Горизонти ПГ М-7–4 приурочуються до світ С25 і С6, а ПГ М-3–1 — до світи С7.

Загальна потужність верхньомосковських відкладів на Прирічній площі становить 198–241 м, а повна товщина московського ярусу — 390–454 м.

Верхній карбон (Сз)

Відклади верхнього карбону на Прирічній площі репрезентовані товщею теригенних осадів, які залягають згідно на породах московського ярусу середнього карбону. Літологічно ця товща характеризується чергуванням

аргілітів, алевролітів і пісковиків із нечисленними тонкими прошарками вапняків. Осадки мають строкато-барвну забарвленість, що є типовим для пізньокарбонівих відкладів.

У розрізі цієї товщі встановлені стратиграфічні аналоги донецьких світ С3 (А), С3 (В) і С3 (С), які мають значення для регіональної кореляції. Товщина верхньокарбонівих відкладів змінюється в залежності від свердловини: у свердловині №1 – 395 м, у свердловині №3 – 323 м, а в інтервалі розкриття в свердловині №1 – лише 100 м.

Пермська система (Р)

Пермські відклади залягають з чітко вираженим кутовим та стратиграфічним неузгодженням на породах верхнього карбону. Представлені нижнім відділом, який включає чотири світи: картамишську, никитівську, славянську та краматорську.

- **Картамишська світа** представлена чергуванням червоно-бурих глин, алевролітів і зеленувато-сірих пісковиків. Її потужність на Прирічній площі становить 140–157 м.
- **Никитівська світа** включає чергування глин, алевролітів, пісковиків і доломітизованих вапняків. Вона виявлена лише в свердловині №1, де має потужність 27 м, і відсутня в інших свердловинах через відсутність відкладів унаслідок стратиграфічної перерви.
- **Славянська світа** сформована переважно сульфатно-карбонатними породами, серед яких домінують ангідрити, доломіти та вапняки з окремими прошарками кам'яної солі та глин.
- **Краматорська світа** складена кам'яною сіллю, зокрема магнеєвою ($MgCl_2$), з незначними прошарками ангідриту, доломіту і вапняку. Вона фіксується лише в свердловині №1 з товщиною 87 м, а в інших свердловинах не виявлена через розмив.

Підосва хомогенних порід нижньої пермі приурочується до сейсмічного горизонту IVг. Загальна потужність хомогенних осадків нижньої пермі у межах

Прирічної площі варіюється від 27 до 174 м, що зумовлено структурними факторами та осадовими умовами.

Сумарна товщина утворень нижньої пермі, включно з картамишською світою (раніше віднесеною до верхнього карбону), становить 169–331 м.

Мезозойська ератема (MZ)

У межах мезозою виділяються тріасова, юрська та крейдова системи. Нижню частину мезозою на Прирічній площі складають тріасові відклади, представлені нижнім і середнім відділами.

Тріасова система (T)

Тріасові відклади широко представлені на Прирічній площі й трансгресивно залягають на породах нижньої пермі. Вони охоплюють нижній і середній відділи, тоді як утворення верхнього відділу були зруйновані внаслідок передюрського перериву в осадконакопиченні.

Нижній відділ - T₁

Дронівська світа (T_{1dr})

Відклади даної світи представлені комплексом із строкатобарвних осадків, що включає три товщі:

- Пересажська (T_{1reg}) – представлена глинами червоно-бурими, з прошарками алевролітів та пісковиків; товщина: 124–145 м
- Шебелинська (T_{1schb}) – глини червоно-бурі, зеленувато-сірі, з пісковиками; товщина: 92–106 м
- Коренівська (T_{1cr}) – піски червоно-бурі, з алевролітами, гравелітами, глинами; товщина: 281–311 м

Загальна товщина дронівської світи на Прирічній площі - 504–553 м.

Серебрянська світа (T₁+T_{2sr})

Включає частини нижнього та середнього відділів, які не розділено стратиграфічно. Вона сформована строкатими слюдистими глинами з

карбонатними домішками, в яких вміщуються прошарки дрібнозернистих пісків, пісковиків, алевролітів і гравелітів. Потужність — 422–440 м.

Загальна товщина тріасових відкладів на Прирічній площі становить 926–993 м.

Юрська система (J)

Юрські утворення Прирічної площі представлені середнім та верхнім відділами і залягають на еродованій поверхні тріасових відкладів. Нижній юрський відділ тут відсутній.

Середній відділ (J₂)

До середньоюрських осадів належать:

- **Байоський ярус (J₂bj)** — складений світло-сірими дрібно- та середньозернистими кварцовими пісками й пісковиками, які чергуються з темно-сірими та вуглистими глинами.
Товщина: 32–38 м
- **Батський ярус (J₂bt)** — переважають сірі та зеленувато-сірі глини, подекуди алевритисті й слюдисті, з вкрапленнями пісковиків.
Товщина: 130–135 м

Сумарна товщина середньоюрських утворень: 162–173 м

Верхній відділ (J₃)

Утворення верхньої юри послідовно перекривають середньоюрські відклади і складаються з таких ярусів:

- **Келовейський (J₃k)** — сірі, щільні, іноді піскуваті глини з домішками вапняків, пісковиків, алевролітів.
Товщина: 39–46 м
- **Оксфордський (J₃o)** — сірі та зеленувато-сірі слюдисті глини, з кварцовими пісками й алевролітами.
Товщина: 108–109 м

- **Кимериджський (J_{3km})** — строкаті та зеленувато-сірі вапнисті глини з вкрапленнями пісковиків і вапняків.
Товщина: 90–94 м
 - **Волзький (J_{3v})** — глини різних кольорів з алевролітами, пісковиками й вапняками.
Товщина: 97–98 м
- Сумарна товщина верхньоюрських утворень: 337–347 м.
Загальна товщина юрських осадків: 499–520 м.

Крейдова система (К)

Крейдові відклади розташовуються з розмивом на юрських і включають нижній та верхній відділи.

Нижній відділ (К₁)

Нижньокрейдові відклади на Прип'ічній площі виділяються наступними ярусами:

- **Нерозчленовані валанжинський, готерівський і баремський яруси** представлені піщано-глинистими породами, серед яких зустрічаються сірі, середньозернисті кварцові піски, каолінові глини з вуглистими домішками.
Товщина: 177–190 м
- **Аптський ярус (К_{1a})** — сірі піски й пісковики з глинистими домішками.
- **Альбський ярус (К_{1al})** — дрібнозернисті зеленувато-сірі глауконітові піски з кварцитоподібними пісковиками.

Сумарна товщина аптсько-альбських утворень: 80–92 м

Загальна товщина нижньокрейдових відкладів: 269–270 м.

Верхній відділ (К₂)

Включає наступні яруси:

- **Сеноманський ярус (К_{2s})** — дрібно- та середньозернисті глауконітові піски з прошарками окварцованих пісковиків.
Товщина: 20–25 м

- **Туронський, кон'якський, сантонський, кампанський і маастрихтський яруси ($K_{2t+k+st+km+ms}$)** — товща з білої писальної крейди з прошарками крейдоподібних мергелів.

Товщина: 355–410 м

Сумарна товщина верхньокрейдових утворень: 377–435 м

Загальна товщина крейдових відкладів: 646–705 м

Кайнозойська ератема (KZ)

Кайнозой об'єднує палеогенову, неогенову та антропогенову системи. Його відклади неузгоджено перекривають мезозойські осади.

Палеогенова система (P)

Палеогенові відклади залягають трансгресивно, з чітко вираженим стратиграфічним неузгодженням на розмитій поверхні крейди. Вони охоплюють три відділи: нижній (палеоцен), середній (еоцен) та верхній (олігоцен). Однак на Прирічній площі палеоценові відклади (сумська світа) не зафіксовані через перерву в осадконакопиченні.

Еоценовий відділ (P2)

Даний відділ включає наступні світи:

- **Канівську світу (P1kn)** — зеленувато-сірі, тонко- і дрібнозернисті, глинисті піски з глауконітом та прошарками пісковиків і глин. Потужність — 67–69 м;
- **Бучацьку світу (P1bu)** — у нижній частині глини сірі і зеленувато-сірі з пісковиковими прошарками, у верхній — піски подібного складу. Потужність — 84–91 м;
- **Київську світу (P1kv)** — нижня частина представлена зеленувато-сірими і блакитними мергелями, верхня — глинистими мергелями та глинами. Завдяки специфічному літологічному складу, світа є добрим регіональним маркером. Потужність — 37–41 м.

Олігоценний відділ (P3)

Харківська світа (P1hr) — зеленувато-сірі, дрібнозернисті глауконітовмісні піски з тонкими прошарками піскуватих глин; у верхній частині — пачка піскуватих глин безкарбонатного типу. Потужність — 114–133 м.

Загальна потужність палеогенових відкладів у межах Прирічної площі — 310–330 м.

Неогенова система (N)

Породи неогену неузгоджено залягають на палеогенових осадах і представлені сірими, жовтуватими-сірими кварцовими пісками з прошарками строкатих глин.

Антропогенова (четвертинна) система (Q)

Антропогенові відклади широко поширені на Прирічній площі та перекривають усі давніші геологічні утворення з чітким стратиграфічним неузгодженням. Вони складені кварцовими пісками різної зернистості, строкатими глинами, а також суглинками лесоподібного типу жовтуватого-бурого кольору. Таке поєднання порід є типовим для континентальних умов осадконакопичення четвертинного періоду.

Загальна товщина неогенових та антропогенових осадів у межах Прирічної площі варіюється в межах 90–110 м.

2.2 Тектонічна будова

В тектонічному відношенні Архипівська зона структур розташована в північно-західній частині Дніпровсько-Донецької западини в межах південної крайової зони ступінчастих скидів грабену.

Поверхня кристалічного фундаменту, що підстилає осадіві відклади, за даними сейсмічних досліджень знаходиться в інтервалі глибин 6,5–8,5 км і моноклінально занурюється від південного борту до центральної частини

Дніпровсько-Донецької западини. Вона ускладнена серією диз'юнктивних порушень, переважно субширотного простягання і в значній мірі впливає на структурні особливості підсольового комплексу порід девону товщина відкладів якого складає приблизно 600 м. Товща підсольового девону являє собою пологу монокліналь, що занурюється в напрямку центральної частини ДДз (Лохвицького та Жаданівського прогинів).

В формуванні надсольового комплексу відкладів палеозою важливу роль відіграють тектонічні особливості девонської солі, особливо в прибортовій зоні западини, де набули розвиток крупні соляні штоки: Логовиківський, Пізняківський, Ісачківський, Пісочанський (рис. 2.1).

