

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

Факультет природничих наук

Кафедра нафтогазової геофізики

Підлужний Ярослав Іванович

(прізвище, ім'я, по батькові)

УДК 550.835

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

Побудова кореляційних схем за результатами геофізичних досліджень

(назва роботи)

свердловин з метою оптимізації експлуатації Богородчанського підземного
сховища газу

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

(назва освітньої програми)

гідрогеологія

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

Я. І. Підлужний

(підпис, ініціали та прізвище здобувача)

Науковий керівник

Коваль Ярослав Миколайович, к.геол.н., доцент

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

Допущено до захисту

Завідувач кафедри

доцент

І. О. Федак

(посада)

(підпис)

(дата)

(ініціали та прізвище)

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Факультет	природничих наук
Кафедра	нафтогазової геофізики
Освітній рівень	перший (бакалаврський)
Спеціальність	103 «Науки про Землю»

ЗАТВЕРДЖУЮ
Зав. кафедри НГГ
доц. Федак І.О.
“ ” 2025 р.

ЗАВДАННЯ НА БАКАЛАВРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ

Підлужному Ярославу Івановичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Побудова кореляційних схем за результатами геофізичних досліджень свердловин з метою оптимізації експлуатації Богородчанського підземного сховища газу

Керівник роботи Коваль Ярослав Миколайович

Затверджені наказом закладу вищої освіти від “03” квітня 2025 р. № 245/7.

2. Строк подання студентом роботи 16 червня 2025 року

3. Вихідні дані до роботи Завдання на бакалаврську роботу. Геолого-геофізичні дані з вивчення Богородчанського газового родовища. Спеціалізована література.

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

1) Геологічна будова Богородчанського підземного сховища газу.

2) Геофізичні дослідження свердловин Богородчанської площі.

3) Виділення порід-колекторів та визначення їх підрахункових параметрів.

4) Кореляція пластів продуктивного комплексу Богородчанського ПСГ.

5) Перелік умовних позначень і скорочень. Вступ. Перелік посилань на джерела. Висновки.

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

Презентація бакалаврської роботи в обсязі 13 слайдів

6. Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 03 квітня 2025 р.**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

№ п/п	Назва етапів бакалаврської роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1.	Геологічна будова Богородчанського підземного сховища газу.	03.04.2025-14.04.2025	виконано
2.	Геофізичні дослідження свердловин Богородчанської площі.	15.04.2025-28.04.2025	виконано
3.	Виділення порід-колекторів та визначення їх підрахункових параметрів.	29.04.2025-19.05.2025	виконано
4.	Кореляція пластів продуктивного комплексу Богородчанського ПСГ.	20.05.2025-09.06.2025	виконано
5.	Перелік умовних позначень і скорочень. Вступ. Перелік посилань на джерела. Висновки.	10.06.2025-16.06.2025	виконано

Студент

(підпис)

Керівник роботи

(підпис)*Підлужний Я. І.*_____
(прізвище та ініціали)*Коваль Я. М.*_____
(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Бакалаврська робота на тему «Побудова кореляційних схем за результатами геофізичних досліджень свердловин з метою оптимізації експлуатації Богородчанського підземного сховища газу». містить 60 сторінок, 2 таблиці, 13 рисунків та 7 джерел використаної літератури.

Схеми кореляції продуктивних відкладів несуть інформацію про їх глибину та товщину залягання, а також розповсюдження по площі. Кореляційні схеми є невідомою складовою на етапі пошуку, розвідки та експлуатації покладів вуглеводнів.

В бакалаврській роботі проаналізовано геологічну будову Богородчанського підземного сховища газу, комплекс методів геофізичних досліджень свердловин на етапі пошуку та розвідки покладів вуглеводнів, а також подано методичку інтерпретації даних геофізичних досліджень відкритоко стовбура свердловин. З метою побудова детальної фільтраційної моделі Богородчанського підземного сховища газу та оптимізації його експлуатації побудовано, з використанням автоматизованої системи «Геопошук», три повздовжніх та чотири поперечних кореляційних профілів.

Ключові слова: підземне сховище газу, геофізичні дослідження свердловин, породи-колектори, кореляційна схема. залягання, виділення, групування та ін.

ANNOTATION

The bachelor's thesis on “Construction of correlation schemes based on the results of geophysical surveys of wells to optimize the operation of the Bohorodchany underground gas storage facility” contains 60 pages, 2 tables, 13 figures and 7 references.

The correlation diagrams of productive deposits provide information on their depth and thickness, as well as their distribution over the area. Correlation schemes are an integral part of the prospecting, exploration and exploitation of hydrocarbon deposits.

The bachelor's thesis analyzes the geological structure of the Bohorodchany underground gas storage facility, a set of methods for geophysical surveys of wells at the stage of prospecting and exploration of hydrocarbon deposits, and also presents a methodology for interpreting data from geophysical surveys of open-hole wells. In order to build a detailed filtration model of the Bohorodchany underground gas storage facility and optimize its operation, three longitudinal and four transverse correlation profiles were constructed using the automated system “Geoprospecting”.

Keywords: underground gas storage facility, geophysical surveys of wells, reservoir rocks, correlation scheme. occurrence, isolation, grouping, etc.

ЗМІСТ

	Ст.
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ І СКОРОЧЕНЬ.....	6
ВСТУП.....	7
1. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА БОГОРОДЧАНСЬКОГО ПІДЗЕМНОГО СХОВИЩА ГАЗУ.....	9
1.1. Літолого-стратиграфічна характеристика досліджуваної площі.....	9
2.2. Основні відомості про тектоніку.....	15
2.3. Газоносність.....	18
1.3. Постановка геологічного завдання.....	23
2. ГЕОФІЗИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН БОГОРОДЧАНСЬКОЇ ПЛОЩІ.....	24
2.1. Характеристика умов проведення геофізичних досліджень свердловин.....	24
2.2. Комплекс методів ГДС з метою виділення порід-колекторів та визначення їх фільтраційно-ємнісних параметрів.....	28
3. ВИДІЛЕННЯ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ЇХ ПІДРАХУНКОВИХ ПАРАМЕТРІВ.....	33
3.1. Виділення порід-колекторів, визначення ефективних товщин.....	33
3.2. Петрофізичні моделі, покладені в основу виділення порід-колекторів та визначення їх підрахункових параметрів.....	35
4. КОРЕЛЯЦІЯ ПЛАСТІВ ПРОДУКТИВНОГО КОМПЛЕКСУ БОГОРОДЧАНСЬКОГО ПСГ.....	40
4.1. Кореляція і групування продуктивних пачок.....	40

4.2. Аналіз побудованих схем кореляції.....	51
ВИСНОВОК.....	59
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА.....	60

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ І СКОРОЧЕНЬ

СК	стандартний каротаж
БКЗ	бокове каротажне зондування
БК	боковий каротаж
ФЄВ	фільтраційно-ємнісні властивості
ПС	каротаж потенціалів самочинної поляризації
ПР	промивна рідина
МК	мікрокаротаж
МБК	мікробоковий каротаж
ІК	індукційний каротаж
АК	акустичний каротаж
ГК	гамма-каротаж
НГК	нейтронний-гамма каротаж
$\rho_{\text{п}}$	питомий електричний опір гірських порід, Омм
$\Delta T_{\text{п}}$	інтервальний час проходження пружних хвиль в породі, мкс/м
$\delta_{\text{п}}$	густина породи, г/см ³
α_{nc}	відносна амплітуда ПС
C	карбонатність, %
ΔI	подвійний різницевий параметр
P_n	параметр пористості
$K_{\text{п}}$	коефіцієнт пористості, %
K_2	коефіцієнт газонасичення, %

K_B коефіцієнт водонасичення, %

ВСТУП

Актуальність теми. Богородчанське підземне сховище газу (ПСГ) є стратегічним об'єктом газотранспортної системи України із забезпечення вітчизняних і західно-європейських споживачів газу. Ефективність роботи Богородчанського ПСГ значно впливає на собівартість транспортування газу. Тому актуальною є проблема оптимізації роботи ПСГ.

Втрати газу є однією із основних проблем, яка знижує ефективність роботи ПСГ. Серед основних чинників які впливають на втрати газу є складність будови об'єктів зберігання газу, що не дає змоги оптимізувати роботу ПСГ.

Вирішення цієї проблеми лежить у площині інформаційного забезпечення роботи ПСГ. Існування чіткої уяви про будову об'єктів зберігання газу залежить від достовірності їх фільтраційної моделі. Побудова детальної фільтраційної моделі Богородчанського ПСГ на основі геофізичної інформації дасть змогу оптимізувати роботу ПСГ і підвищити її ефективність. Побудова фільтраційної моделі не є можливим без кореляційних схем, які чітко дають уяву про будову об'єктів зберігання газу. Саме на вирішення задачі з побудови кореляційних схем спрямована дана робота.

Мета і завдання дослідження. Головною метою роботи є побудова кореляційних схем в межах верхньотортонських продуктивних відкладів Богородчанського ПСГ.

Для досягнення мети необхідно було розв'язати такі завдання:

- проаналізувати геологічну будову Богородчанського підземного осховища газу;
- проаналізувати комплекс методів, які використовувались у відкритому стовбурі свердловин Богородчанського родовища для виділення порід-колекторів та визначення їх підрахункових параметрів;
- здійснити розчленування продуктивної товщі верхньотортонських відкладів на пласти і прошарки;
- побудувати та проаналізувати кореляційні схеми в межах верхньотортонських продуктивних відкладів з метою побудови фільтраційної схеми Богородчанського ПСГ.

Методи дослідження. Обробка даних свердловинних геофізичних досліджень продуктивних інтервалів верхньотортонських відкладів.

Структура та обсяг роботи. Бакалаврська робота складається із вступу, 4 розділів, висновків, списку використаних джерел із 7 найменувань. Повний обсяг бакалаврської роботи становить 60 сторінок друкованого тексту комп'ютерного набору, ілюстрованого 2 таблицями та 13 рисунками.

1 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА БОГОРОДЧАНСЬКОГО ПІДЗЕМНОГО СХОВИЩА ГАЗУ

1.1 Літолого-стратиграфічна характеристика досліджуваної площі

В адміністративному відношенні Богородчанське підземне сховище газове (ПСГ) знаходиться на території Богородчанського району Івано-Франківської області. На відстані 5 км від смт. Богородчани. В геологічній будові Богородчанської площі беруть участь відкладення донеогенового комплексу, в основі Внутрішньої зони і тортон-сарматські відклади, якими виповнена Зовнішня зона (рис.1.1). В південно-західній частині, в розрізі родовища приймають участь міоценові відклади насунутого комплексу Внутрішньої зони.

Палеозойські відклади

На Богородчанській площі палеозойські відклади розкриті чотирма свердловинами: 1, 6 ,12, 14. Розкрита потужність в даних свердловинах не перевищує 200м. Палеозойські відклади представлені пісковиками, алевролітами та глинистими сланцями [1].

Мезозойська група

На розмитій поверхні палеозойських відкладів безпосередньо

залягають мезозойські, які представлені юрською і крейдовою системами [1].

Юрська система

Юрські відклади на даній території повністю розкриті свердловинами 1, 6, 12 і 14, і частково розкриті свердловиною 11. По стратиграфічній схемі в розрізі юрських відкладів виділяють три свити(знизу вверху): коржівська, нижнівська (келловей-оксфорд), буківнинська (кимерідж-титон), які відносяться до верхньоюрських відкладів. Потужність юрських відкладів по свердловині 1 складає 252 м, по свердловині 6-380 м, свердловині 12-384, 14-353 м.

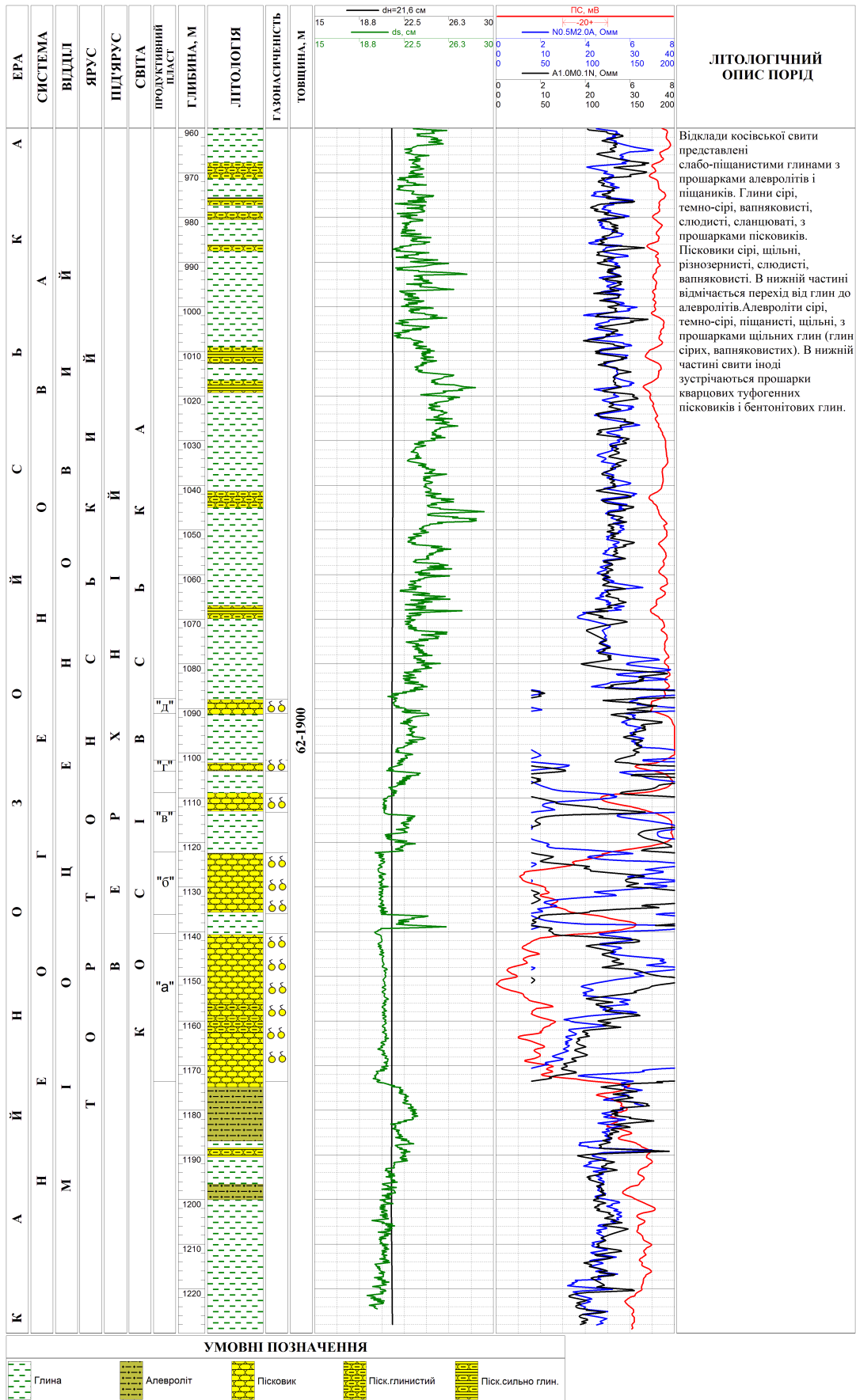


Рисунок 1.1 - Зведений геолого-геофізичний розріз продуктивної частини Богородчанського ПСГ

Крейдова система

Відклади крейдної системи в межах Богородчанської площі залягають на юрських і представлені верхніми і нижніми відділами. Нижньокрейдові відклади (ставчанська світа) представлені аргілітами, алевролітами з прошарками вапняків і доломітів. Потужність свити близько 60 м. Верхньокрейдові відклади найбільш повно представлені в розрізах свердловин №1, 6, 12 та 14. По розрізу даних свердловин чітко виділяють сеноманські, туринські, коньякські і сантон-кампанські відклади. Сеноманський ярус представлений глинисто-алевролітними породами з домінуванням пісчанистих різновидів; турон виражений вапняками і мергелями, вапняки світло-сірі і білі, органогенно-уламкові; в коньякському ярусі розвинута пачка світло-сірих глинистих мергелів, над якими лежить товща жовтуватого-сірих та жовтих пісковиків, які відповідають сантонському або кампанському ярусу. Потужність верхньокрейдових відкладів, на основі пробурених свердловин в середньому складає 250 м, за виключенням свердловини 11, де її товщина зменшується до 40 м.

