

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

БР.НЗ - 21.00.00.000 ПЗ

Група НЗФ - 20 - 1

Протас Андрій

2024

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

Факультет природничих наук
Кафедра нафтогазової геофізики

Протас Андрій Віталійович
(прізвище, ім'я, по батькові)

УДК 550.835

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

Виділення порід-колекторів в геологічному розрізі Пилипівського родовища за
(назва роботи)
результатами геохімічних та геолого-технологічних досліджень свердловин в
процесі їх буріння

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

103 – Науки про Землю
(шифр і назва спеціальності)

Здобувач освітнього ступеня А. В. Протас
(підпис, ініціали та прізвище здобувача)

Науковий керівник Коваль Ярослав Миколайович, к.геол.н., доцент
(підпис, прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання керівника)

Допущено до захисту
Завідувач кафедри

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

Рецензент

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

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

м. Івано-Франківськ – 2024 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.

“ _____ ” _____ 2024 р.

ЗАВДАННЯ НА БАКАЛАВРСЬКУ РОБОТУ

Протасу Андрію Віталійовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Виділення порід-колекторів в геологічному розрізі Пилипівського родовища за результатами геохімічних та геолого-технологічних досліджень свердловин в процесі їх буріння

Керівник роботи Коваль Ярослав Миколайович

Затверджені наказом закладу вищої освіти від “16” квітня 2024 р. № 263/7.

2. Строк подання студентом роботи 10 червня 2024 року

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

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

1. Геологічна будова Пилипівського родовища.

2. Фізико-літологічна характеристика покладів

3. Технологія та обробка геолого-технологічної інформації та газового каротажу.

4. Інтерпретація даних геолого-технологічної та геофізичної інформації

5. Перелік умовних позначень, символів, одиниць скорочень та термінів. Вступ. Висновки.

Перелік використаних джерел.

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

Презентація бакалаврської роботи в обсязі 16 слайдів

АНОТАЦІЯ

Бакалаврська робота на тему: «Виділення порід-колекторів в геологічному розрізі Пилипівського родовища за результатами геохімічних та геолого-технологічних досліджень свердловин в процесі їх буріння» містить 70 сторінок, 18 рисунків, 1 таблицю.

В результаті аналізу геології газового родовища було виявлено п'ять продуктивних горизонтів, що належать до нижньої частини верхньобаденського теригенного комплексу, які мають значну потужність і характеризуються високою пористістю та газонасиченням.

Дослідження показало, що продуктивні горизонти складаються з пісковиків і алевролітів із середньою пористістю 20-25%, що забезпечує стабільний видобуток газу. Породи-колектори верхньобаденських відкладів мають значний потенціал для ефективного видобутку ресурсів. Пористість окремих пластів коливається від 15,5% до 32,5% .

Використання сучасної апаратури та методик дослідження дозволяє отримувати точні дані про геологічну структуру і стан порід, що значно підвищує ефективність буріння.

У процесі дослідження Пилипівського газового родовища було проаналізовано ефективність використання методів геолого-технологічних та геофізичних досліджень свердловин для виділення пластів-колекторів. Проведені дослідження дозволили виявити, що поєднання цих методів дає змогу отримати більш точну та детальну картину геологічної будови родовища.

Ключові слова: буріння свердловин, інформаційне забезпечення, геолого-технічні дослідження, геофізичні дослідження, Пилипівське родовище, пласти-колектори, газовий каротаж, свердловина, геофізичні дослідження, фільтраційно-ємнісні властивості, комплекс методів, свердловинна апаратура.

ANNOTATION

Bachelor's Thesis on the topic: "Identification of Reservoir Rocks in the Geological Section of the Pylypivske Field Based on Geochemical and Geological-Technological Studies of Wells during Drilling" contains 70 pages, 18 figures, and 1 table.

As a result of analyzing the geology of the gas field, five productive horizons were identified, belonging to the lower part of the Upper Badenian terrigenous complex. These horizons have significant thickness and are characterized by high porosity and gas saturation. The study showed that the productive horizons consist of sandstones and siltstones with an average porosity of 20-25%, ensuring stable gas production. The reservoir rocks of the Upper Badenian deposits have significant potential for effective resource extraction. The porosity of individual layers varies from 15.5% to 32.5%.

The use of modern equipment and research methods allows obtaining accurate data on the geological structure and condition of the rocks, significantly increasing drilling efficiency. During the study of the Pylypivske gas field, the effectiveness of using geological-technological and geophysical well research methods for identifying reservoir layers was analyzed. The conducted research revealed that the combination of these methods provides a more accurate and detailed picture of the geological structure of the field.

Keywords: well drilling, information support, geological-technical studies, geophysical studies, Pylypivske field, reservoir layers, gas logging, well, geophysical studies, filtration-capacity properties, complex methods, well equipment.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ПИЛИПІВСЬКОГО РОДОВИЩА ..	9
1.1 Літолого-стратиграфічний опис розрізу	9
1.2 Основні відомості про тектоніку родовища	14
1.3 Газоносність	17
1.4 Характеристика газових покладів	18
1.5 Гідрогеологічні умови	23
2 ФІЗИКО-ЛІТОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПОРІД КОСІВСЬКОЇ СВІТИ ПИЛИПІВСЬКОГО РОДОВИЩА	26
2.1 Характеристика продуктивних горизонтів	26
2.2 Лабораторні дослідження фізико-літологічних властивостей порід- колекторів.....	27
3 АПАРАТУРА ТА ТЕХНОЛОГІЯ ПРОВЕДЕННЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГІЧНИХ ТА ГЕОХІМІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ	33
3.1 Геолого-технологічні завдання, які вирішуються за даними ГТД.	33
3.2 Апаратура станції ГТД для дослідження свердловин	35
3.3 Методика дослідження свердловин.....	44
3.4 Газовий каротаж	46
3.5 Оцінка якості геолого-технологічного матеріалу	48
4 ВИДІЛЕННЯ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ В ГЕОЛОГІЧНОМУ РОЗРІЗІ ПИЛИПІВСЬКОГО РОДОВИЩА ЗА ДАНИМИ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГІЧНИХ ТА ГЕОХІМІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН.....	51
4.1 Інтерпретація даних геолого-технологічних та геохімічних досліджень свердловин	51
4.2 Виділення порід-колекторів в геологічному розрізі св. №XX- Пилипівська	54
Висновки	69
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	70

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ ТА СКОРОЧЕНЬ

ГТД	– геолого-технологічні дослідження
ДП	– державне підприємство
ЛБА	– лабораторно-бітумний аналіз
ДС	– кавернометрія
ГДС	– геофізичні дослідження свердловин
ПР	– промивна рідина
ВВ	– вуглеводні
Гсум	– сумарний газосвміст
ДОЛ	– датчик обертів лебідки
СПО	– спуско-підйомна операція
ДМК	– датчик моменту на кріюку
$K_{п}$	– коефіцієнт пористості
$K_{пр}$	– коефіцієнт проникнення
$K_{г}$	– коефіцієнта газонасичення
Рбр	– опір бурового розчину
Неф	– ефективна товщина пласта
Н	– товщина пласта
ГПЛ	– газоповітряна лінія
ΔT	– інтервальний час
ГІВ	– гідравлічний індикатор ваги
АВПТ	– аномально високі пластові тиски
ІП	– інтепритаційна партія
ГТН	– геолого-технічний наряд
ЕОМ	– електронно-обчислювана машина

ВСТУП

Актуальність теми. Природний газ впливає на всі аспекти нашого життя щоденно. Він забезпечує електроенергією наші домівки та підприємства, регулює їхню температуру, а також слугує паливом для багатьох наших муніципальних транспортних засобів і вантажівок, які доставляють продукти на ринок. Крім того, він є сировиною для виробництва товарів, які ми використовуємо, і добрива, яке фермери використовують для вирощування їжі, яку ми споживаємо.

Геолого-технологічні дослідження (ГТД) відіграють ключову роль у забезпеченні ефективності цього процесу, дозволяючи контролювати стан свердловин на всіх етапах їх розвитку. Особливу актуальність отримує застосування ГТД у зоні пошуків та розробок нових родовищ, де ретельне вивчення геологічного розрізу та ідентифікація продуктивних пластів є вирішальними завданнями.

Отже, задача по виділенню порід-колекторів в геологічному розрізі свердловин за результатами геохімічних та геолого-технологічних методів на сьогоднішній день є актуальною.

Мета і задачі дослідження. Головною метою роботи є здійснити виділення порід-колекторів в геологічному розрізі Пилипівського родовища на основі геохімічних та геолого-технологічних досліджень свердловин в процесі їх буріння.

Для досягнення мети необхідно розв'язати такі задачі:

- проаналізувати геологічну будову Пилипівського газового родовища;
- проаналізувати фізико-літологічні властивості порід-колекторів та покришок Пилипівського газового родовища;
- подати апаратуру та технологію проведення геолого-технологічних та геохімічних методів дослідження свердловин в процесі їх буріння;
- подати методику інтерпретації даних геолого-технологічних та геохімічних методів дослідження свердловин в процесі їх буріння;

– здійснити виділення порід-колекторів в геологічному розрізі свердловини №ХХ-Пилипівська за результатами дослідження свердловин геолого-технологічними та геохімічними методами.

Об’єкт дослідження. Породи-колектори косівської світи Пилипівського газового родовища.

Предмет дослідження. Геологічні, геофізичні, геохімічні та механічні характеристики порід-колекторів косівської світи Пилипівського газового родовища.

Методи дослідження. Аналіз, обробка та інтерпретація даних геохімічних, геолого-технологічних та геофізичних досліджень порід-колекторів косівської світи Пилипівського газового родовища.

Обсяг і будова роботи. Робота складається з вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел. Повний обсяг бакалаврської роботи становить 72 сторінок, ілюстрованого 1 таблицею та 18 рисунками.

1 ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ПИЛИПІВСЬКОГО РОДОВИЩА

Пилипівське газове родовище розташоване в Коломийському районі Івано-Франківської області. Це родовище відноситься до Івано-Франківської підзони Зовнішньої (Більче-Волицької) зони Передкарпатського прогину. Структурні особливості газових покладів Пилипівського родовища пов'язані з палеогеоморфологією донеогенової поверхні.

1.1 Літолого-стратиграфічний опис розрізу

За результатами буріння та геологічної зйомки встановлено, що в структурі Пилипівського родовища беруть участь породи палеозою, мезозою, кайнозою.(рис. 1.1)

Палеозойська група (PZ)

Палеозойська частина розрізу представлена переважно теригенними породами. Вона найбільш детально досліджена за допомогою свердловин поза родовищем. Так, в параметричній свердловині 1-Загайпіль, розташованій на сході від родовища, розкрита товща палеозою, яка представлена кембрійськими, ордовікськими, силурійськими і нижньодевонськими відкладами, має товщину понад 3000 м. Очікується аналогічна товщина шарів і у межах родовища.

Мезозойська група (MZ)

Відклади мезозою залягають на змитій поверхні палеозою і складаються з порід юрської та крейдяної систем. Ці відклади отримали широке поширення, за винятком Коломийської ерозійної долини, де вони відсутні в центральній частині.

Юрська система (J). Верхній відділ (J₃)

Юрські відклади розкриті шляхом структурно-пошукового та розвідувального буріння на площах Косів, Коршів-Іспас, Богородчани-Парище, Рожнів-Іспас, Красноільськ, Ковалівка-Черешенька, Дебеславці,

Пилипи і відносяться до верхнього відділу (рава-руської і нижнівської світ).

Нижня частина рава-руської світи представлена теригенними породами: аргілітами, алевролітами, пісковиками. Аргіліти коричневі, червонуваті, темно-сірі з зеленуватим відтінком, слабовапнисті, тонкослюдисті, щільні, середньої міцності. Пісковики і алевроліти, коричневого кольору, невапнисті, середньої міцності.

Товщина, рава-руської світи в свердловині 84-Коршів-Іспас – 150 м.

На лагунних стратифікованих відкладах рава-руська світа шарується карбонатні прроди нижнівської світи. Це криптокристалічні, органогенні, оолітові, псевдоолітові різновидності вапняків. Вапняки світло-сірі, коричнево-сірі, тріщинуваті, міцні.

Товщина нижнівської світи, як і рава-руської, збільшується в напрямку захід-південний захід і досягає 200 м.

Крейдова система (К)

Юрські відклади незгідно перекриваються крейдовими відкладами.

Нижній відділ (К₁)

Нижньокрейдові відклади розкриті в свердловині 3-Пилипи. Керн з цих відкладів не піднімався, за даними геофізичних досліджень вони складаються з пісковиків. Пісковики сірі, дрібнозернисті, кварцові, слабослюдисті, вапнисті, міцні, місцями тріщинуваті. Товщина скаладає від 10 до 50 м.

Верхній відділ (К₂)

Відклади верхньої крейди, які пронизують свердловинами як на Пилипівському родовищі, так і на сусідніх територіях, представлені сеноманським, туронським, коньякським і сантонським ярусами на самій площі родовища. Сеноманські відклади в нижній частині складені пісковиками, які уверх по розрізу поступово замінюються вапняками з мергелями. Відклади туронського ярусу згідно залягають на породах сеноману і представлені досить однорідною товщею вапняків.

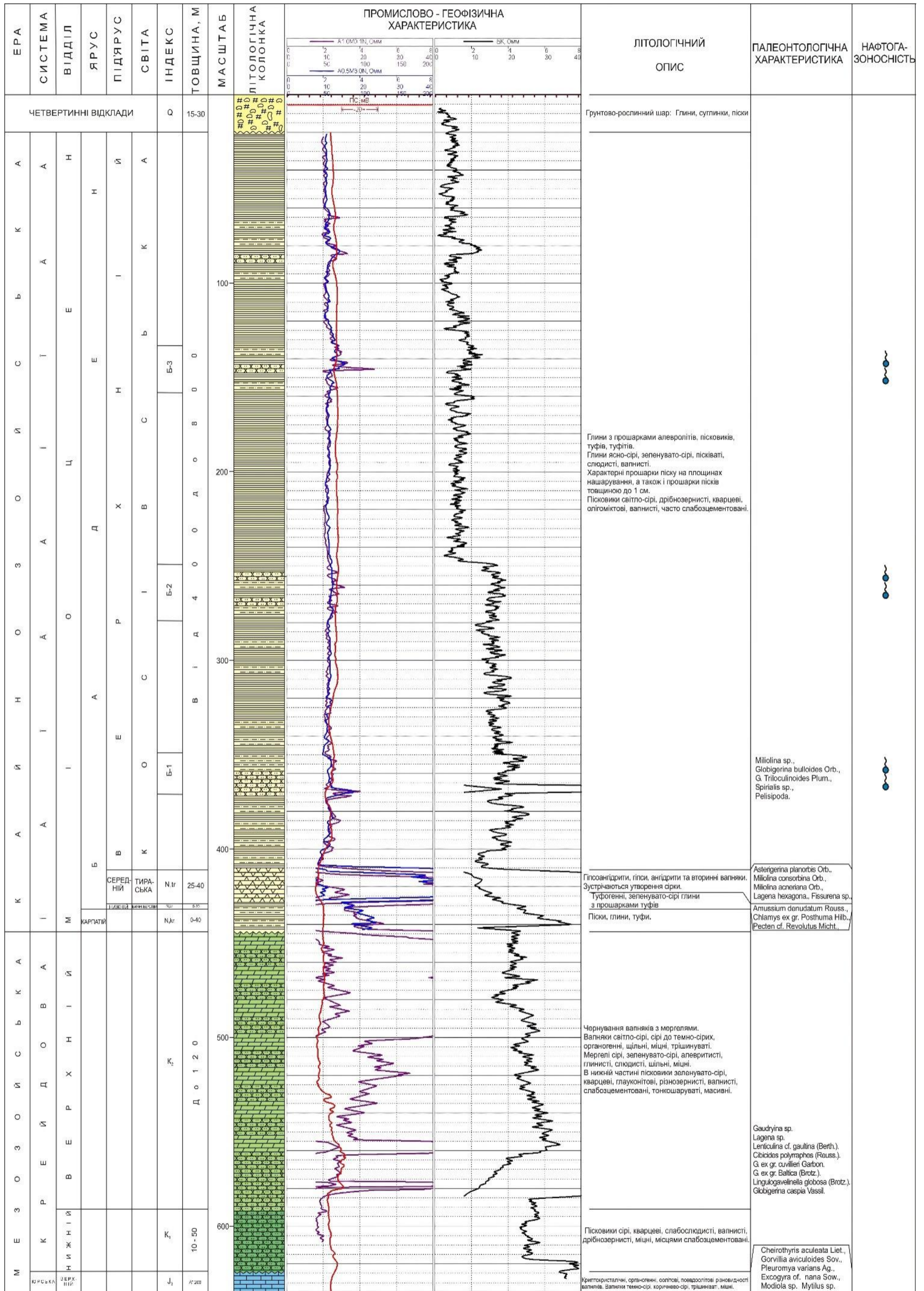


Рисунок 1.1 – Зведений геолого-геофізичний розріз продуктивної частини Пилипівського родовища

Вапняки коньякського ярусу рівномірно лежать на породах туронського ярусу. Вони характеризуються більшою глиністістю та меншою кількістю органогенних залишків в порівнянні з туронськими вапняками. Вище розташовані відклади сантонського ярусу, що складаються в основному з однорідною товщею мергелів – сірих, зеленувато-сірих, щільних, іноді піскуватих. На Пилипівському родовищі товщина верхньокрейдових відкладів досягає 120 метрів.

