

**БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА**  
**БР.НЗ – 20.00.00.000 ПЗ**

**Група НЗФ–20 –1**

**Войтович**  
**Ярослав Анатолійович**  
**2024**

Івано-Франківський національний університет нафти і газу

Факультет природничих наук

Кафедра нафтогазової геофізики

*Войтович Ярослав Анатолійович*

(прізвище, ім'я, по-батькові)

УДК 550.832

(індекс)

## БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

*Виділення пластів-колекторів та кореляція геологічних  
розрізів Гнідинцівського нафтогазоконденсатного  
родовища за даними геофізичних досліджень свердловин*

(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 Я. А. Войтович  
(підпис, ініціали та прізвище здобувача)

Науковий керівник Федак Ігор Орестович, к.г.н., доцент  
(підпис, прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання керівника)

**Допущено до захисту**

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

**Івано-Франківськ – 2024**

# Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

(повне найменування закладу вищої освіти)

Факультет Природничих наук  
Кафедра Нафтогазової геофізики  
Освітній рівень Бакалавр  
Спеціальність 103 Науки про Землю  
(шифр і назва)

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

**Завідувач кафедри**

Федак І. О.

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2024 року

## З А В Д А Н Н Я НА БАКАЛАВРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ

Войтовичу Ярославу Анатолійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Виділення пластів-колекторів та кореляція геологічних розрізів Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища за даними геофізичних досліджень свердловин.

керівник роботи Федак Ігор Орестович, к. геол. н., доцент

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

затверджені наказом закладу вищої освіти від «16» квітня 2024 року № 263/7

2. Строк подання студентом роботи «10» червня 2024 року \_\_\_\_\_

3. Вихідні дані до роботи Геолого-економічна оцінка запасів Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища; спеціалізована література.

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

1. Геологічна частина 1.1 Стратиграфія 1.2 Літологія 1.3 Тектоніка 1.4 Нафтогазоносність 1.5 Водоносність; 1.6 Постановка геологічного завдання. 2 Обґрунтування геофізичних методів для виділення пластів-колекторів і проведення їх кореляції. 2.1 Геолого-геофізична характеристика розрізу. 2.2 Ефективність комплексу методів геофізичних досліджень свердловин. 3. Виділення пластів-колекторів Гнідинцівського НГКР. 3.1 Можливості комплексу ГДС з літологічного розчленування геологічних розрізів свердловин. 3.2 Критерії виділення пластів-колекторів Гнідинцівського НГКР. 4. Кореляція геологічних розрізів свердловин Гнідинцівського НГКР. 4.1 Кореляція як елемент геологічної моделі родовища. 4.2 Особливості кореляції пластів-колекторів Гнідинцівського НГКР.

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 «\_\_» \_\_\_\_\_ 2024 року \_\_\_\_\_

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів бакалаврської роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналіз особливостей геологічної будови Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища	15.04.2024 - 24.04.2024	Виконано
2	Аналіз ефективності проведеного комплексу геофізичних досліджень свердловин на Гнідинцівському нафтогазоконденсатному родовищі	25.04.2024 - 04.05.2024	Виконано
3	Виділення пластів-колекторів у геологічних розрізах свердловин Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища	05.05.2024 - 18.05.2024	Виконано
4	Кореляція пластів-колекторів по площі родовища	19.05.2024 - 05.06.2024	Виконано
5	Оформлення пояснювальної записки. Підготовка презентації та доповіді для захисту.	06.06.2024 - 10.06.2024	Виконано

**Студент**

( підпис )

Войтович Я. А.

(прізвище та ініціали)

**Керівник роботи**

( підпис )

Федак І. О.

(прізвище та ініціали)

## РЕФЕРАТ

Бакалаврська робота на тему «Виділення пластів-колекторів та кореляція геологічних розрізів Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища за даними геофізичних досліджень свердловин» містить 61 сторінок, 10 рисунків, 1 таблицю.

Об'єкт дослідження – геологічний розріз Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища.

Предмет дослідження – пласти-колектори Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища.

Мета роботи – у геологічних розрізах свердловин Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища виділити за даними геофізичних досліджень свердловин пласти-колектори та провести їх по пластову кореляцію.

Методи дослідження – комплекс методів геофізичних досліджень свердловин.

У бакалаврській роботі проаналізовано геологічну будову Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища та ефективність проведеного комплексу геофізичних досліджень свердловин; проведено виділення пластів-колекторів за даними геофізичних досліджень свердловин та здійснено їх попластову кореляцію.

Ключові слова: геофізичні дослідження свердловин, геологічний розріз, пласт-колектор, схема кореляції, нафтогазоконденсатне родовище.

## ABSTRACT

The bachelor's thesis on the topic "Isolation of reservoir layers and correlation of geological sections of the Hnidyntsiivke oil and gas condensate field according to the wells logging data" contains **61 pages, 10 figures, 1 table.**

The object of the study – is a geological section of the Hnidyntsiivke oil and gas condensate field.

The subject of the study – is reservoirs of the Hnidyntsiivke oil and gas condensate field.

The purpose of the work – is to identify reservoirs in the geological sections of the wells of the Hnidyntsiivke oil and gas condensate field based on the wells logging data and conduct them according to reservoir correlation.

Methods research – a set of methods of geophysical research of wells.

The bachelor's thesis analyzed the geological structure of the Hnidyntsiivke oil and gas condensate field and the effectiveness of the well logging complex; the selection of reservoirs was carried out based on the wells logging data and their layer-by-layer correlation was carried out.

Key words: wells logging, geological section, reservoir, correlation scheme, oil and gas condensate field.

## ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ.....	7
ВСТУП.....	8
РОЗДІЛ 1 ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА .....	10
1.1 Стратиграфія і літологія.....	10
1.2 Літологія .....	10
1.3Тектоніка.....	22
1.3 Нафтогазоносність .....	24
1.4 Водоносність.....	29
1.5 Постановка геологічного завдання.....	32
РОЗДІЛ 2 ОБГРУНТУВАННЯ ГЕОФІЗИЧНИХ МЕТОДІВ ДЛЯ ВИДІЛЕННЯ ПЛАСТІВ-КОЛЕКТОРІВ І ПРОВЕДЕННЯ ЇХ КОРЕЛЯЦІЇ .....	33
2.1 Геолого-геофізична характеристика розрізу .....	33
2.2 Ефективність комплексу методів геофізичних досліджень свердловин .....	38
Висновки до розділу 2 .....	
РОЗДІЛ 3 Виділення пластів-колекторів Гнідинцівського НГКР.....	
3.1 Можливості комплексу ГДС з літологічного розчленування геологічних розрізів свердловин.....	
3.2 Критерії виділення пластів-колекторів Гнідинцівського НГКР.....	
Висновки до розділу 3 .....	
4. Кореляція геологічних розрізів свердловин Гнідинцівського НГКР.....	
4.1 Кореляція як елемент геологічної моделі родовища.....	
4.2 Особливості кореляції пластів-колекторів Гнідинцівського НГКР.....	49
Висновки до розділу 4 .....	
ВИСНОВКИ.....	55
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ВЖЕРЕЛ.....	57

## ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

АК – акустичний каротаж

БК – боковий каротаж

БЕЗ – бокове електричне зондування

ГДС – геофізичні дослідження свердловин

ГК – гамма-каротаж

ДС - кавернометрія

ІК – індукційний каротаж

ІННК – імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж

КО – каротаж опору

МБК – боковий мікрокаротаж

МДС - мікрокавернометрія

МК – мікрокаротаж

НГКР– нафтогазоконденсатне родовище

ПС – метод потенціалів самочинної поляризації

ПО – питомий опір

$U_{nc}$  – величина потенціалів самочинної поляризації у мВ

$h_{ef}$  – ефективна товщина

## **ВСТУП**

## РОЗДІЛ 1

### ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

#### 1.1 Стратиграфія

Геологічний розріз Гнідинцівського родовища складений відкладами палеозойської, мезозойської і кайнозойської ери. Мезозойські і кайнозойські відклади є не продуктивними. Осадові породи орієнтовно починаються з глибини 5 кілометрів.

1.1.1. Палеозой (Pz). Ці відклади формують девонська, кам'яновугільна і пермська системи.

*1.1.1.1. Девонські відклади (D)* відносять до елєцько-лебедянського горизонту верхньої частини девону.

*1.1.1.2. Кам'яновугільні відклади (C)* сформовані нижнім, середнім і верхнім відділами. Вони залягають на розмитій поверхні девонських відкладів.

До нижнього карбону (C<sub>1</sub>) входять серпухівський (C<sub>1s</sub>), візейських (C<sub>1v</sub>) і турнейський (C<sub>1t</sub>) яруси (рис. 1.1).

Серпухівський ярус має товщину – 134÷289 м.