Неогенові відклади

Вище зазначалось, що накопичення відкладів, які складають зовнішню зону прогину, пов'язане з залученням в загальне занурення крайової частини платформи, яка перетворилась в подальшому у зовнішню зону прогину. По віку верхні моласи охоплюють верхній і нижній тортон і нижній сармат, які не по-порядку лягають на мезозойську основу [1].

Тортонський ярус

Нижньотортонські відклади. Богородчанська світа

Відклади Богородчанської свити виділені в ряді глибоких розвідувальних свердловин (1, 4, 6, 7, 8, 9) між крейдовими і відкладами гіпсоангідритової свити. Їх потужність коливається в межах від 12 м (св.

12) до 99 м (св. 6). Максимальні потужності розкриття в свердловинах 1 і 6, відповідно 78 і 99 м. На основі мікрофауністичних досліджень дані відкладення відносяться до нижнього і низів середнього міоцену (богородчанська світа) [1].

В керновому матеріалі піднятому в даному інтервалі розрізу переважають пісковики і алевроліти, з характерними для крейдяних порід складом фракцій важких мінералів (переважання циркона над гранатом); глинисті різновиди керна представлені ущільненими глинами міоценового типу. Наявність в розрізі відкладів разом з міоценово-крейдовою фауною, також порід крейдового типу багатьма дослідниками пов'язується з пере відкладанням крейдових відкладів в міоценовий час.

Верхньотортонські відклади.

Тираська (гіпсоангідритна) світа

Світа представлена пачкою хомогенних порід (головним чином гіпсів та ангідритів), іноді з глинистими прошарками. Потужність відкладень не перевищує 100 м (у св. №4 – 13 м, 6 – 88 м, 5 – 13 м, 7 – 26 м і 11 – 35 м). Керновим матеріалом, в межах родовища, світа майже не охарактеризована. Є дані опису порід по св.№6 і 7, відібрані боковим ґрунтоносом, де вона представлена засолоненими та загіпсованими глинами, іноді аргілітами та глинами з включенням солей і гіпсу [1].

Косівська світа

Відклади косівської свити, в межах родовища, частково або повністю розкриті практично усіма глибокими розвідувальними свердловинами. Це доволі потужна товща морських осадів, складених в основному глинистими породами, серед яких, у вигляді пластових прошарків, залягають пісковики та алевроліти. Вміст останніх в деяких частинах розрізу зростає на стільки, що дозволяє виділити окремі піщано-аргілітові пачки, в яких і містяться газові поклади. Розкрита

потужність косівської свити коливається у дуже широкому діапазоні: св. № 10 – 1900 м, 1 – 625 м, 11 – 130 м, 6 – 62 м. Різка зміна потужності по південно-західному напрямку від фронтальної лінії стебницького насуву пояснюється їх тектонічне зрізання насунутим комплексом, в основному, нижніх молас внутрішньої зони Передкарпатського прогину.

Промислове накопичення газу приурочене до покрівельної частини 1-ої піщано-аргілітної пачки і верхнього піщано-аргілітного горизонту. Поклад газу приурочений до продуктивного горизонту, межі якого виділені з допомогою матеріалів промислової геофізики і даних по випробуванню свердловин. В покрівлі горизонту присутня пачка порід, виражена на каротажних діаграмах підвищеними опорами. Але в межах виділеного покладу високоомної горизонт літологічно неоднорідний. В більшості свердловин південно-східного блоку він представлений пісковиками (св. № 9, 15, 18, 22, 28, 19), які за даними кернавого матеріалу, випробування і матеріалами промислово-геофізичними досліджень є газonosними. При випробуванні цієї пачки у св. №15, 19, 22, 23 отримано приплив газу з абсолютно вільним дебітом 2,5 млн.м³ газу на добу. В обводненому блоці (св. № 17, 20, 21) ця пачка порід характеризується погіршеними колекторськими властивостями і має понижений питомий опір пластів. Загальна потужність продуктивного горизонту складає близько 120 м [1].

Сарматський ярус

Нижній сармат

Сарматські відклади на досліджуваній території розкриті в свердловині 6, потужністю близько 200 м. Керном відклади не охарактеризовані. Це в основному сірі та жовтувато-сірі глини з прошарками сірих алевролітів і пісковиків, і рідше конгломератами. На нашій території дані відклади об'єднуються в дашавську свиту [1].

Насунутий комплекс

На території площі відклади насунутого комплексу внутрішньої зони невпорядковано залягають на тортонських і в південно-західній частині – на мезозойських відкладах зовнішньої зони і представлені нижнім і середнім міоценом (воротищенські, стебницькі, балицькі та тортонські відклади) [1].

Воротищенська світа

Відклади воротищенської світи за літо-фаціальними особливостями поділяються на три підвиди: нижньоворотищенські, середньоворотищенські та верхньоворотищенські – добротівські [1].

Нижньоворотищенські відклади представлені світло-сірими, слюдистими, вапняковими, засолоненими, звклученням гіпсу глинами, з рідкісними прошарками сірих, тріщинуватих з нальотом гіпсу алевролітів та пісковиків [1].

Відклади середньоворотищенської підсвіти представлені конгломератовидними грубопластичними теригенними утвореннями зі значним вмістом екзотичного матеріалу. Це, в основному, пісковики з прошарками глин і мікроконгломератів. Пісковики – сірі та зеленувато-сірі, поліміктові, невапняковисті, рідше слабовапняковисті, глини сірі, некарбонатні, брекчировані, слабовапняковисті, мікроконгломерати сірі, рихлі, складені з філітів яскравого забарвлення [1].

Верхньоворотищенська під світа може бути представлена в двох фаціях: верхньоворотищенськими соленосними глинами і добротівськими шарами. Добротівські шари найчастіше представлені чергуванням аргілітів, алевролітів і пісковиків. Порода інколи засолонена. Аргіліти темно-сірі, сірі, тверді, слюдисті, вапняковисті, з прожилками кальциту. Пісковики і алевроліти сірі, дрібно- та середньозернисті, кварцові, міцні, вапняковисті і слабовапняковисті, тріщини заповнені кальцитом [1].

Потужність воротищенської світи коливається в широких межах

1000-1500 м і більше [1].

Стебницька світа

Відклади стебницької свити на даній ділянці представлені глинистими, рідше піщаними породами, часто брекчированими. В нижній частині стебницької свити частіше зустрічаються брекчирована порода, яка складається з уламків піщанисто-алевритистих і глинисто-аргілітистих відкладів, зцементованих сіллю. Серед брекчій зустрічаються прошарки перемятих глин чи кам'яної солі. Основну частину стебницького розрізу представляють групи зпрошарками ангідритів та солей, рідше – прошарки пісковиків та алевролітів. Потужність свити змінюється від 0 до 500 м [1].

Балицька світа

Нижня частин розрізу свити представлена товщею сірих, темно-сірих, коричневих вапняковистих глин з нечисленними прошарками сірих, темно-сірих, з коричнюватим відтінком пісковиків та алевролітів. В середній частині розрізу свити зустрічаються туфогенні утворення, глини і алевроліти з прошарками пісковиків ангідритів та гіпсів. Глини сірі, зеленувато-сірі, коричневі, вишневі, вапняковисті, слюдисті з прошарками ангідритів незначної товщини. Загальна потужність свити досить велика, місцями досягає 1000 м і більше [1].

2.2 Основні відомості про тектоніку

В тектонічному відношенні Богородчанська площа розташована в полосі зчленування Зовнішньої і Внутрішньої зон Передкарпатського прогину. Бориславсько-Покутська зона по тектонічному порушенню (Стебницький насув) насунута на Більче-Волицьку зону, в результаті цього структури останньої частково або повністю перекриті цим насувом. Безпосередньо Богородчанське підняття розташоване в

Косівсько-Угерській підзоні Більче-Волицької зони. Богородчанське підняття або антикліналь по мезозойських відкладах являє собою пологу антиклінальну складку північно-західного простягання, ускладнену рядом тектонічних порушень. Детальним вивченням міоценових відкладів, що проводили багато дослідників, вважається доведеним, що територія занята Зовнішньою зоною в палеогені і нижньому міоцені, являла собою сушу і складала єдине ціле з платформою. Лише в тортонський час почалося інтенсивне залучення в прогинання південно-західного схилу платформи доволі розділений донеогеновий рельєф, утворений частково гельветською, тортонською та сарматською трансгресіями, був похований під товщею осадів верхніх молас. Нижньотортонська трансгресія, яка мала характер інгресії, відклала досить широку товщу нижньотортонських осадів.

На початку верхньотортонського часу, перед початком нової потужної трансгресії, знову почалось прогинання і відкладення хемогенних осадів тираської (гіпсо-ангідритної) свити верхнього тортону. Але це занурення не було настільки інтенсивним. На платформі і в прогині потужність осадів не перевищує 100 м. Інтенсивне поглинання та формування Зовнішньої зони, як самостійної від'ємної тектонічної структури почалось у верхньому тортоні і закінчилось у верхньому сарматі. В результаті цього окраїна платформи приєдналась до області передового прогину у вигляді його Зовнішньої зони. З південного-заходу на Зовнішню зону насунута Внутрішня зона Передкарпатського передового прогину. Піденно-західна межа Зовнішньої зони доволі чітко фіксується по лінії насуву порід Внутрішньої зони на Зовнішню. Цей насув отримав назву "Стебницький". На глибині ця межа проводиться по доволі глибокому глибинному розлому (Стрийський або Прикарпатський регіональний скид). На північному-сході межа Зовнішньої зони і Волинсько-Подільської плити

проводиться доволі уявно по лінії регіональних глибинних розломів, в основному карпатського простягання, виражених у вигляді скидів і кулісовидно заходячи один відносно іншого: Ходорівським (на північному-заході) і Журавненсько-Тлумацькою флексурою (на південному-сході) [1].

Згідно існуючі схеми тектонічного районування Зовнішньої зони були виділені: Угерсько-Мальцівська впадина, Івано-Франківське (Станіславське) поперечне підняття і Косівська впадина. В межах української частини Передкарпатського прогину в Угерсько-Мальцівській впадині виділяється дві частини: власне Угерська та Крукеницька. Угерська частина (підзона) обмежена на північному-сході Яворівським і Калуським, а з південного-заходу Судово-Вишнянським скидами, отримала максимальне занурення в сарматський час. В її межах виділені Свидницьке, Рудницьке, Угерське, Більче-Волицьке, Дашавське, Кадобнянське, Гринівське і Богородчанське брахіантиклінальні підняття, до яких і приурочені родовища газу. Під міоценовий фундамент підзони складається дислокованими породами кембрія і силура, які перекриті практично горизонтально залягаючими породами мезозою [1].

Крукеницька підзона, розміщена на південний-захід від Угерської, має вигляд великого клина, закатаним між Судово-Вишнянським скидом на північному сході і Передкарпатським розломом на південному-заході. За матеріалами сейсмозвідки у найбільш зануреній частині підзони, яка пристає до Судово-Вишнянського занурення, потужність тортонсаматських відкладів сягає 4-5 км. В південному напрямку у зв'язку з підійманням фундаменту, їх потужність зменшується, при цьому проходить виклинювання мезозойських відкладів, верхні моласи тут залягають на високо піднятому, інтенсивно дислокованому рифейському фундаменті (район Ходнович) [1].

Богородчанська площа розташована в межах південно-східної частини Угерської підзони, безпосередньо біля м. Богородчани. В цій частині зовнішньої зони В.В. Утробін виділяє Богородчансько-Дашавську антиклінальну полосу (по мезозойських і низах середньо міоценових відкладів), яка проходить через населені пункти: Дашава, Баличі, Кадобно, Грабівку і Богородчани. Від краю платформи ця полоса структур відділена Калуською синкліналлю. При цьому спостерігається значне занурення в південно-східному напрямку (Богородчани - Парище), і перекриття насувом Внутрішньої зони. Богородчансько-Дашавська полоса являє собою ряд структур антиклінального типу, що розділені незначними зануреннями. Всі ці структури є складними додатними утвореннями, що виникли, з однієї сторони, завдяки обліканню підвищень древнього рельєфу, а з іншого боку – внаслідок дії активних процесів [1].

Богородчанська площа приурочена до Богородчанського підняття, яке являє собою брахіантиклінальну складку північно-західного простягання. Розміри північно-західного блоку складки 1,3 – 1,5 км. По продуктивному горизонту складка також являє собою антикліналь північно-західного простягання, ускладнена насунутим комплексом відкладів Бориславсько-Покутської зони та тектонічними порушеннями. Відклади насуву розкриті свердловинами 4 та 24 в північно-західному блоці, а також рядом свердловин в центральному блоці родовища. Товщина цих відкладів збільшується в південно-західному напрямку. Площина насуву, як правило, доволі крута і досягає $60-80^{\circ}$, однак в границях Богородчанського підняття вона, має відносно пологий характер ($35-40^{\circ}$). Південно-західне крило підняття зрізається цим насувом в районі свердловини 4 [1].

2.3 Газоносність

Промислова газоносність Богородчанської площі пов'язана з продуктивним горизонтом косівської світи верхньо-тортонського під'ярусу. Газоносність цих відкладів виявлена в 1967 р. свердловиною 1, в якій при випробуванні інтервалу 1160-1190 м з допомогою випробувача пластів отримано промисловий приплив газу до 80 тис. м³ на добу через діафрагму діаметром 6 мм. Випробування свердловин 4 та 24 підтвердило наявність газових покладів на Богородчанській площі [1].

За результатами випробування та за даними інтерпретації матеріалів промислово-геофізичних досліджень свердловин на Богородчанській площі в продуктивній товщі косівської світи верхньотортонського під'ярусу було виділено продуктивний горизонт. Найбільш витриманим за товщиною і площею є середній продуктивний горизонт в центральному тектонічному блоці, який на даний час є підземним сховищем газу. Поклад газу нижнього продуктивного горизонту в північно-західному блоці виявлений св. № 4 і підтверджений св. № 24. Він є тектонічно обмеженим з південного сходу та північного заходу (рис. 1.2, 1.3) [1].