Кайнозойська група (KZ).

Відклади кайнозойської групи, які мають значну кутову та стратиграфічну неузгодженість, перекривають добре вивітрені відклади верхньої крейди та верхньої юри. Ці відклади складаються з порід міоценового віку.

Неогенова система (N). Міоцен (N₁). Карпатій (N_{1kr})

Відклади карпатію розкриті свердловинами: 1-, 4-, 10- і 17-Пилипи та 84-Коршів-Іспас, розміщені у нижній частині міоцену і складаються з серії теригенних порід, у яких переважають глауконітові різнозернисті пісковики. Ці пісковики асоціюються з прошарками темно-сірих алевролітів та глини, які схожі на ґрунт.

Сірі пісковики з зеленуватим і буруватим відтінком, дрібно- і середньозернисті, пористі, складені з кварцу та глауконіту, з карбонатним і карбонатно-глинистим цементом, слабоцементовані.

Алевроліти сірі чи темно-сірі з легким зеленуватим або буруватим відтінком, містять у собі кварц.

Раніше цю пачку умовно відносили до гелльветського ярусу, але нині в деяких областях класифікують як палеоген (еоцен), в інших – як міоцен (карпатій). Ми позначаємо її як карпатій.

Товщина цих відкладів коливається від 0 до 40 м.

Баденій (N_{1bd})

Баденський ярус представляють баранівські верстви, тираська і косівська світи.

Баранівські верстви не утворюють суцільного покриву і характеризуються різноманітністю літологічного складу. Вони розташовані у найбільш понижених частинах розмитій мезозойській поверхні і представлені гравелітами або конгломератами, які переходять в зеленувато-сірі пісковики, а ще вище по розрізу – мергелі і вапняки бурувато- або зеленувато-сірі піскуваті, щільні. У верхній частині баранівських верств присутні туфогенні глини з прошарами туфів зеленувато-сірого кольору. Товщина баранівських верств варіюється від 5 до 30 м.

Відклади карбонатно-теригенних верств баранівських верств, що в верху розрізу, перекриваються гіпсоангідритами тираської світи та галогенними утвореннями порід гіпсоангідритового горизонту, які розкриті свердловинами 22-, 29-Коршів-Іспас. Ці свердловини мають обмежене поширення (занурена частина Коломийської палеодолини). Товщина тираської світи становить 25-40 м.

На ангідритах тираської світи, а місцями безпосередньо на розмитій поверхні мезозою, залягають відклади косівської світи. Границя між ними досить чітка. Там, де косівська світа залягає на породах мезозойського віку в її підшві, як правило, присутній шар базального конгломерату. Нижня частина (5-15 м) косівської світи представлена сірими вапнистими глинами і аргілітами з прошарками алевролітів, пісковиків, пелітових туфів туфітів. Вона характеризується низькими опорами електрокаротажних діаграм.

Середня частина земної кори представлена шаром піску та глини. Вміст піску та алевролітового матеріалу збільшується на окраїні палеовисочини. З цим шаром пов'язані продуктивні горизонти Б-1, Б-2, Б-3 верхньобаденського періоду. Горизонти представлені пластами, складеними пісковиками і алевролітами з підпорядкованими прошарками глин. Пісковики ясно-сірі, дрібнозернисті, кварцеві і олігоміктові, вапнисті, часто слабозцементовані. Товщини горизонтів досягають декількох десятків метрів, між ними знаходяться пласти 40-70 м переважно глинистих порід, які їх розділяють. Слід відмітити, що в низах цієї частини світи зустрічається туфогенний матеріал

(туфіти, бентонітові глини). У глинах постійно присутні обуглений рослинний детрит.

Товщина відкладів косівської світи в межах родовища складає від 400 м до 800 м.

Антропоген (Q)

Антропоген представлений алювіальними і делювіально-еоловими відкладами товщиною від 15 до можливих 30 м.

1.2 Основні відомості про тектоніку родовища

Родовище знаходиться в межах Івано-Франківської підзони Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, який складається з основи і чохла. В будові його основи в районі родовища приймають участь два структурних яруси: палеозойський і мезозойський.

Перший структурний ярус складається з девонських і силурійських осадів, які зім'ялися у складки під кутами 30–85° (свердловини 8-, 22-, 30-, 32-, 84-Коршів-Іспас), що насунуті на моноклінально залягаючі відклади палеозою практично одного віку західним і південно-західним напрямками. Границя насуву перетинає ліцензійну ділянку на сході, наближаючись приблизно між свердловинами 8- і 68-Коршів-Іспас, 58-Коршів-Іспас та 12-Коршів і між 28- і 22-Коршів-Іспас, тобто поблизу населених пунктів Черемхів, Коршів, Цинява та Матеїв.

Друк мезозойський структурний ярус ділиться на два під'яруси: нижній, представлений Стрийським юрським прогином, і верхній, який описується Львівським крейдовим прогином. Між ними спостерігається стратиграфічне і азимутальне неузгодження. Перший під'ярус характеризується північно-західним простяганням, а другий - майже субмеридіональним. У мезозойських відкладах території Пилипівської ліцензійної ділянки утворюється повзгірок з амплітудою (у перетині: свердловини 32-Коршів-Іспас і 28-Коршів-Іспас) до 70 м під верхньою межею сеноманських відкладів. Його вісь нахиляється у

південно-східному напрямку. Схил складає близько 8 метрів на 1 кілометр, крила занурюються під кутами 4-8 градусів.

Між структурними ярусами існують значні неузгодження, як кутові так і стратиграфічні. Значне кутове неузгодження відбувається у смузі Рава-Руської складчастої зони.

Чохол Івано-Франківської складчастої підзони складений відкладами нижнього, середнього і верхнього баденію. Ці відклади лежать на глибоко еродованій, у палеоген-міоценовий час, мезо-палеозойській основі. Рельєф її поверхні дуже розчленований і характеризується наявністю глибоких річкових долин і височин з широкими плоскими вододілами. Тут виявлені Івано-Франківська, Тлумацька і Коломийська древні річні долини і древні височини, такі як Журавленська, Братківська, Слобідка-Ліснянська і Коломийська.

Територія розміщена в межах Коломийської височини, що на заході межує з зоною Калуського розлому. Її північні та південні межі утворюють ліві притоки Коломийської долини, а на сході обмежує сама долина. Височина розташована на абсолютних відмітках від (+)4 м до (-)200 м. Її ширина поблизу ізогіпси (-)200 м становить близько 7 км, а протяжність складає 18 км. В плані вона має форму майже рівнобічної трапеції із фестончатими краями, що прилягають до розлому. Розуміння будови її складової частини дозволяє структурна карта підосви косівської світи верхнього бадену. Центральна частина височини є плоскою, з достатньо крутими схилами у 10-20°. У межах найвищої частини розташоване місто Коломия. Фестончатість узбереж палеовисочин пов'язана з наявністю невеликих палеоврізів, серед яких деякі пов'язані з Коломийською палеорікою. На північному заході один з таких палеоврізів відокремлює цю палеовисочину від Слобідко-Ліснянської палеовисочини. На південному сході Коломийську палеовисочину перетинає палеовріз у районі свердловини 17-Пилипи.

На ділянці, що межує з височиною на північному сході, шириною 4-5 км розташована Коломийська палеодолина. Глибина тальвегу цієї долини сягає до абсолютних (-)900 м, а ширина становить до 1,5 км. Лівий борт долини має

крутість до 20-25°.

Склад височин та їхніх схилів складається з крейдових відкладів, тоді як борти долин утворені юрськими і палеозойськими відкладами; тальвег Коломийської палеодолини проходить через палеозойські відклади.

Рельєф основи Зовнішньої зони передкарпатського порогу оточується міоценовими відкладами. На Пилипівській ділянці це баденські відклади. Нижньо- і середньобаденські відклади частково його нівелюють. У межах тальвегу Коломийської долини товщина цих відкладів складає понад 300 м, у той час, як на височині вона на порядок менша. До пізньобаденського часу перепад висот зменшився майже на 300 м. Повністю нівелюють рельєф верхньобаденські відклади. Вони утворюють структури огортання, які пов'язані з Коломийською палеовисочиною. У подальшому її південно-східна частина буде називатись Пилипівською палеовисочиною.

Пилипівська структура огортання має форму яка нагадує рельєф еродованої поверхні мезо-палеозою. Це добре ілюструє структурна карта підосви верхньобаденських відкладів.

Структура має форму структурного носу, який поступово занурюється південно-східному і залишається між свердловинами «2 - Пилипи» і «6- Пилипи». Ширина її в районі перетину свердловини «17- Пилипи» по ізогіпсі (-)200 м 5 км, а в перетині свердловин «8 - Пилипи» і «9 - СлК» – 2,5 км. Довжина структурного носу від першого перетину до місця його замикання складає 7 км. Структурний ніс ускладнений двома невеликими малоамплітудними (до 5 м) структурами 2x0,5 км в районі свердловини «9 - СлК» і 1,5x 0,7 км в районі свердловини «3 - Пилипи».

Піщано-силурійські відклади на півночі від Пилипівської структури горизонту в піднімально-опускальних циклах Коломийської палеовисочини починають знижуватися, спочатку нижні, потім і верхні (район свердловини 33-КІ). Перший горизонт відсутній вже в свердловинах «8-Пилипи», «17- Пилипи» і «9-СЛК».

На структурних картах продуктивних горизонтів чітко відображена

Пилипівська палеовисочина. Так на структурній карті горизонту Б-1 структура повторює форму структурного носу в склепінній частині продуктивного горизонту чи відсутній чи представлений глинами і тільки на його крилах і в районі замикання він представлений колекторами. По ізогіпсі (-)100 м в першому перетині понад 5 км, у другому біля 3 км.

По покривлі продуктивного горизонту Б-2 ширина структурного носу ще змінюється. Так по ізогіпсі (-)50 м, ширина в районі першого перетину досягає майже 6 км, в другому перетині вона зменшується до 2 км, а в перетині свердловини 3-Пилипи структурний ніс розширюється і його ширина досягає 4 км. Структурний ніс ускладнений брахіформною структурою, яка по замкнутій ізогіпсі "0" має розміри 5x3,2 км при амплітуді біля 50 м.

1.3 Газоносність

Основні продуктивні горизонти, з яких отримані промислові припливи газу на Пилипівському родовищі, приурочені до піщано-глинистої верхньобаденської товщі. В її розрізі на даний час в межах родовища виділяються 3 продуктивні горизонти (Б-1, Б-2, Б-3). Промислова газоносність трьох продуктивних горизонтів доведена результатами досліджень структурно-пошукових свердловин (1-, 2-, 3-, 4-, 5-, 10-Пилипи).

Основні продуктивні горизонти, з яких отримані промислові припливи газу в межах Коломийської системи палеовирізів, до якої приурочене Пилипівське газове родовище і з якими в подальшому прогноуються значні перспективи на обширній ділянці, приурочені до піщано-глинистої товщі. В її розрізі на даний час виділяються 5 продуктивних горизонтів (Б-1, Б-2, Б-3, Б-4 і Б-5), їхня промислова газоносність доведена результатами досліджень свердловин на Гуцулівському, Дебеславецькому, Черемхів-Струпківському, Шереметівському, Красноільському та інших родовищах. Газоносність значної території прогноується на основі промислово-геофізичних даних, отриманих із Коршів-Іспаських, Вербовець-Джурівських, Джурів-

Новоселицьких та інших свердловинах, а також у циркопошукових свердловинах. Крім того, відмічені сприятливі структурні форми за результатами сейсморозвідувальних робіт.

В межах Пилипівського родовища відкрито 3 поклади газу, приурочені до нижньої частини верхньобаденського теригенного комплексу, які зосереджені на Пилипівському піднятті успадкованому від морфоструктури еродованої поверхні до нижньогенового фундаменту.

Це пластові, склепінні поклади, ускладнені літологічним заміщеннями, а в північній частині стратиграфічним неузгодженням (продуктивний горизонт Б-1). Вони знаходяться на глибинах 140-360 м. Породи-колектори – піски, пісковики і алевроліти з пористістю від 15,5% до 32,5%. Середнє значення пористості за даними ГДС – в межах 20-25%.

Породи-покривки – глини і аргіліти, доля яких в розрізі зростає від нижньої до верхньої частини продуктивної товщі.

В цілому поклади характеризуються досить складною будовою, як і є складним палеоландшафтом донегенової поверхні, яку успадковує верхньобаденська площа та умови седиментації у верхньобаденський час, обумовлені пульсуючим опусканням Зовнішньої зони прогину та підняттям Карпат, які скоріше за все, були на той час основним джерелом теригенного матеріалу на південно-східній частині прогину, де і знаходиться Пилипівське родовище.

1.4 Характеристика газових покладів

Газові родовища ліцензованої ділянки приурочені до 3-ох продуктивних горизонтів (Б-1, Б-2, Б-3) (рис. 1.2, 1.3). У цілому це потужний піщано-глинистий горизонт (косівською світлою) з загальною потужністю в районі робіт до 500 метрів. Вона представлена нерівномірним перешаруванням як по площі так і по розрізу пісковиків, аргілітів і алевролітів. Колекторські види (пісковики і алевроліти), що безпосередньо в межах родовища, займають до

40% розрізу. По всіх продуктивних горизонтах спостерігається тенденція збільшення піщаності розрізу від склепіння до схилів структури, тому окремі відсутності умовних колекторів приурочені до склепінної частини.

Продуктивний горизонт Б-1 примикає до нижньої частини верхньобаденського розрізу і продовжується в інтервалі глибини 314-418 м. З ним пов'язані два пласта: один в районі свердловин 10-Пилипи і 14-Пилипи, інший в районі свердловин 1-, 2-Пилипи. У наявності є два об'єкта розрахунку. В межах продуктивного горизонту за даними ГДС відзначається зона відсутності колекторів. Вона розташована в залежній частині структури і встановлена свердловин 3-, 4-, 15-Пилипи, а в межах північної частини свердловин 8-Пилипи, 17-Пилипи і 9-СЛ-К встановлено відсутність продуктивного горизонту Б-1.

I об'єкт підрахунку

У районі Свердловин 10-Пилипи і 14-Пилипи розташований пластовий скельний поклад, досліджений стратиграфічно і літологічно з північно-заходу та заходу.

Нижня границя встановленої продуктивності за даними промислово-геофізичних досліджень знаходиться на рівні (-)116,8 м, що відповідає підосві газоносного інтервалу у свердловині 14-Пилипи. Рівень підосви випробуваного пласта у свердловині 10-Пилипи (-)102,7 м. Докладні результати випробування та дослідження свердловин наведені в а

Розміри покладу 1,5x0,5 км, висота 200 м. По латералі він складно побудований, повторює форму донегоженової ерозійної долини. У північно-східній та південній частинах вужчається і в центральній розширюється.

II об'єкт підрахунку

Поклад в районі свердловин 1- Пилипи, 2-Пилипи пластовий склепінний літологічно екранований з півночі. Нижня границя встановленої продуктивності за даними випробувань, які проводилися у свердловині 2-Пилипи, знаходиться на відмітці (-)75,4 м, а за даними промислово-геофізичних досліджень вона на 1,6 м нижча, тобто на відмітці (-)77 м.