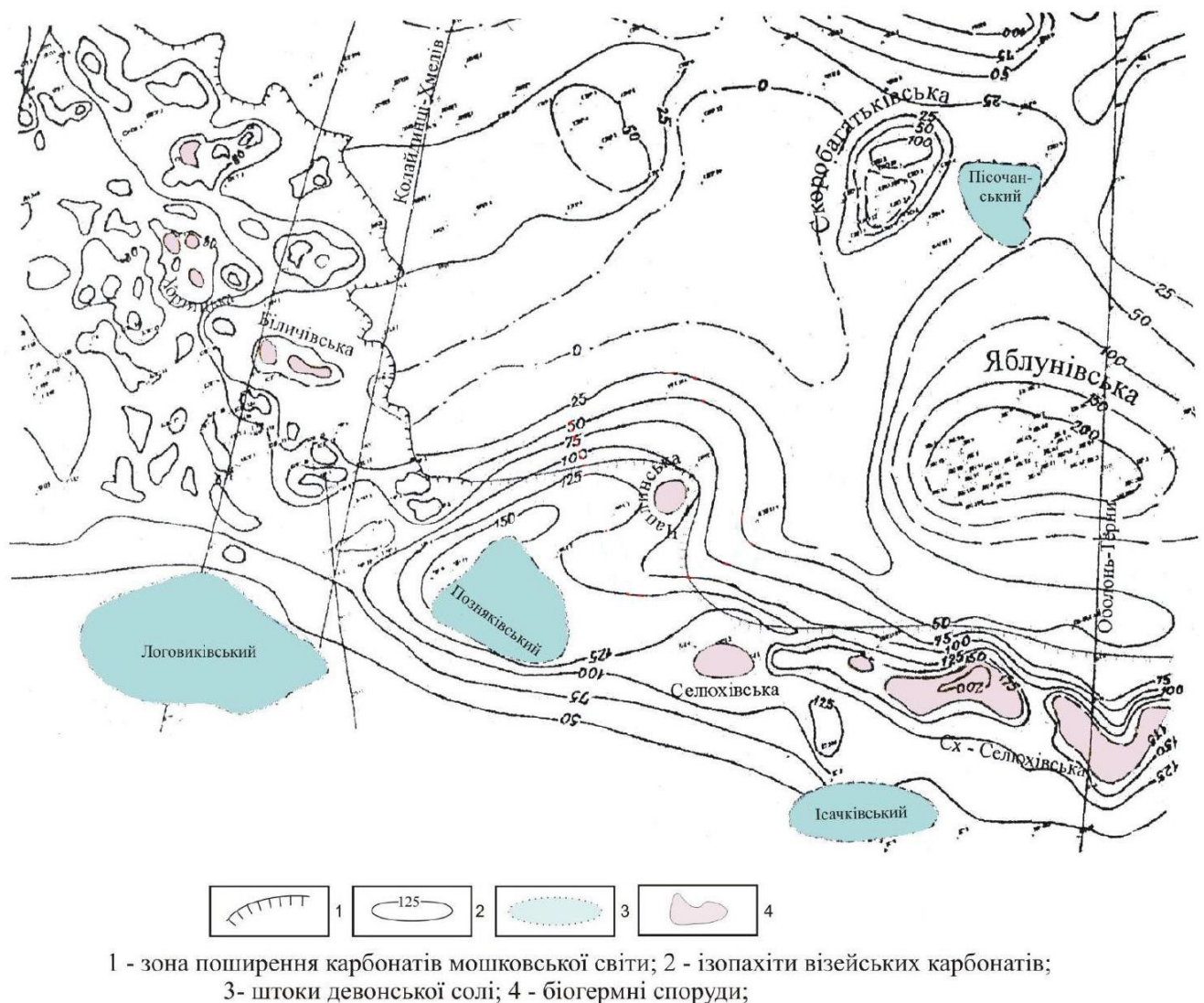


Рисунок 2.1 – Схематична структурна карта району Прирічного родовища

Вздовж північного крила Ісачківського та Пізняківського соляних структур простягається палеовал, в межах якого, в результаті соляного тектогенезу, утворились дві смуги структур: на валу – Селюхівська та Східно-Селюхівська; друга – на північному схилі валу – Чаплинська, Белічівська, Хортицька та ін. В їхніх межах на протязі візейського часу відбувалося формування біогермних споруд та нагромадження органогенних вапняків, які мають добрі фільтраційно-ємнісні властивості і відіграють роль порідколекторів при формуванні покладів вуглеводнів.

На схилі Лохвицького прогину в 1988–1989 рр. сейсмозвідкою були виявлені Прирічна та Чаплинська структури (рис. 2.2). Перша представляла собою літологічну пастку, друга – відокремлене склепіння ізометричної форми з розмірами $1,5 \times 2 \text{ км}^2$ в межах ізогіпси – (-)4700 м, з амплітудою 40 м по горизонту відбиття $V_{в3}$. Буріння пошукової свердловини 1-Прирічна не підтвердило існування Прирічної структури по відбиваючих горизонтах $V_{в2}^3$ і $V_{в3}$, а бурінням свердловини 3-Прирічна у відкладах візейської плити була розкрита біогермна карбонатна споруда, до якої приурочений газоконденсатний поклад.

В 2001–2002 рр. в межах Архипівської зони структур були проведені деталізаційні сейсмічні дослідження, що в значній мірі змінили уявлення про структурні особливості надсольового комплексу. Прирічна структура, яка представляла собою літологічну пастку, на північно-східному схилі монокліналі не підтвердилась, а Чаплинська представлена у вигляді брахіантиклінальної пастки, північно-східне крило якої нахилене в бік Лохвицького прогину, південне – в бік Архипівського прогину, а південно-східне через невелику сідловину межує Ісачківською структурою. По горизонту відбиття $V_{в3}^2$ (підшва радіоактивного реперу) розміри Чаплинського біогерму в межах замкнутої ізогіпси (-)4650 м – $1,3 \times 0,9 \text{ км}$ (рис.2.3).

2.3 Характеристика продуктивних горизонтів та покладів

Продуктивність Прирічного родовища пов'язана з відкладами мошківської світи верхньовізейського під'ярусу. В результаті первинного випробування візейської карбонатної «плити» (частини, що відноситься до мошківської світи) в Прирічній свердловині №3 в інт. 4702–4790 м через фільтр, при загальній пористості порово-тріщинуватого колектора за даними ГДС – 4–10% на діафрагмі 7 мм був одержаний приплив газу 56,685 тис. м³/добу та 72,0 м³/добу конденсату.

В Прирічній св. №3 суцільний відбір керну виконати не вдалося через дуже велику розущільненість візейської «плити». Великий відсоток виносу тут складає шлам.

В цій свердловині розкритий новий тип розрізу мошківської світи. В зв'язку з цим, літологічна та петрографічна характеристики цього унікального розрізу наводиться повністю.

Так, над рудівськими шарами з високою радіоактивністю в інт. 4730–4738 м піднятий шлам, який представлений трьома різновидностями порід:

А) Аргіліти темно-сірі тонкодисперсні з плитчастою окремістю, нерівномірно вапнисті, рідше – невапнисті, з шаруватою текстурою.

Б) Вапняки від сірих до темно-сірих з буруватим відтінком (скоріше всього, забарвлені бітумом або розчиненою гелефікованою органікою), однорідні, середньої міцності, дрібнозернисті, глинисті, без видимих наочно включень фауни.

Мікроскопічно вапняки тонко- дрібнозернисті, глинисті. В порах і по тріщинах часто відмічається окислений бітум. Текстура породи безладна.

В) Вапняки світло-сірі, міцні та середньої міцності, іноді рихлі, без видимих органічних решток, окременілі, іноді піритизовані (зустрічаються окремі кристалики піриту кубічної форми до 1 мм).

Під мікроскопом вапняки дрібнозернисті, сильно окременілі, тріщинуваті. Тріщини дрібні, різноорієнтовані. По тріщинах і в основній масі відмічається окислений бітум. Часто зустрічаються дрібні спікули губок кременистого складу.

Безпосередньо вище (глиб. 4729 м) з «плити» піднятий шлам, представлений, переважно, вапняками двох типів, кременистою породою та аргілітами.

1. Вапняки від сірих до темно-сірих, середньої міцності, тонкозернисті, глинисті, вуглисті.

Під мікроскопом вапняки нерівномірнозернисті – ділянками від тонко- до дрібнозернистих, перекристалізовані. Порода тріщинувата. Мікротріщини різноорієнтовані, виповнені, в основному, окисленим бітумом, а також тонкодисперсною вуглистою речовиною. Часто зустрічаються органічні рештки у вигляді детриту та шламу брахіопод і їх голок, криноїдей, остракод, форамініфер – роздроблених та перекристалізованих, іноді піритизованих. Мікротекстура безладна.

2. Вапняки світло-сірі, білясті, рихлі та середньої міцності, тонкозернисті, без видимих органічних решток.

Під мікроскопом вапняки різнозернисті, (від тонко- до середньозернистих), ділянками перекристалізовані, більш «чисті» від глинистих домішок, ніж вищеописані. Бітум у досліджуваних шліфах зустрічається рідко. Іноді відмічається незначна кількість домішок тонкодисперсного глинистого матеріалу. Також спостерігається велика кількість фауни форамініфер, дрібного детриту брахіопод та їх голок, остракод, а також невизначений шлам. Текстура безладна.

3. В шламі зустрічаються шматочки породи світло-сірої, плямами сірої та блакитно-сірої. Порода дуже міцна, з високою твердістю, з оскольчастим зламом.

В петрографічних шліфах це кремениста порода, що складена тонкоагрегатним халцедоном. Останній – гніздами перекристалізований,

місцями переходить у кварц. Порода нерівномірно глиниста, тріщинувата. Тріщини дуже дрібні, тонкі, виповнені тонкодисперсною глинистою речовиною, бітумом, а також – відкриті. Порода в значній мірі доломітизована (до переходу в доломіт у вигляді ромбоedrничних кристалів, розсіяних у породі).

Із органічних решток дуже часто зустрічаються спікули губок (в основному, дрібні, рідше – середніх розмірів), переважно, дуже тонкі, кременистого складу. Дуже рідко зустрічаються дрібні гнізда тонкозернистого кальциту.

4. Аргіліти темно-сірі до чорних, з тонкоплитчастою окремістю, майже рівною поверхнею нашарування, прошарочками та лінзочками вапнисті. Порода тонкодисперсна, однорідна, з тонкошаруватою текстурою.

Мікроскопічно аргіліти тонкодисперсні, з лептопелітовою структурою. Склад аргілітів вуглисто-гідрослюдистий з незначною кількістю включень найдрібнішого алевриту, представленого кварцом та поодинокими лусками мусковіту. Іноді зустрічаються стяжіння піриту та гнізда дуже дрібного зоодетриту.

Текстура мікрошарувата за рахунок орієнтації гідрослюдистих часток.

5. Аргіліти темно-сірі до чорних, тонкодисперсні, з тонкоплитчастою окремістю, не вапнисті.

Під мікроскопом аргіліти майже аналогічні тим, що описані вище, але без включень зоодетриту.

З покрівельної частини візейської карбонатної «плити» ні керн, ні шлам не відбиралися.

Під час розкриття «плити» в загальному інтервалі 4702–4790 м був відібраний шлам, складений уламками, розміром, переважно, менше 1,0–1,5 см, рідко – 2,5–3,5 см в діаметрі. Це міцні щільні породи, на свіжому зламі – сірі, іноді з бурим відтінком, деякі з них реагують з соляною кислотою. В окремих уламках породи тріщинуваті. Тріщини дрібні (товщиною, до 1,0 мм),

виповнені білим дрібнозернистим кальцитом. Форма уламків здебільшого ізометрична, іноді зустрічаються сплющеної форми.

При дослідженні в петрографічних шліфах виявлені такі різновидності пород у шламі: а) стяжіння пелітоморфного сидериту з тонкими тріщинами – відкритими, рідше – виповненими дрібнозернистим кальцитом та халцедоном, з домішками тонкодисперсної глинистої речовини, вугільного пилу, дуже дрібного, іноді піритизованого фітодетриту та шламу. Зустрічаються поодинокі стулки остракод та їх уламки;

б) піритово-сидеритове стягнення – пористе, тріщинувате. Структура дрібнозерниста. Тріщини виповнені піритом і халцедоном;

в) аргіліти тонкодисперсні, з лептопелітовою структурою. Склад аргілітів вуглисто-гідрослюдистий, ділянками з сидеритом криптозернистим. Порода тріщинувата. Тріщини тонкі, виповнені дрібнозернистим кальцитом та піритом.

Крім того, в шламі з вищевказаного інтервалу (інт. 4702–4790 м) зустрічаються уламки вапняків темно-сірих, дрібно-тонкозернистих, піритизованих та сидеритизованих з поодинокими тонкими стулками остракод та крупними спікулами губок, іноді зустрічаються сплетіння видовженої форми кальцитового складу, схожі на сплетіння дуже дрібних спікул губок з повстяною структурою, які характерні для «плити», що відноситься до мошківської світи.

В результаті лабораторного вивчення вапняків близько розташованого Селюхівського біогерму (мошківська світа) було визначено, що серед них переважають три основні літотиби.

I літотип – вапняки темно-сірі, нерівномірно глинисті, дрібнозернисті, окременілі з багаточисельними до масових кременистими спікулами губок. Розвинуті вони в схилій периферійній частині біогерму.

II літотип – вапняки біогермні, білі, дрібнозернисті, масивні, з багаточисельною крупною фауною, сильно перекристалізовані, шламово-детритові або органогенно-уламкові. Розвинуті, переважно, в центральній частині біогерму.

III літотип – вапняки органогенно-детритові, дрібнозернисті або пелітморфні, слабо- і нерівномірно глинисті, доломітизовані, слабо перекристалізовані з домішками дрібнорозсіяного піриту. Ці вапняки формувалися у тилевій зоні біогерму.

В аналогічні типи, можливо, можна згрупувати також вапняки мошківської частини візейської «плити» і на Прирічній площі, але характеристика їх дуже бідна через те, що в основному вона надається за описом шламу. Крім того, Прирічний біогерм є більш присхилувим, а тому і більш глибоководним в порівнянні з Селюхівським біогермом, який є, за даними Вакарчука Г.І. представником рифово-шельфового типу біогермів. Розріз Прирічного біогерму більше ідентифікується з Біличівським біогермом, що відноситься, на думку того ж дослідника, до внутрішньобасейнового схилового типу біогермів.

Органогенні побудови (біогерми) внутрішньобасейнового схилів – рифогенного типу (перехідний морфогенетичний тип за Вакарчуком Г.І. та ін.) формувалися в межах схилу бар'єрного рифу і розміщувалися у поясі цих фацій вздовж облямування Срібненської депресії. Представником такого типу і слугує Прирічний біогерм.

На основі представлених вище матеріалів опису керну та шламу в Прирічній св. №3 Вакарчуком С.Г. та ін. була побудована модель Прирічного біогерму.

За їхньою інтерпретацією, він має горбовидну форму двох'ярусної будови, і формувався, як вважають дослідники, на західному уступі піднесеного блоку, обмеженого з північного сходу крупним тектонічним розривом фундаменту. В його розвитку було виявлено декілька мікроциклів з незначними відмінностями літолого-фаціального складу порід.

