

Міністерство освіти і науки України  
Київський національний університет імені Тараса Шевченка  
Навчально-науковий інститут «Інститут геології»  
Кафедра геофізики

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА МАГІСТРА**

**Спеціальність 103 – Науки про Землю**

**освітня програма: «Геофізика»**

**ТЕМА: «Використання моделювання фізики порід для петрофізичної  
інтерпретації даних ГДС на прикладі родовища А»**

Виконав



студент 2-го курсу магістратури  
кафедри геофізики  
Олег БУЛАХ

Науковий керівник



доцент кафедри геофізики,  
кандидат геологічних наук  
Ірина БЕЗРОДНА

Робота рекомендується до захисту (протокол № 14 засідання кафедри  
геофізики від 20.05.2025 р.)

Завідувач кафедри

доцент кафедри геофізики,  
кандидат геологічних наук  
Віктор ОНИЩУК

Київ – 2025

## Зміст

ВСТУП.....	3
1. СУЧАСНІ МОЖЛИВОСТІ ПОБУДОВИ МОДЕЛЕЙ ФІЗИКИ ГІРСЬКИХ ПОРІД З ВИКОРИСТАННЯМ ІНТЕРПРЕТАЦІЇ КАРОТАЖНИЇ ДАНИХ .....	6
2. ХАРАКТЕРИСТИКА ДОСЛІДЖУВАНОВОГО РОДОВИЩА .....	11
2.1. Загальна характеристика об'єкту досліджень.....	11
2.2. Геолого-геофізична вивченість об'єкту досліджень .....	12
2.3. Геологічна характеристика об'єкта дослідження .....	13
2.3.1. Стратиграфія .....	13
2.3.2. Тектоніка .....	20
2.3.3. Нафтогазоносність .....	22
3. МЕТОДИКА ОБРОБКИ ТА ІНТЕРПРЕТАЦІЇ ДАНИХ ГДС ДЛЯ ПОБУДОВИ МОДЕЛЕЙ ФІЗИКИ ПОРІД.....	25
3.1. Характеристика геофізичних даних.....	25
3.2. Методика обробки та інтерпретації.....	27
3.3. Процес заміщення флюїду методом Гассмана.....	33
3.4. Аналіз перехресних діаграм Rock Physics Template.....	34
4. РЕЗУЛЬТАТИ ПЕТРОФІЗИЧНОЇ ІНТЕРПРЕТАЦІЇ .....	36
5.МОДЕЛЮВАННЯ ФІЗИКИ ПОРІД ДЛЯ ПЕТРОФІЗИЧНОЇ ІНТЕРПРЕТАЦІЇ ДАНИХ ГДС НА ПРИКЛАДІ РОДОВИЩА А.....	43
5.1. Моделювання процесу заміщення флюїду методом Гасмана .....	43
5.2. Аналіз перехресних діаграм Rock Physics Template .....	51
ВИСНОВКИ.....	57
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....	59

## ВСТУП

Виходячи з концепції ефективного використання ресурсів, під час дослідження родовищ вуглеводнів ефективним та комплексним інструментом для економічного обґрунтування буріння свердловин і правильного планування розробки вуглеводневих покладів є петрофізичні дослідження. Основні петрофізичні параметри, що характеризують пласти з перспективою видобутку вуглеводнів, включають коефіцієнти загальної і відкритої пористості, а також коефіцієнт нафтогазонасичення.

Актуальність теми обумовлена необхідністю вдосконалення методів геологорозвідки в нафтогазовій індустрії. Аналіз геологічних даних, кернових досліджень та петрофізична інтерпретація каротажних діаграм дозволяють визначити коефіцієнти глинистості, пористості й нафтогазонасичення. Моделювання пружних властивостей порід з урахуванням їх петрофізичних характеристик (методи дослідження фізики порід) сприяє підвищенню точності прогнозування колекторських властивостей високопористих порід верхнього карбону.

Отримані результати петрофізичного моделювання дають змогу оптимізувати інтерпретацію як каротажних, так і сейсмічних даних, що є цінним для нафто-газової індустрії, оскільки забезпечує більш ефективне вивчення родовищ, зниження ризиків при бурінні та розробці, а також сприяє розвитку науково-прикладних підходів до вивчення складних геологічних об'єктів, зокрема в межах південного борту ДДз.

Таким чином, актуальність теми обумовлена необхідністю вдосконалення методів геологорозвідки в нафтогазовій індустрії.

Метою написання магістерської роботи є використання методів моделювання фізики порід для петрофізичної інтерпретації даних ГДС.

Об'єкт дослідження – гірські породи верхнього та середнього карбону родовища А.

Предметом дослідження виступають геофізичні параметри за даними ГДС та петрофізичних досліджень.

Задачі, що ставилися для дослідження:

1. аналіз геолого-геофізичної інформації та результатів дослідження кернових матеріалів об'єкту досліджень;
2. виконання петрофізичної інтерпретації каротажних даних з визначенням коефіцієнтів глинистості, пористості, насичення та компонентного складу порід;
3. проведення моделювання за методами фізики порід з визначенням впливу літології, пористості на пружні властивості гірських порід;
4. визначення впливу типу насичення порід-колекторів на їх пружні властивості.

Наукова новизна дослідження автора полягає у тому, що вперше для цього родовища були використані нові підходи до обробки та інтерпретації каротажних даних на основі методів дослідження фізики порід.

Для написання магістерської роботи було отримано матеріали в ході участі в проєкті «Нові таланти. Дипломні дослідження» від АТ «Укргазвидобування». Умовою використання матеріалів було маркування об'єктів за принципом «Родовище А», «Свердловина 1» для збереження виробничої таємниці об'єкту дослідження.

Автор висловлює подяку Віталію Антонюку, менеджеру з досліджень фізики порід відділу петрофізики та фізики порід департаменту геофізичного супроводу АТ «Укргазвидобування» за консультації в процесі написання магістерського дослідження.

Результати роботи пройшли неодноразову апробацію в ході конкурсів та конференцій:

1. Конкурс-презентація кваліфікаційних робіт «Нові таланти» спільно з АТ «Укргазвидобування» НАК «Нафтогаз України» (03 – 04.12.2024 р.) на тему

«Основи побудови моделей фізики порід за даними петрофізичної інтерпретації ГДС»;

2. Всеукраїнський конкурс-захист МОН студентських наукових робіт зі спеціальності 103 Науки про Землю (Геологія) у 2024-2025 н.р. (04.04.2025 р.) на тему «Використання моделювання фізики порід для петрофізичної інтерпретації даних ГДС»;
3. Всеукраїнська молодіжна наукова конференція-школа «Сучасні проблеми наук про Землю» (10 – 11.04.2025 р.) на тему «Використання моделювання фізики порід для петрофізичної інтерпретації даних ГДС на прикладі родовища А»;
4. XVIII International Scientific Conference “Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment” (14 – 17.04.2025 р.) на тему «Mon25-215 Application of Rock Physics Modeling for Petrophysical Interpretation of Well Logging Data: A Case Study of the N Field».

# 1. СУЧАСНІ МОЖЛИВОСТІ ПОБУДОВИ МОДЕЛЕЙ ФІЗИКИ ГІРСЬКИХ ПОРІД З ВИКОРИСТАННЯМ ІНТЕРПРЕТАЦІЇ КАРОТАЖНИЇ ДАНИХ

Фізика гірських порід (rock physics) є міждисциплінарною галуззю, що поєднує елементи геофізики, геології, механіки середовища та петрофізики для встановлення зв'язків між геофізичними спостереженнями (зокрема, сейсмічними та каротажними даними) і мікроскопічними властивостями гірських порід. Основна мета фізики порід — передбачення та інтерпретація макроскопічних властивостей надр (швидкості сейсмічних хвиль, імпедансу, модуля пружності тощо) на основі пористості, мінерального складу, насиченості флюїдами та структури порового простору.

Класичним прикладом зв'язку між петрофізичними і сейсмічними властивостями є рівняння Гассмана, яке дозволяє враховувати вплив насиченості пор флюїдами на об'ємний модуль породи:

$$K_{sat} = K_{dry} + \frac{\left(1 - \frac{K_{dry}}{K_m}\right)^2}{\frac{\varphi}{K_f} + \frac{(1 - \varphi)}{K_m} - \frac{K_{dry}}{K_m^2}};$$

де:  $K_{sat}$  – об'ємний модуль насиченої породи,  $K_{dry}$  – модуль сухої породи,  $K_m$  – модуль мінеральної матриці,  $K_f$  – модуль флюїду,  $\varphi$  – пористість.

Іншими поширеними моделями є рівняння Вайлі, моделі Кастаньї для зв'язку між  $V_p$  та  $V_s$ , моделі демікроеластичного середовища (DEM) та теорія ефективного середовища (Effective Medium Theory).

Фізика гірських порід знайшла широке застосування у таких галузях:

- **Нафтогазова розвідка і розробка** — використовується для виявлення колекторів, оцінки насичення флюїдами, прогнозування геологічних пасток. Застосування RPT (rock physics templates) і AVO-аналізу допомагає диференціювати нафтоносні та газонасичені горизонти;

- **Сейсмічна інтерпретація** — побудова моделей акустичного та зсувного імпедансу, оцінка анізотропії, створення сейсмофізичних шаблонів, сейсмічна інверсія та побудова сейсмічних атрибутів для деталізації геологічної будови;
- **Петрофізична інтерпретація каротажу** — об'єднання даних електричних, акустичних, нейтронних та щільнісних каротажів для побудови кількісних моделей, аналіз мінералогічного складу та визначення флюїдонасиченості;
- **Геомеханіка** — оцінка механічних властивостей порід, побудова моделей напружено-деформованого стану, розрахунок модулів Юнга, Пуассона та оцінка стабільності свердловин;
- **4D-моніторинг родовищ** — застосовується для контролю за зміною флюїдонасиченості та тиску в часі, що особливо важливо на етапі експлуатації родовищ з водонапірним або газовим режимом;
- **Гідрогеологія та вуглецеве геосховище** — використання моделей для прогнозу розповсюдження флюїдів у пластах, контролю за цілісністю покриттів і міграцією флюїдів;
- **Геотермальна енергетика** — для оцінки проникності та тріщинуватості середовища в зонах геотермального теплоносія.

Переваги фізики порід полягають у її здатності забезпечити фізичне обґрунтування геофізичної інтерпретації, що дозволяє перейти від емпіричних залежностей до моделей, заснованих на законах механіки та термодинаміки. Вона сприяє узгодженню даних різних масштабів — від лабораторних вимірювань на керні до сейсміки в масштабі площі родовища — що забезпечує побудову єдиної інтегрованої геофізичної моделі. Важливою є також можливість зменшення невизначеності, зокрема шляхом кількісного аналізу чутливості сейсмічних характеристик до змін у пористості, насиченості чи наявності тріщин. Крім того, фізика порід дозволяє підвищити ефективність буріння за рахунок

точнішого прогнозу колекторських властивостей пластів, а також відіграє ключову роль у прогнозуванні георизиків — наприклад, виявленні зон перевідкладення, тектонічно ослаблених ділянок і зон з аномально високим тиском. У комплексі ці чинники значно покращують якість геолого-геофізичних досліджень, що проводяться на всіх етапах — від пошуку до розробки родовищ.

