

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

Факультет природничих наук
Кафедра нафтогазової геофізики

Куничак Юрій Сергійович
(прізвище, ім'я, по батькові)

УДК 550.835

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

Оперативна інтерпретація результатів геофізичних досліджень відкритого

(назва роботи)
стовбура свердловини №3-Добрянська

Нафтогазова геофізика
(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 _____
Ю. С. Куничак
(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 _____
В. В. Федорів
(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

м. Івано-Франківськ – 2026 рік

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. Федорів В.В.
“ ” 2026 р.

ЗАВДАННЯ
НА БАКАЛАВРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ

Куничаку Юрію Сергійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Оперативна інтерпретація результатів геофізичних досліджень відкритого стовбура свердловини №3-Добрянська

Керівник роботи Коваль Ярослав Миколайович

Затверджені наказом закладу вищої освіти від “07” квітня 2026 р. №165/7.

2. Строк подання студентом роботи 16 червня 2026 року

3. Вихідні дані до роботи Завдання на бакалаврську роботу. Геолого-геофізичні дані з вивчення Добрянської площі. Спеціалізована література.

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

1) Геологічна будова Добрянської площі.

2) Технологія проведення геофізичних досліджень свердловини Добрянської площі.

3) Методика інтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин.

4) ОПЕРАТИВНА ІНТЕРПРЕТАЦІЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИНИ №3-ДОБРЯНСЬКА.

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 12 слайдів

6.Консультанти розділів роботи

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

7. Дата видачі завдання 07 квітня 2026 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ п/п	Назва етапів бакалаврської роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1.	Геологічна будова Добрянської площі.	07.04.2026-15.04.2026	виконано
2.	Технологія проведення геофізичних досліджень свердловини Добрянської площі.	16.04.2026-27.04.2026	виконано
3.	Методика інтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин.	28.04.2026-11.05.2026	виконано
4.	Оперативна інтерпретація результатів геофізичних досліджень свердловини №3-Добрянська.	12.05.2026-12.06.2026	виконано
5.	Перелік умовних позначень і скорочень.	13.06.2026-15.06.2026	виконано
	Вступ.		
	Перелік посилань на джерела.		
	Висновки.		

Студент

(підпис)

Керівник роботи

(підпис)

Куничак Ю.С.

(прізвище та ініціали)

Коваль Я.М.

(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Бакалаврська робота на тему «Оперативна інтерпретація результатів геофізичних досліджень відкритого стовбура свердловини №3-Добрянська» містить 57 сторінок, 4 таблиці, 7 рисунків та 8 джерел використаної літератури.

Робота присвячена аналізу та оперативній обробці і інтепретації результатів геофізичних досліджень свердловин з метою виділення пластів-колекторів, визначення їх фільтраційно-ємнісних властивостей та оцінки характеру флюїдонасичення.

У роботі розглянуто геологічну будову Добрянської площі, умови та технологію проведення геофізичних досліджень у відкритому стовбурі свердловини. Наведено методику інтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин (ГДС) із застосуванням петрофізичних моделей та залежностей, характерних для сарматських відкладів. За результатами оперативної інтерпретації виконано виділення перспективних інтервалів та сформовано геолого-геофізичний висновок щодо доцільності їх подальшого випробування.

Робота має практичне значення для підвищення ефективності геологорозвідувальних робіт і прийняття оперативних рішень у процесі буріння свердловин.

Ключові слова: геофізичні дослідження свердловин, оперативна інтерпретація, каротаж, пласти-колектори, фільтраційно-ємнісні властивості, пористість, газонасиченість, петрофізичні моделі, Добрянська площа, свердловина тощо.

ABSTRACTS

The bachelor's thesis entitled «Operational Interpretation of the Results of Geophysical Investigations of the Open Hole of Well №3-Dobrianska» consists of 57 pages, 4 tables, 7 figures, and 8 references.

The thesis is devoted to the analysis, operational processing, and interpretation of the results of geophysical well logging in order to identify reservoir formations, determine their filtration and reservoir properties, and assess the nature of fluid saturation.

The paper examines the geological structure of the Dobrianska area, as well as the conditions and technology of conducting geophysical investigations in the open hole of the well. The methodology for interpreting the results of geophysical well logging (GWL) using petrophysical models and relationships characteristic of the Sarmatian deposits is presented. Based on the results of operational interpretation, prospective intervals were identified and a geological and geophysical conclusion was formulated regarding the feasibility of their further testing.

The thesis has practical significance for improving the efficiency of geological exploration works and for making operational decisions during the drilling process.

Keywords: geophysical well logging, operational interpretation, logging, reservoir formations, filtration and reservoir properties, porosity, gas saturation, petrophysical models, Dobrianska area, well, etc.

ЗМІСТ

	Ст.
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ І СКОРОЧЕНЬ.....	6
ВСТУП.....	7
1. ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ДОБРЯНСЬКОЇ ПЛОЩІ.....	9
1.1. Стратиграфія.....	9
1.2. Тектоніка.....	12
1.3. Локальний прогноз нафтогазоносності.....	15
1.4. Постановка геологічного завдання.....	18
2 ТЕХНОЛОГІЯ ПРОВЕДЕННЯ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИНИ ДОБРЯНСЬКОЇ ПЛОЩІ.....	19
2.1 Умови проведення геофізичних досліджень у свердловинах.....	19
2.2 Об'єм та апаратура методів геофізичних досліджень свердловин....	19
3 МЕТОДИКА ІНТЕРПРЕТАЦІЇ РЕЗУЛЬТАТІВ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН	26
3.1 Петрофізичні моделі, які покладені в основу визначення підрахункових параметрів продуктивних пластів.....	26
3.2 Виділення колекторів і визначення ефективних товщин.....	32
3.3 Визначення коефіцієнта пористості колекторів.....	33
3.4 Визначення коефіцієнта газонасичення.....	36
4 ОПЕРАТИВНА ІНТЕРПРЕТАЦІЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИНИ №3-ДОБРЯНСЬКА.....	39
4.1 Дані про свердловину №3-Добрянська та комплекс виконаних геофізичних досліджень.....	39
4.2 Виділення порід-колекторів та визначення їх підрахункових параметрів за даними геофізичних досліджень свердловини №3- Добрянська.....	42
ВИСНОВКИ.....	56
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА.....	57

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ І СКОРОЧЕНЬ

АК	акустичний каротаж
БК	боковий каротаж
БКЗ	бокове каротажне зондування
БМК	боковий мікрокаротаж
ВД	верхньодашавська підсвіта
ГДС	геофізичні дослідження свердловин
ГК	гамма-каротаж
ІК	індукційний каротаж
МК	мікрокаротаж
НД	нижньодашавська підсвіта
НГК	нейтронний-гамма каротаж
ПР	промивна рідина
ПС	каротаж потенціалів самочинної поляризації
ФЄВ	фільтраційно-ємнісні властивості
ρ_p	питомий електричний опір породи, Омм
ΔT	інтервальний час, мкс/м ;
K_p	коефіцієнт пористості, %
$K_{гл}$	коефіцієнт глинистості, %
K_v	коефіцієнт водонасичення, %
K_z	коефіцієнта газонасичення, %
P	параметр пористості
P_n	параметр насичення
$\alpha_{ПС}$	відносна амплітуда потенціалів самочинної поляризації

ВСТУП

Актуальність теми. Актуальність теми зумовлена зростаючою потребою у підвищенні ефективності пошуків і розвідки родовищ вуглеводнів, особливо в умовах ускладненої геологічної будови та обмежених термінів буріння. Оперативна інтерпретація комплексу геофізичних досліджень свердловин є важливим етапом геологічного супроводу бурових робіт, оскільки дозволяє в режимі реального часу отримувати інформацію про літологічний склад розрізу, колекторські властивості порід та характер їх насичення.

Для Добрянської площі, яка розташована в межах Передкарпатського прогину та характеризується наявністю перспективних нафтогазоносних горизонтів, своєчасна і достовірна інтерпретація даних ГДС має вирішальне значення для вибору інтервалів випробування та оцінки промислової цінності свердловини. Тому робота, яка пов'язана із виконанням оперативної інтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин, є актуальною з практичної точки зору.

Мета і завдання дослідження. Метою бакалаврської роботи є оперативна обробка та інтерпретація результатів геофізичних досліджень відкритого стовбура свердловини №3-Добрянська з метою отримання достовірної інформації про геологічну будову розрізу, виділення пластів-колекторів, оцінки їх фільтраційно-ємнісних властивостей та характеру флюїдонасичення.

Для досягнення поставленої мети в роботі передбачено вирішення таких основних завдань:

- проаналізувати геологічну будову та нафтогазоносні перспективи Добрянської площі;
- розглянути умови проведення та склад комплексу геофізичних досліджень у відкритому стовбурі свердловини;
- подати методику інтерпретації результатів ГДС з використанням

петрофізичних моделей;

- виконати оперативну якісну та кількісну інтерпретацію каротажних матеріалів свердловини №3-Добрянська;

- сформулювати оперативний геолого-геофізичний висновок і надати рекомендації щодо випробування виділених пластів.

Методи дослідження. Обробка та інтерпретація результатів геофізичних досліджень свердловини №3-Добрянська.

Практичне значення отриманих результатів. Робота має практичне значення для підвищення ефективності геологорозвідувальних робіт і прийняття оперативних рішень у процесі буріння свердловин.

Структура та обсяг роботи. Бакалаврська робота складається із вступу, 4 розділів, висновків, списку використаних джерел із 8 найменувань. Повний обсяг бакалаврської роботи становить 57 сторінок друкованого тексту комп'ютерного набору, ілюстрованого 4 таблицями та 7 рисунками.

1 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ДОБРЯНСЬКОЇ ПЛОЩІ

1.1 Стратиграфія

В адміністративному відношенні Добрянська площа знаходиться на території Самбірського і Городоцького районів Львівської області України. Площа Добряни розташована в північно-західній частині зовнішньої зони Передкарпатського прогину, в межах розвитку регіональних розломів: Судово-Вишнянського, Городоцького, в смузі різкої зміни потужностей неогенової моласи. В геологічній будові площі приймають участь породи палеозою, мезозою (юри), і неогену.

Палеозой. Кембрійська система

Палеозойський комплекс порід у межах площі представлений відкладами кембрійського віку, які були розкриті свердловиною № 1-Романівська. Літологічно ці відклади характеризуються темнокольоровою флішоподібною товщею, сформованою чергуванням кварцитовидних пісковиків і кварцитів з кварцованими алевролітами та темно-сірими, місцями майже чорними, глинистими сланцями. Загальна потужність кембрійських відкладів у межах площі перевищує 1,5 км.

Мезозой. Юрська система

Нижньо-середньорурські теригенні відклади розкриті поодинокими свердловинами в Північно-Західній частині прогину. Вони залягають безпосередньо на розмитій поверхні палеозою й узгоджено перекриваються верхньорурським теригенно-карбонатним комплексом. Середньорурські відклади на площі розкриті свердловинами №1-Нікловичі, №1-Леманівська. Представлені аргілітами темно-сірими, чорними, з прошарками алевролітів, рідше пісковиків, вапняків, доломітів та мергелів. Товщина середньорурських відкладів до 250 м. Запроекованими свердловинами ці поклади розкриватися не будуть [1, 2].

Верхня юра

Представлена теригенно-карбонатними відкладами яворівської, опарської, рава-руської та нижнівської світ.

Нижнівська світа

Розкрита свердловинами на площах Рудки, Нікловичі, Судова Вишня Орховичі, Добряни (свердловини №1, 2-Добрянська, №2-Нікловичі, №1-Романівська). Світа складена вапняками світло-сірими до білих, масивними, міцними, прихованокристалічними, місцями кавернозними тріщинуватими. Вапняки верхньої частини світи еродовані, тріщинуваті, тріщини заповнені гелветськими пісковиками, які на сусідніх площах та на площі Добряни вміщують поклади нафти та газу. Максимально пройдена потужність нижнівської світи складає 300 м [1].

Кайнозой. Палеогенова система

Відклади палеогену, імовірно, можуть заповнювати ерозійні палеодолини в юрських відкладах. Підтвердженням цьому може служити керн піднятий із свердловини №1-Добрянська.

Таблиця 1.1 – Дані визначення пористості насичення зразків у свердловині №1-Добрянська.

№ п/п	Порода	Ітервал відбору зразка, м	Пористість насичення
1	пісковик	1699-1704	5,56
2	пісковик	1704-1709	1,3
3	пісковик	1743-1751	6,52
4	пісковик	1751-1758	5,49
5	пісковик	1781-1784	5,2
6	пісковик	1802-1809	1,69
7	пісковик	1834-1839	11,4

Літологічна характеристика зазначених відкладів за даними каротажних діаграм істотно відрізняється від літологічних ознак, притаманних юрським відкладами. Водночас на Лопушнянському нафтовому родовищі палеогенові відклади виявилися продуктивними.

Неогенова система

Представлена нижнім відділом – міоценом. Гелветський ярус

(карпатій). Ці відклади виповнюють нерівності палеорельєфу. Літологічно це алювіальні відклади, які складаються в підшві з уламків вапняків, мергелів пісковиків, зцементованих вапняково-глинистим цементом. Вище по розрізу відклади складені пісковиками й алевролітами з рідкими прошарками мергелів, бентонітових глин і аргілітів. Пісковики і алевроліти гелвету на сусідніх родовищах вміщують скупчення газу і є єдиним шаром продуктивних горизонтів прогину. Потужність відкладів 5-20 м [1].

Баденський ярус

Представлений нижнім, середнім і верхнім під'ярусами.

Нижній баден. Баранівські верстви

Баранівські верстви неузгоджено залягають на відкладах гелветського (карпатського) ярусу. Вони є широко розповсюджені і більш витримані за потужністю. Представлені глинами, мергелями з прошарками пісковиків, і алевролітів. Глини сірі, темно-сірі, піскуваті, слюдісті. Мергелі зеленувато-сірі, масивні, місцями піскуваті. Пісковики світло-сірі з зеленуватим відтінком, масивні, вапняковисті. Їх товщина досягає 20 м [1].

Середній баден. Тираська світа

Тираська світа представлена темно-сірими ангідритами з тонкими прошарками темно-сірих, вапняковистих, слюдістих глин. Потужність світи 7-20 м.

