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

Факультет природничих наук

Кафедра нафтогазової геофізики

Циган Артур Іванович .
(прізвище, ім'я, по батькові)

УДК 550.835

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

Оперативна інтерпретація результатів геофізичних досліджень свердловини
(назва роботи)
№607-Дашавська з метою дорозвідки сарматських відкладів та пошуку в них вуглеводнів

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

103 «Науки про Землю»
.
(шифр і назва спеціальності)

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

Здобувач освітнього ступеня А. І. Циган .
(підпис, ініціали та прізвище здобувача)

Науковий керівник Пятковська Ірина Олегівна, к.геол.н., доцент .
(підпис, прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання керівника)

Допущено до захисту
Завідувач кафедри

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

м. Івано-Франківськ – 2025 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. Федак І.О.
“____”_____2025 р.

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

Цигану Артуру Івановичу
(прізвище, ім’я, по батькові)

1. Тема роботи Оперативна інтерпретація результатів геофізичних досліджень свердловини №607-Дашавська з метою дорозвідки сарматських відкладів та пошуку в них вуглеводнів
Керівник роботи Пятковська Ірина Олегівна
Затверджені наказом закладу вищої освіти від “03” квітня 2025 р. № 245/7 .
2. Строк подання студентом роботи 16 червня 2025 року
3. Вихідні дані до роботи Завдання на бакалаврську роботу. Геолого-геофізичні дані з вивчення Дашавського газового родовища. Спеціалізована література.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)
1) Геологічна будова Дашавського газового родовища.
2) Характеристика геофізичних методів дослідження свердловин Дашавського родовища.
3) Методика обробки та інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин Дашавського родовища.
4) Оперативна інтерпретація результатів геофізичних досліджень свердловини №607-Дашавська.
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 03 квітня 2025 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ п/п	Назва етапів бакалаврської роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1.	Геологічна будова Дашавського газового	03.04.2025-14.04.2025	виконано
	родовища.		
2.	Характеристика геофізичних методів дослідження.	15.04.2025-28.04.2025	виконано
	свердловин Дашавського родовища		
3.	Методика обробки та інтерпретації даних	29.04.2025-19.05.2025	виконано
	геофізичних досліджень свердловин Дашавського		
	родовища.		
4.	Оперативна інтерпретація результатів геофізичних	20.05.2025-09.06.2025	виконано
	досліджень свердловини №607-Дашавська.		
5.	Перелік умовних позначень і скорочень.	10.06.2025-16.06.2025	виконано
	Вступ.		
	Перелік посилань на джерела.		
	Висновки.		

Студент _____ *Циган А. І.*
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____ *Пятковська І. О.*
(підпис) (прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Бакалаврська робота на тему «Оперативна інтерпретація результатів геофізичних досліджень свердловини №607-Дашавська з метою дорозвідки сарматських відкладів та пошуку в них вуглеводнів» містить 49 сторінок, 8 таблиць, 9 рисунків та 8 джерел використаної літератури.

В бакалаврській роботі висвітлено літолого-стратиграфічну характеристику Дашавського газового родовища, тектоніку, газоносність, умови проведення геофізичних досліджень свердловин Дашавського родовища, подано технологію та апаратуру геофізичних досліджень свердловин Дашавського газового родовища, методику обробки та інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин Дашавського родовища, Виконано оперативну інтерпретацію даних геофізичних досліджень геологічного розрізу свердловини №607-Дашавська за результатами якої виділено породи-колектори та визначено їх підрахункові параметри.

Ключові слова: Дашавське родовище, свердловина, інтерпретація, породи-колектора, верхньодашавські відклади, геофізичні дослідження свердловин, виділення, пористість та ін.

ABSTRACTS.

The bachelor's thesis on “Operational interpretation of the results of geophysical surveys of well No. 607-Dashavska for the purpose of additional exploration of Sarmatian deposits and search for hydrocarbons in them” contains 49 pages, 8 tables, 9 figures and 8 references.

The bachelor's thesis covers the lithological and stratigraphic characteristics of the Dashavske gas field, tectonics, gas content, conditions for conducting geophysical surveys of wells in the Dashavske field, and presents the technology and equipment for geophysical surveys of wells in the Dashavske gas field, the methodology of processing and interpretation of data of geophysical surveys of wells of the Dashavske field, the operational interpretation of data of geophysical surveys of the geological section of the well No. 607-Dashavska was performed, according to the results of which the collector rocks were identified and their estimated parameters were determined.

Keywords: Dashavske field, well, interpretation, reservoir rocks, Upper Dashavian sediments, geophysical surveys of wells, separation, porosity, etc.

ЗМІСТ

Ст.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ І СКОРОЧЕНЬ..... 6

ВСТУП..... 7

1 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ДАШАВСЬКОГО ГАЗОВОГО РОДОВИЩА 9

1.2 Літолого-стратиграфічний характеристика Дашавського родовища.. 9

1.2 Тектоніка..... 12

1.3 Газоносність..... 13

1.4 Постановка геологічного завдання..... 18

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОФІЗИЧНИХ МЕТОДІВ ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН ДАШАВСЬКОГО РОДОВИЩА..... 19

2.1 Умови проведення геофізичних досліджень свердловин Дашавського родовища..... 19

2.2 Технологія та апаратура геофізичних досліджень свердловин Дашавського родовища..... 20

3 МЕТОДИКА ОБРОБКИ ТА ІНТЕРПРЕТАЦІЇ ДАНИХ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН ДАШАВСЬКОГО РОДОВИЩА..... 24

3.1 Петрофізичні моделі, які покладені в основу виділення порід-колекторів та визначення їх підрахункових параметрів..... 24

3.2 Виділення колекторів та визначення їх ефективних товщин..... 30

3.3 Визначення коефіцієнтів пористості порід-колекторів..... 32

3.4 Визначення коефіцієнта газонасичення..... 35

4 ОПЕРАТИВНА ІНТЕРПРЕТАЦІЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИНИ №607-ДАШАВСЬКА..... 38

4.1 Виділення порід-колекторів та визначення їх підрахункових параметрів за даними ГДС у свердловині №607-Дашавська..... 38

4.2 Визначення положення контактів між пластами флюїдами..... 45

ВИСНОВКИ..... 48

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА..... 49

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
$\rho_{п}$	питомий електричний опір породи, Омм
ΔT	інтервальний час, мкс/м ;
$K_{п}$	коефіцієнт пористості, %
$K_{гл}$	коефіцієнт глинистості, %
$K_{в}$	коефіцієнт водонасичення, %
$K_{г}$	коефіцієнта газонасичення, %
Р	параметр пористості
$Р_{н}$	параметр насичення
$\alpha_{ПС}$	відносна амплітуда потенціалів самочинної поляризації

ВСТУП

Актуальність теми. Застосування промислово-геофізичних методів дозволяє підвищити ефективність вивчення геологічного розрізу свердловини і тим самим ефективність буріння. Геофізичні методи дослідження свердловин (ГДС) на сьогоднішній день є базовим способом ведення геологічної документації розкритих свердловиною порід. За даними геофізичних досліджень свердловин у відкритому стовбурі свердловини вирішують наступні базові геолого-геофізичні задачі:

– літологічне і стратиграфічне розчленування та кореляція геологічних розрізів свердловин;

– виділення в геологічному розрізі свердловини порід-колекторів;

– визначення характеру насичення порід-колекторів;

– визначення положення міжфлюїдних контактів (ГВК, ГНК, ВНК), ефективних газо- та нафтонасичених товщин, коефіцієнтів глинистості, пористості, газо- і нафтонасиченості та проникності.

Отже, виділення порід-колекторів та визначення їх підрахункових параметрів не є можливим без геофізичних досліджень свердловин та їх результатів інтерпретації.

Мета і завдання дослідження. Метою роботи є здійснити інтерпретація результатів геофізичних досліджень свердловини №607-Дашавська з метою дорозвідки сарматських відкладів та пошуку в них вуглеводнів.

Для досягнення мети необхідно було розв’язати такі завдання:

– проаналізувати геологічну будову Дашавського газового родовища;

– проаналізувати комплекс геофізичних методів дослідження відкритого стовбура свердловин Дашавського газового родовища;

– подати петрофізичні моделі, які покладені в основу визначення підрахункових параметрів порід-колекторів сарматського ярусу Більче-Волицької зони;

– виконати оперативну інтерпретацію результатів геофізичних досліджень свердловини №607-Дашавська .

Методи дослідження. Обробка та інтерпретація даних геофізичних досліджень свердловини №607-Дашавська із використанням автоматизованої системи «Геопошук».

Структура та обсяг роботи. Бакалаврська робота складається із вступу, 4 розділів, висновків, списку використаних джерел із 8 найменувань. Повний обсяг бакалаврської роботи становить 49 сторінок друкованого тексту комп’ютерного набору, ілюстрованого 8 таблицями та 9 рисунками.

1 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ДАШАВСЬКОГО ГАЗОВОГО РОДОВИЩА

1.2 Літолого-стратиграфічний характеристика Дашавського родовища

Розкритий бурінням геологічний розріз Дашавського родовища складається з осадових комплексів мезозою і кайнозою. Переважна більшість свердловин були запроектовані на горизонт НД-9 і розкрили нижньосарматські відклади. Більш древні відклади розкриті свердловинами 170-Дш та 195-ДШ, які розташовані за межами контуру газоносності покладу ВД-13 [1].

Мезозойська група відкладів (MZ)

Мезозойський комплекс гірських порід представлений відкладами крейдяної системи.

Крейдова система (К)

Відклади верхньої крейди ($К_2$) розкриті свердловинами 170-Дш та 195-ДШ і представлені вапняками, вище яких залягають теригенні відклади. Вапняк сірий, світло- і темно-сірий, скритокристалічний, місцями крупнокристалічний, з прожилками кальциту. У верхній частині вапняк переходить в піщанистий вапняк сірий, щільний, з численними включеннями глауконіту, ділянками з окислами заліза, а потім в пісковик . Серед пісковиків зустрічаються прошарки глин сірих, темно-сірих щільних, карбонатних і алевролітів світло-сірих, слабокарбонатних, глауконітових з окислами заліза. Товщина теригенної товщі коливається від 119 м (св. 195) до 185 м (св.170) [1].

Кайнозойська група відкладів (KZ)

Відклади кайнозою представлені комплексом міоцену (N_1) до якого входять баденський і сарматський яруси. На розмитій поверхні верхньої крейди породи міоцену залягають трансгресивно зі стратиграфічною незгідністю і виповнюють нерівності ерозійного рельєфу [1].

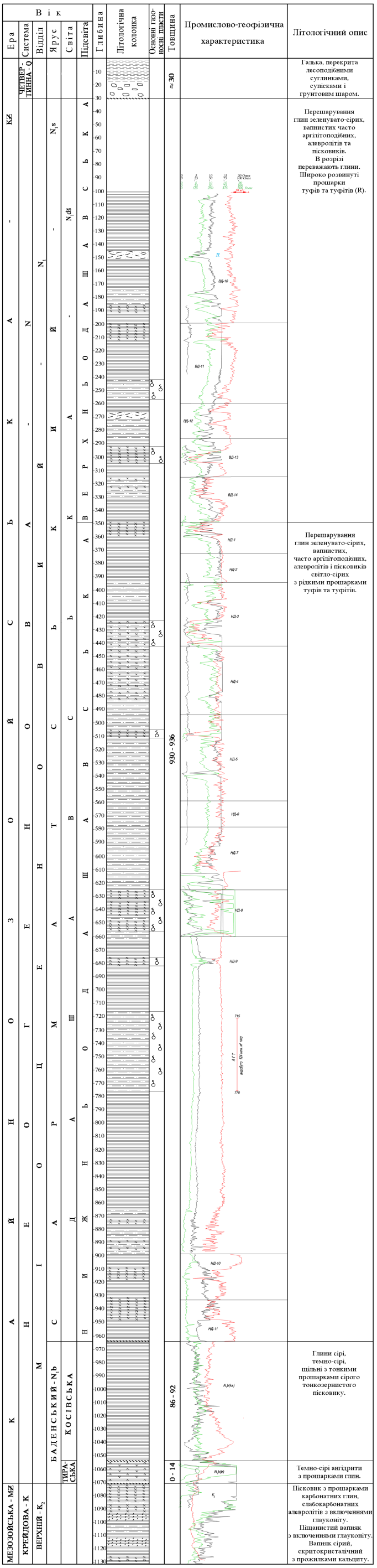

Рисунок 1.1 – Зведений геолого-геофізтчний розріз Дашавського родовища

Баденський ярус (N_1b)

До баденського ярусу відносяться баранівські верстви та тираська і косівська світи.

Баранівські верстви (Nbr) розкриті в свердловині 170-Дш і представлені мергеле-глинистими породами з прошарками вапнистого пісковика. Товщина баранівських верст становить від 0 до 14 м [1].