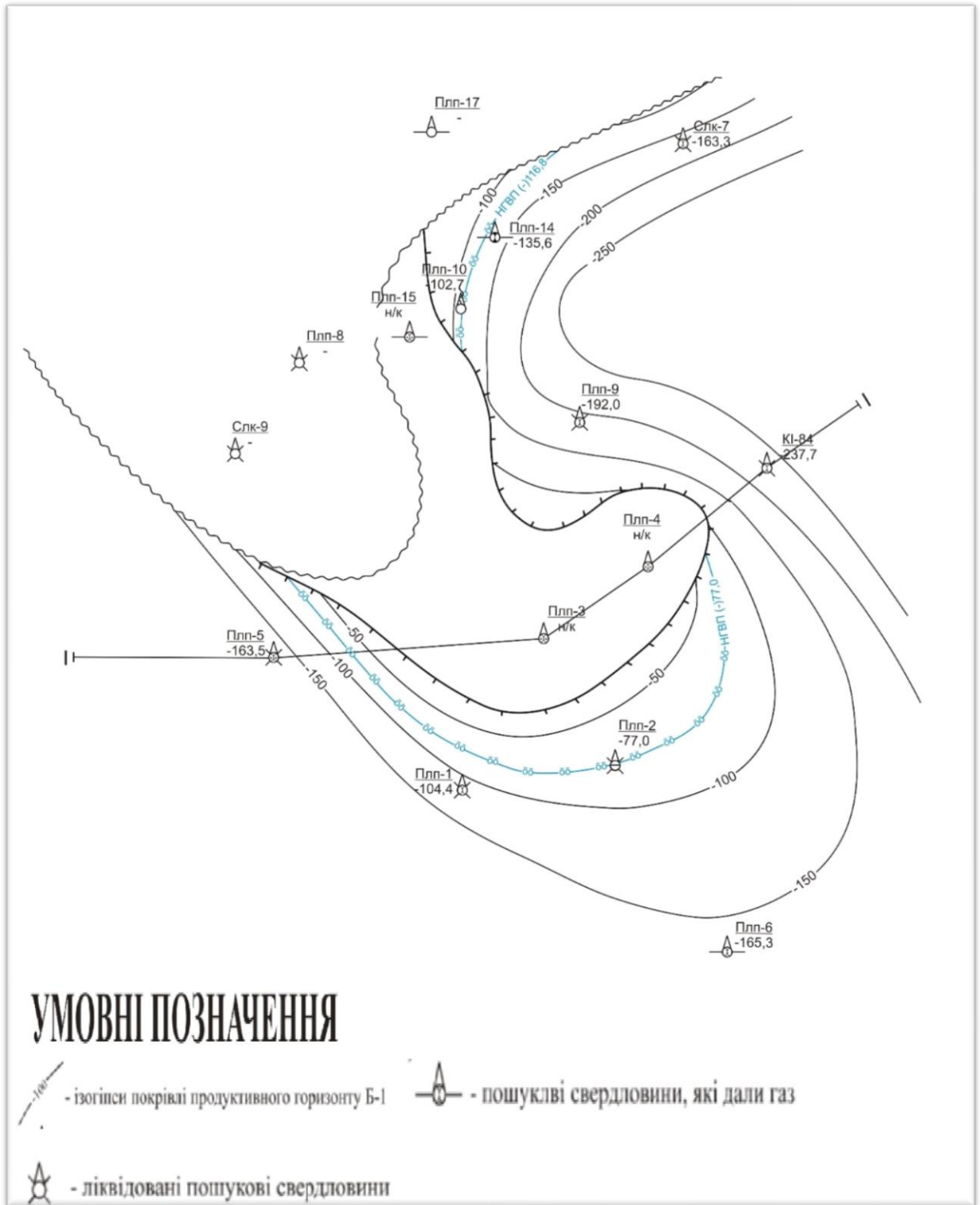
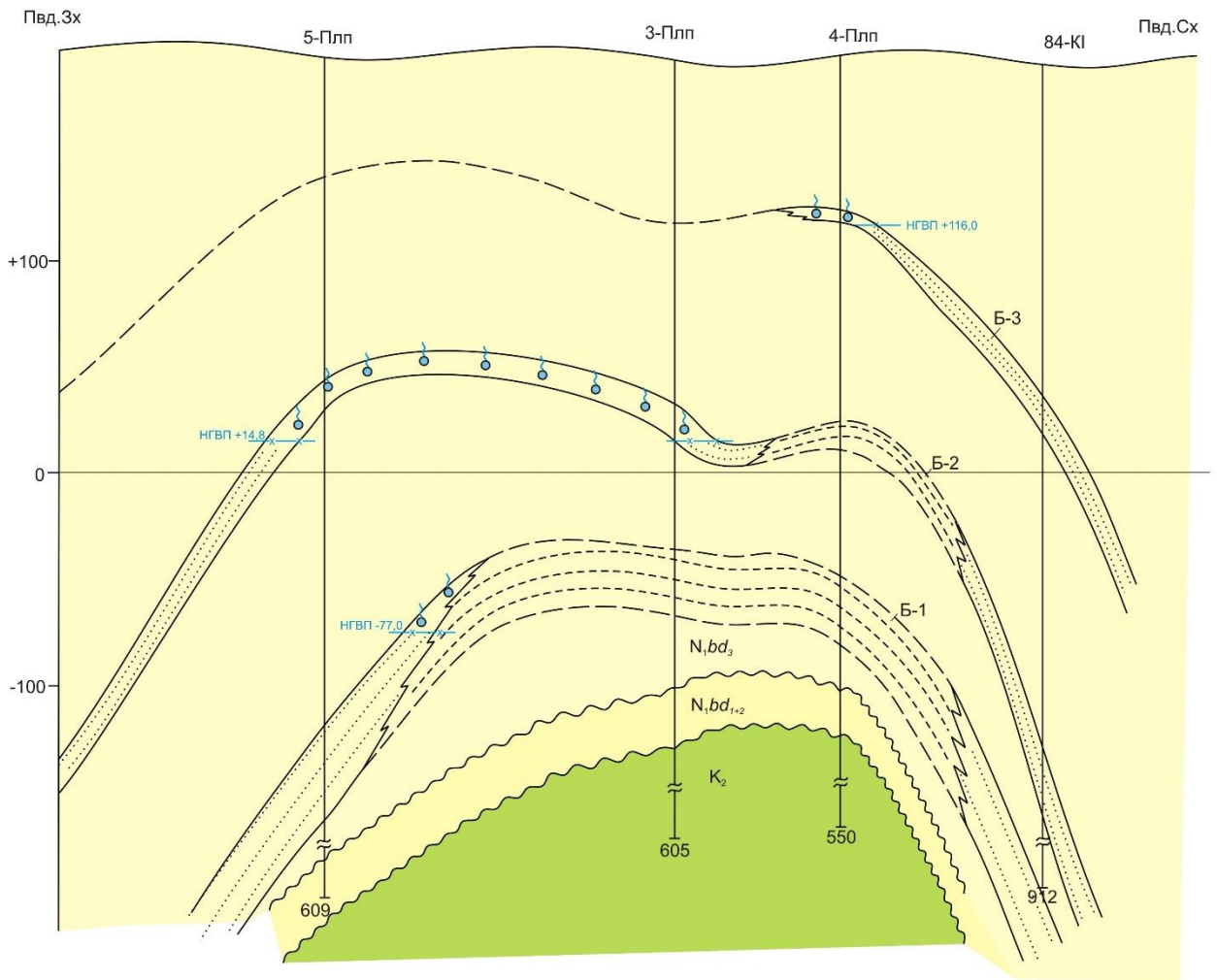


Рисунок 1.2 – Структурна карта підосви продуктивного горизонту Б1



УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

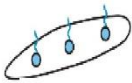





- | | | | |
|---|---|---|--|
|  | - газонасичений пласт |  | - відклади верхньобаденського під'ярусу |
|  | - стратиграфічні границі |  | - відклади нижньо- та середньобаденського під'ярусів |
|  | - границі неузгодженого залягання порід |  | - відклади верхньої крейди |

Рисунок 1.3 – Геологічний розріз по лінії 1-1

У зв'язку з тим, що під час випробування на великих депресіях у свердловині 2-Пилипи не було ознак води, приймаємо нижню границю продуктивності за даними промислово-геофізичних досліджень.

III об'єкт підрахунку

Поклад продуктивного горизонту Б-2 приурочений до середньої

частини верхньобаде нської товщі і пов'язаний з піщаними верствами та прошарками, товщини яких складають від сантиметрів до перших десятків метрів.

Поклад пластовий, склепінний, частково літологічно обмежений із сходу зоною відсутності колекторів у свердловинах 6-Пилипи та 4-Пилипи. В межах покладу випробувані свердловини 1-, 2-, 3-, 5-Пилипи, з яких отримані припливи газу. Так, в свердловині 1-Пилипи з інтервалу 302-339 м отримано приплив газу дебітом 7,02 тис. м³/добу через діафрагму 7,05 мм. У свердловині 2-Пилипи через діафрагму 6,0 мм отримано приплив газу дебітом 3,51 тис. м³/добу. У свердловині 3-Пилипи з інтервалу 251,6-266,4 м приплив газу склав 22,21 тис. м³ через діафрагму 10,78 мм. У свердловині 5-Пилипи приплив газу з інтервалу 308-312 м дорівнював 4,43 тис. м³/добу через діафрагму 6,10 мм.

Нижня границя продуктивності проводиться на відмітці (+)14,8 м по підшві газонасиченої частини у свердловині 3-Пилипи. У свердловині 1-Пилипи водонасичений інтервал за даними ГДС починається з глибин 336 м абсолютна відмітка (+)9,4 м. Пластові тиски в свердловинах дорівнювали 2,04-2,16 МПа.

Поклад продуктивного горизонту Б-2 - основний газonosний об'єкт на Пилипівському родовищі. У плані він має форму овала довга вісь якого північно-західного простягання. У східній і частині поклади встановлені зони відсутності колекторів (4- Пилипи, 6-Пилипи). Розміри покладу 4x1,2 км, висота - 30 м.

IV об'єкт підрахунку

Продуктивний горизонт Б-3 приурочений до верхньої частини верхньобаде нської товщі. Він пов'язаний з піщаним тілом, яке обволікає Пилипівську структуру з сходу. У склепінній частині структури відмічається заміщення колекторів непроникливими різновидностями. Поклад пластовий, склепінний, частково літологічно обмежений із півдня і заходу, із північного-сходу НГВП яка за формою повторює східний схил Пилипівського підняття.

Нижня границя встановленої продуктивності проведена по підшві газу насиченої частини в свердловині 4-Пилипи (+116 м). У склепінні поклад літологічно екранується. Поклад продуктивного горизонту Б-3 гідродинамічно охарактеризований при випробуванні на стаціонарних режимах у свердловинах 2- і 4-Пилипи. Дебіти склали відповідно 20,89 і 41,71 тис. м³/д через 13,01 і 16,83 мм діафрагми. Пластові тиски дорівнювали 1,32-1,36 МПа.

1.5 Гідрогеологічні умови

Випробування свердловин на родовищі проводилось як в процесі буріння, так і стаціонарно. За допомогою випробувача пластів на трубах випробувано 16 об'єктів. З них в 5 об'єктах отримано приплив води, в 3 – приплив бурового розчину, в 2 – приплив газу, в 5 – припливу не отримано.

Водоносний комплекс четвертинних відкладів розповсюджений по всій території району робіт і пов'язаний з четвертинними відкладами, потужність яких сягає 10-15 м і більше. Літологічно четвертинні відклади представлені алювіальними і еолово-делювіальними утвореннями.

Алювіальні гравійно-галечникові відклади долин і рік найбільш водовміщуючі. Дебіти свердловин на таких ділянках досягають 20 л/сек і більше. Коефіцієнт фільтрації цих відкладів змінюється в межах 5÷250 м³/добу. Менш водовміщуючі еолово-делювіальні відклади, які розвинуті на водорозділах і їхніх схилах. Дебіти свердловин і колодязів в таких відкладах не перевищують 0,5 л/сек. Води цих відкладів використовуються місцевим населенням для власних потреб.

Хімічний склад четвертинних відкладів переважно гідрокарбонатно-кальцієвий і гідрокарбонатно-натрієвий з загальною мінералізацією 0,2-1,0 г/л. Горизонт переважно безнапірний, лише при наявності у покрівлі водотривкого шару стає напірним.

Водоносний комплекс верхньобаденських відкладів пов'язаний із

породами косівської світи і представлений літологічно потужною товщею з пластами і лінзами пісковиків і алевролітів. Водовміщуючими породами в товщі є пласти пісків і пісковиків, які розповсюджені спорадично і характеризуються високою глинистістю. Пористість їх за даними ГДС коливається в межах 20÷30 %.

На Пилипівському родовищі в товщі косівських глин виділено 3 продуктивних горизонти (Б-1, Б-2, Б-2), які витримані по площі і розрізу і є газонасиченими в склепінній частині розрізу. Горизонти роз'єднані щільними водотривкими глинами, що практично виключає взаємозв'язок проникливих ділянок пісковиків з підземними водами нижчезалягаючих порід.

Так глибина залягання горизонту Б-1 коливається в межах від -250 м до -19 м. Законтурні води випробуванні тільки у свердловині 5-Пилипи за допомогою ВПТ (інтервал 439 – 502 м). Отриманий дебіт води 1,2 м³ за 15 хв. Пластовий тиск складав 3,34 МПа. В склепінній частині покладу у свердловинах 3-, 4-Пилипи пісковики і пісково-алевритисті різновиди заміщені водонепроникливими породами.

Горизонт Б-2 простягається в межах відміток від (-)150 м до (+)130 м. Контурні води випробувані в інтервалі від 209 до 212 м у свердловині 17-Пилипи. Отримано води 21,6 м³/добу при динамічному рівні 169 м. Це води хлор-кальцієвого типу з мінералізацією 20,0 г/л. У свердловині 1-Пилипи при випробуванні інтервалу 338-360 м отриманий невеликий приплив води з мінералізацією 2,0 г/л.

Горизонт Б-3 лежить в межах відміток від 0 м до +160 м. У склепінній частині структури колекторів відсутні. Водяна частина покладу у випробуванні не виявлена.

Крім цих трьох горизонтів в косівських глинах є окремі лінзи пісковиків і алевролітів, які є часто водонасиченими. Властивості водопроникності середньобаденських відкладів пов'язані з породами тираської світи, яка літологічно представлена гіпсами і ангідритами. Дослідження цього горизонту у більшості випадків проводились при пошуках сірчаних родовищ. Дебіти

свердловин не перевищували 1 літра за секунду при пониженні рівнів на 50-80 м. Тільки на окремих ділянках підвищеної тріщинуватості дебіти свердловин становили 3-5 літра за секунду. Води напірні. Статичні рівні встановлювалися на 150-160 м вище їхньої поверхні.

Хімічний склад вод переважно сульфато-натрієвий з підвищеним вмістом хлоридів і сірководню. Загальна мінералізація підземних вод змінюється від 1,9 до 8,0 г/л.

За даними геофізичних досліджень свердловин на Пилипівському газовому родовищі щільними породами є гіпсоангідрити.

Висновок

Отже, в геологічній будові Пилипівського газового родовища виявлено 5 продуктивних горизонтів (Б-1, Б-2, Б-3, Б-4 і Б-5). У цілому це потужний піщано-глинистий горизонт які нерівномірно розповсюджені як по розрізу, так і по площі. (косівською світою) з загальною потужністю в районі робіт до 500 метрів. Горизонти відносяться до нижньої частини верхньобаденського теригенного комплексу и залягають на таких глибинах 140-360 м. Породи-колектори – піски, пісковики і алевроліти з пористістю від 15,5% до 32,5%. Середнє значення пористості за даними ГДС – в межах 20-25% характер газонасичення в середньому досягає такого показника у 22,21 тис. м³. Середня товщина пласта коливаються в межах від 4 до 25 м. На родовищі пластові води, переважно сульфато-натрієвий з підвищеним вмістом хлоридів і сірководню. Характеризуються не високою мінералізацією пластових вод і коливається від 1,9 г/л до 8 г/л.

2 ФІЗИКО-ЛІТОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПОРІД КОСІВСЬКОЇ СВІТИ ПИЛИПСЬКОГО РОДОВИЩА

2.1 Характеристика продуктивних горизонтів

Продуктивні горизонти Б-1, Б-2 і Б-3 належать до нижньої частини косівської світи.

Горизонт Б-1 розповсюджений майже по всій території родовища. Він відсутній на півночі у свердловинах 8-, 17-Пилипи і 9-Слк. На території, яка знаходиться у склепінні структури (свердловини 3-, 4-, 15-Пилипи) він характеризується від'ємними колекторськими властивостями. Верхня частина горизонту Б-1 (5-30 м) представлена пісковиками з прошарками алевролітів і рідко глин. Нижня частина складена глинистою товщею з рідкими тоненькими прошарками алевролітів і пісковиків. Товщина горизонту змінюється від 35 м (свердловина 1-Пилипи) до 50 м (свердловина 14-Пилипи). Глибина залягання від 314 м (свердловина 3-Пилипи) до 434 м (свердловина 1-Пилипи).