Сьогодні каротажні дані (акустичний, гамма-каротаж, нейтронний, щільнісний, електричний) використовуються як основа для побудови петрофізичних і сейсмофізичних моделей. Основні сучасні методи:

- **Математичне інвертування каротажу:** для оцінки пористості, насиченості, мінералогії (наприклад, з використанням моделей симуляції NMR);
- **Оцінка модулів пружності:** через перетворення акустичних швидкостей із акустичних на пружні параметри;
- **Використання шаблонів фізики порід:** діаграми типу AI-SI (акустичний і зсувний імпеданс),  $V_p/V_s$  — ефективні для розрізнення зон з різною насиченістю флюїдами;
- **Моделі тріщинності та анізотропії:** розрахунок параметрів типу  $\epsilon, \delta, \gamma$  (за Томсеном), аналіз похідних каротажних даних для виявлення тріщин і напрямку їх орієнтації;
- **Сейсмічне моделювання:** створення синтетичних сейсмограм на основі побудованих пружних моделей, що дозволяє інтерпретувати зони флюїдозаміщення.

Окрім традиційних підходів, активно розвиваються методи машинного навчання, що дозволяють автоматизувати класифікацію літотипів, прогноз насичення та реконструкцію петрофізичних параметрів за обмеженими вхідними даними.

Метод заміщення флюїду Гассмана, запроваджений Фріцом Гассманом у 1951 році, є наріжним каменем для моделювання пружних властивостей гірських порід за різних сценаріїв насичення флюїдом (Aliyeva, 2013). Він

прогнозує, як змінюється модуль пружності насиченої породи при заміні порового флюїду (наприклад, з розсолу на нафту або газ). Метод припускає:

- Однорідний мінеральний модуль: Матриця породи складається з одного мінералу або однорідної суміші.
- Статистичну ізотропність: Пористий простір є рівномірно розподіленим та ізотропним.
- Низькочастотні умови: Порівні тиски врівноважуються, тобто метод діє для сейсмічних частот, де потік флюїду є незначним.

Рівняння Гассмана пов'язує модуль об'ємної ваги насиченої породи з модулем об'ємної ваги сухого каркасу, модулем об'ємної ваги мінеральної матриці, модулем об'ємної ваги флюїду і пористістю.

Модуль зсуву залишається незмінним при заміні рідини, оскільки рідини не підтримують напруження зсуву.

Шаблони з фізики порід (RPT) - це графічні або аналітичні інструменти, які інтегрують породо-фізичні моделі з даними сейсмічної інверсії для інтерпретації пружних властивостей в термінах геологічних параметрів (Avseth, 2014). Як описують Авсет та ін. (2014), RPT - це перехресні діаграми (наприклад, акустичний імпеданс (AI) проти ( $V_p/V_s$ )), накладені на теоретичні моделі фізики гірських порід для різних літологій, пористостей і типів флюїдів. Вони дозволяють проводити кількісну інтерпретацію, забезпечуючи основу для:

- Виявлення аномалій, пов'язаних з вуглеводнями.
- Оцінити пористість і літологію.
- Розрізняти типи флюїдів (наприклад, нафта, газ).

RPT особливо корисні в розвідці, оскільки вони дозволяють геологам перевіряти великі масиви даних на предмет потенційних перспектив вуглеводнів, порівнюючи сейсмічні параметри пружності з очікуваними тенденціями фізики гірських порід.

Зазвичай RPT будується наступним чином:

- **Моделі фізики порід:** Розробка моделей для конкретних літологій (наприклад, пісковиків, сланців) з використанням емпіричних або теоретичних співвідношень (наприклад, Герца-Міндліна, Гассмана). Ці моделі прогнозують пружні властивості як функцію пористості, насиченості флюїдом і ущільнення.
- **Калібрування за даними каротажу свердловин:** Калібрування моделей за даними каротажу свердловин для забезпечення їхньої відповідності конкретній ділянці.
- **Інверсія сейсмічних даних:** Накладання сейсмічних даних AI та даних ( $V_p/V_s$ ) на перехресну діаграму.
- **Заміна флюїдів:** Використання методу Гассмана для моделювання впливу різних флюїдів (наприклад, розсолу проти газу) на пружні властивості.
- **Інтерпретація:** Проаналізувати положення точок даних відносно модельних трендів, щоб зробити висновки про літологію, пористість і вміст флюїдів.

Розробка та інтерпретація RPT стикаються з кількома викликами, що вимагають ретельних міркувань: нелінійність тенденцій ущільнення ускладнює аналіз у складних геологічних умовах, оскільки лінійні припущення можуть призвести до помилкових інтерпретацій; неоднорідність шаруватих піщано-сланцевих порід потребує застосування методів масштабування, таких як усереднення за Бакусом, для інтеграції шарів із низькою роздільною здатністю; чутливість до шуму, особливо для похідних атрибутів, як-от кут нахилу тренду, вимагає згладжування даних інверсії; крім того, літологічні невизначеності, коли сипучі піски з вуглеводнями та зцементовані водонасичені піски демонструють подібні графіки в RPT, зумовлюють необхідність спільної інтерпретації з іншими атрибутами для точнішого аналізу.

## 2. ХАРАКТЕРИСТИКА ДОСЛІДЖУВАНОВОГО РОДОВИЩА

### 2.1. Загальна характеристика об'єкту досліджень

Досліджуване родовище приурочене до структури, яка розташована в зоні зчленування приосьової і південної прибортової частин Дніпровсько-Донецької западини. Поклади газу виявлені в горизонтах: пісковики М-1 московського ярусу; пісковики Б-8 та Б-12 башкирського ярусу середнього карбону; пісковики та вапняки С-4, С-5, С-8 серпуховського ярусу нижнього карбону. Поклади нафти виявлені в горизонтах: пісковики Г-12 гжельського ярусу та пісковики, вапняки К-6 касимовського ярусу верхнього карбону.

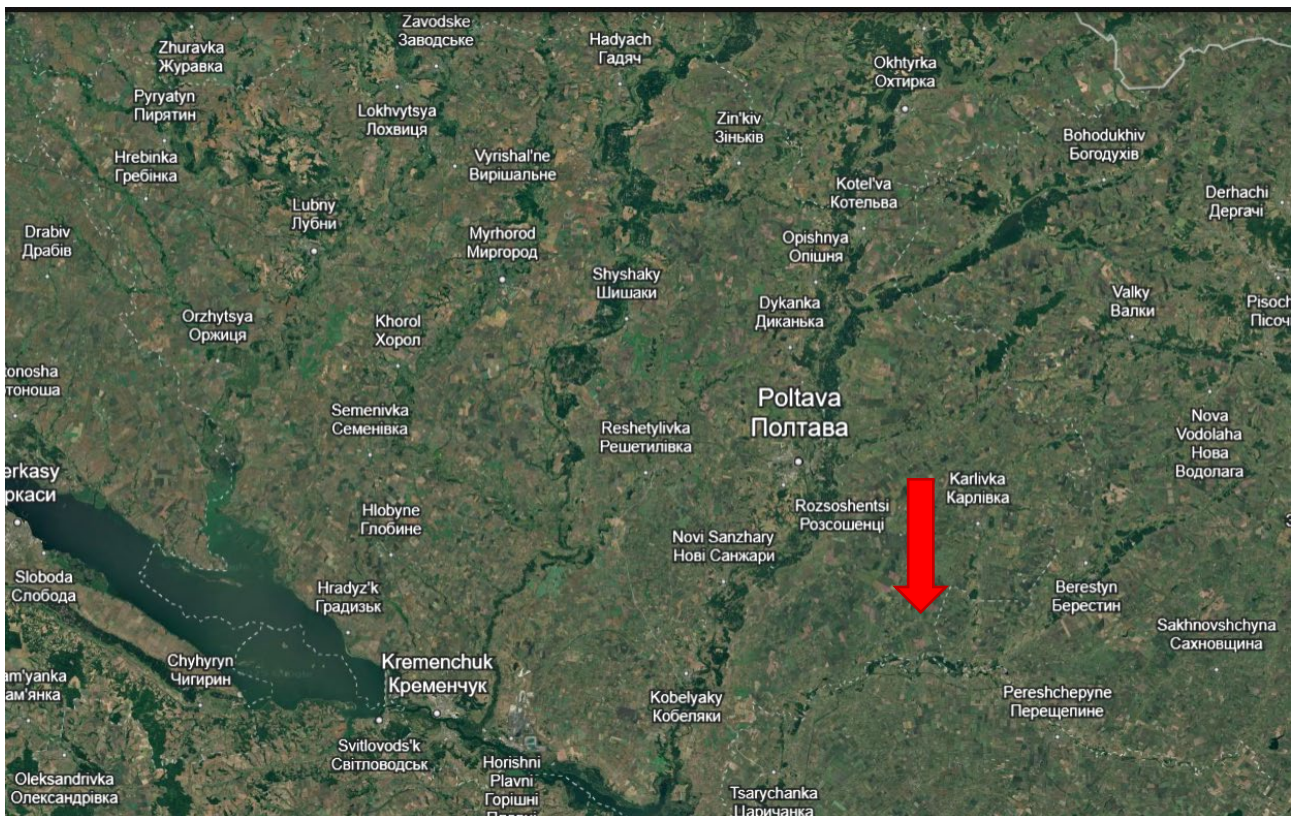


Рис. 2.1 Карта з приблизним розміщенням досліджуваного родовища

## 2.2. Геолого-геофізична вивченість об'єкту досліджень

Геолого-геофізична вивченість родовища характеризується комплексним підходом із застосуванням різноманітних методів досліджень, включаючи геофізичні, картувальні, структурні, параметричні та пошуково-розвідувальні роботи. У 1950-х роках були проведені перші сейсмічні дослідження, які виявили незначні перегини пластів у відкладах карбону. У 1960-х роках структурно-пошукове буріння встановило моноклінальне залягання мезозойських відкладів із локальними замиканнями ізогіпс, а також виявило склепіння у палеогенових відкладах. У 1967 році сейсморозвідка ідентифікувала структурний виступ, а в 1978 році в його межах виділено структурний ніс у відкладах карбону. Того ж року параметрична свердловина розкрила кам'яновугільні відклади, виявивши притоки газу, однак через низьку рентабельність її ліквідували. У 1976–1982 роках проводилися додаткові сейсмічні та структурно- картувальні роботи, які уточнили будову локальних структур.