Візейський ярус має товщину - 225÷631 м і поділяється на верхньо- і нижньовізейський підяруси.

Товщина турнейського ярусу - 50÷99 м.

До середнього карбону (C<sub>2</sub>) входять московський(C<sub>2m</sub>) і башкирський(C<sub>2b</sub>) яруси.

Товщина московського ярусу – 346÷409 м. Критерієм для виділення цього ярусу була наявність у відкладах форамініфер.

Башкирський ярус розповсюджений по усій площі родовища. Товщина башкирських відкладів – 348÷401 м.

Товщина верхнього карбону(C<sub>3</sub>) становить – 132 ÷312 м.



1.1.1.3. *Перм (P). Ці відклади представляє нижній перм (P<sub>1</sub>).*

Нижньопермські відклади поширені в основному у північно-східній частині родовища, де розміто залягають на поверхні карбону на глибині 1703 ÷ 1999 м. Палеонтологічно їх охарактеризувати виявилось важко, тому виділені вони за стратиграфічним положенням сусідніх ділянок Дніпровсько-Донецької западини. Нижньопермські відклади мають товщину 0 ÷ 168 м.

1.1.2. Мезозой (Mz). Ці відклади представлені крейдою (K), юрою (J) і тріасом (T).

1.1.2.1. *Відклади тріасу(T)* неузгоджено залягають на нижньопермських відкладах і відкладах верхнього карбону. Сформовані породами нижнього відділу (пересажська і шебелинська світи), середнього відділу (курєнівська світа) і верхнього відділу (серебрянська і протопівська світи).

1.1.2.2. *Відклади юри(J)* залягають на тріасовій розмитій поверхні і включають середній відділ (байський, батський і келовейський яруси) і верхній відділ (оксфордський і кімеріджський яруси).

1.1.2.3. *Відклади крейди(K)* сформовані нижнім відділом (K<sub>1</sub>) і верхнім відділом (K<sub>2</sub>).

Нижній відділ має товщину – 46 ÷ 126 м.

Верхній відділ формують маастрихтський, кампанський, сантонський, коньякський, туронський і сеноманський яруси (товщина 231 ÷ 322 м).

Відклади маастрихтського, кампанського, сантонського, коньякського і туронського об'єднують в турон-маастрихтський ярус (K<sub>2</sub>t-m). Датські відклади розмиті. Частково розмиті також маастрихтські і кампанські відклади. Тому їх розмежовують тільки за мікрофауною.

1.1.3. Кайнозой (Kz). Ці відклади представлені четвертинною (Q), неогеновою (N) і палеогеновою (P) системами.

1.1.3.1. *Четвертинні відклади* покривають усі древні породи і мають товщину 15 ÷ 70 м.

1.1.3.2. *Неогенові відклади* розповсюджені по усій площі родовища і мають товщину 18÷54 м.

1.1.3.3. *Палеогенову систему* формують відклади харківського, київського, буцацького і канівського ярусів.

## 1.2 Літологія

Девонські відклади палеозою представлені надсольовими теригенними і ефузивними пластами. Зустрічаються прошарки доломітів і ангідритів (хемогенних).

Турнейські відклади нижнього карбону містять перешарування вапняків і темно-сірих аргілітів з прошарками пісковиків.

Нижньовізейські відклади сформовані вапняками і аргілітами з прошарками алевролітів і пісковиків. В межах нижньовізейського ярусу є продуктивний горизонт (В-26), представлений перешаруванням алевролітів і аргілітів, вапняків і пісковиків.

Верхньовізейський підярус у нижній частині складений перешаруванням алевролітів, аргілітів і потужних шарів пісковиків. У верхній частині підярусу переважають аргіліти, рідше пісковики і алевроліти. Забарвлення аргілітів – від чорного до темно-сірого. Вони вапняковисті, алевролітисті, з обвугленими рештками. Забарвлення алевролітів – від темно-сірого до сірого. Вони щільні, слюдисті, глинисті. Забарвлення пісковиків рожево-сіре, темно-сіре. Вони слюдисті, польовошпатево-кварцеві, крупно- і дрібнозернисті, зцементовані слабо з глинистим і вапняковим цементом. Забарвлення вапняків темно-сіре. Вони місцями сильно глинисті, афанітові, щільні, доломітизовані, місцями тріщинуваті. В межах верхньовізейського підярусу є продуктивні горизонти (В-18, В-19В, В-19Н).

Розріз серпуховського ярусу сформований аргілітоподібними глинами з пропластками вапняків і пісковиків. Забарвлення аргілітоподібних глин від

чорного до темно-сірого. Вони алевритисті з обвугленими рештками. Забарвлення пісковиків світло-сіре. Вони кварцеві, дрібнозернисті, міцні, слюдисті. Забарвлення вапняків від чорного до світло-сірого. Вони дуже міцні, дрібно- і скрито-кристалічні.

Башкирський ярус середнього карбону представлений двома товщами. В нижній частині переважають зеленувато-сірі і темно-сірі вапняки. Вони крупно-кристалічні, іноді глинисті, місцями брекчієподібні, міцні з пропластками аргілітоподібних глин. У верхній частині переважають глини з пропластками пісковиків, алевролітів, іноді вапняків.

Московський ярус літологічно представлений піщаними і глинистими пластами, аргілітами, алевролітами і вапняками. Забарвлення пісковиків сіре і світло-сіре. Вони крупно- і дрібно-зернисті, слабо зцементовані, польовошпатово-кварцеві. Забарвлення аргілітів зеленувато-сіре і темно-сіре. Вони слюдисті. Поступово переходять в глини. Забарвлення вапняків світло-сіре і сіре. Вони доломітизовані, глинисті, скритно-кристалічні. У верхній частині каротажний репер – витриманий за простяганням подвійний пласт вапняку.

У верхньому відділі карбону прослідковують алевроліти, пісковики, глини з прошарками вапняків. Забарвлення пісковиків зеленувато-сіре. Вони крупно- і дрібно-зернисті, глинисті, польовошпатово-кварцеві. Цей відділ містить продуктивні горизонти (K<sub>1</sub>) і (K<sub>2</sub>).

Нижньопермські відклади представлені перешаруванням глинистих порід і пісковиків з переважанням других. Забарвлення пластів переважно сіре або зелено-сіре, рідше зелено-буре, червоно-буре і цегляно-червоне.

Пласти пісковиків крупно-, середньо і дрібнозернисті. Місцями переходять у гравеліти, гравійні конгломерати; кварцево-польовошпатові. Алевроліти місцями переходять в пісковики.

Забарвлення глин зеленувато- і блакитно-сіре, слюдисте, алевритисте, вапняковисте, з вкрапленнями піриту. Інколи вапняковистість глин коливається в межах 32-62%, та вони змінюються в глинисті мергелі та мергелі.

Горизонт  $P_{1+2}$  неоднорідний, має декілька пропластків алевролітів і пісковиків, які розділені пропластками глин, мергелів, інколи вапняків.

Основний нафтогазоносний горизонт  $P_3$  залягає внизу горизонту  $P_{1+2}$  та сформований пісковиками з пропластками глин і алевролітів.

Нижній тріас сформований слюдистими, щільнимицегляно-червоними глинами з підпорядкованими пропластками алевролітів (в пересаженській товщі) та чергуванням зеленувато-сірих, дрібнозернистих, слюдистих, глинистих, вапняковистих, міцних пісковиків з різнобарвистими глинами зеленувато-сірого, цегляно-червоного кольорів, піщанисті, слюдисті та щільні з дзеркалами ковзаня.

Середній тріас сформований ущільненими середньо- і дрібнозернистими цегляно-червоними та кварцовими.

Верхній тріас сформований кварцовими пісковиками, світло-сірого забарвлення, середньо- і дрібнозернистими, з вапняковим цементом, з пропластками слюдистих, вапнякових, щільних, піщаних, червоно-бурих глин (серебрянська товща) та чергуванням дрібнозернистих, кварцових сірих, глинистих пісковиків і різнобарвних піщаних глин (протопівська товща).

Байоський ярус юри –  $J_2b$ . Сформований теригенною товщею сірих дрібнозернистих кварцових глинистих пісковиків, які вміщують пропластки вуглистих глин.

Батський ярус юри –  $J_2bt$ . Сформований сірими глинами з пропластками кварцових дрібнозернистих пісковиків.

Келовейський ярус юри –  $J_3k$ . Сформований сірими глинами, які містять в нижній частині тонкі пропластки пісковиків, а у верхній – вапняки.

Оксфордський ярус юри –  $J_3o$ . Узгоджено перекриває келовейський ярус. Літологічно сформований піщаними вапняковистими глинами, з пропластками вапняків і мергелів.