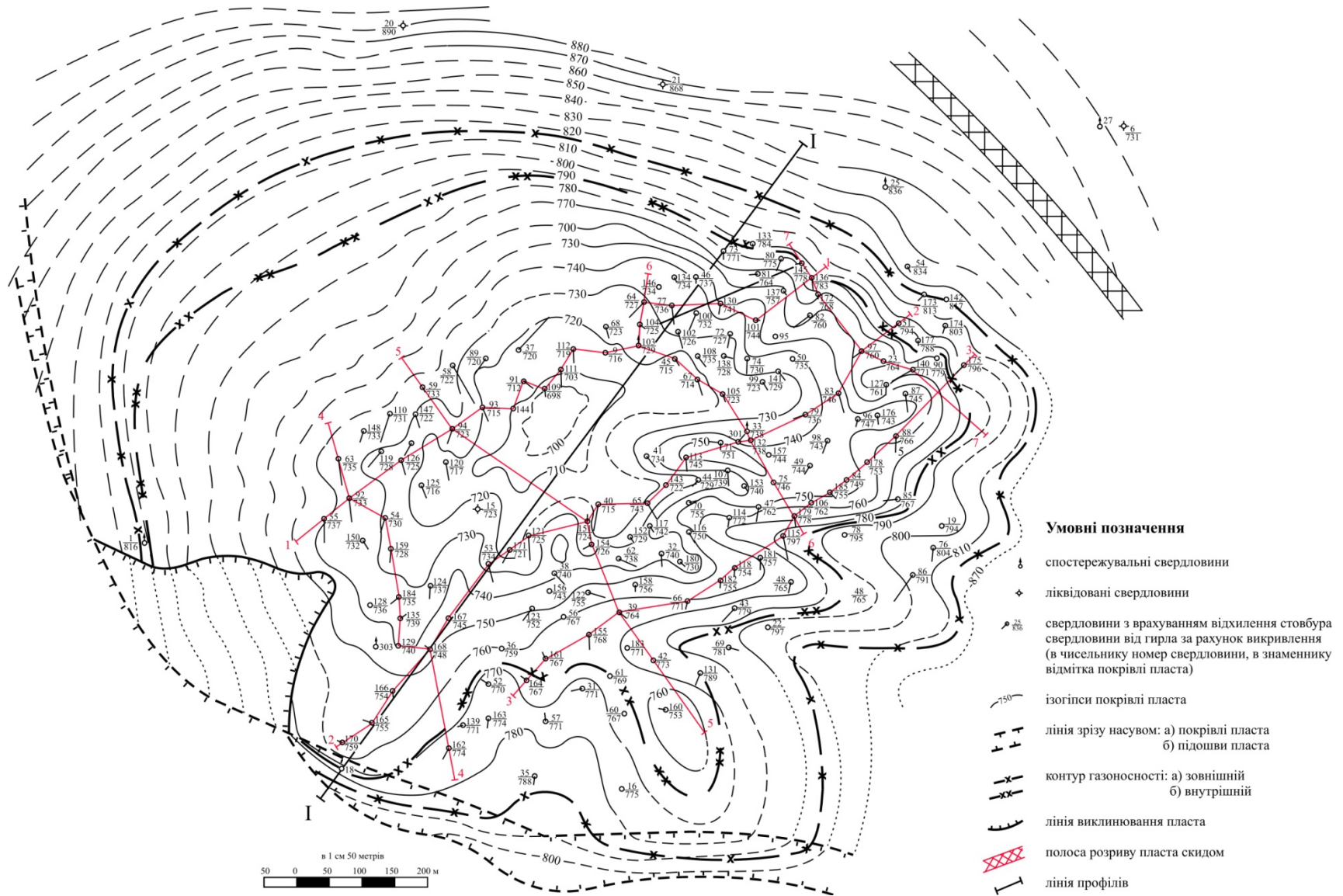


Рисунок 2.1 - Структурна карта покрівлі пласта "а"

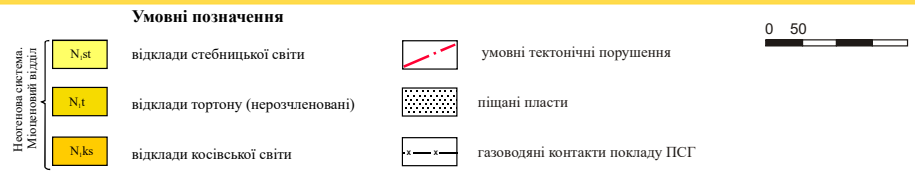
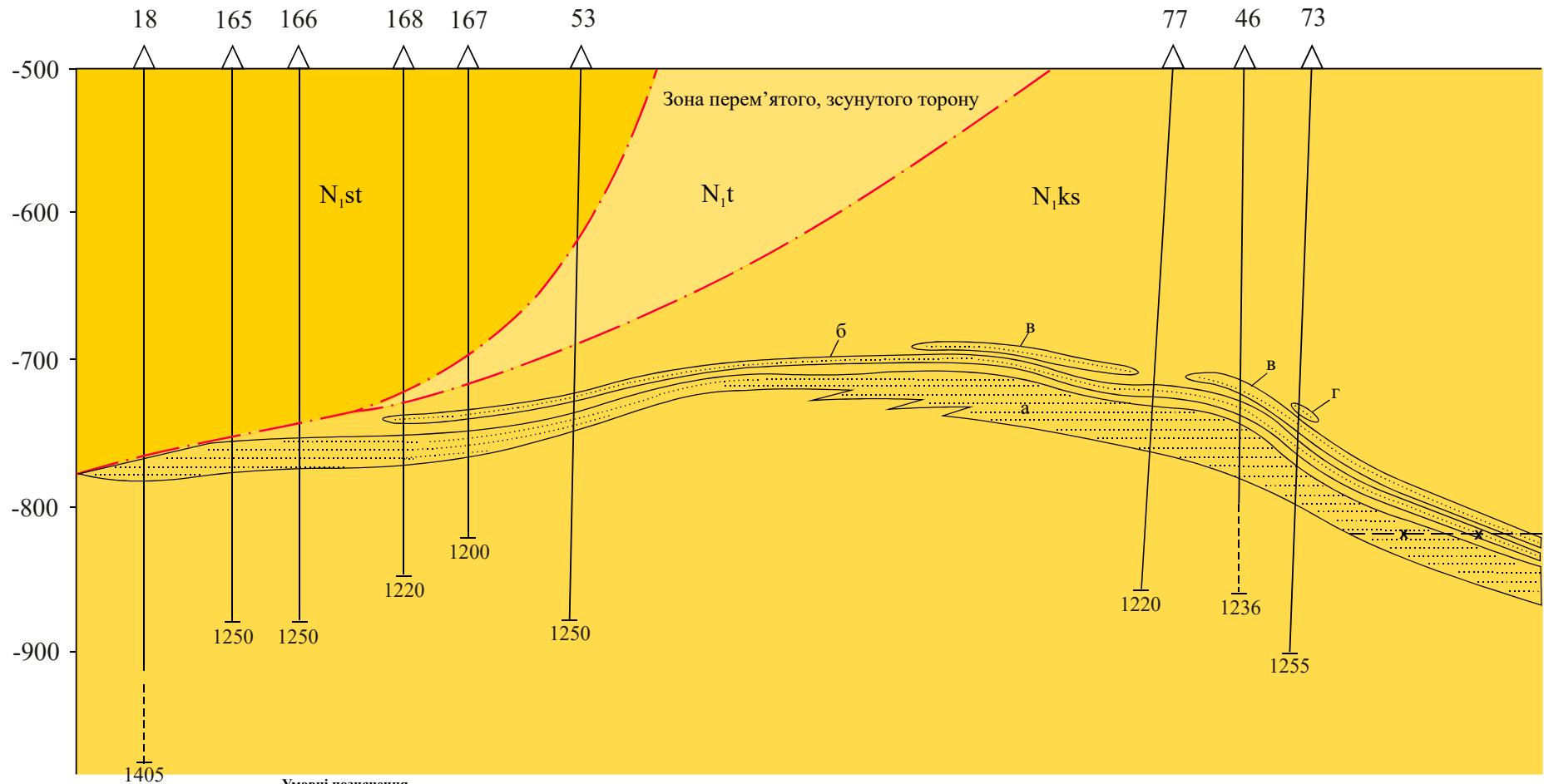


Рисунок 2.2 - Геологічний розріз по лінії I-I

Зовнішня зона Передкарпатського прогину характеризується, в основному, наявністю газових родовищ. Нафтові поклади непромислового характеру тут відомі лише на площі Коханівка та Судова-Вишня. Поширення газоносності по стратиграфічному комплексу порід дуже широке: воно відмічається від палеозойських до нижньосарматських відкладів включно. Іноді вона виражається у вигляді газонафтопрояві, а іноді – у вигляді великих промислових покладів газу [1].

В структурно-пошукових св.№ 1, 2, 3-Богородчани, пробурених у 1948 році, які досягнули вибоїв відповідно 1138 м, 1265 м, 1505 м, спостерігались газопрояви у відкладах тортону і стебника. У свердловині 1 при випробуванні інтервалу 493-528 м (відклади насуву) отриманий приплив газу дебітом 8 м³/добу при тиску на гирлі 3,5 атм. На інтервалі 390-401 м отриманий приплив газу дебітом 25 м³/добу при тиску на гирлі 3 атм. В процесі випробування стебницьких відкладів у свердловині 3 отримані припливи газу. На глибині 180 м отриманий приплив газу дебітом 201 м³/добу, з глибини 386 м отриманий незначний приплив газу, дебіт не визначений. В пробурених у 1952 році структурно-пошукових свердловинах (профіль Івано-Франківськ - Богородчани) в трьох свердловинах 4-СБ, 7-СБ, 8-СБ відмічались газопрояви. У св. №8-СБ на глибині 348 м із тортону насунутого комплексу були газопрояви у вигляді слабкого газування бурового розчину. Інтенсивні газопрояви відмічені у св. № 7 з глибини 280 м з косівської свити.

Промислова газоносність тортонських відкладів встановлена на сусідньому з Богородчанським – Гриньківському газовому родовищі, яке знаходиться на північному-заході від першого і було відкрите у 1958 році. Газоносність Гриньківського родовища пов'язана з відкладами верхньотортонського підярусу, в якому немає чітко витриманих по

площі літолого-стратиграфічних реперів. У зв'язку з цим, при підрахунку запасів в розрізі верхньотортонських відкладів на основі промислово-геофізичних досліджень та результатами випробування свердловин виділено 16 газоносних пачок [1].

В 1965 році був складений проект глибокого пошуково-розвідувального буріння на площі Богородчани-Парище, що дало основу для буріння на Богородчанському піднятті. Перша св. №1 закладена в листопаді 1965 року. Нею розкриті відклади насуву Внутрішньої зони, мезозойські відклади та 100 м палеозойських відкладів, вибій свердловини – 2754 м. За даними промислової геофізики весь розкритий свердловиною розріз інтерпретувався як водоносний за виключенням деяких пластів, що залягають в покрівлі верхньотортонських відкладів, які оцінювались як можливо газоносні. При їх випробуванні в інтервалі 1160-1190 м отриманий промисловий приплив газу дебітом 80 тис.м³/добу при 8 мм штуцері. В результаті отриманих даних, в подальшому на площі пробурений ряд свердловин, з яких виявлено газовий поклад, приурочений до верхньої частини верхньотортонських відкладів. Розкриті на площі палеозойські та мезозойські відклади, за даними промислової геофізики і випробувань свердловин, виявились водоносними [1].

Газовий поклад, виявлений у верхньотортонських відкладах, приурочений лише до найбільш припіднятого центрального блоку, що доведено випробуваннями у св. №3, 4, 1, 9, 6, 14. В св. № 3, яка розкрила продуктивні горизонти в зануреному блоці, останні виявились повністю обводненими. Обводненість розкритих св. № 6 верхньотортонських відкладів на більш високих відмітках, можна пояснити лиш наявністю тектонічного розривного порушення екрануючого характеру. Другою на площі була пробурена св. №9, в якій розріз верхньотортонського під'ярусу за результатами інтерпретації результатів промислової

геофізики оцінюється як чергування газоносних і водоносних пластів. Багато пластів, зі значеннями питомих електричних опорів від 1 до 3,5 Ом інтерпретувались неоднозначно. При випробуванні нижньої частини розрізу верхньотортонського підярусу у св. № 9 в одних випадках були отримані притоки пластових вод, а в інших – притоки пластових вод і газу. Так при випробуванні інтервалу 1490-1506 м отриманий приплив пластової води з газом. Дебіт води склав близько 100 м³/добу, газу 26-30 тис.м³/добу. З метою визначення місця притоку, в свердловині проводився ряд замірів електротермометра та резистиметра. За даними замірів був зроблений висновок, що газ в свердловину поступає з верхньої частини інтервалу прострілу; вода – по затрубному простору. Але не виключена можливість потрапляння води і з інтервалу перфорації. З метою ізоляції нижньої частини досліджуваного інтервалу поставлено цементний міст і повторно простріляний інтервал 1490-1493 м в результаті випробування цього інтервалу отримано приплив пластової води з газом. Дебіт води склав 17,1 м³/добу на 4 мм штуцері, а газу 2,5 тис.м³/добу на 2 мм штуцері (газ - сухий) [1].

1.3 Постановка геологічного завдання

Виходячи із літолого-петрографічної характеристики порід-колекторів Богородчанського ПСГ слід відмітити, що поклади газу пов'язані з породами складної геологічної будови, які призводять до спотворення значень вимірюваних фізичних параметрів, а в подальшому і до визначення підрахункових параметрів.

Ефективна експлуатація покладів вуглеводнів можлива за умов наявності повної та достовірної інформації про цей об'єкт. Одним із елементів, що висвітлю інформацію про пласти-колектори, глибину їх залягання, їх розповсюдження по площі, є кореляційна схема. Особливо

цінну інформацію кореляційні схеми видають при побудові фільтраційної моделі ПСГ з метою оптимізації його експлуатації. тому в даній роботі одним із головних завдання є побудова кореляційних схем для оптимізації експлуатації Богородчанського підземного сховища газу.

2 ГЕОФІЗИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН БОГОРОДЧАНСЬКОЇ ПЛОЩІ

2.1 Характеристика умов проведення геофізичних досліджень свердловин

В процесі розвідки і підготовки до експлуатації на Богородчанській площі бурились розвідувальні та експлуатаційні свердловини. Конструкція розвідувальних свердловин – двоколонна, експлуатаційних – одноколонна. Відповідно до цього розкриття верхньотортонських відкладів, в основному проводилось долотами діаметром 295 мм і 190 мм – у розвідувальних свердловинах, 295 мм і 214 мм – в експлуатаційних.

Густина промивної рідини, яка використовувалась при бурінні свердловин коливалась в межах 1,15-1,36 г/см³ із переважаючою – 1,2 г/см³, а її в'язкість 35-80 сек. Питомий електричний опір промивної рідини при пластових умовах $\rho_c=0,09-0,7$ Омм із переважаючою величиною 0,15-0,3 Омм. Низький питомий електричний опір спостерігався у свердловинах №4 і №9, що обумовлено розкриттям солей і засолених порід в насунутому комплексі відкладів.

