

*БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА*  
*БР.НЗ – 72.00.00.000 ПЗ*  
*Група НЗФ - 21 - 1*  
*Федоришин Дмитро Сергійович*  
*2025*

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу  
Міністерство освіти і науки

Факультет природничих наук  
Кафедра нафтогазової геофізики

Федоришин Дмитро Сергійович  
(прізвище, ім'я, по батькові)

УДК 550.834  
(індекс)

## БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

Виділення геофізичними методами продуктивних інтервалів у нафтогазових  
свердловинах на Північно-Західному шельфі Чорного моря  
(назва роботи)

Геологія нафти і газу, геофізика, геоінформатика, інженерна геологія та гідрогеологія  
(назва освітньої програми)

103 – Науки про Землю  
(шифр і назва спеціальності)

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

Здобувач освітнього ступеня Д. С. Федоришин  
(підпис, ініціали та прізвище здобувача освітнього ступеня)

Науковий керівник Федорів Володимир Васильович, к. геол. наук., доцент  
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Допущено до захисту  
Завідувач кафедри

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

**Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу**

(повне найменування закладу вищої освіти)

Факультет Природничих наук

Кафедра Нафтогазової геофізики

Освітній рівень перший (бакалаврський)

Спеціальність 103 – Науки про Землю  
(шифр і назва)

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

**Завідувач кафедри НГГ**

доцент, Федак І.О.

«   »     2025 року

**З А В Д А Н Н Я**

**НА БАКАЛАВРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ**

Федоришину Дмитру Сергійовичу

1. Тема роботи Виділення геофізичними методами продуктивних інтервалів у нафтогазових свердловинах на Північно-Західному шельфі Чорного моря.

керівник роботи Федорів Володимир Васильович, к. геол. наук., доцент,  
(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 15.06.2025р.

3. Вихідні дані до роботи Геолого-геофізична інформація досліджень порід-колекторів продуктивних горизонтів на Північно-Західному шельфі Чорного моря

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) ВСТУП. 1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОДОВИЩА, ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА РОДОВИЩ ПРИЧОРНОМОРСЬКОГО ШЕЛЬФУ. 2. ТЕХНОЛОГІЯ ПРОВЕДЕННЯ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН, МЕТОДИКА ТА РЕЗУЛЬТАТИ КОМПЛЕКСНОЇ ІНТЕРПРЕТАЦІЇ ОТРИМАНИХ МАТЕРІАЛІВ. 3. ВИДІЛЕННЯ ПРОДУКТИВНИХ ІНТЕРВАЛІВ ГЕОФІЗИЧНИМИ МЕТДАМИ .

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання \_\_\_\_\_ “01” березня 2025 року \_\_\_\_\_

**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

№ з/п	Назва етапів бакалаврської роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз літературних джерел	01.03.25-20.03.25	
2	Аналіз геологічної будови родовищ Причорноморського шельфу	21.03.25-10.04.25	
3	Обґрунтування проведених методів ГДС	10.04.25-20.04.25	
4	Аналіз результатів обробки геофізичних даних	21.04.25-30.04.25	
5	Виділення продуктивних горизонтів	01.05.25-20.05.25	
6	Оформлення пояснювальної записки та презентації	21.05.25-10.06.25	
7	Проходження процедури допуску бакалаврської роботи до захисту	11.06.25-20.06.25	

**Студент** \_\_\_\_\_  
( підпис )

**Федоришин Д. С.** \_\_\_\_\_  
(прізвище та ініціали)

**Керівник роботи** \_\_\_\_\_  
( підпис )

**Федорів В.В.** \_\_\_\_\_  
(прізвище та ініціали)

## АНОТАЦІЯ

Бакалаврська робота на тему: «Виділення геофізичними методами продуктивних інтервалів у нафтогазових свердловинах на Північно-Західному шельфі Чорного моря». містить 53 сторінки, 11 рисунків, 9 літературних джерел.

За результатами геофізичних досліджень свердловин можна вирішити наступні задачі: літолого-стратиграфічне розчленування розрізу свердловин, виділення пластів-колекторів та оцінка їх характеру насичення, встановлення колекторських властивостей порід-колекторів. Ефективне вирішення цих задач дозволяє більш точно здійснити підрахунок запасів на родовищах.

У бакалаврській роботі проведено аналіз літолого-тектонічної будови свердловин Північно-Західного шельфу Чорного моря, встановлено ефективність проведеного комплексу геофізичних методів та методики інтерпретації геофізичних даних.

Ключові слова: ЛІТОЛОГІЯ, СТРАТИГРАФІЯ, ТЕКТОНІКА, СТРУКТУРА, ПОКЛАД, СВЕРДЛОВИНА, НАФТА, ГАЗ, ГЕОФІЗИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН, ПЛАСТ КОЛЕКТОР, ЕФЕКТИВНА ПОТУЖНІСТЬ, ПОРИСТІСТЬ, НАСИЧЕННЯ, ГЛИНИСТІСТЬ.

## ANNOTATION

The bachelor's thesis on the topic: “Identification of productive intervals in oil and gas wells on the Northwest Black Sea shelf by geophysical methods”. contains 53 pages, 11 figures, 9 references.

Based on the results of geophysical surveys of wells, the following tasks can be solved: lithological and stratigraphic dissection of the well section, identification of reservoir formations and assessment of their saturation character, and determination of reservoir properties of reservoir rocks. The effective solution of these tasks allows for a more accurate calculation of reserves in the fields.

The bachelor's thesis analyzes the lithological and tectonic structure of wells in the Northwest Black Sea shelf, and establishes the effectiveness of the complex of geophysical methods and methods of geophysical data interpretation.

Keywords: LITHOLOGY, STRATIGRAPHY, TECTONICS, STRUCTURE, RESERVOIR, WELL, OIL, GAS, GEOPHYSICAL SURVEYS OF WELLS, RESERVOIR FORMATION, EFFECTIVE CAPACITY, POROSITY, SATURATION, CLAY.

## Зміст

Вступ. ....	7
1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОДОВИЩА, ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА РОДОВИЩ ПРИЧОРНОМОРСЬКОГО ШЕЛЬФУ. ....	9
1.1 Фізико-географічна характеристика району. ....	10
1.2 Історія геологічної вивченості та розвідки шельфу. ....	10
1.3 Гідрометеорологічні і кліматичні умови. ....	11
1.4 Стратиграфія осадових комплексів Північно-західного шельфу Чорного моря ....	11
1.5 Тектоніка. ....	29
2 ТЕХНОЛОГІЯ ПРОВЕДЕННЯ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН, МЕТОДИКА ТА РЕЗУЛЬТАТИ КОМПЛЕКСНОЇ ІНТЕРПРЕТАЦІЇ ОТРИМАНИХ МАТЕРІАЛІВ. ....	32
2.1 Методика і технологія проведення вимірів промислово-геофізичних методів ....	32
2.1.1 Стандартний електричний каротаж ....	32
2.1.2 Бокове каротажне зондування ....	33
2.1.3 Боковий каротаж ....	35
2.1.4 Радіоактивний каротаж. ....	37
3 ВИДІЛЕННЯ ПРОДУКТИВНИХ ІНТЕРВАЛІВ ГЕОФІЗИЧНИМИ МЕТДАМИ. ....	42
ВИСНОВКИ. ....	51
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ. ....	52

**ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ**

СК	– стандартний каротаж;
БКЗ	– бокове каротажне зондування;
БК	– боковий каротаж;
МК	– мікрокаротаж;
БМК	– боковий мікрокаротаж;
ІК	– індукційний каротаж;
АК	– акустичний каротаж;
ГК	– гамма-каротаж;
НГК	– нейтронний-гамма каротаж;
КВ	– кавернометрія;
ГДС	– геофізичні дослідження свердловин;
ДДЗ	– дніпровсько-Донецька западина;
$K_{\text{гл}}$ ,	– коефіцієнт глинистості;
$K_{\text{пр}}$ ,	– коефіцієнт проникності;
h, м	– товщина;
$\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	– густина нафти, газу, води;
$K_n$ ,	– коефіцієнт пористості;
$K_n$ ,	– коефіцієнт нафтонасиченості;
ВНК	– водонафтовий контакт;
НГВП	– нижня границя встановлення продуктивності.

## Вступ

**Актуальність теми.** В даний час ні одна із галузей виробництва, сільського господарства, хімічної промисловості, військового виробництва не може працювати та розвиватися без використання корисних копалин, зокрема нафти і газу. Економічний стан держави в дуже великій мірі залежить від енергоносіїв, видобутку нафти і газу, а також експорту з інших країн. Для подальшого розвитку нафтової і газової промисловості є необхідність постійно збільшувати обсяги пошуково-розвідувальних робіт на нових площах, у тому числі і на шельфі Чорного моря. Розвідування нових родовищ на Північно-Західному шельфі чорного моря може нам дозволити повністю позбутися залежності від експорту нафти і газу з інших країн. Для того щоб спланувати видобуток даних корисних копалин потрібно мати достовірні дані про запаси нафти і газу на Чорноморському шельфі.

**Мета і завдання.** Метою роботи являється виділення продуктивних горизонтів геофізичними методами на Чорноморському шельфі. Обґрунтувати комплекс проведених методів геофізичних досліджень, інтерпретації геофізичних даних.

Для успішного вирішення даної задачі нам необхідно провести та розкрити детальний аналіз геологічної будови Північно-Західного шельфу Чорного моря.

**Метод дослідження.** Польові, промислові та лабораторні геофізичні дослідження проведені на Північно-Західному шельфі Чорного моря.

**Отримані результати та їх новизна** – У даній бакалаврській роботі проаналізовано геофізичні методи які проводилися на родовищах шельфу Чорного моря. Обґрунтовано їх ефективність в процесі виділення пластів колекторів та продуктивних горизонтів, а також запропоновано до комплексу геофізичних робіт додати додаткові методи для більш точного виділення продуктивних пластів.

**Структура та обсяг роботи.** Бакалаврська робота складається зі вступу, 3 розділів, висновку, переліку використаних джерел із 9 найменувань. Повний обсяг бакалаврської роботи – 53 сторінки друкованого тексту комп’ютерного набору, ілюстрованого 11 рисунками.

## 1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО РОДОВИЩА, ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА РОДОВИЩ ПРИЧОРНОМОРСЬКОГО ШЕЛЬФУ

На даний час в промисловій розробці на шельфі Чорного моря знаходиться чотири родовища : Голіцинське, Штормове, Шмідта, і Архангельське. Прогнозовані запаси вуглеводню на шельфі Чорного моря оцінюються в 550 млн.т. умовного палива. На Північно-Західному шельфі Чорного моря геофізичними методами виявлено біля сорока структур. У фонді підготовлених до глибокого буріння знаходиться дванадцять структур.

Архангельське газове родовище розташовано в північно-західній частині Чорного моря в координатах 45°20' ПнШ, 31°51' СД в 55 км. в нейтральних водах. Глибина моря коливається в межах 50–54 м.

Через родовище проходить траса газопроводу від промислової експлуатації Штормового газоконденсатного родовища, що дозволяє підключити його до єдиної системи збору і транспорту газу до споживача. До морського Голіцинського родовища, що знаходиться в стадії розробки, - 45 км.

Голіцинське нафтогазоконденсатне родовище розташоване в північно-західній частині шельфу Чорного моря. Найближчою ділянкою суходолу є Тендерівська коса, яка розташована на відстані 50 км на північ від району робіт. Кримський берег розташований на відстані 60 км. Одеса розташована на відстані 125 км від району розташування газових свердловин. Відстань до морського Штормового родовища, що знаходиться в стадії розробки - 50 км (рис. 1.1).

Основними великими промисловими центрами, які знаходяться у відносній близькості від даних родовищ, є Херсон, Миколаїв, Одеса. Селище Чорноморське, де розміщена промбаза і порт виробничого об'єднання "Чорноморнафтогаз", знаходиться на відстані 70 км.



Рис. 1.1 - Оглядова карта

### 1.1 Фізико-географічна характеристика району

Голицинське нафтогазоконденсатне родовище знаходиться в помірноконтинентальній зоні, яка характеризується м'якою вологою зимою і теплим літом. Середня температура січня 2.6-3°C, літом температура підвищується до 32°C. В січні-лютому температура повітря на протязі декількох діб може знижуватись до мінус 5-10°C. Середньорічна вологість складає приблизно 60 – 70 %.

### 1.2 Історія геологічної вивченості та розвідки шельфу

Початок вивчення геологічної будови північно-західної частини акваторії Чорного моря відноситься до 1957 р. з проведення рекогносцировочних гравіметричних і сейсмічних робіт. На основі цих робіт вперше отримані дані про будову осадового чохла і орієнтовні дані про рельєф фундаменту.

За період 1964-1970 р.р. вивчений структурний план неогенових і палеогенових відкладів акваторії моря і виявлений ряд локальних підняттяв. В результаті буріння розвідувальних свердловин на Архангельському родовищі були виявлені запаси газу в відкладах нижнього неогену і майкопа по категорії С1+С2 в об'ємі 9284 млн. м<sup>3</sup>. Основні поклади газу зосереджені в покладі М-V Майкопської серії, які закладені в основу проекту дослідно-промислової експлуатації. Поклад пачки М-V відноситься до пластово-склепінної. Умовний

газоводяний контакт прийнятий по нижніх отворах перфорації в свердловині №2 на абсолютній відмітці мінус 908м. Розмір 10×4,75 км.