У 1983–1984 роках буріння параметричної свердловини до глибини 4504 м підтвердило промислову газоносність горизонтів середнього карбону та перспективність нижнього карбону. Подальші пошукові свердловини в 1986–1988 роках встановили промислову газоносність кількох горизонтів, що дало змогу в 1997 році ввести родовище в дослідно-промислову розробку. У 1998–2000 роках пробурено експлуатаційні свердловини, а в 2009–2013 роках розвідувальні роботи підтвердили промислові притоки газу та нафти з горизонтів середнього карбону.

У 2012 році сейсморозвідка 3D деталізувала геологічну будову, уточнивши гіпсометрію цільових горизонтів, траси тектонічних порушень та виявивши перспективні ділянки. У 2015–2018 роках додаткові розвідувальні свердловини та уточнені проекти дорозвідки сприяли подальшому вивченню нафтогазоносних горизонтів верхнього, середнього та нижнього карбону.

### 2.3. Геологічна характеристика об'єкта дослідження

Територія району відноситься до лівобережної України (Придніпровська низовина), що характеризується як лівобережний лісостеп.

В орографічному відношенні місцевість представляє собою рівнину з густою сіткою ярів та балок. Абсолютні відмітки коливаються, в основному, від +120 м до +146 м.

Поклади газу досліджуваного родовища пов'язані з теригенними породами середнього (московський, башкирський яруси) та нижнього (серпуховський ярус) карбону.

Відомості про фізико-літологічні властивості порід продуктивних горизонтів (М-1, Б-8, Б-12, С-4, С-5, С-8) та пластів наводяться за даними промислово-геофізичних досліджень свердловин, а також лабораторних досліджень кернавого матеріалу.

За результатами випробування, а також інтерпретації геолого – геофізичних досліджень свердловин родовища А було виділено пласти С-8, С-5а, С-5, С-4, Б-12а, Б-12, Б-8, М-1, що залягають в інтервалі глибин 2195-4331 м.

#### 2.3.1. Стратиграфія

У будові осадового чохла родовища приймають участь осадові відклади палеозойського, мезозойського та кайнозойського віку.

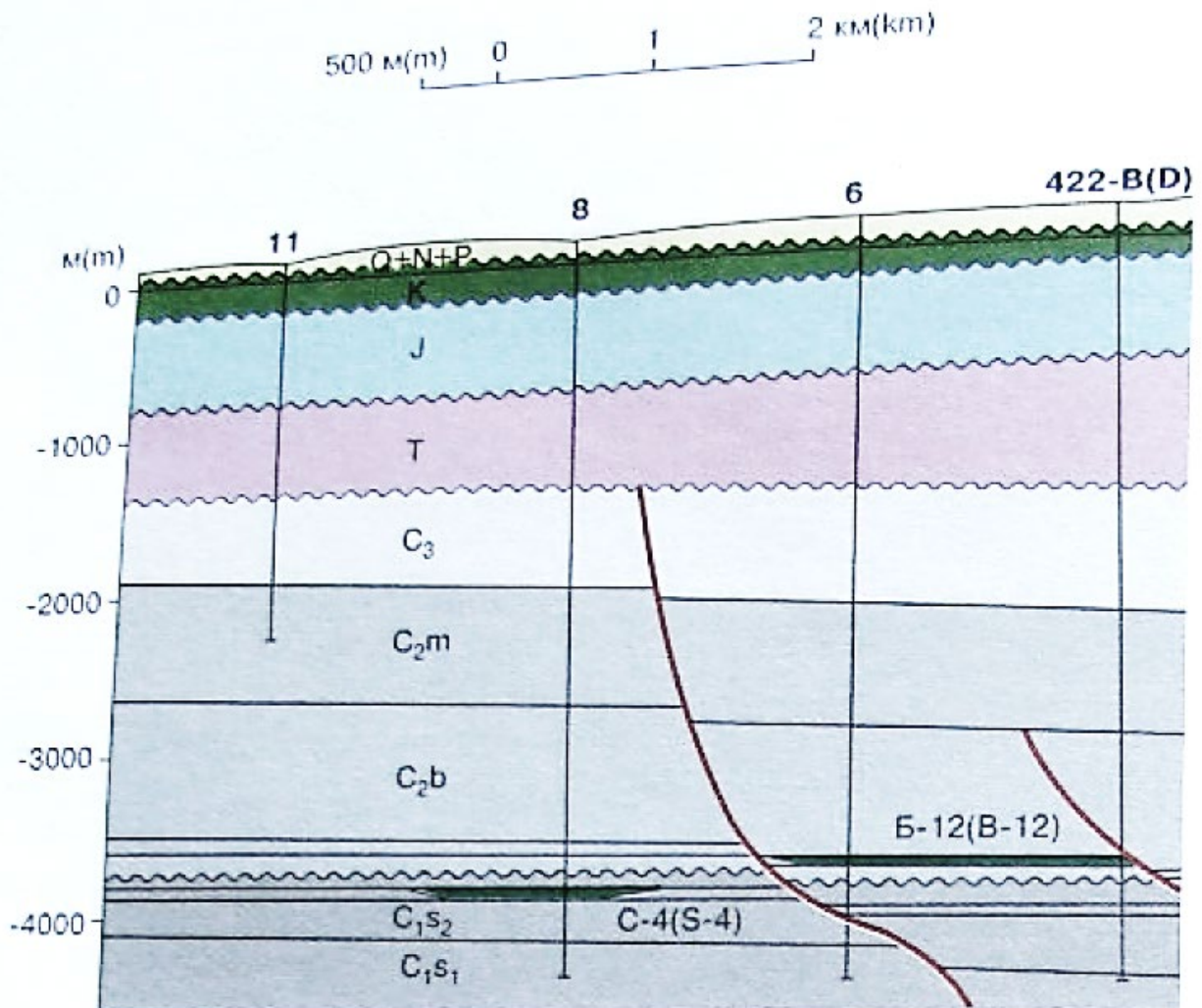


Рис. 2.2 Геологічний розріз по лінії, що з'єдную свердловини 11, 8, 6, 422 за Савченком Ф.Д. (Іванюта, та ін., 1998)

Палеозойська ератема представлена кам'яновугільною та пермською системами.

### ***Кам'яновугільна система (С)***

Відклади кам'яновугільної системи на родовищі розглядається в контексті нижнього, середнього та верхнього відділів.

Нижній відділ представлений візейським та серпуховським ярусами.

Візейські відклади в даному районі розкриті параметричною свердловиною й розглядаються в контексті верхньовізейського під'ярусу.

Ерeтeмa	Систeмa	Вiддiл	Ярус	Пiд'ярус	Свiтa	Індeкс продуктивнoгo гoризoнту	
Кайнозойськe (Kz)	Неогeнoвa тa чeтвeртинa (Nq)						
	Пaлeогeнoвa (P)	Олoцeн (P3)			Хaрківський (P <sub>3</sub> ch)		
		Еoцeн (P2)			Київськa (P <sub>2</sub> kv)		
		Пaлeоцeн (P1)					
Мeзoзoйськe (Mz)	Крeйдoвa (K)	Вeрхній (K2)	Турoнський (K <sub>2</sub> t)				
		Нижній (K1)	Сeнoмaнський (K <sub>1</sub> s)				
	Юрськa (J)	Вeрхній (J3)	Кімeриджський (J <sub>3</sub> km)				
			Оксфордський (J <sub>3</sub> o)				
			Кeлoвeйський (J <sub>3</sub> k)				
		Сeрeдній (J2)	Бaтський (J <sub>2</sub> bt)	Нижній (J <sub>2</sub> bt <sub>1</sub> ) Вeрхній (J <sub>2</sub> bt <sub>2</sub> )			
	Бaйoйський (J <sub>2</sub> b)						
	Трaсoвa (T)						
	Пaлeозoйськe (Pz)	Пeрмський (P)	Нижній (P <sub>1</sub> )	Acельський (P <sub>1</sub> a)		Микитiвськa	A-4
						Кaртaмaнськa	A-5
					A-6		
					A-7		
					A-8		
Кaм'яноугульнa (C)		Вeрхній (C <sub>3</sub> )	Рeпyсyлaн	Гжeльський (C <sub>3</sub> g)	Кaртaмaнськa (C <sub>3</sub> kt)		Г-3
							Г-4
							Г-5
							Г-6
							Г-7
							Г-8
		Сeрeдній (C <sub>2</sub> )	Рeпyсyлaн	Кacимівський (C <sub>2</sub> k)	Aрaкaритoвa (C <sub>2</sub> <sup>3</sup> )		Г-9
							Г-10
							Г-11
							Г-12
							K-1
							K-2
Вeрхній (C <sub>1</sub> )		Рeпyсyлaн	Mоскoвський (C <sub>1</sub> m)	Лисичaнськa (C <sub>1</sub> <sup>1</sup> )		K-3	
						K-4	
						K-5	
						K-6	
					M-1		
Нижній (C <sub>1</sub> )	Mіссіссіппіaн	Bашкiрський (C <sub>1</sub> b)	Bілoкaлiтвинськa (C <sub>1</sub> <sup>4</sup> )		M-2		
					M-3		
					M-4		
					M-5		
					M-6		
		Bізeйський (C <sub>1</sub> v)	Bізeйський (C <sub>1</sub> v <sub>2</sub> )	Дopoшівськa	Aндрiяшівськa		M-7
							B-1
							B-2
							B-3
							B-4
Cepлyxoвський (C <sub>1</sub> s)	Bізeйський (C <sub>1</sub> s <sub>2</sub> )	Bізeйський (C <sub>1</sub> s <sub>2</sub> )	Bізeйськa (C <sub>1</sub> <sup>4</sup> )		B-5		
					B-6		
					B-7		
					B-8		
					B-9		
	Cepлyxoвський (C <sub>1</sub> s)	Cepлyxoвський (C <sub>1</sub> s <sub>1</sub> )	Cepлyxoвський (C <sub>1</sub> s <sub>1</sub> )	Cepлyxoвськa (C <sub>1</sub> <sup>3</sup> )		B-10	
						B-11	
						B-12	
						C-3	
						C-4	
						C-5	
						C-6	
						C-7	
						C-8	
						C-9	
	C-14						
	C-15						
	C-16						
	C-17						
	C-18						
	C-19						
	C-20						
	C-21						
	C-22						
	C-23						
	B-14						
	B-15						
	B-16						
	B-17						
	B-18						
	B-19						
	B-20						
	B-21						

Рис. 2.3 Стратиграфічна колонка досліджуваного родовища в розрізі обраних свердловин (Макогон, та ні., 2013)

Верхньовізейський під'ярус ( $C_1V_2$ ) представлений чергуванням аргілітів та алевролітів з незначними прошарками пісковиків (літологічна пачка В-21), глинистою товщею з окремими прошарками алевролітів та пісковиків (літологічні пачки В-20, В-19, В-18, В-17) та чергуванням аргілітів, алевролітів, пісковиків, які згруповані в літологічні пачки В-16, В-15, В-14. Розкрита товщина досягла 904 м (Щербина та ін., 2005).