Відклади тираської світи (N_1tr) (гіпсо-ангідритовий горизонт), які залягають незгідно на баранівських верствах, представлені темно-сірими ангідритами з тонкими прошарками глин. В склепінній частині Дашавського підняття гіпсо-ангідритовий горизонт відсутній. Товщина горизонту міняється від 0 до 14 м [1].

Вище по розрізу незгідно залягають породи косівської світи (N_1ks), які складені глинами сірими, темно-сірими, щільними, з тонкими прошарками сірого, тонкозернистого пісковику. Товщина світи коливається від 86-92 м[1].

Сарматський ярус (N_1s)

Відклади сарматського ярусу незгідно залягають на породах баденського ярусу. Вони представлені товщею порід дашавської світи, яка розділяється на нижньодашавську і верхньодашавську підсвіти. Літологічно розріз світи складений піщано-глинистою товщею з частими прошарками пісковиків та алевролітів з незначними прошарками туфів і туфітів. Пісковики і алевроліти сірі, світло-сірі, інколи жовтувато чи зеленувато-сірі, дрібно і середньозернисті з різним ступенем вапнистості. Глини сірі, зеленувато-сірі, темно-сірі, вапнисті слюдисті, щільні. У верхньодашавському розрізі переважають глини. Згідно схеми проведена кореляція і розбивка розрізів свердловин на окремі горизонти. Прошарки пісковиків та алевролітів в цих горизонтах нерівномірно поширені по площі та розрізу, утворюючи багаточисельні лінзи. В розкритому розрізі нижньодашавській підсвіті виділяються 10 горизонтів (від НД-1 до НД-10), а верхньодашавської підсвіти – ВД-14, ВД-13, ВД-12, ВД-11, ВД-10 і ВД-9. Товщина сарматських відкладів сягає до 969 м [1].

Четвертинна система (Q)

Відклади четвертинної системи мають широке розповсюдження і представлені галькою, яка перекривається лесоподібними суглинками, супісками та ґрунтовим шаром товщиною від 1-2 до 10 метрів. Товщина четвертинних відкладів не перевищує 30 метрів [1].

1.2 Тектоніка

В регіональному плані Дашавське газове родовище знаходиться в центральній частині Косівсько-Угерської підзони Більче-Волицької зони Передкарпатьского прогину. В будові Косівсько-Угерської підзони встановлені неогеновий чохол та двохярусний мезопалеозойський фундамент. Палеозойські відклади на родовищі не розкриті, а мезозойські (верхня крейда) зустрінуті окремими свердловинами [1].

Чохол Косівсько-Угерської підзони складений відкладами бадену та сармату. Чохол перекриває еродовану у палеоген-міоценовий час поверхню мезопалеозойського фундаменту. Значну роль у формуванні структурних планів баденських та сарматських відкладів відіграли древній ерозійний рельєф та присутність поблизу Стебницького насуву. Відклади бадену та сармату, які перекривають мезопалеозойський фундамент, утворюють структури обволікання антиклінального та синклінального характеру [1].

Сейсмічні структурні побудови виконані по горизонту НД-8. Це обумовлено тим, що основний маркуючий гіпсо-ангідритовий горизонт (тираська світа (N_1tr)) – в районі Дашави має обмежене поширення по площі та розрізу . По покрівлі відбиваючого горизонту НД-8, Дашавська структура представляє собою асиметричну складку північно-західного простягання.Склепінна частина зміщена на південний схід. Крила складки полого занурюються в північно-східному та південно-західному напрямках. Вверх по розрізу загальний структурний план Дашавської складки зберігається. По окремих горизонтах наблюдається незначна міграція

склепінної частини. Це обумовлено тим, що піщано-алевролітові товщі в межах кожного горизонту невитримані по площі та розрізу, часто утворюють лінзоподібні поклади, на окремих ділянках взагалі відсутні. На південний схід від Дашавського родовища розташоване Любешівське газове родовище. Продуктивними є нижньосарматські відклади – горизонти НД-9,8,6,5, ВД-13-11. По горизонту ВД-13 Дашавська структура представляє собою асиметричну брахіантиклінальну складку північно-західного простягання. Склепінна частина по відношенню до горизонту НД-8 зміщена на північний захід. В районі свердловин 405-Дш, 47-Дш, 4-Лб відмічається прогин меридіонального простягання, який добре прослідковується по всіх горизонтах і відокремлює поклади Дашавського родовища від покладів Любешівського родовища. Крейдяні і баденські відклади розбиті диз'юктивними порушеннями на окремі блоки. Амплітуда порушень 25-100 м. В нижньосарматських відкладах амплітуда порушень зменшується до 10-30 м, затухаючи в приповерхневій частині розрізу. Тектонічні порушення в границях горизонту ВД-13 не відмічаються [1].

1.3 Газоносність

Дашавське газове родовище в тектонічному відношенні розташоване в центральній частині Косівсько-Угерської підзони Більче-Волицької зони. Родовище перебувало в 1924-1987 роках в розробці по продуктивних горизонтах НД-9-7, НД-5-4, НД-2, ВД-13, ВД-10. В 1974-1987 роках на базі виснажених покладів горизонтів НД-9-8 створено Дашавське підземне сховище газу. Поклад горизонту ВД-13 відкрито в результаті створення сітки нагнітально-видобувних, спостережних та контрольно-розвантажувальних свердловин по обслуговуванню ПСГ (рис. 1.2, 1.3). Продуктивність горизонту ВД-13 встановлена за результатами буріння, випробування та досліджень свердловин і заключень промислової геофізики по свердловинах. Коротка характеристика розповсюдження колекторів та обгрунтування ГВК,

наведені в таблиці 1.1. Характер поведінки газонасичених товщин по розрізу та площі відображені на геологічних розрізах та карті ефективних та газонасичених товщин. Поклад ВД-13 – газоносність встановлена за даними ГДС та випробування свердловин 190-Дш, 230-Дш, 241-Дш, 246-Дш, 247-Дш, 402-БВ ГВК встановлено на відмітці – 5,2 м. Поклад пластовий склепінний. Ширина покладу 1500 м, довжина 2400 м, висота – 24,2 м [1].

Таблиця 1.1 – Визначення глибин колекторів та їх насиченість [1]

№ св.	**Інтервал залягання колектора, м** **Абсолютна відмітка, м**	**Параметри за ГДС**		
		$h_{еф}$, м	**$К_п$, %**	**$К_г$, %**
1	**2**	**3**	**4**	**5**
ВД-13				
83-Дш	286,0-290,0 -0,8-4,8	3,2	31,3	78
	290,4-292,8 -5,2-7,6	2,0	31,8	вода
149-Дш	283,2-285,6 -8,8-11,2	1,8	26,2	вода
150-Дш	275,2-278,0 -0,6-3,4	2,8	26	78
153-Дш	265,6-275,2 +13,7+4,1	6,6	27,7	78
155-Дш	265,6-273,6 +11,7+3,7	7,0	27,3	79
156-Дш	273,2-281,2 +7,7-0,3	6,6	27,8	79
157-Дш	268,0-275,6 +7,4-0,2	6,2	26,1	80
158-Дш	278,0-279,6 -3,6-5,2	1,6	26,0	78
	280,0-281,6 -5,6-7,2	1,2	25,6	вода
159-Дш	283,6-285,2 -9,3-10,9	1,6	23,6	вода
173-Дш	282,0-283,6 -6,6-8,2	1,2	24,4	вода
176-Дш	279,2-282,6 +2,1-1,3	3,4	27,0	78
177-Дш	268,0-273,2 +9,2+4	4,6	26,3	78
178-Дш	296,6-299,0 -5,6-8,0	1,8	28,1	вода
179-Дш	264,4-278,0 +16+2,4	9,2	27,2	79
186-Дш	266,6-269,6 +14,7+11,7	3,0	27,0	78

Закінчення таблиці 1.1

1	2	3	4	5
187-Дш	289,6-292,8 -10,7-13,9	2,6	24,0	вода
189-Дш	267,0-271,0 +14,4+10,4	4,0	27,0	78
190-Дш	269,6-275,0 +12,1+6,7	4,0	24,0	77
201-Дш	268,8-273,4 +12,4+7,8	4,6	26,3	76
213-Дш	293,6-296,4 -1,6-4,4	2,8	27,2	78
215-Дш	294,8-297,2 -2,8-5,2	2,4	26,0	78
222-Дш	295,2-297,6 -16,6-19,0	1,8	28,5	вода
230-Дш	268,8-273,6 +10,4+5,6	4,2	27,9	79
241-Дш	290,8-293,2 +1-1,4	2,4	26,5	79
246-Дш	271,6-280,0 +7,8-0,6	6,6	27,2	80
247-Дш	271,6-274,2 +7,9+5,3	2,6	25,7	78
402-БВ	257,6-264,8 +19,2+12,0	3,4	29,0	79
170-Дш	295-300 -5,9-10,9	2,0	–	вода
57-Дш	305,0-309,0 -14,5-18,5	2,0	–	вода
212-Дш	306-316 -21,0-31,0	2,0	–	вода
54-Дш	308-314 -7,8-13,8	3,0	–	вода
101-Дш	316-328 -24,9-36,9	4,0	–	вода
185-Дш	316-318 -39,1-41,1	2,0	15	вода