Кімеріджський ярус юри –  $J_3km$ . Розріз сформований в нижній частині глинами зеленувато-сірими, які вміщують пропластки дрібнозернистих пісковиків і вапняків, а у верхній частині – континентальною товщею глин строкато-барвистих, пісків і пісковиків.

Нижня крейда у літологічному відношенні сформована чергуванням сірих і темно-сірих місцями вуглистих глин, нерівномірно піщанистих, щільних з сірими, кварцовими, слабозцементованими, різнозернистими пісками та пісковиками.

Сеноманський ярус верхньої крейди –  $K_2s$  сформований переважно теригенними породами. У покрівлі ярусу залягають сірі піщані слюдисті щільні мергелі.

В турон-маастрихтському ярусі верхньої крейди –  $K_2t-m$  виділяють три пачки:

- 1) нижня – пишуча крейда з прошарками мергелю світло-сірого;
- 2) середня – крейдові мергелі з пропластками пишучої білої крейди;
- 3) верхня – пишуча крейда, з прошарками крейдового мергелю в нижній частині.

Канівський ярус палеогену –  $P_2kp$  представлений глинистими кварцово-глауконітовими пісками.

Бучацький ярус палеогену –  $P_2b$  представлений різнозернистими кварцово-глауконітовими і кварцовими пісковиками і пісками, з прошарками глин в нижній частині.

Нижня частина київського ярусу палеогену –  $P_2kv$  складена в'язкими зеленувато - і блакитно-сірими мергелями; до верху змінюється щільними глинами.

Харківський ярус палеогену –  $P_2kh$  представлений кварц-глауконітовими різнозернистими зеленувато-сірими пісками. В покрівлі залягає пачка в'язких зелених глин.

Неогенові відклади представлені чергуванням сірих і жовтувато-сірих, кварцових, дрібнозернистих слабо глинистих пісків, з сірими слюдистими, в'язкими, щільними глинами.

Четвертинні утворення сформовані червоно-бурими глинами і зверху перекриті суглинками лесоподібними, а в річкових долинах – пісками алювіальними.

### **1.3 Тектоніка**

Гнідинцівське нафтогазоконденсатне родовище приурочене до підняття, що розміщене в Пн-Зх частині ДДЗ, в межах Центрального грабену.

Встановлено стратиграфічні неузгодження між нижнім карбоном і девонем, серпуховськими та візейськими відкладами, середнім і нижнім карбоном, московськими та башкирськими відкладами, відкладами пермі та верхнім карбоном і тріасом; юрою і тріасом, нижньою крейдою і юрою, верхньою і нижньою крейдою, палеогеном і крейдою.

За характером залягання осадових гірських порід геологічного розрізу Гнідинцівського родовища виділяють два структурні поверхи: верхній – післянижньопермський та нижній - дотріасовий.

По верхньому поверху Гнідинцівське підняття являє собою асиметричну брахіантиклінальну складку Пн-Зх простягання з пологим ( $1-1,5^\circ$ ) Пд-Зх крилом і більш похилим (до  $3^\circ$ ) Пн-Сх крилом. Перикліналі похилі, кути падіння гірських порід не перевищують  $1-2^\circ$ . Склепіння підняття широке, полого.

По нижньому поверху Гнідинцівське підняття являє собою асиметричну брахіантиклінальну складку Пн-Зх простягання з ширшим пологим склепінням і похилішими крилами, ніж по верхньому поверху. Відмічають поступове

збільшення нахилу крил складки з глибиною і зміщення склепіння в Пд-Зх напрямку у бік бортової частини ДДЗ.

По покрівлі верхньовізейських відкладів Гнідинцівська структура являє собою асиметричну брахіантиклінальну складку Пн-Зх простягання з більш крутим Пн-Сх і вологішим Пд-Зх крилами.

В межах Пн-Зх перикліналі Гнідинцівської структури встановлено розривне порушення скидового типу. Порушення має амплітуду близько 30 м, простягання з Пд-Зх на Пн-Сх.

#### 1.4 Нафтогазоносність

Гнідинцівське НГКР введено в промислову розробку у 1961 р. Перший підрахунок запасів нафти був виконаний Пирятинською КРБ тресту “Чернігівнафтогазрозвідка” станом вивченості на перше липня 1961 р. [1]. Запаси були затверджені ДКЗ СРСР 29 вересня 1961 р. в кількості 54080 тис. т.

В тому числі:  $P_{1+2}$  по категорії  $C_1$  – 15257 тис. т;

$P_3$  по категорії В – 29563 тис.т;

К-1 по категорії  $C_1$  – 7056 тис.т;

К-2 по категорії  $C_1$  – 2204 тис.т.

Балансові запаси вільного газу та конденсату було затверджено в кількості по горизонтах:

В-18 по категорії  $C_1$  – 4449 млн.  $m^3$  газу, 630 тис. т. конденсату;

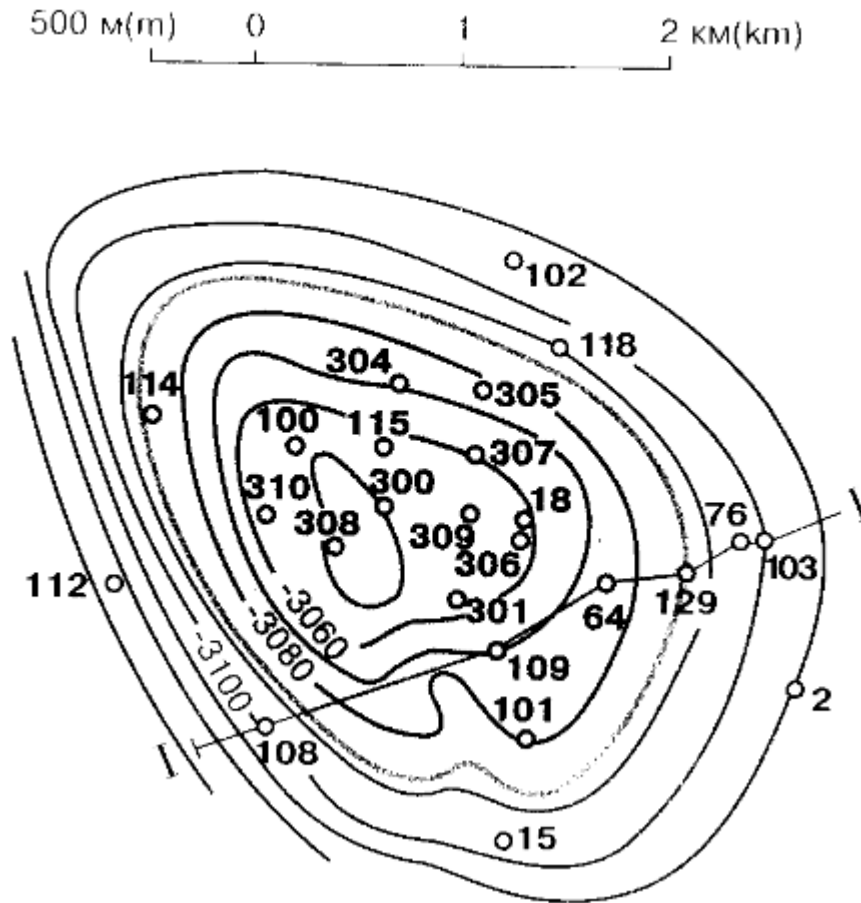
В-19в по категорії  $C_1$  – 2839 млн.  $m^3$  газу, 892 тис. т. конденсату;

В-19н по категорії  $C_1$  – 806 млн.  $m^3$  газу, 196 тис. т. конденсату.

Родовище було введено в розробку у відповідності з “Технологічною схемою розробки”, виконаною інститутом “Укргіпрондінафта” в 1962 р. Цим самим інститутом в 1964 р. був складений “Технологічний проект розробки” [2].

За керном і промислово-геофізичними дослідженнями, даними випробування і розробки виділяють чотири нафтоносних горизонти:  $P_{1+2}$  і  $P_3$  – в





*Рисунок 1.3 – Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту В-18 за М. Л. Саміним і М. М. Бригідюю [3].*

### 1.5 Водонасність

В межах Гнідинцівського НГКР водоносні пласти приурочені до кам'яновугільних, пермських, тріасових, юрських, крейдових, палеогенових, неогенових і четвертинних відкладів.

Дані хімічного складу показують, що води четвертинного і неогенового горизонтів майже не мають відмінностей. Води цих горизонтів прісні, безколірні, прозорі, без запаху, мають приємний смак і широко використовуються для всіх видів водопостачання.

Бучацький і харківський яруси є водоносними горизонтами палеогену.

Харківський горизонт містить гідрокарбонатно-натрієву воду, група гідрокарбонатна, підгрупа кальцієва. За фізичними властивостями вода є прісною, не має запаху, безколірна. Води даного горизонту широко застосовують для цілей водопостачання.