На родовищі А серпуховський ярус представлений нижнім та верхнім під'ярусами.

Нижньосерпуховський під'ярус ( $C_1S_1$ ) згідно залягає над підстилаючими пізньовізейськими відкладами. В розрізі під'ярусу виділені літологічні пачки С-23, С-22-21, С-20-19, С-18, С-17, С-16, С-15, С-14. Літологічно відклади складені глинисто-алевролітовою товщею з прошарками пісковиків та вапняків. Товщина під'ярусу 833 м (Щербина та ін., 2005).

Верхньосерпуховський під'ярус ( $C_1S_2$ ) трансгресивно залягає на розмитій поверхні ранньосерпуховських відкладів, літологічно горизонт представлений чергуванням алевролітів, аргілітів, пісковиків та вапняків. Пісковики та алевроліти згруповані в літологічні пачки С-9, С-8, С-7, С-6, С-5, С-4, С-3, в той час як з пачками С-8, С-5, С-4 пов'язані поклади вуглеводнів (Щербина та ін., 2005).

Продуктивною на родовищі є літологічна пачка С-8 товщина якої змінюється від 97 до 125 м. Відмічається поступове збільшення її в північному напрямку (Щербина та ін., 2005).

Товщина продуктивного горизонту С-5 змінюється від 45 до 73 м. Піщані тіла горизонту мають лінзовидну форму (Щербина та ін., 2005).

Товщина продуктивного горизонту С-4 більш витримана й складає 56-69 м. Мінімальна товщина горизонту зафіксована в центральній частині структури. Значне збільшення товщини спостерігається у східному напрямку, де вона становить 83 м (Щербина та ін., 2005).

Піщані тіла горизонту мають лінзовидну форму. За даними лабораторних та промислово-геофізичних досліджень пісковики ущільнені.

Товщина верхньосерпуховського під'ярусу 433-574 м.

Середній відділ представлений башкирським та московським ярусами.

На родовищі А башкирський ярус представлений аналогами світ  $C_1^5$ ,  $C_2^1$ ,  $C_2^2$ ,  $C_2^3$  та  $C_2^4$  Донбасу (Щербина та ін., 2005).

Світа  $C_1^5$  залягає в підшві башкирського ярусу. Товщина становить 171 – 263 м. Літологічно світа представлена перешаруванням пісковиків з алевролітами, аргілітів з підлеглими прошарками вапняків, згрупованих в три літологічні пачки Б-13, Б-12 та Б-11 (Щербина та ін., 2005).

Піщані породи літологічної пачки Б-12 на родовищі є продуктивними. Товщина продуктивного горизонту змінюється від 74 м до 116 м в північному напрямку. Літологічно горизонт складений перешаруванням аргілітів, алевролітів та пісковиків з прошарками вапняків (Щербина та ін., 2005).

Практичний інтерес представляє піщаний пласт, виділений в середній частині горизонту Б-12, який має площинний розвиток й характеризується високими фільтраційно-ємнісними властивостями.

Світа  $C_2^1$ . Літологічно це карбонатно-глиниста товща з незначними прошарками алевролітів та пісковиків. Всі породи згруповані в літологічну пачку Б-10. Товщина світи  $C_2^1$  85-113 м (Щербина та ін., 2005).

Світа  $C_2^2$ . Світа складена перешаруванням аргілітів, алевролітів, пісковиків та вапняків, які присутні переважно в нижній частині розрізу (Щербина та ін., 2005).

Всі породи згруповані в літологічні пачки Б-9 та Б-8. Практичний інтерес представляє літологічна пачка Б-8, яка є на родовищі газоносно-продуктивною. Товщина її коливається в межах 145-156 м. Сумарна товщина пісковиків горизонту змінюється від 12,1 до 77,0 м, локальне збільшення товщини відмічається в центральній частині родовища. Згідно інтерпретації даних ГДС в

розрізі виділений піщаний пласт, який має площинний розвиток в межах родовища, характеризується високими фільтраційно-ємнісними властивостями. Товщина світи  $C_2^2$  193-224 м (Щербина та ін., 2005).

Світа  $C_2^3$ . Літологічно розріз світи представлений чергуванням пластів пісковиків, алевролітів і аргілітів. Усі пласти пісковиків та алевролітів згруповані в літологічні пачки Б-7, Б-6, Б-5, Б-4-3. Товщина світи 185-207 м (Щербина та ін., 2005).

Світа  $C_2^4$ . Складений розріз чергуванням пластів пісковиків з аргілітами та алевролітами, які складають літологічні пачки Б-2 та Б-1. Товщина світи  $C_2^4$  152-189 м (Щербина та ін., 2005).

Товщина башкирських відкладів становить 793 – 974 м, спостерігається поступове збільшення її в північно-західному напрямку (Щербина та ін., 2005).

Московські відклади розкриті практично всіма свердловинами. Ярус складений чергуванням аргілітів та пачок пісковиків з прошарками алевролітів та кам'яного вугілля. В розрізі виділені літологічні пачки М-7, М-6, М-5, М-4, М-3-2 та М-1. До літологічної пачки М-1 на родовищі приурочений поклад газу (Щербина та ін., 2005).

Товщина продуктивного горизонту М-1 змінюється від 92 до 137 м. Піщані пласти горизонту характеризуються площинним розповсюдженням і характеризуються високими колекторськими властивостями в межах родовища. Товщина московського ярусу 641-758 м. Спостерігається збільшення товщини відкладів в північно-західному напрямку (Щербина та ін., 2005).

Пермська система в розрізі родовища А представлена нижнім відділом, який представлений в об'ємі асельського ярусу (Щербина та ін., 2005).

Асельський ярус представлений картамишською світою та самою нижньою частиною микитівської світи. Складений глинистою товщею з прошарками пісковиків, вапняками та аргілітами. Товщина ярусу 7-49 м (Щербина та ін., 2005).

### ***Мезозойська ератема (MZ)***

Мезозойська ератема представлена тріасовою, юрською та крейдіною системами.

Тріасові відклади залягають на розмитій поверхні ранньопермських утворень. За літолого-фаціальними ознаками відклади розділені на чотири товщі: піщано-глинисту, піщану, піщано-карбонатну та глинисту. Товщина їх становить 566-727 м (Щербина та ін., 2005).

Юрські відклади залягають з кутовою та стратиграфічною незгідністю на глинистій товщі тріасу. В розрізі родовища вони представлені середнім та верхнім відділами. Складені пісками та пісковиками, глинами сірими піщано-алевритистими. Товщина відкладів 521-672 м (Щербина та ін., 2005).

Крейдіана система в розрізі родовища А представлена нижнім та верхнім відділами. Ранньокрейдові відклади складені пісками та пісковиками світло-сірими дрібнозернистими кварцовими з прошарками глини сірої та зеленувато-сірої, пізньокрейдові відклади представлені пісками зеленувато-сірими та глинами сірими і зеленувато-сірими з прошарками кварцоподібних пісковиків, а також крейдою білою писальною з прошарками мергелів світло-сірих. Товщина відкладів 160-189 м (Щербина та ін., 2005).

### ***Кайнозойська ератема (KZ)***

Кайнозойська ератема представлена палеогеновою та четвертинною системами.

Палеогенові відклади представлені породами палеоцену, еоцену та олігоцену.

Палеоцен представлений пісками сірими і зеленувато-сірими середньозернистими кварцово-глауконітовими глинистими. Товщина відкладів 17-57 м (Щербина та ін., 2005).

Еоцен представлений мергелями блакитно-сірими з фосфоритовими конкреціями. Товщина відкладів 27-30 м (Щербина та ін., 2005).

Олігоцен представлений пісками зеленувато-сірими дрібнозернистими кварцово-глауконітовими з прошарками глини зеленувато-сірої в'язкої. Товщина відкладів 54-70 м (Щербина та ін., 2005).

### ***Неогенова та четвертинна системи (N-Q)***

Неогенова та четвертинна системи в розрізах свердловин родовища А нерозчленована. Товща неогенових та четвертинних відкладів складена пісками сірими дрібно- і середньозернистими, над якими залягають глини бурі щільні, суглинки жовтувато-сірі та ґрунтово-рослинна верства. Товщина відкладів 32-34 м (Щербина та ін., 2005).

#### **2.3.2. Тектоніка**

Родовище А розташовано в зоні зчленування південної приосьової і прибортової частин Дніпровсько-Донецької западини.

По відношенню до структур кристалічного фундаменту площа розташована, в основному, над південно-східним здійманням і північно-західним зануренням виступів фундаменту на сполученні двох різнонаправлених розломів. По одному з цих розломів йшло занурення кристалічного фундаменту на північний схід до центру западини, по другому – на захід. Глибина залягання фундаменту в районі родовища становить 10,0-10,5 км (Щербина та ін., 2005).

Осадова товща площі досліджень складає частину регіональної монокліналі. Внаслідок свого положення в перехідній зоні від прибортової до приосьової частин западини, в історії геологічного розвитку площа пережила відносно високу тектонічну активність. Осадовий чохол зазнав інтенсивних деформацій під дією диз'юнктивної та соляної тектоніки, що призвело до утворення різноманітних форм структурних ускладнень монокліналі (флексур, терас, структурних носів) (Щербина та ін., 2005).

Кам'яновугільний структурний план на площі вивчений по відбиваючих горизонтах Vв12-п, Vв13, Vб11, Vб2-п3, які приурочені до відкладів C1s1, C1s2, C2b, C2m. По вказаних відбиваючих горизонтах структура являє собою пологий

структурний ніс, який занурюється в північно-західному напрямку і поступово переходить в прогин. Розкривається структурний ніс на південний схід, тобто в напрямку підйому пластів. На заході неглибоким прогином структура відокремлюється від соляного штоку, на сході – від штоку, на південному сході – тектонічним порушенням від іншої структури. Кут падіння порід складає 2 – 4о. Вверх по розрізу структура виположується і змінює напрямок розкриття з південно-східного на південний. Розмір структури 8 на 8 км (Щербина та ін., 2005).

Структура серією тектонічних порушень скидового характеру розбита на ряд різновеликих і різноприпіднятих блоків. Вверх по розрізу розривні порушення затухають, внаслідок чого їх кількість зменшується. Площина скидача майже всіх порушень як в плані так і в розрізі дугоподібна, кути падіння складають 10 – 90° (Щербина та ін., 2005).

Виявлені на площі тектонічні порушення є різновіковими. Час зародження більшості із них є, мабуть, ранньокам'яновугільний. Простежуються одні порушення до тріасових, інші зникають вже в башкирських і московських відкладах. Порушення носять конседиментаційний (в основному до московського віку) і постседиментаційний характер розвитку (Щербина та ін., 2005).