Верхній баден

Верхній баден представлений моласовими утвореннями косівської світи, яка неузгоджено залягає на відкладах тираської світи. Літологічно світа представлена досить однорідною товщею глин із незначними прошарками алевролітів і пісковиків. Глини темно-сірі з зеленуватим відтінком, масивні, вапняковисті, слюдісті. В товщі глин часто зустрічаються дрібні обвуглені уламки рослин. Пісковики і алевроліти сірі та світло-сірі, мілкозернисті, слюдісті, пористі. Потужність світи становить 10-25 м [1].

Сарматський ярус

Представлений піщано-глинистою моласовою товщею дашавської світи. За характером осадоагромадження й за літологічними ознаками поділяється на дві підсвіти: нижньодашавську і верхньодашавську. Нижньодашавська підсвіта на Добрянській площі представлена п'ятнадцятима піщано-глинистими горизонтами, які розглядаються як резервуари для газонакопичення. Підсвіта неузгоджено залягає на відкладах світи. Вона представлена товщею сірих і темно-сірих вапняковистих, піщанистих, слюнистих глин із прошарками пісковиків, пісків і алевролітів, потужністю від декількох сантиметрів до 1-2 і більше метрів [1].

Верхньодашавська світа

Відклади підсвіти стратиграфічно узгоджено залягають на відкладах нижньодашавської підсвіти, зверху перекриті відкладами тропогену. Розріз світи включає в себе 14 піщано-глинистих горизонтів. Відклади представлені сірими, місцями зеленувато-сірими, вапняковистими глинами. Зустрічаються тонкі прошарки пористих пісковиків і пісків. На сусідньому Свідницькому родовищі відклади верхньодашавської світи газonosні. В нижній частині розрізу зустрічаються туфи. Потужність верхньодашавської підсвіти до 1000 м [1].

Четвертинні відклади

Великий вплив на формування четвертинних відкладів мав період дніпровського зледеніння. Потужність четвертинних відкладів становить 20 м.

1.2 Тектоніка

Добрянська площа розташована в північно-західній частині Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Вона належить до Рогізнянського блоку, який обмежується Судово-Вишнянським та Городоцьким регіональними розломами. Площа охоплює, в напрямі з північного заходу на південний схід, такі блоки: Довгомостиський, Добрянський, Рудківський, що розділені

поперечними порушеннями [1, 2].

Судово-Вишнянський регіональний розлом простежується на південний захід від Добрянської площі. Його амплітуда сягає 200 м. Екрануючі властивості цього розлому доведені на таких родовищах: Вижомлянське, Вишнянське, Орховицьке та інші. Судово-Вишнянський розлом на досліджуваній площі є екраном для покладів вуглеводнів Орховицького і Добрянського блоків по підгіпсовій частині розрізу. Це підтверджують результати буріння св. 6 і 9 Орховичі, які розташовані в Добрянському блоці. За даними часових сейсмічних розрізів Судово-Вишнянське порушення затухає, у відкладах сармата, тому не позначене на юртах/ Розривні порушення по платформовій основі подані на структурній доверхньобаденської поверхні. Виділено три поперечних порушення, які розділяють площу на ряд блоків. Одне з них, в південно-західній частині площі відділяє блок, де розташоване Рудківське газоконденсатне родовище від Добрянського та Орховицького блоків. У свою чергу блоки відділяються від Вишнянського та Довгомостиського блоків поперечним порушенням, розташованим у середній частині площі. Означені блоки північного заходу також обмежені поперечним порушенням [1, 2].

Досліджувана площа характеризується наявністю трьох структурних поверхів: палеозойського, мезозойського та кайнозойського, що відповідають складчастому фундаменту, платформовій основі та моласовому заповненню передгірського прогину. Палеозойський структурний поверх не передбачається розкривати пошуково-розвідувальним бурінням. Структурний план доверхньобаденської поверхні має виразні ознаки ерозійного походження.

До регіональних елементів будови належать загальне занурення поверхні у північно-східному напрямку від Рудківського підняття, прогинання поблизу Городоцького розлому та зона ерозійного зрізання в районі Краковецького розлому. Локальні ерозійні форми представлені ерозійними залишками, палеодолинами й терасами, зумовленими

літологічною неоднорідністю платформової основи. За результатами досліджень уперше виділено систему вузьких лінійних палеодолин, імовірно пов'язаних із давньою дренажною системою. Наявність таких ерозійних форм сприяла формуванню ізольованих піднять доверхньобаденської поверхні, які розглядаються як потенційні пастки вуглеводнів, що підтверджується припливами нафти у свердловині № 9-Орх. та газу у свердловині № 6-Орх [1, 2].

На структурній карті у межах Добрянської площі в Розгізнянському блоці виділяється низка локальних антиклінальних піднять. В межах Довгомостиського блоку в районі розташування проектних свердловин. В підгіпсовій частині розрізу склались сприятливі умови для формування масивно-пластових покладів вуглеводнів. Слід відмітити, що більшість антиклінальних пасток обмежується порушеннями, які розглядаються як можливі екрани для покладів нафти і газу. В Добрянському блоці на рівні горизонту НД-9 закартовано невелике антиклінальне підняття, яке, можливо, має акумулятивну природу, тобто є консидементаційним утворенням. Воно проявляється на фоні детального падіння шарів від Рудківського підняття і відділене від останнього вузьким синклінальним прогином. Вище по розрізу в даному районі закартовано локальний гравітаційний скид. Цей скид утворився через накопичення потенційно мобільних осадових верств, що формувались в умовах швидкої седиментації при розгруженні тут значної кількості пластичного матеріалу. В середній частині даного скиду утворилась антикліналь росту, проте на фоні регіонального підйому шарів в сторону Рудківського підняття вона має незначні розміри [1, 2].

На рівні горизонту НД-9 закартована лише північно-західна смуга, однак це не свідчить про її відсутність у районі Рудківського підняття. У межах цього структурного елементу варіації хвильового поля, за якими здійснювалося картування зазначеної смуги, є менш виразними, проте локально та фрагментарно простежуються.

Седиментаційні об'єкти, зокрема товщі латерального нарощування

розрізу, зони транзиту кластичного матеріалу та області розвитку локальних кумулятивних форм, притаманні також осадовим комплексам, залягаючим нижче горизонтів НД-9–НД-10. Так, у свердловині № 5-Нікловичі, розташованій у межах зони поширення локальних акумулятивних форм, на рівні горизонтів НД-13–НД-15 встановлено прошарки алевролітів і пісковиків, які за даними промислово-геофізичних досліджень можуть характеризуватися газонасиченням.

Аналіз тектонічної будови дозволяє зробити висновок про наявність на Добрянській площі низки підготовлених перспективних структур-пасток, сприятливих для нафтогазонакопичення, сформованих завдяки як тектонічним процесам так і літологічним чинникам.

1.3 Локальний прогноз нафтогазоносності

Добрянська площа розташована в Західно-Українському нафтогазоносному регіоні, в складі Передкарпатської нафтогазоносної провінції в північно-західній частині Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, в якій зосереджені основні поклади газу. Тут відкриті і розвідані родовища газу, газоконденсату та нафти, і приурочені до юрських, крейдяних, гельветських, баденських і сарматських відкладів (рис. 1.1).

Добрянська площа знаходиться в безпосередній близькості від цих родовищ. На сусідньому Рудківському родовищі масивно-пластові поклади газу пов'язані з гельвет-юрським комплексом порід, а пластові поклади приурочені до НД-5, 7, 8, 9 горизонтів сармату. На північному заході від Добрянської площі розташоване Вишнянське газове родовище. Поклади газу цього родовища пов'язані з піщано-алевролітовими пачками нижнього сармату. Припливи газу отримані при випробуванні свердловин №1, 4, 5-Вишнянські з горизонтів ВД- 1, 2, 13 , 14; НД- 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 10, 11, 12. В свердловині №1-Вишнянська при випробуванні НД-7 горизонту з інтервалу 1206-1255 м отримано промисловий приплив газу [3].



Рисунок 1.1 – Зведений геолого-геофізичний розріз продуктивної частини
Добрянської площі

Нікловицьке газове родовище знаходиться на південний захід від Добрянської площі. Поклади газу тут пов'язані з піщано-глинистими комплексами нижньодашавської підсвіти: НД-3, 4, 7, 8 горизонтами. Усі поклади склепінні, тектонічно-екрановані. Колектори теригенні з пористістю: НД-3 горизонту – 15-22 % ; НД-4 - 14-20 %; НД-7 - 18-25 %; НД-8 - 5-22 %. Слід відмітити, що в св.25-Нк. отримані непромислові припливи нафти з інтервалу 1937-1974 м., а в свердловині №27-Нікловичі було розкрито 180 м. нафтонасичених вапняків юри, з яких отримані припливи густої нафти з водою [3].

Безпосередньо до Добрянської площі примикає Орховицьке нафтогазове родовище, де промислова нафтогазоносність пов'язана з двома комплексами порід: підгіпсовим (нафтоносним) та надгіпсовим (газоносним). Буріння встановило промислову газоносність сарматських відкладів і нафтоносність гельвет-юрських утворень. Так, у свердловині № 3-Орховичі отримано промислові припливи газу з горизонтів НД-13–15, а у свердловині № 6-Орховичі – з горизонту НД-13. Нафтові поклади розкриті свердловинами № 2 та 5-Орховичі. Газові поклади мають пластовий, склепінний та тектонічно екранований характер.

За аналогією з Орховицьким родовищем, на Добрянській площі виділено два поверхи нафтогазонакопичення – надгіпсовий і підгіпсовий. Перспективні нафтоносні горизонти пов'язані з гельветськими та юрськими відкладами, газоносні – з сарматськими піщано-глинистими горизонтами. Колекторські властивості юрських вапняків обмежені: пористість 3-17 %, проникність $0,1 \cdot 10^{-15}$ м²; вирішальне значення при формуванні покладів мають тріщинуватість та кавернозність. Тріщини, частково заповнені теригенним матеріалом, створюють сприятливі умови для пасивно-пластових нафтових покладів разом із гельветськими пісковиками між Городоцьким та Краковецьким розломами.

Найбільш перспективні ділянки для пошуків нафти виділені на структурній карті за результатами кореляції часових розрізів і включають

антиклінальні підняття покрівлі тираської світи, пов'язані з ерозійними виступами верхньоюрських порід, частково перекритих континентальними гелветськими відкладами. Покришкою покладів слугують щільні глини косівської та хемогенні утворення тираської світи. Очікувані нафтові поклади в Добрянському та Довгомостиському блоках мають масивно-пластовий, склепінний та тектонічно екранований характер із дебітами 8-20 м³/д [3].

1.4 Постановка геологічного завдання

Геологічним завданням даної бакалаврської роботи є оперативна обробка та інтерпретація результатів геофізичних досліджень відкритого стовбура свердловини № 3-Добрянська з метою отримання достовірної інформації про геологічну будову розрізу, літологічний склад порід та нафтогазоносні перспективи розкритих інтервалів.

У процесі виконання роботи необхідно на основі комплексу геофізичних методів каротажу у відкритому стовбурі вирішити такі основні геологічні завдання:

- провести оперативну якісну та кількісну обробку каротажних матеріалів;
- уточнити стратиграфічне розчленування геологічного розрізу свердловини;
- визначити літологічний склад та характер нашарування порід, зокрема виділити піщано-алевритові та глинисті товщі;
- виконати виділення пластів-колекторів та оцінити їх ємнісні властивості за даними ГДС;
- встановити характер флюїдонасичення колекторів (газ, вода) та визначити інтервали, перспективні для випробування;
- сформулювати оперативний геолого-геофізичний висновок щодо результатів буріння свердловини №3-Добрянська.

2 ТЕХНОЛОГІЯ ПРОВЕДЕННЯ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИНИ ДОБРЯНСЬКОЇ ПЛОЩІ

2.1 Умови проведення геофізичних досліджень у свердловинах

Умови виконання геофізичних досліджень у свердловинах Добрянської газової площі залежать від фізичних властивостей промивних рідин, діаметрів доліт, механічних характеристик розбурювальних порід та особливостей проведення вимірювань. На площі пробурено пошукові свердловини для розкриття газonosних неогенових порід (дашавська світа), представлених слабозцементованими пісковиками серед глинистих і заглинизованих товщ. Піщані пласти та прошарки відрізняються товщиною та питомим електричним опором. У газonosній частині розрізу опір пісковиків значно вищий, ніж у водоносній. Промивальні рідини використовувалися як стандартні глинисті розчини на водяній основі з невеликою густиною ($1,14-1,45 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$) та низькою мінералізацією, тоді як пластові води з продуктивних горизонтів мали різну мінералізацію, максимальна – $87 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$. Питомий електричний опір промивних рідин коливався в межах 0,2-3,5 Омм.

Конструкція свердловин була однотипною для пошукових і експлуатаційних: технічний напрямок 620 мм (0-5 м), кондуктор 0,245-0,324 м (54-120 м), технічна колона 0,220-0,245 м (138-452 м). Експлуатаційна колона 168-140 мм опускалася на 300-1200 м для відокремлення продуктивних горизонтів від водоносних, випробування та експлуатації свердловини. Розкриття порід виконували долотами 0,215-0,295 м.

2.2 Об'єм та апаратура методів геофізичних досліджень свердловин

Враховуючи геологічну будову розрізу Добрянської площі, технологію проводки свердловин та забезпеченість апаратурою, комплекс промислово-

геофізичних досліджень, виконаний у свердловинах даної площі включав такі методи [1]:

1. Загальні дослідження у відкритому стовбурі свердловини (рис. 2.1):

- стандартний електрокаротаж;
- бокове каротажне зондування (БКЗ);
- боковий каротаж (БК);
- мікрокаротаж (МК);
- мікробоковий каротаж (МБК);
- індукційний каротаж (ІК);
- акустичний каротаж (АК);
- радіоактивний каротаж (в модифікації гамма-каротажу (ГК) та нейтронного гамма-каротажу (НГК);
- кавернометрія;
- термометрія.

2. Для контролю технічного стану стовбура свердловини, а також результатів випробування:

- акустична цементометрія (АКЦ) технічного стану;
- акустична цементометрія (АКЦ) експлуатаційної колони;
- інклінометрія;
- термометрія з метою визначення якості цементування обсадних колон.

Згідно свердловинних умов, пропонується відповідна апаратура та технологія проведення досліджень методами існуючого комплексу ГДС.