Бучацький горизонт містить воду, яка за хімічним складом відносяться до гідрокарбонатно-натрієвого типу. Води прісні, без кольору і без запаху. Мінералізація води 0,71 – 1,12 г/л. Реакція води слабо лужна, рН змінюється від 7,0 до 7,4. Горизонт широко використовується для цілей водопостачання.

Води мезозойських горизонтів мають мінералізацію 78,3 – 87,9 г/л, густину 1048,8 – 1062,2 кг/м<sup>3</sup>. За хімічним складом води відносяться до хлоркальцієвого типу. Кількість мікрокомпонентів: В<sub>r</sub> – 143,8 мг/л, I – 2,5 мг/л.

Води верхньопермських відкладів є розсолами хлор-кальцієвого типу. Густина води 1073,2 – 1100,8 кг/м<sup>3</sup>. Загальна їх мінералізація складає 108 – 146 г/л. Реакція води від слабокислої до слаболужної – рН складає 5 – 7,1. Серед аніонів переважає іон Cl<sup>-</sup>, його вміст в досліджуваних пробах складає 49,4 – 49,8. Іони SO<sub>4</sub> і HCO<sub>3</sub> містяться в незначних кількостях. В складі катіонів переважає сума лугів Na + K (39,65 – 42,98 ммоль/л), за ними слідують Ca і Mg. Мікрокомпоненти визначені тільки за одною пробою: В<sub>r</sub> – 559,44 мг/л, I – 2,5 мг/л. Нафтові кислоти відсутні. Води верхньопермських відкладів мають порівняно невисоку ступінь метаморфізації. Коефіцієнт  $\frac{Na}{Cl}$  коливається від 0,79 до 0,95, співвідношення  $\frac{Cl - Na}{Mg}$  - від 2,17 до 4,29. Хлор бромний коефіцієнт складає 151,8.

Хімічний склад пластових вод горизонту П<sub>1+2</sub> вивчався по пробах води, відібраних в свердловинах пробурених як у законтурній зоні, так і в нафтоносній зоні. За хімічним складом пластові води відносяться до хлоркальцієвого типу, хлоридної групи, натрієвої підгрупи. Густина води 1009 – 1106,2 кг/м<sup>3</sup>. Реакція води змінюється від кислої до слабо лужної (рН= 4,8 – 7,2). Загальна мінералізація коливається в широких межах від 23,7 до 185 г/л. Серед аніонів переважає іон Cl<sup>-</sup>,

вміст якого досягає 49,98 %. У значно меншій кількості відмічаються іони  $\text{SO}_4$  і  $\text{HCO}_3$ . Серед катіонів переважає сума лугів (Na+K), процентний склад якої досягає 36,99 – 46,05 ммоль/л. Далі слідують Ca–2,06-6,35 %; Mg-0,51 – 4,39 %. Мікрокомпоненти визначені тільки за трьома пробами. Вміст Br складає 158 – 229,6 мг/л, I – 2,12 – 4,15 мг/л. Нафтеніві кислоти містяться в кількості 0,2 – 0,6 мг/л. Ступінь метаморфізації порівняно невисока, коефіцієнт  $\frac{Na}{Cl}$  складає 0,74 – 0,93. Коефіцієнт  $\frac{Cl}{Br}$  рівний 557 – 626,83, що свідчить про процес вилуговування  $NaCl$ . Режим покладу пружно-водонапірний.

Водоносний горизонт  $\text{P}_3$  високонапірний, висота напору перевищує 1700 м. За хімічним складом води горизонту  $\text{P}_3$  відносяться до хлоркальцієвого типу, хлоридної групи, натрієвої підгрупи. Густина коливається від 1025,1 до 1105,6 кг/м<sup>3</sup>. Реакція вод кисла, рН дорівнює 4 – 6. Мінералізація вод достатньо висока: від 35,2 до 206,6 г/л. В складі аніонів переважає іон Cl, в значно менших кількостях містяться іони  $\text{SO}_4$  і  $\text{HCO}_3$ . Серед катіонів вирішальну роль відіграє сума лугів Na+K, процентний вміст яких досягає 35,99 – 46,78 ммоль/л. За ними йдуть Ca, Mg,  $\text{NH}_4$ ,  $\text{Fe}''$  і  $\text{Fe}'''$ . Концентрація Br складає 148,56 мг/л; I – 2,5 мг/л. Ступінь метаморфізації пластової води порівняно невелика, коефіцієнт  $\frac{Na}{Cl}$  складає 0,7 – 0,93, співвідношення  $\frac{Cl-Na}{Mg}$  - 0,5 – 13,9. Режим покладу пружно-водонапірний.

Верхньокам'яновугільні горизонт К-1 містить воду безколірну або жовтувату, солону, інколи з бензиновим запахом. За хімічним складом вода є міцним розсолон хлоркальцієвого типу, хлоридної групи, натрієвої підгрупи. Густина води коливається від 1040,0 до 1108,1 кг/м<sup>3</sup>. Мінералізація висока: від 139,3 до 154,5 г/л. Реакція води: від слабо кислої до слабо лужної (рН – 4,8- 8,1). У складі аніонів переважає іон Cl, його концентрація складає 83380,5 – 94316,5 мг/л. В незначній кількості присутні іони  $\text{SO}_4'$  і  $\text{HCO}_3'$ . Серед катіонів переважає сума

лугів Na+K, за ними Ca, Mg, NH<sub>4</sub>. Концентрація Br складає 173,16 – 192,51 мг/л, I – 2,06-5,57 мг/л. Ступінь метаморфізації пластової води висока, коефіцієнт  $\frac{Cl - Na}{Mg}$  коливається від 0,82 до 0,87, співвідношення  $\frac{Cl}{Br}$  рівне 2,77 – 24,4. Режим покладу пружно водонапірний.

Вода горизонту К-2 безколірна, інколи жовта, солена, часом з запахом бензину. За хімічним складом вода горизонту К-2 відноситься до міцних розсолів хлоркальцієвого типу, хлоридної групи, натрієвої підгрупи. Густина води 1095,3 – 1104,4 кг/м<sup>3</sup>. Реакція слабо кисла – рН змінюється від 5,5 до 6,5. Мінералізація вод дуже висока – 137,6 – 185,0 г/л. У складі аніонів переважає іон Cl, концентрація котрого досягає значень 84394,8 – 108718,7 мг/л. Серед катіонів переважає сума лугів Na+K. За ними Ca, Mg, HCO<sub>3</sub>, Fe<sup>''</sup> і Fe<sup>'''</sup>. Мікрокомпоненти містяться в незначних кількостях: Br – 193,81 мг/л, I – 5,0 мг/л. Нафтеніві кислоти складають 0,2 мг/л. Води горизонту К-2 мають високу ступінь мінералізації, коефіцієнт  $\frac{Na}{Cl}$  досить стійкий – 0,82 - 0,85, співвідношення  $\frac{Cl - Na}{Mg}$  складає 2,03 – 3,72;  $\frac{Cl}{Br}$  коефіцієнт 998,4 – 999,6 свідчать про вилуговування NaCl. Режим покладу пружно-водонапірний.

Водоносний горизонт московського ярусу (середньокам'яновугільних відкладів) випробуваний у свердловинах 2 і 102. Водоносний горизонт високонапірний. Висота напору перевищує 2000 м. Вода забарвлена в світло-жовтий колір, не має запаху, солена. За хімічним складом – це міцні розсоли хлоркальцієвого типу, загальна мінералізація досягає 217,3 – 235,5 г/л, густина складає 1140,6 – 1142,8 кг/м<sup>3</sup>. Води московського ярусу високометаморфізовані.

Водоносний горизонт башкирського ярусу (середньокам'яновугільних відкладів) випробуваний у свердловинах 2, 102, 107. Режим горизонту високонапірний. Вода безбарвна або жовта, без запаху, солена, містить осад. За хімічним складом води башкирського горизонту відносяться до міцних розсолів

хлоркальцієвого типу, загальна мінералізація 129,3 – 205,3 г/л, густина 1088,0 – 1152,0 кг/м<sup>3</sup>. Води башкирського горизонту високометаморфізовані.

Водоносний горизонт нижньокам'яновугільних відкладів випробуваний у свердловинах 2,107. До складу комплексу входять водоносні горизонти нижнього і верхнього візею. В даному випадку вони розглядаються спільно. Результати випробування свідчать про високонапірний режим водоносних горизонтів приурочених до відкладів візейського ярусу. Висота напору досягає 2900 – 3000 м. Дебіти свердловин коливаються в широких межах: від практично безводних до середньо дебітних. Вода світло-жовта, або безбарвна, без запаху, солена містить осад. За хімічним складом води відносяться до міцних розсолів хлоркальцієвого типу, хлоридної групи натрієвої підгрупи. Мінералізація вод висока. Реакція слабо кисла рН складає 1 - 6,5. Ступінь метаморфізації вод висока. Вода безбарвна, без запаху, солена, містить осад. Тип вод хлоркальцієвий. Ступінь метаморфізації висока.