Найдревнішими відкладами розкритими на родовищі є верхньосерпуховські. Розкритий розріз характеризується загальним збільшенням товщин верхньосерпуховського під'ярусу, башкирського і московського ярусів в напрямку занурення структури. На цьому фоні спостерігається зменшення товщин верхньосерпуховських відкладів і збільшення башкирського і московського ярусів. Починаючи з пізньокам'яновугільних відкладів і до кайнозою збільшення товщини стратиграфічних комплексів фіксується в північно-східному напрямку. Товщина розкритих на площі пермських відкладів становить 6 – 49 м. Стратиграфічні

неузгодження простежуються в межах серпухівського ярусу, між серпуховським і башкирським, башкирським і московським ярусами, між пізньокам'яновугільними і тріасовими, тріасовими і юрськими, юрськими і крейдяними, між нижньо- і пізньокрейдяними, між крейдяними і кайнозойськими відкладами (Щербина та ін., 2005).

### 2.3.3. Нафтогазоносність

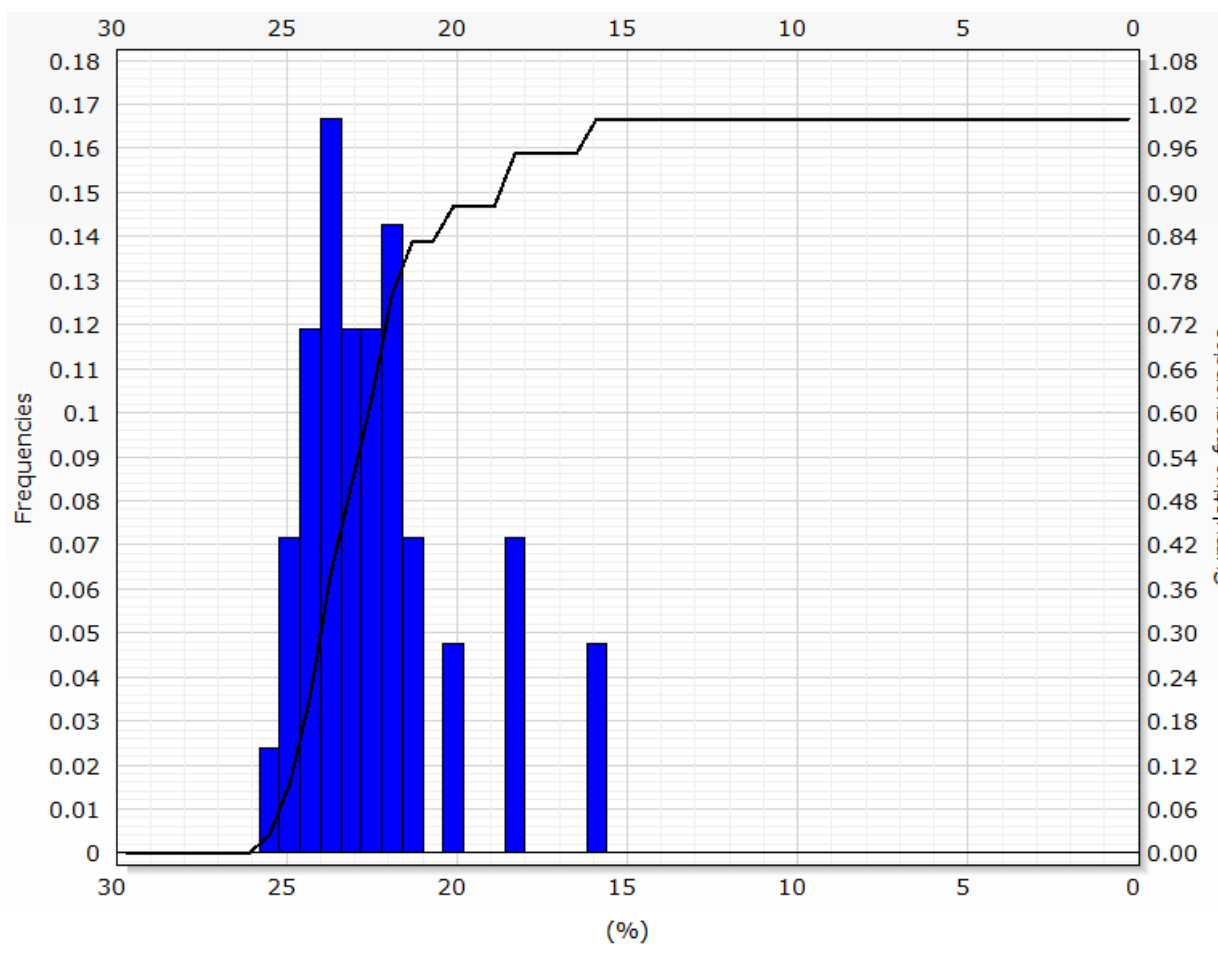
Досліджуване газоконденсатне родовище розташоване в Руденківсько-Пролетарському нафтогазоносному районі. На сусідніх родовищах поклади вуглеводнів приурочені до башкирського і серпуховського ярусів та до московського, башкирського, серпуховського і візейського ярусів карбону, відповідно (Щербина та ін., 2005).

Результати геолого-геофізичних досліджень та випробувань свердловин вказують на те, що газоносність родовища N пов'язана з різними ярусами карбону: московськими і башкирськими ярусами середнього карбону та верхньосерпуховським під'ярусом нижнього карбону. Поклади газу знаходяться в тектонічно екранованих і комбінованих пастках (літологічно та тектонічно екранованих). Продуктивні пласти знаходяться на глибині між 2195-4331 м. Поклади з встановленою промисловою продуктивністю пов'язані з пластами М-1, Б-12, С-4, тоді як поклади з відомими запасами газу знаходяться в пластах Б-8, Б-12а, С-5, С-5а, С-8 (Щербина та ін., 2005).

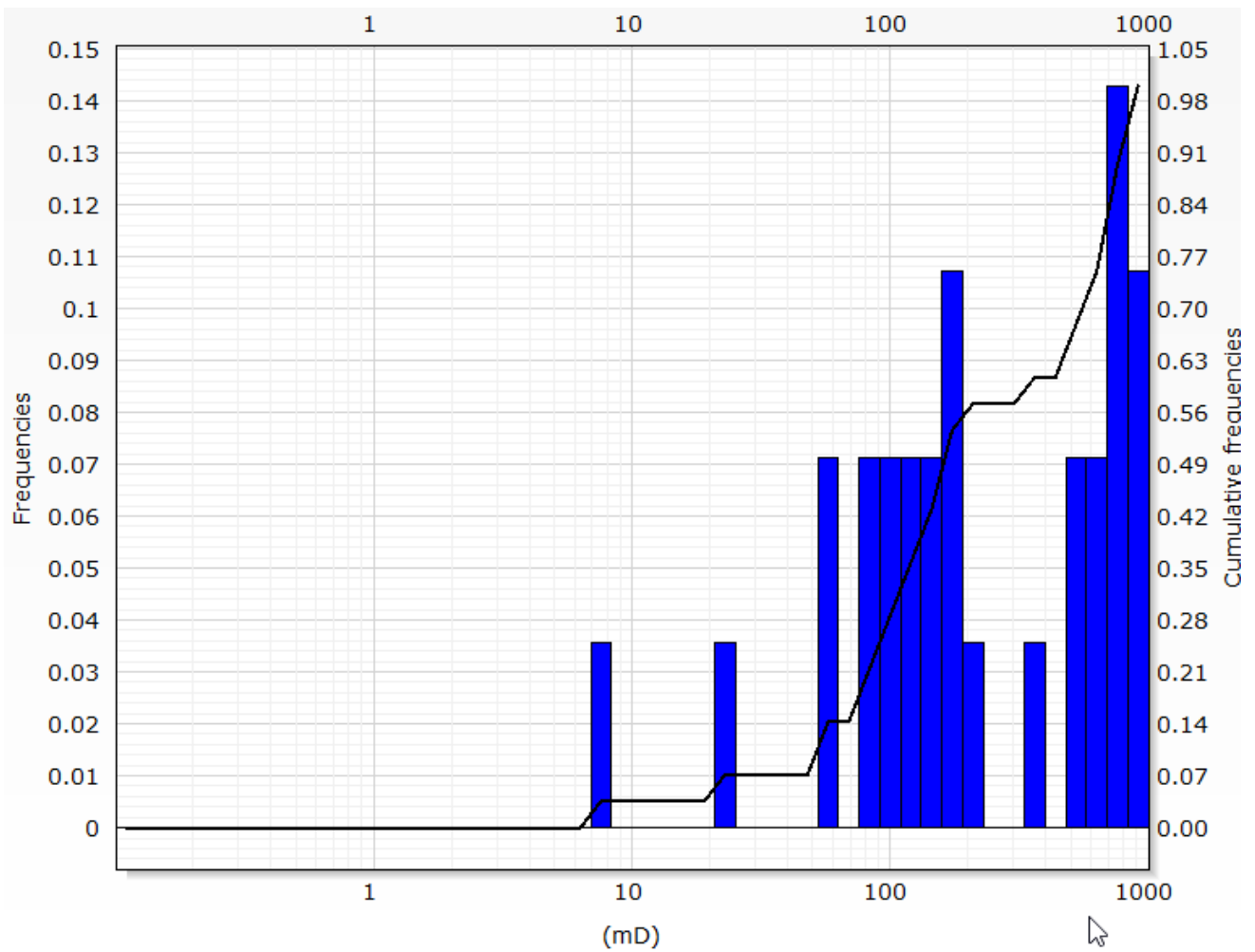
У розрізі свердловини в досліджуваному інтервалі продуктивних горизонтів К-6 та М-1 породи-колектори представлені пісковиком від дрібно-середньозернистого до середньозернистого, світло-сірий. Текстура косошарувата, різноспрямована, підкреслена тонкими прошарками вуглисто-слюдистого матеріалу, орієнтована під кутом 80-90° до осі керну. Реакція з HCl в штуфі не спостерігається. Цемент глинистий. Гранулометричний склад шару неоднорідний: по шару поширені прошарки (товщиною до 15 см) пісковіку

середньозернистого, збагачені вуглисто-слюдитим матеріалом. Контакт прошарків з основним шаром ерозійний. На свіжому зламі відчувається слабкий запах вуглеводнів (Щербина та ін., 2005).