Стандартний каротаж виконувався градієнт – і потенціал-зондами з записом кривої самочинної поляризації (ПС). Розмір потенціал-зонда становив $AM=0,5$ м (зонди N6,0M0,5A; N8,0M0,5A; N11,0M0,5A). Градієнт-зонд застосовувався такого розміру: $AO=2,25$ м (A2,0M0,5N). Криві стандартного каротажу записувались в цифровій формі. Крок квантування 0,2 і 0,5 м. Масштаб запису 1,0 Ом·м/см. Масштаб кривої ПС-10, 12,5 і 25 мВ\см в залежності від мінералізації промивної рідини (ПР) [4].

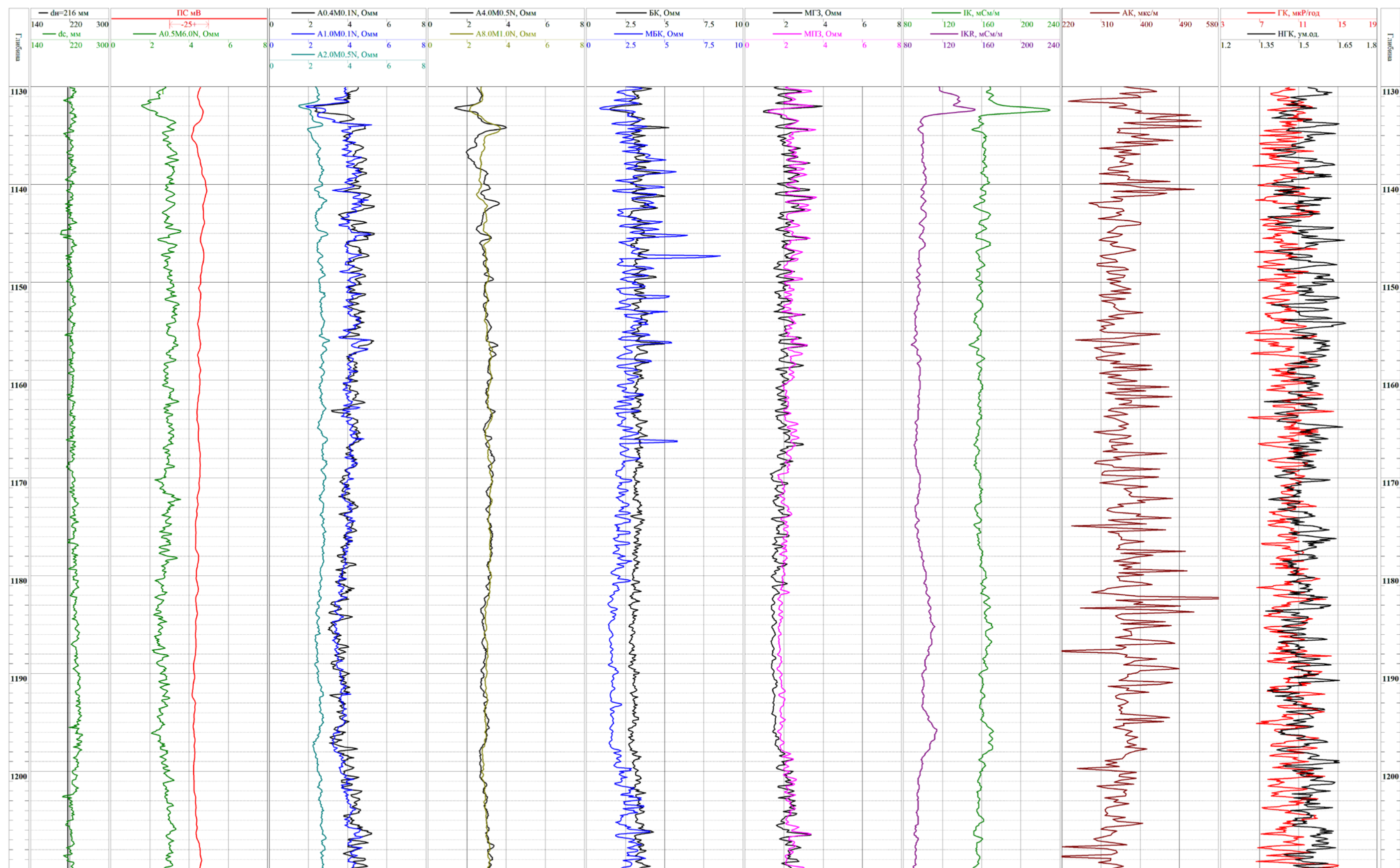


Рисунок 2.1 – Типовий комплекс методів ГДС, виконаний у свердловині №4-Добрянська

Бокове каротажне зондування проводилося у розрізі продуктивних відкладів градієнт-зондами: А0,4М0,1N; А1,0М0,5N; А2,0М0,5N; А4,0М0,5N; А8,0М1,0N і оберненим градієнт-зондом: N0,5М2,0А. Крива ПС записувалась під час окремого спуску приладу. Криві БКЗ записувались у цифровій формі. Крок квантування – 0,2 м. Масштаби запису кривих градієнт-зондів – 1,0 Ом·м/см. Швидкість запису – 4500 м/год. Методом БКЗ охоплені продуктивні інтервали у більшості свердловин. Не виконаний комплекс БКЗ у верхній частині розрізу дозволило достатньо оцінити газонасиченість пластів-колекторів [4].

Боковий каротаж проводився триелектродним зондом БК-3, апаратурою К-3, АБКТ-1, ЕК-1 і Е-1 з метою визначення питомого електричного опору пластів і коефіцієнта збільшення опору. Криві БК реєструвались в цифровій формі з кроком квантування 0,2м. Криві БК виводились на діаграми з кривими БМК або з кривими індукційного каротажу. Швидкість запису кривих досягала величин від 2500 до 4330 м/год. Методом БК охоплені всі свердловини [4]

Мікрокаротаж у пошукових свердловинах виконували з метою виділення пластів-колекторів та визначення питомого електричного опору промитої зони цих пластів. Криві МК реєструвались в цифровому форматі з кроком квантування 0,1-0,2 м і масштабом 1,0 Ом·м/см, виводилися на діаграмну стрічку у масштабі глибин 1:200. Запис кривих здійснювався апаратурою МК-АГАТ-1 та МДО-3. Паралельно проводилося вимірювання мікрокавернометрії (МДС) з масштабом 0,05 м/см та швидкістю запису 1100–1200 м/год.

Боковий мікрокаротаж здійснювався за допомогою апаратури МБКУ та МК-АГАТ-2 з метою виділення пластів-колекторів, визначення питомого електричного опору промитої зони та оцінки залишкової газонасиченості. Запис кривих БМК проводився в цифровій формі з кроком квантування 0,1-0,2 м, у масштабі глибин 1:200, масштаб запису – 1,0 Ом·м/см, швидкість запису – 1200 м/год.

Індукційний каротаж виконувався за допомогою апаратури АІК-5 (зонд 7И1,6) для визначення питомого опору низькоомних пластів-колекторів ($\rho_p \leq 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$). Цифровий запис кривих проводився з кроком квантування 0,2 м. На діаграмах криві відображалися як в одиницях провідності (мСм/м/см), так і в масштабі опору ($\text{Ом} \cdot \text{м/см}$). Швидкість запису не перевищувала 2900 м/год. Апаратура АІК-5 реєструвала дві складові провідності – активну ($I_k\alpha$) та реактивну (I_kR), з однаковим масштабом запису 50 мСм/м/см . Криві електропровідності відображалися у лінійному масштабі, а умовний опір з поправкою на скін-ефект – у логарифмічному масштабі з модулем 6,25 см. Метод ІК застосовувався у всіх свердловинах.

Акустичний каротаж (АК) проводився в свердловинах з метою розчленування геологічного розрізу, виділення газонасичених і водонасичених колекторів, оцінки їх пористості. Реєструвались криві часу (T_1 , T_2 , ΔT) і амплітудні криві (A_1 , A_2 , α_{AK}). Апаратура СПАК-8 (зонд В₂0,4В₁1,2П), СПАК-9 (зонд В₂0,4В₁1,5П), АК-АГАТ (зонд В₂0,4В₁1,2П), СПАК-6 (зонд В₂0,4В₁1,2П). Криві t_1 і t_2 реєструвались у масштабі 50 мкс/м/см, крива ΔT – 25 мкс/м/см, амплітудні криві A_1 і A_2 – 1 мВ/см; параметр α_{AK} – 2 дБ/см. Крок квантування 0,1 – 0,2 м. Швидкість запису – 1120-1230 м/год [4].

Гамма-каротаж проводився в усіх свердловинах з метою визначення 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 СРК-1, ДРСТ-3-90. Одиниці вимірювання гама-поля: мкР/год. Швидкість запису становила 400-980 м/год. Крок квантування – 0,2 м. Методом ГК охоплені всі свердловини. Криві виводились у масштабі глибин 1:500 і 1:200 р [4].

Нейтронний гамма-каротаж (НГК). Цей метод записувався для літологічного розчленування розрізу і відбивки ГВК. Метод НГК проводився у відкритому стовбурці свердловини з кроком квантування 0,2 м. За фізичну

одиницю приймалась умовна одиниця. Метод НГК виконувався апаратурою СРК-1 і ДРСТ-3-90. Довжина зонда – 0,6м. Швидкість запису – 400-980 м/год. Масштаб кривої – 0,1 ум.од/см. Криві НГК реєструвались одночасно з кривою ГК. В якості джерела нейтронів застосовувалась суміш полонію з берилієм. Метод НГК проводився в усіх свердловинах [4].

Термометрія виконувалася для оцінки якості цементування обсадних колон із застосуванням електричного термометра опору, що опускався на каротажному кабелі. Градування приладу проводилося у термостаті або спеціальній посудині з трансформаторним маслом, температура якого контролювалася ртутним термометром з ціною ділення 0,5 °С. Для визначення теплової інерційності приладу використовували два термостати з різницею температур 2–5 °С; теплову інерційність оцінювали на початку, у середині та в кінці робочого діапазону, обчислюючи середнє значення $T_{ср}$, що вносилося в бланк градусної залежності приладу.

Контроль місць можливих негерметичностей обсадної колони та ліфтових труб проводився у два етапи. На першому етапі виконували загальний огляд, записуючи основну термограму на великому інтервалі стовбура свердловини, за характерними викривленнями якої орієнтовно визначали потенційні проблемні ділянки. На другому етапі проводили детальне дослідження виділених інтервалів із записом основної та контрольної діаграм, що дозволяло уточнити точне розташування негерметичностей.

Висновок

Умови проведення геофізичних досліджень на Добрянській площі визначаються фізико-хімічними властивостями промивних рідин, діаметрами доліт, характеристиками розбурювальних порід та конструкцією свердловин. Розкриті пласти дашавської світи представлені слабозцементованими пісковиками серед глинистих товщ, з різним питомим електричним опором

залежно від газо- чи водонасичення.

Комплекс ГДС включав електрокаротаж, боковий і мікрокаротаж, індукційний та акустичний каротаж, гамма- і нейтронний гамма-каротаж, кавернометрію, термометрію та контроль герметичності колон. Цифровий запис кривих із кроком 0,1-0,5 м дозволив оцінити питомий опір, пористість, газонасиченість пластів та літологічний склад геологічного розрізу.

Термометрія та акустична цементометрія допомогли виявити потенційні місця негерметичності обсадних колон. Загалом виконаний комплекс ГДС забезпечив надійне виділення продуктивних інтервалів, оцінку фізико-геологічних властивостей колекторів та підготовку до подальшого випробування і експлуатації газових покладів.

З МЕТОДИКА ІНТЕРПРЕТАЦІЇ РЕЗУЛЬТАТІВ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН

3.1 Петрофізичні моделі, які покладені в основу визначення підрахункових параметрів продуктивних пластів

Виділення пластів-колекторів на даному родовищі здійснювалося на основі якісних і кількісних критеріїв, отриманих із геофізичних досліджень. Точність оцінки пористості колекторів, одного з ключових підрахункових параметрів, значною мірою залежить від обґрунтованості петрофізичних залежностей, застосованих під час інтерпретації ГДС. Сучасні методи обробки геофізичних даних дозволяють підвищити достовірність розрахунків, особливо за наявності встановлених кореляцій між петрофізичними та геофізичними параметрами для кожного типу порід. Оскільки на Добрянській площі керновий матеріал не досліджувався, для інтерпретації використано петрофізичні залежності сарматських відкладів Летнянської площі, літологічно і петрофізично схожих на відклади Добрянської площі.

Для продуктивних сарматських відкладів на Добрянській газовій площі в лабораторії петрофізичних досліджень на керновому матеріалі з врахуванням глибинних умов залягання встановлені такі петрофізичні зв'язки [4]:

$$\lg P_{\pi} = 4,167 - 2,2 \cdot K_{\pi}; \quad r = -0,9 \quad (3.1)$$

$$\text{або } P_{\pi} = 0,585 \cdot K_{\pi}^{-2,2}; \quad \Delta T = 186 + 5,187 \cdot K_{\pi}; \quad r = 0,91 \quad (3.2)$$

для заглинизованих пісковиків:

$$\Delta T = 173,09 + 4,66 \cdot K_{\pi} + 2,45 \cdot K_{\pi\Gamma}; \quad r = 0,88 \quad (3.3)$$

$$\text{або } K_{\pi} = 0,2145 \cdot \Delta T - 37,14 - 0,5257 \cdot K_{\pi\Gamma}$$

$$\lg P_{\pi} = 3,58 - 1,782 \cdot \lg K_{\pi}; \quad r = -0,97 \quad (3.4)$$

$$\text{або } P_n = 1,038 \cdot K_B^{-1,782};$$

$$K_{B.3B} = 125,9 \cdot e^{-0,0727 \cdot K_n}; \quad r = -0,94 \quad (3.5)$$

де P – відносний опір;

K_n – коефіцієнт відкритої пористості, %;

ΔT – інтервальний час, мкс/м;

$K_{гг}$ – коефіцієнт об'ємної глинистості, %;

P_n – коефіцієнт збільшення опору;

$K_B, K_{B.3B}$ – коефіцієнт водонасиченості і коефіцієнт залишкової водонасиченості, %;

r, R – відповідно коефіцієнти парної і множинної кореляції.

Графіки рівнянь (3.1-3.5) представлені на рисунках 3.1; 3.2; 3.3; 3.4.