## 1.6 Постановка геологічного завдання

Проаналізувавши геологічну будову Гнідинцівського НГКР виявлено, що промислова нафтогазоносність родовища пов'язана з мезозойськими ( нафтоносні горизонти (К-1, К-2-3), пермськими (нафтоносні горизонти П<sub>1+2</sub>, П<sub>3</sub>) і кам'яновугільними (газоконденсатні горизонти В-26 , В-18, В-19в, В-19н і В-26) відкладами.

Продуктивні горизонти К<sub>1</sub> і К<sub>2</sub> представляють собою алевроліти, пісковики, глини з прошарками вапняків. Мінералізація пластових вод дуже висока – 137,6 – 185,0 г/л.

Горизонт П<sub>1+2</sub> неоднорідний, має декілька пропластків алевролітів і пісковиків, які розділені пропластками глин, мергелів, інколи вапняків. Загальна мінералізація пластових вод коливається в широких межах від 23,7 до 185 г/л.

Основний нафтогазоносний горизонт  $\Pi_3$  залягає внизу горизонту  $\Pi_{1+2}$  та сформований пісковиками з пропластками глин і алевролітів. Мінералізація пластових вод достатньо висока: від 35,2 до 206,6 г/л.

В межах верхньовізейського підярусу продуктивні горизонти (В-18, В-19в, В-19н) складені перешаруванням алевролітів, аргілітів і потужних шарів пісковиків. В межа нижньовізейського ярусу продуктивний горизонт (В-26) представлений перешаруванням алевролітів і аргілітів, вапняків і пісковиків. Мінералізація вод висока.

Враховуючи особливості геологічної будови Гнідинцівського НГКР у бакалаврській роботі поставлені наступні завдання:

- проаналізувати методи існуючого комплексу ГДС, проведеного на родовищі на предмет їх ефективності для виділення пластів-колекторів у геологічних розрізах свердловин і здійснення їх попластової кореляції;
- вибрати найефективніші методи і методики їх інтерпретації з метою виділення пластів-колекторів у геологічних розрізах свердловин і здійснення їх попластової кореляції;
- провести виділення пластів-колекторів у геологічних розрізах свердловин і здійснення їх попластову кореляцію.

У результаті виконання бакалаврської роботи буде:

- вибраний комплекс методів ГДС та ефективну методику їх інтерпретації для виділення пластів-колекторів у геологічних розрізах свердловин;
- виділені пласти-колектори у геологічному розрізі свердловини № X –X-X;
- проведено кореляцію виділених пластів-колекторів по лінії свердловин № X –X-X.

## РОЗДІЛ 2

### ОБГРУНТУВАННЯ ГЕОФІЗИЧНИХ МЕТОДІВ ДЛЯ ВИДІЛЕННЯ ПЛАСТІВ-КОЛЕКТОРІВ І ПРОВЕДЕННЯ ЇХ КОРЕЛЯЦІЇ

#### 2.1 Геолого-геофізична характеристика розрізу

Геофізичні способи визначення гірських порід в розрізах свердловин засновані на відомостях про їх фізичні властивості, значеннях амплітуд і знаків аномалій фізичних полів, які спостерігаються в різних породах [4].

Визначення мінерального складу порід в досліджуваному розрізі проводили за сукупністю наступних геофізичних ознак, встановлених в результаті досліджень: уявним електричним опором, величиною потенціалів ПС, інтенсивністю природного і розсіяного гамма-випромінювання, акустичними властивостями, зміною діаметру свердловин, тривалістю проходки тощо.

На Гнідинцівському НГКР основні запаси нафти зв'язані з піщано-алевритовими породами нижньої пермі і верхнього карбону. В залежності від колекторських властивостей і структури порового простору, характеру насичення, уявний опір пісковиків і алевролітів змінюється, в основному, від 0,6 до 80 Омм. Невисокий опір відповідає високопористим піскам і пухким пісковикам. Низькопористі зцементовані пісковики і алевроліти відзначають високим ПО (більше 10 Омм), величини якого змінюються в залежності від складу цементу.

На поверхні дотику різних гірських порід і розчинів виникає дифузійно-адсорбційна різниця потенціалів  $U_{nc}$ , величина якої визначається мінеральним (хімічним) складом породи, ступенем її дисперсності, густиною упаковки частин, хімічним складом вод, які насичують гірську породу. Потенціали  $U_{nc}$  власної поляризації, які вимірюються у свердловині, знаходяться в прямій залежності від дифузійно-адсорбційної активності гірських порід і широко

використовувались при визначенні літології порід. Оскільки в розрізі мінералізація пластових вод вища від мінералізації глинистого розчину, осадові породи, представлені пісковиками і алевролітами, відзначають від'ємними, а глини і сильно заглинизовані породи – додатними значеннями власних потенціалів  $U_{cn}$ . У високопористих проникних пісковиках величина аномалії  $U_{cn}$  досягає 150 мВ. Невеликими аномаліями (20мВ) відзначають пісковики і алевроліти, які мають у своєму складі значні домішки глинистого матеріалу.

На діаграмах мікрокаротажу піщано-алевролітові різновиди відмічають уявними опорами, які перевищують опір бурового розчину у 1,5 – 10 раз; їм відповідають тришарові і двошарові криві БКЗ.

Для піщано-глинистих відкладів продуктивних горизонтів родовища характерним є підвищення гамма-активності із збільшенням складу глинистого матеріалу, який при формуванні інтенсивно адсорбує іони урану, продукти руйнування мінералів – торій, калій. Підвищену гамма-активність спостерігають у пісковиках і алевролітах поліміктового складу. Низькою гамма-активністю характеризуються олігоміктові пісковики (4 – 8 мкР/год)

Нейтронні методи дослідження свердловин засновані на здатності гірських порід, в залежності від їх речовинного складу з різною інтенсивністю сповільнювати швидкі нейтрони, розсіювати їх і поглинати. Інтенсивними сповільнювачами нейтронів в даному розрізі є породи з великим вмістом води – високопористі пісковики і алевроліти, які вміщують у значних кількостях мінерали з великим об'ємом кристалізаційної води, що на діаграмах нейтронного гамма-каротажу відмічаються підвищенням показів, викликаним гамма-випромінюванням (1,4 – 3,2 ум. од.). Поглинаюча здатність порід зростає при збільшенні у кількості елементів з високим вмістом захоплення ( $Cl$ ,  $B$ ), тобто в водонасичених пісковиках і алевролітах. Щільним мало пористим пісковикам і прошкам вапняку відповідають високі покази на діаграмах НГК (3,2 – 4,2 ум. од.), глинам – низькі покази (1 - 1,2 ум. од.).

За даними акустичного каротажу інтервальний час зменшується і амплітуда першого вступу зростає у щільних породах: сильно зцементованих пісковиках і не частих прошарках вапняків. Підвищення глинистості і пористості, насичення пористого простору нафтою викликає збільшення  $\Delta T$  і зниження амплітуди.

На кавернограмах навпроти проникних пісковиків і алевролітів в досліджуваному розрізі спостерігають утворення глинистої кірки. Звуження діаметру свердловини проходить за рахунок осідання на її стінці твердих частинок з глинистого розчину при фільтрації його у породу. В щільних пісковиках, вапняках, доломітах діаметр свердловин відповідає діаметру долота. Навпроти глин і глинистих сланців спостерігають каверни. Найбільш сильно розмиваються глини і глинисті сланці, представлені тонкодисперсними активно розбухаючими глинистими мінералами: монтморилонітом, конtronітом, бейделітом, коли обмінними є катіони калію і натрію. Обвалення значно менше в глинах, які вміщують поглинуті катіони калію і натрію.

Опір глин і аргілітів нижньої пермі і верхнього карбону змінюються в межах від 2 до 15 Ом. Вони відрізняються найбільш високими додатними значеннями ПС, гамма-активності.

Установлені геофізичні ознаки використані при вирішенні одної з основних задач геофізичних досліджень розрізів нафтових свердловин – виділення порідколекторів.

## **2.2 Ефективність комплексу методів геофізичних досліджень свердловин**

На Гнідинцівському родовищі з метою вирішення геологічних завдань у свердловинах проводили загальні дослідження стандартним комплексом (масштаб 1:500 від вибою до гирла), і детальні дослідження (масштаб 1:200 в нафтогазоперспективних інтервалах):

- акустичний каротаж;
- бокове електричне зондування;

- боковий каротаж;
- гамма-каротаж;
- імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж.
- індукційний каротаж;
- мікрокавернометрію;
- мікробоковий каротаж;
- мікрокаротаж;
- нейтронний гамма-каротаж
- нейтрон-нейтронний каротаж

Стандартний комплекс загальних досліджень в масштабі 1:500 проводили з метою виділення пластів-колекторів, проведення кореляції і оцінки характеристик розрізів свердловин. Згадані вище електричні, радіоактивні і акустичні методи у масштабі 1:200 використовували для детального розчленування геологічного розрізу свердловин, визначення ефективної товщини, фільтраційно-ємнісних характеристик і насичення пластів.