Горизонт Б-2 поширений майже на всій території родовища і за його межами. В межах структури є ділянка, де він характеризується від'ємними колекторськими властивостями: це район свердловини 4-Пилипи і 6-Пилипи. Верх горизонту представлений пісковиками, товщина яких не перевищує 60 м. Низ горизонту глинистий. Товщина горизонту Б-2 змінюється від 65 м (свердловина 3-Пилипи) до 130 м (свердловина 1-Пилипи). Горизонт знаходиться у діапазоні глибин 250 м (свердловина 3-Пилипи) – 340 м (свердловина 1-Пилипи).

Горизонт Б-3 поширений в межах території родовища. В східній частині він характеризується від'ємним колекторськими властивостями (свердловини 3-, 5-Пилипи). Його верхня частина (5-40 м) представлена переважно пісковиками, нижня частина – глиниста. Товщина горизонту коливається від 70 м (свердловина 4-Пилипи) до 145 м (свердловина 15-Пилипи). Горизонт лежить на глибинах від 134 м (свердловина 2-Пилипи) до 302 м (свердловина

15-Пилипи).

Пісковики сірі дрібнозернисті вапнисті слабослюдяні середньої щільності. Глини сірі і темно-сірі іноді майже чорні вапнисті слабослюдяні з залишками рослинного походження. Алевроліти сірі і темно-сірі вапнисті слабо слюдяні.

2.2 Лабораторні дослідження фізико-літологічних властивостей порід-колекторів

Вивчення фізико-літологічних властивостей порід-колекторів проводилося в лабораторіях Тематичної партії ДП «Західукргеологія».

Породи-колектори продуктивних горизонтів верхньобаденських відкладів складені пісковиками, алевролітами та аргілітами.

Пісковики світло-сірі, дрібнозернисті, середньозернисті, кварцові і олігоміктові, вапнисті, слабозцементовані. Лише зрідка зустрічаються тонкі верстви кварцитового пісковика. Вивчення шліфів показало, що вони складаються від 70 до 90 % з кластичного матеріалу, представленого переважно зернами кварцу. Зустрічаються польові шпати, мусковіт, біотит, іноді – глауконіт. Дуже часто роль колектора відіграють присипки піску на площинах нашарування, гнізда та прошарки пісковиків в глинистому розрізі[2].

Фізичні властивості порід-колекторів верхньобаденської товщі безбосередньо на родовищі лабораторними методами не вивчались через відсутність керна матеріалу. Вони вивчались на суміжних площах: Гуцулівській, Дебеславецькій Черногузькій, Славецькій та Шереметівській, де закономірності седиментації ідентичні у верхньобаденський період, не повинні суттєво відрізнятися від властивостей порід на Пилипівському родовищі. Колектори продуктивних горизонтів відносяться до гранулярно-порового типу. Пісковики різнозернисті, часто алевритисті. Гранулометричний склад представлений такими фракціями:

до 1 мм	0,2–8,2 %
1,0–0,5 мм	0,1–29 %
0,5–0,25 мм	4,3–24,2 %
0,25–0,1 мм	19,3–67,8 %
0,1–0,05 мм	5,4–17,7 %
0,05–0,01 мм	3,8–17,6 %
<0,01 мм	1,7–28,9 %

За даними промислово-геофізичних досліджень пористість окремих пластів досягає 32,6-32,8 % (продуктивний горизонт Б-3 водоносна частина у свердловині 8-Пилипи та продуктивний горизонт Б-2 водоносна частина у свердловині 14-Пилипи, відповідно).

У газоносних пропластках пористість коливається від 15,5 % продуктивний горизонт Б-2 у свердловині 1-Пилипи до 32,5 % в продуктивному горизонті Б-2 свердловини 4-Пилипи. Середні значення складають 20-25 %. Товщина окремих пластів змінюється в широких межах (від сантиметрів до 15 метрів).

Алевроліти сірі, світло-сірі, слюдисті, щільні, міцні, вапнисті, з глинисто-карбонатним цементом карбонатно-порового типу, які залягають у вигляді малопотужних пропластків в глинах і відрізняються від останніх лише співвідношеннями глинисто-карбонатного і алевритового матеріалу[2].

Алевроліти з наступним гранулометричним складом по фракціях:

до 1 мм	0,1–0,9 %
1,0–0,5 мм	0,1–3,0 %
0,5–0,25 мм	0,1–7,0 %
0,25–0,1 мм	11,8–37,4 %
0,1–0,05 мм	12,4–46,7 %
0,05–0,01 мм	12,2–31,4 %
<0,01 мм	6,1–26,4 %

Фільтраційні властивості алевролітів гірші за рахунок дрібнозернистих фракцій.

Цемент пісковиків глинисто-карбонатний, в окремих випадках карбонатно-глинистий, в алевролітах переважає глинисто-карбонатний, лише в деяких випадках карбонатно-глинистий.

На рисунку 2.1 приведений середній гранулометричний склад пісково-алевролітових відкладів верхнього бадену південно-східної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. На рисунку 2.2 показано зіставлення коефіцієнту пористості і карбонатності для даної товщі. На рисунку 2.3 показаний зв'язок між коефіцієнтом проникності (Кпр) і пористості (Кп)[2].

Глини та аргіліти виконують роль покришок. Глини мають темно-сірий колір, іноді зі слабким зеленуватим відтінком, міцні піщані, рідко сланцюваті, слабослюдисті, вапнисті з присипками по площинах нашарування, включеннями і гніздами пісковиків світло-сірих, дрібнозернистих, слюдистих, вапнистих. Потужність монолітних за даними ГДС глинистих верств, що гідродинамічно розділяють продуктивні горизонти, складає від перших десятків до 100 м і більше.

Аргіліти алевритисті, темно-бурі, з досить високим вмістом темно-бурої і жовто-бурої бітумінізованої органіки у вигляді дрібних уривків і плямистих виділень.

Висновок

Дослідження фізико-літологічних властивостей порід-колекторів верхньобаденських відкладів, проведене у лабораторіях Тематичної партії ДП «Західукргеологія», розкриває значний потенціал цих горизонтів для ефективного видобутку ресурсів.

Отримані дані конкретизуються такими показниками, як пористість окремих пластів, яка коливається від 32,6% до 32,8% у продуктивних горизонтах Б3 та Б2. Крім того, в газоносних пропластках пористість змінюється від 15,5% у горизонті Б2 свердловини 1-Пилипи до 32,5% у

горизонті Б2 свердловини 4-Пилипи.

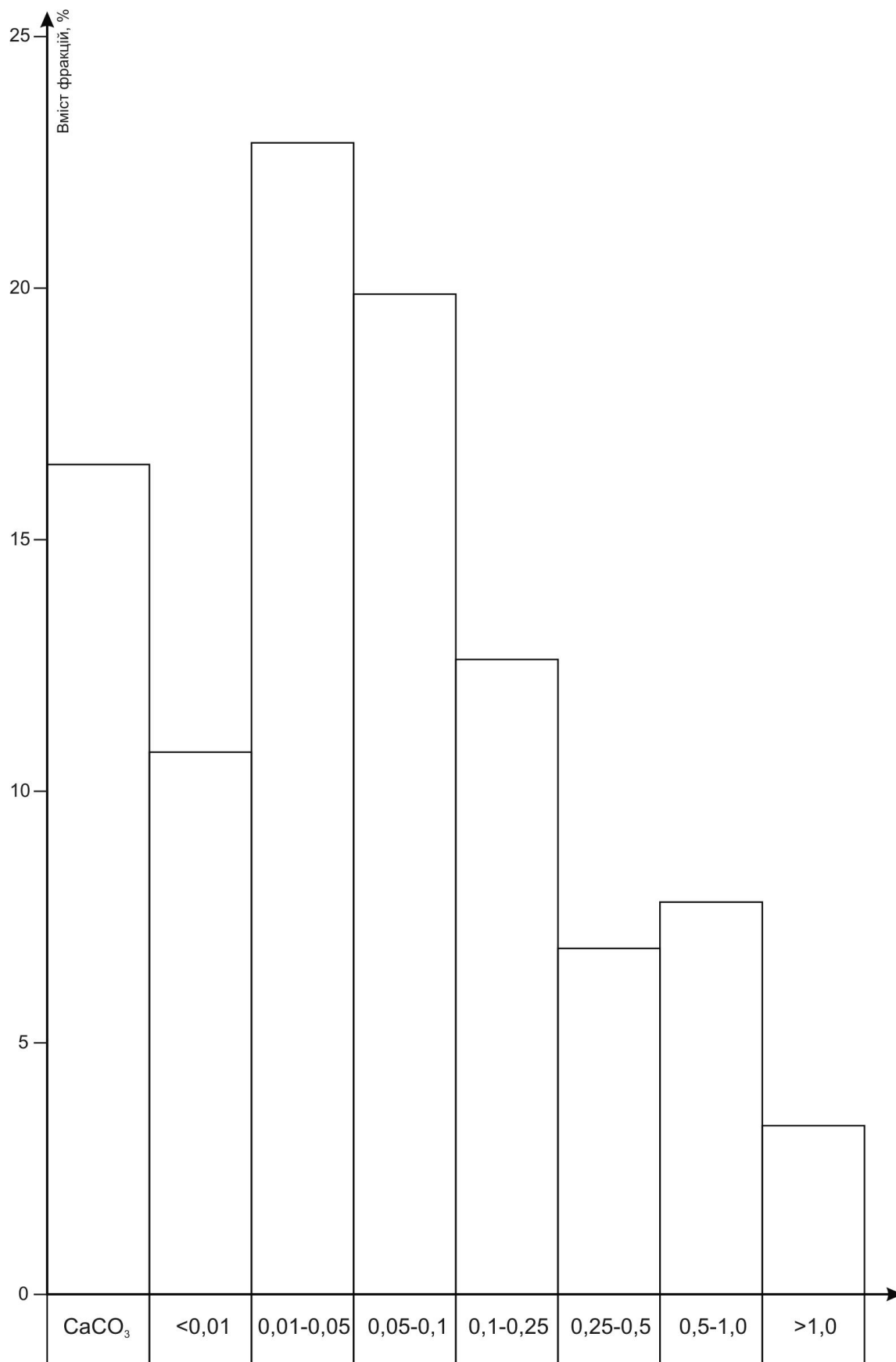


Рисунок 2.1 – Середньо-гранулометричний склад пісково-алеврітових відкладів верхнього бадену південно-східної частини Зовнішньої зони

Передкарпатського прогину

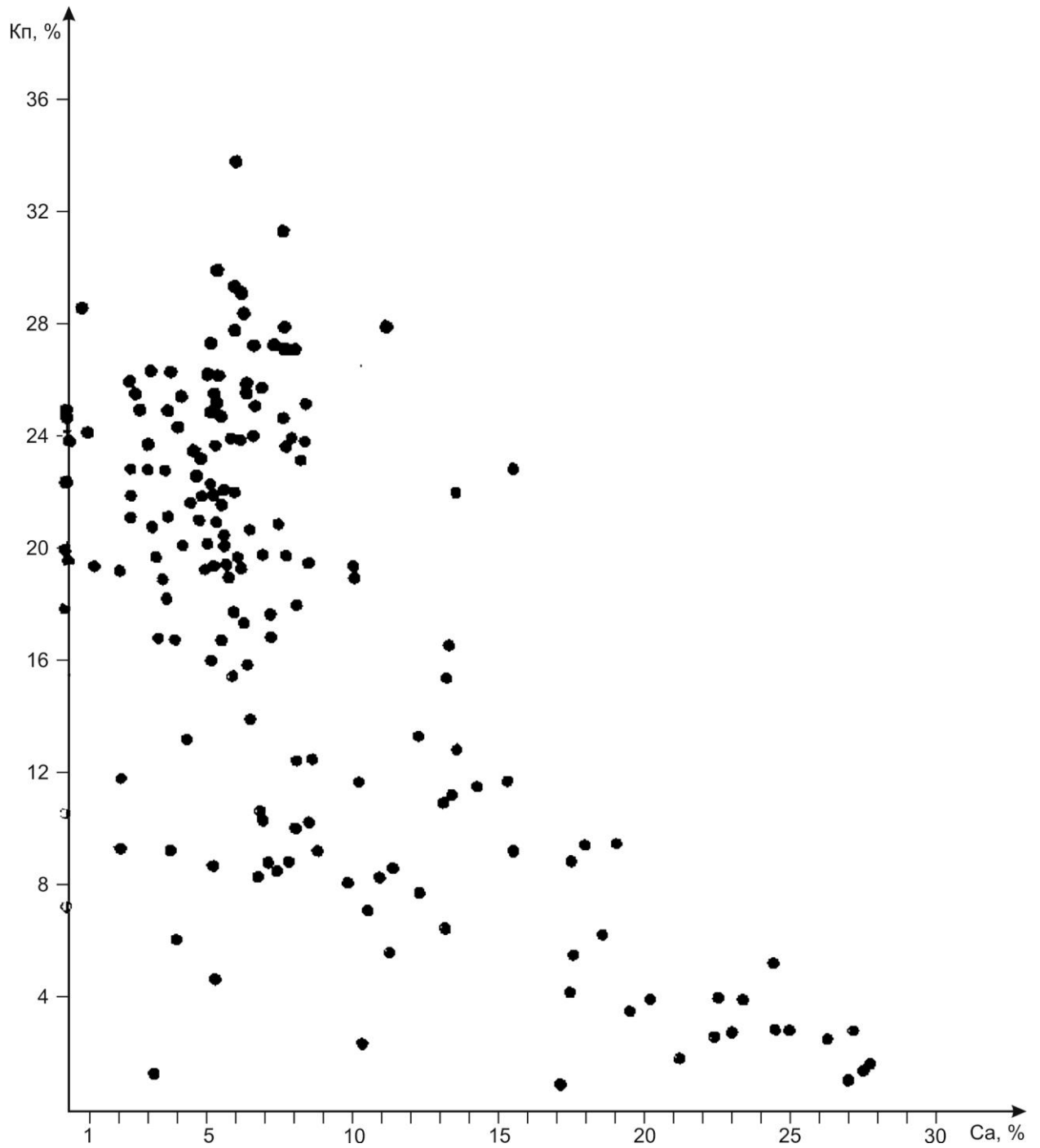


Рисунок 2.2 – Зіставлення коефіцієнту пористості і карбонатності для даної товщі

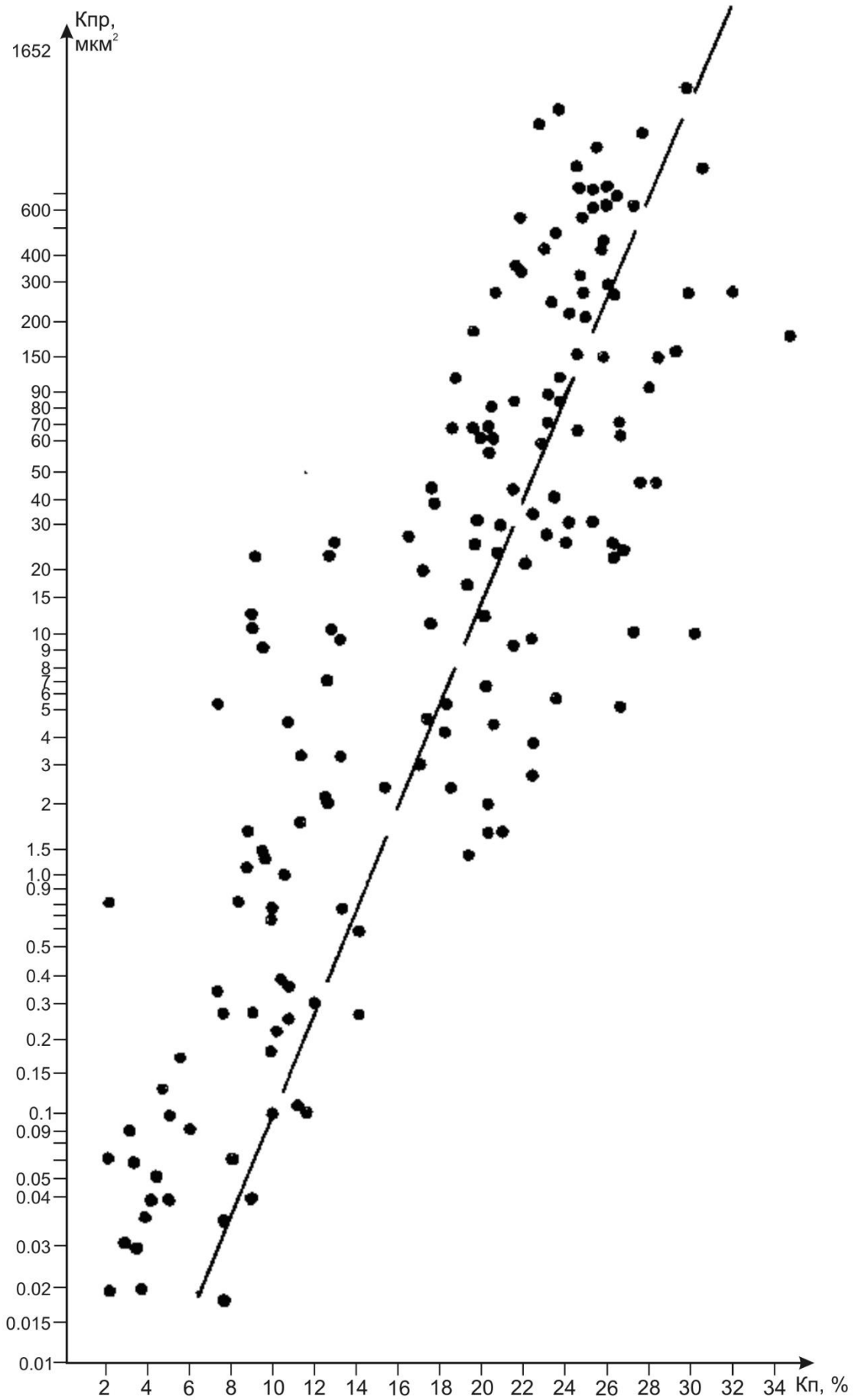


Рисунок 2.3 – Зв'язок між коефіцієнтами проникності (Кпр) і пористості (Кп)

3 АПАРАТУРА ТА ТЕХНОЛОГІЯ ПРОВЕДЕННЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГІЧНИХ ТА ГЕОХІМІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ

3.1 Геолого-технологічні завдання, які вирішуються за даними ГТД

За цільовим призначенням основні завдання ГТД що проводяться на сверловині поділяються на геологічні, технологічні, планово-економічні та інформаційні. Найважливішими та головними є геологічні та технологічні завдання. Вони дуже тісно взаємопов'язані і тому мають бути розглянуті разом. Основні задачі, що вирішуються за допомогою ГТД[3]:

1. Оптимізація отримання геолого-геофізичної інформації – вибір та коригування:

- інтервалів відбору керну, шламу, зразків ґрунтів;
- інтервалів, методів та часу проведення змінної частини обов'язкових детальних досліджень .