У підшві Прирічного біогерму залягає карбонатно-глиниста окременіла товща, складена глинистими окременілими вапняками, вапнистими аргілітами та алевро-піщаною окременілою породою. Над нею відклалися світло- і темно-сірі вапняки, місцями з крупним зоодетритом, сильно перекристалізовані.

Порода окременіла, сильно тріщинувата, тріщини різнонаправлені з переважанням субвертикальних відкритих і закритих.

Як видно з вищенаведеного опису розрізу візейської «плити» в Прирічній свердловині №3, біогерм керном охарактеризований дуже слабо. Хоча відбір керну був майже 90%, але винос не перевищував 10–12%, а, може, і менше через надмірну тріщинуватість порід. В окремих кусочках керну і шламу помітне насичення породи бітумом, часто спостерігається піритизація у вигляді окремих кристалів. Органічні залишки представлені дрібним детритом остракод, брахіопод та їх голок, а також дрібними спікулами губок. Місцями по керну спостерігаються прошарки аргіліту.

Середня частина біогерму (інт. 4730–4750 м) складена від темно- до світло-сірих, нерівномірно глинистими шламово-детритовими окременілими та піритизованими вапняками з прошарками аргілітів і кременистої породи, сильно тріщинуватими (розбитими різнонаправленими мікротріщинами) з присутністю великої кількості перекристалізованого дрібного зоодетриту. Вапняково-кремениста порода сильно бітуміозна, вуглиста. Спостерігаються окремі пори, виповнені темно-коричневим і коричневим бітумом. В середній частині біогерм представлений більш однорідними вапняками з тонкими прошарками аргілітів. Майже такою ж породою, за шламом, представлений і інтервал 4750–4770 м (з цього інтервалу практично не було виносу керну). В породі зустрічаються спікули різних розмірів. Склад спікул кременистий. За матеріалами ГДС, розріз біогерму має досить високу пористість.

Як виявлено мікрофауністичними та палінологічними дослідженнями минулих років, осади мошківської світи разом з рудівськими шарами

відносяться до верхів XIII-XIIa мікрофауністичних горизонтів ДДз. Відклади цього віку ототожнюються з аналогами продуктивних горизонтів В-25 та В-24.

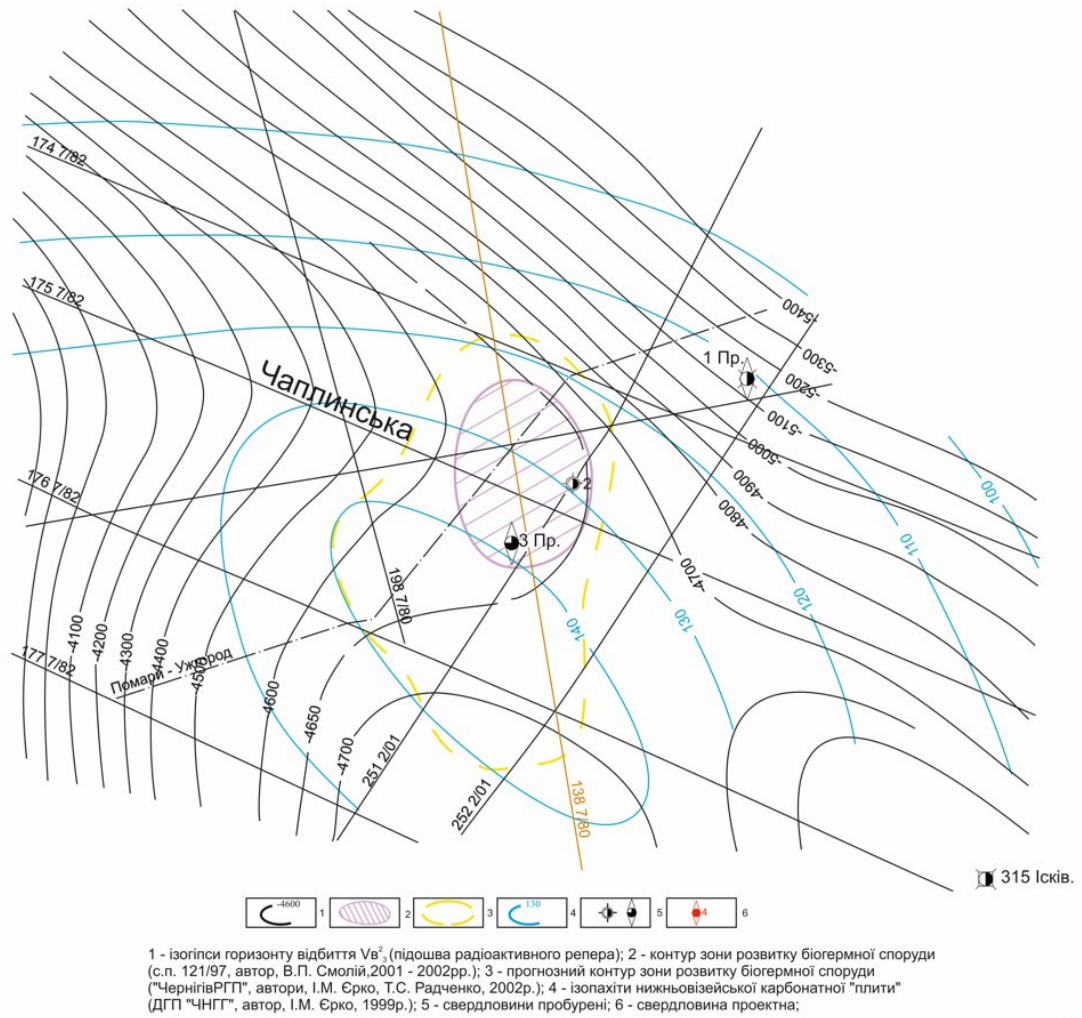


Рис. 2.2. – Структурна карта по горизонту відбиття V_3^2

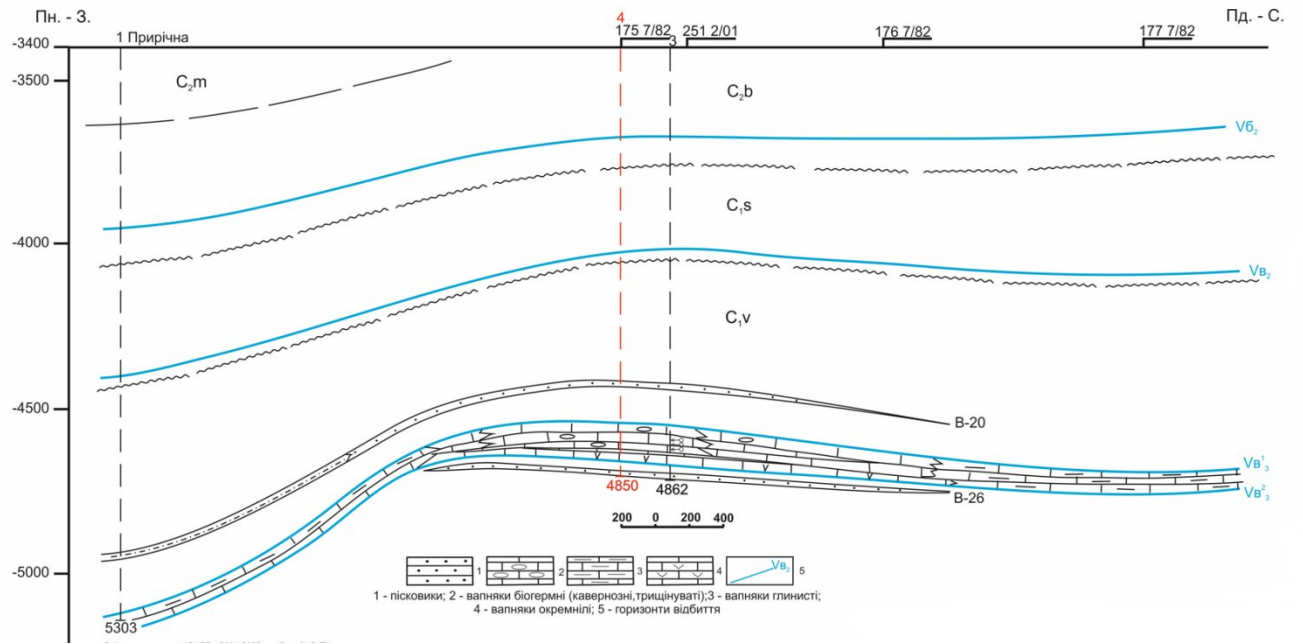


Рис. 2.3. – Сейсмологічний розріз по лінії профілю 138 7/80

2.4 Відповідність структурних побудов за даними польових геофізичних досліджень матеріалам пошукового буріння.

Пошукова свердловина №1 пробурена на основі сейсмічних досліджень ДГП «Укргеофізика» 1989 р. не підтвердила побудови по горизонтах відбиття V_{v2}^3 (підосва горизонту В-21) та V_{v3} (покрівля візейської «плити»).

В пошуковій свердловині №3, пробуреній в оптимальних умовах Чаплинської локальної структури проектні горизонти були зустрінуті на прогнозованих сейсмічними роботами глибинах. Тобто сейсмічні побудови підтверджені бурінням.

Зважаючи на невисоку точність сейсмічного прогнозу та появу завдяки бурінню нових даних доцільно провести переінтерпретацію сейсмо-геологічних матеріалів.

3 ФІЗИКО-ЛІТОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЕКТОРІВ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ І ПОКРИШОК ЗА ДАНИМИ ВИВЧЕННЯ КЕРНА

3.1 Прив'язка зразків керна до розрізу відкладів, аналіз методики відбору і якість кернового матеріалу

Стратифікація розрізу підчас буріння з відбором керну виконувалась згідно результатів оперативної інтерпретації ГДС.

Всього у свердловинах Прирічного родовища з відбором керна пробурено 172 м. З них винесено 80,7 м керну (табл. 3.1).

У свердловині Прирічна 1 за даними ГДС не виявлено проникних газонасичених порід, а відклади перспективної мошківської світи представлені переважно аргілітами та в інтервалі 5280–5303 м вапняками.

Продуктивним розріз карбонатної «плити» виявився лише у свердловині 3, але суцільний відбір керну виконати не вдалося через дуже велику розущільненість порід. Більшу частину виносу тут складає шлам (табл. 3.2).

Обмежена кількість та непоказова якість отриманого матеріалу не дозволила провести повноцінний комплекс фізико-літологічних та петрофізичних досліджень тому фізико-літологічні характеристики продуктивних відкладів приведені лише за результатами висновків ГДС.

В результаті лабораторного вивчення вапняків близько розташованого Селюхівського біогерму (мошківська світа) було визначено, що серед них переважають три основні літотипи.

Таблиця 3.1 – Відомості про відбір керну у свердловинах Прирічного родовища

Свердловина	Продуктивний горизонт	Інтервал залягання продуктивного пласта, м	Інтервал відбору керна, м	Проходка з відбором керна, м		Загальний винос керну		Винос з продуктивної частини розрізу	
				планова	факт.	м	%	м	%
1 Пр	-	-	5101-5303	70	85	53,3	62,7	-	-
3 Пр	В-24-25а	4701,6 - 4721,0	4570-4858	87	87	27,4	31,5	-	-
	В-24-25б	4726,0 - 4783,0						1,5	3,2
Всього				157	172	80,7	51,4		

Таблиця 3.2 – Прив'язка інтервалів відбору і зразків керну до розрізу в свердловині 3-Прирічна.

№, керну	Інтервал відбору, м	Проходка, м	Винос, м	Вік	Продуктивний горизонт	Літологічний опис
1	2	3	4	5	6	7
1	4570-4577	7	3	C _{1v2}		аргіліт
2	4577-4584	7	4,9			пісковик
3	4630-4634	4	3,5			аргіліт
-	4739-4744	5	0	C _{1v1}	В-24-25б	Без виносу.
4	4744-4748	4	0,05			Кремій
5	4748-4755	7	0,15			вапняк
-	4755-4760	5	0			Без виносу.
-	4760-4765	5	0			Без виносу.
-	4765-4766	1	0			Без виносу.
-	4766-4771	4	0			Без виносу.
10	4771-4776	5	0,5			вапняк
11	4776-4781	5	0			Без виносу.
12	4782-4786	4	0,8			Аргіліт
13	4786-4790	4	3,8			вапняк
14	4790-4792	2	0,8			аргіліт, вапняк
15	4792-4797	5	4,2			аргіліт, вапняк
16	4811-4816	5	1,5			Вапняк
17	4839-4841	2	1			аргіліт
18	4841-4843	2	2			аргіліт
19	4849-4850	1	0			Без виносу
20	4856-4858	2	1,2	Вапняк		

Найбільш важливе значення для пошуків нафти і газу мають вапняки II літотипу – частина біогерму, яка представлена світло-сірими та білими біогермно-рифогенними вапняками, в них і виявлені колектори.