Одним із ключових питань на Добрянській площі є визначення коефіцієнта газонасиченості за даними методу опору. Для сарматських відкладів у роботі використовується залежність (3.4), отримана на зразках порід у камері при всесторонньому стиску із одночасним визначенням залишкової водонасиченості та питомого опору. Для порівняння величин K_g , розрахованих за опором із застосуванням залежності (3.4), нами також проводилася оцінка газонасиченості виділених колекторів у продуктивній частині розрізу за залежністю між K_n і $K_{B.3B}$ для сарматських відкладів.

Використавши залежність (3.5) за величиною $K_{B.3B}$ і K_n для колекторів у контурі газоносності розраховується $K_{n.еф}$ за формулою [4]:

$$K_{n.еф} = K_n (1 - K_{B.3B}) \quad (3.6)$$

Звідси визначаємо максимально можливе значення $K_{г.мм}$ за формулою [4]:

$$K_{г.мм} = K_{n.еф} / K_n = 1 - K_{B.3B} \quad (3.7)$$

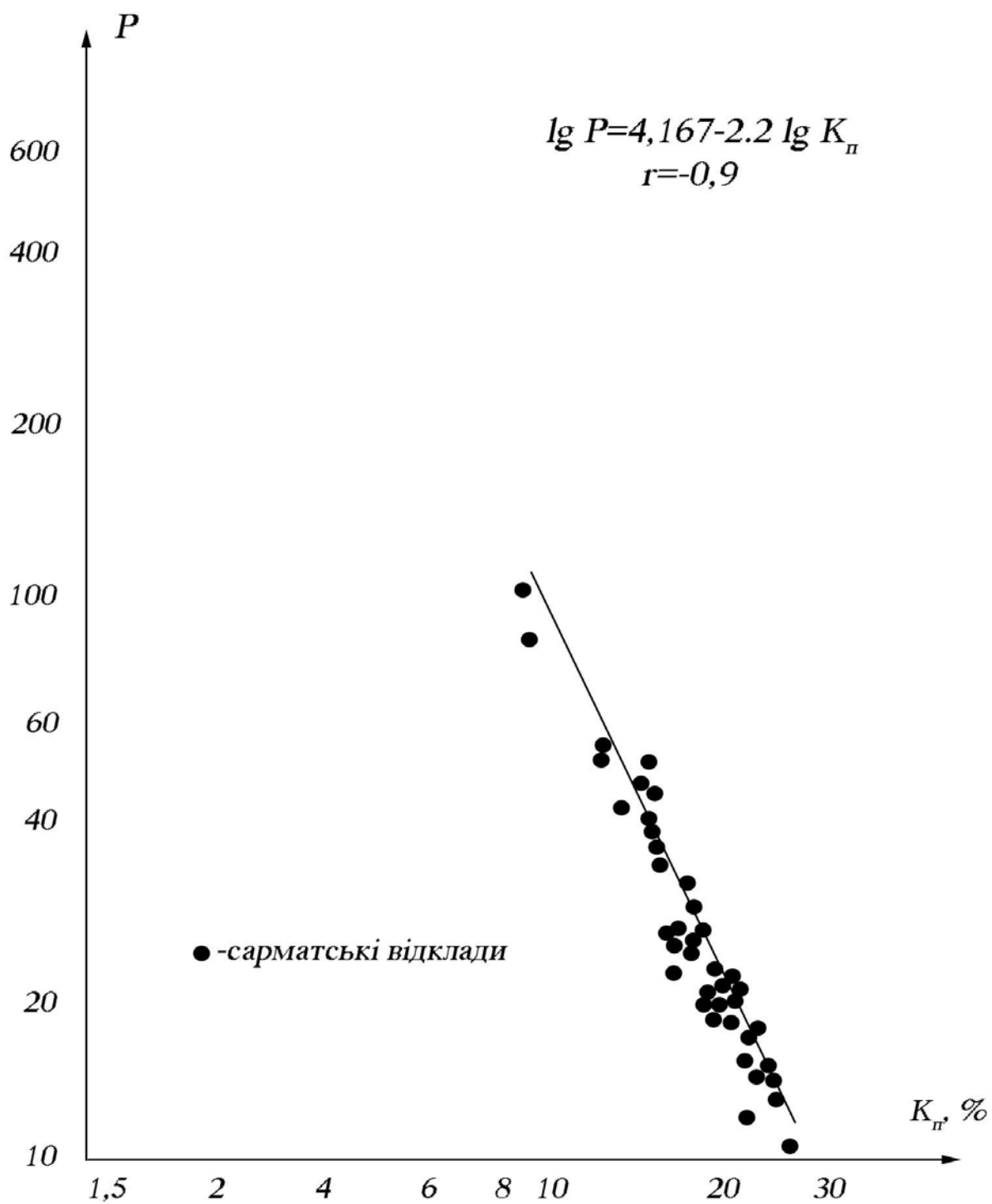


Рисунок 3.1 – Залежність параметра пористості (P_p) від коефіцієнта пористості (K_p) для відкладів сармату Летнянського родовища [4]

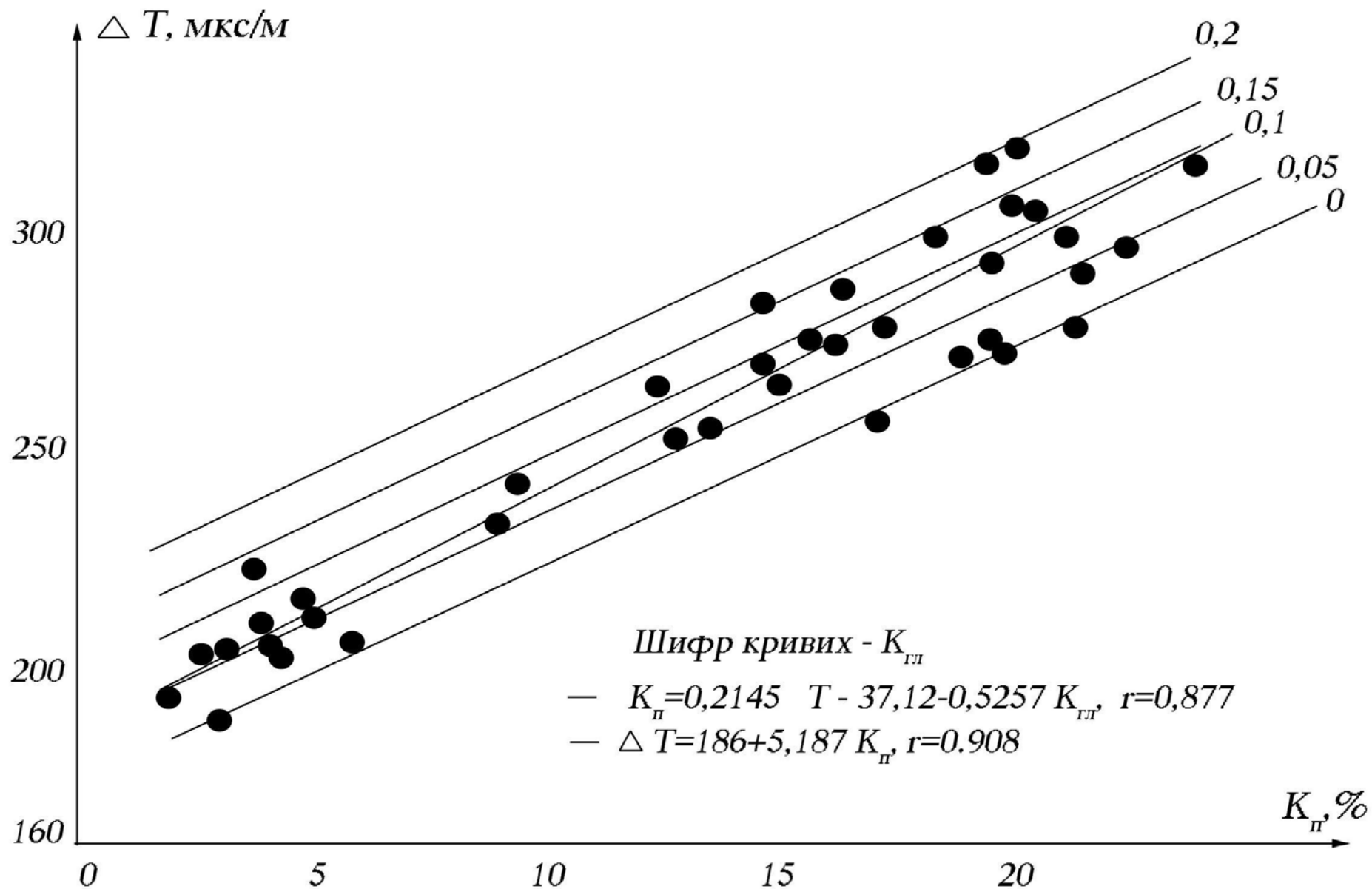


Рисунок 3.2 – Залежність інтервального часу (ΔT) від коефіцієнта пористості ($K_{\text{п}}$) з врахуванням глинистості ($K_{\text{гл}}$) для відкладів сармату Летнянського родовища [4]

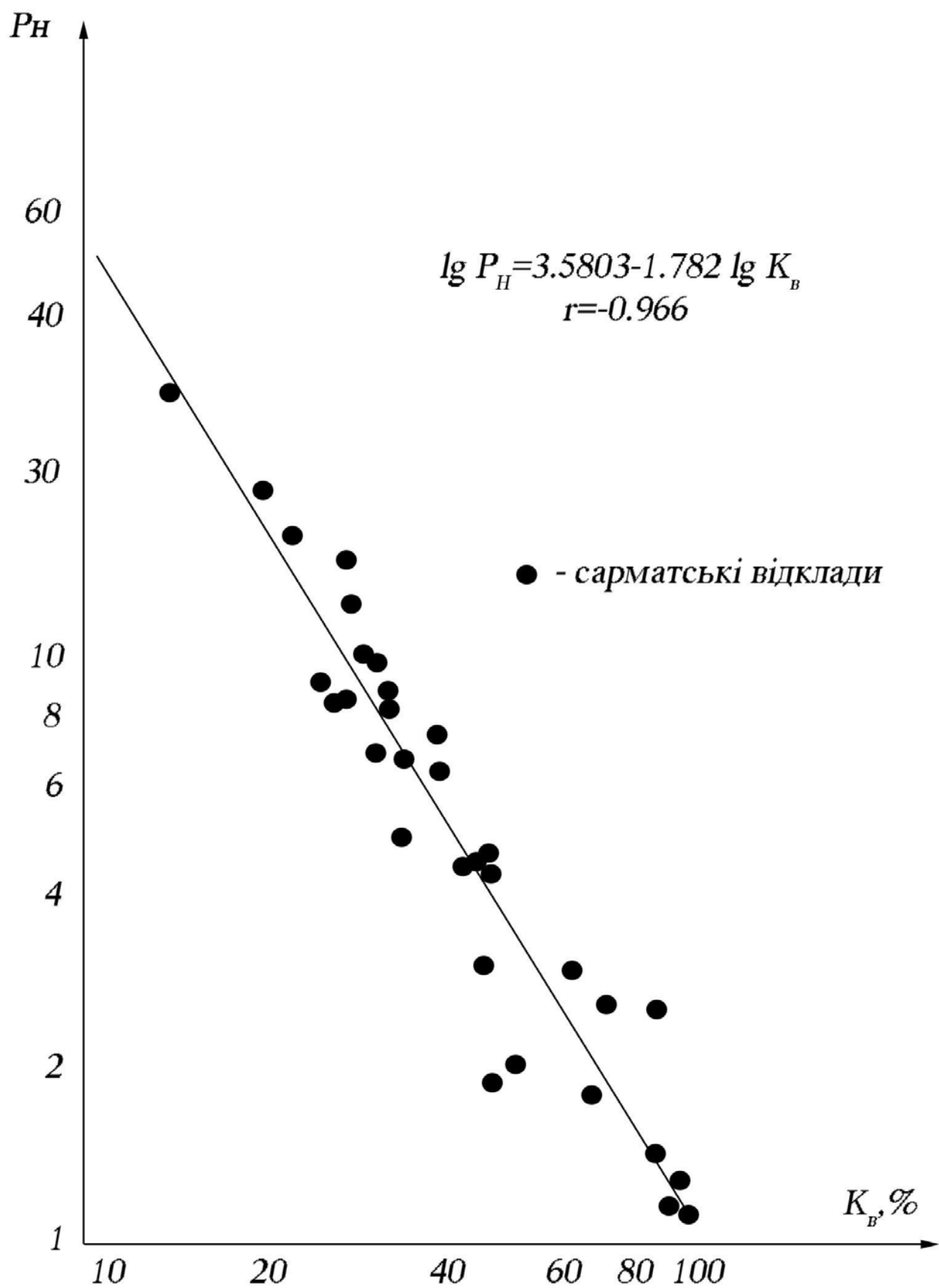


Рисунок 3.3 – Залежність параметра насичення (P_H) від коефіцієнта водонасиченості (K_B) для відкладів сармату Летнянського родовища [4]