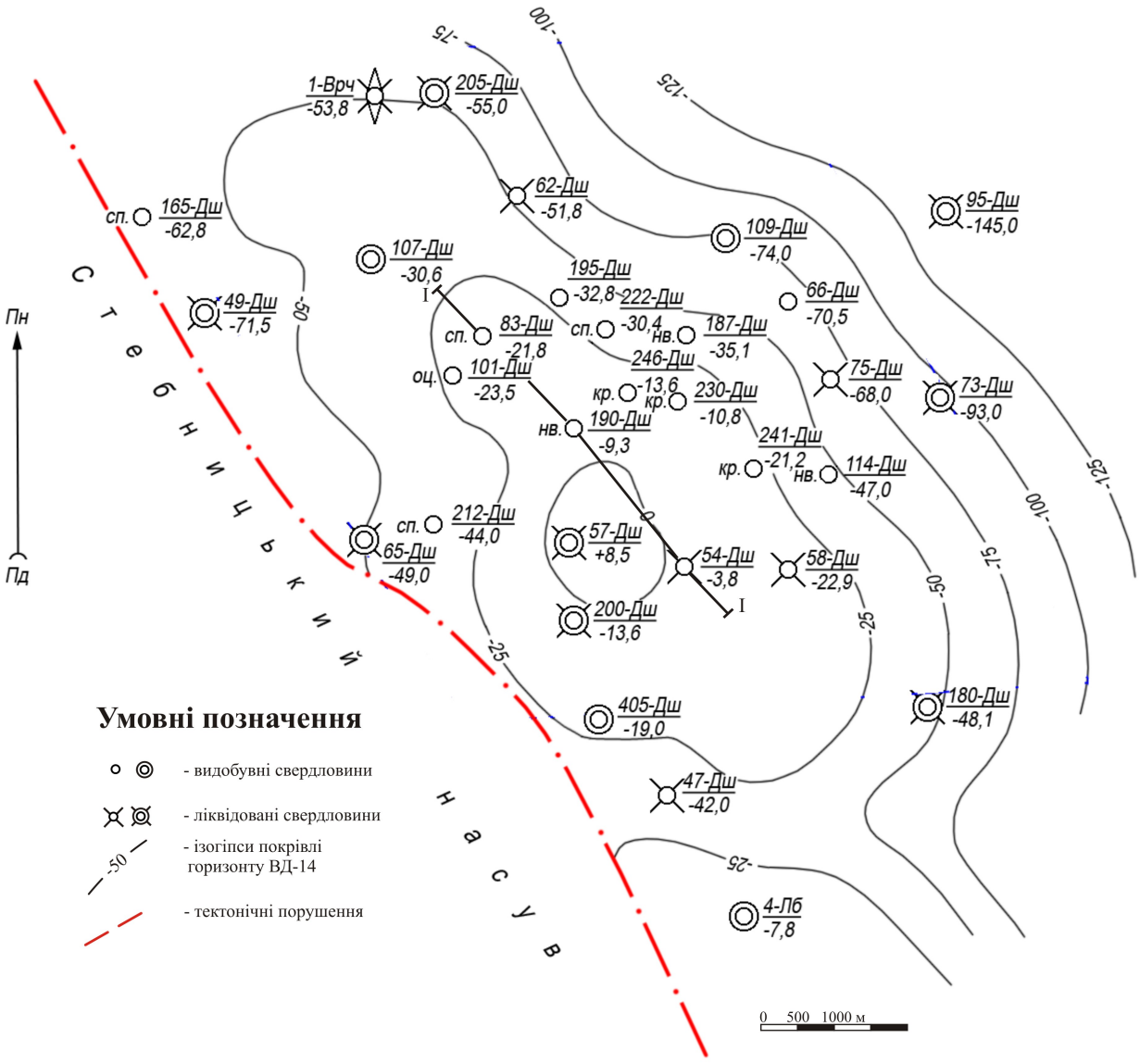

Рисунок 1.2 - Структурна карта покрівлі горизонту ВД-14

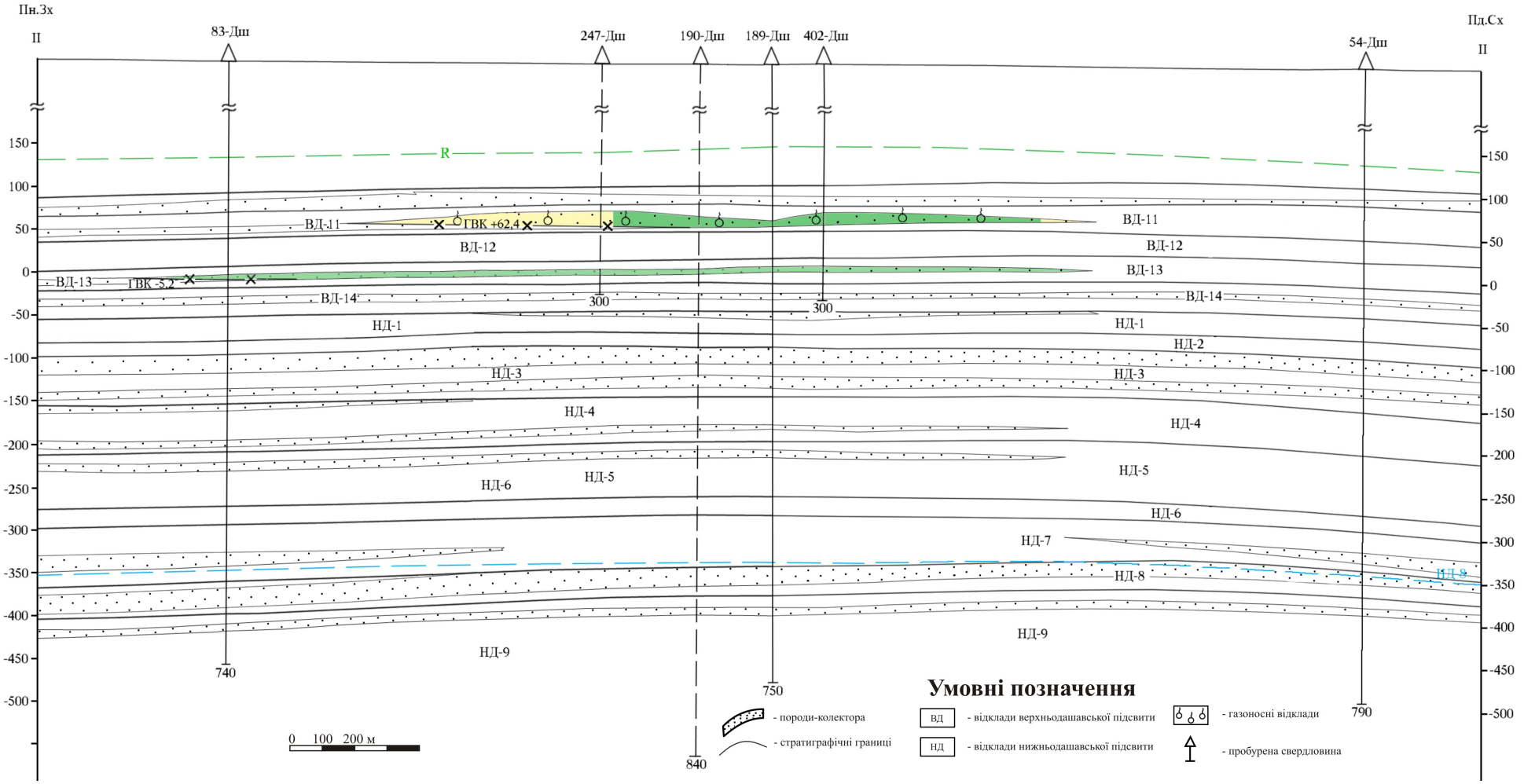

Рисунок 1.3 - Геологічний розріз по лінії І-І

1.4 Постановка геологічного завдання

Дашавське газове родовище це найстаріше родовище, що розташоване у Більче-Волицькій зоні. Дане родовище відкрите ще у 1912 році, а в промисловій розробці перебувало з 1924 по 1987 роки. Із 1974 року на основі виснажених покладів продуктивних горизонтів НД-8-9 створено підземне сховище газу. Однак поклади газу на родовищах Більче-Волицької зони також виявлені і у верхньодашавських відкладах. Так на Дашавському газовому родовищі поклад газу відкрито у горизонті ВД-13 в результаті створення сітки нагнітально-видобувних, спостережних та контрольно-розвантажувальних свердловин по обслуговуванню ПСГ. Продуктивність горизонту ВД-13 встановлена за результатами буріння, випробування та досліджень свердловин і заключень даних геофізчних досліджень свердловин.

Тому в подальшому з метою пошуку нових газонасичених горизонтів, а також дорозвідки нововиявлених покладів необхідно велику увагу приділяти інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин. В даній роботі нами буде виконана оперативна інтерпретція даних геофізичних досліджень свердловини №607-Дашавська з метою дорозвідки сарматських відкладів та пошуку в них вуглеводнів.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОФІЗИЧНИХ МЕТОДІВ ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН ДАШАВСЬКОГО РОДОВИЩА

2.1 Умови проведення геофізичних досліджень свердловин Дашавського родовища

Умови проведення геофізичних досліджень у свердловинах Дашавського газового родовища визначаються фізичними властивостями промивних рідин (ПР) у свердловинах, діаметром доліт, фізико-механічними властивостями порід-які розбурюються та їх водо- і газонасиченістю. Склад комплексу геофізичних досліджень свердловини (ГДС) зумовлений призначенням свердловин, геолого-геофізичною характеристикою розрізу, який вивчався, та умовами вимірювань. На Дашавському родовищі було пробурено багато пошукових та експлуатаційних свердловин з метою розкриття газоносних порід неогену, представлених глинами, аргілітами, пісковиками та алевролітами. Пласти пісковиків та алевролітів характеризуються різною товщиною і питомим електричним опором. Опір пісковиків в газоносній частині набуває декілька десятків Ом·м, але зате у водоносній частині їх опір досягає одиниць Омм [1].

Промивані рідини (ПР) представлені звичайними глинистими розчинами на водній основі невеликої густини $(1,15\text{-}1,32)\cdot 10^3$ кг/м^3, прісні за своєю мінералізацією. Щодо характеристики пластових вод, то у зв’язку з заляганням горизонту НД-13 на невеликих глибинах (258-315 м) і відсутністю досліджень на цих глибинах продуктивних горизонтів для оцінки питомого опору пластових вод використаний метод потенціалів самочинної поляризації (ПС) [1].

Конструкції свердловин, незалежно від їх категорії, були однотипними з деякими відхиленнями [1]:

– напрямлена діаметром 457,2 мм – 406,4 мм – до глибини 5-11 м ;

– кондуктор діаметром 349,2-254,0 мм – до глибини 100-149 м;

– технічна колона діаметром 248,0-203,2 мм – до глибини 221- 300 м.

Розкриття гірських порід проводилось долотами діаметром 0,245 м.

2.2 Технологія та апаратура геофізичних досліджень свердловин Дашавського родовища

Враховуючи геологічну будову розрізу, технологію проводки свердловин та забезпеченість апаратурою, у свердловинах Дашавського газового родовища проводились такі методи [1] (рис. 2.2):

– стандартний електрокаротаж;

– бокове каротажне зондування (БКЗ);

– мікрокаротаж (МК) та боковий мікрокаротаж (БМК);

– боковий каротаж (БК);

– індукційний каротаж (ІК);

– радіоактивний каротаж (РК) у різних модифікаціях: гамма-каротаж (ГК), нейтронний гамма-каротаж (НГК);

– термометрія свердловин.

– резистивиметрія.

Робота за контролем технічного стану стовбура свердловини, обсадної колони і розкриттям колекторів проводилася методами:

– кавернометрія і профілеметрія;

– термометрія із метою виявлення висоти цементного кільця за колоною;

– інклінометрія;

– перфорація і прострілювально-вибухові роботи.

– інші методи з метою вивчення технічного стану колони і визначення інтервалів перфорації.

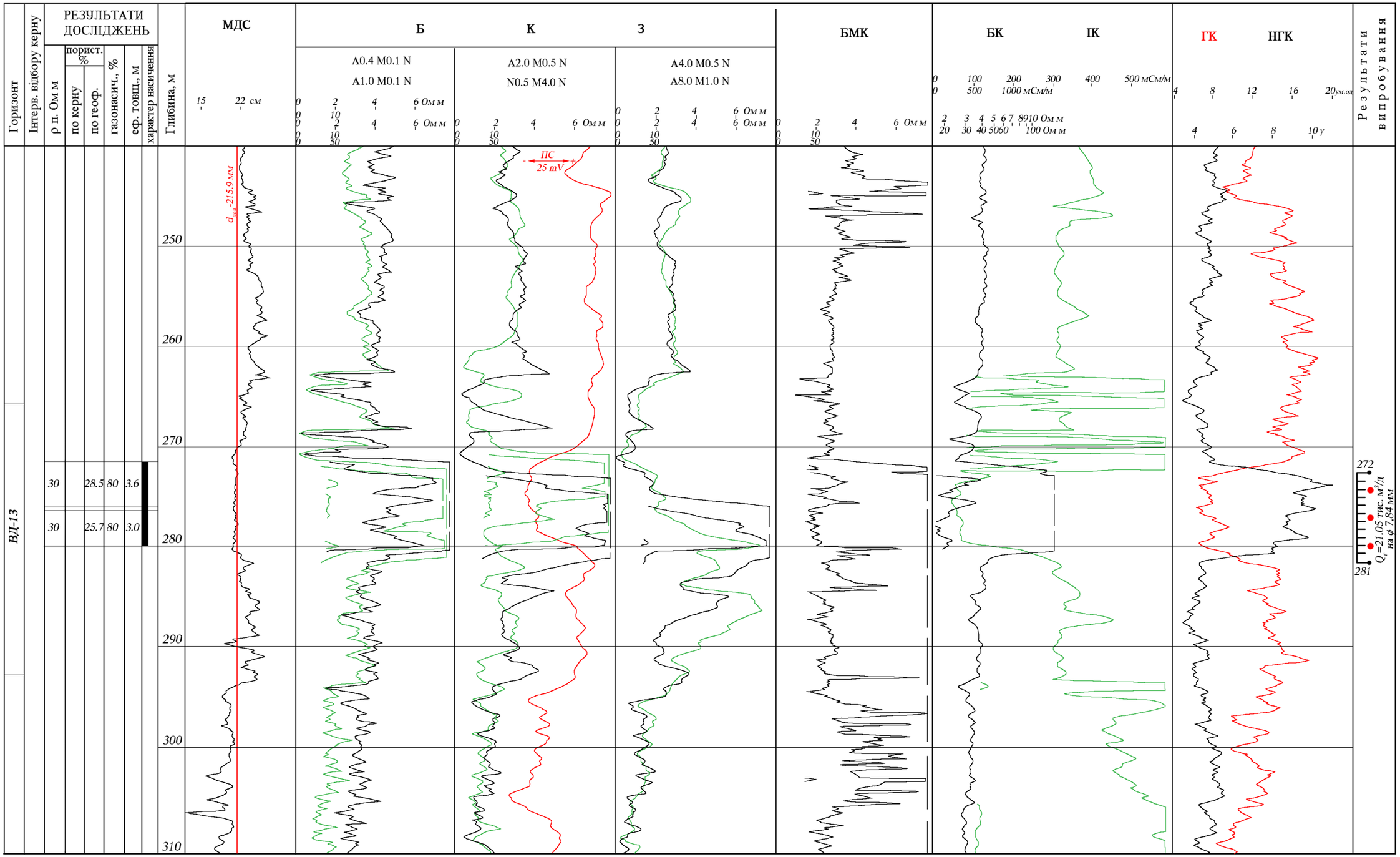

Рисунок 2.1 – Комплекс методів ГДС, виконаний у свердловині №246-Дашава

Стандартний каротаж виконувався градієнт- і потенціал-зондами з записом кривої самочинної поляризації (ПС). Розмір потенціал-зонда становив АМ=0.5м (А0.5М8.0N), АМ=0.25 м (В2.5А0.25М), а градієнт-зонда – АО=2.25м (А2.0М0.5N), АО=2.62 м (М2.5А0.25В). Криві стандартного каротажу записувались в аналоговій формі. Масштаб запису – 1.0 Ом·м/см. Масштаб кривої ПС – 5, 12,5 мВ/см в залежності від мінералізації ПР [1].