Це, переважно, середня частина карбонатної товщі, де колекторські властивості білих органогенно-уламкових вапняків в окремих інтервалах досить високі. За лабораторними дослідженнями керну, їх пористість змінюється від 13,0% до 20,7%. Це колектори складного типу, де суттєву роль відіграє тріщинна, гранулярна і кавернозна пористість. Розмір каверн, заповнених бітумом, в діаметрі досягає 3–8 мм. Але нижня частина цих білих вапняків за рахунок сильного їх окременіння має низькі значення пористості і проникності.

3.2 Породи-покришки

Породами покришками в межах родовища виступають глинисті утворення солохівської світи, які за даними вивчення керна представлені аргілітами темно-сірими та чорними.

Локальними покришками для пластів- колекторів мошківської світи є пачки глин, які розмежовують проникні пласти, що містять вуглеводні.

4 ТЕХНОЛОГІЯ ПРОВЕДЕННЯ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН, МЕТОДИКА ТА РЕЗУЛЬТАТИ КОМПЛЕКСНОЇ ІНТЕРПРЕТАЦІЇ ОТРИМАНИХ МАТЕРІАЛІВ

4.1 Технологія проведення геофізичних досліджень свердловин

4.1.1. Умови проведення геофізичних досліджень в свердловинах

На Прирічній площі пробурено пошукові свердловини №№1,2,3, з яких №№1,3 – з метою пошуків покладів вуглеводнів в нижньокам'яновугільних відкладах.

За результатами буріння, промислово-геофізичних досліджень, випробування з допомогою ВПТ та ВПК, а також дослідження керну, в розрізі свердловини №1- Приріченська не встановлена наявність пластів-колекторів з вуглеводневим насиченням, свердловина закінчена бурінням при вибої 5303 м.

Свердловина №2-Прирічна закінчена бурінням на глибині 2850 м в результаті аварійного стану, що привело до її ліквідації по технічних причинах.

Свердловиною №3-Прирічна фактично досягнута глибина – 4862 м і розкрито карбонатний органогенний масив (нижньовізейська карбонатна “плита”), з якої отримано приплив газоконденсату.

Геофізичні дослідження розрізів свердловин проводилися у відповідності з “Галузевим стандартом України по проведенню геофізичних досліджень та робіт в нафтогазових свердловинах” та “Технічною інструкцією по проведенню геофізичних досліджень в свердловинах” в інтервалах, вказаних в геолого-технічних нарядах.

Верхня частина розрізу свердловин №№1,3-Прирічна розбурювалась долотом $d=393,7\text{мм}$ та перекривалась кондукторами $d=324-351\text{мм}$ відповідно до глибин 452-450м, з цементуванням до гирла. Далі буріння проводилось долотом $d=295,3\text{мм}$ і перекривалось технічними колонами $d=245\text{мм}$ до глибини 3248-3249м. Перспективна на відклади вуглеводнів частина розрізу розкривалася долотом $d=215,9\text{мм}$ і в свердловині №3- Прирічна

обсаджувалася експлуатаційною колоною $d=140\text{мм}$ до глибини 4790м. Фільтр спущено на глибину 4702-4790м.

Кондуктори, технічні і експлуатаційні колони цементувалися до гирла. Буріння свердловини до розкриття вапнякової візейської «плити» (глибина – 4702м) проводилося на промивних рідинах густиною $1,12 - 1,28 \text{ г/см}^3$, в'язкістю $25 - 85 \text{ с}$, водовіддачею $3 - 6 \text{ см}$ за 30хвилин. За даними буріння і ГДС інтервал розкритої вапнякової нижньовізейської «плити» 4702-4783м представлений порово-тріщинуватим карбонатним колектором із аномально високим поровим тиском, що зумовило підвищення густини бурового розчину до $1,6\text{г/см}^3$.

Із свердловини №3-Прирічна відібрано та проаналізовано 10 проб пластової води. Хімічний склад води в свердловині №3-Прирічна змінювався від хлоридно-магнієвого з мінералізацією $50-90\text{г/л}$ на початку дослідження, до хлоридно-натрієвого з мінералізацією $60-217\text{г/л}$. Присутність на протязі двох місяців великої кількості іонів магнію (до 34% мг- екв/л) свідчить про винесення з пласта рідини, якою задавлювалася свердловина (розчин бішофіту, (табл. 4.1).

Для встановлення питомого електричного опору пластових вод аналізувалися дані степені мінералізації пластових вод на Приріченському та сусідніх родовищах (Яблунівське, Свистунівське) де опосередковано мінералізація пластових вод залежно від глибини міняється в межах $150 - 240 \text{ г/л}$. Середня мінералізація нижньовізейських відкладах карбону прийнята 217мг/л , відповідно питомий електричний опір пластових вод в діапазоні глибин 4700-4800м має величину $0,015\text{Омм}$.

Питомий електричний опір (ПЕО) пластової води визначався за даними мінералізації, враховуючи температуру пласта.

Дослідження по встановленню температури теплового поля (термоградієнт) в свердловинах Прирічної площі не проводилися. Враховуючи, що температурний режим Прирічної площі відповідає сусіднім родовищам, що уточнювалося та контролювалося даними замірів пластових температур отриманих в свердловинах Прирічної площі, величина

геотермічного градієнта для товщі нижньовізейських відкладів карбону відкладів знаходиться в межах 2,2-2,5°C на 100м (зміна температури з глибиною на Яблунівському родовищі наведена на рис. 4.1)

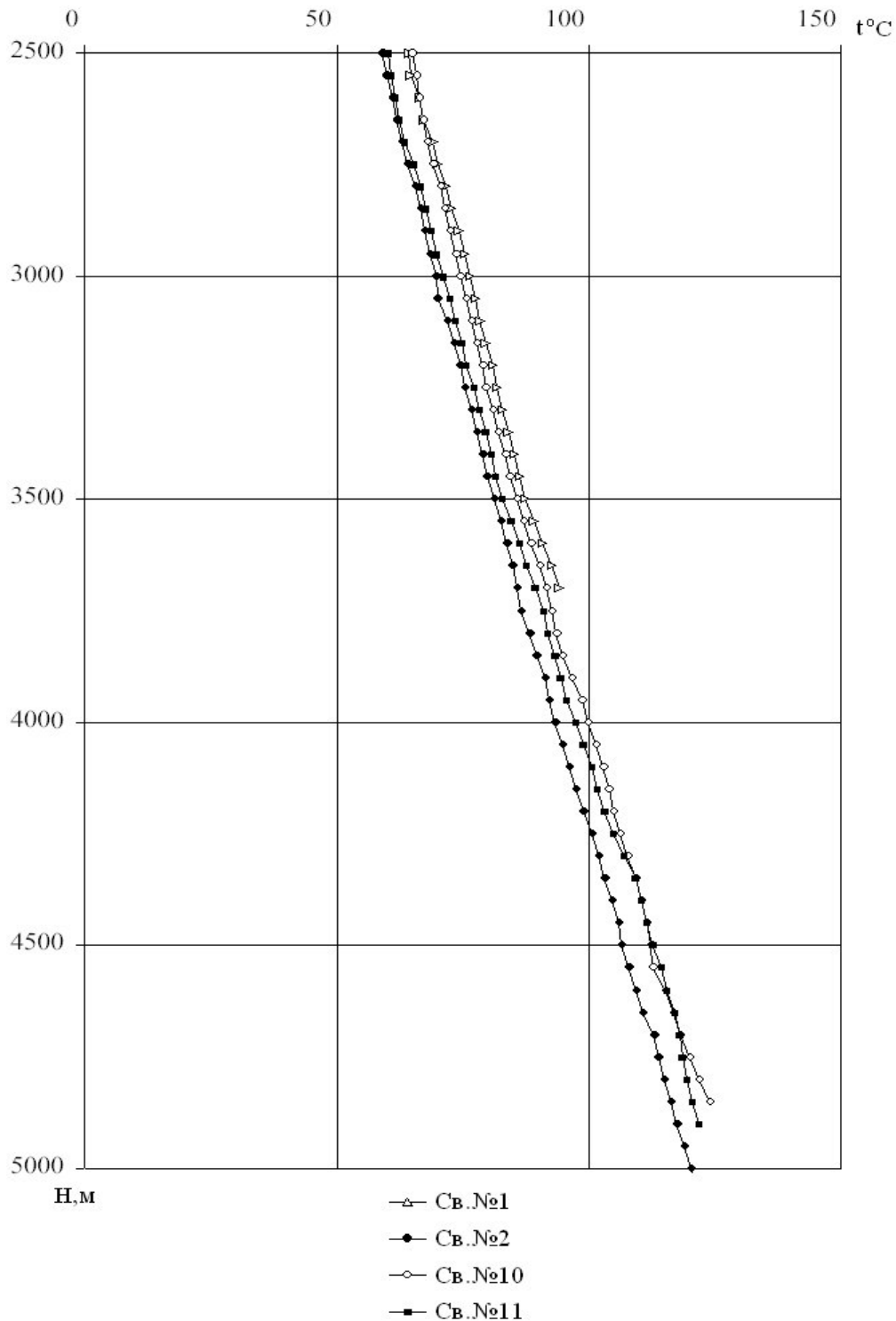


Рисунок 4.1 – Зміна температури з глибиною на Яблунівському родовищі

Таблиця 4.1 – Хімічний склад вод із свердловини № 3 Прирічного газоконденсатного родовища.

№ лаб.	Інтервал дослідження, м	Густина води, г/см ³ ₂₀	Загальна мінералізація мг/л;	Питомий електрич Н	Катіони			Аніони			Мікрокомпоненти, мг/л		Коефіцієнти				
					Na+K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	HCO ⁻	SO ²⁻	J	Br	Na Cl	Cl-Na Mg	SO ₄ Cl	Ca Mg	Cl Br
1	2	6	7		9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
4357	4702-4790	1,1110	161,88	0,016	47704,92	11048,83	2483,08	99940,87	244,00	428,78	6,35	99,90	0,74	3,64	0,0032	2,70	1000,41
4362	4702-4790	1,1237	184,12	0,015	56584,18	12685,70	1241,54	112976,63	219,60	373,64	6,35	93,24	0,77	7,09	0,0024	6,19	1211,68
4365	4702-4790	1,1199	186,596	0,015	57050,14	12276,48	1862,31	114714,73	207,40	455,12	6,35	93,24	0,77	4,92	0,0030	4,00	1230,32
4372	4702-4790	1,1250	190,146	0,015	59478,61	10435,00	2483,08	117008,10	268,40	437,84	6,35	93,24	0,78	3,49	0,0028	2,55	1254,91
4390	4702-4790	1,1226	184,529	0,015	52174,56	11662,66	4966,16	115235,25	122,00	367,88	4,23	77,26	0,70	2,40	0,0024	1,43	1491,53
4396	4702-4790	1,1030	158,873	0,016	46931,92	11662,66	2358,93	97506,75	97,60	315,21	6,35	93,24	0,74	3,66	0,0024	3,00	1045,76
4402	4702-4790	1,1110	191,147	0,015	59149,49	8797,95	4152,16	118780,95	146,40	87,24	6,35	82,58	0,77	2,28	0,0006	1,29	1438,37
4412	4702-4790	1,1206	178,591	0,015	53979,07	12495,31	1684,90	110231,33	158,60	6,58	4,23	93,24	0,76	5,51	0,0002	4,50	1182,23
4443	4702-4790	1,1617	215,315	0,014	68740,80	13033,38	1062,33	131387,17	195,20	896,25	6,35	106,6	0,81	8,21	0,0050	7,46	1233,00
4444	4702-4790	1,1561	217,488	0,014	68794,85	13616,96	1180,37	132970,15	195,20	730,00	6,35	113,2	0,80	7,81	0,0040	7,00	1174,44

4.1.2 Комплекс, методика і якість геофізичних досліджень

Для вивчення розрізів продуктивних відкладів Прирічного родовища в свердловинах виконувався комплекс ГДС, який дозволяє вирішувати як геологічні по літологічному розчленуванню і кореляції розрізів, так і промислово-геофізичні по виділенню колекторів, визначенню їх пористості, газонасиченості, ефективної товщини та ін.

Вивчення розрізу свердловин Прирічної площі проводилося малим комплексом ГДС у масштабі глибин 1:500, де виконувався стандартний каротаж, метод самочинної поляризації (СП), кавернометрія-профілемерія, гама-каротаж, термометрія, акустична цементометрія. Дослідження проводилися по всьому стовбуру свердловини. Також поточно виконувалися заміри інклінометрії.