### **1.3 Гідрометеорологічні і кліматичні умови**

За кліматичними особливостями Північно-Західна частина Чорного моря відноситься до помірно-континентальної зони. Кількість річних опадів складає 300 мм. Льодових покриттів в районі родовищ, як правило, немає. Однак в особливо суворі зими можлива поява крижаного покриття і крижаних зсувів. В такі зими необхідно передбачити чергування криголамних суден.

### **1.4 Стратиграфія осадових комплексів Північно-західного шельфу Чорного моря**

Крейдові та палеогенові відклади відіграють основну роль в будові північно-західного шельфу Чорного моря. З відкладами палеогену пов'язана абсолютна більшість покладів відкритих на сьогодні родовищ, а крейдові, зокрема нижньокрейдові, відклади розглядаються у якості основного перспективного комплексу. В стратиграфії цих відкладів існує велика кількість проблем, які у практичній площині трансформуються у неоднозначність стратиграфічного розчленування розкритих свердловинами розрізів, їх кореляції, а отже і побудови геологічних моделей пошукових об'єктів та родовищ вуглеводнів. З метою вирішення основних проблем стратиграфії крейдових та палеогенових відкладів був здійснений аналіз наявних даних з цієї проблеми, виконано їх перегляд та проведено вивчення первинного кернового матеріалу (літології порід, мікрофауни) з розрізів свердловин, які максимально повно охарактеризовані керном. Таким чином, були переінтерпретовані матеріали з стратиграфії крейди та палеогену морських свердловин. Для кореляції цих відкладів були палеонтологічно досліджені також зразки з розрізів ряду ключових свердловин суходолу. За результатами досліджень була створена база палеонтологічних даних у формі каталогу. На підставі виконаних біостратиграфічних досліджень була виконана детальна стратифікація розрізів

та розроблено нові уніфіковані варіанти стратифікації крейдових та палеогенових відкладів північно-західного шельфу.

### Крейда

Крейдові відклади на шельфі Чорного моря і прилеглих територіях поширені майже повсюди, крім центральної частини Гірського Криму і деяких піднять Рівнинного Криму. Вони складені нижнім і верхнім відділами, які суттєво відрізняються за складом і поширенням порід.

### Нижня крейда

Відклади нижньої крейди на українському північно-західному шельфі Чорного моря представлені баремськими, аптськими і альбськими ярусами.

### Баремський ярус

Найбільш древніми крейдовими відкладами, що розкриті в західній частині Чорноморського шельфу є верхньобаремські. Вони пройдені свердловиною Олімпійська-3, яка розташована на Крайовому уступі, і мають потужність 628 м. Згадана свердловина не розкрила розріз цих відкладів на повну потужність (рис. 1.2).

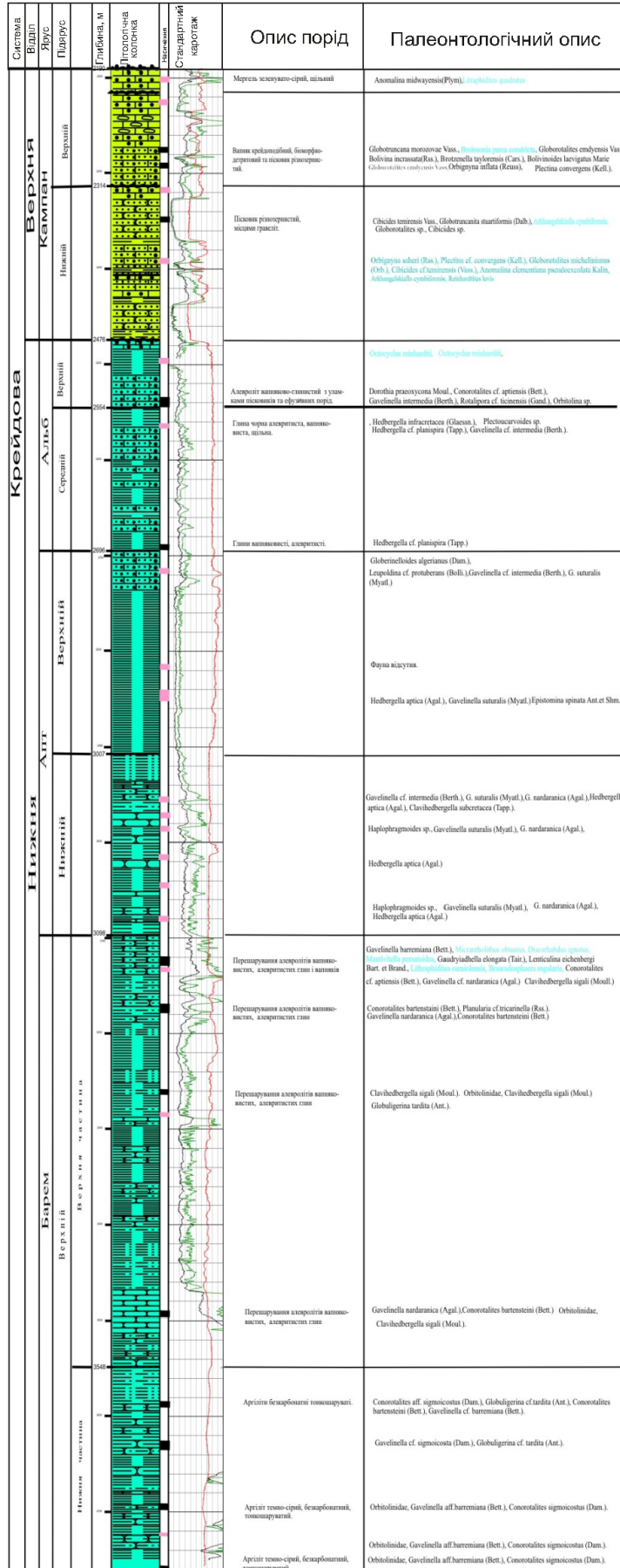


Рис. 1.2 - Стратифікація крейдових відкладів розрізу св. Олімпійська-3

Нижня частина верхнього барему (інт. 3548-3748 м) складена тонкошаруватими безкарбонатними аргілітами. В них виявлено збіднілий, поганої збереженості комплекс форамініфер, стінка черепашок яких заміщена кременистим матеріалом: *Conorotalithes cf. bartensteini* Bett., *C. aff. sigmoicostus* Dam, *Gavelinella cf. barremiana* Bett., *Lamarcina cf. lamplugi* (Scherl.), *Ophthalmidium cf. gaultinum* Dam, *Quinqueloculina minima* Tapp., *Globuligerina cf. tardita* (Ant.), з яких останній є зональним.

Верхня частина верхнього барему (інт. 3098-3555 м) – це перешарування вапнякових алевролітів, вапнякових алевритових глин і алевритових вапняків. Виявлений в породах комплекс дрібних форамініфер дуже збіднілий. Найчастіше зустрічаються представники родини *Orbitolinidae*. З характерних пізньобаремських форм присутні *Lenticulina cf. eichenbergi* Bart. et Brand., *Globuligerina tardita* (Ant.), *Gavelinella barremiana* Bett. Крім форамініфер в розрізі зустрічаються залишки макрофауни *Pinna sp.*, і пізньобаремський нанопланктон: *Micrantholithus obtusus*, *Discorhabdus ignotus*, *Manivitella pematoidea*, *Lithraphidites carniolensis*, *Braarudosphaera regularis*, *Nannocomus sp.* В верхній частині розрізу зустрічаються залишки вуглефікованої деревини і тонкі прошарки бітумоїдів.

В алевритистих відмінах баремських аргілітів, алевролітах і вапняках зустрінуті представники крупних форамініфер – *Orbitolinidae*, для яких притаманний спосіб життя на мілководді. Подібні до описаних в Олімпійській свердловині, баремські і аптські відклади не відомі на північному чорноморському шельфі Румунії, але зустрічаються спорадично на окремих ділянках Істрійської западини, де вони представлені кварцовими пісковиками з включенням темно-сірих мергелів і алевритистих глин з потужністю не більше 50 м.

В Рівнинному Криму відклади верхнього барему - калінінська світа - складені континентальними строкатими і сірими пісковиками, а також глинистими алевролітами, аргілітами з проверстками гравелітів. Стратотовий розріз світи розкривається св. Тетянівська-5 (інт. 4518-4605 м), біля села

Калініно. Пізньобаремський вік цих відкладів підтверджується споро-пилковим комплексом з *Schizaeaceae* -13 %, *Glicheniaceae* – 4 %, *Classopolis* – 30 %. В межах України і Молдови дещо більш подібні до баремських відкладів Олімпійської свердловини одновікові породи верхньої частини валя-пержійської світи Переддобрудзького прогину. Стратотиповий розріз світи розкривається св. 238 (інт. 527-760 м), яка розташована в центральній частині межиріччя Прут-Дністер біля с. Валя-Пержій-Ноуе. Відклади цієї світи представлені строкатими глинами, пісковиками, алевролітами та вапняками морського походження і містять фауну *Lopha cos* Kou, *Panope akuschaensis* Mordv., *Choffatella decipiens* (Sohlumb.). Світа з перервою залягає на комратській, що вважається беріас-валанжинською і незгідно перекривається шаганінською світою аптського віку.

В.Г.Дулуб умовно відносила до валанжин-барему пісковики розкриті свердловиною Прадніпровська-2 (інт. 2150-2190 м) на підставі знахідок форамініфер *Buccicrenata condensa* Dulub, *Melathrokerian aff. spirialis* Gorb., *Stomatostecha* sp. ind. На території Переддобружжя неокомські відклади умовно виділені в комратську світу (стратотип світи – св. 136-М, інт. 670-770 м, біля с. Баймаклія). На півночі румунського шельфу неокомських відкладів не встановлено. Вони описані лише в Істрійській западині, де представлені потужною товщею чорних глин, ймовірно, озерно-морського походження.

#### Аптський ярус

Фауністично охарактеризовані відклади апту на північно-західному шельфі Чорного моря розкриті свердловиною Олімпійська-3.

Аптські відклади в цій свердловині пройдені в інтервалі глибин 2696-3098 м. Вони представлені двома під'ярусами – нижнім і нижньою частиною верхнього. Нижній під'ярус (інт. 2907-3098 м) складений вапняковими глинами, алевролітами і вапняками з форамініферами *Gavelinella suturalis* (Myatl.), *Hedbergella aptica* (Agal.). Нижня частина верхнього під'ярусу (інт. 2696-2907 м) представлена тонким перешаруванням алевритистих глин і глинисто-вапняковистих алевролітів. В них визначені форамініфери: *Gavelinella* cf.

*intermedia* (Berth.), а також *Leupoldina* cf. *protuberans* (Bolli), *Globigerinelloides algerianus* (Dam), що є зональними для середньої частини верхнього апту. У верхній частині розрізу зустрічаються численні представники *Orbitolinidae*.

Найбільш подібними до описаних є одновікові відклади шаганінської товщі Переддобружжя, які представлені кварц-глауконітовими пісковиками, органно-детритовими вапняками і конгломератами. Стратотип товщі - Саратська св. 360, інт. 770-819 м. Належність цих відкладів до апту обґрунтована знахідками типової аптської мікрофауни – *Palorbitolina lenticularis* (Blumb.) та *Discorbis barremicus* Mjatl.

В Рівнинному Криму відклади апту представлені донузлавською і каштанівською світами. Донузлавська світа (стратотип – св. Західно-Октябрьська-31, інт. 3167-3191 м, біля с. Ведмеже) складена морськими прибережними сіроколірними пісковиками і алевролітами з проверстками глин, аргілітів, рідше гравелітів та вапняків. Характеризується багатим комплексом макро- і мікрофауни нижньоаптського віку: *Aconeceras nisum* Orb., *Deshagestes* sp., *Choffatella decipiens* Schlumb., *Palorbitolina lenticularis* Blumb. та ін. Каштанівська світа (стратотип - св. Каштанівська -3, інт. 2838-3130 м) складена аргілітами з проверстками і лінзами алевролітів, місцями пісковиками з глинистими сидеритами. Характерна фауна – *Hypacanthoplites nolaniformis* (Natzk), *H. jacobi* Coll. і форамініфери верхнього апту, що вказують про верхню частину верхнього під'ярусу (клансей).

#### Альбський ярус

Відклади альбу на північно-західному шельфі Чорного моря і прилеглих територіях мають досить значне поширення. Вони трансгресивно перекривають більш давні породи і представлені теригенно-карбонатними утвореннями, рідше аргілітами і глинами. Їх потужність зростає в південному напрямку від кількох до 530 м в розрізі св. Десантна-1. В покрівлі відкладів згідно, або з перервою, залягають утворення сеноману, рідше більш молоді породи. Проведений нами перегляд і ревізія досліджених раніше матеріалів дозволили більш детально з'ясувати будову цих відкладів.

Вперше для українського сектору північно-західного шельфу Чорного моря виявлена і фауністично обґрунтована присутність утворень середнього і верхнього альбу, які до останнього часу помилково вважалися юрськими. На думку окремих дослідників відклади цієї частини альбу започатковують новий „евксинський” етап розвитку Чорноморського басейну. При палеонтологічній характеристиці стратону вперше звертається увага на присутність в ньому крупних форамініфер *Orbitolinidae*, *Spirocyclinidae* і *Cyclolinidae*. Вони характеризують мілководні умови і досі на території України вважалися характерними лише для ургонської фації барем-апту. Нашими дослідженнями встановлюється присутність цих форм в альбських, сеноманських, частково сантонських і нижньокампанських відкладах Південної України. За межами України вони широко представлені в розрізах південної частини області палеоокеану Тетіс (Італії, Іспанії, Північній Африці, а також Аравійському півострові), де вони також пов’язані з мілководними фаціями.