Бокове каротажне зондування (БКЗ) проводилося у розрізі продуктивних відкладів градієнт-зондами: А0.5М0.1N (А0.4М0.1N); А1.0М0.1N; А2.0М0.5N (А2.25М0.25N); А4.0М0.5N; А8.0М1.0N і покрівельним градієнт-зондом: N0.5M2.0A. Крива ПС записувалась під час окремого спуску приладу. Криві БКЗ записувались в аналоговій формі. Масштаб запису кривих градієнт-зондів – 1,0 Ом·м/см. Продуктивний горизонт охоплений кривими БКЗ в усіх свердловинах [1].

Мікрокаротаж (МК) проводився з метою виділення колекторів і оцінки питомого опору промитої зони пластів. Криві реєструвались в аналоговій формі. Масштаби запису кривих – 1.0 Ом·м/см. Методом МК досліджені такі свердловини №№ 83, 149, 150, 153-Дашавські.

Боковий каротаж (БК) проводився триелектродним зондом БК-3, апаратурою типу ТБК з метою визначення питомого опору пластів і коефіцієнта збільшення опору. Криві БК реєструвались в аналоговій формі у масштабі глибин 1:200. Методом БК досліджені всі свердловини.

Боковий мікрокаротаж (БМК) проводився апаратурою КМБК–3 м з метою визначення питомого електричного опору промитої зони пластів. Запис кривих проводився в аналоговій формі. Масштаб запису – 1.0 Ом·м/см. Методом БМК досліджені такі свердловини №№ 83, 150, 153, 187, 230, 241, 246, 247-Дашавські та 402-Б.Волиця[1].

Індукційний каротаж (ІК) проводився апаратурою АІК-5 з метою визначення питомого опору пластів. Одиниці провідності – мСм/м. Методом ІК досліджені всі свердловини за вийнятком свердловин №№158, 241, 247–Дашавські.

Гамма-каротаж (ГК) 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 вимірюванням у відкритому стовбурі свердловини. Запис кривих ГК виконувався різною апаратурою (ДРСТ, НГГК, СРК та ін.). Одиниці вимірювання гамма-поля – мкр/год. Швидкість запису становила 200–980 м/год. Методом гамма-каротажу охоплені всі види свердловини. Криві записувались в масштабі глибин 1:500 і 1:200 [1].

Нейтронний гамма-каротаж (НГК) записувався для літологічного розчленування розрізу і відбивки ГВК. Метод НГК проводився у відкритому стовбурі свердловини. За фізичну одиницю приймалась умовна одиниця. Метод НГК виконувався апаратурою НГГК, ДРСТ, СРК. Довжина – 0,6 м. Швидкість запису – 200–980 м/год. Масштаб кривої – 0.1 ум.од/см. Крива НГК реєструвалась одночасно з кривою ГК. В якості джерела нейтронів застосовувалась суміш полонію з берилієм. Метод НГК проведений в усіх свердловинах [1].

З інших видів каротажу проводилась термометрія свердловин, визначена температура по покладу, а в свердловині 402–Більче-Волиця проведені методи ІННК і АК.

Криві акустичного каротажу записувались з метою визначення пористості колекторів. Реєстрація кривих часу (T_1, T_2, ΔT) проводилась апаратурою СПАК-8 (зонд $B_2 0.4 B_1 1.2 П$). Криві T_1 і T_2 реєструвались в масштабі 50 мкс/м/см, крива ΔT – 25 мкс/м/см. Швидкість запису 1100-1200 м/год.

Висновок

Методи ГДСЯ. які проводивсь у свердловинах Дашавського родовища виконані практично у повному обсязі від запланованого і дають змогу із доволі високою достовірністю вирішити поставлені перед ними задачі.

3 МЕТОДИКА ОБРОБКИ ТА ІНТЕРПРЕТАЦІЇ ДАНИХ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН ДАШАВСЬКОГО РОДОВИЩА

3.1 Петрофізичні моделі, які покладені в основу виділення порід-колекторів та визначення їх підрахункових параметрів

До колекторів продуктивного горизонту ВД-13 на даній площі віднесені піщанисті породи, які залягають на невеликих глибинах (250–310 м) і за умовами утворення відносяться до порід теригенного типу.

Виділення колекторів даного горизонту проводилось з використанням встановлених прямих і непрямих якісних ознак і кількісних критеріїв.

Достовірність оцінки пористості пластів-колекторів, одного із основних підрахункових параметрів, в значній мірі залежить від обґрунтування петрофізичних зв’язків, які використовуються під час інтерпретації даних ГДС. При сучасному рівні техніки і методики обробки матеріалів ГДС підвищенню достовірності підрахункових параметрів сприяють кореляційні зв’язки між окремими петрофізичними і геофізичними параметрами, які встановлені для кожного типу порід-колекторів газового родовища. На превеликий жаль, кернового матеріалу не збереглося, або його зовсім не відбирали для горизонтів не глибокого залягання, а, отже, для обґрунтування петрофізичних характеристик нами використані залежності для сарматських відкладів на сусідніх розвідувальних площах [1].

Для сарматських відкладів Летнянського газового родовища, які за літолого-петрофізичною особливістю є досить подібні до відкладів верхньодашавського горизонту ВД-13 Дашавського газового родовища., в лабораторії петрофізичних досліджень на керновому матеріалі з врахуванням глибинних умов залягання встановлені такі петрофізичні зв’язки [1]:

$$P = 0{,}585 \cdot K_{п}^{-2{,}2}; \qquad r = -\,0{,}9 \qquad (3.1)$$

$$\Delta T = 186 + 5{,}187 \cdot К_{п}; \qquad r = 0{,}91 \qquad (3.2)$$

$$Р_{н} = 1{,}038 \cdot К_{в}^{-1{,}782}; \qquad r = -\ 0{,}97 \qquad (3.3)$$

$$К_{в.зв} = 125 \cdot e^{-0{,}0727 \cdot К_{п}}; \qquad r = -0{,}94 \qquad (3.4)$$

де Р – параметр пористості;

$К_{п}$ – коефіцієнт відкритої пористості, %;

ΔT – інтервальний час, мкс/м ;

$Р_{н}$ – параметр насичення;

$К_{в.\,зв.}$ – коефіцієнт залишкової водонасичення, %;

r – коефіцієнт парної кореляції.

Графіки рівнянь (3.1-3.4) представлені на рисунках 3.1-3.4.

Слід зазначити, що залежність (3.1) між відносним опором і пористістю збігається із залежністю, встановленою для слабозцементованих пісковиків і представлена на номограмі Б.Ю. Вендельштейна [1]. Одним з важливих питань на даній площі є питання визначення коефіцієнта газонасиченості за даними метода опору. Для відкладів сармату рекомендується залежність (3.3), встановлена на зразках порід у камері при встановленому тиску з одноразовим визначенням залишкової водононасиченості і питомого опору.

Для порівняння величин $К_{г}$, одержаних за даними опору з використанням залежності (3.1) і (3.3), нами проводилась оцінка газонасиченості виділених колекторів в продуктивній частині розрізу з використанням залежності встановленої між $К_{п}$ і $К_{в.зв.}$ для відкладів сармату (3.4). Отже, використавши цю залежність (3.1), (3.2), (3.3) за величиною $К_{в.зв.}$ і $К_{п}$ для колекторів у контурі газонасиченості розраховується $К_{п.\,еф.}$ за формулою [1]:

$$К_{п.еф} = K_{п}(1 - K_{в.зв}) \qquad (3.5)$$

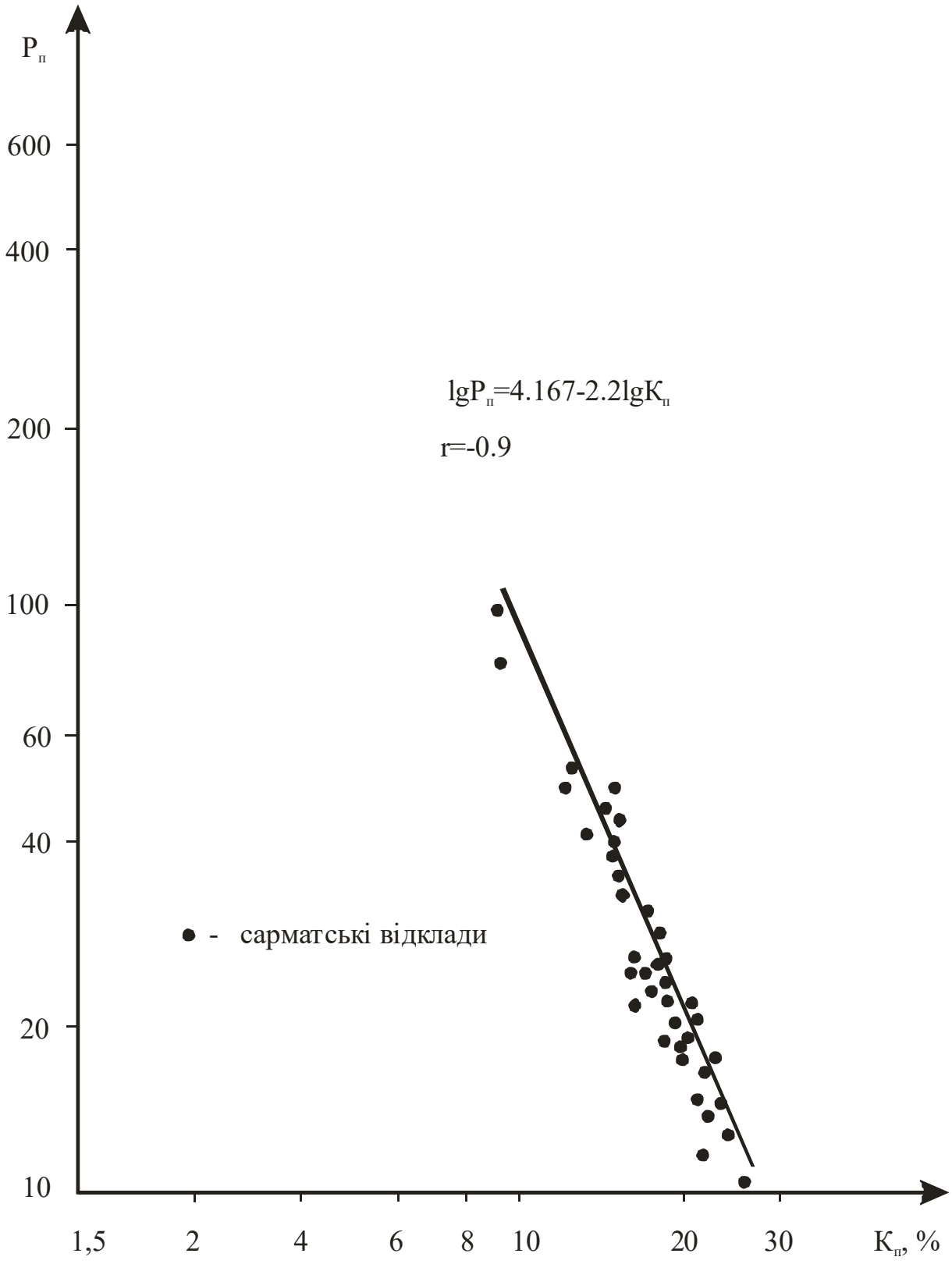

Рисунок 3.1 – Графік залежності Р=*f*(Кп) для відкладів сармату Летнянського газового родовища