В інтервалах перспективних у газоносному відношенні виконувався деталізаційний комплекс ГДС у масштабі глибин 1:200:

- бокове каротажне зондування (БКЗ);
- мікрокаротаж (МК);
- боковий мікрокаротаж (БМК);
- боковий каротаж (БК);
- індукційний каротаж (ІК);
- радіоактивний каротаж (РК) у модифікаціях: (ГК), (НГК);
- акустичний каротаж (АК, АКШ);

Стандартний каротаж виконувався апаратурою СКП-2, ЕК-АГАТ з градієнт-зондом А2,0М0,5N і потенціал-зондом N6М0,5А у масштабі 2,5-1250м·м/см залежно від питомого електричного порід розрізу, ПС-12,5мВ/см. По кривих стандартного каротажу проводилося розчленування та кореляція розрізів по площі, попередня оцінка колектору, уточнювалися стратиграфічні границі і місце розташування тектонічних порушень.

Бокове каротажне зондування виконувалося апаратурою СКП-2, ЕК-АГАТ з зондами А0,4М0,1N; А1,0М0,1N; А2,0М0,5N; N0,5 М2,0А; А4,0М0,5N; N0,5 М4,0А; А8,0М1,0N. Горизонтальний масштаб запису від 0,5 до 1250м·м/см.

Метод БКЗ використовувався для визначення питомого електричного опору (ПЕО) і радіальної характеристики пластів, товщина яких не менше 8 діаметрів свердловини, тобто в нашому випадку 1,8 – 2,5 м, промивної рідини і параметрів зони проникнення, а в комплексі з іншими геофізичними методами – для виділення колекторів.

Боковий каротаж. Діаграми БК зареєстровані апаратурою ТБК-3, ЕК-АГАТ в логарифмічному масштабі запису (з декадою 6,25 см).

Діаграми екранованих зондів з фокусуванням струму мають великі переваги над діаграмами нефокусованих зондів, оскільки вони дозволяють виділяти пласти малої товщини і детально вивчати пачки пластів. Діаграми екранованих зондів на відміну від стандартних практично не спотворені ефектами екранування, не мають фальшивих аномалій і можуть реєструватись у свердловинах заповнених високомінералізованим буровим розчином.

Незначний радіус дослідження зонда БК дозволяє оцінити величину опору зони проникнення і по цьому судити про колекторські властивості пласта. БК використовувався для літологічного розчленування розрізу в комплексі з іншими геофізичними методами, визначення ПЕО гірських порід, виділенні колекторів у комплексі з МБК і визначенні характеру насичення, уточненні ефективних товщин.

Індукційний каротаж використовувався для визначення питомого електричного опору низькоомних пластів. Він проводився апаратурою АІК-3, АІК-4 та АІК-5 із зондом 7П1,6, в якій для розширення динамічного діапазону питомої провідності, крім активної складової повного сигналу, реєструється також реактивна складова сигналу зонда, в масштабі 20 – 50 мСм/м/см.

Внаслідок великого радіуса дослідження зонда ІК зареєстрована величина уявного опору практично не залежить від глибини проникнення бурового розчину і близька до дійсного опору пласта. За допомогою ІК достатньо точно визначається питомий опір і в подальшому характер насичення низькоомних колекторів (до 40 Ом·м), виділяється водо- нафтовий контакт. Вплив свердловинних умов вимірювання, товщин пластів,

вміщуючих порід та зони проникнення при визначенні ПЕО пласта за даними ІК, враховувалось з допомогою відповідних палеток. Положення нульової лінії діаграм ІК уточнювалось за пластами високого опору. Налаштування зонда ІК проводилась перед початком і після закінчення роботи, для чого використовували градуювальні кільця з відомим опором (тести).

За даними БКЗ, БК, ІК і кавернометрії визначалися питомі електричні опори: промивних рідин, пластів-колекторів, зон проникнення фільтрату промивної рідини.

Мікрокаротаж зареєстрований зондами А0,025М0,025N і А0,05М у масштабі 0,25 – 1,0 Ом·м/см (масштаб запису залежить від ПЕО промивної рідини). Запис проведений апаратурою МДО-2, МК-АГАТ. Запис виконано у перспективних інтервалах розрізу з метою виділення колекторів, по наявності так званих “додатніх” приростів на мікропотенціал зонді, та виділення так званих “додатніх” приростів на мікропотенціал зонді, та виділення ефективної товщини.

Діаграми МК дозволяють досить детально розчленувати продуктивні пісковики і виділити серед них тонкі непродуктивні слабопроникні прошарки. Це дає можливість визначити степінь однорідності експлуатаційного горизонту і ефективні нафтогазонасичені товщини. Еталонування мікрозондів здійснювалось в ємності з водою діаметром 1,5 м шляхом контролю стандарт-сигналу за відомою величиною опору води ($\rho_v^{18C}=5-25$ Омм).

Боковий мікрокаротаж проведений апаратурою КМБК-3, МБКУ, МК-АГАТ. Масштаб запису по опору вибирався в залежності від питомого електричного опору (ПЕО) порід та промивної рідини і становить, в основному, 2,5 Ом·м. Запис також проводився в логарифмічному масштабі (з декадою 6,25 см). Криві МБК використовувалися для уточнення границь і потужності колекторів, виділення прошарків малої потужності з низькою пористістю.

Швидкість реєстрації кривих бокового мікрокаротажу і мікрокаротажу не перевищувала 1000 м/год. Як правило, реєстрація МБК проводилась одночасно з мікрокавернометрією, що дозволяло встановлювати наявність та товщину глинистої кірки.

Діаграми МБК дозволяють визначити позірний опір близький до дійсного опору промитої зони в проникному пласті, якщо товщина глинистої кірки не перевищує 9 мм. Внаслідок фокусування струму криві МБК дозволяють максимально точно виділяти границі пластів різного опору, з мінімальним впливом свердловини на отримані результати. Метод використовувався для уточнення літологічного складу порід, визначення підрахункових параметрів у комплексі з іншими методами.

Апаратура налаштовувалась у відповідності з інструкцією і градуювалась в ємності з водою опором $\rho_v^{18\text{C}}=5-25$ Омм. Прилади градуювались не рідше одного разу на місяць після кожного ремонту.

Радіоактивний каротаж (РК) записувався свердловинними приладами ДРСТ-1, ДРСТ-3, СРК в модифікаціях ГК, НГК. Запис ГК і НГК здійснювався по всьому стовбуру свердловини в масштабах 1:500 і 1:200 в продуктивній частині розрізу. Для дослідження використовувались плутоній-берилієві та полоній-берилієві джерела потужністю від $0,47 \cdot 10^7$ нейтронів/с до $1,4 \cdot 10^7$ нейтронів/с із довжиною зонда 60 см. Для запису кривої ГК використовувалися масштаби 0,072 пА/кг, 0,144 пА/кг (1 – 2 мкР/год) на 1 см, а для НГК– 0,05, 0,1; 0,2 ум.од/см. Коефіцієнт перерахунку кривих НГК – 3000 – 10000 (імп/хв)/ум.од. Швидкість реєстрації кривих РК складала 400 – 600 м/год, $\tau = 1,5 – 6$ с. Матеріали РК використовувалися для літологічного розчленування розрізу свердловин, їх кореляції, виділення колекторів, визначення глинистості, пористості і насиченості пластів.

Налаштування і вибір експлуатаційних режимів апаратури РК проводилися відповідно з інструкціями по наладці і експлуатації апаратури, а також згідно рекомендацій спеціалізованої ревізійної партії ДГП “Укргеофізика”. Еталонування апаратури радіоактивного каротажу проводилось кожного місяця та після ремонтів. Канал ГК еталонувався на спеціальній установці зі

стандартним еталоном згідно тимчасової інструкції по роботі з приладами, затвердженої 28.02.1977р і “Інструкції по гамма- каротажу свердловин при масових пошуках урану”, затвердженої Міністерством геології СРСР 12 березня 1981 р. Канал НГК еталонувався у баку з прісною водою та додатково в ППП-1. Стабільність роботи радіометричної апаратури перевірялася: по величинах інтенсивності радіоактивного поля від контрольного еталону після запису діаграм; по контрольних перекриттях в процесі дослідження розрізу свердловини; по контрольних перекриттях з попереднім заміром.

Акустичний каротаж (АК) проведений апаратурою АНКМ, СПАК-2М, СПАК-4, СПАК-6, АК-АГАТ. Апаратура забезпечує одночасну реєстрацію часу пробігу (T_1 і T_2) і амплітуд (A_1 і A_2) повздовжніх хвиль, інтервального часу (масштаб запису 20 мкс/см) і логарифму відношення амплітуд $A_1/A_2 = \tau$.

Порівняно з іншими методами оцінки пористості, АК має ряд переваг, з яких основна полягає в тому, що між його показами і коефіцієнтом пористості спостерігається лінійна залежність по всьому діапазону зміни пористості. Крім того, на покази АК мало впливає характер рідини, яка заповнює свердловину. Метод використовується для уточнення літологічного складу порід, кореляції розрізів і контролю якості цементування свердловин.

Комплекс методів ГК, НГК і АК є основним, на сьогодні, при літологічному розчленуванні розкритого бурінням розрізу та при визначенні коефіцієнтів пористості і оцінці ефективної товщини порід-колекторів.

Кавернометрія і профілеметрія проведені в масштабі діаметрів 1:500, 1:200 приладами КСП-2, СКС-4, СКПД.

Кавернометрія і профілеметрія використовувалися для:

- контролю технічного стану стінки свердловин в процесі буріння;
- розрахунку об'єму затрубного простору при цементуванні обсадних колон;
- кількісної інтерпретації методів ГДС (БКЗ, МБК, МК та ін.);
- виділення колекторів та уточнення їх ефективної потужності.

Термометрія проведена апаратурою ТР-7 з метою:

а) заміру температури промивної рідини у свердловині в процесі буріння з метою визначення температурного режиму роботи бурового інструменту та геофізичних приладів;

б) визначення висоти підняття цементу за колоною (ВЦК). Масштаб запису температур 0,25 – 0,5 °С на 1 см. Швидкість запису складала до 1000 м/год (при вимірі геотермічного градієнта до 800 м/год).

Інклінометрія виконана апаратурою КІТ з метою визначення координат стовбура свердловини в тримірному просторі. Крок замірів кутів і азимутів становив 25 м, а на перекриттях – 5 м. Дані інклінометрії оброблялися по програмі “ОПШУМ”. Дані вимірів кута і азимута використовувались для забезпечення буріння в заданому напрямку та при геологічних побудовах.

Акустична цементометрія записана апаратурою СПАК-4, СПАК-6, АК-АГАТ, яка дозволяє одночасно реєструвати параметри A_k , A_p і T_p для оцінки якості зчеплення цементного каменю з колоною, а в окремих випадках, з породою.

Крім цього, був виконаний великий об’єм геофізичних робіт з технічних, аварійних та інших питань, що не було передбачено ГТН, але необхідних при проведенні буріння та випробування свердловини.

Градування всіх приладів і апаратури, які використовувались при вивченні розрізів свердловин Прирічної площі, проводилось у відповідності з діючими інструкціями.

Контроль якості матеріалів ГДС здійснювався систематично за співставленням результатів на перекритих інтервалах розрізу і шляхом проведення в окремих випадках повторних замірів. Якість матеріалів ГДС дозволяє використовувати їх для визначення підрахункових параметрів.

Об’єм досліджень розрізів свердловин геофізичними методами наведено в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 - Об'єм досліджень розрізів свердловин геофізичними методами

№ свердловини	Інтервал пластів	1:500						1:200						Інклінометрія				
		Ст. каротаж	Кавернометрія	ГК	НГК	АКЦ	Термометрія	БКЗ	ПС	Кавернометрія	БК	ІК	МБК		МК	ГК	НГК	АК
1-Прирічна	5270-5303	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
3-Прирічна	4702-4822	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+

Виконаний комплекс геофізичних досліджень в свердловинах Прирічної площі в інтервалі підрахункового нижньовізейського під'ярусу нижнього карбону ("візейська плита").

Геофізичні дослідження розрізів свердловин проводилися у відповідності з "Галузевим стандартом України по проведенню геофізичних досліджень та робіт в нафтогазових свердловинах" та "Технічною інструкцією по проведенню геофізичних досліджень в свердловинах" в інтервалах, вказаних в геолого-технічних нарядах. Всі геофізичні дослідження проведено серійною свердловинною апаратурою. За цими матеріалами визначені всі параметри, необхідні для геолого-економічної оцінки запасів нафти і газу.

4.2 Кореляція розрізів свердловин, фізичні властивості колекторів, петрофізичні зв'язки та обґрунтування граничних значень геофізичних параметрів

4.2.1 Кореляція розрізів свердловин

Розрізи свердловин Прирічної площі виповнені четвертинними, неогеновими, палеогеновими, верхньокрейдовими, нижньокрейдовими, верхньоюрськими, середньоюрськими, тріасовими, нижньопермськими, відкладами верхнього карбону, а також відкладами московського та башкирського ярусів середнього карбону, серпухівського та візейського ярусів нижнього карбону. Колектори цих горизонтів, крім вапнякової нижньовізейської «плити», представлені піщано-алевролітовими породами.