2. Оперативне літолого-стратиграфічне розчленування розрізу.

3. Оперативне виділення у розрізі пластів-колекторів;

4. Оперативна оцінка характеру насичення виділених колекторів;

5. Виявлення у розрізі реперних горизонтів.

Для вирішення геологічних завдань проводиться відбір шламу та аналіз ЛБА – через 5 метрів, а при підході до проектної глибини розкриття продуктивних проектних пластів та у пласті – через 1-2 метри.

При цьому реєструються такі геолого-геохімічні параметри:

- сумарний газоміст у ПР – Гсум;
- кількісний склад ВВ газів (С1-С5) у газоповітряній суміші, отриманої в результаті безперервної часткової дегазації ПР (ГВЛ), абс.%;
- відсотковий зміст основних літологічних різниць у пробах шламу%;
- люмінесцентно-бітумінологічний аналіз проб шламу (ЛБА шламу);
- люмінесцентно-бітумінологічний аналіз проб бурового розчину (ЛБА розчину) виконується у випадках підвищення газопоказань або обтяження

відносного складу УВ-газів, що не підтверджуються геологічними причинами;

- розраховувалися такі геолого-геохімічні параметри:
- сумарний вміст ВВ газів по ГВЛ (C1+C5), абс.%;
- відносневміст ВВ газів (C1-C5) по ГВЛ, %.

Основні технологічні задачі, що вирішуються:

1. Раннє виявлення газонафтоводопроявів та поглинань при бурінні.
2. Оптимізація процесу заглиблення свердловини залежно від геологічних завдань.
3. Розпізнавання та визначення тривалості технологічних операцій.
4. Вибір та підтримання раціонального режиму буріння з контролем відпрацювання доліт.
5. Раннє виявлення проявів та поглинань при спуско-підйомних операціях, керування доливом.
6. Оптимізація спуско-підйомних операцій (обмеження швидкості спуску, оптимізація роботи вантажопідіймальних механізмів).
7. Контроль гідродинамічних тисків у свердловині.
8. Контроль пластових та порових тисків.
9. Контроль спуску та цементування обсадної колони.
10. Діагностика передаварійної ситуації в реальному масштабі часу.
11. Діагностика роботи бурового устаткування.

Для вирішення вищезазначених завдань у реальному часі реєструються такі технологічні параметри:

- вага на гаку, т;
- тиск у нагнітальній лінії, атм;
- становище тальблока щодо столу ротора, м;
- число ходів насосів, х / хв;
- потік на виході, ум.од;
- температура розчину на виході, °;
- об'єм у робочих ємностях та в ємності долива, м³;
- поточний час, сік;

та розраховувалися такі технологічні параметри:

- навантаження на долото, т;
- поточна глибина вибою, м;
- глибина положення долота, м;
- швидкість СПО, м/сек;
- витрата ПР на вході, л/сек;
- механічна швидкість проходки, м/год;
- детальний механічний каротаж (ДМК), мін / м;
- визначення режимів на буровій (буріння, опрацювання, СПО, ГДС, “над вибоєм” тощо);
- сумарні часи за рейсами, час-хв;
- час відставання по розчину та шламу, хв.[3]

3.2 Апаратура станції ГТД для дослідження свердловин

Забезпечення методів ГТД здійснюється комплексом датчиків, що реєструють параметри буріння і первинними джерелами даних, що є.

Датчики забезпечують реєстрацію наступних технологічних параметрів:

– «Вага на гаку» вимірюється тензометричним датчиком (рис. 3.1), встановленим на «мертвому» кінці лебідки. Первинним перетворювачем служить тензорезистор, який змінює електричний опір провідника під впливом деформації. Діапазон виміру від 0 до 200 тонн, чутливість 80 кг. Використовується для розрахунку навантаження на долото та інших задач[3].

– «Тиск на вході нагнітальної лінії» вимірюється датчиком тиску ДД-250 (рис. 3.2), встановленим на маніфольді нагнітальної лінії. Первинним перетворювачем є тензорезистор. Діапазон виміру від 0 до 250 атм. Точність вимірів – 1%. Тиск служить для оперативного виявлення підклинок долота або забійного двигуна[3].

– «Висота положення тальблока» вимірюється датчиком оборотів лебедки (ДОЛ), встановленим на лебідці. Діапазон виміру від 0 до 40 м.

Точність вимірів – 1 см. Даний датчик є основою розрахунку глибини долота (рис.3.3).

– «Кількість ходів бурового насоса» вимірюється індуктивним датчиком (рис. 3.4), який спрацьовує від наближення металу, видаючи імпульси кратно ходам насоса. Точність вимірів – 1 хід насоса.

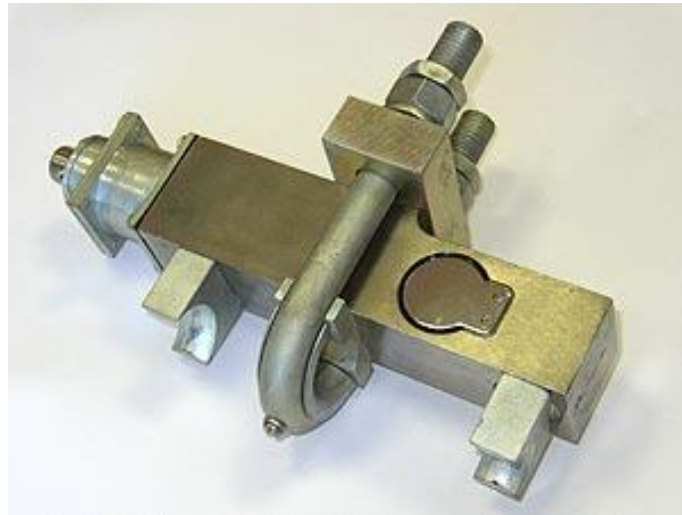


Рисунок 3.1 – Датчик натягу на крюку



Рисунок 3.2 – Датчик тиску ДД-250



Рисунок 3.3 – Датчик обертів тальблока



Рисунок 3.4 – Датчик ходів насоса (витрати на вході)

– «Обороти ротора» вимірюється індуктивним датчиком (рис.3.4), який спрацьовує від наближення металу, видаючи імпульси кратно оборотів валу ротора, встановленим на приводі стола ротора. Точність вимірів – 1 оборот ротора.

– «Витрата промивної рідини на вході» вимірюється датчиком РГР-100 (рис. 3.5), встановленим в нагнітальній лінії, або ультразвуковим датчиком «ARTWIK». Електромагнітний перетворювач або заснований на ефект доплерівського. Діапазон виміру від 0 до 100 л\сек. Точність вимірів 1 %.

– «Витрата промивної рідини на виході» вимірюється датчиком «лопатка» (рис. 3.6) з реохордом, встановленим у жолобі. резистивний тип

перетворювача. Діапазон виміру від 0 до 50 л. Точність вимірів – 10 %. Використовується тільки на бурових із відкритою жолобною системою.



Рисунок 3.5 – Датчик тиску ПР на вході



Рисунок 3.6 – Датчик витрат промивної рідини на виході

– «Рівень промивної рідини в ємностях» вимірюється рівнемірами герконового типу, встановленим в ємності з буровим розчином. Діапазон виміру від 1 до 2,5 м. Точність вимірів – 0.5 мм. Об'єм рідини для промивання розраховується програмно виходячи з площі дна ємності.

– «Температура промивної рідини на виході» вимірюється термометром

(рис. 3.7), встановленим у жолобі. Первинний перетворювач – терморезистор, Діапазон виміру від 0 до 100 С. Точність вимірів 1 С.

За погодженням із замовником та при використанні пересувних бурових установок, що використовують насоси з регульованими ходами, витрата промивної рідини на вході розраховується програмно виходячи з коефіцієнта заповнення насоса та кількості ходів насоса.



Рисунок 3.7 – Датчик температури

Інформаційне табло бурильника призначене для відображення та візуалізації інформації, що отримується від датчиків. На лицьовій панелі пульта бурильника розташовані шість лінійних шкал з додатковою цифровою індикацією для відображення параметрів: момент, що крутить на роторі, тиск ПР на вході, щільність ПР на вході, рівень ПР в ємності, витрата ПР на вході, витрата ПР на виході. Параметри ваги на гаку, навантаження на долото за аналогією з ГІВ відображені на двох кругових шкалах із додатковим дублюванням у цифровому вигляді. У нижній частині табло розташовані одна лінійна шкала для відображення швидкості буріння, три цифрові індикатори для відображення параметрів – глибина вибою, положення над вибоєм, газоутримання. Алфавітно-цифровий індикатор призначений для виведення текстових повідомлень та попереджень[3].

Геохімічний модуль станції включає газовий хроматограф, аналізатор сумарного газоутримання, газоповітряну лінію та дегазатор бурового розчину.

Найбільш важливою складовою геохімічного модуля є газовий хроматограф. Для безпомилкового, чіткого виділення продуктивних інтервалів у процесі розтину потрібен дуже надійний, точний, високочутливий прилад, що дозволяє визначати концентрацію і склад граничних вуглеводневих газів в діапазоні від $1 \cdot 10^{-5}$ до 100 %. Для цього для комплектації станції ГТД розроблено газовий хроматограф «Хромопласт» (рис. 3.8).

Для виділення забійного газу, розчиненого в буровому розчині, використовуються дегазатори двох типів:

- поплавкові дегазатори пасивної дії;
- дегазатори активні із примусовим дробленням потоку.



Рисунок 3.8 – Хроматограф «Хромопласт»

Поплавкові дегазатори прості та надійні в експлуатації, проте забезпечують коефіцієнт дегазації трохи більше 1-2 %.

Дегазатори з примусовим дробленням потоку можуть забезпечити

коефіцієнт дегазації до 80-90 %, але менш надійні та потребують постійного контролю.

Безперервний аналіз сумарного газовмісту проводиться за допомогою виносного датчика сумарного газу. Перевага даного датчика перед традиційними аналізаторами сумарного газу, що розміщуються в станції, полягає в оперативності одержуваної інформації, так як датчик розміщується безпосередньо на буровій і час затримки транспортування газу з бурової на станцію виключається. Крім цього, для комплектації станцій розроблені газові датчики для вимірювання концентрацій неуглеводневих компонентів аналізованої газової суміші: водню H_2 , окису вуглецю CO , сірководню H_2S [3].

Геологічний модуль станції забезпечує дослідження бурового шламу, керна та пластового флюїду в процесі буріння свердловини, реєстрацію та обробку одержуваних даних.

Дослідження, що виконуються операторами станції ГТД, дозволяють вирішувати такі основні геологічні завдання:

- літологічне розчленування розрізу;
- виділення колекторів;
- оцінка характеру насичення колекторів

Для оперативного та якісного розв'язання цих завдань визначено найбільш оптимальний перелік приладів та обладнання та, виходячи з цього, розроблено комплекс геологічних приладів.

Карбонатомір мікропроцесорний «КУМ-2» (рис. 3.9) призначений для визначення мінерального складу гірських порід у карбонатних розрізах по шламу та керну. Даний прилад дозволяє визначити відсотковий вміст кальциту, доломіту та нерозчинного залишку в досліджуваному зразку порід. Прилад має вбудований мікропроцесор, який розраховує процентний вміст кальциту та доломіту, значення яких відображаються на цифровому табло або екрані монітора. Розроблено модифікацію карбонатомера, що дозволяє визначити вміст у породі мінералу сидериту (щільність $3,94 \text{ г/см}^3$), який

впливає на щільність карбонатних порід та цементу теригенних порід, що може суттєво знижувати значення пористості.



Рисунок 3.9 – Карбонатомір мікропроцесорний «КУМ-2»

Щільномір шламу ПШ-1 призначений для експрес-вимірювання щільності та оцінки загальної пористості гірських порід по шламу та керну. Принцип вимірювання приладу ареометричний, заснований на зважуванні досліджуваного зразка шламу у повітрі та у воді. За допомогою щільноміра ПШ-1 можна проводити вимірювання щільності гірських порід із щільністю $1,1-3 \text{ г/см}^3$ [3].

Люміноскоп ЛВР-1 (рис. 3.10) з виносним УФ-освітлювачем та пристроєм для фотографування призначений для дослідження бурового шламу та зразків керна під ультрафіолетовим освітленням з метою визначення наявності у породі бітумінозних речовин, а також для їхньої кількісної оцінки. Принцип вимірювання приладу заснований на властивості бітумоїдів при їх опроміненні ультрафіолетовими променями випромінювати холодне світіння, інтенсивність і колір якого дозволяють візуально визначити наявність, якісний

і кількісний склад бітумоїда в досліджуваній породі з метою оцінки характеру насичення колекторів. Пристрій для фотографування витяжок призначений для документування результатів люмінесцентного аналізу та сприяє виключенню суб'єктивного фактора при оцінці результатів аналізу. Виносний освітлювач дозволяє здійснювати попередній огляд великогабаритного керна на свердловій з метою виявлення наявності бітумоїдів.



Рисунок 3.10 - Люміноскоп ЛВР-1

Осушувач шламу ОШ-1 призначений для експрес-осушки проб шламу під впливом теплового потоку. Осушувач має вбудований регульований таймер та кілька режимів регулювання інтенсивності та температури повітряного потоку.

Перераховані датчики є базовим комплектом станції ГТД «Well data», що є достатнім мінімумом для вирішення технологічних завдань. Крім перерахованих вище, використовуються також додаткові датчики при бурінні надглибоких свердловин з зонами АВПТ. У роботі при бурінні свердловини на

Пилипівському родовищі використовувався базовий комплект датчиків.

3.3 Методика дослідження свердловин

З метою пошуку покладів газу у відкладах Баденської світи та вивчення геологічної будови площі та були закладені свердловини.

Буріння свердловин супроводжувалося геолого-технологічними дослідженнями[4].

Для досліджень використовувалася комп'ютеризована станція ГТД «WellData» з автоматизованим газокаротажним хроматографом «Хромопласт», що здійснює роздільний компонентний аналіз вуглеводневих газів граничного ряду C1-C5. А також комплектом датчиків для реєстрації технологічних параметрів. Паралельно інформація про будівництво свердловини в реальному часі передавалася на пульт бурильника, встановлений безпосередньо на буровий. Дані реєструвалися з етапом опитування 10 сек. у тимчасовому масштабі, 0.2 метри у глибинному масштабі. Реально-часова візуалізація параметрів проводилася безперервно на екранах комп'ютерів з прив'язкою по глибині та за часом у заданому масштабі. Обробка та візуалізація геолого-технологічних досліджень проводилася у спеціалізованому програмному пакеті GeoData.