Реєстрація методів каротажу опору і проводили апаратурою АБКТ. В якості стандартних зондів використовували підошвенний градієнт-зонд А2,25М 0,5N і потенціал-зонд N11,0M0,5A з одночасною реєстрацією кривої потенціалів самочинної поляризації (ПС). Масштаб кривих КО становив 2,5; 12,5; 62,5 Омм/см, кривої ПС становив 12,5 мВ/см. Швидкість каротажу була в межах 2000 м/год.

Запис кривих БЕЗ проводили комплектом послідовних градієнт-зондів: А0,4M0,1N; А0,5M0,1N; А1,0M0,1N; А2,0M0,5N; А8,0M0,1N і оберненим зондом N0,5M2,0A. Швидкість запису була в межах 2000 м/год. Масштаб кривих КО становив 1; 5; 25 Омм/см і 2,5; 12,5; 62,5 Омм/см, кривої ПС 12,5 і 25 мВ/см. Криві БЕЗ застосовували для визначення електричного опору пластів, характеру насичення та визначення положення ВНК.

Криві мікрокаротажу реєстрували апаратурою МДО-3 з швидкістю 1000 м/год і масштабом 1 Омм/см. Мікрокаротаж записували мікропотенціал-зондом А0,05М і мікроградієнт-зондом А 0,025М0,025N. За діаграмами мікрокаротажу визначали ефективну товщину пластів-колекторів та проводили розчленування геологічного розрізу на проникні і непроникні пласти.

Боковий каротаж реєстрували апаратурою АБКТ. Дані бокового каротажу використовували для кореляції геологічних розрізів, визначення товщини, питомого електричного опору пластів-колекторів і літологічного розчленування. Швидкість запису була в межах 2000 м/год.

Боковий мікрокаротаж зареєстрований у лінійному і логарифмічному масштабах приладом АГАТ зі швидкістю 1000 м/год. Метод використовували для уточнення літології порід, визначення товщини пластів-колекторів і підрахункових параметрів.

Індукційний каротаж реєстрували апаратурою АІК-5, зондом – 8,0И1,4. Криві записували в лінійному масштабі провідності 10 та 50 мСм/м/см. Індукційний каротаж разом з іншими методами каротажу опору використовували для визначення питомого опору низькоомних пластів-колекторів, визначення характеру їх насичення, визначення положення водонафтового контакту.

Мікрокавернометрію проводили апаратурою СКПД-3 із швидкістю 2000 м/год і застосовували під час інтерпретації кривих КО та деталізації розрізу свердловини.

Акустичний каротаж, виконували як основний метод для визначення пористості пластів-колекторів, приладами СПАК (6).

Одночасно реєстрували криві інтервального часу ( $\Delta T$ ), часу розповсюдження пружних коливань до першого і другого приймача ( $T_1$  і  $T_2$ ), амплітуди пружних коливань на першому і другому приймачі ( $A_1$  і  $A_2$ ). Масштаб запису становив 20 мкс/м/см. Швидкістю каротажу

становила 1000 м/год. Результати АК використовували для виділення пластів і розрахунку коефіцієнта пористості.

Радіоактивний каротаж проводили свердловинними приладами ДРСТ(3) та СРК. Під час досліджень використовували полоній-берилієве джерело потужністю  $0,52 \cdot 10^7 \div 1,2 \cdot 10^7$  нейтронів/с (довжина зонда 60 см). Масштаб кривої НГК становив 0,1; 0,2 ум.од/см (імп/хв./см), а ГК – 2 мкР/год. Швидкість реєстрації радіоактивного каротажу становила 600 ÷ 800 м/год. Матеріали радіоактивного каротажу використовували для виділення пластів та їх кореляції, виділення пластів-колекторів, визначення величини глинистості, коефіцієнтів пористості і насичення пластів-колекторів.

Імпульсний нейтронний каротаж проводили апаратурою ІГН-9 з потужністю генератора нейтронів від  $1,2 \cdot 10^7$  до  $1,7 \cdot 10^7$  нейтронів/с. Реєструвались крива інтегральна і крива диференціальна з затримками 1020, 1200, 1350, 1500 мкс. Швидкість реєстрації ІННК становила 200 м/год. Масштаб вибирали в залежності від умов у свердловині. ІННК використовували для виділення продуктивних колекторів, визначення положення водонафтових контактів.

Обробку отриманих даних ГДС виконували з урахуванням розподілу температури вздовж розрізу, зафіксованих термометрією.

## **Висновки до розділу 2**

Виконаний комплекс ГДС у розрізах свердловин для пермських, верхньокам'яновугільних і для нижньовізейських продуктивних відкладів.

Зареєстровані на Гнідинцівському НГКР матеріали ГДС забезпечують можливість виділення пластів-колекторів, визначення їх ефективної товщини, виділення тонких прошарків та проведення міжсвердловинної кореляції. Слід зауважити, що якість матеріалів геофізичних досліджень залежить не тільки від технічних і технологічних чинників, але і від особливостей стовбура

свердловини. Якість мікрометодів суттєво залежить від геометрії стовбура свердловини, ступеня притискання до стінки черевика приладу, а також від параметрів бурового розчину. При застосуванні калієвих розчинів пластиколектори не завжди можна виділити за даними МК. Також аналіз даних ГДС показав, що покази ІК в окремих випадках не мають відповідної якості.

## РОЗДІЛ 3

### ВИДІЛЕННЯ ПЛАСТІВ-КОЛЕКТОРІВ ГНІДИНЦІВСЬКОГО НГКР

#### **3.1 Можливості комплексу ГДС з літологічного розчленування геологічних розрізів свердловин**

Літологічне розчленування розрізів нафтогазових свердловин - завдання класифікаційного характеру. Його суть - у поділі досліджуваних об'єктів (пластів) на класи (літотипи) згідно з набором найбільш істотних ознак, що визначаються за комплексом методів геофізичних досліджень свердловин.

На підставі застосовуваного в даний час комплексу ГДС можна досить детально розчленувати майже будь-який розріз, з тих, що зустрічаються в нафтогазових районах, на пласти і комплекси пластів, що відрізняються за своїм геофізичним властивостям. При складанні літолого-стратиграфічної колонки свердловини велике значення мають дані аналізів керна, шламу і зразків порід, відібраних боковим ґрунтоносом. Особлива увага повинна бути приділена збору палеонтологічних визначень, на підставі яких встановлюється вік порід.

Для вивчення літологічного складу порід і розчленування розрізу свердловин використовується весь комплекс геолого-геофізичних досліджень. Найбільш сприятливі умови для цього є в піщано-глинистому розрізі. Тут за даними каротажу за встановленими ознаками виділяють високопористі проникні пісковики, піщанисті глини та ін.

З ущільненням осадових утворень і зменшенням їх пористості визначення літології пластів ускладнюється, і різні за літологічним складом породи відзначаються часто однаковими або близькими геофізичними показами. Наприклад, малопористі міцні пісковики та алевроліти, основна маса вапняків і доломіту мало відрізняються один від одного на каротажній діаграмі. За каротажним діаграмами в подібних випадках можна отримати тільки загальне уявлення про пласт: малопористий, зцементований, щільний, тріщинуватий,

глинистий. Оцінка літології в цьому випадку можлива за матеріалами широкого комплексу геофізичних і геологічних (керна, шламу та ін.) досліджень.

З гідрохімічних осадів найбільш поширеними є галіт, сильвін, гіпс, ангідрит. На кривій електричного каротажу (КО і ПС) ці породи відзначаються нехарактерними аномаліями. На кривій ГК підвищеної гамма-активності виділяється калієва сіль через присутність у ній ізотопу  $^{40}\text{K}$ . На кривій НГК зоною мінімуму характеризується гіпс ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ), і зоною максимуму – ангідрит ( $\text{CaSO}_4$ ) [5].

### 3.2 Критерії виділення пластів-колекторів Гнідинцівського НГКР

Можливість виділення пластів-колекторів за геофізичними даними заснована на наступних властивостях порід – проникності, пористості і величині вмісту поверхнево-активних мінералів.

Диференціація порід за пористістю виконувалась для виділення переважно високопористих колекторів ( $K_p > 20\%$ ). Їх пошуковими ознаками є низькі значення параметра пористості, уявного електричного опору, виміряного малим потенціал-зондом, підвищені значення інтенсивності на діаграмах НГК і ГГК, високий інтервальний час за даними АК, низькі значення тривалості проходки.