В межах української частини північно-західного шельфу Чорного моря альбські відклади розкриті більш ніж 10 свердловинами (Олімпійська-1, Олімпійська-3, 4, Безіменна-2, Десантна-1, Іллічівська-2, Євпаторійська-2, Південно-Голіцинська-3, Гамбурцева-2). Більшість з цих свердловин не вийшла з означених відкладів.

В св. Олімпійська-1, розташованій на Крайовому уступі відклади альбу розкриті в інтервалі глибин 2476-2696 м. Вони представлені середнім і верхнім під’ярусами. Середньоальбські відклади встановлені в розрізі цієї свердловини в інтервалі глибин 2554-2696 м. Вони з перервою залягають на верхньоаптських і складені глинами. Середньоальбський вік відкладів визначений за характерними форамініферами: *Gavelinella* cf. *intermedia* (Berth.), *Hedbergella* cf. *planispira* Tapp.

Верхньоальбські відклади в цій свердловині пройдені в інтервалі глибин 2476-2554 м і представлені вапнисто-глинистими алевролітами з уламками пісковиків і ефузивних порід; згідно залягають на середньоальбських і з розмивом покриваються нижньокампанськими. У відкладах виявлені:

*Schackoina* cf. *gandolfii* (Reich.), *Rotalipora* cf. *ticinensis* (Gand.), *Flabellamina* sp., *Orbitolina* sp., і нанопланктон: *Octocyclus reinhardtii*, *Braarudosphaera bigelowii*, *Tranolithus minimus*, *Zeugrhabdotus diplogrammus*, за якими визначено пізньоальбський вік порід.

Свердловина Десантна-1, що розташована в склепінні Десантної структури, розкрила верхньоальбські відклади в інтервалі глибин 2598-3120 м, де вони представлені перешаруванням пісковиків, вапняків і аргілітів (рис. 1.3). В інтервалі глибин 2693-2695 м спостерігається проверсток літокристалічних туфітів. Відклади містять аглютиновані і секретійні форамініфери пізнього альбу: *Rotalipora appeninica* (Renz), *R. ticinensis* Gand, *R. subticinem* зонам. Майже по всьому інтервалу присутні *Orbitolinidae*. Відклади верхнього альбу в цій свердловині узгоджено перекриваються нижньосеноманськими. Вибосм свердловина зупинена у відкладах верхнього альбу.

Система		Відділ		Ярус		Підярус		Глибина, м	Літологічна колонка	Насичення	Стандартний каротаж	Опис порід	Палеонтологічний опис
Крива		Верхній		Нижній		Середній							
		Маяс-трист						2280				Вапняк білий крейдоподібний.	<i>Globotruncana stuarti</i> (Lapp.), <i>Bolivina incrassata crassa</i> (Reuss), <i>Bolivinoidea draco</i> (Mars), <i>Globotruncana conica</i> Whik., <i>Umbonitina trifida</i> .
								2300				Вапняк білий крейдоподібний.	<i>Angulogavelinella stellaria</i> Vass., <i>Brotzenella menneri</i> (Kell.).
								2350				Алевроліт вапняковий.	<i>Globotruncana</i> cf. <i>fornicata</i> Plum., <i>Brotzenella</i> cf. <i>cayeuxi</i> (Lapp.).
								2368				Алевроліт сірий слабо вапняковистий.	<i>Rotalipora appenninica</i> (Renz.), <i>Hedbergella infracretacea</i> Glaessn., представники Orbitolidae.
								2400				Алевроліт темно-сірий до чорного, крем'янилий, дрібнозернистий.	<i>Rotalipora gandolfii</i> Luterb. et P.silic, <i>R. appenninica</i> (Renz.), Радіолярії, представники Orbitolidae, Spirocyclinidae та Miliolidae.
								2500				Вапняк темно-сірий, місцями білий (плямистий), в нижній частині темно-сірий пісок з глауконітом.	<i>Rotalipora appenninica</i> (Renz.), Радіолярії.
								2500				Вапняк глинистий світло-сірий, піскуватий, гравійний.	<i>Gartnerago segmentatum</i>
								2566				Вапняк глинистий світло-сірий, піскуватий, гравійний.	<i>Rotalipora</i> aff. <i>ticinensis</i> (Gand.), <i>R. appenninica</i> (Rens.), Велика кількість грубо-гранульованих Orbitolidae, Spirocyclinidae та інш.
								2600				Вапняк темно-сірий до чорного	<i>Rotalipora</i> aff. <i>ticinensis</i> (Gand.), Велика кількість грубо-гранульованих Orbitolidae, Spirocyclinidae та інш.
								2700				У верхній частині - літокристалічні туфити, в нижній - пісок темно-сірий, глинисто-вапняковистий.	Уламки Orbitolidae.
								2700				Пісок темно-сірий, глинисто-вапняковистий.	Уламки Orbitolidae.
								2800				Пісок темно-сірий, глинисто-вапняковистий.	<i>Schackoina</i> cf. <i>moliniensis</i> Reich, представники Orbitolidae, Spirocyclinidae
								2900				Пісок темно-сірий, глинисто-вапняковистий. Аргіліт чорний слюдистий.	<i>Rotalipora ticinensis</i> (Gand.), представники Orbitolidae, Spirocyclinidae та Miliolidae. <i>Rotalipora</i> aff. <i>ticinensis</i> (Gand.), <i>Gavelinella</i> cf. <i>biinvoluta</i> (Mjatl.). Численні представники дрібних Orbitolidae, поодинокі Radiolaria і Miliolidae.
								3000				Вапняк темно-сірий з включеннями білого з глауконітом та домішкою темноколірних мінералів.	В комплексі фауни переважають Orbitolidae і інші крупні аглютиновані форамініфери. <i>Biticinella</i> aff. <i>breggiensis</i> (Gand.)
								3000				Вапняк темно-сірий з включеннями білого з глауконітом та домішкою темноколірних мінералів.	<i>Tritaxia piramidata</i> (Rss), <i>Flabelamina</i> sp., <i>Trochammina</i> aff. <i>welteri</i> Steick., Orbitolidae.
								3100				Аргіліт темно-сірий до чорного, масивний, щільний, міцний, тріщинуватий, місцями алевролітний.	Збіднілий комплекс форамініфер: <i>Rotalipora</i> aff. <i>ticinensis</i> (Gand.), <i>Hedbergella trocoidea</i> (Gand.)
								3100				Аргіліт темно-сірий до чорного, масивний, щільний, міцний, тріщинуватий, місцями алевролітний.	Збіднілий комплекс форамініфер: <i>Rotalipora</i> aff. <i>ticinensis</i> (Gand.), <i>Hedbergella trocoidea</i> (Gand.)
								3100				Аргіліт темно-сірий до чорного, масивний, щільний, міцний, тріщинуватий, місцями алевролітний.	Збіднілий комплекс форамініфер: <i>Rotalipora</i> aff. <i>ticinensis</i> (Gand.), <i>Biticinella breggiensis</i> (Gand.), Orbitolidae.

Рис. 1.3 - Стратифікація крейдових відкладів розрізу св. Десантна-1

В розрізі св. Одеська-2 верхньоальбські відклади розкриті в інтервалі глибин 3077-3200 м (рис. 1.4). В нижній частині вони складені алевролітами щільними від червоно-коричневих то темно-коричневих, з форамініферами: *Rotalipora ticinensis* (Gand.), *Biticinella breggiensis* (Gand.). В верхній частині ці відклади представлені твердою, озалізненою, червоно-коричневою аргілітоподібною породою, що іноді переходить в глинисті алевроліти. Відклади містять мікрофауну: *Biticinella breggiensis* (Gand.), *Rotalipora cf. appenninica* (Renz), *Rotalipora subticinensis* (Gand.), *Schackoina gandolfii* (Reich.), *Hedbergella cf. simplicissima* (Magnéet Sigal), *Flabelamina excelsa* Magniez-Janin, *Tritaxia pyramidata* (Rss.), *Triplasia sp.*, та нанопланктон: *Ceratolithium hamata*, *Helicolithus trabeculatus*, а також численних представників *Orbitolinidae*. За планктонними форамініферами в розрізі встановлюються три мікрофауністичні зони верхнього альбу: *Rotalipora appenninica*, *Rotalipora ticinensis*, *Rotalipora subticinensis*.

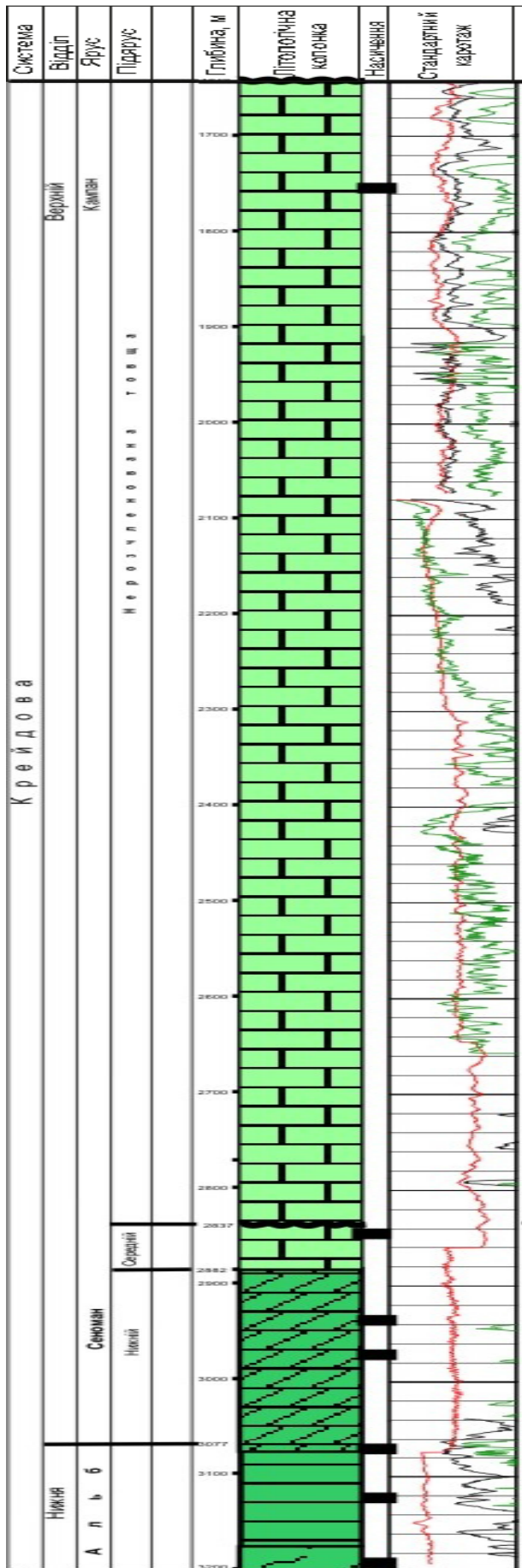


Рис. 1.4 - Стратифікація крейдових відкладів розрізу св. Одеська-2

Подібний до описаного розріз альбських відкладів розкритий св. Безіменна-2 в інтервалі глибин 2182-2258 м (рис. 1.5). В нижній частині відклади верхнього альбу представлені темно-червоними, місцями глинистими алевролітами, які донизу замінюються ефузивними породами. В породі знайдені: *Rotalipora appenninica* (Renz), *Biticinella breggiensis* (Gand.) *Ceratolithium hamata*, *Ceratolithium hamata*, *Octocyclus reinhardtii* і численні черепашки *Orbitolinidae*. В верхній частині відклади складені перешаруванням аргілітів червоно-коричневих та алевролітів з *Rotalipora appenninica* (Renz), *Flabelamina excelsa* Magniez-Janin, *Tritaxia pyramidata* (Rss.), які свідчать про верхню зону пізнього альбу - *Rotalipora appenninica*. Свердловина не вийшла з відкладів альбу. Над ними незгідно залягають утворення верхнього сеноману.