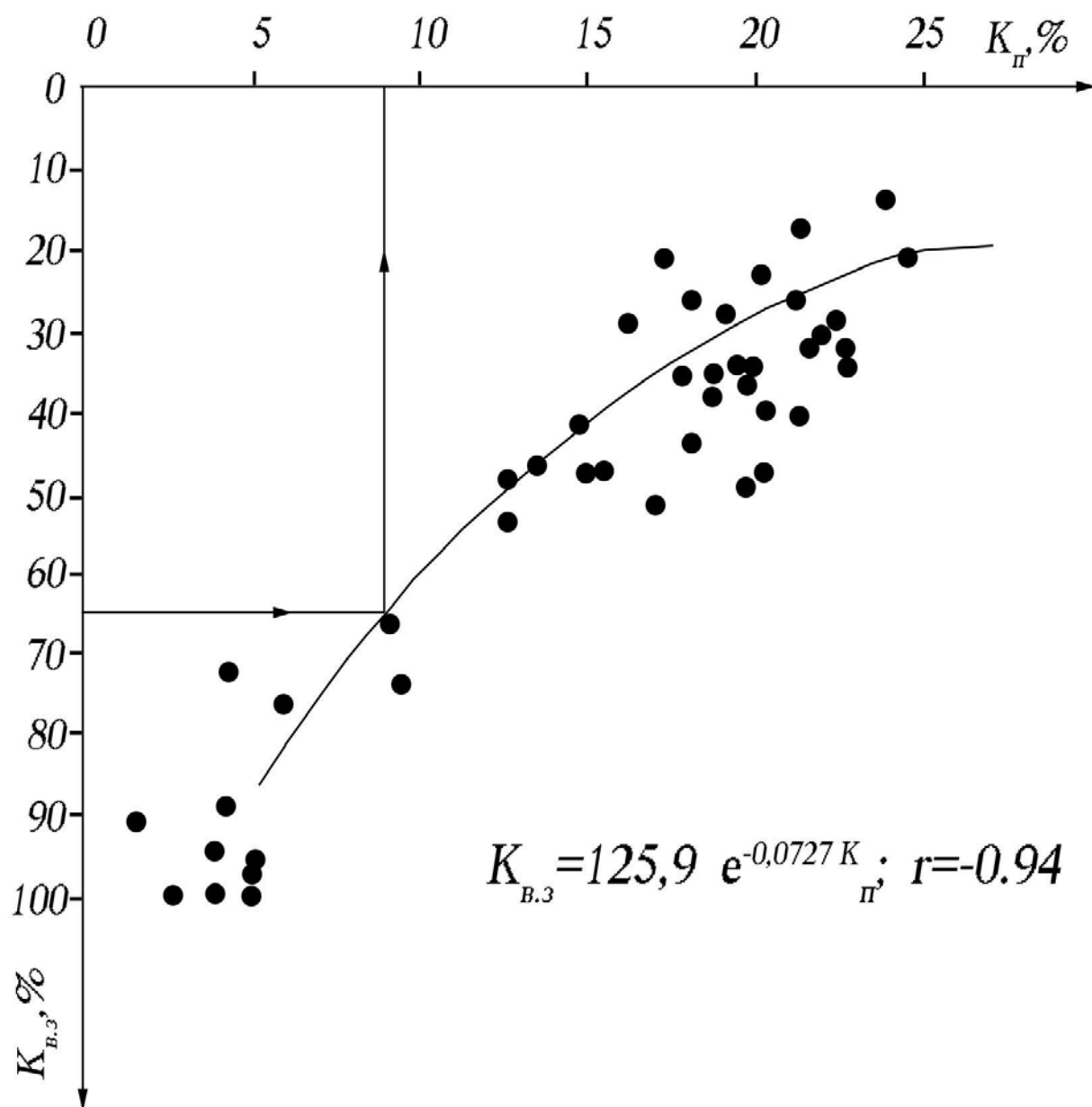


Рисунок 3.4 – Залежність коефіцієнта залишкової водонасиченості ($K_{\text{в.з}}$) від коефіцієнта пористості ($K_{\text{п}}$) для відкладів сармату Летнянського родовища [4]

3.2 Виділення колекторів і визначення ефективних товщин

Порові теригенні колектори Добрянської площі виділяються стійкими ознаками і визначаються як за кількісними, так і якісними критеріями. Кількісні показники дозволяють розрізняти колектори та непроникні породи за значеннями проникності та низки геофізичних характеристик. Наявність чітких ознак спрощує виділення колекторів при бурінні на прісних розчинах ($\rho_c \geq 0,2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$).

Прямі якісні ознаки включають проникнення фільтрату промивальної рідини, що формує глинисті або шламіві кірки на стінках свердловини та у породі, що проявляється у:

- звуженні діаметра свердловини за даними кавернометрії та профілеметрії;
- радіальному градієнті опорів, виміряних МК, БКЗ, БК, БМК та ІК.

Непрямі ознаки:

- аномалії на кривій ПС при низькій глинистості ($\eta_{\text{гл}} < 0,4-0,5$);
- від'ємні аномалії амплітуд ПС при $\rho_{\text{ф}} > \rho_{\text{в}}$;
- низькі показники гама-активності на ГК.

Для визначення питомого опору пластів використовувалися дані БКЗ, БК та ІК, для промитої зони – БМК. МК застосовувався для тонких прошарків. Насиченість тонких пластів розраховувалась за рп, визначеним методом БК.

Виділення колекторів за непрямыми кількісними критеріями ґрунтується на відмінностях колекторів і неколекторів за фільтраційно-ємнісними властивостями та геофізичними показниками. Межа між ними характеризується нижніми граничними значеннями проникності і пористості, максимальними граничними значеннями глинистості та граничними значеннями геофізичних характеристик, що відображають пористість і глинистість порід.

Одним з петрофізичних способів встановлення граничних значень

може послужити зіставлення коефіцієнтів пористості з залишковою водонасиченістю $K_{в.зв.}$ гідрофільного колектора. За величиною $K_{в.зв.}$ розраховують коефіцієнт ефективної пористості $K_{п.еф.}$, що характеризує частку об'єму пор, яку можуть займати вуглеводні. Значення $K_{п.}$, яке відповідає $K_{в.зв.}=1$, або $K_{п.еф.}=0$ можна приймати за $K_{п.гр.}$. Воно є нижнім граничним значенням пористості для гідрофільного міжзернового колектора, оскільки при $K_{п.}=K_{п.гр.}$ гідрофільна порода не містить вуглеводнів. Однак при виділенні промислово-продуктивних колекторів для підрахунку запасів і проектування розробки покладу потрібно користуватись критерієм визначення $K_{п.гр.}$, який відповідає значенню $K_{в.зв.}=K_{в.}-K_{гз}$ (для газоносних колекторів) [4, 5, 6].

Для продуктивних відкладів Добрянської площі використана залежність зв'язку $K_{в.зв.}=f(K_{п.})$, встановлена для сарматських відкладів Летнянського родовища (рис. 3.4), яка представлена рівнянням (3.5). Для сарматських відкладів при граничному значенні $K_{в.зв.гр.}=65\%$, $K_{п.гр.}$ становить 9 %. Абсолютні значення проникності на даній площі не визначались, але результати досліджень керну на Летнянській площі методом ртутної порометрії підтверджують сказане про граничне значення пористості. Так для зразків, відібраних з глибини 1484-1490 м, 1585-1592 м, пористість яких нижче 9 %, радіус пор становить 0,10 мкм і менше. Для деяких зразків з такою пористістю зустрічаються пори радіусом 0,63 мкм, але кількість пор такого радіусу не перевищує 20 %. За даними центрифугування і метода ядерно-магнітного резонансу залишкова водонасиченість таких зразків становить 75-100 %. При таких граничних значеннях пористості для сарматських відкладів $K_{пр.ф.гр.}=0,272 \cdot 10^{-3}$ мкм², мінімальна товщина прошарків в інтервалі виділених пластів приймалась 0,4 м [4, 6].

3.3 Визначення коефіцієнта пористості колекторів

3.3.1 Визначення коефіцієнта пористості за даними методу опору.

Параметр пористості (відносний опір) R_n для газоносних колекторів визначався за формулою [7]:

$$R_n = \frac{\rho_{nz}}{\rho_{\phi} \cdot \Pi_n \cdot P_{nz}}, \quad (3.8)$$

де ρ_{nz} , ρ_{ϕ} – питомий електричний опір промитої зони і фільтрату промивальної рідини, Ом·м;

Π_n – поправка за поверхневу провідність;

P_{nz} – параметр залишкової газонасиченості у промитої зоні.

Для водоносного пласта P_{nz} приймають рівним одиниці. Параметр P_{nz} розраховується за формулою [7]:

$$P_{nz} = \frac{1}{(1 - K_{гз})^2}, \quad (3.9)$$

де $K_{гз}$ – коефіцієнт залишкової газонасиченості в промитій зоні пласта. Для колекторів даного родовища $K_{гз}=0,3$. При відсутності матеріалів БМК для визначення відносного опору використовувались дані питомого електричного опору зони проникнення (за винятком випадків нейтрального проникнення). Відносний опір визначався за формулою [7]:

$$R_n = \frac{\rho_{zn}}{\rho_{\phiв} \cdot \Pi_n \cdot P_{nz}}, \quad (3.10)$$

де ρ_{zn} і $\rho_{\phiв}$ – питомий електричний опір зони проникнення і суміші фільтрату ПР з водою, Ом·м; всі інші параметри наведені у попередній формулі.

3.3.2 Визначення коефіцієнта пористості з використанням багатомірної залежності $K_n=f(\rho_n/\rho_v, H)$. В ряді свердловин матеріали акустичного каротажу

для оцінки пористості не використовувались, оскільки на малих глибинах в зоні проникнення коефіцієнт залишкової газонасиченості не відповідає заданій величині ($K_{гз}=0,3$), а також значна заглинизованість пісковиків приводить до затухання сигналу і величина інтервального часу є значно вищою за таку, яка повинна спостерігатись в колекторах такого типу на значно більших глибинах. Інші методи (БМК, ПС) не завжди надійні для кількісної інтерпретації при визначенні параметрів P і $\alpha_{пс}$. Для газонасичених пластів на площі Залужани для сарматських відкладів встановлена залежність між пористістю, визначеною за даними керна, питомим електричним опором пласта і пластових вод та глибиною залягання пласта. Формула зв'язку між цими параметрами має такий вигляд [4]:

$$K_{п}=19,0845-3,1727 \cdot H+0,0426 \rho_{п} / \rho_{в}, \quad (3.11)$$

де $K_{п}$ – коефіцієнт відкритої пористості, %;

H – глибина залягання пласта, км;

$\rho_{п}, \rho_{в}$ – відповідно питомий електричний опір газоносного пласта і пластових вод, Ом·м.

Апробація цієї формули на площі показала, що в більшості свердловин коефіцієнти пористості, визначені за формулою (3.11), є адекватними величинам $K_{п}^{ПС}$ і $K_{п}^{АК}$. Отже, дана формула може застосовуватись для аналогічних відкладів Більче-Волицької зони Передкарпаття.

3.3.3 Визначення коефіцієнта пористості за даними акустичного каротажу. Коефіцієнти пористості за даними АК розраховувались за рівнянням (3.6), а для заглинизованих колекторів – за рівнянням (3.7). Для визначення $K_{п}$ за даними АК також застосовувалось рівняння середнього часу з врахуванням глинистості [7]:

$$K_n = \frac{\Delta T_{пл} - \Delta T_{ск}}{\Delta T_p - \Delta T_{ск}} - K_{эл} \frac{\Delta T_{эл} - \Delta T_{ск}}{\Delta T_p - \Delta T_{ск}}, \quad (3.12)$$

де $\Delta T_{пл}$, $\Delta T_{гл}$, $\Delta T_{ск}$, ΔT_p – відповідно інтервальний час у пласті, в глинах, скелеті і промивальній рідині;

$K_{гл}$ – коефіцієнт об'ємної глинистості, %. Цей коефіцієнт визначається за формулою [4]:

$$K_n = 31,242 \cdot \Delta I_\gamma + 3,9848, \quad r^2=0.94 \quad (3.13)$$

де ΔI_γ – подвійний різницевий параметр, встановлений за даними гама-каротажа.

3.4 Визначення коефіцієнта газонасичення

Коефіцієнт газонасиченості (K_g) визначається відношенням об'єму пор, зайнятих газом, до всього об'єму порового простору породи. В гідрофільних колекторах, в яких зерна породи постійно змочуються водою, $K_g < 1$. Решту порового простору займає пластова вода, що розподіляється на зв'язану і вільну воду. Відносний вміст у порах фізично зв'язаної води характеризується коефіцієнтом $K_{в.зв.}$, вільної (рухомої) води – $K_{в.рух.}$. Коефіцієнт K_v водонасиченості породи дорівнює [4, 7]:

$$K_g = K_{в.зв.} + K_{в.рух.}, \quad (3.16)$$

Для гідрофільних колекторів справедлива рівність:

$$K_g + K_v = 1 \quad (3.17)$$

Це співвідношення використано нами для визначення K_g через K_v . В зоні максимальної газонасиченості рухома вода відсутня і $K_v = K_{в.зв.}$.

Коефіцієнт водонасиченості породи визначався за даними електричних методів (БКЗ, БК) і електромагнітних (ІК) видів ГДС. Визначення коефіцієнтів газонасиченості за даними електричних методів опору ґрунту ґрунтується на експериментально одержаних залежностях між електричним опором,

пористістю і водонасиченістю порід [7]:

$$P = a \cdot K_n^{-m}, \quad (3.18)$$

$$P_n = a_n \cdot K_g^{-n}, \quad (3.19)$$

де $P = \frac{\rho_{ng}}{\rho_g}$ – параметр пористості (відносний опір);

$P_n = \frac{\rho_n}{\rho_{ng}}$ – параметр насичення (коефіцієнт збільшення опору);

ρ_n , ρ_{ng} , ρ_g – відповідно питомий електричний опір породи її при фактичній насиченості флюїдами (газом), цієї ж породи при 100 % водонасиченості і пластової води;

a і a_n – сталі, значення яких відповідно дорівнюють: $a=0,585$; $a_n=1,038$;

m – показник, значення якого визначається структурою порового простору і він дорівнює $m=2,2$;

n – показник, значення якого визначається змочувальністю і глинистістю порід для даного типу порід за формулою (3.5) $n=1,782$.

Для розрахунків величин питомого опору пластів при 100 % насиченості водою ρ_{ng} приймалися такі значення ρ_g для окремих горизонтів.

Коефіцієнти збільшення опору розраховувались за формулою [7]:

$$P_n = \frac{\rho_n}{P \cdot \rho_g}, \quad (3.20)$$

Методика визначення коефіцієнтів газонасиченості за даними методу опору застосовна до колекторів розрізу за умови використання обґрунтованої залежності для відкладів нижнього сармату. Якщо K_r , розрахований за питомим опором (ρ_n), не перевищує K_r , визначений за пористістю (K_n), то за значення K_r приймають $K_r(\rho_n)$. У разі, коли $K_r(\rho_n) > K_r(K_n)$, за величину K_r приймають $K_r(K_n)$.

Висновок

Петрофізичні моделі, використані для визначення підрахункових параметрів продуктивних пластів Добрянської площі, дозволяють достовірно оцінювати пористість і газонасиченість колекторів на основі даних геофізичних досліджень. Незважаючи на відсутність кернавого матеріалу з цієї площі, застосування петрофізичних залежностей сарматських відкладів Летнянської площі забезпечує адекватність розрахунків.

Виділення порових колекторів здійснюється за чіткими кількісними та якісними ознаками, що враховують проникність, глинистість, електричні та акустичні властивості порід. Ефективна пористість визначається через співвідношення коефіцієнта водонасиченості та залишкової водонасиченості, що дозволяє встановлювати нижні граничні значення пористості для промислово-продуктивних колекторів.