Вивчення пластових вод здійснювалось в процесі структурно-пошукового і глибокого буріння. На основі хімічного складу вод складений графік залежності мінералізації пластових вод від глибини залягання горизонтів (рис. 2.1). Для побудови даної залежності використовувались

граничні значення мінералізації, так як у багатьох випадках проби води відбирались без доведення її до постійного складу. Для побудови залежності $\rho_B = f(H, t)$, на даній площі були проаналізовані заміри геотермічного градієнта і заміри температури по свердловині під час проведення бокового каротажного зондування (БКЗ). В результаті встановлено, що величина геотермічного градієнта $G=2,65^\circ/100$ м (св.№4), температура нормального шару 7°C . Температура пласта (при проведенні геофізичних робіт) прийнята як середнє значення [1]:

$$t^{nn} = \frac{t^G + t^K}{2}, \text{ де } t^G = 2.65 \frac{H}{100} + 7, \quad (2.1)$$

де t^K – відповідно температура по даним замірів термометром під час проведення електричного каротажу (табл. 2.1).

Результати проведення опорів пластових вод до умов пласта показані на рис. 2.2. Як видно із графіка, для глибини 1000-1800 м питомий опір пластових вод при пластових температурах змінюється від 0,046 до 0,028 Омм.

Зміна температури і питомого опору пластових вод із глибиною на Богородчанській площі приведені у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Результати замірів температури і опору пластових вод

№ Св.	Глибина дос., м	Замір темпе- ратури	Замір температури при БКЗ		$t_s = \frac{t_1 + t_2}{2}$	$t_{nn} = \frac{t_s + t_G}{2}$	ρ_B^{18}	ρ_B^t
			t_G	t_1				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	1000	33,5	27,1	28,5	27,8	30,6	0,055	0,042
	1100	36	28,3	29,75	29	32,5	0,053	0,04
	1200	38,5	29	31	30	34,2	0,052	0,038
	1300	41,4	30	37	33,5	37,4	0,05	0,035
	1400	44,1	31	39,2	35,1	39,6	0,049	0,033
	1500	46,75	32	36	34	40,4	0,048	0,031
	1600	49,4	32,3	37	34,6	42	0,048	0,03
	1700	52,05	33	38	35,5	43,8	0,048	0,029
	1800	54,7	38	41	39,5	47,1	0,048	0,028

Низький опір розчину знижував якість діаграм мікрокаротажу і інших видів електричних робіт. Часто на діаграмах мікрокаротажу (МК) були відсутні прирости навпроти колекторів, що і не дозволяло використовувати діаграми МК при оцінці зони проникнення. Низький опір промивної рідини також відображавсь на якості діаграм потенціалів самочинної поляризації (ПС), занижена амплітуда $\Delta U_{\text{пс}}$ навпроти пісковиків. Однак результати інтерпретації достатньо достовірні.

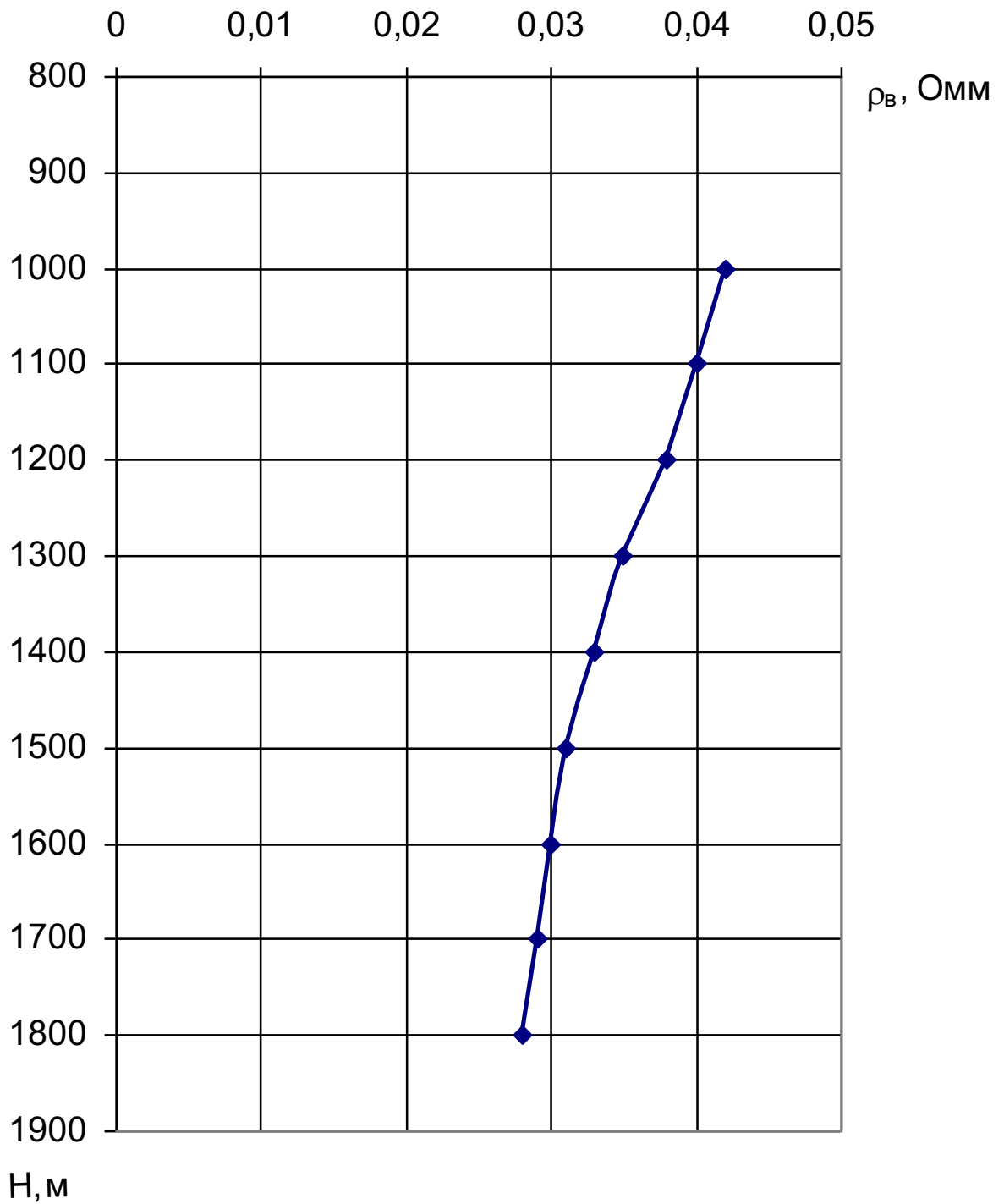


Рисунок 2.2 – Зміна опору пластових вод із глибиною

2.2 Комплекс методів ГДС з метою виділення порід-колекторів та визначення їх фільтраційно-ємнісних параметрів

Геофізичні дослідження свердловин (ГДС) досліджуваної території

проводились Івано-Франківською експедицією геофізичних досліджень свердловин [1].

Дослідження свердловин виконувались наступними методами (рис.2.3):

I. Дослідження по всьому стовбуру свердловини в масштабі глибин 1:500 [1]:

- а) стандартний каротаж (ПЗ, ГЗ, ПС);
- б) радіоактивний каротаж (ГК і НГК);
- в) кавернометрія;
- г) термометрія при БКЗ;
- д) визначення геотермічного градієнта.

II. Дослідження в перспективних інтервалах у масштабі глибин 1:200 [1]:

- а) бокове каротажне зондування (БКЗ);
- б) мікрозондування (МК);
- в) радіоактивний каротаж (ГК, НГК);
- г) кавернометрія;
- д) боковий каротаж (БК);
- е) боковий мікрокаротаж (БМК).

Проводилися інші методи з метою визначення технічного стану колони і визначення інтервалів перфорації, а також визначення зон перетоків пластової води поза колоною і визначення характеру насичення колекторів випробувачами на трубах і встановлення дебітів окремих об'єктів у розрізах свердловини.

Методи промислової геофізики, які проводились на даній площі, дозволяють із великою достовірністю вивчати розрізи свердловин: здійснювати кореляцію розрізу, стратиграфічне розчленування (із врахуванням геологічних даних) здійснювати оцінку газоносності піщано-алевритових порід, визначати ефективну потужність як в однорідних, так і в анізотропних пачках, визначати величину пористості і коефіцієнт газонасичення .

Стандартний каротаж виконувався градієнт- і потенціал-зондами з записом кривої самочинної поляризації (ПС). Розмір потенціал-зонда

становив $AM=0,5\text{м}$ (N6.0M0.5A), а градієнт-зонда – $AO=2,25\text{ м}$ (A2.0M0.5N). Переважно криві стандартного каротажу записувались в аналоговій і цифровій формах. Крок квантування 0.2 і 0.5м. Масштаби запису – 1,0 Ом·м/см. Масштаб кривої ПС – 5,-12,5 мВ/см в залежності від мінералізації ПР [1, 2].

Бокове каротажне зондування (БКЗ) проводилось у розрізі продуктивних відкладів градієнт-зондами: A0.4M0.1N; A1.0M0.1N; A2.0M0.5N; A4.0M0.5N; A8.0M1.0N і покрівельним градієнт-зондом: N0.5M2.0A. Крива ПС записувалась під час окремого спуску приладу. Криві БКЗ записувались в аналоговій і цифровій формах. Крок квантування – 0.2 м. Масштаби запису кривих градієнт-зондів – 1,0 Ом·м/см. Методом БКЗ охоплені продуктивні інтервали в усіх свердловинах.

Мікрокартаж(МК) проводився в свердловинах з метою виділення колекторів питомого опору присвердловинної зони пластів. Криві МК реєструвались в аналоговій і цифровій (крок квантування 0.2м) формах. Масштаби запису кривих – 1,0 Ом·м/см. Криві виводились на діаграмну стрічку у масштабі глибин 1:200. Швидкість реєстрації апаратурою МДО-3 до 1000 м/год. Проводилися у всіх свердловинах.

Боковий мікрокартаж (БМК) проводився апаратурою МБКУ з метою виділення колекторів, визначення питомого електричного опору промитої зони пластів і оцінки залишкової газонасиченості. Запис кривої БМК проводився в аналоговій і цифровій формах з кроком квантування 0.2 м. Криві виводились у масштабі глибин 1:200, масштаб кривих – логарифмічний 1,0 Ом·м/см, (швидкість запису – 1000 м/год). Методом БМК охоплені всі свердловини.

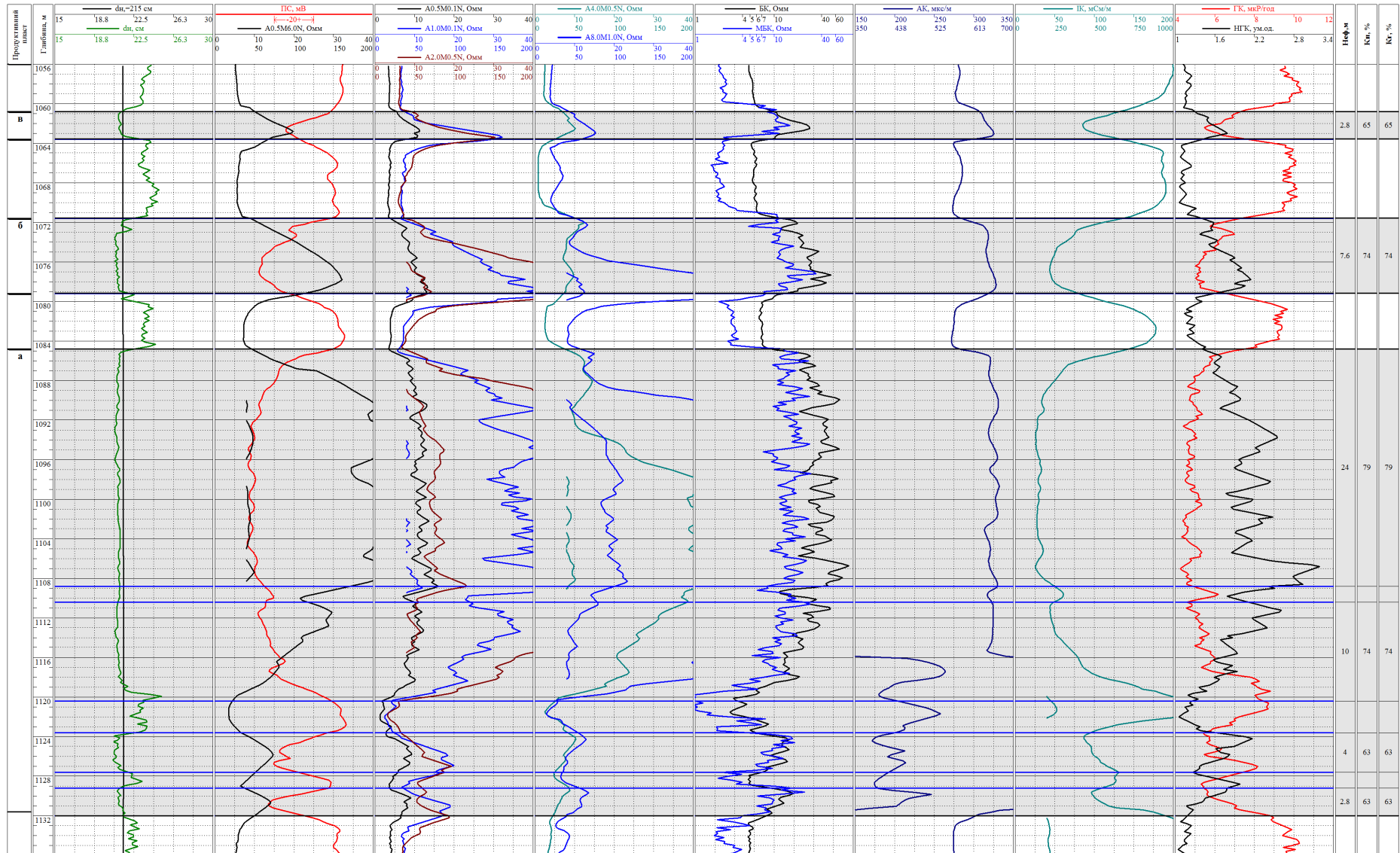


Рисунок 2.3 – Планшет комплексу методів ГДС (св.№67-Богородчани)

Боковий каротаж (БК) проводився триелектродним зондом БК-3, апаратурою типу К-3 з метою визначення питомого опору пластів і коефіцієнта збільшення опору. Криві БК реєструвались в аналоговій і цифровій формах з кроком квантування 0.2м. Криві виводились у масштабі глибин 1:200, масштаби кривих позірнього опору – логарифмічний. Криві БК виводились на діаграми спільно з кривими БМК, що давало можливість виділити в розрізі окремі прошарки і проводити оцінку характеру насичення колекторів. Швидкість запису кривих до 1500 м/год. Методом БК охоплені всі свердловини.

Індукційний каротаж (ІК) проводився апаратурою АІК-М (зонд 6Ф1,4) з метою визначення питомого опору низькоомних пластів-колекторів ($\rho_p \leq 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$). Цифрова реєстрація здійснювалась з кроком квантування 0.2м. Зображення кривих на діаграмах виконувались в одиницях провідності (мСм/м). Швидкість запису не перевищувала 1500 м/год. Запис кривих електропровідності виконувався в лінійному масштабі (50 мСм/м/см), а умовний опір з поправкою за скін-ефект зображався на діаграмі в не лінійному масштабі з модулем логарифмічного масштабу 6,25 см. Методом ІК охоплені всі свердловини.