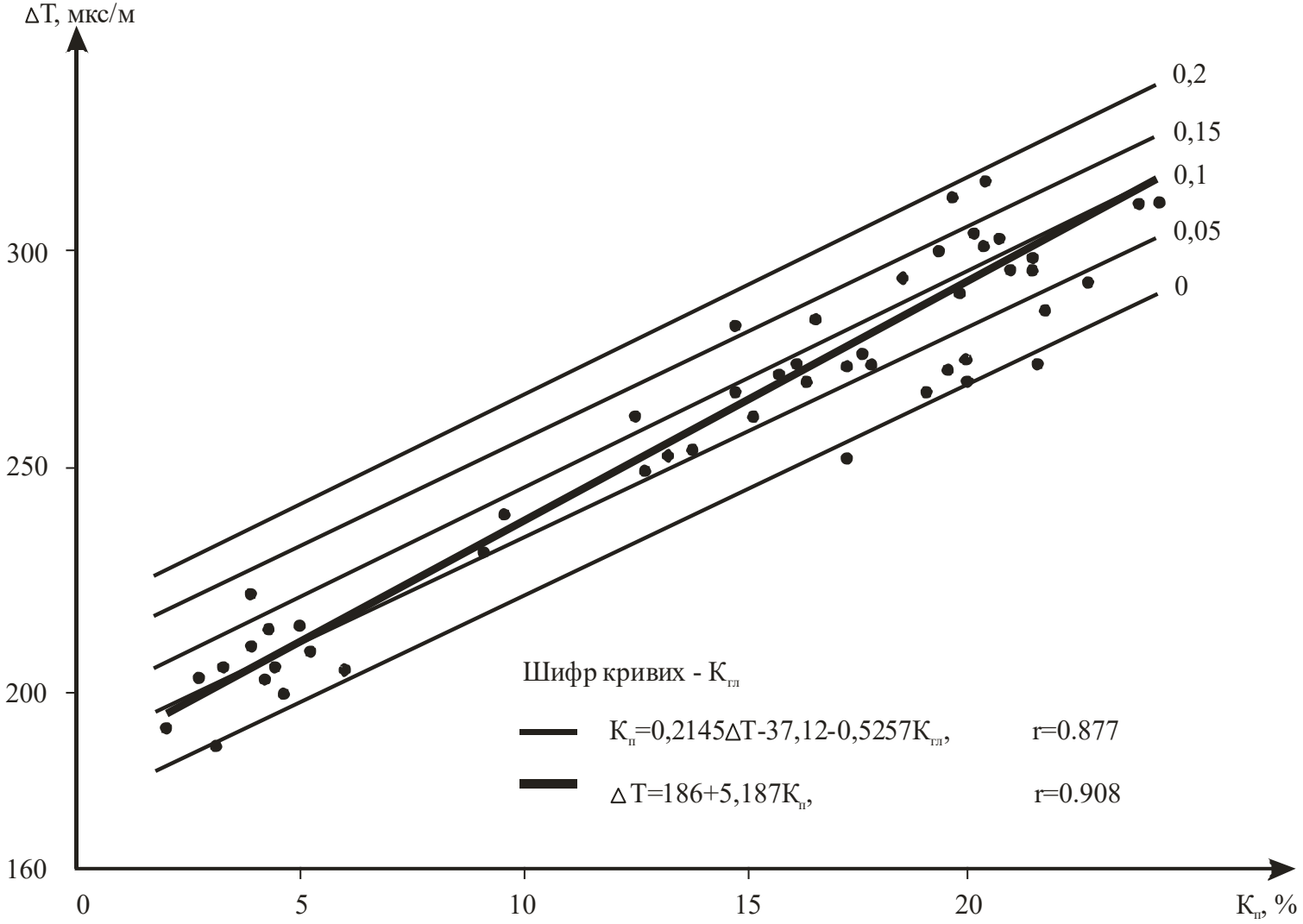

Рисунок 3.1 – Графік залежності $\Delta T = f(К_п, К_{гл})$ для відкладів сармату Летнянського газового родовища

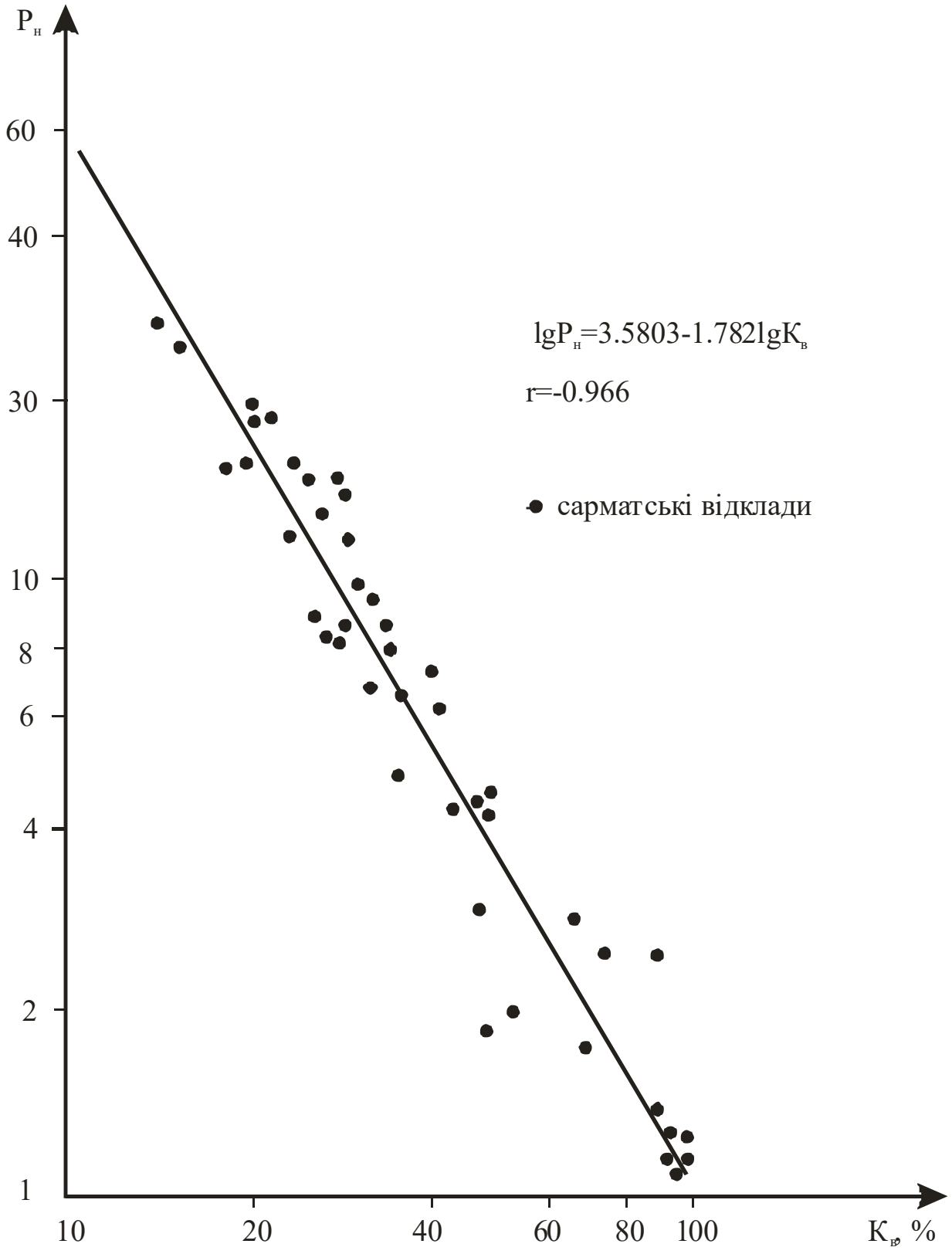

Рисунок 3.3 – Графік залежності $Р_н=f(К_в)$ для відкладів сармату Летнянсьеого газового родовища

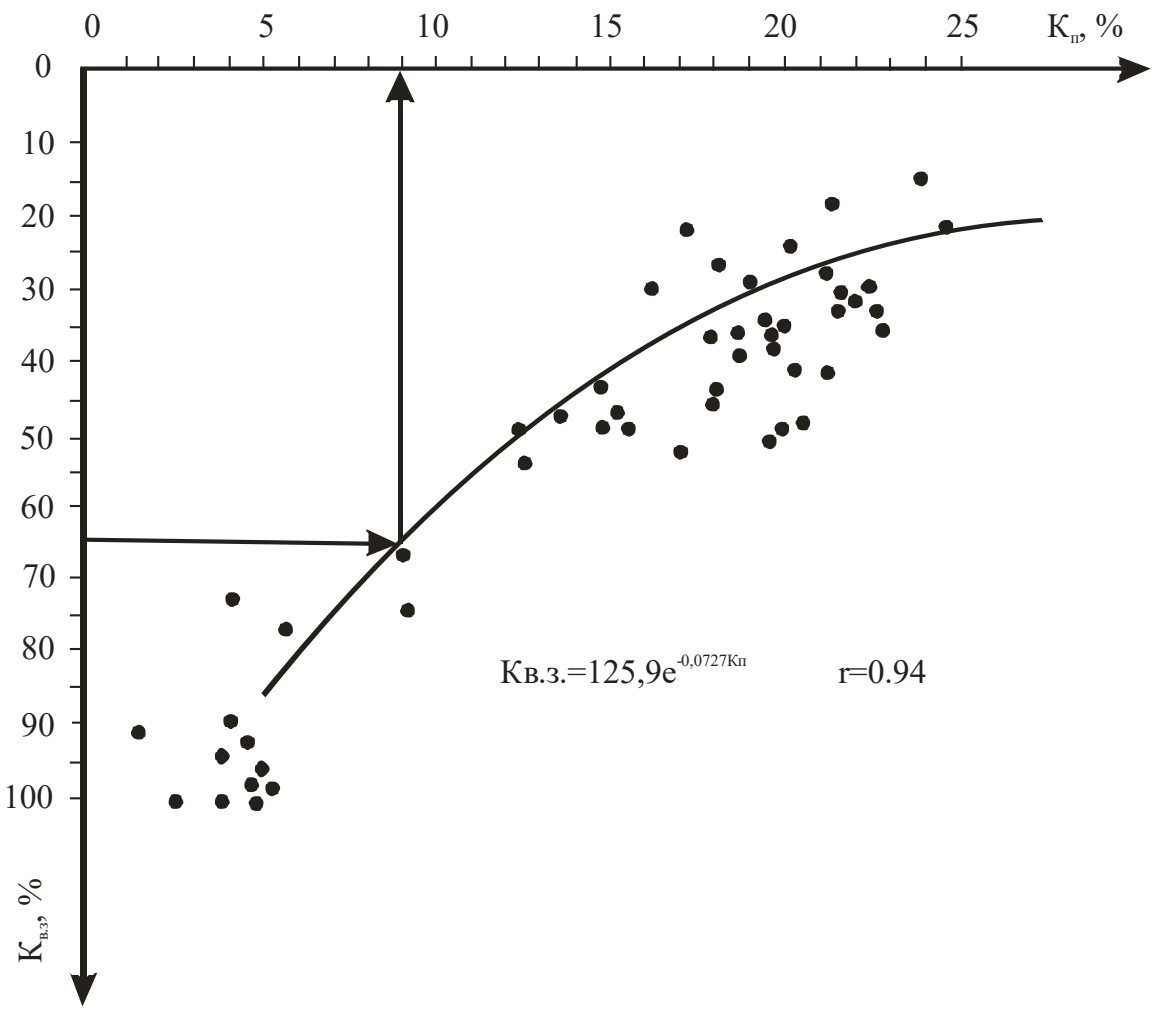

Рисунок 3.4 – Графік залежності $К_{в.з.}=f(К_п)$ для відкладів сармату Летнянського родовища

Звідси ми визначаємо максимально можливе значення $К_{г.мм}$ за формулою:

$$К_{г.мм} = K_{п.еф} / K_п = 1 - K_{в.зв} \quad (3.6)$$

3.2 Виділення колекторів та визначення їх ефективних товщин

Порові теригенні колектори характеризуються найбільш стійкими ознаками. Для них характерні кількісні критерії, які розділяють колектори і непроникні породи за проникністю, пористістю і деякими геофізичними характеристиками [2, 3]. Наявність чітко визначених якісних ознак і кількісних критеріїв полегшує виділення порових колекторів, які розбурюються на прісних розчинах ($\rho_с \geq 0{,}3$ Омм).

Прямі якісні ознаки порового колектора обумовлені проникненням у пластифільтрату промивальної рідини, що спричиняє формування глинистої або шламової кірок на стінках свердловини і зони проникнення фільтрату у породі. При розбурюванні теригенних колекторів на прісному глинистому розчині ознаками проникнення служать [2, 3]:

а) звуження діаметра свердловини на кривій кавернометрії і профілеметрії;

б) радіальний градієнт опорів заміряних, зондами з різною глибинністю досліджень – мікрокаротажу (МК), бокового мікрокаротажу (БМК) та індукційного каротажу (ІК), бокового каротажного зондування (БКЗ) і комплексу бокового каротажу (БК).

Непрямі якісні ознаки колекторів:

а) аномалії на кривій ПС при невисокій відносній глинистості ($\eta_{гл}$<0,4-0,5);

б) аномалії амплітуд ПС мають від’ємний знак, якщо $\rho_с > \rho_в$;

в) низькі покази гама-активності на кривих гама-каротажу.

Для визначення питомого опору пластів використовувались палетки

БКЗ і ЕКЗ. Для тонких пластів (h≤4 м) питомий опір визначався також за даними БК. Для розрахунку параметра насиченості $P_н$ для тонких пластів використовувались величини $\rho_п$, визначені цими методами.

В досліджуваному розрізі породи-колектори відрізняються від неколекторів значеннями фільтраційно-ємнісних властивостей, а відповідно значеннями геофізичних характеристик, які відображають пористість ($\Delta T^{гр.}$, $I_{n\gamma}^{гр}$) і глинистості ($\alpha_{пс}^{гр.}$, $I_{\gamma}^{гр}$) порід.