На Прирічній площі утворення візейської «плити» виповнені карбонатними відкладами яблунівської та мошківської світ, рудівські радіоактивні шари, які залягають в покрівлі яблунівської і підшві мошківської світ, розмежовуючи їх, і є дуже добрим корелятивом.

Літологія пластів якісно оцінювалась за комплексом ознак кривих СК, ГК, НГК, кавернометрія.

До пісковиків відносились породи з середніми та високими від'ємними аномаліями $U_{\text{пс}}$; з низькою гама-активністю I_{γ} ; з підвищеними нейтронними параметрами; з середніми та підвищеними значеннями АК. До глинистих пісковиків та алевролітів відносились породи з незначними від'ємними амплітудами $U_{\text{пс}}$, підвищеними значеннями I_{γ} , нейтронні параметри нижчі, а ΔT вищі від пісковиків. Глинисті породи (глини та аргіліти) характеризуються такими параметрами: крива ПС, АК та ГК досягають максимальних значень («лінія глин»); крива НГК – мінімальних значень. Для вапняків (та інших щільних порід) крива $U_{\text{пс}}$ не виражена, має високі позитивні значення, до карбонатних (ущільнених і щільних) порід відносились пласти, які характеризуються низькими значеннями ГК та АК, високими НГК та максимальними електричними опорами.

Розріз кам'яновугільних відкладів свердловин Прирічної площі представлений такими породами, які по комплексу ознак чітко відрізняються між собою по фізичних властивостях (ПЕО, природної та наведеної радіоактивності, величиною ПС, пористістю та інше). Така відмінність фізичних властивостей дозволяє за рядом відомих ознак достатньо надійно вирішити задачу каротажу: розчленувати розкритий свердловиною розріз за літологічним складом (пісковики, алевроліти, глини, аргіліти, вапняки та ін.) та виділити характерні реперні пласти або пачки пластів, за якими є можливість простежити окремі горизонти від свердловини до свердловини. Такими реперами на свердловинах Прирічної площі є піщано-глиниста товща, малопотужні вапняки та аномально високі значення ГК.

Добре простежуються вапняково-глинисті породи башкирського ярусу середнього карбону (так звана “башкирська плита”). Крім того, надійним реперним горизонтом є вапнякові відклади нижньовізейського під'ярусу нижнього карбону (“нижньовізейська плита”), складеної органогенними вапняками з включеннями крем'яних порід з прошарками глинистих вапняків і аргілітів.

Розрізи свердловин Прирічної площі мають і інші характерні пласти і горизонти. Перериви в осадконакопиченні виділяються характерними аномально високими показами на кривій ГК

В дослідженому розрізі найбільш достовірним корелятивам були надані реперні індекси R1 – R5:

- Репер R1 розташований в покрівлі московського ярусу і приурочений до подошви вапняка.
- Репер R2 проведений по подошві водоносного пласта, розташованого на межі московського та башкирського ярусів.
- Репер R3 знаходиться в подошві карбонатної башкирської плити.
- Репер R4 проведено по покрівлі візейських глин.
- Репер R5 приурочений до перериву в осадконакопиченні, який виділяється характерними аномально високими показами на кривій ГК.

Підкреслимо, що основні геофізичні методи, які були використані, при кореляції розрізів, наступні: стандартний каротаж, радіоактивний каротаж (ГК, НГК), кавернометрія, а додаткові – методи БК та АК.

4.2.2 Фізичні властивості порід

Свердловиною №1-Прирічна розкрито глинисто-карбонатну плиту в інтервалі 5265-5303м, в якій перспективи на насичення вуглеводнями відсутні.

Свердловиною №3-Прирічна в інтервалі 4702-4822м розкрито карбонатний органогенний масив (візейська карбонатна “плита”) невизначеної будови з унікальним нафтогазоконденсатним покладом, який має високий конденсатний фактор, складність будови карбонатних резервуарів, дискретність розвитку колекторів в карбонатному масиві і неоднорідність їх флюїдонасиченості, а також нетрадиційний гідродинамічний режим покладів вуглеводнів.

На Прирічній площі продуктивні утворення нижньовізейської «плити», виповнені карбонатними відкладами, які віднесені до горизонтів В-24-25а, В-24-25б.

Промислова нафтогазоносність свердловини №3-Прирічна якраз і пов'язана із породами нижньовізейського під'ярусу нижнього карбону (карбонатна “плита”), де в процесі випробування в експлуатаційній колоні через фільтр, інтервал якого після ліквідації аварії лишився відкритим в інтервалі 4702-4712м отримано приплив газоконденсату на 7мм штуцері з початковими дебітами газу 64,54тис.м³/доб. Та конденсату 61,4м³/доб.

Вивчення фізичних властивостей цих продуктивних горизонтів проводилось на взірцях керну і геофізичними методами.

Вивчення кернавого матеріалу проводилося в лабораторії колекторів і пластових флюїдів ДГП об'єднання “Чернігівнафтогазогеологія”. В Прирічній св. №3 суцільний відбір керну виконати не вдалося через дуже велику розущільненість візейської „плити”. Великий відсоток виносу тут складає шлам. Таким чином, керном свердловина охарактеризована дуже слабо, хоча відбір керну був майже 90%, але винос не перевищував 10-12%, а, може, і менше через надмірну тріщинуватість порід. Складена нижньовізейська карбонатна “плита” органогенними вапняками з включеннями крем'яних порід з прошарками глинистих вапняків і аргілітів. В окремих кусочках керну і

шламу помітне насичення породи бітумом, часто спостерігається піритизація у вигляді окремих кристалів.

“Плита” має горбовидну форму двох’ярусної будови, і формувався, як вважають дослідники, на західному уступі піднесеного блоку, обмеженого з північного сходу крупним тектонічним розривом фундаменту. В його розвитку було виявлено декілька мікроциклів з незначними відмінностями літолого-фаціального складу порід.

У підшві Прирічного біогерму залягає карбонатно-глиниста окременіла товща, складена глинистими окременілими вапняками, вапнистими аргілітами та алевро-піщаною окременілою породою. Над нею відклалися світло- і темно-сірі вапняки, місцями з крупним зоодетритом, сильно перекристалізовані. Порода окременіла, сильно тріщинувата, тріщини різнонаправлені з переважанням субвертикальних відкритих і закритих.

За результатами використання сучасних програмних засобів та спеціальних методичних прийомів було встановлено, що тип колекторів нижньовізейської карбонатної плити переважно порово-тріщинний з пористістю по ГДС 4,5-6% , хоча в окремих інтервалах (4732-4750м, 4752-4760м) відмічається більш висока загальна пористість 7,2-12,1%, що свідчить про наявність порового (можливо порово-кавернового) колектора.

В результаті проведених петрографічних, палеонтологічних, екологічних та літолого-фаціальних досліджень вищеописаних осадків було зроблено висновок про те, що нарівні з трьома джерелами утворення цих порід в схилових відкладах на Прирічній площі, а саме:

а) біогенний масовий розвиток радіолярій, спікул губок та інших кремнієвих організмів;

б) за рахунок привнесення з вулканогенним попелом (утворення рудівських шарів супроводжувалося вулканічною діяльністю, про що свідчать домішки попелового матеріалу в останніх;

в) привнесення з глибинними флюїдами – неабияке значення при утворенні сіліцитів у рудівських шарах і загалом у візейській карбонатній „плиті” може мати і четверте джерело – за рахунок принесення з суші

кременистих елементів з теригенним матеріалом. В останній час вже є багато доказів того, що карбонатна „плита” – не є цілісним монолітним карбонатним тілом, а воно розбито переривами в осадконакопиченні і має канали, по яких через карбонатний бар’єр могли переноситися теригенні осадки і відкладатися в більш занурених частинах западини.

Серед схилових темно-сірих органогенно-детритових вапняків іноді зустрічаються пласти вапняків світло-сірого і білого кольору, чистих від глинистих домішок, тріщинуватих, брекчированих, сильно перекристалізованих, які складають органогенні споруди типу банок і біогермів і представляють інтерес як можливі вмістилища вуглеводнів, що ми і бачимо на Прирічній площі (свердловина №3).

4.2.3 Петрофізичні зв’язки

З причини відсутності лабораторних даних для побудови залежностей $R_{\Pi}=f(K_{\Pi})$, $R_{H}=f(K_{B})$ для карбонатних порід візейської карбонатної плити (горизонти В-24-25) з метою визначення коефіцієнтів пористості та газонасиченості були використані теоретичні залежності В.М. Дахнова для ущільнених, кристалічних вапняків та доломітів наведених в альбомі номограм і палеток для інтерпретації даних ГДС Б.Ю.Вендельштейна (рис.4.2, 4.3).

4.2.4. Обґрунтування граничних значень геофізичних параметрів

Залежності і граничні значення параметрів для карбонатних відкладів нижньовізейського під’ярусу нижнього карбону (горизонти В-24-25) Прирічного родовища також отримати утруднено з причини відсутності лабораторних даних, тому авторами кондиційні значення пористості та проникності взяті з літературних джерел (для карбонатних порід), а також прийнятих значеннях на сусідніх родовищах (Яблунівське, Свистунівське) і становлять $K_{\Pi}=5\%$, $K_{\Pi p}=0,3 \times 10^{-15} \text{ м}^2$, $K_{Hr}=50\%$.

4.3 Виділення колекторів, визначення ефективної товщини, пористості, газонасиченості

4.3.1 Ефективна товщина

Виділення і промислова оцінка колекторів, визначення ефективної товщини здійснюється шляхом комплексного аналізу даних МК, МБК, ПС, РК, АК, ІК, БК, кавернометрії.

Колектори виділялись по ряду ознак, які можна розділити на 2 групи:

- 1) якісні ознаки, ґруновані на більш високій проникності колекторів і наявності проникнення бурового розчину в пласт;
- 2) кількісні ознаки, тобто числові значення різних геофізичних і колекторських величин і параметрів, які відповідають межам колектор - неколектор.

Ефективність виділення колекторів за прямими якісними ознаками визначається не тільки особливостями структури порового простору, але і суттєво залежить від технологічних і геологічних факторів: репресії на пласт, властивостей промивальної рідини, інтервалу часу між розбурюванням і дослідженням розрізу, ефективної товщини колектора.

Основні якісні ознаки колектора, який розкривається з репресією на пласт, наступні:

1. Наявність проникнення фільтрату бурового розчину в пласт, яке встановлюється за даними методів БКЗ, МК, МБК. Водоносні і продуктивні пласти пісковиків відмічаються, в основному, двохшаровими кривими.

Пласти з проникненням фільтрату добре виділяються по співвідношенню опорів бокового та мікробокового методів.

2. Наявність додатніх прирощень на діаграмах мікрозондів.

Відомо, що ефективність мікрокаротажу знаходиться в прямій залежності від проникнення фільтрату в пласт і наявності на стінках свердловини глинистої кірки. Застосування глинисто-крейдянних і висококальцієвих бурових розчинів, які не сприяють її утворенню, а також конструктивні вади приладів МДО, зменшують ефективність методу при

виділенні колекторів. Однак в комплексі з іншими методами криві МК дають додаткову інформацію при вирішенні цієї задачі.

3. Наявність від'ємних аномалій ПС.

Метод самочинної поляризації в досліджуваному розрізі при виділенні колекторів не дуже ефективний, можливо через використання мінералізованої промивальної рідини.

4. Зменшення діаметра свердловини відносно номінального діаметру. Ознака, що не завжди спостерігається і досить часто пласти – колектори відмічаються номінальним діаметром або його збільшенням відносно номінального значення. В зв'язку з цим тільки по даній кривій ДС однозначно виділити колектор не завжди можливо.

5. Понижені значення природної радіоактивності на кривій ГК.

6. Підвищені значення на кривій нейтронного гама-каротажу.

Таким чином, ефективність кожного геофізичного методу при виділенні колекторів різна і змінюється в залежності від літолого-структурних особливостей порід, свердловинних умов та ін. Найбільш ефективними методами виявлення і оцінки колекторів є: АК, РК, БК, ІК, МК, МБК, БКЗ, кавернометрія.