Гамма-каротаж (ГК) проводився в усіх свердловинах з метою вивчення літологічної характеристики, оцінки глинистості пластів, а також для взаємної ув'язки за глибиною вимірювань в закріпленій колоною свердловині з вимірюваннями у відкритому стовбурі свердловини. Запис кривих ГК виконувався апаратурою ДРСТ-3 і ДРСТ-2. Одиниці вимірювання гама-поля: мкР/год (1.0 мкР/год/см). Швидкість запису – 700 м/год [1].

Нейтронний гамма-каротаж (НГК) застосовувався для розчленування розрізу і відбивки ГВК. Метод НГК проводився у відкритому стовбурі свердловини з кроком квантування 0.2м і 0.5м. За фізичну одиницю приймалась умовна одиниця. Метод НГК виконувався апаратурою ДРСТ-3 і ДРСТ-2, довжиною зонда – 60 см. Швидкість запису – 700 м/год. Масштаб кривої – 0.1 ум.од/см. Криві НГК реєструвались одночасно з кривою ГК.

Масштаби глибин 1:500 і 1:200. В якості джерела нейтронів застосовувалась суміш полонію з берилієм. Метод НГК проведений в усіх свердловинах [1].

Акустичний каротаж (АК) проводився у свердловинах з метою розчленування геологічного розрізу, виділення газоносних і водоносних колекторів, оцінки пористості. Реєструвались криві часу (t_1 , t_2 , Δt) і амплітудні криві (A_1 , A_2 , α_n). Апаратура СПАК-8 зонд В_{10,4}В_{21,5}П СПАК-4 зонд В_{10,4}В_{21,2} П. Швидкість запису – 1500 м/год. Криві t_1 і t_2 реєструвались у 100 мкс/см, крива Δt – 25,20 мкс/см, амплітудні криві A_1 і A_2 – 1мВ/см, α_n – 2 дцБ/см. Акустичний каротаж проведений в усіх свердловинах.

Термометрія свердловини. Проводилась в неустанному режимі з метою визначення працюючих пластів, а також визначення температури у стовбурі свердловини. Геотермічні дослідження з метою визначення геотермічного градієнту – не виконувалась. Термоградієнт прийнятий по площі становить $\Gamma_{100}=3,4$ С°. Вимірювання температури у свердловинах проводилось з допомогою електронних термометрів ТЕГ-36. Масштаб запису-0,25 С/см. Швидкість запису – 1500 м/год. Запис виконувалась при спуску і при підйманні приладу. Термометрія проведена в усіх свердловинах.

Інклінометрія проводилась з метою визначення зенітних кутів нахилу стовбура свердловини і азимуту її напрямку. Крок вимірювань кутів і азимутів становив 25 м, інколи 10 м, на перекритті – 5 м. Визначались такі параметри: дирекційний кут, зміщення, абсолютна глибина і видовження стовбура внаслідок кривизни. Застосовувались прилади типу КІТА.

Висновок

У відкритому стовбурі свердловин Богородчанського родовища виконувалась типовий комплекс методів ГДС. Такий комплекс методів ГДС дозволив із доволі високою достовірністю виділити в геологічному розрізі породи-колектори та визначити їх підрахункові параметри

3 ВИДІЛЕННЯ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ЇХ ПІДРАХУНКОВИХ ПАРАМЕТРІВ

3.1 Виділення порід-колекторів, визначення ефективних товщин

Виділення порід-колекторів на Богородчанській площі виконувалось із використанням встановлених прямих та непрямих (побічних) якісних ознак та кількісних критеріїв. Порові теригенні породи-колектори досліджуваної ділянки характеризуються найбільш стійкими ознаками. Дані породи-колектора характеризуються кількісними критеріями, які розділяють їх на колектори і непроничні породи за даними пористості, проникності та ряду інших геофізичних характеристик [1]. Наявність чітко визначених якісних ознак та кількісних критеріїв полегшує виділення порових порід-колекторів, які розбурювались на розчинах, електричний опір фільтрату яких був більшим за итомий електричний опір пластових вод [3, 4, 5].

Прямі якісні ознаки порового колектора зумовлені проникненням в пласти-колектора фільтрату промивної рідини, що призводить до формування глинистої кірки на стінках свердловини, а також зони проникнення фільтрату промивної рідини в пласт. При розбурюванні теригенних порід-колекторів, до яких належать породи Богородчанської площі, на глинистому розчині із $\rho_f > \rho_v$ при значній репресії на пласти, то в таких випадках ознаками проникнення фільтрата бурового розчину в пласт слугують:

а) зменшення діаметра свердловини (d_c) на кривій кавернометрії (профілеметрії) у порівнянні із номінальним її діаметром (d_n);

б) радіальний градієнт питомих опорів вимірних зондами із різною глибинністю досліджень: мікрокаротажу, бокового каротажного

зондування і комплексу бокового каротажу.

Із непрямих якісних ознак колекторів є наступні:

а) аномалії амплітуд потенціалів самочинної поляризації при невисокій відносній глинистості, тобто $\eta_{\text{гл}} < 0,4-0,5$;

б) аномалії амплітуд потенціалів самочинної поляризації мають від'ємний знак ($\rho_c > \rho_v$);

в) низькі покази інтенсивності γ -випромінювання на кривих гамма-каротажу.

У свердловинах, які пробурені на промивних рідинах (ПР) із певною мінералізацією пластових вод, основними ознаками проникнення фільтрату промивної рідини в пласт є зменшення діаметра свердловини; покази на кривих гамма-каротажу залишаються такими ж самими як і в попередніх випадках. В таких випадках для виділення порід-колекторів також застосовувався метод нейтронного гамма-каротажу.

Інтерпретація кривих бокового каротажного зондування показала про наявність в пластах несуттєвого проникнення фільтрату.

Для пластів малої товщини ($h \leq 4$ м) при визначенні питомого електричного опору пластів (ρ_p), зони проникнення ($\rho_{\text{зп}}$) використовувались палетки ЕК. Величини питомих електричних опорів такого роду пластів порівнювались із використанням даних БК.

Виділення порових порід-колекторів за даними непрямих кількісних ознак (критеріїв) зумовлено наступними чинниками:

– у дослідженому розрізі породи-колектори відрізняються від порід неколекторів значеннями фільтраційно-ємкісних властивостей (ФЄВ), а відповідно і значеннями геофізичних характеристик, що відображають ці властивості;

– границя між породами-колекторами і неколекторами характеризується нижніми граничними значеннями пористості ($K_p^{\text{пр}}$) і

проникності ($K_{пр.гр}$), максимальним граничним значенням об'ємної глинистості ($K_{гл.гр}$), а також деякими граничними значеннями геофізичних характеристик ($\alpha_{пс.гр}$, $\Delta T_{гр}$, $\omega_{гр}$, $\delta_{гр}$, $I_{\gamma.гр}$)).

При сучасному методичному та апаратурному забезпеченні ГДС такі підрахункові параметри як: ефективна товщина ($h_{еф}$), коефіцієнт пористості (K_p) і газонасиченості (K_g) можуть бути визначені в пластах і тонких прошарках, ефективна товщина ($h_{еф}$) яких становить більше 1,5 м, а також при мінералізації пластових вод $C_v > 10 \cdot 10^3$ кг/м³. Для пластів із $1,5 \text{ м} > h_{еф} > 0,5$ за даними геофізичних досліджень свердловин можуть бути визначені ефективні товщини та коефіцієнти пористості, а коефіцієнти газонасиченості K_g можуть бути визначені для певних окремих випадків в породах-колекторах без проникнення або із малою ($D/d < 2$) глибиною проникнення фільтрату бурового розчину в пласт. Також для визначення ефективної товщини порід-колекторів Богородчанської площі використувувались якісні та кількісні критерії комплексу методів ГДС, базовими із яких були метод гамма-каротажу, мікрокаротаж та метод кавернометрії. Для визначення ефективної товщини продуктивної пачки використовувалась наступна формула [3]:

$$h_{еф} = h_{заг} - \sum h_{глин} - \sum h_{щільн} - \sum h_{<0,4} \quad (3.1)$$

де $h_{еф}$ – ефективна товщина колекторської пачки;

$h_{заг}$ – загальна товщина породи-колектора;

$h_{глин}$ – товщина глинистих пропластків;

$h_{щільн}$ – товщина щільних пропластків;

$h_{<0,4}$ – товщина пропластків більша 0,4 м.

3.2. Петрофізичні моделі, покладені в основу виділення порід-колекторів та визначення їх підрахункових параметрів

Для врішення головної задачі бакалаврської роботи, тобто побудувати кореляційні схеми по заданих лініях свердловин, в першу чергу необхідно в геологічному розрізі свердловин виділити пласти-колектора. Це можна здійснити як за якісними, так і за кількісними ознаками, які викладені в попередньому пункті. Для того щоб виділити породи-колектора за непрямими кількісними ознаками необхідно встановити їх колекторські властивості. Для визначення колекторських властивостей порід Богородчанської площі використовувались різного роду петрофізичні залежності, які встановлені на основі лабораторних досліджень кернавого матеріалу. Такими петрофізичними залежностями є встановлені взаємозв'язки типу: $P_n = f(K_n)$; $\Delta U_{nc}^{gid} = f(K_n)$; $\Delta U_{nc}^{gid} = f(\Delta I)$; $\Delta I = f(K_n)$; $K_{np} = f(K_n)$; $K_n = f(C)$; $\delta = f(K_n)$ та ін [1].

Графіки залежності $P_n = f(K_n)$ побудовані з метою виявлення можливостей використання метода опору для визначення пористості. Значення коефіцієнта пористості приймалися за даними аналізу керну, а за параметр пористості приймалися величини $\frac{\rho_\Delta}{\rho_\phi \cdot q}$ і $\frac{\rho_n}{\rho_e}$ для водоносних пластів і $\frac{\rho_\Delta}{\rho_\phi}$ – для газоносних пластів. Вибирались однорідні пласти з мінімальною глинистістю, значної потужності, для яких була визначена пористість по керну. Якщо в інтервалі відбору керну було здійснено декілька вимірів пористості, то останя усереднювалась.

Для водоносних пластів коефіцієнт q за змішання фільтрата і пластової води у зоні проникнення визначався по аналітичному виразу:

$$q = \frac{1}{1 - Z + Z \cdot \frac{\rho_\phi}{\rho_e}}. \quad (3.2)$$

Для чистих пісковиків прийнято $Z=0.05$. Питомий опір фільтрата визначався за формулою:

$$\rho_{\phi} = \eta \cdot \rho_c, \quad (3.3)$$

де параметр η визначається по спеціальній палетці.

Отримана залежність $P_n = f(K_n)$ для водоносних пластів характеризується достатньо тісним зв'язком, на що вказує коефіцієнт кореляції $r=0.95$, рівняння регресії має наступний аналітичний вигляд:

$$P_n = \frac{0.73}{K_n^{1.29}}. \quad (3.4)$$

Для газоносних пластів залежність $\frac{\rho_{\Delta}}{\rho_{\phi}} = f(K_n)$ не спостерігається, що обумовлено на нашу думку відсутністю зони проникнення, або в деяких свердловинах незначним проникненням фільтрату в пласт.

Для використання даних ПС при визначенні пористості побудована залежність $\Delta U_{nc}^{eio} = f(K_n)$. Коефіцієнт пористості виражається співвідношенням:

$$Kn = \alpha \cdot 19.7 \cdot \Delta U_{nc}^{eio} + 4.74, \quad (3.5)$$

де $\alpha = \frac{K_n^{on}}{24.44}$; коефіцієнт 24.44 – K_n^{on} при $\Delta U_{nc}^{eio} = 1$; K_n^{on} – величина пористості опорного пласта.

Величини пористості при побудові залежності визначались по керну і по методу опору (для однорідних водоносних пісковиків). Як видно залежність $\Delta U_{nc}^{eio} = f(K_n)$ достатньо тісна ($r=0.89$), що дозволяє використовувати її для кількісних розрахунків пористості по всьому розрізу верхньотортонських відкладів.

З метою наведення досліджуваних величин ΔU_{nc}^x до статистичних значень ΔU_{nc}^{∞} , визначались поправочні коефіцієнти ν_{nc} за допомогою спеціальних палеток. Враховуючи неоднорідність пластів і неоднакову потужність піщанистих прошарків, кінцева амплітуда ΔU_{nc}^{∞} визначалась як

середньозважене відхилення від лінії глин.

При співставленні діаграм ГК і ПС на досліджуваній ділянці спостерігається чітка відповідність аномалії природної радіоактивності і самочинної поляризації – підвищенням значенням ПС відповідає підвищення гамма-активності. Графік залежності $\Delta U_{nc}^{ei\delta} = f(\Delta I)$ підтверджує тісноту зв'язку цих параметрів ($r=0.91$). Очевидно, проявлення такої закономірності обумовлено впливом загального фактору – глинистості.

Коефіцієнти пористості визначені за даними керна, а параметри природної радіоактивності визначались по способу двох опорних пластів:

$$\Delta I = \frac{I_n - I_{\min}}{I_{\max} - I_{\min}}, \quad (3.6)$$

де I_n – покази навпроти досліджуваного пласта;

I_{\max} , I_{\min} – покази відповідно навпроти опорного горизонту глин і опорного горизонту пісковиків з мінімальним вмістом глинистого матеріалу. Аналітичний вираз залежності має вид:

$$K_n = -33.9 \cdot \Delta I + 2.6, \quad r=0.95 \pm 0.03. \quad (3.7)$$

Із порівняння зв'язків $\Delta I = f(K_n)$ і $\Delta U_{nc}^{ei\delta} = f(K_n)$ випливає, що ці залежності рівнозначні.

Слід відмітити, що залежності $\Delta I = f(K_n)$ і $\Delta U_{nc}^{ei\delta} = f(K_n)$ встановлені для колекторів-пісковиків із глинистим цементом та значним вмістом карбонатної речовини (до 32 %). Малий вплив карбонатності на залежності $\Delta I = f(K_n)$ і $\Delta U_{nc}^{ei\delta} = f(K_n)$ пояснюється очевидно тим, що вміст карбонатної компоненти в одиниці об'єму глинистого цементу витримується постійним. Це знаходить своє відображення на залежності карбонатності C і відкритої пористості K_n . В даному випадку пористість по своїй природі тільки вторинно пов'язана із карбонатністю.

За залежністю типу $K_n = f(C)$ встановлені значення проникності для відповідних проб, в результаті чого виїлилось ряд областей (I, II, III і IV) із певними значеннями пористості і проникності, із одної сторони, і карбонатності з іншої. Колектори з карбонатністю менше 10 % попадають в область середньо- і високо проникних (0.1-491.мдарсі) з інтервалом пористості 10-28 %. Колектори, карбонатність яких складає 10-18 % – складно проникні ($K_{np}=0.01-0.1$, $K_n=6-16$ %). При карбонатності більше 18 % породи являються практично непроникні ($K_{np}<0.01$ мдарсі) .