У досліджуваному інтервалі продуктивних горизонтів породи-колектори мають наступні характеристики: на діаграмі (Рис. 2.3а) розподіл пористості (%) показує асиметричний характер із піком у межах 10–15% (частота 0,15–0,16), що свідчить про переважання середньої пористості з різким зниженням частоти при значеннях вище 20%.



a)



б)

Рис. 2.4 Розподіл значень петрофізичних характеристик зразків керна в інтервалі 2201,74-2209,2 м: а – пористості; б – проникності

На діаграмі (Рис. 2.3, б) кумулятивна частота проникності (мД) у діапазоні 0,01–1000 мД зростає нерівномірно, з прискореннями в інтервалах 0,1–1 мД і 100–1000 мД, досягаючи значення 1, що вказує на значну варіабельність проникності порід-колекторів у продуктивних горизонтах.

### 3. МЕТОДИКА ОБРОБКИ ТА ІНТЕРПРЕТАЦІЇ ДАНИХ ГДС ДЛЯ ПОБУДОВИ МОДЕЛЕЙ ФІЗИКИ ПОРІД

У процесі виконання роботи автор використовував принципову методику обробки та інтерпретації каротажних даних, що застосовується спеціалістами-петрофізиками компанії АТ «Укргазвидобування» в програмному забезпеченні Techlog.

#### 3.1. Характеристика геофізичних даних

Під час роботи над дослідженням автор проводив обробку даних наступних геофізичних методів (приклад – на рис. 3.1):

- мікрокавернометрія,
- метод самочинної поляризації,
- гамма-каротаж,
- нейтрон-нейтронний каротаж,
- акустичний каротаж,
- мікробоковий каротаж,
- градієнт-зонди методу опорів.

Характеристики цих методів включають

- вимірювання діаметру свердловини (мікрокавернометрія),
- потенціалу самочинної поляризації (метод самочинної поляризації),
- інтенсивності гамма-випромінювання (гамма-каротаж) та нейтронного поглинання (нейтрон-нейтронний каротаж),
- інтервальний час проходження пружних хвиль (акустичний каротаж),
- позірний опору (мікробоковий каротаж і градієнт-зонд методу опорів).

На основі геофізичних методів автором були визначені геофізичні властивості порід, що включають пористість, проникність, природну

радіоактивність, електричний опір, акустичні властивості та наявність каверн (Безродна, Гожик, 2018).

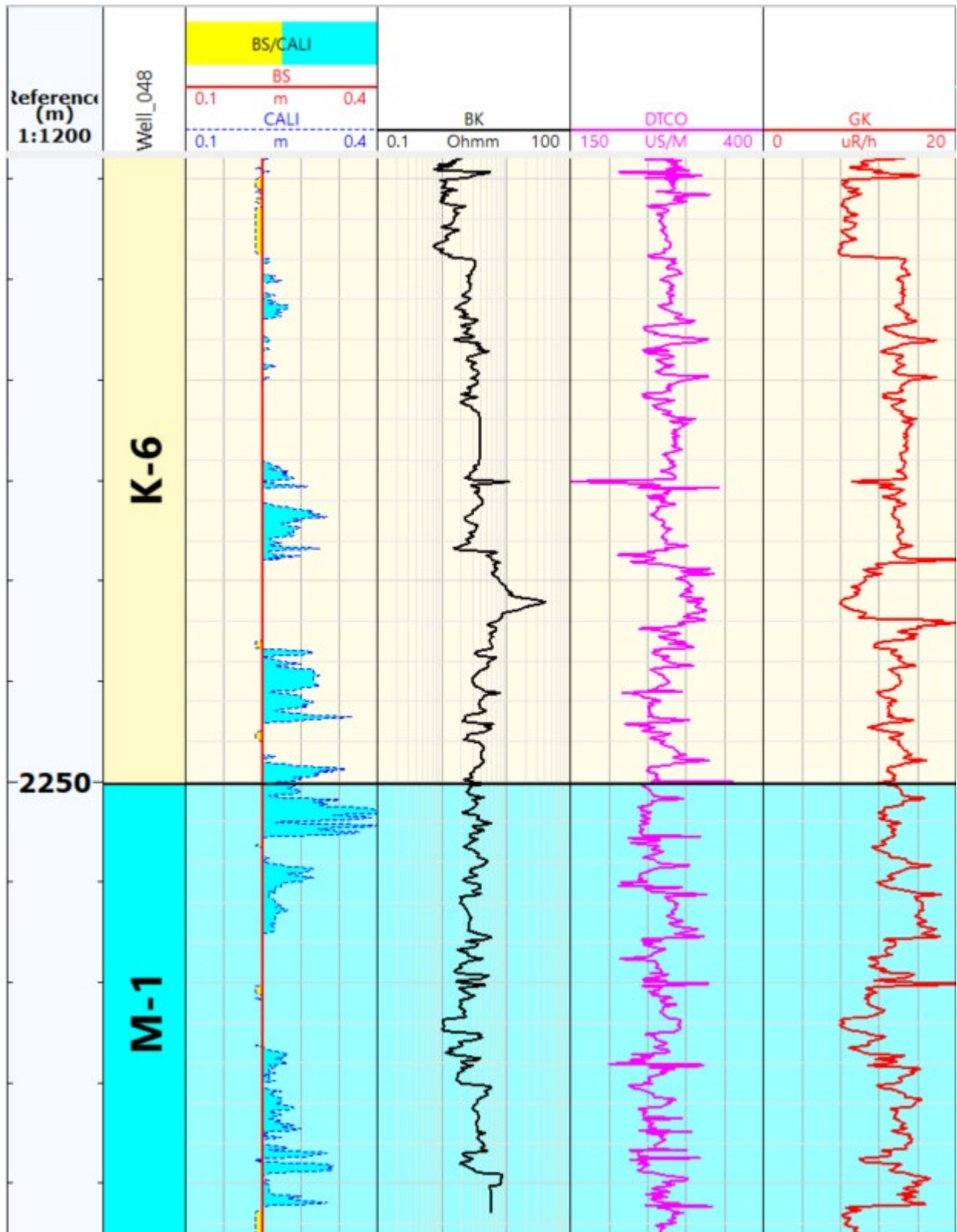


Рис. 3.1 Планшет вхідних каротажних діаграм першої свердловини

### 3.2. Методика обробки та інтерпретації

У процесі роботи з даними ГДС в програмному забезпеченні Techlog автором проведено визначення петрофізичних властивостей за детерміністичним підходом з покроковим розрахунком фільтраційно-ємнісних параметрів.

У першу чергу з бази даних ГДС свердловини обираються дані методів каротажу. Шляхом імпортування даних вони переносяться до дерева проекту, де відбувається перевірка правильної належності кожного типу кривої до сімейства кривих. Після даного кроку виконується формування каротажного планшету, де в кожному полі криві можуть бути представленими як поодинокі, так і в групі з іншими кривими.

Було сформовано стартовий комплекс кривих каротажу за наступним групуванням:

- мікрокавернометрія + діаметр долота;
- метод самочинної поляризації;
- гамма-каротаж + нейтрон-нейтронний каротаж;
- нейтронна пористість + швидкість затухання акустичної хвилі;
- боковий + мікробоковий каротаж;
- градієнт-зонди 1-5.

При візуалізації першочергово на каротажному планшеті розміщується крива мікрокавернометрії, на яку накладається крива, що відображає діаметр бурового долота.

Даний крок виконується з метою візуалізації розміру каверн в свердловині. Отриманий наочний результат використовується для отримання загального уявлення про зміну літотипів у розрізі свердловини. В першу чергу, увагу автора привернули інтервали із збільшеним діаметром свердловини (каверн), що сигналізують про те, що породи потенційно складені глинистими породами. Застосовуючи інструмент Caliper Flag, з розділу Petrophysics в програмному

забезпеченні Techlog, визначаються інтервали, де діаметр каверн перевищує граничні значення (1,27 см), що вказує на значні винесення об'єму породи зі стінки свердловини. Важливим етапом після цього є уточнення результатів, так як умова великого діаметру каверн є однією з основних при виділенні вугільних пластів у розрізі свердловини.

Наступним кроком є **виділення вугільних пластів** за допомогою інструменту Coal Flag та нормалізація результатів використання цього інструменту за даними гамма-каротажу. З метою виділення пластів вугілля використовуються дані таких параметрів як нейтронна пористість, швидкість затухання акустичної хвилі та електричний опір. Для всіх методів застосовано методику встановлення цільових значень таким чином, що параметри мають бути більші або дорівнювати мінімальним значенням та бути меншими за максимальні значення ( $\min \leq \text{valid} < \max$ ) відповідних методів. Обрані граничні значення для методів, що використовуються в інструменті Coal Flag, наведено в таблиці 3.1.

Табл. 3.1 Граничні значення параметрів геофізичних методів для визначення пластів вугілля в розрізі свердловини

	Мінімальні значення	Максимальні значення
Нейтронна пористість, б/р (TNRH)	0,3	0,6
Швидкість затухання акустичної хвилі, мксек/м (DTP)	300	500
Боковий каротаж, Ом·м (BK)	10	4000

На наступному етапі автором визначено **коефіцієнт глинистості**, що розраховувався за методом Ларіонова, що використовується для давніх порід.

Метод Ларіонова - це відомий, але все ще широко використовуваний метод оцінки об'єму глинистого компоненту в гірських породах (Singh, Joshi, 2020). Метод Ларіонова має деякі обмеження і невизначеності, оскільки він передбачає, що порода складається лише з двох компонентів (глинистого і пісковикового), що не завжди відповідає дійсності. Тим не менш, він залишається корисним інструментом для оцінки об'єму глинистих порід у багатьох геологічних умовах. У процесі розрахунків була застосована формула Ларіонова для визначення коефіцієнту глинистості, що має наступний вигляд:

$$K_{\text{гл.Лар}} = 0,33(2^{2I_{\text{ГК}}} - 1),$$

де  $K_{\text{гл.Лар}}$  – значення коефіцієнта глинистості обрахованого за методом Ларіонова для старіших порід;  $I_{\text{ГК}}$  – поточне значення інтенсивності радіоактивності.

**Коефіцієнти загальної та відкритої пористості** було розраховано трьома підходами – при використанні наступних параметрів:

- інтервальний час пробігу пружних хвиль;
- густина + інтервальний час пробігу пружних хвиль;
- час пробігу + нейтронна пористість.

Коефіцієнт пористості обчислювався за допомогою акустичних досліджень з використанням рівняння Віллі, Реймера (Singh, Joshi, 2020). Такі розрахунки були зроблені для визначення впливу кожного з вхідних параметрів на результуючі значення коефіцієнту пористості. Порівнюючи отримані дані з результатами лабораторних досліджень керну, було встановлено, що найбільш наближеними до лабораторних даних є розрахунки пористості з використанням кривих густини та нейтронної пористості. Тому криві пористості за цією методикою використовувалися в подальших розрахунках.

Табл. 3.2 Таблиця варіабельності значень розрахованих кривих загальної та відкритої пористості до значень лабораторних досліджень керну

Точки заміру	ΔКп за інтервальним часом	ΔКп за густиною + інтервальним часом	ΔКп за часом пробігу та нейтронною пористістю
1	0,055	0,048	0,012
2	0,028	0,063	0,017
3	0,023	0,067	0,014

У свою чергу, **коефіцієнт нафтогазонасичення** було розраховано двома методами: подвійної води та Сіманду.