Згідно роботи [2, 3] одним з петрофізичних способів встановлення граничних значень може послужити зіставлення коефіцієнтів пористості з залишковою водонасиченістю $К_{в.зв.}$ гідрофільного колектора. За величиною $К_{в.зв}$ розраховують коефіцієнт ефективної пористості $К_{п.еф.}$ (3.5), що характеризує частку об'єму пор, яку можуть займати вуглеводні. Значення $К_п$, яке відповідає $К_{в.зв.}=1$ або $К_{п.еф.}=0$, можна приймати за $К_{п.гр.}$. Воно є нижнім граничним значенням пористості для гідрофільного міжзернового колектора, оскільки при $К_п=К_{п.гр.}$ гідрофільна порода не містить вуглеводнів. Однак при виділенні промислово-продуктивних колекторів для підрахунку запасів і проектування розробки покладу потрібно користуватись критерієм визначення $К_{п.гр.}$, який відповідає значенню $К_{в.зв.}=К_в–К_{гз}$ (де $К_{гз}$ – коефіцієнт залишкового газонасичення).

Дослідження відносної фазової проникності по воді і газу при двофазній фільтрації (вода + газ) в колекторах з рівною проникністю показує, що зі зменшенням $К_{пр.}$ коефіцієнт $К_{в.зв.}$, який характеризує наявність зв'язаної води у породі, закономірно зростає, звужуючи область двофазної фільтрації тоді як межа, що характеризується значенням $К_в=К_в^{**}$ для різних колекторів, практично не переміщується зі зменшенням $К_{пр.}$ і відповідає діапазону $К_в^{**}=0,7-0,85$ [4, 5] в різних колекторах. Таким чином, значення $К_в^{**}=1-К_{гз}$ у першому наближенні можна прийняти сталим і воно окреслює діапазон $К_{в.зв}< К_в <1$, для якого рух газу у порах неможливий. При цій умові порода з $К_{в.зв.}≥К_{в.}^{**}$, яка вміщує газ в об'ємі пор $К_п(1-К_{в.зв.})$ не дає припливу пластового

флюїду під час випробування.

Для продуктивних відкладів Дашавського газового родовища (ВД-13) нами використані залежності зв'язку $К_{в.зв}=f(К_п)$, встановлені для сарматських відкладів, які представлені рівняннями (3.4). Отже, для сарматських відкладів при граничному значені $К_{в.зв.}^{гр.}=65$ %, $К_{п.гр}$ становить 9 %. При таких граничних значеннях $К_{пр.ф}^{гр.}=0{,}272\cdot10^{3}$мкм^2 [1].

Мінімальна товщина прошарків в інтервалі виділених пластів приймалась 0,4 м.

3.3 Визначення коефіцієнтів пористості порід-колекторів

Петрофізичною основою визначення коефіцієнтів пористості колекторів за даними ГДС служать кореляційні залежності типу "керн-керн", "керн-геофізика", між пористістю $К_п$ і геофізичними характеристиками: Р, ΔT, $\Delta I_{n\gamma}$, $\alpha_{пс}$ та інші. Як вказувалось у попередніх розділах, відбір керну в інтервалі відкладів горизонту ВД-13 не проводився. Отже, нами використовувались петрофізичні параметри, встановлені на керновому матеріалі сусідніх площ для відкладів нижнього сармату в розрізах горизонтів верхньої і нижньої дашавських підсвіт, які за літолого-петрофізичною характеристикою є близькими до тих, які вивчаються нами в інтервалі верхньодашавської підсвіти Дашавського газового родовища [1].

3.3.1 Визначення коефіцієнтів пористості за даними методу опору. Відносний опір Р для газоносних колекторів визначався за формулою [6, 7]:

$$P=\frac{\rho_{пз}}{\rho_{ф}\cdot П_{п}\cdot P_{нз}}, \qquad (3.7)$$

де $\rho_{пз}$, $\rho_{ф}$ – питомий електричний опір промитої зони і фільтрату промивної рідини, Ом·м;

$П_п$ – поправка за поверхневу провідність;

$Р_{нз}$ – параметр залишкового газонасичення у промитій зоні. Для водоносного пласта $Р_{нз}$ приймається рівним одиниці.

Параметр $Р_{нз}$ визначався за формулою **[6, 7]**:

$$P_{нз} = \frac{1}{\left(1 - K_{гз}\right)^2}, \tag{3.8}$$

де $К_{гз}$ – коефіцієнт залишкової газонасиченості в промитій зоні. Для колекторів даного родовища $К_{гз}$=0,3.

При відсутності БМК для визначення відносного опору використовувались дані питомого опору зони проникнення.

Відносний опір визначався за формулою [6, 7]:

$$P = \frac{\rho_{зп}}{\rho_{фв} \cdot П_{п} \cdot P_{нз}}, \tag{3.9}$$

де $\rho_{зп}$, $\rho_{фв}$ – питомий електричний опір зони проникнення і суміші фільтрату промивної рідини з водою, Омм; всі інші параметри такі ж, як у попередній формулі.

3.3.2 Визначення коефіцієнтів пористості за даними акустичного каротажу. Коефіцієнти пористості за даними АК розраховувались за рівнянням. Як вказувалось у попередньому розділі, залежність $\Delta T = f(К_{п})$ була встановлена для нижньосарматських відкладів Дашавського газового родовища. Для визначення $К_{п}$ за даними АК також застосовувались рівняння середнього часу з врахуванням глинистості [6, 7]:

$$K_{п} = \frac{\Delta T_{пл} - \Delta T_{ск}}{\Delta T_{р} - \Delta T_{ск}} - K_{гл} \frac{\Delta T_{гл} - \Delta T_{ск}}{\Delta T_{р} - \Delta T_{ск}}, \tag{3.10}$$

де $\Delta T_{пл.}$, $\Delta T_{гл}$, $\Delta T_{ск}$, $\Delta T_{р}$ – відповідно інтервальний час в пласті, в глинах, скелеті та рідині;

$К_{гл}$ – коефіцієнт об’ємної глинистості.

3.3.3 Визначення коефіцієнтів пористості за даними метода самочинної поляризації (ПС). Підвищення точності визначення підрахункових параметрів за даними геофізичних досліджень свердловин вимагає одержання достовірності інформації про колекторські властивості пластів. Оцінка пористості по кривій ПС можлива для теригенних колекторі з глинистим цементом розсіяного типу. Наявність у колекторів інших цементів (залізистого, карбонатного та ін.) не є перешкодою, якщо їх кількість у порівнянні з глинистим є невеликою.

Кореляційний зв'язок відносної амплітуди з $К_п$ отримують, зіставляючи ці параметри у пластах, для яких є визначення $К_п$ іншими методами ГДС. Для побудови залежність $\alpha_{пс}$ і $К_п$ для теригенних відкладів Дашавського газового родовища кернові визначення пористості відсутні, отже ми використали залежність $\alpha_{ПС}=f(К_п)$, побудовану для аналогічних відкладів на Мединицькому газовому родовищі. Вигляд цієї залежності такий [1]:

$$K_п = 25{,}2 \cdot \alpha_{ПС} + 4{,}74 . \qquad (3.11)$$

У розрізах свердловин, де відсутні пласти з максимальною пористістю, що дорівнює 29.94 % і більше, за опорний пласт вибирається такий, амплітуда $\Delta U_{пс}$ якого є найбільшою у розрізі свердловин, але з пористістю меншою, ніж в опорному пласті іншої свердловини, пористість якого є максимальною на даній площі. Отже, для визначення відносних амплітуд у свердловинах з неоднаковою пористістю в опорних пластах слід застосовувати коефіцієнт $К = К_{п.оп} / 29.94$, де $К_{п.оп}$ – коефіцієнт пористості опорних пластів у свердловинах з нижчими фільтраційно-ємкісними властивостями. Формула набуває такого вигляду [1]:

$$K_п = 25{,}2 \cdot \alpha_{ПС} K + 4{,}74 . \qquad (3.12)$$

Спостерігаються випадки, коли у розрізі є пласти, пористість яких перевищує вказану величину $К_{пmax}=29{,}94$ %. Для таких пластів коефіцієнт

пористості слід визначити іншими методами, оскільки в таких пластах статична величина потенціалу ПС є сталою величиною і залежатиме не від пористості, а від співвідношення $\frac{\rho_ф}{\rho_в}$. В таких пластах значення пористості контролюється не тільки глинистістю (а вона може бути відсутня), а і ступенем відсортованості мінеральних зерен.

При наявності методу АК одержані величини $К_п$ за даними цього методу і ПС порівнювались і при незначних розбіжностях приймались як середні. При більш значних розбіжностях перевагу надавали методу АК. У випадку відсутності АК пористість визначали за даними опору і ПС.

3.4 Визначення коефіцієнта газонасичення

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

$$К_в = К_{в.зв} + К_{в.рух}. \quad (3.13)$$

Для гідрофільних колекторів справедлива рівність:

$$К_г + К_в = 1. \quad (3.14)$$

Це співвідношення використано нами для визначення $К_г$ через $К_в$. В зоні максимальної газонасиченості рухома вода відсутня і $К_в=К_{в.зв.}$

Коефіцієнт водонасиченості породи визначався за даними електричних (БКЗ, БК) і електромагнітних (ІК) видів ГДС. Визначення коефіцієнтів

газонасиченості за даними електричних методів опору основане на експериментально одержаних залежностях між електричним опором, пористістю і водонасиченістю порід [1]:

$$P = a \cdot K_п^{-m}, \tag{3.15}$$

$$P_н = a_н \cdot K_в^{-n}, \tag{3.16}$$

де $P = \frac{\rho_{пв}}{\rho_в}$ – параметр пористсоті;

$P_н = \frac{\rho_п}{\rho_{пв}}$ $P_н = \rho_п/\rho_{пв}$ – параметр насичення;

$\rho_п$, $\rho_{пв}$, $\rho_в$ – відповідно питомий електричний опір гірської породи при її фактичній насиченості флюїдами (тобто газом), цієї ж породи при 100 % водонасиченні і пластової води;

a і $a_н$ – константи, значення яких із формул (3.1) і (3.3) відповідно дорівнюють:

a=0,6595 та $a_н$=0,93;

m – показник, значення якого визначається структурою порового простору і відповідно до формули (3.1), m=1,9194;

n – показник, значення якого визначається змочувальністю і глинистістю порід; для даного типу порід за формулою (3.3) n=1,8747.

Для розрахунків величин питомого електричного опору пластів при 100 % насиченості водою $\rho_{пв}$ приймались значення $\rho_в$=0,2 Омм. Розрахунки коефіцієнтів збільшення опору здійснювались за формулою:

$$P_н = \frac{\rho_п}{P \cdot \rho_в}. \tag{3.17}$$

Ця методика визначення коефіцієнтів газонасиченості по даним методу питомого електричного опору є придатною для порід-колекторів горизонту

ВД-13 при умові застосування обґрунтування залежностей. Отримані величини $К_в$ порівнювались із такими, які вираховувались по залежності $К_{в.з.}=f(К_п)$. Якщо $К_{г.ρп} \leq К_{гКп}$, то по величині $К_г$ визначались значення $К_{г.ρп}$. У випадку, коли $К_{гρп}>К_{гКп}$, за величину $К_г$ приймались значення $К_{гКп}$. Причиною розбіжностей $К_{гρп}$ і $К_{гКп}$ у першу чергу пояснюється неадекватністю фізико-літологічних особливостей породи-колектора вибраній петрогеологічній моделі досліджуваних гірських порід. Є ще й інші причини невідповідності моделі вибраного об’єкту до літолого-геологічних особливостей розрізу свердловин і одним з таких, є мікро неоднорідність колекторів.

Висновок

Встановлені залежності параметра пористості від коефіцієнта пористості, інтервального часу від коефіцієнта пористості, параметра насичення від коефіцієнта водонасичення, коефіцієнта залишкового водонасичення від коефіцієнта пористості характеризуються високими коефіцієнтами кореляції (-0,9; 0,91; -0,97; -0,94) і дають можливість із високою достовірністю виділити породи-колектора та визначити їх підрахункові параметри.

4 ОПЕРАТИВНА ІНТЕРПРЕТАЦІЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИНИ №607-ДАШАВСЬКА

Під оперативною інтерпретацією даних ГДС розуміють видачу висновків про наявність в розрізі пробуреної свердловини пластів-колекторів, характер їх насичення, а також рекомендації щодо їх випробування. Відмінна особливість оперативної інтерпретації полягає у тому, що її проводять на усіх етапах розвідки нафтових і газових родовищ, в тому числі і вперше пробурених на площі свердловинах, тоді коли ще немає достовірних матеріалів для зіставлення геологічних даних і результатів ГДС. За результатами оперативної інтерпретації приймають рішення про продовження буріння, спуск обсадної колони таі інтервал її цементажу, проведення додаткових досліджень тощо. Комплексну обробку та інтепретацію даних усіх методів ГДС по геологічному розрізу однієї свердловини із видачею найбільш достовірних даних (літологічної колонки, характеру насичення пластів-колекторів, колекторських властивостей тощо при автоматизованій інтерпретації стали називати оперативною інтерпретацією.