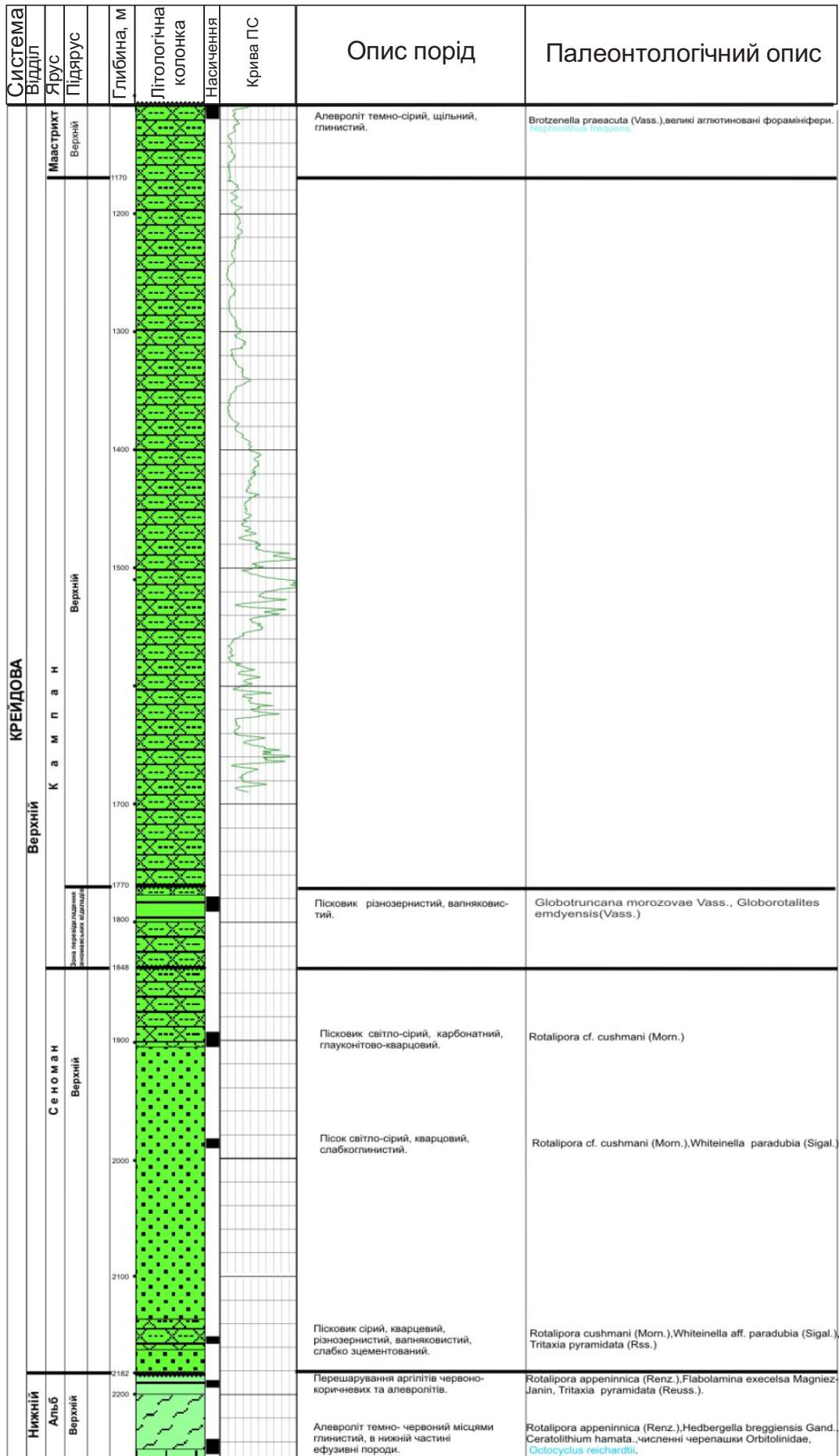


Рис. 1.5 - Стратифікація крейдових відкладів розрізу св. Безіменна-2

Дані буріння й відбиваючі горизонти, що відбивають, простежені сейсмозвідкою МОГТ у товщі осадового чохла в межах площі Архангельського, свідчать про те, що при проектній глибині 3700 м свердловиною будуть розкриті відкладення верхньої крейди (Ш-м), палеоцену (Ш-а), еоцену (ІІб і ІІа), олігоцену - нижнього міоцену (Іа), середнього - верхнього міоцену, пліоцену і четвертинної системи.

Крейдова система

Верхня крейда(К2).

Відкладення верхньокрейдяного відділу в свердловині 4 Архангельської передбачається розкрити в інтервалі глибин 3280 - 3700 м. Розкрита потужність їх складе 420 м. Представлені вони будуть маастрихтським і верхами кампанського ярусів, складені світло-сірими до білих вапняками і мергелями сірими і світло-сірими. Вапняки переважно пелітоморфні, у різній мірі глинисті з включеннями уламків раковин форамініфер. Характерна наявність стилітових швів.

Відзначається тріщинуватість порід з різним ступенем розкриття тріщин і різною їхньою орієнтацією. Інтенсивно тріщинуваті різниці вапняків містять шари-колектори переважно тріщинного і порово-тріщинного типів.

Не виключається також присутність у розрізі маастрихта органогенно-уламкових вапняків, що можуть являти собою колектори гранулярного типу.

У покрівельній частині маастрихта можлива присутність крейдяноподібних вапняків, що звичайно, характеризуються підвищеною пористістю.

Палеогенова система

Відкладення палеогенової системи в розрізі проектованої свердловини будуть представлені всіма трьома відділами – палеоценовим, еоценовим і олігоценним.

Палеоценовий відділ (Р1)

Палеоценові відкладення намічається розкрити в інтервалі глибин 2820-3280 м. Потужність їх складе 460 м.

Представлені вони будуть нижнім і верхнім підвідділами.

Нижній палеоцен (датський + монський яруси) очікується в інтервалі 2960-3280 м.

Датський ярус (3080-3280 м) складений сірими і темно-сірими вапняками і мергелями. Вапняки пелітоморфні, переважно глинисті, приурочені, в основному, до верхньої частини розрізу. У низах останнього переважають мергелі, серед яких можлива присутність карбонатно-кременистих і кремнисто-карбонатних різниць порід.

Потужність датського ярусу складає 200 м.

Монський ярус (інкерманський підгоризонт) очікується в інтервалі глибин 2960-3080 м. Потужність - 120 м. Представлено відкладення монського ярусу переважно вапняками з підлеглими прослоями мергелів.

Вапняки сірі пелітоморфні слабо-глинисті й органогенно – уламкові (пісковидні). Породи різного ступеня тріщинуваті. Мергелі темно-сірі глинисті.

Верхній палеоцен (танетський ярус, качинський горизонт) передбачається розкрити в інтервалі глибин 2820-2960 м. Потужність його 140м.

Нижня частина розрізу представлена переважно вапняками з підлеглими прослоями мергелів і вапнякових глин;

верхня - мергелями з одиничними прослоями вапняків.

Вапняки сірі і ясно-сірі нерівномірно глинисті, в основному, пелітоморфні. Зустрічаються прошарки і шари органогенно-детритових вапняків пісчаниковидного вигляду.

Мергелі сірі з зеленуватим відтінком лінзовидно-плямисті, з сильно глинистими прошарками.

Дані буріння свердловини 1 Архангельської, а також літо-фаціальні особливості розрізу верхнього палеоцену в свердловинах сусідніх площ (Кримська 1, Гамбурцева 2 і ін.) свідчать про появу тут у відкладеннях

верхнього палеоцену прошарків і пачок пористих і проникних порід, що можуть бути колекторами й у сприятливих структурних умовах містити поклади вуглеводнів.

Еоценовий відділ (  $P_2$  )

Еоценові відклади передбачається розкрити в інтервалі глибин, 1540-2820 м. Потужність їх - 1280 м. Представлені вони будуть усіма трьома підвідділами.

Нижньоеоценові відклади ( $P_2^1$ ) очікуються на глибинах 2480-2820 м. Потужність підвідділу складає 340 м. Низи розрізу (бахчисарайський горизонт) складені темно-сірими ущільненими глинами з прошарками глинистих мергелів у верхній частині.

Верхня частина нижнього еоцену ( низи сімферопольського горизонту ) складаються мергелями з підлеглими прошарками глинистих вапняків.

Середній еоцен (  $P_2^2$  ) передбачається на глибинах 1980-2480м. В основі розрізу (верхи сімферопольського горизонту) залягають сірі і ясно-сірі линзовидноплямисті вапняки нерівномірно глинисті пелітоморфні й органогенно-пелітоморфні, що місцями переходять у мергелі.

Середня частина розрізу (новопавловкський горизонт, керестинський, куберлінський підгоризонти), складена зеленувато-сірими і сірими вапняками і мергелями нерівномірно-алевритистими.

Верхи середнього еоцену (кумський горизонт) складені вапняковими глинами з прошарками зеленувато-сірих і жовтувато-коричневих мергелів.

Породи нерівномірно алевритисті.

У підошвенній частині кумського горизонту, судячи з даних буріння свердловин І і 2 Архангельських, можлива присутність шарів-колекторів, обумовлених наявністю тут тріщинуватих прошарків вапняків.

Потужність середнього еоцену в свердловині складе 500 м.

Верхній еоцен (альмінський горизонт) залягає на глибинах 1540-1980 м. Потужність його - 440 м.

Представлені відкладення верхнього еоцену чергуванням вапнякових глин із прошарками мергелів різної ступені глинистих.

Глини темно- і зеленувато-сірі алевритисті, слюдисті, прошарками кременисті.

Завершується розріз еоцену пачкою світло-зеленувато-сірих мергелів.

Олігоценний відділ ( P<sub>3</sub> )

Відкладення олігоцену, що представляють собою нижній і середній підрозділи майкопської серії, очікуються в інтервалі глибин 750-1540 м.

Вони залягають на породах, що підстиляють, з регіональною перервою, складені одноманітною товщею глин із прошарками і пачками алевролітів і пісковиків.

Глини аргелітоподібні темно-сірі, буровато- і зеленувато-сірі в різного ступеня алевротисті, слюдисті, переважно не вапнякові (крім відкладів остракодового горизонту, для яких характерна невелика вапняковість).

По всьому розрізі відзначаються присипки, міліметрові прошарки і лінзочки аLEGRO-піщаного матеріалу сірого і світло-сірого кольору.

У припокривільній частині олігоцену (середній майкоп - верхи верхнекерлеутського горизонту) присутні прошарки і пласти алевритів, алевролітів, пісків і пісковиків, що групуються в пачки потужністю від 1-2 до 15-20 м і які володіють високими колекторськими властивостями. У цій частині розрізу на площі проєктованих робіт виявлене родовище газу.

Нижче по розрізі, виходячи з АТЗ, виділеної за даними сейсмічних досліджень на глибині близько 1200 м (середня частина розрізу олігоцену, варто було б також очікувати присутність піщано-алеvритових порід. Однак практика буріння в межах шельфу свідчить про відсутність у цій частині розрізу олігоцену шарів і прошарків теригенно-уламкових порід, що можуть становити пошуковий інтерес.

Можливо на даному рівні буде мати місце деяке підвищення піскуватості глинистих порід.

Потужність відкладів олігоцену в свердловині складає 790 м.

## Неогенова система (N)

Відкладення неогенової системи прогнозується розкрити в інтервалі глибин 25-750 м. Представлені вони обома відділами: міоценом і пліоценом.

### Міоценовий відділ ( $N_1$ )

Міоценові відкладення в межах площі проєктованих робіт представлені всіма трьома підвідділами: нижнім, середнім і верхнім.

Нижній міоцен ( $N_1^{1mk3}$ ) входить до складу майкопської серії (верхній майкоп), складений звичайно маслиново-сірими і коричневими глинами з присипками і гніздами ясно-сірого алевритового матеріалу з включеннями конкрецій піриту і сідериту.

Очікуваний інтервал залягання нижнього міоцену в свердловині 660-750 м, потужність 90 м.

Т.о. відкладення майкопської серії (олігоцен + нижній міоцен). передбачається розкрити в інтервалі глибин 660-1540 м, потужність їх складе 880 м.

Середній - верхній міоцен містить у собі тортонський, сарматський і меотичний яруси.

Тортонський ярус ( $N_1^{2t}$ ) на породах, що підстилають, залягає з великою регіональною перервою, складений чергуванням вапняків органогенних, мергелів, глин і пісковиків, утворює з низами сарматського ярусу єдину пачку порід, що містить шари-колектори з високими ємнісними і фільтраційними властивостями. До верхньої частини цієї пачки на площі проєктованих робіт присвячений поклад газу.

Очікуються відкладення тортонна + низів нижнього сармата на глибинах 600-660 м., потужність їх - 60м.

### Сарматський ярус ( $N_1^{3s}$ )

Решту частини сарматського ярусу складена в нижній частині розрізу глинами, що є покришкою для сармат-тортонського продуктивного горизонту. Вище відкладення сармата представлені чергуванням глин, мергелів і вапняків

(перлітових, детритусових і черепашкових) з підлеглими прошарками пісковиків і алевролітів.

Глибина залягання сарматського ярусу 370-600 м, потужність – 230м.

Меотичний ярус (N<sup>3</sup><sub>1m</sub>)

Відклади меотиса залягають на породах, що підстилають, із глибокою перервою, представлені вапняками органогенними, мергелями, глинами і пісками.

Пліоценовий відділ (N<sub>2</sub>)

Утворення пліоценового відділу представлені нижнім і середнім підвідділами.

Нижній пліоцен - понтичний ярус (N<sup>2</sup><sub>1p</sub>) утворює у межах площі робіт з меотичним ярусом єдину літологічну пачку, складену, як вказувалося вище, чергуванням органогенних вапняків, мергелів, глин і пісків.

Залягають відкладення меотиса-понта на глибинах 320-370 м, потужність їх 50 м.

Середній пліоцен представлений кіммерійським і куяльницьким ярусами залягає на глибинах 100-320 м, має потужність -220 м, складний глинами, алевритами, пісками з прошарками мергелів і опок.

Четвертинна система (Q)

Нерозчленовані утворення четвертинної системи з розмивом залягають на відкладеннях пліоцену. Потужність їх - близько 25 м.

Складені мулами черепашковими, суглинками, супісями, глинами.

## 1.5 Тектоніка

Підняття Архангельського в тектонічному плані приурочене до південного борту Каркінітського прогину, розташовано в зоні глибинного Сулинсько-Тарханкутського розлому і є складовою ланкою ланцюжка Тарханкутської зони складок (рис. 1.6).

За даними сейсмічних досліджень СОГТ структура просліджується практично у всіх стратиграфічних підрозділах осадового чохла (від нижньої крейди до неогену включно).

До пошукового буріння підготовлена по горизонту, що відбиває, Шм, стратифікують як покрівля крейдових - маастрихтських відкладів.