Методи визначення коефіцієнтів пористості і газонасиченості включають використання даних стандартного, бокового та мікрокаротажу, індукційного та акустичного каротажу, а також багатомірних залежностей між питомим електричним опором, пористістю і глибиною залягання пластів. Використання цих методик дозволяє надійно оцінювати підрахункові параметри продуктивних пластів, а також забезпечує коректне визначення коефіцієнта газонасиченості з урахуванням питомого опору і пористості колекторів.

Таким чином, застосовані петрофізичні моделі та методики інтерпретації ГДС забезпечують комплексний підхід до оцінки ресурсного потенціалу родовища і можуть бути використані для аналогічних умов інших відкладів регіону.

4 ОПЕРАТИВНА ІНТЕРПРЕТАЦІЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИНИ №3-ДОБРЯНСЬКА

Оперативна інтерпретація передбачає формування висновків щодо наявності у розрізі пробуреної свердловини пластів-колекторів, визначення характеру їх насичення, а також надання рекомендацій стосовно випробування пластів. Її характерною особливістю є виконання на всіх стадіях розвідки нафтових і газових родовищ, зокрема у перших свердловинах, пробурених на площі, коли відсутні надійні матеріали для зіставлення геологічних даних (керн, результати випробувань пластів тощо) з даними геофізичних досліджень свердловин. За результатами оперативної інтерпретації ухвалюють рішення щодо подальшого буріння, спуску обсадної колони та вибору інтервалів її цементування, а також необхідності проведення додаткових досліджень.

4.1 Дані про свердловину №3-Добрянська та комплекс виконаних геофізичних досліджень

Свердловина №3 проектною глибиною 1850 м пробурена на площі Добрянська, по сусідству з площами Орховицька, та Нікловичі. Дана свердловина відноситься до категорії пошукових (юрські відклади). Закаротований вибій свердловини знаходиться на глибині – 1850 м. Дані про конструкцію свердловини подані у таблиці 4.1

Таблиця 4.1 – Конструкція свердловини №3-Добрянська

Діаметр долота, мм	До глибини, м	Діаметр колони, мм	До глибини, м
295,3	750	324	96
215,9	1726	245	745
139,7	1850	168	1721

На основі міжсвердловинної кореляції пропонується наступне літолого-стратиграфічне розчленування виявленого розрізу:

- 0-215 м горизонт ВД-5 – сарматський ярус, верньодашавська світа;
- 215-343 м горизонт ВД-6 – сарматський ярус, верньодашавська світа;
- 343-396 м горизонт ВД-7 – сарматський ярус, верньодашавська світа;
- 396-465 м горизонт ВД-8 – сарматський ярус, верньодашавська світа;
- 465-538 м горизонт ВД-9 – сарматський ярус, верньодашавська світа;
- 538-634 м горизонт ВД-10 – сарматський ярус, верньодашавська світа;
- 634-685 м горизонт ВД-11 – сарматський ярус, верньодашавська світа;
- 685-772 м горизонт ВД-12 – сарматський ярус, верньодашавська світа;
- 772-802 м горизонт ВД-13 – сарматський ярус, верньодашавська світа;
- 802-824 м горизонт ВД-14 – сарматський ярус, верньодашавська світа;
- 824-857 м горизонт НД-1 – сарматський ярус, нижньодашавська світа;
- 857-890 м горизонт НД-2 – сарматський ярус, нижньодашавська світа;
- 890-967 м горизонт НД-3 – сарматський ярус, нижньодашавська світа;
- 967-1056 м горизонт НД-4 – сарматський ярус, нижньодашавська світа;
- 1056-1126 м горизонт НД-5 – сарматський ярус, нижньодашавська світа;
- 1126-1170 м горизонт НД-6 – сарматський ярус, нижньодашавська світа;
- 1170-1196 м горизонт НД-7 – сарматський ярус, нижньодашавська світа;
- 1196- 1248 м горизонт НД-8 – сарматський ярус, нижньодашавська світа;
- 1248-1359 м горизонт НД-9 – сарматський ярус, нижньодашавська світа;
- 1359-1408 м горизонт НД-10 – сарматський ярус, нижньодашавська світа;

світа;

– 1408-1426 м горизонт НД-11 – сарматський ярус, нижньодашавська

світа;

– 1426-1503 м горизонт НД-12 – сарматський ярус, нижньодашавська

світа;

– 1503-1612 м горизонт НД-13 – сарматський ярус, нижньодашавська

світа;

– 1612-1640 м горизонт НД-14 – сарматський ярус, нижньодашавська

світа;

– 1640-1674 м горизонт НД-15 – сарматський ярус, нижньодашавська

світа;

– 1674-1714 м косівська світа;

– 1714-1723 м тираська світа (ГА);

– 1723-1727 м баранівські верстви;

– 1727-1764 м гельветські відклади;

– 1764 м – вибій юрські відклади.

Для кореляції досліджуваного розрізу використовувались дані по раніше пробурених свердловинах: №4-Добрянська та №9-Орховичі.

Відповідно до геолого-технологічного наряду у свердловині виконані методи електричного каротажу (СК, БКЗ, БК, МБК, МК), електромагнітного каротажу (ІК), радіоактивного каротажу (ГК, НГК), інклінометрії в відкритому стовбурі, а також цементометрія (табл. 4.2). Детальні дослідження виконані в інтервалі 740-1850 м.

Дана свердловина пробурена без ускладнень технічного характеру, які могли б вплинути на якість геофізичних досліджень.

Таблиця 4.2 – Об'єм і кількість виконаних геофізичних досліджень у свердловині №3-Добрянська

Геофізичні методи	Фактичний інтервал	Масштаб досліджень
Дослідження у відкритому стовбурі свердловини		
СК	0-1855	1:500
БКЗ	90-1855	1:200
БК	90-855	1:200
ІК	90-1855	1:200
Профілометрія	90-1855	1:500
МБК+МДС	90-1855	1:200
МК	90-1855	1:200
ГК	0-1855	1:200
НГК	0-1855	1:200
ННК	90-1855	1:200
АК	76-1855	1:200
Термометрія	1-1173	1:500
Інклінометрія	25-1850	1:500
Дослідження в колоні		
АКЦ технічної колоні	5-750	1:500
АКЦ експлуатаційної колоні	10-1730	1:500
ГК, НГК	0-1855	1:500

4.2 Виділення порід-колекторів та визначення їх підрахункових параметрів за даними геофізичних досліджень свердловини №3-Добрянська

Перспективними у відношенні газоносності являються відклади верхньо-дашавських і нижньо-дашавських горизонтів (ВД-9-11, НД-6-10, НД-12-14).

Горизонт ВД-7 розкрито в інтервалі глибин 343-396 м, який виповнений алевролітово-глинистою пачкою. Виділений пласт в інтервалі глибин 368,9-379,2 м (пласт №2, табл. 4.3) – алевроліт піщанистий із питомим електричним опором 2,0 Омм (по БКЗ), 4,8 Омм (по БК), 2,9 Омм (по ІК), $K_p^{AK}=14,0\%$ – оцінюється, як водонасичений.. Пласти №№ 1, 3 (табл. 4.3.) виповнені заглинизованими алевролітами.

Горизонт ВД-8 розкрито в інтервалі глибин 396-465 м, що виповнений

алевролітово-глинистою пачкою. Виділений пласт в інтервалі глибин 399,9-429,4 м (пласт №4, табл. 4.3) – алевроліт піщанистий із питомим електричним опором 1,9 Ом (по БКЗ), 4,9 Ом (по БК), 2,9 Ом (по ІК), $K_{\pi}^{AK}=13,8\%$ – оцінюється, як водонасичений. Пласти №№5, 6 (табл. 4.3) виповнені глинистими алевролітами.

Горизонт ВД-9 розкрито в інтервалі глибин 465-538 м виповнений алевролітово-глинистою пачкою. Верхня частина горизонту в інтервалі глибин 470-518,2 м виповнена заглинизованими та піщанистими алевролітами. Пласти-колектора в інтервалі глибин 470-518,2 м (пласти №№ 8, 9, табл. 4.3) з питомим електричним опором 2,2 Ом (по БКЗ), 4,9 Ом (по БК), 3,0-3,2 Ом (по ІК) , $K_{\pi}^{AK}=13,0-14,0\%$, $K_{нт}= 52-54\%$ – оцінюються, як можливо газонасичені. Нижня частина розрізу в інтервалі 533,9-536,5 м (пласт № 11, табл. 4.3) літологічно виповнена пачкою алевролітів, які характеризуються питомим електричним опором 4,9 Ом (по БК), 2,8-2,9 Ом (по ІК), $K_{\pi}^{AK} =13,0\%$ – оцінюється, як водонасичений. Пласти №№ 7, 10 (табл. 4.3) виповнені заглинизованими алевролітами.

Горизонт ВД-10 розкрито в інтервалі глибин 538-634 м і виповнений алевролітово-глинистою пачкою. Верхня частина горизонту ВД-10 в інтервалі глибин 546,3-593,7 м представлена піщанистими алевролітами. Пласти в інтервалі глибин 540,3-593,7 м (№№ 12-14, табл. 4.3) виповнені алевролітами із питомим електричним опором 1,7-2,0 Ом (по БКЗ), 4,9 Ом (по БК), 2,9 Ом (по ІК), $K_{\pi}^{AK}=13,0-14,0\%$ – оцінюються, як водонасичені. Нижня частина розрізу в інтервалі глибин 595,4-618,4 м, (пласти №№ 15, 16) літологічно представлена пачкою піщанистих алевролітів, які характеризуються питомим електричним опором 1,8-2,0 Ом (по БКЗ), 4,8-4,9 Ом (по БК), 2,7-3,0 Ом (по ІК), $K_{\pi}^{AK}=13,0-14,0\%$, $K_{нт}=52-54\%$ - оцінюються, як можливо газонасичені.

Горизонт ВД-11 розкрито в інтервалі глибин 634-685 м і виповнений алевролітово-глинистою пачкою. Верхня частина горизонту в інтервалі глибин 634,9-664,9 м представлена піщанистими та заглинизованими

алевролітами. Пласти-колектора №№ 17-19 (табл. 4.3) із питомим електричним опором 2,0-2,2 Омм (по БКЗ), 4,9 Омм (по БК), 3,0 Омм (по ІК), $K_{\text{п}}^{\text{AK}}=13,0-14,0 \%$, $K_{\text{нт}}=52-54 \%$ – оцінюються, як можливо газонасичені. Нижня частина геологічного розрізу в інтервалі глибин 672,7-684,2 м, (пласти №№ 20, 21, табл. 4.3) літологічно представлена потужною пачкою перешарування алевролітів і глин.

Геологічний розріз горизонту ВД-12 розкрито в інтервалі глибин 685-772 м, який виповнений алевролітово-глинистою пачкою. Пласти в інтервалах: 689,6-718 м (пласти №№ 22-25, табл. 4.3), 730,4-758,3 м (пласти 27-31, табл. 4.3) виповнені заглинизованими та піщанистими алевролітами та характеризуються питомим електричним опором 2,6-4,9 Омм (по БК), 2,0-3,2 Омм (по ІК), $K_{\text{п}}^{\text{AK}}=13,0-15,1 \%$ – оцінюються, як водонасичені. Пласти №№ 26, 32 (табл. 4.3) виповнені алевролітами.

Горизонт ВД-13 розкрито в інтервалі глибин 772-802 м, який виповнений алевролітово-глинистою пачкою. Верхня частина горизонту в інтервалі глибин 772,0-778,1 м представлена піщанистими алевролітами. Пласти №№ 33, 34 (табл. 4.3) із питомим електричним опором 3,1-3,8 Омм (по БК), 2,1-3,0 Омм (по ІК), $K_{\text{п}}^{\text{AK}}=13,0 \%$ – оцінюються, як водонасичені. Нижня частина геологічного розрізу в інтервалі глибин 779,4-802,2 м (пласт №№ 35, табл. 4.3) літологічно представлений пачкою заглинизованих алевролітів.

Горизонти ВД-14, НД-1-2 виповнені піщанистими та глинистими алевролітами.

Горизонт НД-3 розкрито в інтервалі глибин 890-967 м і характеризується підвищеною піщанистістю. Пласти в інтервалах глибин: 890,8-931,3 м (пласти №№ 45-51, табл. 4.3), 943,8-950,1 м (пласт № 53, табл. 4.3) виповнені заглинизованими піщанистими та алевролітами зі питомим електричним опором 3,9-5,1 Омм (по БК), 2,6-2,9 Омм (по ІК), $K_{\text{п}}^{\text{AK}}=12,0-20,0\%$ – оцінюються, як водонасичені. Пласти №№ 52, 54 (табл. 4.3) виповнені заглинизованими та піщаниками та алевролітами.