Метод подвійної води розглядає наявність двох вод у пустотному просторі: «дальньої» води, яка є нормальною пластовою водою; і «ближньої» води (або води, пов'язаної з глиною) в електричному подвійному шарі біля поверхні глини (Djebbar, Donaldson, 2004):

$$S_{wb} = \alpha v_q Q_v,$$

де  $v_q = 0,28 \text{ см}^3/\text{м}^2$  при  $25^\circ\text{C}$  - коефіцієнт, що пов'язує об'єм з концентрацією іонів при високій солоності і є функцією тільки температури, а альфа = 1 вище певної солоності, нижче якої він зростає з температурою та зі зменшенням солоності,  $Q_v$  – одиничний об'єм пустот.

Метод Сіманду дозволяє врахувати та виправити вплив надлишкової провідності в скелеті породи через наявність в ній дисперсних глин (Alyafei, 2021).

$$S_{W_{Simandoux}} = \frac{aR_w}{2\varphi^m} \left[ \sqrt{\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right)^2 + \frac{4\varphi^m}{aR_w R_t}} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right],$$

де  $a$  – константа архіметрового рівняння,  $m$  – експонента цементації,  $\varphi$  – ефективна пористість,  $R_w$  – опір пластової води,  $R_{sh}$  – опір глинистих порід,  $R_t$  – виміряна істинна опірність пласта,  $V_{sh}$  – об’ємна частка глини.

У результаті порівняння результатів для поточного розрізу свердловини родовища було прийнято рішення обрати криві коефіцієнту нафтогазонасичення за методом Сіманду для подальших розрахунків. Метод Сіманду має кілька ключових переваг у порівнянні з методом подвійної води: він простіший у застосуванні, потребує лише стандартного набору каротажних даних ( $R_t$ ,  $R_{sh}$ ,  $V_{sh}$ ,  $\varphi$ ,  $R_w$ ), добре підходить для умов слабко- та середньоглинистих колекторів, а також дозволяє враховувати провідність глини без необхідності лабораторних даних про зв’язану воду. Завдяки напівемпіричній природі формули, метод є надійним і широко перевіреним на практиці, що робить його зручним інструментом для оперативної оцінки водо- та нафтогазонасиченості.

**Визначення компонентного складу порід** досліджуваного розрізу проводилося за таким принципом: в одиниці об’єму геологічного середовища буде спостерігатися різноманітне співвідношення таких компонентів як пустотний простір і мінерали: глинисті, пісковики, карбонати, вугілля.

З огляду на це компонентний склад визначався за допомогою Python-скрипту, в якому було взято за основу вище описаний підхід та використано наступну формулу:

$$V = 1 - K_{гл} - K_{пор} - K_{піщ} - K_{карб} - K_{вугл};$$

де  $K_{гл}$  – коефіцієнт глинистості,  $K_{пор}$  – коефіцієнт пористості,  $K_{піщ}$  – коефіцієнт, що відображає вміст піщаних порід,  $K_{карб}$  – коефіцієнт, що відображає вміст карбонатних порід,  $K_{вугл}$  – коефіцієнт, що відображає вміст вугілля.

Після виконання розрахунків вище описаним підходом було отримано компонентний склад порід у вигляді значень  $K_{піщ}$ ,  $K_{карб}$ ,  $K_{вугл}$  (Антонюк, 2023).

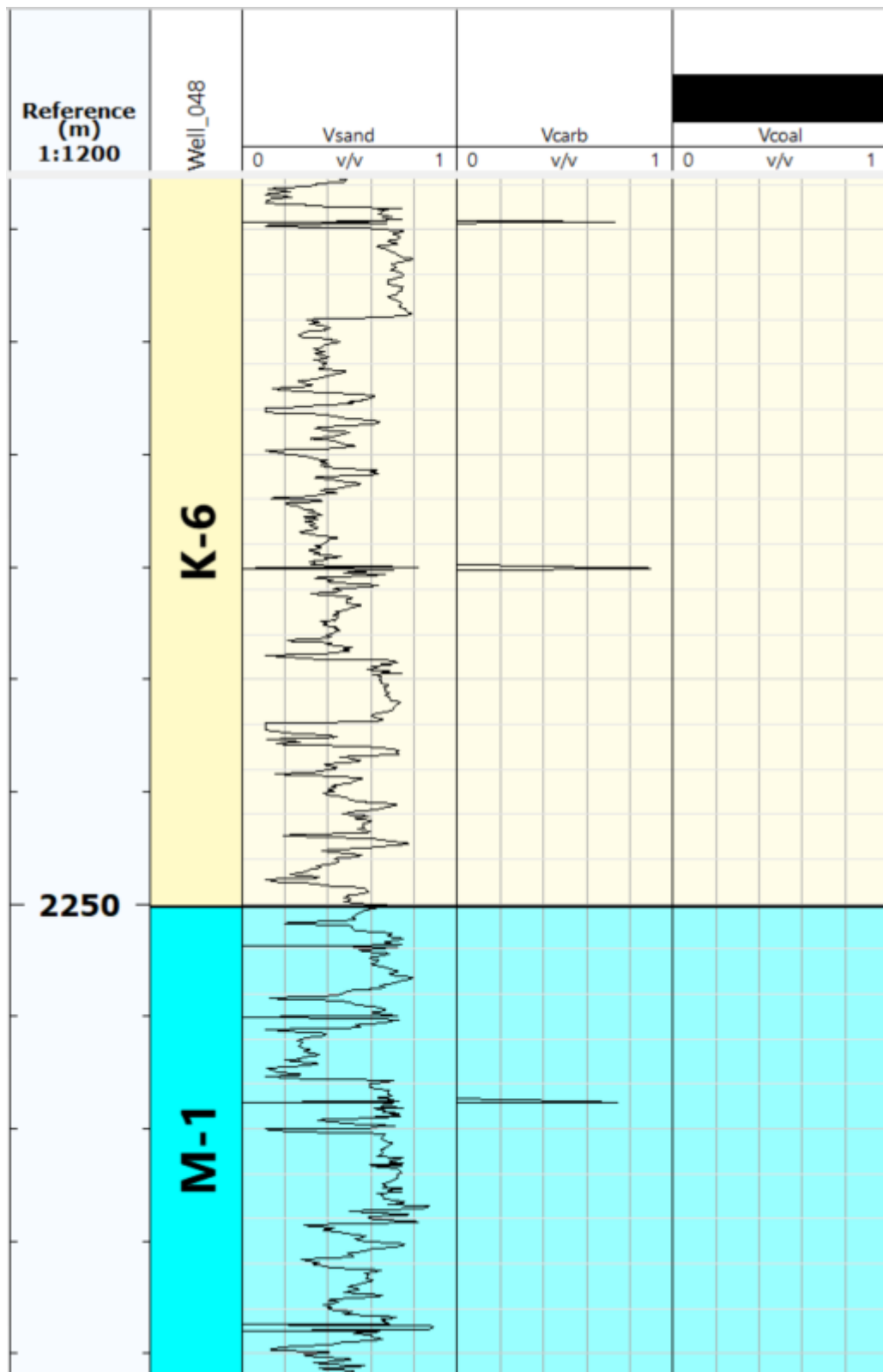


Рис. 3.2 Результати розрахунку компонентного складу для першої свердловини

Для подальших обчислень також було проведено розрахунки тисків та температур у свердловині. Для тисків основною інформацією стали пластові тиски, а температура в свердловині визначалася за допомогою геотермічного градієнту.

### 3.3. Процес заміщення флюїду методом Гассмана

Методика заміщення флюїду за методом Гассмана дозволяє моделювати еластичні властивості порід у тонкошаруватих пісково-глинистих послідовностях при різних сценаріях насичення (вода, нафта, газ). Спочатку збираються каротажні дані: швидкості P- та S-хвиль, густина, пористість, об'єм глини та насичення флюїдами. Дані перевіряються на якість, коригуються та калібруються. Використовується модель Томаса-Стібера для ідентифікації ламінованих пісково-глинистих інтервалів. Визначаються параметри: модуль стисливості мінеральної матриці ( $K_0$ ), флюїду ( $K_{fl}$ ) та сухого каркасу ( $K_{dry}$ ), які отримуються з каротажу або лабораторних вимірювань. Важливо врахувати припущення Гассмана про однорідність мінерального модуля та ізотропію порового простору, які порушуються в ламінованих послідовностях.

Для коректного заміщення флюїду застосовується метод Дейтракулвонг-Мавко (2011), який враховує ламінації. Спочатку виділяються властивості чистих пісків та глин, а заміщення флюїду проводиться лише в піщаних шарах, оскільки глини мають нульову ефективну пористість. За рівнянням Гассмана обчислюється модуль стисливості насиченої породи для пісків при новому флюїді (наприклад, 100% вода або 90% нафта). Результати масштабуються за методом Бекуса для врахування шаруватості, що забезпечує точне усереднення еластичних властивостей.

Аналіз результатів передбачає порівняння модельованих швидкостей ( $V_p$ ,  $V_s$ ) та густини з вихідними каротажними даними для оцінки впливу флюїду. Метод Дейтракулвонг-Мавко показує менші відхилення в ламінованих

інтервалах порівняно зі стандартним застосуванням Гассмана, яке ігнорує ламінації та завищує флюїдний ефект у глинистих зонах. Отримані дані використовуються для побудови профілів  $V_p$ ,  $V_s$  та  $\rho_b$  при різних сценаріях насичення, що допомагає в інтерпретації сейсмічних даних та оцінці вуглеводневих перспектив. Результати документуються у вигляді графіків і таблиць, порівнюючи in-situ та модельовані логи, що сприяє валідності моделі та подальшому плануванню розвідки.

#### 3.4. Аналіз перехресних діаграм Rock Physics Template

Для створення шаблонів фізики гірських порід (RPT) спочатку необхідно зібрати та підготувати дані: каротажні дані (швидкості P- та S-хвиль, густина, пористість), результати сейсмічної інверсії (акустичний імпеданс, AI, та співвідношення  $V_p/V_s$ ), а також геологічну інформацію про регіон (глибина залягання, літологія, типи флюїдів). RPT формується як крос-плот AI проти  $V_p/V_s$ , на який накладаються моделі гірської фізики. Для основної літології (наприклад, водонасичений пісковик) розробляється модель із варіюванням пористості, використовуючи рівняння, такі як модель Герца-Міндліна. За допомогою теорії Гассмана моделюються властивості для вуглеводневого насичення (газ, нафта), додаючи відповідні криві на крос-плот. Дані каротажу та сейсмічної інверсії наносяться на шаблон для валідації моделі та оцінки пористості, літології та флюїдного вмісту.