Основною первинною виробничою одиницею служби ГТД є партія, яка здійснює цілодобовий супровід процесу будівництва свердловини та забезпечує:

- 1) реєстрацію параметрів та візуалізацію їх на екрані дисплеїв;
- 2) обробку даних із визначенням розрахункових параметрів;
- 3) оперативний аналіз ситуації;
- 4) видачу попереджень геологічній та технологічній службі про відхилення параметрів від проектних;
- 5) видачу попередніх висновків про перспективи нафтогазоносності розрізу за комплексом методів ГТД.
- 6) отримання достовірної інформації на підставі правильного

налаштування, своєчасної профілактики та ремонту апаратного забезпечення та датчиків;

7) оперативне виявлення несправності та, у разі неможливості її усунення на місці, повідомлення на базу з точним описом симптомів;

8) оперативну інтерпретацію показань датчиків та своєчасне оповіщення бурової бригади та майстра про відхилення від ГТН, відпрацювання долота, перед аварійні ситуації.

Збір з датчиків і обробка сигналів, що надходять з датчиків, здійснюється виносним технологічним модулем комутації і збору інформації «Пульт бурильника», що розташовується на буровій в безпосередній близькості від бурильника. Також «Пульт бурильника» забезпечує контроль та наочне відображення основних технологічних параметрів буріння, виведення аварійної сигналізації та повідомлень для бурильника у процесі буріння[5].

Аналогові електричні сигнали з датчиків ГТД, встановлених на буровій, перетворюються на цифрові – аналого-цифровим перетворювачем (АЦП) і передаються каналом зв'язку з буровою на станцію, де обробляються та реєструються програмним комплексом «Реєстратор».

Програма «Реєстратор» здійснює в режимі реального часу:

- прийом від датчиків та пульта бурильника технологічних параметрів буріння та газових параметрів;
- реєстрацію параметрів у масштабі часу, глибини та «виправленої» глибини;
- відображення параметрів у цифровому та графічному вигляді, на технологічних схемах процесу буріння;
- автоматичний та візуальний контроль параметрів буріння та оцінку ситуації;
- контроль роботи реєструючої апаратури;
- накопичення даних, що реєструються в базі даних реального часу;
- передачу даних із бурової на віддалений комп'ютер через Інтернет, а також у додаткових модулях:

- контроль зон АВПТ;
- прийом від газоаналітичної апаратури геохімічних параметрів (робота із хроматографом);
- контроль частки при СПО; контроль об'ємів розчину; гідравлічні та гідродинамічні розрахунки
- роботу з пультом бурильника; віддалений моніторинг процесу буріння;

Обробний комплекс «Реєстратор» встановлений на комп'ютері-збирачі. Цей комплекс забезпечує автоматичний розрахунок численних параметрів під час буріння свердловини.

Розрахунок навантаження на долото, поточної глибини вибою, глибина положення долота, ДМК, механічної швидкості буріння, відносної концентрації вуглеводневих газів, середня швидкість проходки, рейсова швидкість проходки, нормалізована швидкість проходки, швидкість СПО, сумарний обсяг у всіх ємностях, зміна об'єму ємностях у процесі циркуляції, об'єми та інтенсивність поглинання та прояви, баланси об'ємів при витісненні та доливі свердловини. «Прив'язка» даних хроматографічного аналізу до справжніх глибин з урахуванням відставання розчину та газоповітряної лінії. Виготовляється автоматичне визначення технологічних етапів на буровому.

3.4 Газовий каротаж

Газоаналітичний канал складається з наступних елементів: дегазатора, барбатера, вологоуловлювача, ротаметра, хроматографа.

Основним елементом газоаналітичного каналу є хроматограф (ХГ), в якому відбувається розподіл газоповітряної суміші, що подається на вхід, на окремі компоненти. У результаті ми отримуємо кількісні та якісні значення перших п'яти компонентів вуглеводневих газів, що перебувають у газоповітряній суміші (метан, етан, пропан, бутан, пентан).

Під газоаналітичним каналом, в даному випадку, розуміється весь ланцюжок, що реєструє газонасиченість промивної рідини: дегазатор-

газоповітряна лінія-хроматограф-реєструюча система-програма «Реєстратор». Для дегазації розчину використовується дегазатор поплавця або дегазатор активного типу, розміщений на ділянці висхідного потоку бурового розчину перед віброситом. Дегазатор відбирає всю газоповітряну суміш, що надходить з промивної рідини без підтоку повітря. Газоповітряна лінія забезпечує надходження газу до станції з часом відставання 2-9 хвилин (залежить від довжини газоповітряної лінії). Хроматограф проводить відбір проб в автоматичному режимі з циклом між аналізами 2 хв. реєструються такі компоненти: метан, етан, пропан, бутан, пентан. Ці п'ять компонентів використовуються для оцінки характеру насичення пласта.

Газовий каротаж заснований на вивченні кількості та складу газу, що потрапив у буровий розчин із розбурюваних або розкритих свердловиною пластів. Газовий каротаж використовується для виділення нафтогазовмісних пластів, зон аномально високих порових тисків, попередження викидів нафти та газу. На кривих сумарних газопоказань виділяються аномальні ділянки в 1,5 рази і більше, ніж фонові значення. Причини збільшення значень сумарного газу в процесі безперервного буріння обумовлюються насамперед наявністю пласта-колектора. За складом газу можна припустити насичення колектора, наприклад, у водоносних колекторах переважає метан і відносна кількість метану досягає до 99%, тоді як у нафтонасичених пластах це значення не перевищує 85%. Проте, який завжди збільшення газопоказань обумовлює наявність колектора – яскравим прикладом служить баженівська оточення представлена бітумінозними аргілітами.

Недоліком газового каротажу є пізня інформативність, зумовлена затримкою часу з моменту газопроявлення з пласта до надходження на газоаналітичну апаратуру станції, так званий час відставання. Для нівелювання даного недоліку і попереднього визначення характеру насичення пластів при зміні даних механічного каротажу проводиться зупинка поглиблення на величину відставання промивної рідини.

Прив'язка даних газового каротажу здійснюється програмою реєстрації

за даними часу відставання, що складається з часу відставання циркуляції бурового розчину свердловини і газоповітряної лінії (ГПЛ). Час циркуляції бурового розчину розраховується з відношення обсягу затрубного простору та витратою рідини для промивання.

3.5 Оцінка якості геолого-технологічного матеріалу

Передача матеріалів ГТД у ІІІ геофізичного підприємства провадиться начальником партії ГТД відповідно до внутрішнього регламенту геофізичного підприємства. Рекомендується передавати матеріали в ІІІ щотижня, якщо інше не визначається Замовником. Обов'язкової задачі в ІІІ підлягають дані ГТД на момент проведення чергового каротажу.

Обов'язкової задачі в ІІІ підлягають такі матеріали:

- цифровий матеріал по свердловині (або інтервал) на регламентованому типі носія;
- робочий журнал по свердловині
- результати експрес-аналізів, що проводяться, безпосередньо на свердловинах проб шламу, керна, рідини для промивання, пластового флюїду, (у разі їх відбору випробувачами на кабелі або випробувачами на трубах);
- відомості про літологічний склад та колекторські властивості порід;
- відомості про інтервали з люмінесценцією та підвищеними газопоказаннями, із зазначенням відсоткового вмісту та компонентного складу вуглеводнів;
- відомості про інтервали з підвищеним вмістом нафти у пробах шламу за даними ІЧ-спектрометрії;
- відомості про прогнозований пластовий (поровий) тиск;
- рекомендації операторів з позначкою щодо їх виконання;
- висновок за результатами ГТД про виділені перспективні інтервали та характер їх насичення, що включають рекомендації на проведення наступних технологічних операцій (продовження буріння, випробування у відкритому

стовбурі, відбір ґрунтів та проб пластових флюїдів, спуск обсадної колони тощо).

– діаграми у масштабі глибин.

Обробка та інтерпретація матеріалів ГТД у контрольно-інтерпретаційній партії та передача матеріалів досліджень Замовнику.

Матеріали ГТД, що надійшли в ІП, проходять наступні стадії обробки:

– архівування первинної цифрової інформації у функції часу, функції глибини та глибини з "відставанням", а також всієї супутньої інформації, для подальшого зберігання, термін зберігання може бути обмежений терміном життя свердловини; рекомендується зберігати інформацію у ІП не менше 5 років; термін зберігання копії інформації у Замовника визначається самим Замовником;

– оцінка якості матеріалів, що надійшли;

– формування єдиної бази даних функції глибини;

– ув'язування даних ГТД у функції глибин із глибинами за результатами ГДС;

– інтерпретація даних ГТД щодо перспективних інтервалів з виділенням продуктивних горизонтів та визначенням характеру їх насичення;

– узгодження зведених діаграм ГТД у масштабі глибин;

– складання зведених таблиць;

– складання звіту по свердловині

– напрямок звіту по свердловині для комплексної інтерпретації матеріалів ГДС;

– передача звіту по свердловині Замовнику.

Оцінка якості матеріалів ГТД, що надійшли, полягає у виявленні в записі інформації збійних ділянок, перевірки наявності та термінів калібрування датчиків і газоаналітичної апаратури, повноті матеріалів, що здаються. Інтервали, охарактеризовані забракованими матеріалами, у подальшому розгляді та інтерпретації не використовуються, хоч і можуть залучатися для відновлення послідовності технологічних операцій. Підприємства, які

проводять ГТД, повинні мати узгоджені із Замовником Інструкції з оцінки якості матеріалів ГТД.

Висновок

В процесі буріння свердловин проведення ГТД розв'язує завдання, які поділяються на геологічні та технологічні. Геологічні завдання орієнтовані на збір геолого-геофізичної інформації та літолого-стратиграфічний аналіз розрізу, тоді як технологічні завдання спрямовані на оптимізацію процесів буріння та контроль за гідродинамічними тисками. Цей комплексний підхід дозволяє забезпечити якісне та ефективне проведення буріння свердловин.

Газовий каротаж, заснований на аналізі газу вмісту у буровому розчині, використовується для виділення нафто-газо вмісних пластів та зон високих порогових тисків, хоча його недоліком є пізня інформативність, обумовлена затримкою часу між газопроявленням і реєстрацією даних.

4 ВИДІЛЕННЯ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ В ГЕОЛОГІЧНОМУ РОЗРІЗІ ПИЛИПІВСЬКОГО РОДОВИЩА ЗА ДАНИМИ ГЕОЛОГО- ТЕХНОЛОГІЧНИХ ТА ГЕОХІМІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН

4.1 Інтерпретація даних геолого-технологічних та геохімічних досліджень свердловин

4.1.1 Каротаж за шламом. Каротаж за шламом проводиться для визначення літологічного складу, густини, фракційного складу, карбонатності, пористості та бітумінозності розбурених порід. Відбір шламу і його візуальний та люмінесцентний контроль проводяться на буровій, а інші дослідження – у стаціонарній геохімічній лабораторії геофізичного підприємства.

Відбір шламу здійснюється через кожні 3-5 м на ділянках із фоновими значеннями газопоказів і через кожні 1-2 м в перспективних інтервалах розрізу. Візуальне вивчення шламу під мікроскопом включає аналіз габаритної фракції, структури, кольору. Після визначення маси і об'єму частинок шламу оцінюється їх густина.

Визначення карбонатності шламу проводиться за об'ємом виділеного вуглекислого газу при реакції частинок розбуреної гірської породи із соляною кислотою. Елементний склад шламу визначається за допомогою ядерно-фізичних методів аналізу: вміст U, Th, K – за даними гамма-спектрометрії (час аналізу – 30-60 хв); Ca і Fe – за даними рентген-радіометричного методу з використанням джерела Cd109 (час аналізу – 5-10 хв); Al, Si, Mg – за даними нейтронного активаційного методу (час аналізу – 15-20 хв). Кількісний розрахунок вмісту елементів здійснюється шляхом порівняння зареєстрованих даних з результатами вимірів на еталонних пробах із відомим вмістом елементів.

Ядерно-фізичний аналіз шламу дозволяє не тільки оцінити літологічний склад порід, але й встановити кореляційні зв'язки між концентраціями

елементів у шламi та бітумінозністю, кількістю зв'язаної води, карбонатністю й окремелістю порід.

Основна методична складність при узагальненні та аналізі даних шламу полягає у забезпеченні точної прив'язки результатів вимірювань до розрізу. Звичайна методична прив'язка шламу до глибини полягає у врахуванні відставання промивальної рідини на ділянці "вибій-гирло" без поправок на седиментацію частинок і обвалювання стінок свердловини. Ця методика ефективна при вивченні неглибоких свердловин, буріння яких ведеться на в'язких і важких промивальних рідинах. При вивченні глибоких (понад 3500 м) свердловин та при використанні полегшених промивальних рідин відбувається сепарація шламу за фракціями та його змішування з обваленими породами зі стінок свердловини.

Кінцева прив'язка шламу до дійсних глибин здійснюється шляхом кореляції літологічної колонки, побудованої за шламом, із даними промислово-геофізичних досліджень. Результати досліджень шламу, включаючи дані люмінісцентного та фотоколометричного аналізів, наносяться на зведену діаграму геолого-технологічних досліджень у вигляді графіків зміни кожного параметра з глибиною.

4.1.2 Фільтраційний каротаж. Фільтраційний каротаж реєструє різницю об'ємів промивальної рідини на вході і виході зі свердловини. Зменшення об'єму рідини на виході вказує на поглинаючі інтервали, а збільшення – на приплив пластової продукції.

Фільтраційний каротаж здійснюється двома способами:

1. Вимірюванням розходів промивальної рідини на вході і виході зі свердловини.

2. Вимірюванням рівня промивальної рідини в мірній ємності за допомогою поплавкових давачів.

Перший спосіб дозволяє проводити вимірювання на гирлі свердловини, але він менш точний через опосередковане вимірювання (розходу, а не об'єму) і потребує двох вимірювань. Другий спосіб визначає зміну об'єму рідини, але

виникають труднощі з врахуванням втрат при очищенні рідини.

Результати фільтраційного каротажу представлені як залежність ΔV (або ΔQ при постійному режимі насосу) від глибини. Глибину свердловини визначають за довжиною бурильного інструменту у свердловині:

$$H=L+\Delta l \quad H=L+\Delta l$$

де H – глибина свердловини, L – довжина інструменту, Δl – видовження інструменту під вагою[6].

Фільтраційний каротаж ефективний для виділення тріщинних колекторів, особливо на значних глибинах через підвищені репресії на пласти. Однак, його можливості обмежені складністю врахування впливу поглинання рідини верхніми колекторами на результати досліджень нижніх інтервалів.

4.1.3 Механічний каротаж. Окрім вирішення геологічних завдань, дані геолого-технологічних досліджень допомагають вирішувати такі питання технології буріння:

1. Попередження викидів зі свердловини.
2. Контроль за зношуванням долота.
3. Контроль за утворенням сальників на бурильному інструменті.
4. Виявлення негерметичності стінок бурильного інструменту.

Ці завдання вирішуються шляхом порівняння вимірюваних параметрів із середньостатистичними або розрахунковими значеннями.

Попередження викидів здійснюється через контроль питомої ваги та об'єму промивальної рідини на вході й виході зі свердловини. Зношування долота виявляється через зменшення крутного моменту та збільшення частоти обертання ротора при незмінному навантаженні на долото.

Сальники на бурильному інструменті визначаються за змінами розходу промивальної рідини або тиску насосів порівняно з очікуваними значеннями. Негерметичність стінок бурильного інструменту проявляється значним падінням тиску в кільцевому просторі при незмінному або зростаючому розході промивальної рідини.

Виявлені ускладнення технології буріння вирішуються як оперативно,

так і в перспективному порядку.

4.1.4. Контроль за параметрами режиму буріння. Геолого-технологічні дослідження використовуються для вирішення технологічних питань буріння, таких як попередження викидів, контроль за зношуванням долота, утворення сальників і негерметичність стінок бурильного інструменту. Попередження викидів здійснюється контролем питомої ваги та об'єму промивної рідини. Зношування долота виявляється за зменшенням крутного моменту і збільшенням частоти обертання ротора. Сальники виявляються за змінами розходу рідини або тиску насосів. Негерметичність стінок визначається значним падінням тиску в кільцевому просторі. Вирішення ускладнень здійснюється оперативно або перспективно.

4.2 Виділення порід-колекторів в геологічному розрізі св. №XX-Пилипівська

Свердловина пробурена на Пилипівському родовищі з метою експлуатації газових покладів у баденських відкладах. На рисунку 4.1 представлена глибинна діаграма геолого-технологічних досліджень свердловини, а результати інтепритації подані в таблиці 4.1.

Категорія свердловини – експлуатаційна.

Проектна глибина 400м.