Для верхньотортонських відкладів досліджуваної площі спостерігається тісний зв'язок між загальною пористістю і густиною колекторів, яка описується рівнянням регресії:

$$\delta = -0.029 \cdot K_n + 2.74, r=0.97 \pm 0.01. \quad (3.8)$$

Діапазон зміни густини 1.9-2.6 г/см³ відповідає зміни пористості від 4 до 26 %. При зміні пористості на 1 % густина колектора змінюється на 0.03 г/см³.

Для досліджуваних колекторів спостерігається тісний зв'язок між відкритою пористістю і проникністю. Враховуючи кореляційну залежність пористості з геофізичними параметрами, з однієї сторони, пористістю і проникністю, з іншої сторони, визначення проникності можна здійснювати по промислово-геофізичними методами. Із приведеної залежності випливає, що всім значенням коефіцієнта проникності $K_{np}>0.01$ мдарсі відповідають величини пористості $K_n>7$ %. Якщо врахувати данні залежності $C = f(K_n)$, із якої випливає, що область (III) з $K_n=6-16$ % і $K_{np}=0.01-0.1$ мдарсі характеризує слабо проникні породи (в нашому випадку анізотропні піщано-глинисті пачки), то нижньою границею пористості необхідно рахувати $K_n=6-7$ %.

Висновок

Основні параметри, які визначались геофізичними методами для аналізу продуктивних відкладів Богородчанського ПСГ є: ефективна товщина, коефіцієнт пористості, коефіцієнт газонасичення, коефіцієнт глинистості та коефіцієнт проникності. Результати оперативної інтерпретації даних ГДС вказують на можливість використання цих результатів для побудови фільтраційної моделі.

4 КОРЕЛЯЦІЯ ПЛАСТІВ ПРОДУКТИВНОГО КОМПЛЕКСУ БОГОРОДЧАНСЬКОГО ПСГ

4.1 Кореляція і групування продуктивних пачок

Найефективнішою є кореляція розрізів свердловин за матеріалами ГДС. У кожній свердловині проводять комплекс промислово-геофізичних досліджень.

Задача дослідження розчленування об'єкту розробки на пласти і прошарки, визначення їх товщини і проведення детальної прошаркової кореляції дозволяє прослідкувати зміни властивостей і виділити прошарки із різними колекторськими властивостями.

Достовірність побудови фільтраційної моделі для раціональної експлуатації Богородчанського ПСГ дуже залежить від детальності виділення окремих прошарків в продуктивних товщах і прийнятої системи їх групування. Групування окремих прошарків дозволяє скласти інтегральну характеристику по окремих фізико-геологічних параметрах. При цьому необхідно врахувати інтенсивність прошарків за геофізичними і геологічними ознаками [6].

Детальна прошаркова кореляція буде проводиться на базі кореляційних схем, побудованих за інформацією розвідувального та експлуатаційного буріння. Основним джерелом інформації є стандартний комплекс промислового-геофізичних методів дослідження свердловин, гідродинамічні дослідження, дані з перфорації та опис

керну.

Особливу увагу було приділено виділенню маркуючих горизонтів, які чітко фіксуються на геофізичних діаграмах і до яких відносяться контакти глинистих та вапняково-оолітових пластів, а також щільні пласти.

На Богородчанському ПСГ в межах зони газонасичення у відкладах косівської світи виділяється п'ять продуктивних пластів "а", "б", "в", "г", "д". Вказані продуктивні пласти мають чітке гідродинамічне розділення глинистими породами. Глини характеризуються високим ступенем ущільнення і є надійною покрівлею.

Кореляцію і групування продуктивних прошарків проводилось в межах кожного продуктивного пласта окремо.

Пласти, які прийнято відносити до продуктивних, виділяються в розрізі свердловин за показником характеру насичення, значенням коефіцієнтів пористості, проникності та геофізичними параметрами (табл. 4.1). Значення петрофізичних параметрів повинні перевищувати граничні значення, які прийняті для досліджуваної площі. Причому, граничні значення петрофізичних характеристик пластів залежать від обраного способу розробки, типу і властивостей флюїду, що насичує пласт. Після того, як у розрізах свердловин виділені пласти-колектори і визначені їх границі (за промислово-геофізичними характеристиками), проводиться кореляція і групування окремих пластів. Основною задачею кореляції і групування є ідентифікація прошарків за структурно-літологічною ознакою. Кореляцію проводили за наступними ознаками:

1. За формою і величиною аномалій геофізичних параметрів на каротажних кривих. Тут варто враховувати динаміку зміни форми і розміру конкретної аномалії від свердловини до свердловини по латералі. До геометричних параметрів форми аномалії при кореляції можна віднести текстуру (шаруватість) пачки, що показує тимчасову

частоту зміни літофацій:

$$\zeta = \frac{\sum \frac{h_i}{n}}{H} \quad (4.1)$$

де h_i – середня товщина прошарку,

n – кількість прошарків у пачці,

H – загальна товщина пачки.

Таблиця 4.1 – Результати розбивки геологічного розрізу свердловин Богородчанського ПСГ на пласти

№ Св.	Пласт	Глибина залягання пласта, м		Ефективна товщина, м
		покрівля	підшва	
1	2	3	4	5
9	в	1062,7	1065	2,3
	б	1074,4	1086,4	12
	а	1090,4	1120,6	30,2
				hΣ=44,5
23	г	1093,5	1096,1	2,6
	в	1102,8	1110,8	8
	б	1118,2	1126,4	8,2
	а	1132	1166,9	34,9
				hΣ=53,7
33	в	1075,2	1086	10,8
	б	1089,6	1104	14,4
	а	1106,4	1135,9	29,5
				hΣ=54,7
39	в	1114,8	1118	3,2
	б	1127	1132,8	5,8
	а	1141,2	1161,6	20,4
				hΣ=29,4
40	б	1089,3	1099,2	9,9
	а	1104	1112,4	8,4
				hΣ=18,3
42	в	1076,1	1078,7	2,6
	б	1106	1111,6	5,6
	а	1119,9	1155,9	36

				hΣ=44,2
45	в	1067,2	1072	4,8
	б	1074,3	1086,4	12,1
	а	1089,6	1123,9	34,3
				hΣ=51,2
51	г	1116	1119,2	3,2
	в	1124,4	1135,6	11,2
	б	1140,5	1153,6	13,1
	а	1156,1	1184,4	28,3
				hΣ=55,8
53	б	1104,7	1109,3	4,6
	а	1114,9	1134,3	19,4
				hΣ=24
Продовження таблиці 4.1				
1	2	3	4	5
54	б	1103,2	1106,8	3,6
	а	1114,4	1126,8	12,4
				hΣ=16
55	а	1124	1131,7	7,7
				7,7
59	б	1096,4	1101,2	4,8
	а	1107,6	1128,1	20,5
				hΣ=25,3
63	а	1123,5	1144,3	20,8
				hΣ=20,8
64	в	1071,2	1075	3,8
	б	1083,1	1095	11,9
	а	1099	1125,6	26,6
				hΣ=42,3
65	б	1105	1118,1	13,1
	а	1122,4	1135,6	13,2
				hΣ=26,3
66	в	1118,4	1126	7,6
	б	1132	1140,6	8,6
	а	1146,8	1167	20,2
				hΣ=36,4
67	в	1060,8	1063,6	2,8
	б	1071,6	1079,2	7,6
	а	1084,8	1131,6	46,8
				hΣ=57,2
75	в	1082	1093,2	11,2
	б	1096,8	1112	15,2
				hΣ=26,4

	a	1115,9	1133,8	17,9
				hΣ=17,9
77	б	1092	1102,8	10,8
	a	1106,4	1138,4	32
				hΣ=42,8
79	в	1076,4	1084	7,6
	б	1091,6	1102,8	11,2
	a	1105,7	1143,2	37,5
				hΣ=56,3
83	в	1074,8	1079,6	4,8
	б	1085,6	1099,8	14,2
	a	1102,1	1134,8	32,7
				hΣ=51,7
Продовження таблиці 4.1				
1	2	3	4	5
84	в	1081,2	1094,4	13,2
	б	1099,6	1116	16,4
	a	1118,8	1148,8	30
				hΣ=59,6
88	в	1100,8	1104,4	3,6
	б	1110,5	1130,4	19,9
	a	1132,5	1163,6	31,1
				hΣ=54,6
91	б	1075,6	1083,1	7,5
	a	1088,8	1109,8	21
				hΣ=28,5
92	a	1120	1130,1	10,1
				hΣ=10,1
93	б	1083,6	1090,8	7,2
	a	1097,2	1116,9	19,7
				hΣ=26,9
94	б	1092	1098,4	6,4
	a	1105,6	1124,3	18,7
				hΣ=25,1
97	в	1101,6	1109,6	8
	б	1114,8	1126	11,2
	a	1127,8	1162,7	34,9
				hΣ=54,1
101	в	1089,2	1092,1	2,9
	б	1100,9	1112,8	11,9
	a	1115,9	1150,1	34,2
				hΣ=49
103	б	1081,4	1095,2	13,8

	a	1098,8	1128,5	29,7
				hΣ=43,5
104	в	1067,6	1070,8	3,2
	б	1079,6	1092	12,4
	a	1095,6	1123,2	27,6
				hΣ=43,2
105	в	1056	1060	4
	б	1072,8	1083,2	10,4
	a	1088	1129,2	41,2
				hΣ=55,6

Продовження таблиці 4.1				
1	2	3	4	5
106	в	1095,9	1105,2	9,3
	б	1110,8	1127,2	16,4
	a	1130,8	1157,2	26,4
				hΣ=52,1
109	б	1064,4	1072,4	8
	a	1077,7	1100	22,3
				hΣ=30,3
111	в	1054	1056,4	2,4
	б	1066	1076	10
	a	1080,5	1104,8	24,3
				hΣ=36,7
112	в	1069,2	1070,8	1,6
	б	1080	1089,2	9,2
	a	1093,5	1124,4	30,9
				hΣ=41,7
113	в	1090,2	1094,3	4,1
	б	1102,3	1116,5	14,2
	a	1118,9	1140,8	21,9
				hΣ=40,2
115	в	1108,6	1125,2	16,6
	б	1129,4	1142	12,6
	a	1149,7	1171,7	22
				hΣ=51,2
118	в	1091,2	1099,6	8,4
	б	1109,8	1117,9	8,1
	a	1125,6	1143,1	17,5
				hΣ=34
121	б	1094	1100	6

	а	1104,4	1122,2	17,8
				hΣ=42,2
126	б	1096,4	1102	5,6
	а	1109,2	1126,8	17,6
				hΣ=23,2
129	б	1113,6	1115,6	2
	а	1122,9	1138,8	15,9
				hΣ=17,9
130	в	1082	1085,2	3,2
	б	1092,9	1103,6	10,7
	а	1108,9	1149,6	40,7
				hΣ=54,6

Продовження таблиці 4.1				
1	2	3	4	5
132	в	1085,2	1104,2	19
	б	1108,1	1124	15,9
	а	1126,4	1154,3	27,9
				hΣ=62,8
135	б	1111,6	1114	2,4
	а	1120,8	1132,4	11,6
				hΣ=14
136	д	1088,3	1090,4	2,1
	г	1102,1	1104,1	2
	в	1108,8	1113,2	4,4
	б	1121,6	1135,6	14
	а	1138,8	1171,6	32,8
				hΣ=55,3
140	е	1080	1082,8	2,8
	д	1088,4	1095,6	7,2
	г	1097,2	1106	8,8
	в	1112,8	1120	7,2
	б	1124	1139,4	15,4
	а	1141,7	1170,6	28,9
				hΣ=70,3
143	в	1066,8	1071,6	4,8
	б	1078,8	1092,8	14
	а	1097,2	1111,2	14
				hΣ=32,8
144	б	1081,6	1090,4	8,8
	а	1095,2	1113,7	18,5
				hΣ=27,3
145	г	1108,8	1110,8	2

	в	1115,6	1122,4	6,8
	б	1127,6	1137,2	9,6
	а	1144,4	1176	31,6
				hΣ=50
151	б	1085,6	1094	8,4
	а	1098,8	1106,9	8,1
				hΣ=16,5
154	в	1080,3	1081,7	1,4
	б	1092	1100,4	8,4
	а	1104,4	1118,9	14,5
				hΣ=24,3

Продовження таблиці 4.1				
1	2	3	4	5
155	в	1121,6	1127,6	6
	б	1135,8	1142,4	6,6
	а	1146,4	1166,8	20,4
				hΣ=33
159	б	1100,6	1103,9	3,3
	а	1110,4	1120	9,6
				hΣ=12,9
161	в	1119,4	1124,2	4,8
	б	1131,4	1139	7,6
	а	1146,2	1160,2	14
				hΣ=26,4
162	г	1126,1	1130	3,9
	в	1140,9	1143,9	3
	б	1147	1152	5
	а	1155,3	1175,1	19,8
				hΣ=31,7
164	в	1124,4	1130	5,6
	б	1138	1143,2	5,2
	а	1146,3	1166,8	20,5
				hΣ=31,3
165	а	1137,7	1157,6	19,9
				hΣ=19,9
166	а	1136,5	1158,1	21,6
				hΣ=21,6
167	б	1116	1120,4	4,4
	а	1128,1	1144,8	16,7
				hΣ=21,1
168	б	1119,4	1122,8	3,4

	a	1129,6	1146,8	17,2
				hΣ=20,6
170	a	1139	1156,8	17,8
				hΣ=17,8
171	б	1090,4	1094,4	4
	a	1101,2	1118,4	17,2
				hΣ=21,2
172	в	1105,2	1110	4,8
	б	1117,6	1131,6	14
	a	1135,1	1168	32,9
				hΣ=51,7

Закінчення таблиці 4.1				
1	2	3	4	5
175	е	1097,5	1102	4,5
	д	1105,2	1114,6	9,4
	г	1120,9	1125,4	4,5
	в	1128,8	1137,6	8,8
	б	1145,7	1158,5	12,8
	a	1164,3	1192,2	27,9
				hΣ=67,9
178	в	1088,8	1095,2	6,4
	б	1100	1118,2	18,2
	a	1120,8	1150,1	29,3
				hΣ=53,9
179	в	1098,1	1110,4	12,3
	б	1114,7	1138	23,3
	a	1146,3	1166,4	20,1
				hΣ=55,7
182	в	1092,8	1101,6	8,8
	б	1110,8	1119,6	8,8
	a	1127,2	1147,2	20
				hΣ=37,6
184	б	1106,4	1108,6	2,2
	a	1115,6	1125,2	9,6
				hΣ=11,8
185	в	1079,5	1100,7	21,2
	б	1103,4	1119,6	16,2
	a	1123,4	1154,7	31,3
				hΣ=68,7

Як генетичну ознаку, що дозволяє корелювати перетин пластів в

окремих свердловинах, був використаний коефіцієнт варіації V геофізичних параметрів в межах пласта. Коефіцієнт варіації ознаки (природної радіоактивності I_j , інтервального часу ΔT , питомого електричного опору ρ_n) визначався для кожного пласта-колектора у випадку його значної товщини, чи для пачки пластів. Потім проводилось порівняння значень коефіцієнтів варіації ознаки в кожній свердловині для перетинів пластів, що приблизно належали тому самому пласту (пачці). Використовувався один або кілька статистичних методів, які класифікують об'єкти по окремих групах, в даному випадку підтверджувана гіпотеза про однорідність вибірки, приналежності коефіцієнтів варіації, ознаки розглянутих перетину пластів якому-небудь одному пласту. У випадку суттєвого відхилення одного чи декількох значень коефіцієнта варіації із обраної групи проводився детальний аналіз таких перетинів пластів, і складався кінцевий висновок про приналежність таких пластів (геофізичних аномалій) окремої свердловини до розглянутої групи.