По цьому горизонт підняття Архангельського являє собою брахiantиклінальну складку субширотного простягання, ускладнену двома порушеннями амплітуд 450–125м. Одне з них, що проходить через склепінну частину структури має субширотне простягання; друге, що ускладнює південне крило складки, – північно-західне.

Розміри структури по гранично замкнутій ізогіпсі - 3575 м складають 4,5x8,5 км, амплітуда - близько 300 м. Перспективна площа (по ізогіпсі - 3550 м) - 30 кв.км.

Аналогічну будову має підняття і по покрівлі нижнього палеоцену (відбиваючий горизонт Ша). Розміри його по гранично-замикаючій ізогіпсі - 3125 м складають 5x8 км, амплітуда -175 м, площа - 35,5 кв.км.

На всіх стратиграфічних рівнях в цілому зберігається субширотне простягання підняття, але при цьому за відкладами майкопу і неогену відзначаються виположування східної перикліналі структури і розворот її в північно-східному напрямку.

Слід зазначити також, що знизу нагору відбувається деякий зсув склепінної частини підняття в західному напрямку.

Розміри підняття за гранично замкненими ізогіпсами складають:

- по підшві кумського горизонту (Пб)-4,7x6,5 км (ізогіпса - 2325 м), амплітуда 150 м, площа - 30,6 кв.км;

- по покрівлі еоцену (Па) - 8x5 км (ізогіпса - 1675 м), амплітуда – близько 150 м, площа - 40 кв.км;

- по покрівлі продуктивної майкопської пачки М-V – 5,5x11 км (ізогіпса - 950 м), амплітуда - 125 м, площа - 60,5 кв.км;

- по покрівлі пачки М-III- 9,5x5,5 км, амплітуда - 60 м. площа – 52,3 кв.км



Рис. 1.6 – Схема тектонічного районування північно-західного шельфу Чорного моря

## **2. ТЕХНОЛОГІЯ ПРОВЕДЕННЯ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН, МЕТОДИКА ТА РЕЗУЛЬТАТИ КОМПЛЕКСНОЇ ІНТЕРПРЕТАЦІЇ ОТРИМАНИХ МАТЕРІАЛІВ**

### **2.1 Методика і технологія проведення вимірів промислово-геофізичних методів**

#### **2.1.1 Стандартний електричний каротаж**

Стандартний каротаж (СК) виконувався апаратурою ЕК-АГАТ, МК-МТ, ОКС-52 зондами А2.0М0.5N (або А2.25М0.25N; В2.0А0.25М) і N11.0М1.0А (або N8.25М0.25А; М2.0А0.25В). Масштаб реєстрації горизонтальний – 2.5Омм/см, масштаб глибин 1:500. За допомогою діаграм СК проводилося розчленування і кореляція розрізів на площі, попередньо виділялись колектори, уточнювалися стратиграфічні границі тощо.

Комплексна свердловинна малогабаритна апаратура ЕК-АГАТ складається з глибинного приладу із багатоелектродним зондом і наземної панелі. Криві записують однополюсними зондами із загальним живлячим електродом А. Живлення електроду А проводиться від наземного стабілізованого генератора, а живлення ланок свердловинного приладу від випрямляча. Зворотнім живлячим електродом В служить броня кабелю. Різниці потенціалів, які знімаються з чотирьох пар вимірювальних електродів передаються на поверхню по лінії зв'язку за допомогою частотно-модульованих коливань. Перемикання зондів здійснюється перемикачем з наземної панелі керування. Кожний з чотирьох каналів включає вхідний трансформатор і частотний перетворювач. Модульовані коливання надходять на суматор і через фільтр по кабелю через панель керування потрапляють на вимірювальну панель частотної модуляції, де вони розділяються за відповідними частотами та направляються у відповідні чотири канали, після чого демодулюються та виправляються чутливими детекторами. Далі сигнали у вигляді постійного струму, що повільно змінюється надходять на

відповідні канали реєстратора. За три спуско-підйоми апаратурою ЕК-АГАТ записують крині СП, стандартного каротажу таповного бокового каротажного зондування. За перший цикл реєструються покази “стандарт-сигнал”, криві зондів А2.0М0.5М, А4.0М0.5НІ, А0.5М8.0Н, за другий цикл криві зондів А0.4М0.1Н, А1.0М0.1Н, А8.0М0.1Н, N0.5М2.0А, за третій крива – СП. При підготовці апаратури до роботи встановлюють наземний пульти в стенді лабораторії і включають його у вимірювальну схему станції, приєднують свердловинний прилад до кабелю і опускають в свердловину так, щоб всі електроди зонда знаходилися в промивній рідині. Потім послідовно проводять настройку апаратури: а) перевіряють і градуують схему комутації; б) регулюють фази опорної напруги; в) компенсують початковий сигнал; г) виконують попереднє встановлення масштабу запису; д) за допомогою градуювального компенсатора встановлюють масштаб запису кривої ПС. Після розглянутих операцій свердловинний прилад опускають в інтервал дослідження і в нижній його частині коректують компенсацію нульового сигналу і встановлення масштабу. Потім переключають апаратуру на вимірювання необхідними зондами і при підйомі кабелю на швидкості 2500 м/год проводять реєстрацію кривих УО і ПС. Через 200-300 м і вкінці запису на діаграмі роблять відмітки нуль- і стандарт-сигналу.

### 2.1.2 Бокове каротаже зондування

Бокове каротаже зондування (БКЗ) виконувалось апаратурою АБКТ, ЕК-МТ, К-3, ОКС-52, АКС-Л-51, АКС-Л/50, АКС-7-А4-03 в продуктивній частині розрізу комплектом зондів: А0.25М0.1Н, А0.3М0.1Н, А0.5М0.1Н, А1.0М0.1Н, А2.0М0.25Н, А2.25М0.25Н, А4.0М0.25Н, А4.0М0.5Н, А8.0М0.5Н, А8.0М1.0Н, М0.25А0.1В, М0.3А0.1В, М0.5А0.1В, М1.0А0.1В, М2.0А0.25В, М2.25А0.25В, М4.0А0.5В, М8.0А1.0В, В0.25А2.0М, В0.25А2.25М, В0.5А4.0М, В1.0А8.0М, N0.25М2.0А, N0.25М2.25А, N0.25М4.0А, N0.5М2.0А, N0.5М4.0А, N1.0М8.0А. Масштаб реєстрації по горизонталі – від 0.5 Омм/см до 2.5 Омм/см, по глибинам – 1:200. Одночасно

з БКЗ проводились дослідження методом ПС в масштабі глибин 1:200, по горизонталі – 12.5-25 мВ/см.

Бокове каротажне зондування (БКЗ) полягає у вимірюванні на досліджуваному інтервалі свердловини позірною опорю порід, комплектом градієнт – зондів різної довжини. БКЗ проводять в комплексі з вимірюваннями діаметру свердловини, опорю промивної рідини свердловинним і поверхневим резистивиметром і записом кривої ПС.

Бокове каротажне зондування проводять з метою виявлення пластів з проникненням промивної рідини, визначення позірною електричного опорю (ПО) незмінної частини пластів, зони проникнення і оцінки глибини проникнення.

Основна область застосування БКЗ – свердловини з геолого – геофізичними умовами, що характеризуються:

- а) однорідністю пластів, що вивчаються, і вміщуючих порід;
- б) співвідношенням питомих опорю пласта і свердловини не більше 500 для пластів великої потужності і не більше 250 для пластів малої потужності;
- в) потужністю пластів не менше 8 діаметрів свердловини.

Комплекти зондів БКЗ свердловин, різних корисних копалини, що буряться на родовищах, вибираються відповідно до технічних умов на проведення геофізичних досліджень таких свердловин.

Вимірювання всіма зондами комплекту зондів БКЗ повинні виконуватися за час, протягом якого не відбувається зміни питомого опорю промивальної рідини і параметрів зони проникнення.

Для виключення помилок у відбитті границь пластів і у відліку дійсних значень позірною опорю, проти них відносний зсув по глибині кривих КС, знятих різними зондами, і кривою ПС при БКЗ в нафтогазових свердловинах не повинно перевищувати 0,2 м.

Матеріали БКЗ обробляють в наступній послідовності:

- а) виділяють пласти;

- б) уточнюють позірний опір промивної рідини;
- в) будують криві зондування для пластів;
- г) зіставляють криві зондування з теоретичними.

### 2.1.3 Боковий каротаж

Боковий каротаж проводився апаратурою АБКТ-ВК в горизонтальному логарифмічному масштабі та лінійному 2.5мм/см, в вертикальному – 1:200.

Для проведення бокового каротажу використовують трьох- і багатоелектродні зонди з суміщеними струмовими і вимірювальними електродами, а також багатоелектродні зонди з розділенням струмових і вимірювальних електродів.

Фокусування струму при боковому каротажі може здійснюватися або безпосередньо регулюванням потенціалів електродів зонда, або розрахунковим шляхом за результатами вимірювання складових поля від струмів через основний і екрануючі електроди зонда

Отриманий при боковому каротажі опір, що здається, слабо спотворюється впливом свердловини і вміщуючих порід. Тому боковий каротаж найбільш ефективний для вивчення розрізів з частим чергуванням пластів, наприклад, карбонатних розрізів, а також в умовах високих відношень питомих опорів порід і свердловини.

Для вивчення пластів з зоною проникнення необхідні вимірювання трьома зондами і більше. При вимірюванні одним або двома зондами бокового каротажу з різним радіусом дослідження для визначення уявного питомого опору незміненої частини пласта необхідно додатково проводити вимірювання зондами БКЗ і ІК або апріорну інформацію про питомий опір і діаметр зони проникнення.

Аналоговий запис кривих БК може проводитися в лінійному і логарифмічному масштабах. При великому діапазоні зміни уявного опору переважає застосування логарифмічного масштабу.

Для вибору масштабів аналогової кривої опору користуються тими ж

критеріями, що і при звичайному каротажі опору. У розрізах з великим діапазоном зміни питомого опору при лінійній шкалі необхідно забезпечити запис в 3-5 масштабах, кратних 5. При логарифмічній – необхідно використовувати шкалу з числом декад 4,5 чи подвійну шкалу з числом декад 2,5. В останньому випадку з допомогою двох гальванометрів, що мають однакову чутливість, реєструють дві криві зміщені одна відносно іншої на дві декади.

Порядок запису кривих опору при боковому каротажі такий же, як при каротажі опору градієнт-зондами. Швидкість підйому приладу в свердловині вибирають для даного району за результатами пробних записів. Зазвичай вона в 1,5—2 рази нижча, ніж при каротажі градієнт-зондами.

Перед початком і после закінчення реєстрації кривих БК на діаграмі фіксують значення нуль-сигнала і стандарт-сигнала.

В кінці каротажу обов'язкове повторення вимірювань УО в інтервалі 50м.

При діаметрі свердловини  $>0,2$  м і співвідношенні питомих опорів пласта і свердловини  $>1000$  зонд БК з малим радіусом дослідження повинен бути забезпечений центратором.

При аналоговій реєстрації з лінійною шкалою опору значення і кратність масштабів запису повинні задовольняти тим же вимогам, які пред'являються до кривим опору звичайних зондів.

При аналоговій реєстрації в логарифмічному масштабі використовувані шкали діаграми повинні мати довжину декади 40 мм. Початкове і кінцеве ділення широкої шкали повинні мати значення 0,3 і 5000 Ом, а подвійної шкали – 0,3 і 100 Ом, 30 і 10000 Ом. Гарантовані межі вимірювання УО вказані в документації на апаратуру.

Допустима відносна похибка вимірювання уявного опору при  $\rho_k < 500$  Ом  $\delta_0 = 0,07$  і при  $\rho_k > 500$  Ом  $\delta_0 = 0,1$ .

При оцінці похибки вимірювань співставляють між собою значення питомого опору потужних непроникних пластів, визначених за даними БК.

Ці значення не повинні відрізнятися більше ніж на 20%. При порівнянні з результатами обробки даних інших зондів каротажу опору вказана вимога справедлива при  $5 < \rho_{п}/\rho_{с} < 500$  і  $H > 5$  м (зонди БКЗ) і  $5 < \rho_{п}/\rho_{с} < 50$ ,  $H \geq 5$  м,  $\rho_{с} > 0,5$  Омм (зонди ИК).

Залежно від умов боковий каротаж застосовують для визначення питомого опору або як основний.

Криві бокового каротажу детально розчленовують розріз по опору і тому дозволяють з високою точністю відбивати межі пластів, що вивчаються.

На кривих трьохелектродного зонда межі пласта відбивають в точках з граничними значеннями опору  $\rho_{к гр} \approx \rho_{вм}$ .

На кривих багатоелектродних зондів межі пласта визначають по точках перегину на висхідних або низхідних вітках (точки найбільшої крутизни), відкладаючи від них у бік вміщаючої породи половину довжини зонда ( $L/2$ ).

#### 2.1.4 Радіоактивний каротаж

Радіоактивний каротаж (РК) виконувався методами ГК апаратурою СРК ДРСТ-1-2, ДРСТ-3, НГГК-53, НГГК-56, МЕГА-А, TSL. Дані РК були використані для вирішення задач комплексної інтерпретації, літологічного розчленування розрізу, його кореляції, виділення ефективних товщин тощо. Вимірювання НГК здійснювалися зондами 50, 60, 70 см з використанням полонієво-берилієвих ( $^{238}\text{Po}$ ) джерел потужністю  $Q = 0,95 \cdot 10^7$  н/с. Запис кривих проводився в масштабі 0,2–0,4 ум.од./см та 10 мкР/год, а кривих ГК – 2 мкР/год на 1 см. Діаграми ГК записувалися у вертикальному масштабі 1:500 для всього стовбура свердловин і в масштабі 1:200 – в продуктивній частині розрізу. В свердловинах реєстрація кривих нейтронного каротажу проводилась у двох модифікаціях ННКТ (великий зонд) та ННКТ (малий зонд) в умовних одиницях відповідно 2 ум.од/см та 0,3 ум.од/см. Криві ГК реєструвалися в масштабі 2 мкР/год на 1 см.