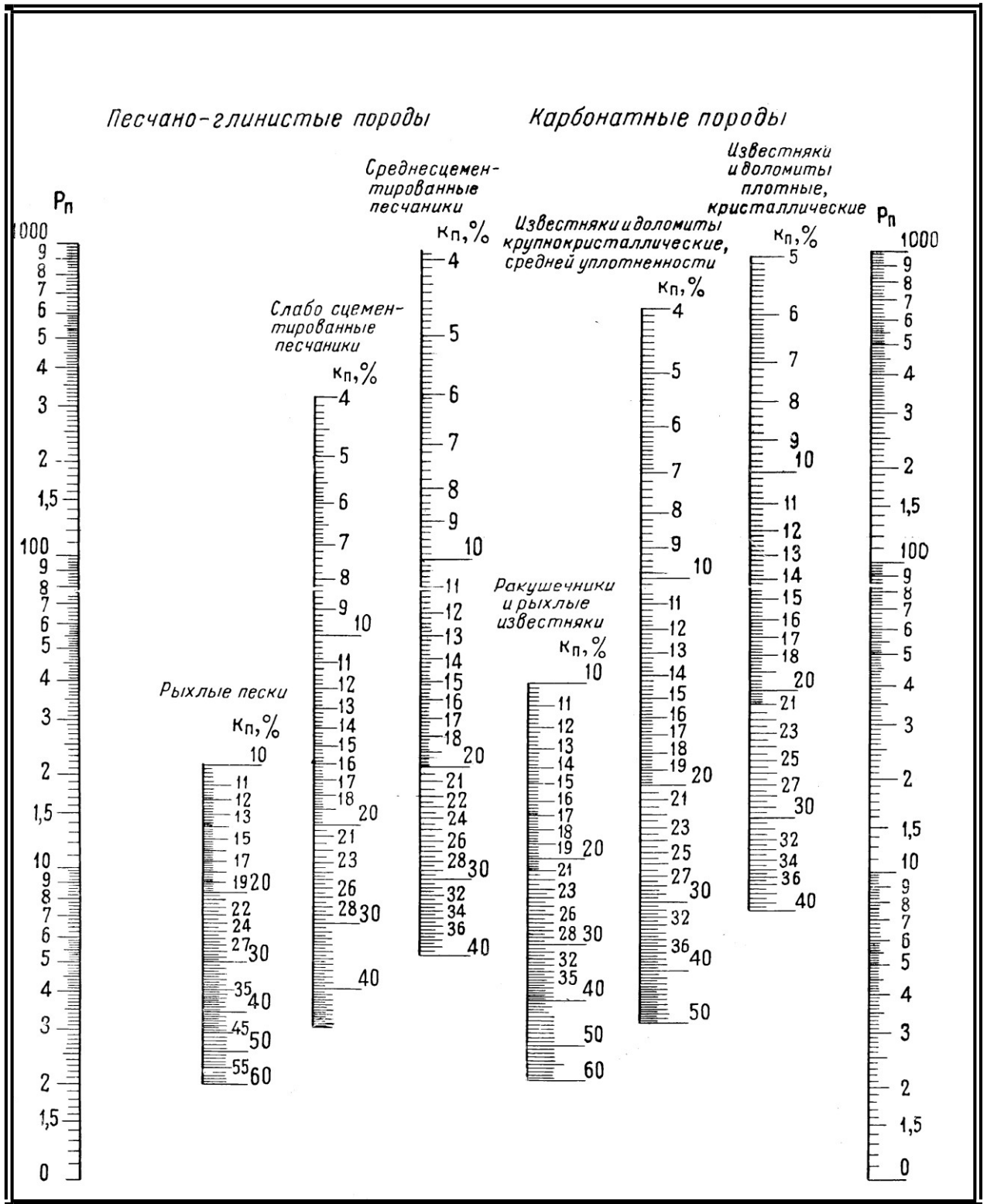


Рисунок 4.3 – Номограма для визначення параметра пористості по В.М. Дахнову (альбом Б.Ю.Вендельштейна – вапняки та доломіти)

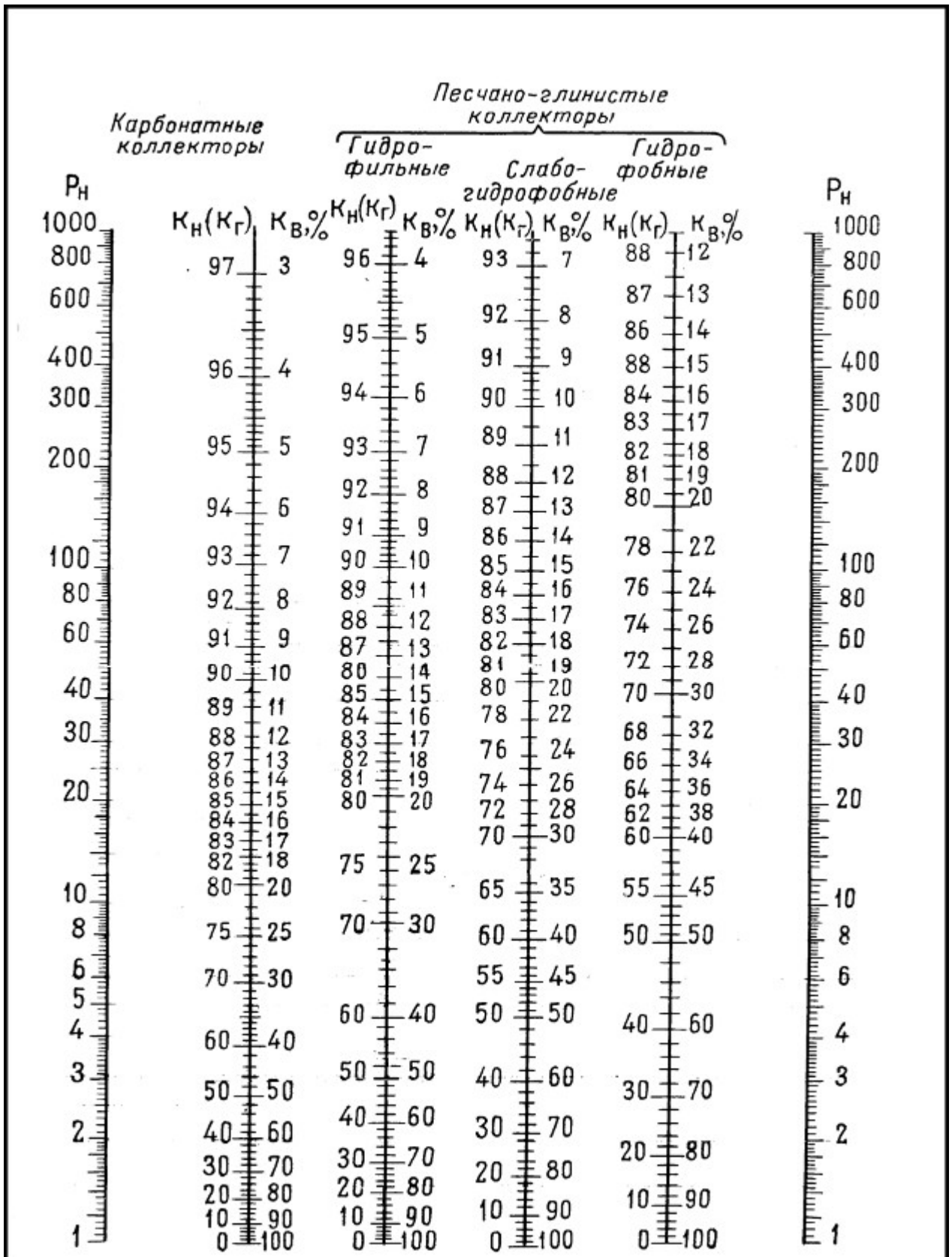


Рисунок 4.4 – Номограма для визначення газонасиченості по В.М. Дахнову (альбом Б.Ю.Вендельштейна - карбонатні породи)

Використання тільки якісних ознак для надійного виділення колекторів є не завжди достатнім в зв'язку з певною суб'єктивністю їх тлумачень, недостатньою кількістю геолого-геофізичної інформації та іншими факторами. По цій причині виділення в розрізі свердловин колекторів і визначення ефективних товщин здійснювалось в комплексі з кількісними критеріями. Для цього використовувались певні величини параметрів, які застосовувалися для розрахунку підрахункових параметрів: $\Delta T = 155 \text{ мкс/м}$, $\text{In}\gamma = 3,96 \text{ ум.од.}$

Пласт відносився до неколекторів у тому випадку, якщо він характеризувався як глиниста або щільна порода за більшістю перерахованих вище критеріїв, а також мав пористість нижчу критичної.

У випадку неоднозначної інтерпретації залучаються результати випробування об'єктів.

Таким чином, комплексне використання якісних і кількісних критеріїв дозволяє в розрізі продуктивних відкладів виділяти колектори визначати їх пористість та оцінювати характер їх насиченості.

4.3.2 Коефіцієнт пористості

В зв'язку з відсутністю вивченості за лабораторними зразками керну продуктивних горизонтів В-24, В-25 порід карбонатної нижньовізейської плити була вивчена можливість забезпечення повної характеристики колекторських властивостей по цих відкладах Прирічного родовища, використовуючи матеріали геофізичних досліджень.

Для вирішення цієї задачі використовувались акустичний і радіоактивний каротажі.

Для визначення коефіцієнта пористості K_p за даними АК використовувалося рівняння середнього часу:

$$K_p = \frac{\Delta T_{\text{пл}} - \Delta T_{\text{ск}}}{\Delta T_p - \Delta T_{\text{ск}}} \quad (4.1)$$

де $\Delta T_{\text{пл}}$, ΔT_p , $\Delta T_{\text{ск}}$ – відповідно інтервальний час поширення пружної хвилі по пласту, мінеральному скелету породи та рідині, яка заповнює пори.

Аналізуючи дані по сусідніх площах величина інтервального часу пробігу початку повздовжньої хвилі в скелеті породи для карбонатних відкладів

Приріченського родовища була прийнята рівною 155 мкс/м і Δt_p – 570-560 мкс/м, залежно від глибини.

Пористість заглинених вапняків визначалась по залежності $K_{п}=f(\Delta I_{п\gamma}, \Delta I_{\gamma})$, яка була встановлена для карбонатів Чутівського родовища (вона опробувана також на Мачухському і інших родовищах) і має вигляд (рис.4.4):

$$\ln K_{п}=3,5-3,1\Delta I_{п\gamma}-1,65\Delta I_{\gamma} \quad R=0,94, S=0,145 \quad (4.2)$$

Для визначення коефіцієнта пористості $K_{п}$ за даними НГК з літературних джерел було взято до використання рівняння, яке зв'язує покази методу НГК з пористістю вапняків і має вигляд :

$$K_{п}^{НГК} = -8,72 + 53,1/ИГК + 5,11/ИГК^2 \quad (4.3)$$

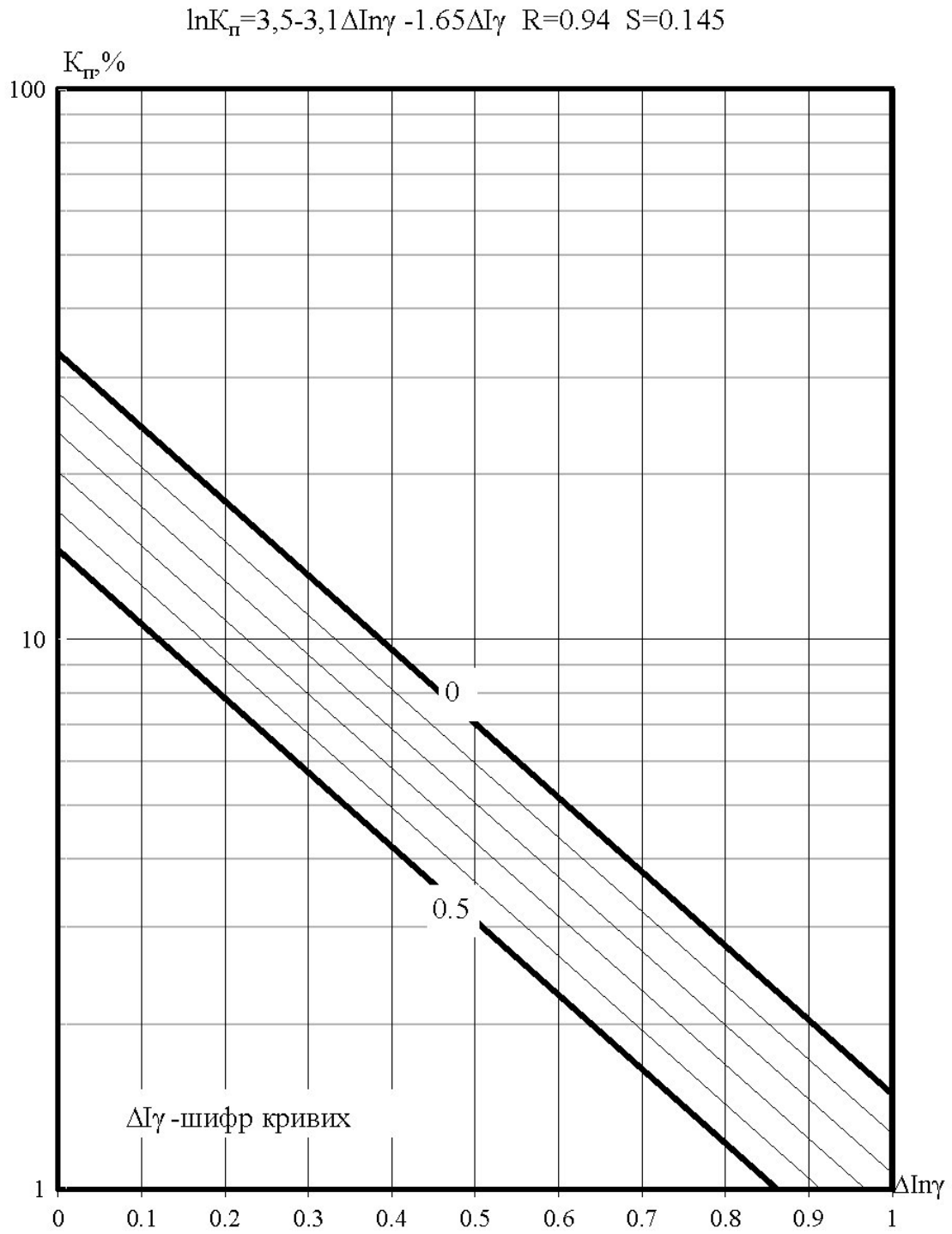


Рисунок 4.5 — Номограма для визначення пористості вапняків за даними ГК-НГК Чутівського, Свистунівського родовищ

4.3.3 Коефіцієнт нафтогазонасичення

Визначення коефіцієнта нафтогазонасиченості для карбонатних колекторів виконувався традиційним методом з використанням питомих електричних опорів продуктивних пластів і петрофізичних залежностей $R_{\Pi}=f(K_{\Pi})$ і $R_H=f(K_V)$, які наведені на рис. 4.2, 4.3.