4.1 Виділення порід-колекторів та визначення їх підрахункових параметрів за даними ГДС у свердловині №607-Дашавська

Свердловина №607-Дашавіська пробурена на Дашавськомугазовому родовищі з метою розвідки та пошуків покладів газових у відкладах сармату, проектною глибиною 500 м (горизонт НД-5). Дана свердловина відноситься до категорії розвідувальних. Фактичних вибій свердловини №607-дашавська знаходиться на глибині 500 м у сарматських відкладах (горизонту НД-5).

На основі міжсвердловинної кореляції виконано літолого-стратиграфічне розчленування розкритого бурінням геологічного розрізу свердловини №607-Дашаваська (табл. 4.1).

Таблиця 4.1 – Результати літолого-стратиграфічного розчленування розкритого бурінням геологічного розрізу свердловини №607-Дашаваська

Інтервал, м		Вік	Горизонт
0	87	N_1sm	ВД-9
87	189	N_1sm	ВД-10
189	231	N_1sm	ВД-11
231	251	N_1sm	ВД-12
251	284	N_1sm	ВД-13
284	303	N_1sm	ВД-14
303	338	N_1sm	НД-1
338	363	N_1sm	НД-2
363	424	N_1sm	НД-3
424	471	N_1sm	НД-4
471	вибій	N_1sm	НД-5

Для кореляції досліджуваного геологічного розрізу свердловини №607-Дашавська були використані дані по раніше пробурених свердловинах №155, 156, 157, 179, 45 Дашавського родовища. Згідно з геолого-технологічним нарядом (ГТН) у свердловині №607-Дашавська виконані дослідження стандартними геофізичними методами (табл. 4.2). Детальні дослідження виконані в інтервалі 50-500 м. Сама свердловина пробурена без ускладнень технічного порядку, які б впливали на якість геофізичних досліджень. Щодо конструкції досліджуваної свердловини, то вона теж є типовою для газових свердловин Більче-Волицької зони (табл. 4.3)

Для уточнення літологічної характеристики пластів та виявлення газонасиченості порід-колекторів відбір керну свердлячим керновідбірником та відбір проб пластових флюїдів приладами на кабелі не проводились. Також не проводились дослідження у свердловині за допомогою випробовувачів пластів на трубах (ВПТ).

Обробка та інтерпретація геофізичних досліджень виконувалась за

допомогою автоматизованої системи обробки та інтерпретації даних ГДС «Геопошук». Зведені результати інтерпретації представлені в таблиці 4.4. та рисунку 4.1.

Таблиця 4.1 – Об'єм і кількість виконаних промислово-геофізичних методів у свердловині №607-Дашавська

Геофізичні методи	Інтервал по ГТН	Фактичний інтервал	Масштаб досліджень	Відсоток виконання
Дослідження у відкритому стовбурі				
Стандартний каротаж	20-500	20-500	1:500	100
Профілеметрія	20-500	20-500	1:500	100
ГК, НГК	0-500	0-500	1:500	100
Термометрія	0-500	0-500	1:500	100
Інклінометрія	0-500	0-490	1:500	100
БКЗ	50-500	50-500	1:200	100
БК	50-500	50-500	1:200	100
ІК	50-500	50-500	1:200	100
АК	50-500	50-500	1:200	100
ГК, НГК	0-500	0-500	1:200	100
МБК, МК, МДС	50-500	50-500	1:200	100
Дослідження в колоні				
АКЦ тех. колона	0-50	0-50	1:500	100
АКЦ експл. колона	0-500		1:500	100

Таблиця 4.3 − Конструкція свердловини №607-Дашавська

Діаметр долота, мм	До глибини, м	Діаметр колони, мм	До глибини, м
393.7	20	324	20
295.3	50	245	50
215.9	500	140 х 168	

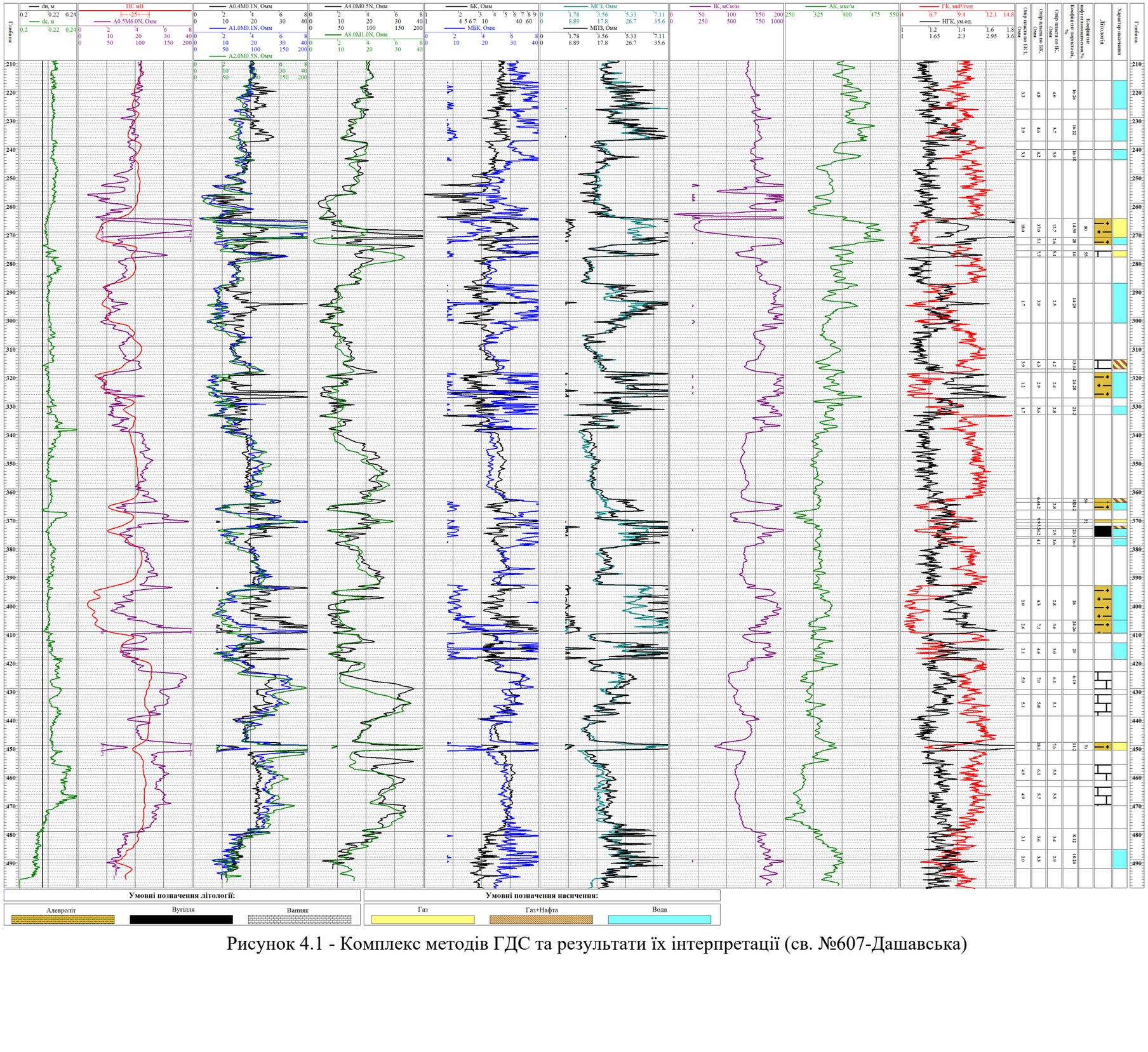

Рисунок 4.1 - Комплекс методів ГДС та результати їх інтерпретації (св. №607-Дашавська)

Таблиця 4.4 – Результати інтерпретації ГДС проведених у розвідувальній свердловині № 607-Дашавська

NN	Горизонт	Інтервал, м		H, м	$H_{еф}$, М	ρ_c, Омм	d_c, м	$\rho_{зп}^{БКЗ}$, Омм	$\rho_п^{БКЗ}$, Омм	$\rho_п^{БК}$, Омм	$\rho_п^{ІК}$, Омм	$К_п^{АК}$, %	$К_п^{НГК}$, %	$К_г$, %	Літологія	Насичення
1	ВД-9	52.4	60.0	7.6		1.0	0.222		4.2	6.4	5.1	18-20	16-18		Алевроліт	газоводонасичений
2	ВД-9	67.0	73.0	6.0		1.0	0.224		4.6	6.2	5.0	14-16	14-16		Алевроліт	газоводонасичений
3	ВД-10	87.6	90.8	3.2		1.0	0.223	4.0	3.0	4.8	4.0	12	15		Алевроліт	водоносний
4	ВД-10	100.6	110.2	9.6		1.0	0.223	4.7	3.0	4.7	3.9	16	15		Алевроліт	водоносний
5	ВД-10	167.8	168.8	1.0		1.0	0.223			6.0	4.3	24	22		Пісковик	водоносний
6	ВД-10	176.0	180.0	4.0		1.0	0.222	6.4	3.2	6.0	4.2	~30	28		Пісковик	водоносний
7	ВД-10	182.2	186.6	4.4		1.0	0.221	7.0	3.0	6.4	4.3	~30	~30		Пісковик	водоносний
8	ВД-11	217.0	227.0	10.0		1.0	0.221	5.4	3.3	4.8	4.0	18-26	16-23		Алевроліт піщан.	водоносний
9	ВД-12	230.6	238.2	7.6		1.0	0.221	4.5	2.9	4.6	3.7	22	16-22		Алевроліт піщан.	водоносний
10	ВД-12	241.2	244.8	3.6		1.0	0.221	5.0	3.1	4.2	3.9	18	16		Алевроліт піщан.	водоносний
11	ВД-13	265.4	272.0	6.6	5.8	1.0	0.216		18.0	37.0	12.7	~30	14	80	Пісковик	газоносний
12	ВД-13	272.0	274.6	2.6		1.0	0.218			5.1	2.6	~30	26		Пісковик	водоносний
13	ВД-13	276.6	278.8	2.2	1.8	1.0	0.219			7.7	5.1	20	14	55	Алевроліт	газоносний
14	ВД-14	288.0	302.0	14.0		1.0	0.218	5.5	1.7	3.9	2.5	14-20	14-18		Пісковик алеврол.	водоносний
15	НД-1	314.8	318.0	3.2		1.0	0.217		3.9	4.3	4.2	13	14		Алевроліт	газоводонасичений
16	НД-1	319.2	328.2	9.0		1.0	0.219	2.9	1.2	2.9	2.4	28	24-26		Пісковик	водоносний
17	НД-1	331.0	334.0	3.0		1.0	0.220	5.2	1.7	3.6	2.8	22	21		Пісковик алеврол.	водоносний
18	НД-3	363.4	364.8	1.4	0.6	1.0	0.220			6.4	4.7	15	17		Пісковик	газоводонасичений
19	НД-3	364.8	367.4	2.6		1.0	0.218			4.2	2.8	24	26		Пісковик	водоносний
20	НД-3	370.8	371.8	1.0	1.0	1.0	0.222			9.9	5.4	16	18	52	Пісковик	газоносний
21	НД-3	373.0	374.0	1.0		1.0	0.219			3.5	3.3	18	20		Пісковик гл.	газоводонасичений
22	НД-3	374.0	376.8	2.8		1.0	0.218			4.2	2.9	23	24		Пісковик гл.	водоносний
23	НД-3	377.4	380.0	2.6		1.0	0.219			4.1	3.6	16	17		Алевроліт піщан.	водоносний
24	НД-3	394.0	406.0	12.0		1.0	0.218	5.1	2.0	4.3	2.8	26	26		Пісковик	водоносний
25	НД-3	406.0	410.6	4.6		1.0	0.218	8.7	2.6	7.1	3.6	24	26		Пісковик	водоносний
26	НД-3	414.0	419.8	5.8		1.0	0.220	5.9	2.1	4.4	3.0	20	20		Алевроліт піщан.	водоносний
27	НД-4	424.0	430.2	6.2		1.0	0.221		5.9	7.0	6.1	6-9	8-10		Алевроліт ущ.	газонасичений
28	НД-4	432.0	439.6	7.6		1.0	0.221		5.1	5.8	5.1				Алевроліт ущ.	
29	НД-4	448.8	451.6	2.8	1.2	1.0	0.221			18.1	7.6	24	11	70	Пісковик	газоносний
30	НД-4	456.6	462.2	5.6		1.0	0.231		4.9	6.1	5.5				Алевроліт ущ.	
31	НД-4	464.4	471.0	6.6		1.0	0.234		4.9	5.7	5.5				Алевроліт ущ.	
32	НД-5	479.0	486.4	7.4		1.0	0.212	3.8	3.1	3.6	3.4	8-12	8-12		Алевроліт піщан.	водонасичений
33	НД-5	486.4	493.0	6.6		1.0	0.210	4.1	2.0	3.3	2.9	18-24	18-22		Пісковик алеврол.	водоносний

Розкритий розріз верхньодашавської світи представлений відкладами від ВД-9 до ВД-14.