Дані ІННК реєструвалися апаратурою ІНК-9, ІГН-4, ІГН-6 з затримками 600, 700, 750, 900, 1050, 1100, 1200, 1300, 1350, 1500, 1800. Масштаби реєстрації 1:200, 1:500.

Двоканальна апаратура радіоактивного каротажу типу СРК з сцинтиляційними лічильниками призначена для дослідження глибоких свердловин методами ГК, НГК і розрахована на роботу з лабораторіями автоматичних каротажних станцій МЕГА, КЕДР, КОРСАР і інші. Вона складається з двоканального свердловинного приладу — радіометра і наземного пульта керування, зв'язаних двопровідною лінією (ЦЖК і ОК одножильного броньованого кабелю або двома жилами багатожильного кабелю). Наявність в апаратурі двох каналів дозволяє здійснювати дослідження свердловини одночасно двома методами в комбінаціях ГК і НГК. Такий комплекс вимірів забезпечується тим, що один з каналів постійно використовується для ГК, другий — зі змінними зондовими пристроями (типу лічильників і джерел випромінювання) для виміру методом НГК.

Свердловинний прилад складається з двох вимірювальних каналів, а і також загальних для обох каналів блоку високої напруги, змішувача і вихідного каскаду.

Канал ГК включає в себе сцинтиляційний лічильник, однокаскадний І підсилювач і амплітудний дискримінатор; канал НГК — зондовий пристрій зі сцинтиляційним лічильником і відповідним джерелом випромінювання, однокаскадний підсилювач, амплітудний дискримінатор, тригер і нормалізатор. Прилад розрахований на роботу в свердловинах глибиною до 5 І км в умовах температур до 120 °С і тисків до 100 МПа. Термостійкість сцинтиляційних лічильників досягається шляхом їх термостатування в посудині Дюара. Від'ємні імпульси з лічильника каналу ГК, посилені і перетворені в позитивні підсилювачем, надходять на вхід амплітудного дискримінатора, на виході якого з'являються відформовані по оптимальній тривалості (40 мкс) прямокутні позитивні імпульси. Від'ємні ж імпульси з

лічильника каналу НГК, посилені і перетворені в позитивні підсилювачем, надходять на вхід амплітудного дискримінатора, на виході з якого з'являються прямокутні позитивні імпульси, відформовані по тривалості (10 мкс). Далі ці імпульси надходять на тригер, що перераховує їх 1:2, і нормалізатор. Останній формує імпульси каналу по амплітуді і тривалості (40 мкс) і перетворюється знову в від'ємні.

Позитивні імпульси з виходу амплітудного дискримінатора каналу ГК і від'ємні з виходу нормалізатора каналу НГК подаються на входи змішувача, що представляє собою двоканальний підсилювач із загальним анодним навантаженням. Змішувач виконаний так, що при одночасному надходженні на нього різнополярних імпульсів він пропускає тільки позитивні (ГК) і придушує від'ємні НГК, при неодноразовому ж надходженні на нього різнополярних імпульсів він пропускає як позитивні (ГК), так і від'ємні НГК імпульси. З виходу змішувача різнополярні імпульси надходять на вихідний каскад, що представляє собою катодний повторювач із трансформаторним виходом. Вихідний каскад служить для підсилення сигналів і узгодження вихідного опору свердловинного приладу з опором каротажного кабелю.

З вихідного каскаду різнополярні, але однакові по тривалості імпульси ГК і НГК надходять по кабелю передаються на поверхню. Живлення лічильників постійним стабілізованим струмом високої напруги здійснюється від загального для обох каналів високовольтного перетворювача.

Монтаж електронної схеми свердловинного приладу виконаний у коритоподібному шасі; лічильники ГК розташовані у верхній частині, а змінні лічильники НГК – у нижній. Шасі з зробленою на ньому електронною схемою розташовано в герметичному захисному кожусі, що закінчується зверху головкою, внизу – спеціальним замком для під'єднання змінних зондових пристроїв з різними джерелами випромінювання (нейтронним або гамма-джерелом).

У верхній частині камери зондового пристрою встановлений свинцевий екран, що захищає лічильники від прямого впливу випромінювання джерела.

Наземна частина апаратури СРК складається з панелі керування і блоку живлення. Панель керування включає вхідний підсилювач, фазоінверторний каскад, два канали вимірювача швидкості рахунка, лічильний пристрій і калібратор.

Позитивні імпульси ГК і від'ємні НГК, що надходять по кабелю з свердловинного приладу, після посилення вхідним підсилювачем подаються на входи двох каналів вимірювача швидкості рахунка. Фазоінверторний каскад, встановлений перед одним з каналів (звичайно перед каналом НГК), забезпечує їхню ідентичність шляхом зміни полярності імпульсів НГК. Кожен канал вимірювача швидкості рахунка складається з дискримінатора, нормалізатора, що інтегрує контур і компенсатора фона. На входах каналів вимірювача швидкості рахунка імпульси ГК і НГК розділяються по полярності, потім дискримінаторами і нормалізаторами відповідних каналів стандартизуються по тривалості і амплітуді, в інтегруючих контурах перетворюються у величини сигналів, пропорційні відповідним швидкостям рахунка, що записуються реєструючим приладом.

Число імпульсів, що надходять у канали вимірювача швидкості рахунка, може бути виміряне за допомогою лічильного пристрою. Калібратор дозволяє одержувати фіксоване число імпульсів у хвилину, подачею яких у вимірювальний канал можна викликати необхідне відхилення пишучого пристрою і тим самим встановити задані масштаби запису кривих. Живлення і апаратури здійснюється від блоку живлення, що забезпечує подачу стабілізованої постійної напруги: для живлення свердловинного приладу – С 150 В, для анодних ланцюгів панелі керування – 250 В, для компенсаторів фона – 150 В і лічильного пристрою – 450 В.

Еталонування каналів гамма-каротажа проводять за допомогою радієвих джерел з відомою гама-активністю, розташованих на різній відстані від центру індикатора. Еталонування каналів нейтронного гамма-каротажа виконують в баці відповідних розмірів, заповненому прісною водою.

Для безпеки джерело нейтронів транспортують на гирло свердловини в камері свердловинного приладу в спеціальному переносному контейнері. Контейнер встановлюють на гирлі свердловини, і камеру з джерелом переводять з центрального положення в ексцентричне для збільшення товщини захисного шару контейнера зі сторони обслуговуючого персоналу. Для підключення камери з джерелом до свердловинного приладу останній опускають на контейнер так, щоб виникло з'єднання байонетного замка камери і приладу. Після цього звільняють камеру в контейнері і опускають свердловинний прилад через контейнер в свердловину. Запис кривих радіоактивного каротажа виконують при підйомі.

### 3. ВИДІЛЕННЯ ПРОДУКТИВНИХ ІНТЕРВАЛІВ ГЕОФІЗИЧНИМИ МЕТДАМИ

Вивчення розрізів свердловин Причорноморського шельфу проводилось комплексом геофізичних досліджень в масштабі глибин 1:500 і 1:200

За допомогою даних методів (описаних в другому розділі таких як електричний каротаж та радіоактивний каротаж) в свердловинах Олімпійська 1, Олімпійська 3, Олімпійська 6 виявлені газові поклади на глибинах: Олімпійська 1 - 1008-1025 м, Олімпійська 3 - 838-864 м, Олімпійська 6 - 1001-1033 м.