Фізико-літологічні особливості колекторів нижньої пермі і верхнього карбону дозволяють виконувати їх розділення по вмісту поверхнево-активних мінералів, на вивченні якого заснований метод власної поляризації і гамма-каротаж. В продуктивних горизонтах Гнідинцівського НГКР широко розповсюджені олігоміктові (кварцеві) і поліміктові пласти-колектори, які вміщують глинистий цемент різного мінерального складу. В кластичній частині поліміктових пластів-колекторів розповсюджені пелітизовані польові шпати і глинисто-карбонатні уламки пелітоморфної будови. За даним гранулометричного аналізу пласти-колектори характеризуються значним

вмістом пелітової фракції, яка при відкритій пористості 23 – 26 % в середньому складає 20 % для кварцевих і 40 % для поліміктових пісковиків.

Найбільш однорідними і, як правило, в більшості кварцевими є пласти К-1 і К-2, скелетна фракція яких складається на 75 – 90 % з кварцу, решта – польові шпати, часто пелітизовані, особливо в К-1. У відкладах нижньої пермі окрім кварцу і польових шпатів, вміст яких збільшується до 30 - 35 %, присутні глинисто-карбонатні уламки, які так як і польові шпати легко руйнуються при проведенні гранулометричного аналізу. Пласти-колектори, особливо кварцеві і з карбонатним цементом, відзначають низькими значеннями на діаграмах методу самочинних потенціалів.

При виділенні пластів-колекторів використовувались дані випробування свердловин, результати опису і аналізу кернового матеріалу, прив'язані до даних ГДС. Дані ГДС виявились основними матеріалами при виділенні пластів-колекторів, так як висвітленість керном продуктивних горизонтів в цілому по родовищу низька (3,7 %).

На основі аналізу всього комплексу промислово-геофізичних досліджень, результатів лабораторних, літолого-петрографічних аналізів і даних випробування свердловин встановлено, що ознаками пласта-колектора в даному геологічному розрізі є наявність від'ємної аномалії ПС, підвищення показів потенціал-зонда або малого градієнт-зонда над показами великих зондів, зменшення діаметру свердловини на кавернограмі, додатній приріст на кривих мікрозондування, зменшення інтенсивності гамма-випромінювання і підвищення показів НГК. Проти чистих пісковиків і алевролітів спостерігається найбільше відхилення кривої ПС, мінімальна гамма-активність, утворення глинистої кірки. Амплітуда відхилення кривої ПС в глинистих пісковиках і алевролітах значно менша ніж навпроти чистих піщаних пластів. При відсутності або незначному вмісті карбонатного цементу (К-1, К-2 і нижня

частина П<sub>3</sub>) вони характеризуються підвищеним вмістом зв'язаної води і невисоким питомим електричним опором.

Наявність колектора остаточно встановлювалась за кривою БКЗ. У водоносних пластах спостерігають підвищене проникнення фільтрату бурового розчину. Продуктивні пласти-колектори характеризуються різною глибиною проникнення і, в основному, трьохшаровими кривими БКЗ. Підвищене проникнення в нафтоносні пласти пояснюється їх значною глинистістю і як її наслідком, високим вмістом зв'язаної води. Рідше в розрізах свердловин зустрічають нафтонасичені пласти, яким відповідають двохшарові криві БКЗ. Це, як правило, нафтонасичені карбонатні і кременисті пісковики і алевроліти.

Труднощі, які виникають, при виділенні пластів-колекторів, обумовлюються наступним.

По-перше, ефекти екранування, які спостерігаються у пластах-колекторах нижньої пермі, які не дозволяють в ряді випадків достовірно визначити характер проникнення у пласт і ускладнюють визначення його питомого опору.

По-друге, описані вище ознаки пласта-колектора, характерні для кварцевих і більшості поліміктових пісковиків і алевролітів, якщо в останніх вміст пелітової фракції менший ніж у глинах. Але, як виходить з аналізів шліфів і даних гранулометричного аналізу, вміст пелітового компоненту в поліміктових пластах-колекторах і глинах інколи співрозмірний (60 – 90 %).

Співрозмірна також і адсорбційна здатність поліміктових піщано-алевролітових пластів і глин, яка викликана, в основному, присутністю каолініту. Природно, що на діаграмах ПС такий колектор відзначають незначною від'ємною або додатною амплітудою, навіть якщо відкрита пористість його 16 %, а проникність вище  $6 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. У продуктивних пластів-колекторів такого типу коефіцієнт нафтонасичення, визначений за даними БКЗ, менший ніж 50 %.

Зазначене вище особливості найбільш характерні для верхів продуктивних горизонтів  $P_{1+2}$  і  $P_3$ , які найбільше піддались розмиванню. Виділення таких пластів-колекторів і визначення їх ефективної товщини здійснювалось за наявністю проникнення, встановленому за даними БКЗ і додатними приростами на діаграмах мікрозондування. В окремих свердловинах характерними ознаками пласта-колектора є лише покази мікрозондів, на яких поліміктові колектори відмічають так само як кварцеві. Про те, що це пласти-колектори свідчать не тільки лабораторні дані, але й результати опробування. Із співставлених даних ГДС і профілів припливу видно, що їх, у ряді свердловин, характеризують більш високими дебітами, ніж добре виражені на діаграмах ПС слабоглинисті пласти-колектори.

Вивчення поліміктових пісковиків, виділених у досліджуваному розрізі за комплексом лабораторних визначень фізичних властивостей, за даними гранулометричних, літолого-петрографічних і промислово-геофізичних досліджень з урахуванням результатів випробування свердловин, дозволяє зробити наступні висновки. Поліміктові пісковики характеризуються більшим у порівнянні з кварцевими вмістом пелітової фракції, меншими амплітудами самочинних потенціалів при близьких колекторських властивостях за керном. На діаграмах мікрозондування вони відмічаються наявністю додатних приростів, таких самих як і проти слабо глинистих кварцевих пісковиків, на кривій гамма-методу поліміктовим пісковикам відповідає підвищена гамма-активність, обумовлена вмістом калію.

Ефективну товщину пластів-колекторів встановлювали, в основному, за кривими мікрозондування з урахуванням усього комплексу промислово-геофізичних досліджень, результатів лабораторних аналізів і випробування.

Як зазначено вище, проти проникних пластів у досліджуваному розрізі спостерігають перевищення показів потенціал- над градієнт-мікрозондом, тобто додатній приріст, а уявний опір в 2 – 10 разів перевищує питомий опір бурового

розчину. Як правило, додатній приріст спостерігають в проникних піщано-алевролітових пластах з глинистою кіркою невеликої товщини і питомим опором пласта в 5 – 20 разів меншим від опору зони проникнення. При оцінці ефективної товщини на ділянках додатного приросту виключали щільні прошарки, які виділяються різко підвищеними значеннями  $\rho_k$  і глинисті прошарки, проти яких прирости близькі до нуля.

Труднощі при визначенні ефективної товщини пластів-колекторів обумовлені наступними причинами. В окремих свердловинах навпроти пухких водоносних пісковиків, розміщених, переважно, в нижній частині продуктивних горизонтів П<sub>3</sub>, К-1, К-2, і які володіють високою проникністю по вертикалі, зона проникнення і позитивні прирости на мікрозондах відсутні. Від'ємні прирости на кривих уявних опорів спостерігають в добре проникних водоносних пластах горизонту К-2 з питомими електричними опором в три рази меншим опору бурового розчину. Інколи прослідковують значну, не відповідну колекторським властивостям пласта, диференціацію кривих мікрозондів, обумовлену нерівномірною товщиною глинистої кірки (більше 2 см).

У всіх вказаних випадках і при відсутності якісних замірів мікрозондами використовували дані БКЗ, діаграми ПС і РК. Як показали порівняння з лабораторними даними, методика, яку застосовують для визначення ефективної товщини колектора є найбільш достовірною, так як на кривих мікрозондів позитивними приростами, як правило, відзначають пласти з проникністю вищою  $1 \times 10^{-3} - 2 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> і пористістю більшою за 10 – 12 %.

З урахуванням встановленої вище інформативності промислово-геофізичних методів у відкладах нижньої пермі і верхнього карбону виділені пласти-колектори, визначена їх загальна і ефективна товщина.

Колектори нижньовізейських газоносних відкладів за геофізичними даними виділялись також за загальними ознаками для теригенних розрізів:

- від'ємна аномалія на кривій ПС;

- зменшення діаметру свердловини за рахунок глинистої кірки;
- наявність додатних приростів на кривих мікрозондів;
- низькі і середні значення природної радіоактивності ;
- наявність проникнення по методах опорів.