Відклади горизонту ВД-9 розкриті в інтервалі глибин 0-87 м.

Пласти №1-2 виповнені газоводонасиченими алевролітами із питомим електричним опором 4,2-4,6 Омм та хорошими колекторськими властивостями $К_п$=14-20 %.

Відклади горизонту ВД-10 розкрито в інтервалі глибин 87-189 м.

Пласти №3-7 виповнені водоннасиченими алевролітами і пісковиками з питомим електричним опором 3,0-3,2 Омм, різної степені ущільненості, а їх пористість становить 12-30 %.

Відклади горизонту ВД-11 розкрито в інтервалі глибин 189-231 м.

Пласт №8 виповнений водонасиченим піщанистим алевролітом, питомий електричний опір яких становить 3,3 Омм, а пористість 6-26 %.

Відклади горизонту ВД-12 розкрито в інтервалі глибин 231-251 м.

Пласти №9,10 представлені водонасиченими піщанистими алевролітами із питомим електричним опорм 2,9-3,1 Омм, а їх пористість становить 16-22 %.

Відклади горизонту ВД-13 розкрито в інтервалі глибин 251-284 м.

В покрівлі горизонту в інтервалі 265-275 м прослідковується піщаниста пачка, в а у верхній частині (пласт №11) вона літологічно виповнена газонаосним пісковиком із питомим електричним опором 18 Омм, та хорошими колекторськими властивостями ($К_п$≈30 %, $К_г$=80 %). Нижня частина пачки (пласт №12) представлена водонасченим пісковиком із питомим електричним опором 5,1 Омм (по БК) та 2,6 Омм (по ІК), та коефіцієнтом пористості ≈30 %.

Пласт №13 літологічно виповнений газоносним алевролітом із питомим електричним опором 7,7 Омм (по БК) та 5,1 Омм (по ІК), а $К_п$=14-20 %, $К_г$=55 %.

Відклади горизонту ВД-14 розкрито в інтервалі глибин 284-303 м.

Пласт №14 представлений водонасиченим пісковистим алевролітом із

питомими електричним опором 1,7 Омм та пористістю 14-20 %.

Розкритий розріз нижньодашавської світи літологічно представлений пісковисто-алевролітистими пачками із прошарками глин.

Відклади горизонту НД-1 розкрито в інтервалі глибин 303-338 м.

Пласт №15 представлений газоводонасиченим алевролітом із питомим електричним опором 3,9 Омм та погіршеними колекторськими властивостями ($К_п$=13-14 %).

Відклади горизонту НД-2 розкрито в інтервалі глибин 338-363 м, виповнений ущільненими глинисто-алевролітовими відкладами.

Відклади горизонту НД-3 розкрито в інтервалі глибин 363-424 м. В інтервалі 363-380 м виділяється пісковисто-алевролітова пачка. В даному інтервалі виділено дев'ять потенційних пластів-колекторів.

Пласт №18 літологічно виповнений газоводонасиченим пісковиком із $\rho_п^{БК}$=6,4 Омм, $\rho_п^{ІК}$=4,7 Омм та $К_п$=15-17 %.

Пласт №19 літологічно представлений водонасиченим пісковиком із $\rho_п^{БК}$=4,2 Омм, $\rho_п^{ІК}$=2,8 Омм та $К_п$=24-26 %.

Пласт №20 виповнений газоносним пісковиком із $\rho_п^{БК}$=9,9 Омм, $\rho_п^{ІК}$=5,4 Омм, та $К_п$=16-18 %, $К_г$=52 %.

Пласт №21 представлений газоводонасиченим глинистим пісковиком із $\rho_п^{БК}$=3,5 Омм, $\rho_п^{ІК}$=3,3 Омм та $К_п$=18-20 %.

Пласти №22-26 літологічно виповнені водонасиченими пісковиками та алевролітами із питомим електричним опору 2,0-2,1 Омм та різної степені ущільнення ($К_п$=24-26 %).

Відклади горизонту НД-4 розкрито в інтервалі глибин 424-471 м.

Пласт №27 літологічно виповнений газонасиченим алевролітом із питомим електричним опором 5,9 Омм та погіршеними колекторськими властивостями ($К_п$=6-10 %).

Пласт №29 літологічно виповнений газоносним пісковиком із $\rho_п^{БК}$=18,1Омм, $\rho_п^{ІК}$=7,6 Омм, $К_п$=24 % та $К_г$=70 %.

Пласти № 28, 30 та 31 виповнені ущільненими алевролітами.

Відклади горизонту НД-5 розкрито в інтервалі глибин 471 м-вибій.

Пласти №32, 33 літологічно виповнені водоносними та водонасиченими піщанистими алевролітами та алевролітистими пісковиками із питомим електричним опором 2,0-3,1 Омм, та різної степені ущільненості ($К_п$=8-24 %).

4.2 Визначення положення контактів між пластами флюїдами

При умові утворення фільтрації флюїдів інтервал пласта-колектора, у якому одночасно розміщені рухомі вуглеводні і вода, становить перехідну зону пласта. У залежності від фазової проникності породи-колектора для вуглеводнів та води перехідна зона ділиться на три різні частини:

1) Нижню, у якій основну частину потоку складає пластова вода, водонасиченість у підошві пласта більша від критичного значення водонасичення ($К_{в.кр}$).

2) Середню – із водонасиченістю, у якій більшу частку потоку складають вуглеводні, а незначну – пластова вода.

3) Верхню – із доволі незначною водонасиченістю, що у верхній частині пласта наближається до залишкової. Для неї відносна проникність по воді дорівнює нулю та можлива тільки однорідна фільтрація газу.

Встановлено, що пласт вміщує газ, коли $\rho_п > \rho_{пв}$, а якщо $\rho_п = \rho_{пв}$ то тоді він водонасичений. Промисловий приплив газу отримують із пластів при умові, що $\rho_п$ або $Р_н$ перевищують деяке критичне значення $\rho_{п.кр}$ і $Р_{н.кр}$ для цього пласта.

Вище задана умова лоисується та встановлюється залежністю $Р_{н.кр.}$ від коефіцієнта $К_в$ газо-водонасичених порід. Для Дашавського газового родовища, за результатами експериментальних досліджень на керновому матеріалі, визначення критичних значень водонасичення ($К_{в.кр}$), а відповідно і $\rho_{п.кр}$, не виконувалось. Слід відмітити, що також не виконувались дослідження із метою оцінки ефективності поділу пластів на класи

(газоносні, водоносні) за даними питомого електричного опору пластів-колекторів для певних горизонтів. Це зумовлено тим, що присутня мала кількість водонасичених пластів-колекторів, і це не дало можливості побудувати кумулятивні криві у водонасиченій частині горизонту ВД-13.

Для продуктивних товщ Дашавського газового родовища використовувались залежності, що встановлені для гельвет-сарматських відкладів Летнянського газоконденсатного родовища [9]. Встановлена залежність між пористістю та зв'язаною водою описується рівнянням (3.4). Прийнявши, що $К_{в.з.}$=0,7 отримаємо значення $К_{в.кр.}$ Для порід-колекторів із пористістю $К_{п}$=18-25 % та $К_{в.з.}$≈25 %. Відповідно $К_{в.кр}$ можна розраховувати за наступною формулою:

$$К_{в.кр} = K_{в.з} + 0{,}54(1 - K_{в.з}) \quad (4.1)$$

В кінцевому випадку отримаємо наступне значення $К_{в.кр}$=0,65. Для порід-колекторів із пористістю $К_{п}$=25-35 % $К_{в.кр}$рівне 0,64.

Враховуючи те, що на даній площі відсутній керновий матеріалу то отримані значення $К_{в.кр}$ носять наближений характер, а для подальших розрахунків в процесі розробки родовища величини цих коефіцієнтів необхідно корегувати.

Міжфлюїдні контакти у відкладах горизонту ВД-13 встановлені на наступних глибинах:

– свердловина №83-Дашава – ГВК=290,0 м;

– свердловина №158-Дашава – ГВК=279,6 м.

– свердловина №607-Дашава – ГВК=276,6 м.

Висновок

За результатами обробки та інтерпретації даних геофізичних досліджень розвідувальної свердловини №607, пробуреної на Дашавському

газовому родовищі, проінтерпретовано 33 пласта із них: 4-газоносних (табл. 4.5), 1-газонасичений (тал 4.6.), 5-газоводонасичених.

Таблиця 4.5 – Загальні дані по газоносних пластах, виділених у геологічному розрізі свердловини №607-Дашавська

№пл.	Горизонт	Інтервал, м		$K_п^{АК}$,%	$K_п^{НГК}$,%	$K_{нг}$,%	$H_{еф}$,м
11	ВД-13	265,4	272,0	~30	14	80	5,8
13	ВД-13	276,6	278,8	20	14	55	1,8
20	НД-3	370,8	371,8	16	18	52	1,0
29	НД-4	448,8	451,6	24	11	70	1,2

Таблиця 4.6 – Загальні дані по газонасичених пластах, виділених у геологічному розрізі свердловини №607-Дашавська

№пл.	**Горизонт**	**Інтервал, м**		**$K_п^{АК}$,%**	**$K_п^{НГК}$,%**
27	НД-4	424,0	430,2	6-9	8-10

Враховуючи вище наведену інформаці та категорію свердловини для визначення характеру насичення рекомендуються інтервали, які зазначені в таблиці 4.7.

Таблиця 4.7 – Інтервали, які рекомендовані до перфорації

№ пл.	Інтервал, м	Горизонт	Мета випробування	Тип перфоратора	Щілність Отв/м
35	449-452	НД-4	Отримання припливу газу	кумулятивні	до18
17	276-279	ВД-13	Отримання припливу газу	кумулятивні	до18
15	265-271	ВД-13	Отримання припливу газу	кумулятивні	до18

ВИСНОВКИ

Геофізичні методи дослідження свердловин є базовим інструментом вивчення геологічних розрізів родовищ вуглеводнів. Достовірність отриманих результатів про об'єкт дослідження залежить як від якості зареєстрованих даних каротажу у свердловині, так і від якості проведеної обробки та інтерпретації цих даних.

З метою вирішення поставленої у роботі мети було вирішено такі завдання:

– проаналізувати геологічну будову Дашавського газового родовища;

– проаналізувати комплекс геофізичних методів дослідження відкритого стовбура свердловин Дашавського газового родовища;

– подати петрофізичні моделі, які покладені в основу визначення підрахункових параметрів порід-колекторів сарматського ярусу Більче-Волицької зони;

– виконати оперативну інтерпретацію результатів геофізичних досліджень свердловини №607-Дашавська.

За результатами оперативної інтерпретації даних геофізичних досліджень в геологічного розрізу свердловини №607-Дашавська виділено 33 пласта, із них: 4-газоносних, 1-газонасичений та 5-газоводонасичених. Однак, для уточнення характеру насичення окремих пластів необхідно виконати додаткові дослідження, а саме їх випробовування у відкритому стовбурі.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА

1. Геолого-економічна оцінка запасів газу Дашавського родовища Львівської області (3 книги, 2 папки). ЛКНДВ “УкрНДІГаз”, керівник Л.Я. Шуфлат. м. Львів. 2004 р. 144 с.

2. 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.

3. Федишин В.О., Нестеренко М. Ю., Ципенюк Т. М. Визначення граничних значень фільтраційно-ємкістних 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.

4. Нестеренко М. Ю. Петрофізичні основи обгрунтування флюїдонасичення порід-колекторів : монографія. Київ: УкрДГРІ, 2010. 224 с.

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

6. Красножон М. Д. Оцінка нафтогазонасиченості теригенних розрізів за даними ГДС. Геологія та геохімія горючих копалин. 2001. №4. С.71-80.

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 свердловини №607-Дашавська з метою дорозвідки сарматських відкладів та пошуку в них вуглеводнів».

Пояснювальна записка до бакалаврської роботи містить 49 сторінок.

Графічний матеріал:

1. Презентація магістерської роботи в обсязі 12 слайдів.

_____ Артур ЦИГАН