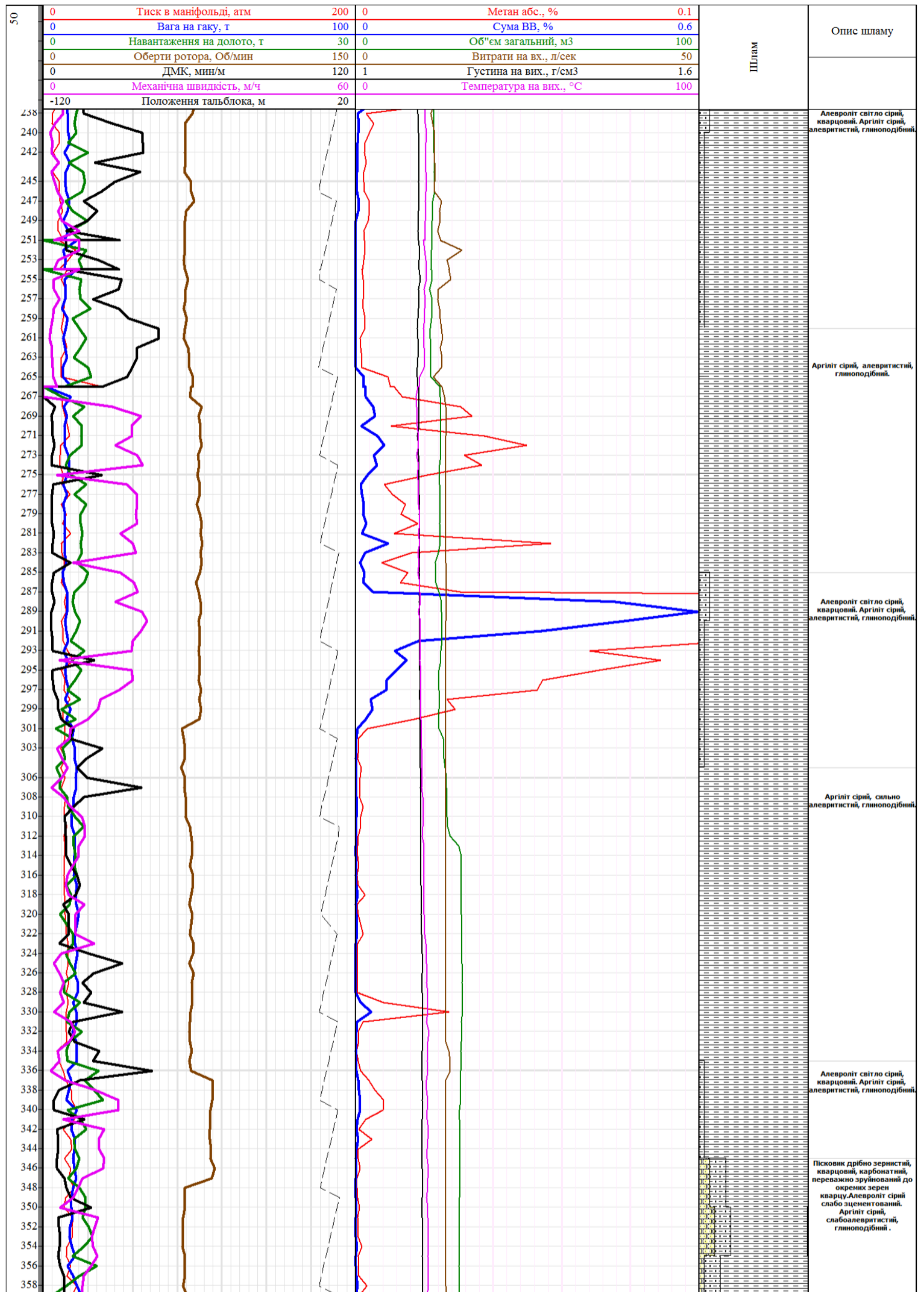
На основі міжсвердловинної кореляції пропонується наступне літолого-стратиграфічне розчленування розкритого розрізу свердловини:

Пласт 1.

За даними ГДС пласт 1 розкрито в інтервалі 60,8- 68,4 м.

Аргіліт сірий, слабоалевритистий, глиноподібний .

Розріз пласта супроводжувалося збільшенням швидкості, незначним підвищенням сумарних газопоказань, Газопоказання і дані ЛБА при вкритті відкладених пласта 1 практично не змінилися і зберегли фоновий рівень



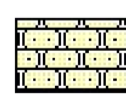
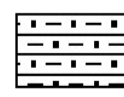
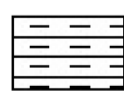
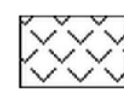
 Пісковик
  Алевроліт
  Аргіліт
  Гіпс

Рисунок 4.1 – Глибинна діаграма геолого-технологічних досліджень свердловини

Таблиця 4.1 – Результати інтерпретації геофізичних досліджень проведених у свердловині Пилипівського родовища

NN	Інтервал, м		Н, м	Неф м	Rб О	Вміст С1	Сумарні (абс%)	Швидкіс ДМК	Світі ЛБА	Опис шламу	насичення
1	60,8	68,4	7,6		1,0	До 98%	0,008-0,011	Підвище	Фон	Аргіліт сірий	водоносний
2	72,0	86,6	14,		1,0	До 98%	0,007-0,011	Підвище	Фон	Аргіліт сірий, глина сіра,	водоносний
3	132,6	140,0	7,4	3,8	1,0	До 97,5%	0,015-0,031	3-6	Фон	Аргіліт сірий, глина сіра	газоносний
4	142,4	144,4	2,0	2,0	1,0	До 98,5%	0,02-0,03	3-6	Фон	Аргіліт сірий, глина сіра	газоносний
5	147,6	151,0	3,4	2,8	1,0	До 98,5%	0,03-0,1	5-20	Фон	Пісковик дрібнозернистий	газоносний
6	151,0	155,8	4,8	4,4	1,0	До 98,2%	0,05-0,25	5-23	Фон	Пісковик дрібнозернистий	газоносний
7	178,2	179,2	1,0	1,0	1,0	До 98,6%	0,005-0,04	3-5	Фон	Алевроліт світло-сірий	газоносний
8	182,8	184,4	1,6	1,0	1,0	До 98,6%	0,005-0,045	3-4	Фон	Алевроліт світло-сірий	газоносний
9	204,6	207,6	3,0	2,6	1,0	До 98,6%	0,005-0,015	3-5	Фон	Алевроліт світло-сірий	газоносний
10	250,8	252,0	1,2	1,2	1,0	До 90,6%	0,005-0,015	3-7	Фон	Алевроліт світло-сірий	газоносний
11	252,0	256,4	4,4	2,4	1,0	До 90,6%	0,005-0,015	3-5	Фон	Алевроліт світло-сірий	газоносний
12	269,2	271,8	2,6	1,8	1,0	До 91,6%	0,005-0,04	17-23	Фон	Аргіліт сірий	газоносний
13	275,4	279,6	4,2	3,6	1,0	До 90,8%	0,005-0,042	5-22	Фон	Аргіліт сірий	газоносний
14	280,6	282,8	2,2		1,0	До 92,8%	0,005-0,022	18-22	Фон	Аргіліт сірий	
15	283,8	286,2	2,4	1,6	1,0	До 94,8%	0,006-0,0415	18-23	Фон	Алевроліт світло-сірий	газоносний
16	287,6	288,8	1,2	1,0	1,0	-	-	16-23	Фон	Алевроліт світло-сірий	газоносний
17	290,6	293,6	3,0		1,0	До 94%	0,006-0,04	16-20	Фон	Аргіліт сірий	газонасичен
18	323,8	329,0	5,2		1,0	До 94%	0,006-0,04	16-20	Фон	Аргіліт сірий	газонасичен
19	333,0	336,0	3,0	2,0	1,0	До 94%	0,006-0,04	16-20	Фон	Пісковик дрібнозернистий	газоносний
20	352,6	356,2	3,6		1,0	До 94%	0,006-0,04	16-20	Фон	Пісковик дрібнозернистий	газоводонас
21	359,6	366,4	6,8		1,0	До 94%	0,006-0,04	16-20	Фон	Аргіліт сірий	

значень.

За даними ГТД – сумарного газовмісту: 0,008-0,011 абс% (фонові показання не перевищують 0,011 абс%) і якісному складу газоповітряної суміші - С1 до 98%, отриманої при безперервній частковій дегазації бурового

Пласт 2.

За даними ГДС пласт 2 розкрито в інтервалі 72,0 – 86,6 м.

Аргіліт сірий, слабоалевритистий, глиноподібний. Глина сіра, алевритиста. Поодинокі шламини білого гіпса.

При розкритті пласта супроводжувалося збільшення швидкості проходження, значення ДМК зменшилося з 110 хв/м до 101 хв/м. Газопоказання і дані ЛБА практично не змінилися і зберегли фонові значення.

За даними ГТД – сумарного газовмісту: 0,007-0,011 абс% (фонові показання не перевищують 0,011 абс%) і якісному складу газоповітряної суміші - С1 до 98%, отриманої при безперервній частковій дегазації бурового розчину, Алевроліт пласта водонасичений.

Пласт 3.

За даними ГДС пласт 3 розкрито в інтервалі 132,6 – 140,0 м.

Аргіліт сірий, слабоалевритистий, глиноподібний. Глина сіра, алевритиста.

Розріз пласта супроводжувалося збільшенням швидкості проходки – покази механічної швидкості коливались в межах 3-6 м/год, також незначним підвищенням сумарних газопоказань. Газопоказання і дані ЛБА при вкритті відкладених пласта 3 практично не змінилися і зберегли фоновий рівень значень.

За даними ГТД – Суммарні газопоказання поступово підвищуються (0,015-0,031 абс% ,фонові показання не перевищують 0,011 абс%) за рахунок збільшення процентного вмісту метану (С1) у газоповітряній суміші. Інтенсивність свечення вытяжки ЛБА фонові, алевроліт пласта газонасичений.

Пласт 4.

За даними ГДС пласт 4 розкрито в інтервалі 142,4 – 144,4 м.

Аргіліт сірий, слабоалевритистий, глиноподібний. Глина сіра, алевритиста.

Розріз н пласта супроводжувалося збільшенням швидкості проходки – покази механічної швидкості коливались в межах 3-6 м/год, також незначним підвищенням сумарних газопоказань. Суммарні газопоказання поступово підвищуються за рахунок збільшення процентного вмісту метану (С1) у газоповітряній суміші. Інтенсивність світіння ЛБА фонова.

За даними ГТД – сумарного газовмісту: 0,02-0,03 абс% (фонові показання не перевищують 0,011 абс%) і якісному складу газоповітряної суміші - С1 до 98,5%, отриманої при безперервній частковій дегазації бурового розчину, Алевроліт пласта газонасичений.

Пласт 5.

За даними ГДС пласт 5 розкрито в інтервалі 147,6 – 151,0 м.

Пісковик дрібно зернистий, кварцовий, карбонатний, переважно зруйнований до окремих зерен кварцу. Алевроліт сірий слабо зцементований. Аргіліт сірий, слабоалевритистий, глиноподібний .

Розріз пласта супроводжувалося збільшенням швидкості проходки – покази механічної швидкості коливались в межах 5-20 м/год, також значним підвищенням сумарних газопоказань. Суммарні газопоказання поступово підвищуються за рахунок збільшення процентного вмісту метану (С1) у газоповітряній суміші. Інтенсивність світіння ЛБА фонова.

За даними ГТД - сумарного газовмісту: 0,03-0,1 абс% (фонові показання не перевищують 0,011 абс%) і якісному складу газоповітряної суміші - С1 до 98,5%, отриманої при безперервній частковій дегазації бурового розчину, пісковик алевролітистого пласта газонасичений.

Пласт 6

За даними ГДС пласт 6 розкрито в інтервалі 151,0 – 155,8 м.

Пісковик дрібно зернистий, кварцовий, карбонатний, переважно зруйнований до окремих зерен кварцу. Алевроліт сірий слабо зцементований.

Аргіліт сірий, слабоалевритистий, глиноподібний .

Розріз пласта супроводжувалося збільшенням швидкості проходки – покази механічної швидкості коливались в межах 5-23 м/год, також значним підвищенням сумарних газопоказань. Суммарні газопоказання поступово підвищуються за рахунок збільшення процентного вмісту метану (C1) у газоповітряній суміші. Інтенсивність світіння ЛБА фонові.

За даними ГТД – сумарного газовмісту: 0,05-0,25 абс% (фонові показання не перевищують 0,011 абс%) і якісному складу газоповітряної суміші - C1 до 98,2%, отриманої при безперервній частковій дегазації бурового розчину, пісковик пласта газонасичений.

Пласт 7

За даними ГДС пласт 7 розкрито в інтервалі 178,2 – 179,2 м.

Алевроліт світло сірий, кварцовий. Аргіліт сірий, алевритистий, глиноподібний.

Розріз пласта супроводжувалося не великим збільшенням швидкості проходки – покази механічної швидкості коливались в межах 3-5 м/год, також незначним підвищенням сумарних газопоказань. Суммарні газопоказання поступово підвищуються за рахунок збільшення процентного вмісту метану (C1) у газоповітряній суміші. Інтенсивність світіння ЛБА фонові.

За даними ГТД – сумарного газовмісту: 0,005-0,04 абс% (фонові показання не перевищують 0,009 абс%) і якісному складу газоповітряної суміші - C1 до 98,6%, отриманої при безперервній частковій дегазації бурового розчину, алевроліт пласта газонасичений.

Пласт 8

За даними ГДС пласт 8 розкрито в інтервалі 182,8 – 184,4 м.

Алевроліт світло сірий, кварцовий. Аргіліт сірий, алевритистий, глиноподібний.

Розріз пласта супроводжувалося сталими швидкостями проходки – покази механічної швидкості коливались в межах 3-4 м/год, також незначним підвищенням сумарних газопоказань. Суммарні газопоказання поступово

підвищуються за рахунок збільшення процентного вмісту метану (C1) у газоповітряній суміші. Інтенсивність світіння ЛБА фонова.

За даними ГТД – сумарного газовмісту: 0,005-0,045 абс% (фонові показання не перевищують 0,009 абс%) і якісному складу газоповітряної суміші - C1 до 98,6%, отриманої при безперервній частковій дегазації бурового розчину, алевроліт пласта газонасичений.

Пласт 9

За даними ГДС пласт 9 розкрито в інтервалі 204,6 – 207,6 м.

Алевроліт світло сірий, кварцовий. Аргіліт сірий, алевритистий, глиноподібний.

Розріз пласта супроводжувалося збільшенням швидкості проходки – покази механічної швидкості коливались в межах 3-5 м/год, також незначним підвищенням сумарних газопоказань. Суммарні газопоказання поступово підвищуються за рахунок збільшення процентного вмісту метану (C1) у газоповітряній суміші. Інтенсивність світіння ЛБА фонова.

За даними ГТД – сумарного газовмісту: 0,005-0,015 абс% (фонові показання не перевищують 0,009 абс%) і якісному складу газоповітряної суміші - C1 до 98,6%, отриманої при безперервній частковій дегазації бурового розчину, алевроліт пласта газонасичений.

Пласт 10

За даними ГДС пласт 10 розкрито в інтервалі 250,8- 252,0 м.

Алевроліт світло сірий, кварцовий. Аргіліт сірий, алевритистий, глиноподібний.

Розріз пласта супроводжувалося невеликим збільшенням швидкості проходки – покази механічної швидкості коливались в межах 3-7 м/год, також незначним підвищенням сумарних газопоказань. Суммарні газопоказання поступово підвищуються за рахунок збільшення процентного вмісту метану (C1) у газоповітряній суміші. Інтенсивність світіння ЛБА фонова.

За даними ГТД – сумарного газовмісту: 0,005-0,015 абс% (фонові показання не перевищують 0,009 абс%) і якісному складу газоповітряної

суміші - C1 до 90,6%, отриманої при безперервній частковій дегазації бурового розчину, алевроліт пласта газонасичений.

Пласт 11

За даними ГДС пласт 11 розкрито в інтервалі 252,0 – 256,4 м.

Алевроліт світло сірий, кварцовий. Аргіліт сірий, алевритистий, глиноподібний.

Розріз пласта супроводжувалося незначними збільшенням швидкості проходки – покази механічної швидкості коливались в межах 3-5 м/год, також незначним підвищенням сумарних газопоказань. Суммарні газопоказання поступово підвищуються за рахунок збільшення процентного вмісту метану (C1) у газоповітряній суміші. Інтенсивність світіння ЛБА фонова.

За даними ГТД – сумарного газовмісту: 0,005-0,015 абс% (фонові показання не перевищують 0,009 абс%) і якісному складу газоповітряної суміші - C1 до 90,6%, отриманої при безперервній частковій дегазації бурового розчину, алевроліт пласта газонасичений.