Таблиця 4.3 – Результати оперативної інтерпретації геофізичних досліджень проведених у свердловині № 3-Добрянська

№ п/п	Інтервал, м		Н, м	ρ _c , Омм	d _c , м	ρ _{zn} ^{БКЗ} , Омм	ρ _n ^{БКЗ} , Омм	ρ _n ^{БК} , Омм	ρ _n ^{ІК} , Омм	K _n ^{АК} , %	K _г , %	Літологія	Характер насичення
ВД-7													
1	342,1	367,0	24,9	2,3	0,305	4,5	2,2	4,9	3,0	13,0		Алевроліт глинистий	
2	368,9	379,2	10,3	2,3	0,312	4,4	2,0	4,8	2,9	14,0		Алевроліт піщанистий	Водонасичений
3	380,8	384,9	4,1	2,3	0,312	3,9	1,9	4,3	2,6	14,0		Алевроліт глинистий	
ВД-8													
4	399,9	429,4	29,5	2,3	0,306	4,4	1,9	4,9	2,9	13,8		Алевроліт піщанистий	Водонасичений
5	454,2	461,2	7,0	2,3	0,303	4,2	1,7	4,8	2,9	13,8		Алевроліт глинистий	
6	463,0	465,2	2,2	2,3	0,307			4,7	2,6	14,2		Алевроліт	
ВД-9													
7	466,8	469,8	3,0	2,3	0,307			5,2	3,2	14,2		Алевроліт	
8	470,0	478,1	8,1	2,3	0,307	4,4	2,2	4,9	3,2	13,0	52	Алевроліт глинистий	Можливо газонасичений
9	481,7	518,2	36,5	2,3	0,304	4,4	2,2	4,9	3,0	14,0	54	Алевроліт піщанистий	Можливо газонасичений
10	521,9	531,4	9,5	2,3	0,306	4,2	1,5	4,9	2,9	13,0		Алевроліт глинистий	
11	533,9	536,5	2,6	2,3	0,300			4,9	2,8	13,0		Алевроліт	Водонасичений
ВД-10													
12	540,3	557,0	16,7	2,3	0,301	4,2	2,0	4,9	2,9	13,0		Алевроліт	Водонасичений
13	563,4	575,8	12,4	2,3	0,300	4,2	1,7	4,9	2,9	14,0		Алевроліт	Водонасичений
14	579,0	593,7	14,7	2,3	0,299	4,2	2,0	4,9	2,9	14,0		Алевроліт піщанистий	Водонасичений
15	595,4	608,8	13,4	2,3	0,301	4,4	1,8	4,9	3,0	14,0	54	Алевроліт піщанистий	Можливо газонасичений
16	611,4	618,4	7,0	2,3	0,309	4,4	2,0	4,8	2,7	13,0	52	Алевроліт піщанистий	Можливо газонасичений
ВД-11													
17	634,9	638,8	3,9	2,3	0,305			4,9	3,0	13,0	52	Алевроліт піщанистий	Можливо газонасичений
18	639,6	659,6	20,0	2,3	0,303	4,4	2,0	4,9	3,0	14,0	54	Алевроліт піщанистий	Можливо газонасичений
19	660,4	664,9	4,5	2,3	0,311	4,4	2,2	4,9	3,0	14,0	54	Алевроліт глинистий	Можливо газонасичений
20	672,7	679,3	6,6	2,3	0,303	4,5	1,6	4,9	3,0	14,0		Алевроліт	
21	680,4	684,2	3,8	2,3	0,302	4,4	2,1	4,8	2,8	13,0		Алевроліт глинистий	
ВД-12													
22	689,6	691,9	2,3	2,3	0,303			4,8	2,8	13,0		Алевроліт глинистий	Водонасичений

№ п/п	Інтервал, м		Н, м	ρ_c , Омм	d _c , м	$\rho_{зп}^{БКЗ}$, Омм	$\rho_{п}^{БКЗ}$, Омм	$\rho_{п}^{БК}$, Омм	$\rho_{п}^{ІК}$, Омм	$K_{п}^{AK}$, %	K_r , %	Літологія	Характер насичення
23	701,7	704,9	3,2	2,3	0,306			4,9	2,8	13,0		Алевроліт глинистий	Водонасичений
24	705,9	712,2	6,3	2,3	0,308	4,4	1,8	4,9	3,0	14,0		Алевроліт	Водонасичений
25	715,2	718,0	2,8	2,3	0,305			4,9	3,0	13,0		Алевроліт	Водонасичений
26	719,9	726,7	6,8	2,3	0,310	4,4	2,0	4,9	3,0	14,0		Алевроліт	
27	730,4	732,9	2,5	2,3	0,311			4,9	3,2	14,0		Алевроліт піщанистий	Водонасичений
28	736,1	739,9	3,8	2,3	0,311			4,9	3,1	13,0		Алевроліт піщанистий	Водонасичений
29	744,9	749,9	5,0	2,3	0,312			4,9	2,9	13,0		Алевроліт піщанистий	Водонасичений
30	750,8	754,3	3,5	2,3	0,300	2,8	1,9	4,9	2,0	13,0		Алевроліт піщанистий	Водонасичений
31	756,0	758,3	2,3	2,0	0,302			2,6	2,2	15,1		Алевроліт піщанистий	Водонасичений
32	758,8	771,6	12,8	2,0	0,246	4,0	1,8	4,0	3,2			Алевроліт	
ВД-13													
33	772,0	774,7	2,7	2,0	0,243			3,1	2,1	13,0		Алевроліт піщанистий	Водонасичений
34	775,5	778,1	2,6	2,0	0,229			3,8	3,0	13,0		Алевроліт піщанистий	Водонасичений
35	779,4	802,2	22,8	2,0	0,223	4,0	1,8	4,0	3,2			Алевроліт глинистий	
ВД-14													
36	804,8	807,2	2,4	2,0	0,222			3,9	3,0			Алевроліт глинистий	
37	809,4	818,1	8,7	2,0	0,215	4,0	0,9	4,0	2,9			Алевроліт піщанистий	
38	819,9	823,4	3,5	2,0	0,216	3,0	1,8	3,5	2,7			Алевроліт глинистий	
НД-1													
39	824,9	829,5	4,6	2,0	0,214	4,2	1,6	4,0	2,8			Алевроліт піщанистий	
40	831,1	855,0	23,9	2,0	0,214	4,1	1,8	4,2	3,2			Алевроліт глинистий	
НД-2													
41	858,6	864,4	5,8	2,0	0,216	4,3	2,7	4,2	3,2			Алевроліт глинистий	
42	866,2	884,7	18,5	2,0	0,216	3,9	1,7	4,2	3,2			Алевроліт глинистий	
43	885,1	887,8	2,7	2,0	0,220			3,6	2,8			Алевроліт глинистий	
44	889,2	890,1	0,9	2,0	0,224			4,2	2,4			Пісковик глинистий	
НД-3													
45	890,8	895,7	4,9	2,0	0,213	3,8	1,8	3,9	2,7	16,0		Алевроліт піщанистий	Водонасичений
46	896,8	901,4	4,6	2,0	0,210	5,6	2,3	5,0	2,8	20,0		Пісковик глинистий	Водонасичений

№ п/п	Інтервал, м		Н, м	ρ_c , Омм	d_c , м	$\rho_{зп}^{БКЗ}$, Омм	$\rho_{п}^{БКЗ}$, Омм	$\rho_{п}^{БК}$, Омм	$\rho_{п}^{ІК}$, Омм	$K_{п}^{AK}$, %	K_r , %	Літологія	Характер насичення
47	902,1	903,8	1,7	2,0	0,211			3,9	2,6	12,5		Алевроліт піщанистий	Водонасичений
48	904,2	910,1	5,9	2,0	0,210	4,9	2,0	4,8	2,6	18,0		Пісковик глинистий	Водонасичений
49	911,0	919,8	8,8	2,0	0,214	4,6	1,1	4,8	2,8	18,0		Пісковик глинистий	Водонасичений
50	920,4	922,8	2,4	2,0	0,212			4,5	2,9	12,0		Алевроліт піщанистий	Водонасичений
51	923,4	931,3	7,9	2,0	0,210	4,9	0,8	5,1	2,6	20,0		Пісковик глинистий	Водонасичений
52	931,7	942,9	11,2	2,0	0,210	4,2	1,3	4,8	2,9			Алевроліт піщанистий	
53	943,8	950,1	6,3	2,0	0,209	5,2	2,2	5,1	2,8	13,5		Алевроліт	Водонасичений
54	951,4	967,0	15,6	2,0	0,213	4,5	1,5	4,4	3,2	12,0		Алевроліт	
НД-4													
55	968,2	972,9	4,7	2,0	0,216	4,4	2,8	4,4	3,2	11,0		Алевроліт глинистий	
56	973,3	980,0	6,7	2,0	0,214	4,1	2,5	3,8	3,0			Алевроліт	
57	981,1	984,8	3,7	2,0	0,212	4,1	2,4	4,2	2,9	12,5		Алевроліт	Водонасичений
58	985,9	992,6	6,7	2,0	0,208	5,1	2,0	4,8	2,7	20,0		Пісковик глинистий	Водонасичений
59	993,6	998,1	4,5	2,0	0,211	4,9	2,1	4,9	2,6	16,0		Пісковик глинистий	Водонасичений
60	999,8	1013,3	13,5	2,0	0,202	4,6	0,9	4,6	2,7	16,0		Пісковик глинистий	Водонасичений
61	1014,3	1028,8	14,5	2,0	0,208	4,5	1,1	4,5	2,9	14,0		Пісковик глинистий	Водонасичений
62	1030,6	1040,2	9,6	2,0	0,209	4,1	1,3	4,2	3,0	13,0		Алевроліт	Водонасичений
63	1041,3	1050,0	8,7	2,0	0,203	4,2	1,9	4,3	3,2			Алевроліт глинистий	
64	1050,8	1053,6	2,8	2,0	0,215			3,8	3,0			Алевроліт	
НД-5													
65	1056,4	1059,9	3,5	2,0	0,208	5,7	2,2	5,4	2,9	19,0		Пісковик глинистий	Водонасичений
66	1062,8	1074,6	11,8	2,0	0,206	5,0	1,2	4,9	2,8	20,0		Пісковик глинистий	Водонасичений
67	1079,1	1081,7	2,6	2,0	0,203			4,5	3,0	13,0		Алевроліт	Водонасичений
68	1084,0	1092,3	8,3	2,0	0,206	4,3	1,2	4,3	3,3			Алевроліт	
69	1098,1	1119,3	21,2	2,0	0,212	4,1	1,2	4,2	3,2			Алевроліт	
70	1121,1	1125,4	4,3	2,0	0,211	4,1	2,6	4,0	3,0	12,0		Алевроліт піщанистий	Водонасичений
НД-6													
71	1126,3	1130,6	4,3	2,0	0,205	4,2	2,5	4,1	3,0	12,0		Алевроліт піщанистий	
72	1133,1	1159,1	26,0	2,0	0,202	4,7	3,4	4,9	3,3	11,5	53	Алевроліт піщанистий	Можливо газонасичений

№ п/п	Інтервал, м		Н, м	ρ_c , Омм	d_c , м	ρ_{zn}^{BK3} , Омм	ρ_n^{BK3} , Омм	ρ_n^{BK} , Омм	ρ_n^{IK} , Омм	K_n^{AK} , %	K_r , %	Літологія	Характер насичення
95	1511,0	1533,0	22,0	1,9	0,219	4,2	2,9	4,2	2,9	12,9	58	Пісковик алевролітистий	Слабогазонасичений
96	1575,0	1606,6	31,6	1,9	0,219	4,1	2,9	4,3	3,0	12,9	58	Пісковик алевролітистий	Слабогазонасичений
НД-14													
97	1615,0	1635,6	20,6	1,9	0,220	3,7	2,6	3,8	2,7	12,9	58	Алевроліт	Слабогазонасичений
НД-15													
98	1665,2	1669,2	4,0	1,9	0,227	3,3	2,3	3,5	2,2	11,0		Алевроліт глинистий	Водонасичений
99	1671,4	1673,7	2,3	1,9	0,224			3,4	2,8	11,0		Алевроліт глинистий	Водонасичений
Ks													
100	1681,0	1687,9	6,9	1,9	0,221	2,9	1,9	3,0	2,1	10,5		Алевроліт глинистий	Водонасичений
101	1689,4	1696,8	7,4	1,9	0,230	2,6	1,7	2,8	2,1	10,5		Алевроліт глинистий	Водонасичений
102	1701,9	1710,0	8,1	1,9	0,215	2,8	1,2	3,1	1,5	12,0		Алевроліт	Водонасичений
Tr													
103	1711,0	1713,2	2,2	1,9	0,211			23,4	18,0			Гіпсоангідрит	
104	1714,3	1722,6	8,3	1,9	0,210		81,2	117,0	80,0			Гіпсоангідрит	
G													
105	1726,6	1729,4	2,8	1,0	0,207	2,4	1,0	6,0		13,6		Пісковик глинистий	Водонасичений
106	1729,8	1732,0	2,2	1,0	0,200	2,4	1,0	6,0		22,5		Пісковик глинистий	Водонасичений
107	1733,2	1735,0	1,8	1,0	0,220		2,6	7,0		8,1		Пісковик глинистий	Водонасичений
108	1737,8	1741,0	3,2	1,0	0,220	2,6	2,0	6,5				Алевроліт глинистий	
109	1742,6	1745,6	3,0	1,0	0,216	3,0	2,0	7,0				Алевроліт	
110	1746,0	1749,6	3,6	1,0	0,170	3,0	2,6	7,0				Алевроліт глинистий	
111	1755,4	1760,0	4,6	1,0	0,160		4,2	9,5	6,0	8,2		Пісковик глинистий	Водонасичений
J ₃													
112	1763,6	1766,6	3,0	1,0	0,140		5,5	15,0	12,0	8,9		Пісковик глинистий	Водонасичений
113	1767,0	1774,0	7,0	1,0	0,150		23,0	50,0	20,0	4,7		Вапняк	
114	1777,0	1778,0	1,0	1,0	0,160			30,0	20,0	15,4		Пісковик	Водонасичений
115	1779,6	1789,0	9,4	1,0	0,160		27,0	90,0	30,0	4,7		Вапняк	

[illegible]

Горизонт НД-4 розкрито в інтервалі глибин 967-1056 м і характеризується підвищеною піщанистістю. Пласти в інтервалі глибин 981,1-1040,2 м (пласти №№ 57-62, табл. 4.3) виповнені заглинизованими пісковистими та алевролітами із питомим електричним опором 0,9-2,4 Ом (по БКЗ), 4,2-4,9 Ом (по БК), 2,6-3,0 Ом (по ІК), $K_{\pi}^{AK} = 12,5-20,0 \%$ – оцінюються, як водонасичені. Пласти №№ 55, 56, 63, 64 (табл. 4.3) виповнені заглинизованими алевролітами.

Горизонт НД-5 розкрито в інтервалі глибин 1056-1126 м і характеризується підвищеною піщанистістю. Пласти в інтервалах глибин: 1056,4-1081,7 м (пласти №№ 65-67, табл. 4.3), 1121,1-1125,4 (пласт № 70, табл. 4.3) виповнені заглинизованими пісковистими та пісковистими алевролітами із питомим електричним опором, що становить 1,2-2,6 Ом (по БКЗ), 4,0-5,4 Ом (по БК), 2,8-3,0 Ом (по ІК), $K_{\pi}^{AK} = 12,0-20,0 \%$ – оцінюються, як водонасичені. Пласти №№ 68, 69 (табл. 4.3) виповнені алевролітами.

Розріз горизонту НД-6 розкрито в інтервалі глибин 1126-1170 м і виповнений алевролітово-глинистою пачкою. Пласт в інтервалі глибин 1126,3-1130,6 м (пласт №71, табл. 4.3) виповнений піщанистим алевролітам із питомим електричним опором 2,5 Ом (по БКЗ), 4,1 Ом (по БК), 3,0 Ом (по ІК), $K_{\pi}^{AK} = 12,0 \%$. Пласти-колектора в інтервалі глибин 1133,1-1169,2 м (пласт №72, 73, табл. 4.3) виповнений піщанистим та глинистим алевролітами із питомим електричним опором, що становить 3,4-4,4 Ом (по БКЗ), 4,3-4,9 Ом (по БК), 3,2-3,4 Ом (по ІК), $K_{\pi}^{AK} = 11,0-11,5\%$, $K_{нт} = 52-53 \%$ – оцінюються, як можливо газоначені. За результатами виконаного випробування випробувачами на трубах, припливу не отримано.