Питання про віднесення пластів до промислово-продуктивних і визначення ефективної товщини вирішувався на підставі порівняння кількісних параметрів пластів з величинами нижніх границь.

### **Висновки до розділу 3**

## РОЗДІЛ 4

### КОРЕЛЯЦІЯ ГЕОЛОГІЧНИХ РОЗРІЗІВ СВЕРДЛОВИН ГНІДИНЦІВСЬКОГО НГКР

#### 4.1 Кореляція як елемент геологічної моделі родовища

Кореляція (порівняння) розрізів свердловин полягає у виділенні характерних пластів (горизонтів) та визначенні глибин їх залягання в різних свердловинах на досліджуваній площі. Кореляція – першочерговий етап у вивченні геологічного розрізу свердловин. Тільки ув'язавши розріз цієї свердловини з розрізами інших свердловин, можна забезпечити ефективне вивчення розрізу.

Для кореляції розрізів свердловин служать керни, відібрані з свердловин, що корелюються, особливо рештки в них фауни, що вказує на відносний вік порід. Також із цією метою використовують шлам.

Основою для кореляції розрізів свердловин є дані геофізичних досліджень свердловин, що ґрунтується на характерній рисі форми каротажних діаграм навпроти різних пластів. Порівнюючи каротажні діаграми з різних свердловин, легко виділити на них ділянки відповідні однойменним пластам, визначити глибини їх залягання, і таким чином прокорелювати розрізи свердловин.

Використання каротажних діаграм для кореляції розрізів свердловин полегшується тим, що на діаграмі зафіксована уся свердловина (вздовж усього її стовбура), а самі каротажні криві мають більший ступінь детальності. Як правило, пласти, що відрізняються один від одного літологічними властивостями характеризуються різними величинами геофізичних параметрів і добре виділяються на каротажній діаграмі. У ряді випадків за каротажною діаграмою розрізняють пласти з практично однаковими геологічними характеристиками. Так, в однотипних глинистих товщах часто зустрічають пласти, що чітко виділяються на кривих ПС або ГК.

Найбільш сприятливі для кореляції розрізів свердловин в осадових

відкладах криві ПС, КО, ГК та ДС, що добре відображають зміну літологічного характеру порід розрізу. Аномалії на цих кривих, що спостерігаються при переході від глинистих порід до неглинистих та щільних порід, і навпроти окремих пластів підвищеної радіоактивності (на кривих ГК), чітко відзначають і простежують на великих площах.

При детальній кореляції в межах обмежених площ з осадовими відкладами рекомендують використовувати додаткові криві КО, зареєстровані за допомогою МК та БК.

Зазвичай кореляцію розрізів свердловин проводять за всією сукупністю пересічених свердловиною пластів. Для спрощення кореляції виділяють ділянки каротажних кривих характерної форми, що зберігається у більшості свердловин. Такі ділянки кривих, які зазвичай відповідають опорним горизонтам, називають реперами.

В якості каротажних реперів найчастіше використовують ділянки кривих, яким відповідають такі відклади: товща піщано-глинистих порід у карбонатних відкладах, що характеризуються мінімумами КО, високими показами ГК та збільшенням діаметру свердловини; потужні товщі глин, які зазвичай відзначаються низькими величинами КО і високими значеннями ПС і ГК; пласти вапняків та мергелів у теригенних відкладах, яким відповідають високі значення КО.

Найзручніше розрізи свердловин зіставляти за глинистими свитами і глинистими розділами в товщі інших порід; глини, зазвичай, тривалий час зберігають свої властивості.

Кореляція розрізів свердловин за каротажними діаграмами в низькопористому карбонатному розрізі викликає труднощі, пов'язані з мінливістю петрофізичних властивостей порід (вапняків, доломітів, гіпсів тощо) по площі. І тут великого значення набувають результати дослідження шламу, газового (механічного) каротажу - діаграми  $T_1$  і  $b_1$ , літологічного і

стратиграфічного дослідження керну. Використання цих даних разом із промислово-геофізичними даними істотно підвищує надійність кореляції.

Під час кореляції розрізів свердловин користуються кореляційними схемами. Кореляційну схему будують, наносячи каротажні криві в порядку розташування свердловин (від склепіння в бік крила складки, по деякому профілю тощо) так, щоб покрівля або подошва якогось опорного горизонту знаходилися на одній горизонтальній лінії. Після того, як розрізи свердловин будуть зіставлені, ідентичні точки розрізу (межі пластів) з'єднують прямими лініями. Для зручності кореляцію часто проводять окремо для різних товщ.

#### **4.2 Особливості кореляції пластів-колекторів Гнідинцівського НГКР**

Відмінність у літологічному складі та фізичних властивостях гірських порід, що складають розріз Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища, обумовила задовільну диференціацію відкладів геофізичними методами та дозволила провести літологічне розчленування гірських порід, кореляцію розрізів свердловин, виконати необхідні структурні побудови.

Основні запаси нафти Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища пов'язані з піщано-алевритовими породами нижньої пермі і верхнього карбону. Газові поклади – з пісковиками візейських відкладів.

Кореляція розрізів здійснювалась за допомогою регіональних і локальних реперів, які дають можливість прослідкувати стратиграфічні комплекси та окремі горизонти північно-західної частини Дніпровсько-Донецької западини і проводилась за діаграмами стандартного каротажу і радіоактивних методів.

За матеріалами досліджень встановлена складна геологічна побудова родовища. Продуктивні горизонти поділяють на окремі поклади, які мають свої контакти. Поклади вуглеводнів знаходяться в неоднорідних теригенних колекторах, фізичні властивості яких суттєво відрізняються по площі і по розрізу.

Продуктивний горизонт  $P_{1+2}$  неоднорідний, складається з декількох прошарків і алевролітів, розділених прошарками і лінзами глини і мергелів; зустрічаються також прошарки вапняків, фільтраційно-ємнісні властивості, змінюються по площі. При кореляції встановлено погіршення ємнісних властивостей пластів-колекторів і їх заміщення щільними різновидами.

Продуктивний горизонт  $P_3$  має складну геологічну будову. Він представлений пластами пісковиків, які не витримані за простяганням, неоднорідні за колекторськими властивостями, характеризуються літологічною мінливістю. Пласти пісковиків чергуються з алевролітами і аргілітами. Значна неоднорідність порід знаходить відображення на діаграмах геофізичних методів, за даними яких фільтраційні-ємнісні властивості змінюються у широких межах.

У відкладах візею, слід відмітити, дуже складну побудову колектора горизонту В-26. Лінзоподібно виклинюючись, пісковики горизонту, ймовірно, представляють собою конуси виносів тимчасових потоків, які залягають серед аргілітів і які відклалися в застійних умовах болотистої лагуни. Саме цим пояснюється різка мінливість і гідродинамічна ізолюваність пластів як по площі (між свердловинами), так і по розрізу (залягання водоносних пластів-колекторів горизонту вище продуктивних).

У загальному можливі дві моделі будови горизонту:

1) пласти пісковиків виклинюються між свердловинами і в сусідніх свердловинах з'являються інші;

2) пласти пісковиків простягаються від свердловини до свердловини, а гідродинамічна ізолюваність пояснюється глинизацією, вторинним цементуванням або іншими епігенетичними процесами.

#### **Висновки до розділу 4**

## **ВИСНОВКИ**

## ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Клепінін В.Я., Кисіль Н.Т., Рудниченко В.М. Геологічна будова і підрахунок запасів нафти Гнідинцівського родовища (за станом на 1 липня 1961 р.). Чернігів, 1961 г., фонди Укргіпрондінафта.
2. Онопрієнко В. П., Загнетко А. М. та ін. Технологічний проект розробки Гнідинцівського нафтового родовища. Київ. 1964г., фонди Укргіпрондінафта.
3. Атлас родовищ нафти і газу України. Т.2 : Східний нафтогазоносний регіон. / за загал. редакц.: М. М. Іванюти та ін. Львів: Українська нафтогазова академія, 1998 . – 420 с.
4. Старостін В. А., Приходько І. Я., Федак І. О. Геофізичні методи контролю розробки нафтогазових родовищ (петрофізичні характеристики продуктивних пластів) навчальний посібник. Івано-Франківськ ІФНТУНГ, 2009. 146 с.
5. Федоришин Д. Д., Федорів В. В., Коваль Я. М. Інтерпретація результатів геофізичних досліджень свердловин: навчальний посібник. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2020.185 с.
- 6.

## БІБЛІОГРАФІЧНА ДОВІДКА

Тема бакалаврської роботи *«Виділення пластів-колекторів та кореляція геологічних розрізів Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища за даними геофізичних досліджень свердловин»*.

Пояснювальна записка до бакалаврської роботи містить **57** сторінок.

**Графічний матеріал - презентація містить .....**