#### Свердловина: Олімпійська 1

#### Зведена діаграма

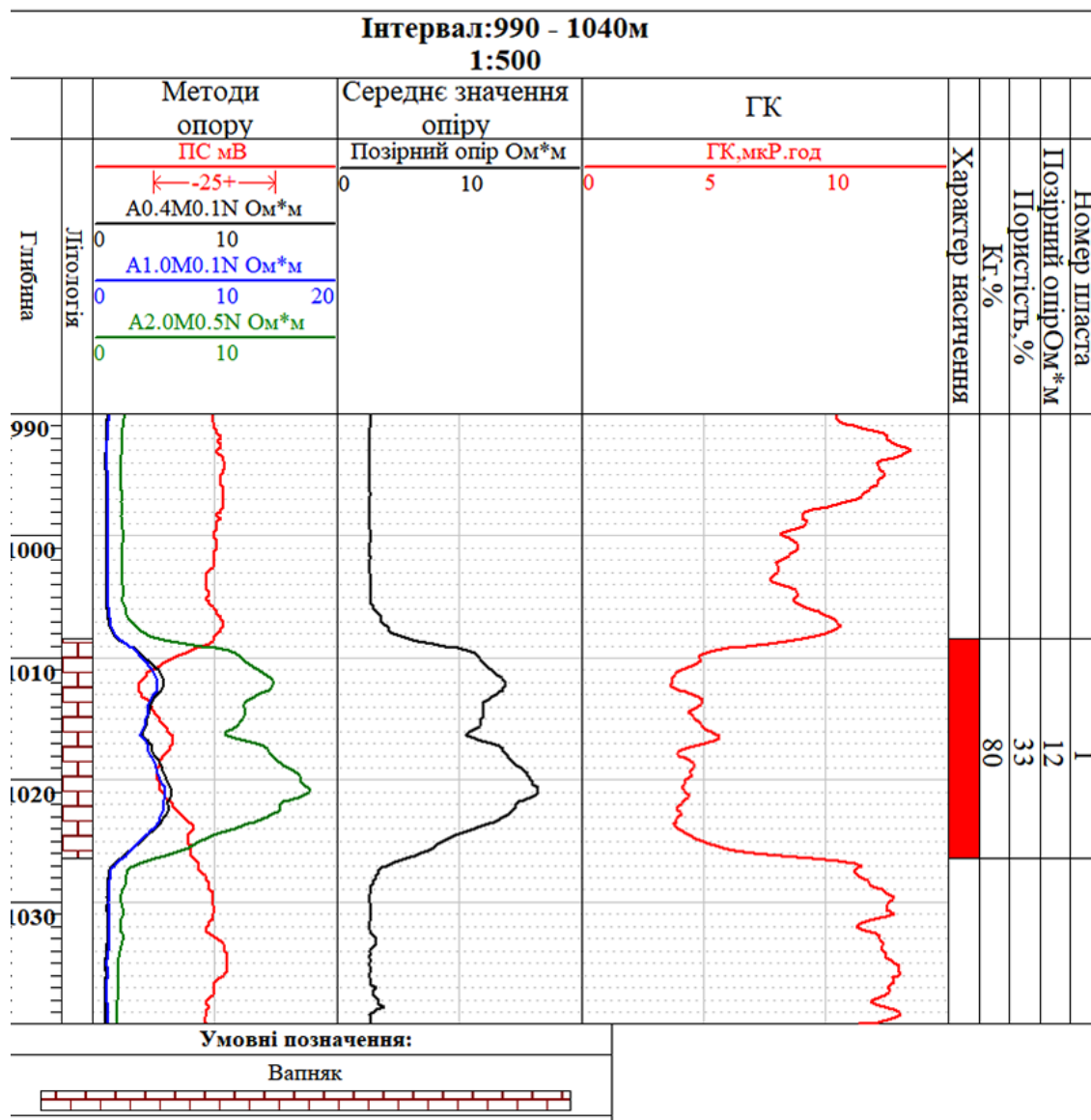


Рис. 3.1 – Комплекс геофізичних робіт

## Свердловина: Олімпійська 3

## Зведена діаграма

Інтервал: 830 - 880м  
1:500

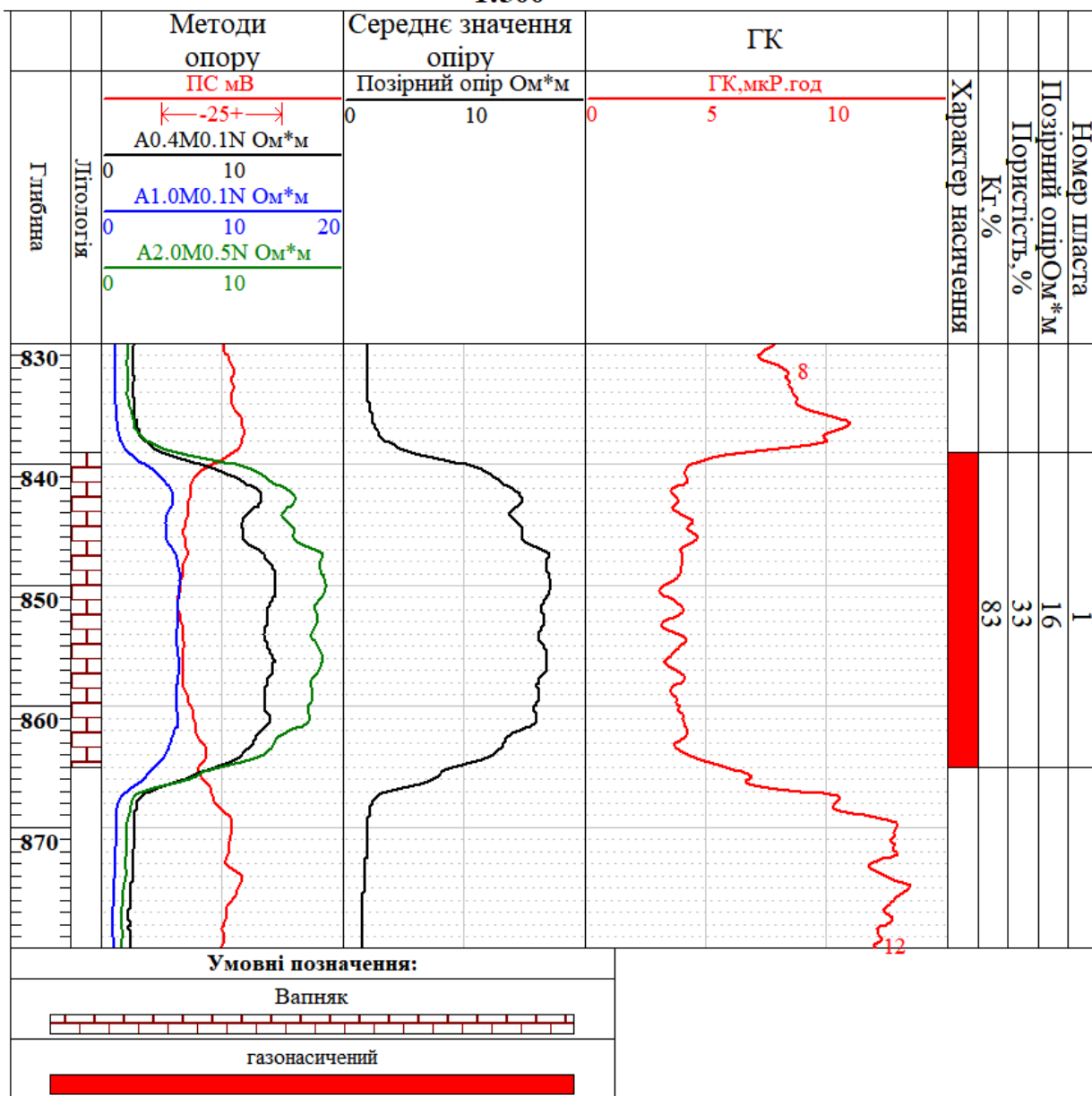


Рис. 3.2 – Комплекс геофізичних робіт

## Свердловина: Олімпійська 6

## Зведена діаграма

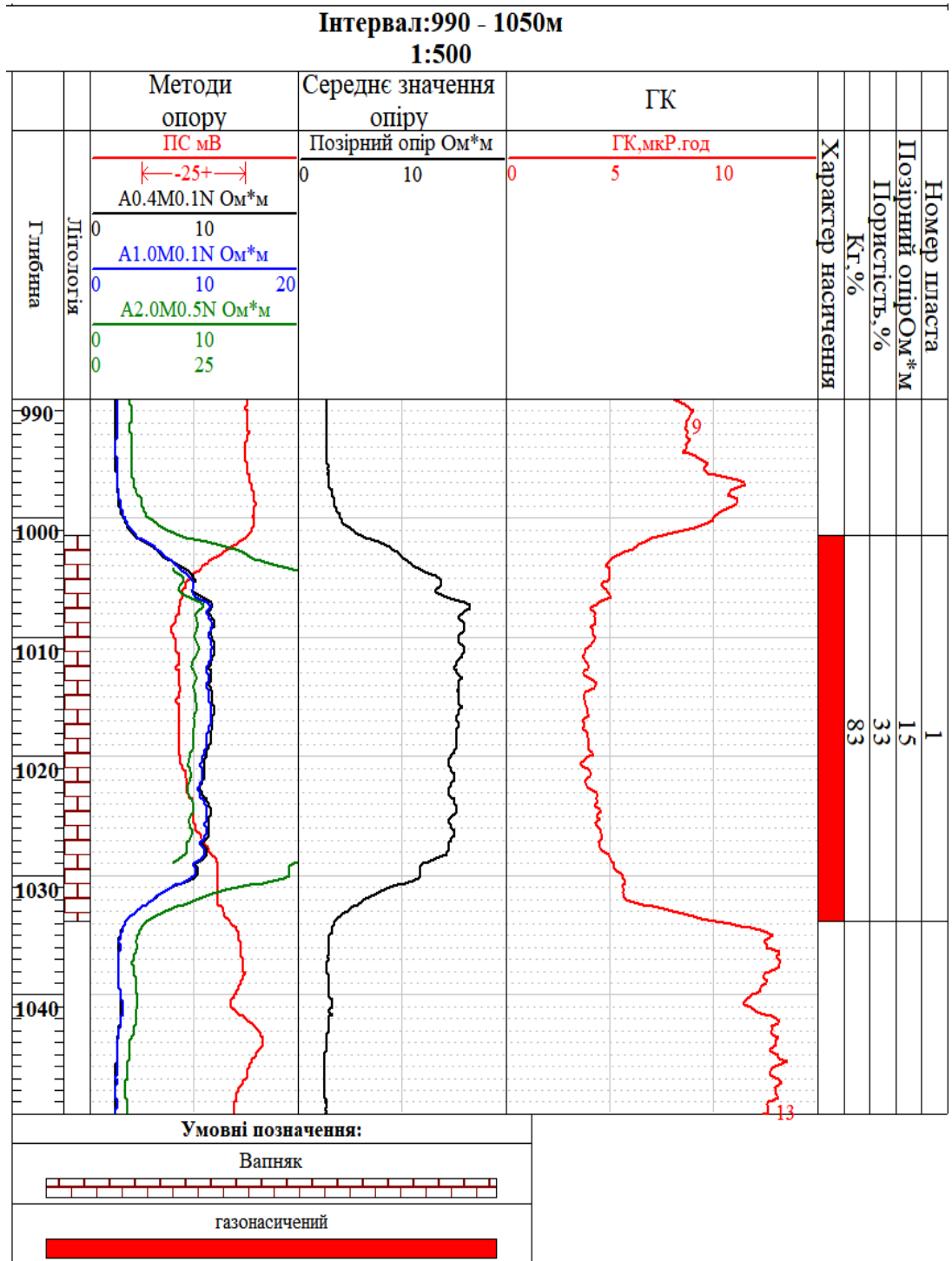


Рис. 3.3 – Комплекс геофізичних робіт

Також за допомогою методів ГДС в межах шельфової частини даного нафтогазоносного району на сьогоднішній день встановлена продуктивність верхньої крейди, палеоцену, еоцену, олігоцену і низів міоцену.

За допомогою геофізичних методів у відкладеннях верхньої крейди тут виявлене родовище газу і конденсату на площі Шмідта, де при випробуванні в свердловині 6 (інтервал 2917-2932 м) був отриманий приплив газу дебітом 132 тис.м<sup>3</sup>/добу і конденсату - 19,2 м<sup>3</sup>/добу (штуцер 18 мм). В свердловині 9 приплив газу (інтервал 3124-3196 м) склав 65 тис.м<sup>3</sup>/добу (16 мм штуцер).

Непромисловий приплив газу отриманий з відкладень маастрихтського ярусу на Фланговій площі.

Продуктивність верхньої крейди встановлена також і в межах прилягаючої суші Рівнинного Криму, де нафтогазопрояви різної інтенсивності мали місце при розбурюванні й випробуванні верхньокрейдяних порід у більш ніж 50 свердловинах.

Промислові припливи вуглеводнів отримані з цих відкладів на Жовтневій і Серебрянській площі - нафта, Карлавській і Родниковській - газ.

І хоча більшість припливів і нафтогазопровів присвячено до відкладень сеноманського, коньяк-туронського і сантонського ярусів, мали місце вони й у відкладеннях кампана (св. Першотравнева 1, Серебрянська 9) і маастрихта (Бакальська II, Північна I).

У свердловині II Бакальська при випробуванні випробувачем пластів порід маастрихту в інтервалі 1787-1901 м був приплив нафти з великою кількістю газу. Дебіт нафти склав 3,86 м<sup>3</sup>/добу; довжина смолоскипа газу - 3-4 м. Приплив газу з відкладів цієї пачки був отриманий і в свердловині Північна 1.

Верхньокрейдяні відклади в межах описуваної частини шельфу представлені, в основному, карбонатними породами, що, як і на прилягаючій суші, у цілому характеризуються низькою пористістю і проникністю.

Однак умови проходки, дані ГДС, рясні водопрояви і значні припливи вуглеводнів у ряді свердловин свідчать про присутність у розрізі верхньої

крейди шарів-колекторів з досить високими емнісними і фільтраційними властивостями.

Колектори верхньої крейди, представлені як на суші, так і в межах шельфу, в основному, різними вапняками. Пористість їх, звичайно, не перевищує 6-7%, проникність  $-0.1 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ .

Однак у ряді випадків відкрита пористість (Рис. 3.4) верхньокрейдяних вапняків досягає значень 12,5-23,5%, а проникність  $-17 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ .

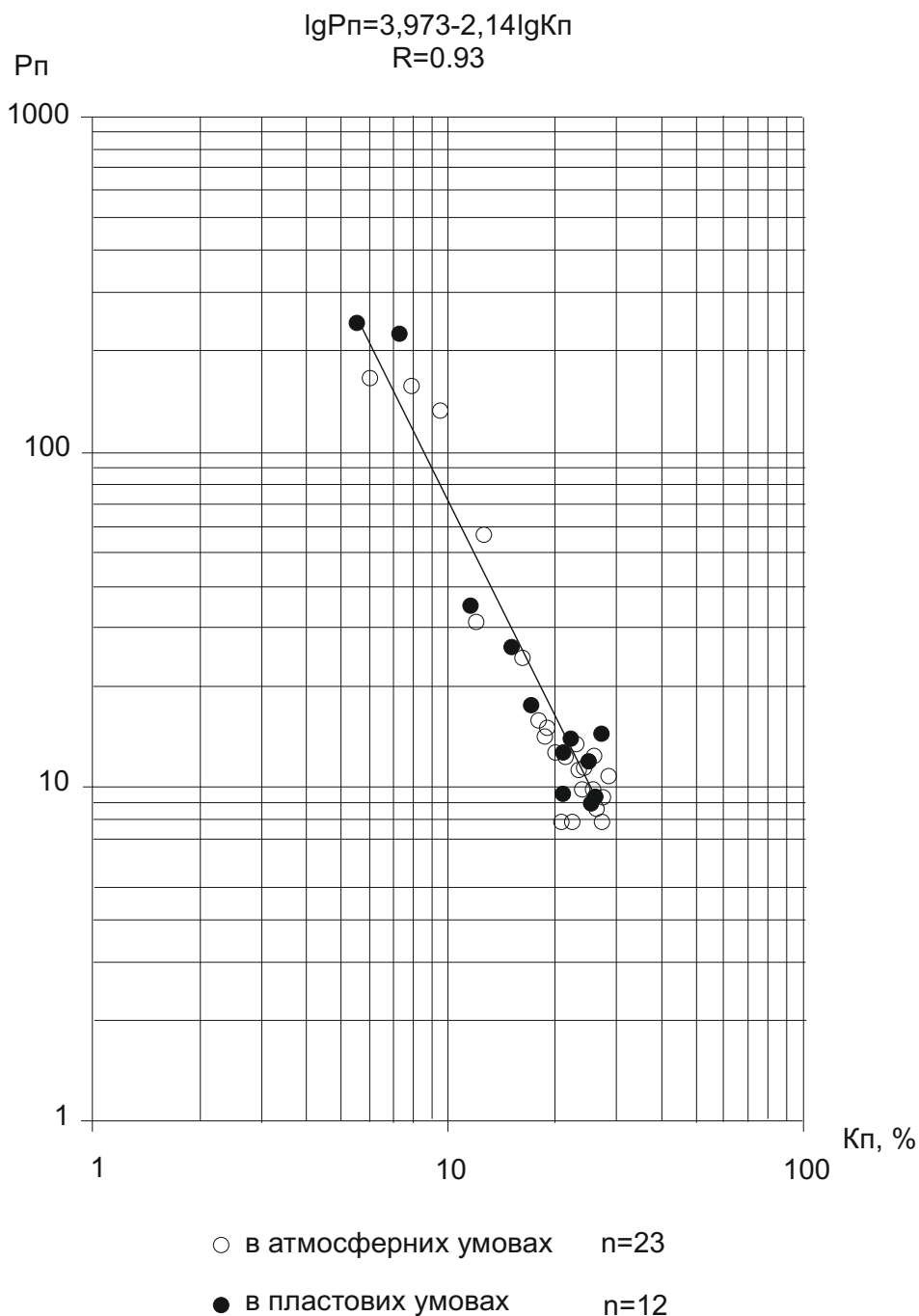


Рис. 3.4 - Графік залежності параметра пористості від коефіцієнту пористості

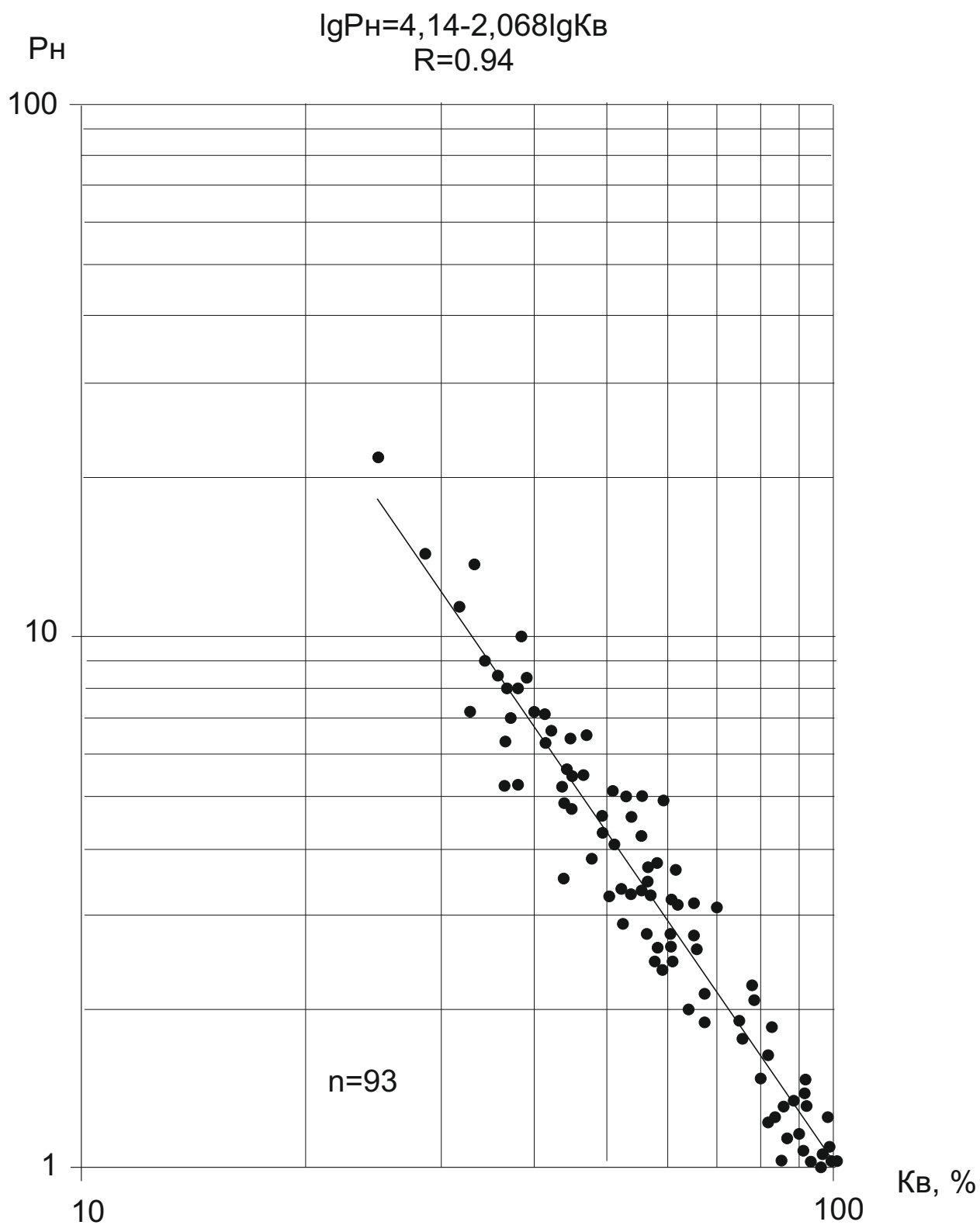


Рис. 3.5 - Залежність параметра насичення від коефіцієнту водонасичення

Колекторські властивості цих порід поліпшуються за рахунок тріщинуватості і кавернозності. При цьому проникність збільшується за рахунок вторинної порожнистості в 100 і більше разів.

Для колекторів верхньої крейди характерна нерівномірність розвитку їх як по розрізі, так і по площі. Найбільше часто вони бувають приурочені до границь стратиграфічних підрозділів.

Відносяться колектори верхньої крейди переважно до тріщинувато-порових, і тріщинувато-кавернозного типів.

У випадку присутності в розрізі верхньої крейди органогенно-уламкових і органогенних вапняків, можна очікувати колектори гранулярного типу.

Регіональних флюїдоупорів у розрізі верхньої крейди не встановлено.

Покришками для флюїдів цих відкладів служать пачки глинистих щільних не тріщинуватих вапняків, мергелів і глинистих мергелів, що просліджуються в різних частинах розрізу.

У межах площі, що досліджувалась передбачається нафтогазоносність відкладів маастрихту.

Промислова нафтогазоносність палеоценових відкладів доведена на ряді площ північно-західного шельфу: Голіцина, Шмідта, Штормової, Одеської; еоценових - на Одеській; майкопських - на Голіцина, Шмідта, Кримській.

У межах площі, що досліджувалась, виявлені поклади газу в відкладах майкопу і міоцену (тортон - нижній сармат).

Колектори нижньопалеоценового газоносного комплексу приурочені до пісковидних, органогенних і тріщинуватих вапняків. Кращими колекторськими властивостями володіють пісковидні вапняки, що звичайно мають пористість від 18 до 25%. За даними ГДС у свердловинах 1 і 2 у розрізі нижнього палеоцену були виділені пласти-колектори, що впевнено характеризувалися як газоносні. Однак проведені випробовування не дали остаточної оцінки газоносності об'єктів.

Питання наявності покладу у відкладах нижнього палеоцену залишилося відкритим.

За даними ГДС верхньопалеоценові відклади звичайно не містять колекторів із задовільними ємнісними і фільтраційними властивостями і являють собою так звану псевдопокришку.

Однак пошуковими роботами останніх років в межах західної частини шельфу встановлена присутність у розрізі верхнього палеоцену опісчанених і органогенно-уламкових вапняків (площі Гамбурцева, Одеська) і прилеглих до них шарів-колекторів з досить високими ємнісними і фільтраційними властивостями

На Одеській площі в алевро-карбонатних породах верхнього палеоцену з відкритою пористістю 20,6-24,5% (по керну) був виявлений поклад газу. При випробовуванні інтервалу 1408-1436 м у свердловині 2 Одеська дебіт газу на 12 мм діафрагмі склав 85,0 тис.м<sup>3</sup>/добу, а в свердловині 4 (інтервал 1510-1535 м) -163,6 тис.м<sup>3</sup> /добу.

При випробовуванні відкладів верхнього палеоцену в свердловині 2 Архангельська (інтервал 2995-3002 м) був отриманий приплив газу з орієнтованим дебітом 7-10 тис.м<sup>3</sup>/добу.

За даними ГДС пласт-колектор виділений і у свердловині 1, характер насичення його невизначений (інтервал 2973,2-2981,6 м), шар не випробовувався.

Регіональним екраном для флюїдів палеоцену є глини нижнього еоцену. Наявність флюїдоупора між продуктивними горизонтами нижнього і верхнього палеоцену проблематична.

На Одеській площі він відсутній, там, наприклад, виділяється єдиний продуктивний горизонт з єдиним газоводяним контактом

Продуктивність еоценових відкладів була встановлена на Одеській площі.

Родовище газу, виявлене тут у відкладах еоцену, приурочене до покрівельної частини останнього. Продуктивний горизонт представлений -

чергуванням алевролітів різної глинистості і глин різної алевритистості. Колекторами є алевроліти, що характеризуються значеннями відкритої пористості від 15,8 до 24,9%. Дебіти газу з відкладів еоцену в свердловинах № 1 і 2 склали на 10 мм штуцері відповідно 56,7 тис.м<sup>3</sup>/добу (інтервал 628-641 м) і 55,8 тис.м<sup>3</sup>/добу (інтервал 752-764 м).

Газопрояви при розбурюванні відкладень еоцену (кумський горизонт) мали місце в свердловині 4 Голіцино, а також у свердловині 1 Архангельська.

За матеріалами ГДС у подошві кумського горизонту в свердловинах 1 і 2 Архангельських виділений проникний шар-колектор потужністю близько 40 м (свердловина 1 - інтервал 2192-2234 м, свердловина 2 -2260-2300 м). Він характеризується мінімумом ПС і порівняно підвищеними значеннями опорів.

Відсутність керна з цієї частини розрізу в свердловинах 1 і 2 не дозволяє впевнено судити про літологічну характеристику пласта-колектора.

Відповідно до висновку за результатами ГДС, ці шари водоносні

Колектори майкопу володіють високими ємнісними і фільтраційними властивостями. Вони характеризуються відкритою пористістю від 10 до 26-31%, проникністю від  $0,73 \cdot 10^{-15}$  до  $198,3 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>.

Регіональними флюїдоупорами для колекторів майкопу є глини, серед яких вони залягають.

Середнє значення пористості колектора складає 21,3%.

У цілому колектори неогену, представлені алевро-пісчаними породами й органічно-уламковими вапняками, характеризуються високими ємнісними і фільтраційними властивостями.

Екраном для флюїдів неогену є пачки глин, що розділяють ці колектори. Зокрема для колекторів тортон-нижньосарматського продуктивного горизонту площі Архангельського флюїдоупором є сарматські глини, що його перекривають.

Запаси газу, підраховані за станом на 01.01.98 по категорії С<sub>1</sub> по продуктивному горизонту N-I складають 174 млн.м<sup>3</sup>, по M-III - 280 млн.м<sup>3</sup>.

## ВИСНОВКИ

На підставі проведених досліджень на Причорноморському шельфі Чорного моря були отримані наступні результати:

1. За допомогою геофізичних методів було спрогнозовано та виявлено більшість продуктивних горизонтів, однак були відкриті продуктивні горизонти під час буріння які були не зафіксовані геофізичними методами.

2. За допомогою методів ГДС в межах шельфової частини даного нафтогазоносного району на сьогоднішній день встановлена продуктивність верхньої крейди, палеоцену, еоцену, олігоцену і низів міоцену.

3. За допомогою геофізичних методів у відкладеннях верхньої крейди виявлене родовище газу і конденсату на площі Шмідта, де при випробуванні в свердловині 6 (інтервал 2917-2932 м) був отриманий приплив газу дебітом 132 тис.м<sup>3</sup>/добу і конденсату - 19,2 м<sup>3</sup>/добу (штуцер 18 мм). В свердловині 9 приплив газу (інтервал 3124-3196 м) склав 65 тис.м<sup>3</sup>/добу (16 мм штуцер).

4. За даними ГДС верхньопалеоценові відклади звичайно не містять колекторів із задовільними ємнісними і фільтраційними властивостями і являють собою так звану псевдопокришку.

5. Для виключення в подальшому пропусків продуктивних горизонтів на мою думку потрібно в комплекс ГДС додати акустичний каротаж ,який вирішує наступні завдання.

а) Визначає фізико-механічні властивості гірських порід і вивчає напружений стан масиву за даними досліджень свердловин різного призначення.

б) Літологічне розчленування розрізів свердловин, оцінка пористості порід, виділення зон підвищеної тріщинуватості і кавернозності, оцінка насиченості пластів при пошуках і розвідці нафтогазових родовищ.

в) Оцінка технічного стану обсаджених і необсаджених свердловин - цементометрія, профілеметрія, кавернометрія, акустичний телевізор.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. [Багрій І. Д. Прогнозування вуглеводневих покладів на континентальному схилі Західно-Чорноморської западини \(за атмогеохімічними та температурними даними\) / І. Д. Багрій // Геологічний журнал. – 2010. – № 1. – С. 66–76. Р/300.](#)
2. [Виявлення прогнозних об'єктів, перспективних на поклади вуглеводнів, на Північно-Західному шельфі Чорного моря за даними космогеологічних досліджень / З. М. Товстюк, Т.А. Єфіменко, О. В. Седлерова \[та ін.\] // Теоретичні та прикладні аспекти геоінформатики](#)
3. [Возний В. Р. Енергобезпека України та освоєння шельфу Чорного та Азовського морів / В. Р. Возний, Р. В. Андрусів // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2010. – № 2. – С. 5–8.](#)
4. [Габльовський Б. Б. Априорна просторова сейсмогравітаційна модель глибинної будови Північно-Західного шельфу Чорного моря – перший крок до розуміння / Б. Б. Габльовський, Т. О. Федченко, О. П. Петровський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.](#)
5. [Габльовський Б. Б. Просторова інтегральна геолого-геофізична модель північно-західної частини шельфу Чорного моря для уточнення особливостей геологічної будови та перспектив нафтогазоносності : автореф. дис. на здоб. наук. ступеня канд. геол. наук : \[спец.\] 04.00.22 "Геофізика" / Габльовський Богдан Богданович ; М-во освіти і науки, молоді та спорту України, Івано-Франківський нац. техн. ун-т нафти і газу. – Івано-Франківськ, 2012. – 21 с.](#)
6. [Геологія верхньої крейди Причорноморсько-Кримської нафтогазоносної області України \(геологічна палеоокеанографія, літогенез, породи-колектори і резервуари вуглеводнів, перспективи нафтогазоносності\) : \[монографія\] / В. П. Гнідець, К. Г. Григорчук, І. М. Куровець \[та ін.\] ; НАН України, Ін-т геології і геохімії горючих копалин, Івано-Франків. нац. техн. ун-т нафти і газу. – Львів : \[СП ТЗОВ "Полі"\], 2013. – 160 с.](#)

7. Нафтогазоносність і основні принципи пошуку та розвідки родовищ нафти і газу в Азово–Чорноморській акваторії України / Ю. О. Зарубін, М. В. Гунда, В. П. Гришаненко [та ін.] // Геоінформатика. – 2013. – № 1. – С. 17–24.
8. Федорів, В. В. Алгоритмічна інтерпретація: конспект лекцій / В. В. Федорів. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2017. – 170 с. – (Каф. нафтогазової геофізики).
9. Федорів, В. В. Методика і технологія проведення ГДС та інтерпретація результатів: конспект лекцій. Ч. 1 / В. В. Федорів. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2003. – 113 с.