Геологічний розріз горизонту НД-7 розкрито в інтервалі глибин 1170-1196 м і виповнений алевролітово-глинистою пачкою. Виділений пласт-колектор в інтервалі глибин 1173,1-1179,9 м (пласт № 74, табл. 4.3) виповнений піщанистим алевролітам із питомим електричним опором, що рівний 2,9 Ом (по БКЗ), 4,4 Ом (по БК), 3,3 Ом (по ІК), $K_{\pi}^{AK} = 11,5 \%$,

$K_{\text{нт}}=53\%$ – оцінюється, як слабогазонасичений.

Геологічний розріз горизонту НД-8 розкрито в інтервалі глибин 1196-1248 м виповнений алевролітово-глинистою пачкою. Виділені пласти-колектора в інтервалі глибин 1197,1-1230,3 м (пласти №№75-77, табл. 4.3) виповнені піщанистими алевролітами та алевролітами із питомим електричним опором 2,7-3,2 Ом (по БКЗ), 4,2-4,6 Ом (по БК), 3,2-3,4 Ом (по ІК), $K_{\text{п}}^{\text{АК}}=12,0-12,5\%$, $K_{\text{нт}}=55-56\%$ – оцінюються, як слабогазонасичені.

Геологічний розріз горизонту НД- 9 розкрито в інтервалі глибин 1248-1359 м і виповнений алевролітово-піщанистою пачкою. Пласти в інтервалі глибин 1251,4-1359,0 м (пласти №№78-87, табл. 4.3) виповнені піщанистими алевролітами із питомим електричним опором 2,5-3,1 Ом (по БКЗ), 3,8-5,2 Ом (по БК), 3,0-3,6 Ом (по ІК), $K_{\text{п}}^{\text{АК}}=12,5-14,0\%$, $K_{\text{нт}}=56-58\%$ – оцінюються, як можливо газоначені (рис. 4.1).

Геологічний розріз горизонту НД-10 розкрито в інтервалі глибин 1359-1408 м і виповнений алевролітово-піщанистою пачкою. Пласти в інтервалі глибин 1362,5-1407,4 м (пласт №88-90, табл. 4.3) виповнені піщанистими та глинистими алевролітами із питомим електричним опором 2,9-3,1 Ом (по БКЗ), 4,7-5,2 Ом (по БК), 3,2-3,3 Ом (по ІК), $K_{\text{п}}^{\text{АК}}=16,0-18,0\%$, $K_{\text{нт}}=59-60\%$ – оцінюються, як слабогазоначені.

Геологічний розріз горизонту НД-11 розкрито в інтервалі глибин 1408-1426 м і виповнений алевролітово-глинистою пачкою. Виділений пласт в інтервалі глибин 1408-1414,4 м (пласт №91, табл. 4.3) виповнений алевролітом, що характеризується питомим електричним опором 2,9 Ом (по БКЗ), 4,7 Ом (по БК), 3,1 Ом (по ІК).

Геологічний розріз горизонту НД-12 розкрито в інтервалі глибин 1426-1503 м і виповнений алевролітово-глинистою пачкою. Виділені пласти-колектора в інтервалі глибин 1427,1-1502,4 м (пласти №№92-94, табл. 4.3) виповнені піщанистими та глинистими алевролітами із питомим електричним опором 2,7-3,1 Ом (по БКЗ), 4,0-4,7 Ом (по БК), 2,9-3,2 Ом (по ІК), $K_{\text{п}}^{\text{АК}}=13,5\%$, $K_{\text{нт}}=58\%$ – оцінюються, як слабогазонасичений.

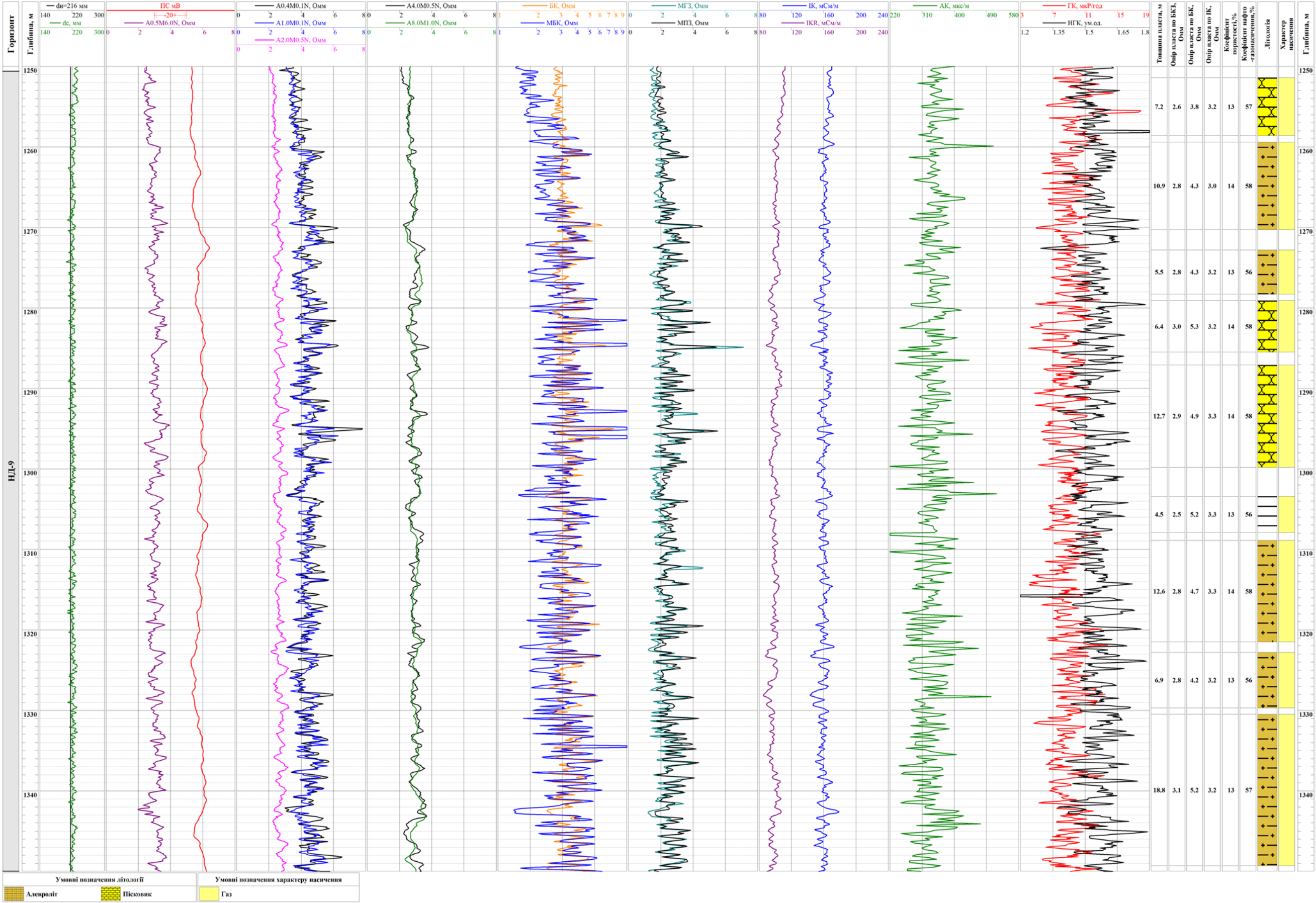


Рисунок 4.1 – Результати оперативної інтерпретації ГДС, виконаних у свердловині №3-Добрянська

Геологічний розріз горизонтів НД-13 та НД-14 розкриті в інтервалах глибин: 1503-1612 м, 1612-1640 м виповнені алевролітово-глинистою пачкою. Виділені пласти-клектора в інтервалі глибин 1511,0-1635,6 м (пласти №№95-97, табл. 4.3) виповнені алевролітами та пісковиками алевролітистими із питомим електричним опором 2,6-2,9 Омм (по БКЗ), 3,8-4,3 Омм (по БК), 2,7-3,0 Омм (по ІК), $K_{\pi}^{AK}=12,9\%$, $K_{нг}=58\%$ – оцінюються, як слабогазонасичені.

Геологічний розріз горизонту НД-15 розкрито в інтервалі глибин 1640-1674 м і виповнений алевролітово-глинистою пачкою. Виділені пласти в інтервалі глибин 1665,2-1673,7 м (пласти №№98, 99, табл. 4.3) виповнені заглинизованими алевролітами із питомим електричним опором 3,4-3,5 Омм (по БК), 2,2-2,8 Омм (по ІК), $K_{\pi}^{AK}=11,0\%$ – оцінюються, як водонасичені.

Відклади косівської світи розкриті в інтервалі глиби 1674-1714 м, а пласти в інтервалі глибин 1681-1710 м (пласти №№ 100-102, табл. 4.3.) і представлені заглинизованими алевролітоми – оцінюються, як водонасичені.

Гіпсоангідритовий горизонт розкрито в інтервалі глибин 1714-1723 м – пласти-колектора відсутні.

Баранівські верстви розкрито в інтервалі глибин 1723-1727 м пласти – пласти-колектора відсутні.

Гельветські відклади розкрито в інтервалі глибин 1727-1764 м виповнені потужними пісковиками та алевролітами. Виділені пласти в інтервалах глибин: 1726,6-1735,0 м (пласти №№ 105-107, табл. 4.3), 1755,4-1760,0 м (пласт №111, табл.4.3) виповнені пісковиками глинистими із питомим електричним опором 1,0-4,2 Омм (по БКЗ), 6,0-9,0 Омм (по БК), $K_{\pi}^{AK}=8,1-22,5\%$ – оцінюються, як водонасичені. Пласти №№ 108-110 (табл. 4.3) виповнені глинистими алевролітами.

Юрські відклади розкриті в інтервалі глибин 1764-1855 м і виповнені пісковиками та вапняками. Пласти №№112, 114, 116, 118-120, 122, 123 (табл. 4.3), представлені заглинизованими пісковиками із питомим електричним опором 5,5-8,0 Омм (по БКЗ), 15,0-80,0 Омм (по БК), $K_{\pi}^{AK}=8,9-$

18,6 % – оцінюються, як водонасичені. Пласти №№113, 115, 117, 121, 124, 125 (табл. 4.3) виповнені вапняками, що характеризуються питомим електричним опором 22-100м Омм (по БК), 10,0-20,0 Омм (по ІК), $K_{\pi}^{AK}=1,5-7,9$ %.

Висновок

За результатами обробки та інтерпретація результатів геофізичних досліджень свердловини №3-Добрянська було встановлено в геологічному розрізі свердловини 125 пластів, з яких: 13 слабогазонасичених, 19 можливо газонасичених, 52 водонасичених. Для випробування пропонується 10 пластів-колекторів (№97 НД-14, №96,95 НД-13, №94-92 НД-14, №90-88 НД-10, №87-78 НД-9, №77-74 НД-8-7, №73,72 НД-6, №19-17 ВД-11, №16,15 ВД-10, №9,8 ВД-9).

ВИСНОВКИ

У процесі виконання бакалаврської роботи проведено оперативну обробку та інтерпретацію комплексу геофізичних досліджень відкритого стовбура свердловини №3-Добрянська. Проаналізовано геологічну будову Добрянської площі та встановлено, що розріз свердловини складений відкладами, перспективними на виявлення покладів вуглеводнів.

На основі комплексного аналізу даних електричного, акустичного та радіоактивного каротажу виконано виділення пластів-колекторів, визначено їх літологічні особливості та товщини. За застосуванням петрофізичних залежностей оцінено коефіцієнти пористості та газонасиченості, що дозволило встановити характер флюїдонасичення виділених інтервалів.

Результати оперативної інтерпретації дали змогу обґрунтувати перспективні інтервали для подальшого випробування та сформулювати геолого-геофізичний висновок щодо свердловини №3-Добрянська. Отримані результати підтверджують доцільність подальших геологорозвідувальних робіт на Добрянській площі.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА

1. Проект пошуково-розвідувального буріння на Добрянській площі: Звіт ЛВ КНДЦ УкрНДІГаз, Львів, 2008 р.
2. Атлас родовищ нафти і газу України в 6-ти томах. Том ІУ. Західний нафтогазоносний регіон. УНГА, Львів, 1998, 328 с.
3. Проект дослідно-промислової розробки Добрянського газового родовища: Звіт ЛВ КНДЦ УкрНДІГаз, Львів, 2014 р.
4. Геолого-економічна оцінка запасів газу Любешівського родовища Львівської області. Л.Шуфлат, Н.Дюганчук, А.Шакін, О.Чебан, С.Кучер та інші (3 книги, 3 папки). ЛКНДВ “УкрНДІГаз”, керівник Л.Я. Шуфлат. м. Львів. 2005 р. 199 с.
5. Вивчення фізичних властивостей гранулярних порід-колекторів до підрахунку запасів нафти і газу об’ємним методом: Методичні вказівки. Київ-Львів, ДКЗ України, Львів УКРДГІ, 2010. 46 с.
6. Федішин В.О., Нестеренко М. Ю., Ципенюк Т. М. Визначення граничних значень фільтраційно-ємкісних властивостей теригенних колекторів. Нові дані з методики і технології геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в Україні: Зб. наук. пр. Львів: УкрДГРІ. 1993. С. 69-77.
7. Федоришин Д. Д., Федорів В. В., Коваль Я. М. Інтерпретація результатів геофізичних досліджень свердловин: навчальний посібник. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2020. 185 с.
8. Федак І. О., Коваль Я. М. Бакалаврська робота: методичні вказівки. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2025. 48 с.

БІБЛІОГРАФІЧНА ДОВІДКА

Тема бакалаврської роботи: «Оперативна інтерпретація результатів геофізичних досліджень відкритого стовбура свердловини №3-Добрянська».

Пояснювальна записка до бакалаврської роботи містить 57 сторінок.

Графічний матеріал:

1. Презентація бакалаврської роботи в обсязі 12 слайдів.

_____ Юрій КУНИЧАК