Зазначені коефіцієнти варіації геофізичних параметрів пластів є геофізичними аналогами шаруватості (генетичної ознаки). Степінь шаруватості пластів обумовлює неоднорідність геологічної характеристики продуктивного покладу. За інформацією методу гамма-каротажу можна встановити степінь заглинизованості покладу, нейтронного гамма-каротажу і акустичного каротажу – варіацію колекторських властивостей, електрометрії – неоднорідність насичення продуктивного пласта. Таким чином, у ряді випадків (обумовлених геологічними умовами діа- і епігенезу) використання коефіцієнту варіації геофізичних параметрів дозволяє достовірніше здійснювати кореляцію розрізів свердловин.

2. Кореляція окремих пластів проводилась також за значеннями геофізичних параметрів і колекторських властивостей. Умовою

використання абсолютних значень параметрів пласта є малий градієнт мінливості його геофізичних параметрів і ФЕС по латералі в межах покладу. За допомогою статистичних критеріїв перевірялася гіпотеза про приналежність усіх спостережень (тобто даних про параметри пластів в окремих свердловинах) до однієї сукупності – пласта, який корелюється.

Наявність додаткової геологічної інформації дозволила достовірніше провести кореляцію розрізів свердловин (використовувалися структурні карти по покрівлях продуктивних), результати випробувань, інформація про динаміку видобутку газу та ін.). Прогнозні схеми геологічної будови покладів для продуктивних пластів “а”, “б”, “в”, “г”, “д” використовували при побудові. Однак необхідно врахувати, що є імовірність помилки при міжсвердловинній попластовій кореляції розрізів багатопрошаркових покладів, особливо при обмеженій сітці свердловин. З цим доводиться миритися, тому що основну інформацію про будову досліджуваної ділянки дають тільки існуючі дані ГДС, використані при вивченні навколосвердловинного простору.

На етапах підрахунку запасів, промислової і експлуатаційної розвідки проводиться оцінка інтегральних показників геометрії покладів і середніх значень ФЄВ. Продуктивні пачки покладів вуглеводнів часто представлені значною кількістю пластів-колекторів. Ці пласти можуть бути замінені (для спрощення моделі покладу) обмеженою кількістю груп, що відрізняються за фільтраційно-емнісними властивостями.

При проектуванні схеми розробки родовища чи прогнозних схем обводнення бажано мати карти ФЄВ, складені з врахуванням усіх пластів-колекторів, що беруть участь у процесі видобутку. Перед складанням таких карт необхідно виконати групування пластів із

врахуванням їхнього взаємного розташування в просторі. Основною метою групування продуктивних прошарків в загальній пачці є знаходження спільних ознак, які дозволять провести ідентифікацію за структурними показниками колектора. Ідентичність структурних параметрів обумовлює, при визначенні коефіцієнта проникності, можливість використання для цього простору однакових коефіцієнтів залежності.

Розглянемо основні принципи, покладені в основу групування і ідентифікації пластів у покладах. Критерії, використані при цьому, можуть бути названі структурно-літологічними і геофізичними.

При групуванні і ідентифікації пластів-колекторів використано наступні принципи. По-перше, максимальна роз'єднаність, ізольованість один від одного, сусідніх груп пластів по літологічній ознаці. Екрани можуть бути представлені щільними або глинистими породами. Такі породи виділяються в розрізі за характерним значенням геофізичних параметрів на каротажних кривих. В середині ж виділених груп колекторів ізольованість пластів проявляється менше. Середня товщина пластів, що ізолюють колектори один від одного, повинна бути меншою, ніж між групами пластів. Тут можливі "мости", злиття окремих пластів чи наявність виклинювання.

Другою умовою при групуванні є зведення до мінімуму кількості груп пластів в горизонті. Тут бажано визначити критерії степені роз'єднаності окремих груп. Наприклад: мінімальна товщина ізолюючого глинистого пласта, через який не відбуваються перетікання рідини або газу із сусідніх прошарків при обраному режимі розробки.

Третьою умовою об'єднання пластів в одну групу при невеликій товщині ізолюючих прошарків вибрана близькість фізичних і колекторських характеристик.

Кореляційні хмеми мною були побудовані із використанням

автоматизованої системи «Геопошук» (рис. 4.1, 4.2, 4.3, 4.4, 4.5, 4.6, 4.7).

4.2 Аналіз побудованих схем кореляції

Аналіз схем кореляції пластів-колекторів Богородчанського ПСГ підтверджує складну геологічну будову об'єктів зберігання газу.

Схеми кореляції у напрямку повздовжніх профілів (профілі: 1-1, 2-, 3-3; рис. 4.1, 4.2, 4.3) відображають розповсюдження пластів-колекторів з південно-західного крила структури до північно-східного. У загальному видно, що у вказаному напрямку спостерігається збільшення кількості продуктивних горизонтів. Зокрема свердловини, які знаходяться на південно-західному крилі структури, (св. №170, 165, 166, 55, 92) перетнули один проникний горизонт – “а”. Свердловини, які знаходяться на північно-східному крилі структури (св. №136, 51, 175) – перетнули усі існуючі пачки. Підтверджується така закономірність і на поперечному профілю 4-4 (рис. 4.4). На профілі 7-7, який перетинає південно-західне крило, можна прослідкувати розповсюдження пластів “а” і “б”. На протилежному краю структури за профілем 4-4 можна прослідкувати розповсюдження практично усіх пластів. Поперечні профілі 5-5, 6-6 (рис. 4.5, 4.6) показують тенденцію до збільшення товщини пластів у центральній частині структури.

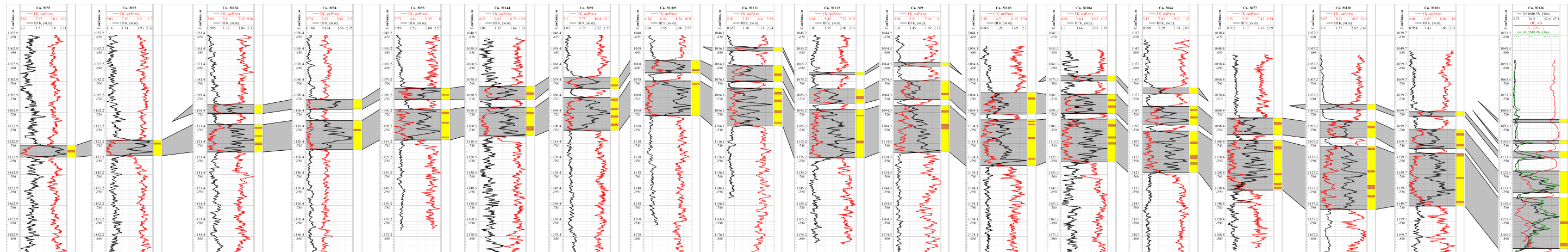


Рисунок 4.1 – Схема кореляції вздовж лінії свердловин 55-92-126-94-93-144-91-109-111-112-9-103-104-64-77-130-101-136 (лінія 1-1)

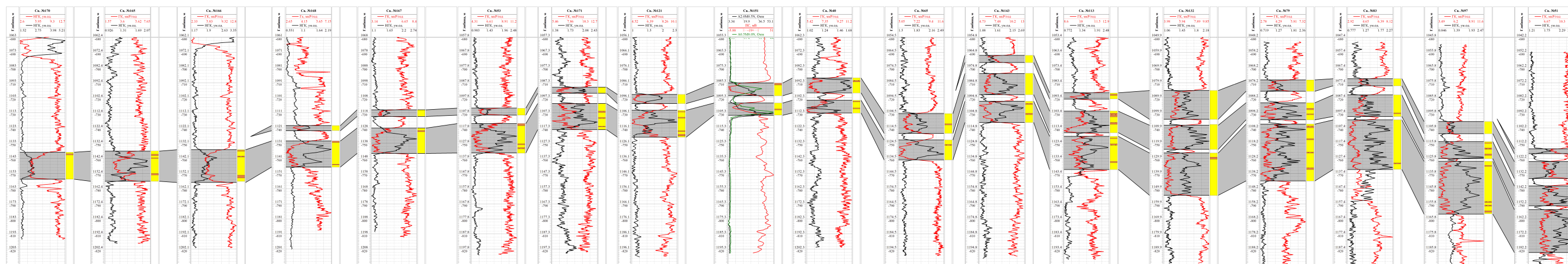


Рисунок 4.2 – Схема кореляції вздовж лінії свердловин 170-165-166-168-167-53-171-121-151-40-65-143-113-132-79-83-97-51 (лінія 2-2)

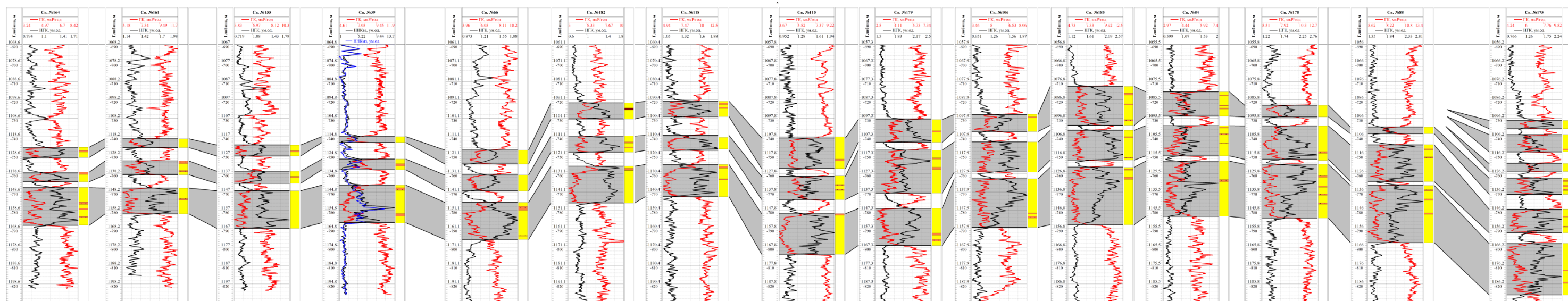


Рисунок 4.3 – Схема кореляції вздовж лінії свердловин 164-161-155-39-66-182-118-115-179-106-185-84-178-88-175 (лінія 3-3)

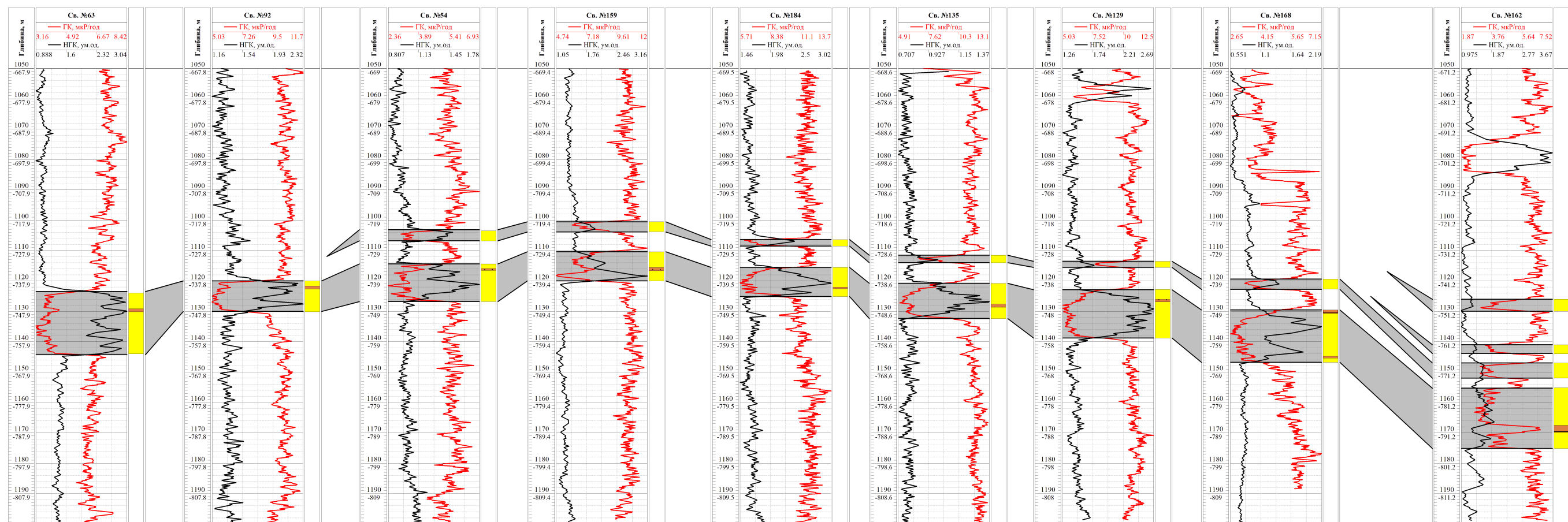


Рисунок 4.4 – Схема кореляції вздовж лінії свердловин 63-92-54-159-184-135-129-168-162 (лінія 4-4)

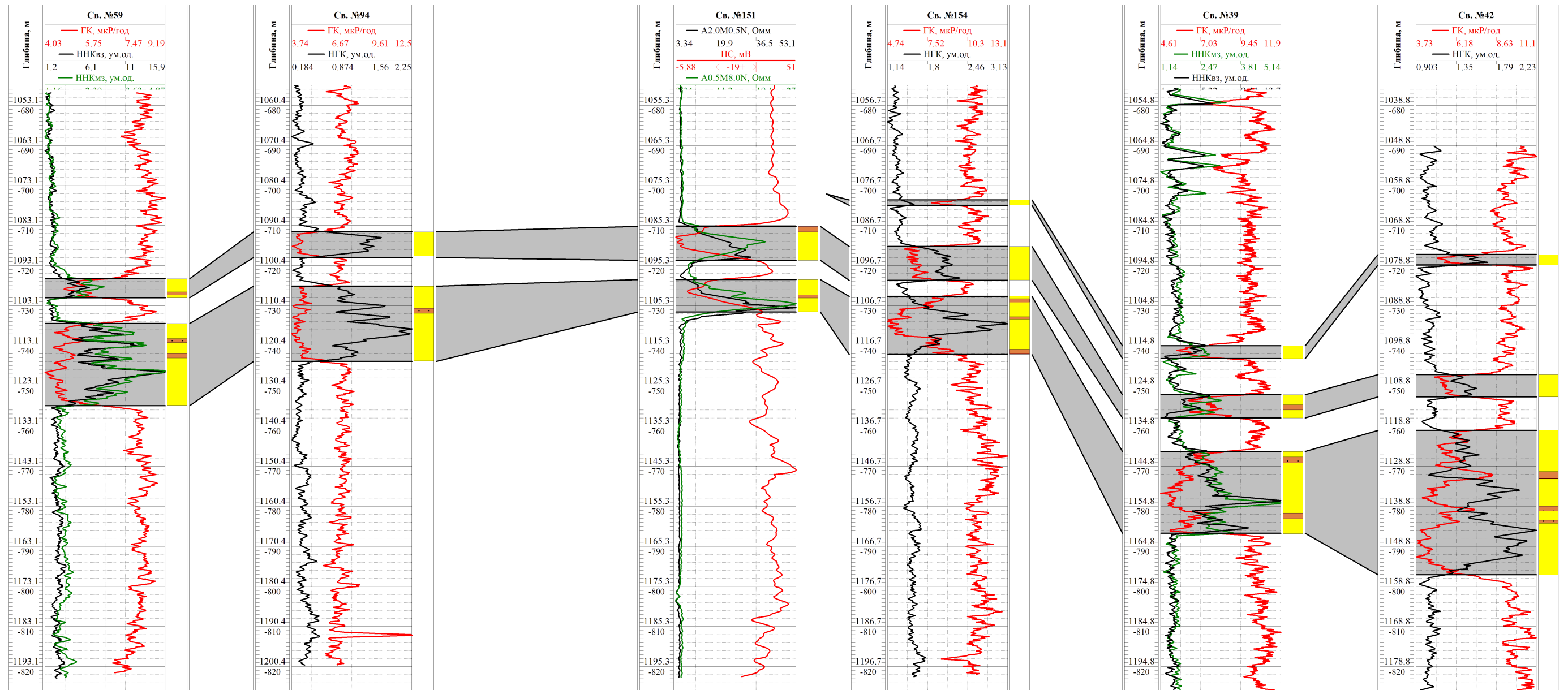


Рисунок 4.5 – Схема кореляції вздовж лінії свердловин 59-94-151-154-39-42 (лінія 5-5)