Пласт 12

За даними ГДС пласт 6 розкрито в інтервалі 269,2 – 271,8 м.

Аргіліт сірий, алевритистий, глиноподібний.

Розріз пласта супроводжувалося підвищенням швидкості проходки – покази механічної швидкості коливались в межах 17-23 м/год, також незначним підвищенням сумарних газопоказань. Суммарні газопоказання поступово підвищуються за рахунок збільшення процентного вмісту метану (C1) у газоповітряній суміші. Інтенсивність світіння ЛБА фонова.

За даними ГТД – сумарного газовмісту: 0,005-0,04 абс% (фонові показання не перевищують 0,009 абс%) і якісному складу газоповітряної суміші - C1 до 91,6%, отриманої при безперервній частковій дегазації бурового розчину, алевроліт пласта газонасичений

Пласт 13

За даними ГДС пласт 13 розкрито в інтервалі 275,4- 279,6 м.

Аргіліт сірий, слабоалевритистий, глиноподібний .

Розріз пласта супроводжувалося незначними збільшенням швидкості проходки – покази механічної швидкості коливались в межах 5-22 м/год, також незначним підвищенням сумарних газопоказань. Суммарні газопоказання поступово підвищуються за рахунок збільшення процентного вмісту метану (C1) у газоповітряній суміші. Інтенсивність світіння ЛБА фонова.

За даними ГТД – сумарного газовмісту: 0,005-0,042 абс% (фонові показання не перевищують 0,009 абс%) і якісному складу газоповітряної суміші - C1 до 90,8%, отриманої при безперервній частковій дегазації бурового розчину, алевроліт пласта газонасичений.

Пласт 14

За даними ГДС пласт 14 розкрито в інтервалі 280,6 – 282,8 м.

Аргіліт сірий, алевритистий, глиноподібний.

Розріз пласта супроводжувалося сталими швидкостями проходки – покази механічної швидкості коливались в межах 18-22 м/год, також незначним підвищенням сумарних газопоказань. Суммарні газопоказання поступово підвищуються за рахунок збільшення процентного вмісту метану (C1) у газоповітряній суміші. Інтенсивність світіння ЛБА фонова.

За даними ГТД – сумарного газовмісту: 0,005-0,022 абс% (фонові показання не перевищують 0,009 абс%) і якісному складу газоповітряної суміші - C1 до 92,8%, отриманої при безперервній частковій дегазації бурового розчину.

Пласт 15

За даними ГДС пласт 15 розкрито в інтервалі 283,8 – 286,2 м.

Алевроліт світло сірий, кварцовий. Аргіліт сірий, алевритистий, глиноподібний.

Розріз пласта супроводжувалося сталими швидкостями проходки – покази механічної швидкості коливались в межах 18-23 м/год, також незначним підвищенням сумарних газопоказань. Суммарні газопоказання поступово підвищуються за рахунок збільшення процентного вмісту метану

(C1) у газоповітряній суміші. Інтенсивність світіння ЛБА фонова.

За даними ГТД – сумарного газовмісту: 0,006-0,0415 абс% (фонові показання не перевищують 0,009 абс%) і якісному складу газоповітряної суміші - C1 до 94,8%, отриманої при безперервній частковій дегазації бурового розчину, пісковик та алевроліт пласта газонасичений.

Пласт 16

За даними ГДС пласт 16 розкрито в інтервалі 287,6 – 288,8 м.

Алевроліт світло сірий, кварцовий. Аргіліт сірий, алевритистий, глиноподібний.

Розріз пласта супроводжувалося збільшеними швидкостями проходки – покази механічної швидкості коливались в межах 16-23 м/год, також значним підвищенням сумарних газопоказань. Суммарні газопоказання поступово підвищуються за рахунок збільшення процентного вмісту метану (C1) у газоповітряній суміші. Інтенсивність світіння ЛБА фонова.

За даними ГТД – сумарного газовмісту: 0,02-0,55 абс% (фонові показання не перевищують 0,009 абс%) і якісному складу газоповітряної суміші - C1 до 95,8%, отриманої при безперервній частковій дегазації бурового розчину, пісковик та алевроліт пласта газонасичений.

Пласт 17

За даними ГДС пласт 17 розкрито в інтервалі 290,6 – 293,6 м.

Алевроліт світло сірий, кварцовий. Аргіліт сірий, алевритистий, глиноподібний.

Розріз пласта супроводжувалося збільшеними швидкостями проходки – покази механічної швидкості коливались в межах 15-23 м/год, також значним підвищенням сумарних газопоказань. Суммарні газопоказання поступово підвищуються за рахунок збільшення процентного вмісту метану (C1) у газоповітряній суміші. Інтенсивність світіння ЛБА фонова.

За даними ГТД – сумарного газовмісту: 0,02-0,55 абс% (фонові показання не перевищують 0,009 абс%) і якісному складу газоповітряної суміші - C1 до 95,8%, отриманої при безперервній частковій дегазації бурового

розчину, алевроліт пласта газонасичений.

Пласт 18

За даними ГДС пласт 18 розкрито в інтервалі 323,8- 329,0 м.

Аргіліт сірий, сильно алевритистий, глиноподібний.

Розріз пласта супроводжувалося сталими швидкостями проходки – покази механічної швидкості коливались в межах 3-5,5 м/год, також незначним підвищенням сумарних газопоказань. Суммарні газопоказання поступово підвищуються за рахунок збільшення процентного вмісту метану (C1) у газоповітряній суміші. Інтенсивність світіння ЛБА фонова.

За даними ГТД – сумарного газовмісту: 0,005-0,01 абс% (фонові показання не перевищують 0,009 абс%) і якісному складу газоповітряної суміші - C1 до 98,6%, отриманої при безперервній частковій дегазації бурового розчину, алевроліт пласта газонасичений.

Пласт 19

За даними ГДС пласт 19 розкрито в інтервалі 333,0- 336,0 м.

Аргіліт сірий, слабоалевритистий, глиноподібний .

Розріз пласта супроводжувалося зменшення швидкості проходки – покази механічної швидкості коливались в межах 2,3-4,5 м/год, також незначним підвищенням сумарних газопоказань. Суммарні газопоказання поступово підвищуються за рахунок збільшення процентного вмісту метану (C1) у газоповітряній суміші. Інтенсивність світіння ЛБА фонова.

За даними ГТД – сумарного газовмісту: 0,005-0,04 абс% (фонові показання не перевищують 0,009 абс%) і якісному складу газоповітряної суміші - C1 до 98,6%, отриманої при безперервній частковій дегазації бурового розчину, глинистий пісковик пласта газонасичений.

Пласт 20

За даними ГДС пласт 20 розкрито в інтервалі 352,6- 356,2 м.

Пісковик дрібно зернистий, кварцовий, карбонатний, переважно зруйнований до окремих зерен кварцу. Алевроліт сірий слабо зцементований. Аргіліт сірий, сильно алевритистий, глиноподібний .

Розріз пласта супроводжувалося сталими швидкостями проходки – покази механічної швидкості коливались в межах 3-6,5 м/год. Інтенсивність світіння ЛБА фонова.

За даними ГТД – сумарного газовмісту: 0,005-0,008 абс% (фонові показання не перевищують 0,009 абс%) і якісному складу газоповітряної суміші - С1 до 98,6%, отриманої при безперервній частковій дегазації бурового розчину, алевроліт та пісок пласта газонасичений.

Пласт 21

За даними ГДС пласт 21 розкрито в інтервалі 359,6- 366,4 м.

Алевроліт світло сірий, кварцовий. Аргіліт сірий, сильно алевритистий, глиноподібний.

Розріз пласта супроводжувалося зменшенням швидкості проходки – покази механічної швидкості коливались в межах 1-5,5 м/год. Інтенсивність світіння ЛБА фонова.

За даними ГТД – сумарного газовмісту: 0,005-0,008 абс% (фонові показання не перевищують 0,009 абс%) і якісному складу газоповітряної суміші - С1 до 98,6%, отриманої при безперервній частковій дегазації бурового розчину. За даними ГТД – сумарного газовмісту: 0,005-0,008 абс% (фонові показання не перевищують 0,009 абс%) і якісному складу газоповітряної суміші - С1 до 98,6%, отриманої при безперервній частковій дегазації бурового розчину, алевроліт та пісок пласта газонасичений.

В свердловині проведені дослідження станцією геолого-технологічного контролю (ГТД), результати яких враховані при написанні даного заключення. Для кореляції виявленого розрізу використовувались дані по раніше пробурених свердловинах Пилипівські №3,19. Свердловина пробурена без ускладнень технічного порядку, впливаючих на якість геофізичних досліджень.

Для уточнення літологічної характеристики пластів та виявлення нафтогазонасиченості колекторів відбір керну сверлячим кернавідбірником та відбір проб флюїдів приладами на кабелі не проводились.

В верхній частині розкритого розрізу (інтервал 38-130м) розкрито слабодиференційовану по діаграмах ГДС товщу представлену водоносними пластами (№№ 1,2), які літологічно виповнені алевролітами, з рівнем питомого електричного опору 6.2Омм, $K_p=14-20\%$.

В інтервалі 130-155м розкрито алевроліто-пісковисту газоносну пачку (пласти №№3-6), з рівнем питомого електричного опору 6.7-27,2Омм, $K_p=14- >30\%$, $K_r=58-84\%$. При випробуванні в свердловині №19 Пилипівська з пластів-аналогів отримано приплив газу.

Нижче по розрізу розкрито слабодиференційовану по діаграмах ГДС товщу, в якій виділяються поодинокі газоносні та газонасичені пласти (№№7-13,15-19), які літологічно виповнені алевролітами та алевролітистими пісковиками з рівнем питомого електричного опору 6,0-9,1Омм, $K_p=12-28\%$ $K_r=52-73\%$. При випробуванні в свердловині №19 Пилипівська з пластів-аналогів отримано приплив газу.

В процесі буріння у відкритому стовбурі були проведені геофізичні та геолого-технологічні дослідження (інклінометрія, електричний та акустичний каротаж, каротаж за шламом, фільтраційний каротаж, механічний каротаж, контроль за параметрами режиму буріння) (рис.4.2). Якщо співставити результати інтерпретації ГТД, проведені мною, з результатами ГДС, можна стверджувати, що вони співпадають та інформаційно доповнюють один одного.

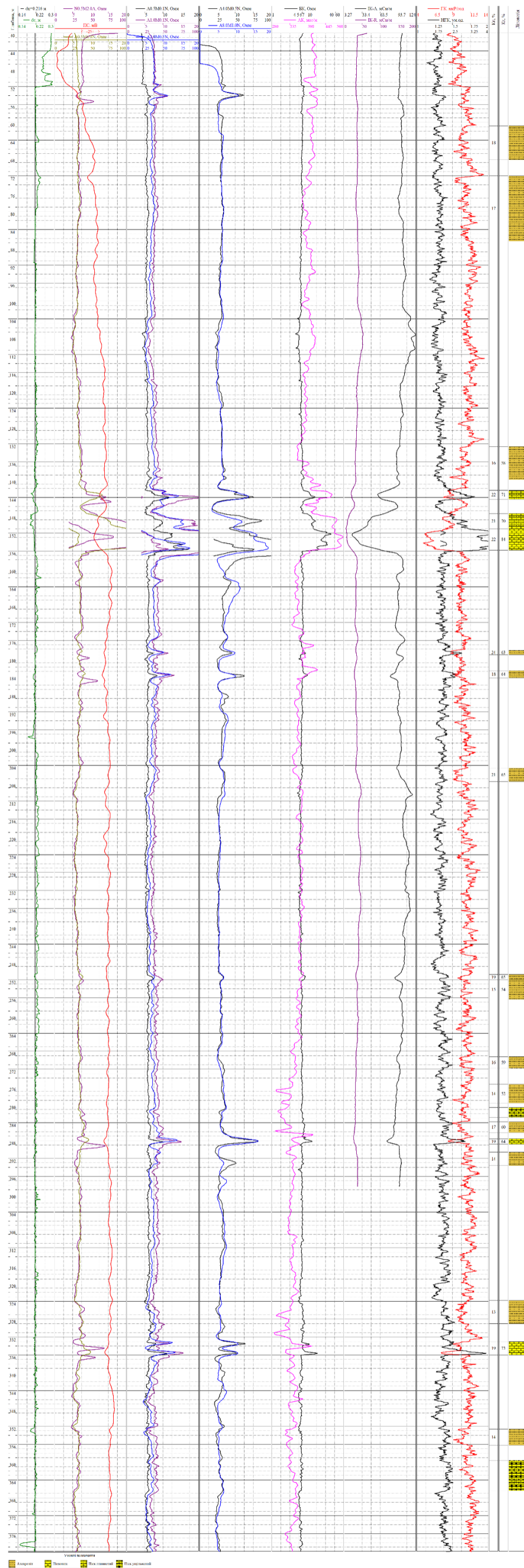


Рисунок 4.2 – Результати інтерпретації даних ГДС по св.№XX-Пилипівська

Висновок

За результатами геофізичних досліджень розрізу свердловини, пробуреної на Пилипівському родовищі виділено 21 пласт, з них: 14-газоносні, 2-газонасичені.

Літологічне розчленування розкритого розрізу проведено на основі результатів дослідження проб шламу та керну, відібраних у процесі буріння. Дослідження проводилося за допомогою газового каротажу, даних люмінесцентно-бітумінологічного аналізу (ЛБА), детального механічного каротажу (ДМК) та комплексної інтерпретації цих даних з урахуванням результатів геофізичних досліджень свердловин (ГДС).

Проби шламу та ЛБА відбиралися через кожні 5 метрів; при розтині пластів – через 1-2 метри. При бурінні з відбором керна, шлам відбирався через кожен метр для визначення літологічного розрізу при малому чи нульовому виносі керна.

Геологами станцій ГТД (геолого-технологічних досліджень) було проведено оперативні макроописи, люмінесцентно-бітумінологічний аналіз та термо-вакуумну дегазацію зразків кернів. Це дозволило отримати точну і детальну інформацію про літологічну будову та фізико-літологічні характеристики покладів.

ВИСНОВКИ

Аналіз даних ГТД та ГДС показав, що методи геофізичних досліджень є незамінними при визначенні фізико-літологічних властивостей порід-колекторів. Використання сучасної апаратури для проведення ГТД дозволяє з високою точністю визначати параметри колекторів, такі як пористість, проникність та насиченість газом.

Загалом, виконане дослідження підтверджує, що ефективне інформаційне забезпечення процесу буріння нафтових і газових свердловин є критично важливим для успішного освоєння нових родовищ і забезпечення стабільного видобутку вуглеводнів. Впровадження сучасних інформаційних технологій дозволяє значно підвищити ефективність і надійність будівництва свердловин, знижуючи витрати та підвищуючи продуктивність.

При написанні бакалаврської роботи мною було вирішено наступні задачі:

- проаналізувано геологічну будову Пилипівського газового родовища;
- проаналізувано фізико-літологічні властивості порід-колекторів та покришок Пилипівського газового родовища;
- подано апаратуру та технологію проведення геолого-технологічних та геохімічних методів дослідження свердловин в процесі їх буріння;
- подано методику інтерпретації даних геолого-технологічних та геохімічних методів дослідження свердловин в процесі їх буріння;
- здійснено виділення порід-колекторів в геологічному розрізі свердловини №XX-Пилипівська за результатами дослідження свердловин геолого-технологічними та геохімічними методами.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Федоришин, Д.Д. Гаранін О.А. Бакалаврська робота: методичні вказівки - Івано-Франківськ, ІФНТУНГ, 2021.- 45 с.
2. Геолого-економічна оцінка Пилипівського газового родовища Івано-Франківської області України: звіт про НДР УкрНДІгаз;
3. Заворотько Я.М., Тарасенко В.К.. ГСТУ 41-44-2003 «Геолого-технологічні дослідження у нафтових і газових свердловинах. Порядок проведення - Київ, 2003.- 72 с.
4. Васько І. С., Чудик І. І., Витвицький І. І., Васько А. І. Буріння скерованих свердловин : навчальний посібник. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2020. 387 с.
5. Пащенко О.А. Комп'ютерні технології в бурінні: конспект лекцій. – Дніпро: НТУ ДП, 2021. – 133с.
6. Федак, І. О. Коваль Я. М. Вивчення розрізів свердловин: конспект лекцій. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2021. – 76с.

БІБЛІОГРАФІЧНА ДОВІДКА

Тема бакалаврської роботи: «Виділення порід-колекторів в геологічному розрізі Пилипівського родовища за результатами геохімічних та геолого-технологічних досліджень свердловин в процесі їх буріння».

Пояснювальна записка до бакалаврської роботи містить 70 сторінок.

Графічний матеріал:

1. Презентація бакалаврської роботи в обсязі 15 слайдів.