Питомий електричний опір ПЕО пластів встановлювався за результатами методів БКЗ і БК з використанням відповідних палеток і методичних інструкцій. Питомий опір нафтогазоносного пласта при повному водонасиченні розраховувався по прийнятій величині пористості через відносний опір і питомий опір пластової води при температурі пласта.

$$r_{вп}=R_{\Pi} * r_{в}^t \quad (4.4)$$

де R_{Π} – відносний опір пласта;

$r_{в}$ – питомий опір пластової води, Омм.

Для продуктивних горизонтів В-24, В-25 карбонатної нижньовізейської плити питомий опір пластової води прийнято 0,015Омм (за текстом звіту).

Результати визначених геофізичних величин та підрахункових параметрів продуктивних пластів приведені в зведеній таблиці 4.3

Таблиця 4.3 - Зведена таблиця геофізичних величин та підрахункових параметрів продуктивних пластів свердловин Прирічної площі

№ п/п	Горизонт	Інтервали пластів, м	H _{пл.г} , м	H _{пл.д} , м	ДС, м	ρс, Омм	ρв, Омм	кФ, м	Г _γ , мкР/год	ΔГ _γ	І _{пл} , ум.од	Δ І _{пл}	ΔТ, мкс/м	K _{ак} ^п , %	K _{нк} ^п , %	K _{решети} ^п , %	Р _п	ρ _{пл} , Омм	Р _п	K _г ^{рп} , Омм	K _г ^{рп} , %	Літологія	Характер насичення	Результати вивчення
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
1-Прирічна																								
1	СІVІ В-224-25	5280,8-5286,0	5,2		0,210	0,07	0,014		5,0	0,07	3,96	0,82	170	3,7	5,0	3,7						вапняк	ущ.	
2		5286,0-5288,0	2,0		0,210	0,07	0,014		11,0	0,87	2,3	0,15	220	-	4,8	4,8						вапн. глин.	ущ.	
3		5288,0-5290,8	2,8		0,210	0,07	0,014		8,0	0,47	2,8			174	4,7		4,7						вапняк	ущ.
$I_{\gamma}^{\min}=4,5 \gamma (5283-5285\text{м})$										$I_{\gamma}^{\min}=2,00 \text{ ум. од. (5290-5291 м)}$														
$I_{\gamma}^{\max}=12 \gamma (5294-5295\text{м})$										$I_{\gamma}^{\max}=3,95 \text{ ум. од. (5283-5285 м)}$														
3-Прирічна																								
1	СІVІ В-24-25а	4701,6-4706,0	4,4	1,6	0,210	0,25	0,015	120	4,0	0,19	4,10	0,65	176	5,1	4,5	5,1	940	14,10	8,5	76	76	вапняк	гн.	Q _г =64,54т.м ³ /д Q _к =61,4м ³ /д
2		4707,0-4712,0	5,0	2,2	0,210	0,25	0,015	300	3,9	0,18	4,10	0,65	176	5,1	4,5	5,1	940	14,10	21,3	85	85	вапняк	гн.	
3		4713,2-4718,8	5,8	2,4	0,220	0,25	0,015	500	3,8	0,17	4,00	0,59	180	6,0	4,9	6,0	630	9,45	52,9	91	91	вапняк	гн.	
4		4718,8-4721,4	2,6	1,2	0,215	0,25	0,015	800	4,0	0,19	3,95	0,56	176	5,1	5,1	5,1	940	14,10	56,7	91	91	вапняк	гн.	
5		4726,0-4732,0	6,0	3,0	0,215	0,25	0,015	1200	3,0	0,10	3,70	0,41	180	6,0	6,0	6,0	630	9,45	127	94	94	вапняк	гн.	
6		4732,0-4744,4	12,4	4,2	0,210	0,25	0,015	120	2,0	0,00	3,50	0,29	195	9,6	6,9	9,6	230	3,45	34,8	88	88	вапняк	гн.	
7	С V В-24-25б	4744,4-4749,6	5,2	2,2	0,210	0,25	0,015	110	3,5	0,14	3,50	0,29	205	12,1	6,9	12,1	120	1,80	61,1	91	91	вапняк	гн.	
8		4749,6-4752,4	2,8	2,0	0,205	0,25	0,015	250	14,0	-	3,75	0,44	184	7,0	5,8	7,0	440	6,60	37,9	89	89	вапн. бітум	гн.	
9		4752,4-4755,4	3,0	2,0	0,210	0,25	0,015	300	5,0	0,29	3,40	0,24	200	9,0	7,3	9,0	250	3,75	80,0	92	92	вапняк	гн.	
10		4755,4-4756,4	1,0	0,4	0,205	0,25	0,015	130	15,5	-	3,50	0,29	185	7,2	6,9	7,2	430	6,45	20,2	85	85	вапн. бітмз	гн.	
11		4756,4-4759,2	2,8	1,4	0,205	0,25	0,015	80	2,0	0,03	3,50	0,29	190	8,4	6,9	8,4	290	4,35	18,4	84	84	вапняк	гн.	
12		4759,2-4763,0	3,8	1,6	0,210	0,25	0,015	125	14,0	-	3,90	0,53	180	6,0	5,2	6,0	630	9,45	13,2	82	82	вапн. бітмз	гн.	
13		4763,0-4766,0	3,0	1,8	0,210	0,25	0,015	450	6,5	0,43	4,20	0,71	176	5,1	4,2	5,1	940	14,10	31,9	88	88	вапняк	гн.	
14		4767,0-4770,0	3,0	1,4	0,205	0,25	0,015	250	3,5	0,14	4,00	0,59	180	6,0	4,9	6,0	630	9,45	26,5	87	87	вапняк	гн.	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
15		4771,0- 4773,0	2,0	1,0	0,210	0,25	0,015	150	3,9	0,18	4,20	0,71	200	10,8	6,9	10,8	160	2,40	62,5	91	91	вапняк	гн.	
16		4773,0- 4775,0	2,0	1,0	0,210	0,25	0,015	280	14,0	-	3,20	0,12	-	-	8,4	8,4	290	4,35	64,4	91	91	вапн. бітмз	гн.	
17		4775,0- 4780,8	5,8	2,4	0,210	0,25	0,015	380	3,0	0,10	3,80	0,47	180	6,0	5,6	6,0	630	9,45	40,2	89	89	вапняк	гн.	
18		4780,8- 4781,4	0,6	0,6	0,225	0,25	0,015	400	14,0	-	3,50	0,29	-	-	6,9	6,9	450	6,75	59,3	91	91	вапн. бітмз	гн.	
19		4781,4- 4783,0	1,6	0,6	0,210	0,25	0,015	450	4,0	0,19	3,60	0,35	176	5,1	6,4	5,1	940	14,10	31,9	88	88	вапняк	гн.	
												$I_{\gamma}^{\min}=2,0 \gamma (4732-4758\text{м})$												
												$I_{\text{н}\gamma}^{\min}=3,0 \text{ум.од.}(4743-4774\text{м})$												
												$I_{\gamma}^{\max}=12,5 \gamma(4842-4843\text{м})$												
												$I_{\text{н}\gamma}^{\max}=4,7 \text{ум.од.}(4759-4761\text{м})$												

ВИСНОВОК

У даній бакалаврській роботі розглядалось виділення пластів – колекторів Прирічного газоконденсатного родовища за даними геофізичних досліджень.

Дане родовище розташоване в межах Лохвицького району Полтавської області. Перші геолого-геофізичні дослідження проводились із 1960р, зокрема у 1965р було здійснено гравіметричну зйомку, за результатами якої створили тектонічну схему району. У 60-80рр в межах району виконувалися сейсмозвідувальні дослідження MBX і в результаті повторного аналізу матеріалів у 1986 р у візейських відкладах було виявлено Прирічну та Чаплинську структури.

Продуктивність Прирічного родовища пов'язана із відкладами мошківської світи верхньовізейського під ярусу нижнього відділу кам'яновугільної системи.

Найбільш важливе значення для пошуків нафти і газу мають вапняки другого літотипу – це частина біогерму, яка представлена світло-сірими та білими вапняками. В них і виявлені колектори. Згідно лабораторних досліджень керну, їх пористість варіюється у межах 13-20,7%. Це колектори складного типу, де суттєву роль відіграє тріщинна, гранулярна і кавернозна пористість.

Породами –покришками в межах родовища є глинисті утворення солохівської світи, які за даними вивчення керну представлені темно-сірими та чорними аргілітами.

Вивчення розрізу свердловин Прирічної площі проводилась малим комплексом ГДС у масштабі глибин 1:500, де був виконаний стандартний каротаж, метод самочинної поляризації (СП), кавернометрія-профілеметрія, гамма-каротаж, термометрія, акустична цементометрія. Також точково було виконано заміри інклінометрії.

В інтервалах перспективних у газоносному відношенні був виконаний деталізований комплекс ГДС у масштабі глибин 1:200 :

- бокове каротажне зондування (БКЗ)
- мікрокаротаж (МК)
- боковий мікрокаротаж (БМК)
- боковий каротаж (БК)
- індукційний каротаж (ІК)
- радіоактивний каротаж (РК) у модифікаціях ГК і НГК
- акустичний каротаж (АК, АКШ).

Узагальнюючи матеріали інтерпретації ГДС та аналізуючи дослідження керну на Прирічній площі, можна зробити наступні висновки:

- 1) комплекс геофізичних робіт був проведений із достатньою повнотою і задовільною якістю, що дає можливість детально вивчити розріз, літологію, зробити кореляцію продуктивної товщі, виділити пласти-колектори, визначити та обґрунтувати коефіцієнти пористості та газонасичення;
- 2) ефективні товщини продуктивних пластів виділені за результатами комплексної інтерпретації всіх наявних матеріалів із врахуванням встановлених граничних значень геофізичних параметрів, які тісно пов'язані із колекторськими та фізичними властивостями ;
- 3) пористість колекторів була визначена для всіх пластів по акустичному і радіоактивному методах. За основу приймався метод АК;
- 4) коефіцієнт газонасичення продуктивних пластів визначено методом опорів із використанням залежності $P_n=f(K_v)$;
- 5) підрахункові параметри продуктивних горизонтів Прирічного родовища, які одержані за даними промислово-геофізичних методів, детально характеризують пласти-колектори.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Коваль, Я. М. Обробка і інтерпретація даних ГДС : конспект лекцій. Ч. 3 / Я. М. Коваль, В. В. Федорів. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2021. – 138 с. – (Каф. нафтогазової геофізики).
2. Федак, І. О. Оптимізація комплексу геофізичних досліджень свердловин: курс. проектування / І. О. Федак, Я. М. Коваль. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2013. – 33 с.
3. Федоришин, С. Д. Елементна база геофізичних приладів: конспект лекцій / С. Д. Федоришин. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2021. – 185 с. – (Каф. нафтогазової геофізики).
4. Федорів, В. В. Алгоритмічна інтерпретація: конспект лекцій / В. В. Федорів. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2017. – 170 с. – (Каф. нафтогазової геофізики).
5. Федорів, В. В. Методика і технологія проведення ГДС та інтерпретація результатів: конспект лекцій. Ч. 1 / В. В. Федорів. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2003. – 113 с.
6. Федак, І. О. Вивчення розрізів свердловин : конспект лекцій / І. О. Федак, Я. М. Коваль. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2021. – 76 с. – (Каф. нафтогазової геофізики).