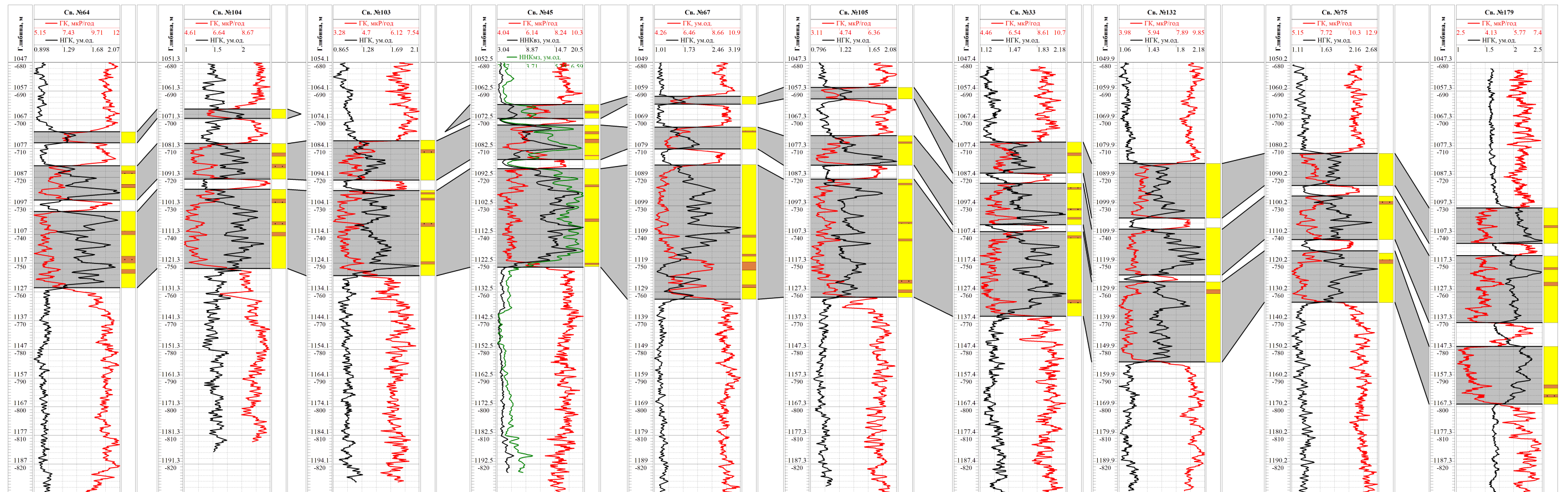


Рисунок 4.6 – Схема кореляції вздовж лінії свердловин 64-104-103-45-67-105-33-132-75-179 (лінія 6-6)

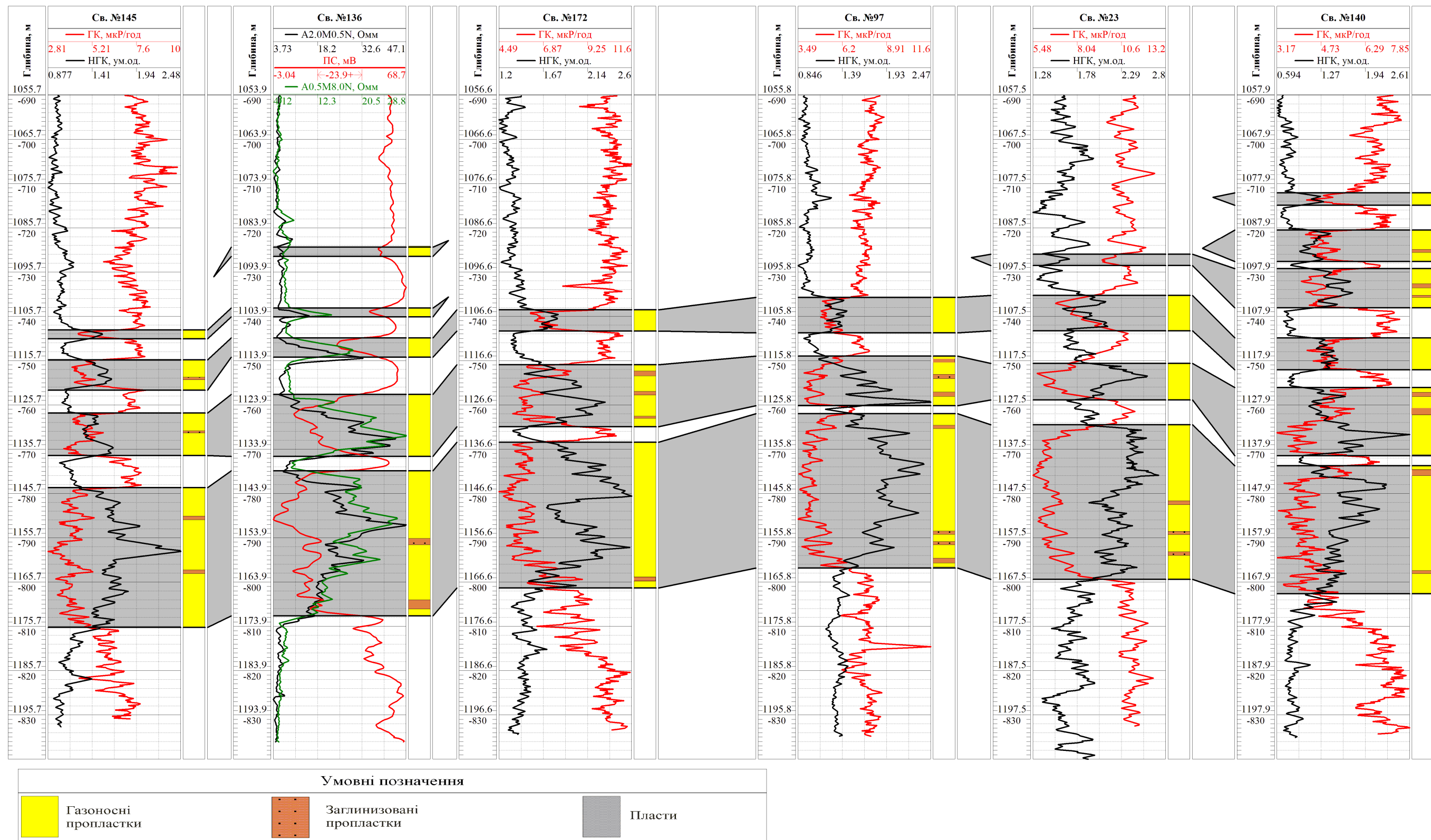


Рисунок 4.7 – Схема кореляції вздовж лінії свердловин 145-136-172-97-23-140 (лінія 7-7)

Детальний аналіз форми геофізичних кривих, на основі яких проведена кореляція проникних пластів структури, дав змогу частково відтворити умови накопичення осадів і спрогнозувати літологічну мінливість мінералогічного складу гірських порід. Зокрема, аналіз форми аномалій кривих гамма-каротажу (ГК) і нейтронного гамма-каротажу (НГК) показав наступне. Із збільшенням товщини пластів, як правило, збільшується диференціація аномалій кривих, які відображають пласти-колектори. Виходячи з фізичних основ вказаних методів, можна стверджувати, що наявність диференціації на кривих вказує на мінливість літологічного складу матриці пласта-колектора, а отже на мінливість фільтраційних властивостей.

Той факт, що на південно-західному крилі структури свердловини перетинають тільки один-два пласти невеликої товщини вказує на відсутність на цій ділянці частих змін у накопиченні осадів. Можна стверджувати, що тут накопичення осадів відбувалося повільно. Сформовані таким чином пласти характеризуються однорідністю літолого-структурних характеристик. Це підтверджується результатами геофізичних досліджень (св. №55, 92 – лінія 1-1 (рис 4.1); св. №170 – лінія 2-2 (рис. 4.2); св. №63, 92 – лінія 4-4 (рис.4.4); св. №59, 94 – лінія 5-5 (рис.4.5)). І навпаки, пласти, які перетнули свердловини у центральній і північній частинах структури, характеризуються великою товщиною і значною диференціацією кривих ГК і НГК (св. №77, 130 – лінія 1-1 (рис.4.1); св. №113, 132, 79, 83 – лінія 2-2 (рис.4.2); св. №115, 179, 106, 185, 178 – лінія3-3 (рис. 4.3); св. №162 – лінія 4-4 (рис.4.4)). У таких умовах пласти накопичувались тривалий період. Дані свердловини знаходяться у склепінній частині структури. Саме тут амплітуда коливань є найбільшою, що призводить до різкої зміни умов накопичення осадів. Тому, мінливість мінералогічного складу таких пластів є більшою. Наслідком цього є більше виражена літолого-структурна неоднорідність пластів, що відображається на геофізичних кривих.

Продуктивні пласти на Богородчанському ПСГ по вибраних нами лініях свердловин змінюють свою як глибину залягання, так і товщину.

Максимальна глибина залягання підшови пласта “а” становить 1192,2 м у св. №175, а мінімальна 1104,5 м у св. №111, пласта “б” відповідно 1158,5 м у св. №175 та 1076 м у св. №111, пласта “в” відповідно 1137,6 м у св. №175, та 1056,2 м у св. №111, пласта “г” відповідно 1130 м у св. №162, та 1104,1 м у св. №136, пласта “д” відповідно 1114,6 м у св. №175, та 1090,4 м у св. №136,.

Максимальна товщина пласта “а” становить 46,8 м у св. №67, а мінімальна 8,4 м у св. №40, максимальна товщина пласта “б” становить 19,9 м у св. №88, а мінімальна 3,4 м у св. №168, максимальна товщина пласта “в” становить 13,2 м у св. №84, а мінімальна 1,6 м у св. №112, максимальна товщина пласта “г” становить 8,8 м у св. №140, а мінімальна 2 м у св. №145, максимальна товщина пласта “д” становить 7,2 м у св. №140, а мінімальна 2,1 м у св. №136.

Ще одною особливістю продуктивних пластів Богородчанського підземного сховища газу є те, що серед проникних газоносних пісковиків прослідковуються непроникні заглинизовані, слабопроникні пропластки пісковиків, алевролітів та глин. В одному розрізі свердловини їх прослідковується більше, а в іншому менше. Їх кількість та ритмічність в основному обумовлена умовами осадконакопичення.

Висновок

Побудовані просторові кореляційні схеми дозволяють прослідкувати розповсюдження окремих пропластків та в майбутньому значно допоможуть при побудові фільтраційної моделі Богородчанського підземного сховища газу. Використання побудованої фільтраційної моделі Богородчанського ПСГ дозволить оптимізувати його роботу і підвищити ефективність зберігання газу.

ВИСНОВКИ

Проведені роботи з дослідження геологічної будови об'єктів зберігання газу Богородчанського підземного сховища газу та вивчення порід-колекторів дали змогу побудувати цілу мережу кореляційних схем. Основою інформаційного забезпечення під час створення кореляційних схем стали результати геофізичних досліджень свердловин, які проводились на Богородчанському газовому родовищі та інші дослідження продуктивних товщ. Використання як основи інформаційного забезпечення саме результатів геофізичних досліджень свердловин дало змогу деталізувати об'єкти зберігання газу, що позитивно вплине на побудову фільтраційної моделі та оптимізації роботи всього підземного сховища газу.

В результаті виконання бакалаврської роботи мною було вирішено наступні задачі:

- проаналізовано геологічну будову Богородчанського підземного сховища газу;
- проаналізовано комплекс методів, які використовувались у відкритому стовбурі свердловин Богородчанського родовища для виділення порід-колекторів та визначення їх підрахункових параметрів;
- здійснено розчленування продуктивної товщі верхньотортонських відкладів на пласти і прошарки;
- побудовано та проаналізовано кореляційні схеми в межах верхньотортонських продуктивних відкладів з метою побудови фільтраційної схеми Богородчанського ПСГ.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА

1. Сводное заключение по Богородчанскому газовому месторождению (анализ результатов геофизических исследований скважин) : Ивано-Франковская промыслово-геофизическая экспедиция; руководитель В.В. Кузьменко. Ивано-Франковск, 1969 г. 71 с.

2. Коваль Я. М. Федак І. О., Федоришин С. Д. Апаратура і технологія проведення ГДС [Текст] : навч. посіб. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2021. 231 с

3. Федоришин Д. Д., Федорів В. В., Коваль Я. М. Інтерпретація результатів геофізичних досліджень свердловин : навчальний посібник. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2020. 185 с.

4. Леськів І.В. Геолого-геофізичні дослідження при пошуках газу в Передкарпатському прогині. Київ, "Наукова думка", 1979, 34 с.

5. Продайвода Г. Т., Вишва С.А., Безродна І.М., Продайвода Т.Г. Геофізичні методи оцінки продуктивності колекторів нафти і газу : монографія. Київ: Київський університет, 2011. 367 с.

6. Корективи до технологічної схеми експлуатації Богородчанського ПСГ : звіт про науково-дослідну роботу (заключний). Фонди УМГ «Прикарпаттрансгаз». кер. В. П. Войтицький. Івано-Франківськ, 2005 р. 87 с.

7. Федак І. О., Коваль Я. М. Бакалаврська робота: методичні вказівки. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2025. 48 с.

БІБЛІОГРАФІЧНА ДОВІДКА

Тема бакалаврської роботи: «Побудова кореляційних схем за результатами геофізичних досліджень свердловин з метою оптимізації експлуатації Богородчанського підземного сховища газу».

Пояснювальна записка до бакалаврської роботи містить 60 сторінок.

Графічний матеріал:

1. Презентація бакалаврської роботи в обсязі 13 слайдів.

_____ Ярослав ПІДЛУЖНИЙ