На основі RPT створюються два комплементарні атрибути для виявлення вуглеводнів: псевдоеластичний імпеданс із урахуванням нелінійності (CPEI) та кут тренду. CPEI обчислюється як відхилення від нелінійної кривої водонасиченого пісковика, використаної в RPT, де коефіцієнти отримуються з моделі (Asveth, 2014). Низькі значення CPEI вказують на можливі вуглеводневі зони. Кут тренду визначає нахил між сусідніми точками даних на крос-плоті,

підкреслюючи флюїдні тренди. Позитивні кути вказують на переходи до вуглеводневих зон. Обидва атрибути застосовуються до сейсмічних даних для створення 2D/3D карт, що виділяють аномалії.

Аналіз RPT та атрибутів передбачає порівняння сейсмічних і каротажних даних на крос-плоті для ідентифікації вуглеводневих аномалій, інтеграцію з геологічними даними (структурні висоти, грабени) та перевірку геологічної правдоподібності. Аномалії з низьким SPEI та позитивним кутом тренду позначаються як перспективні зони. Для зменшення неоднозначностей (наприклад, цементовані пісковики, що імітують вуглеводні) комбінуються SPEI та кут тренду, а також додаткова інформація, як-от гамма-картаж. Результати документуються у вигляді крос-плотів, карт атрибутів і розрізів, що сприяє ранжуванню перспектив і плануванню подальших досліджень.

## 4. РЕЗУЛЬТАТИ ПЕТРОФІЗИЧНОЇ ІНТЕРПРЕТАЦІЇ

Петрофізична інтерпретація була проведена на основі даних ГДС свердловини №1 родовища А, що були отримані шляхом прямих геофізичних досліджень, та виконувалася з допомогою програмного забезпечення компанії Шлюмберже (Schlumberger) Техлог (Techlog).

За результатами розрахунків було отримано криві основних петрофізичних параметрів, зокрема:

- Об'ємна частка глин;
- Коефіцієнт загальної пористості;
- Коефіцієнт ефективної пористості;
- Коефіцієнт нафтогазонасичення.

Автором було проведено статистичний аналіз отриманих петрофізичних параметрів таких як коефіцієнт глинистості, відкритої пористості та нафтогазонасичення.

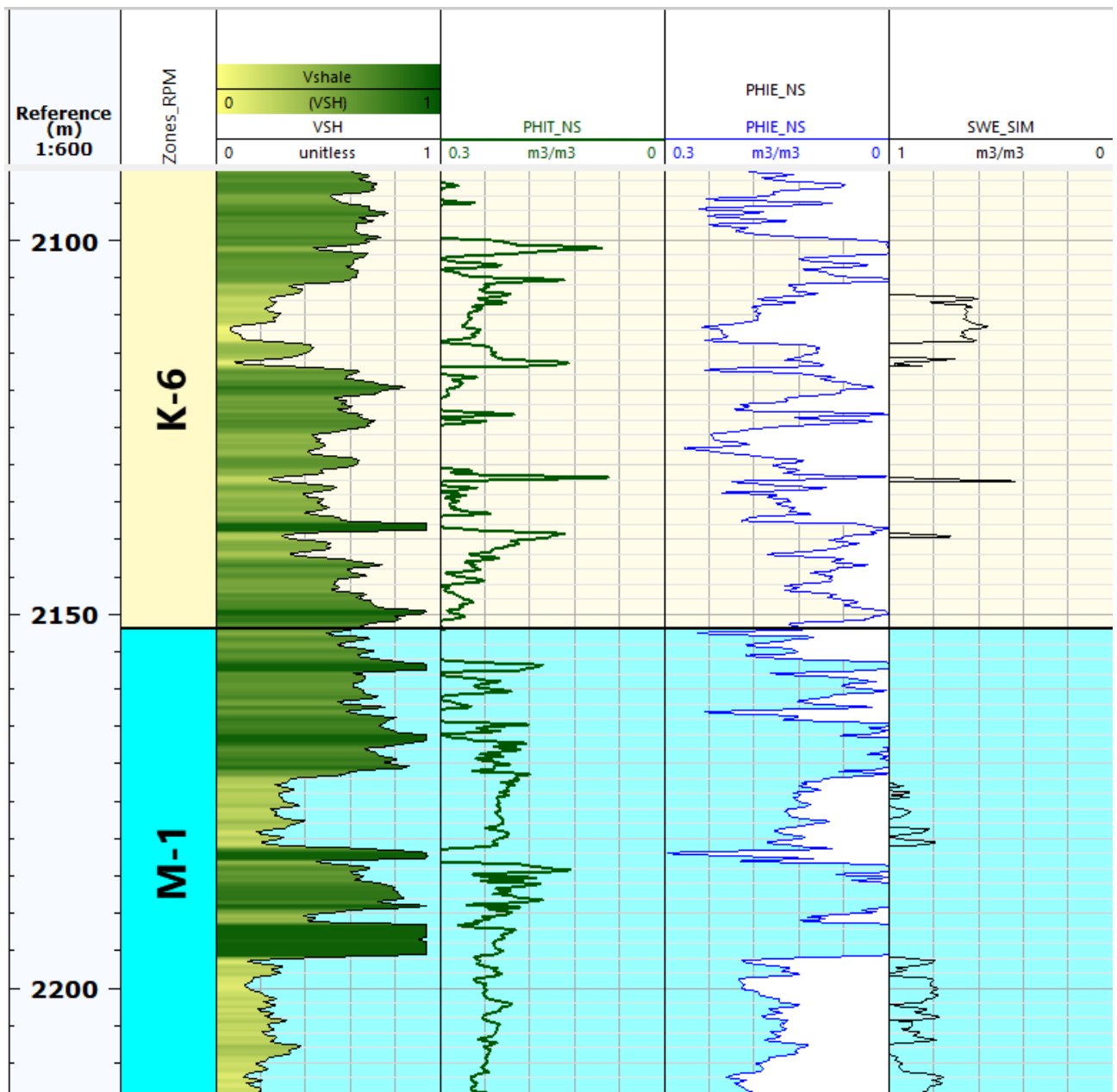


Рис. 4.1 Каротажний планшет з кривими, що були отримані в результаті петрофізичної інтерпретації

Автором було проведено статистичний аналіз отриманих петрофізичних параметрів для двох досліджуваних свердловин досліджуваного родовища

За гістограмою розподілу коефіцієнту глинистості (Рис. 4.2) встановлено, що розподіл має дві виражені моди, що може свідчити про наявність двох основних літологічних типів порід із різним вмістом глинистого матеріалу.

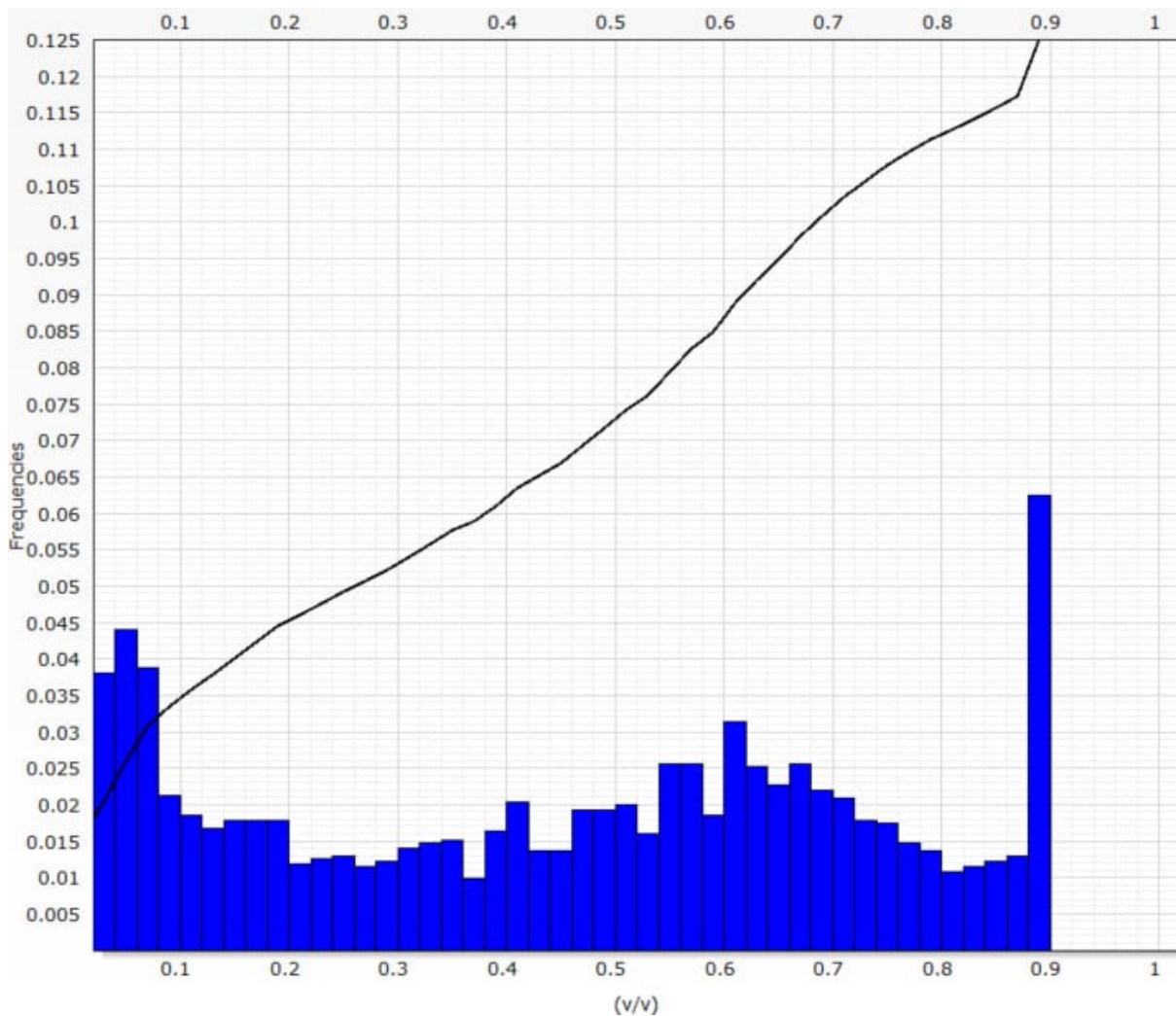


Рис. 4.1 Гістограма розподілу коефіцієнту глинистості гірських порід в інтервалі горизонтів К-6 та М-1

Розрахований коефіцієнт відкритої пористості, відповідно до гістограми (Рис. 4.3), розподіляється симетрично або близько до нормального, що вказує на однорідність пористих характеристик порід-колекторів у досліджуваній частині розрізу. Максимальна концентрація значень знаходиться в середньому діапазоні пористості (20-25%).

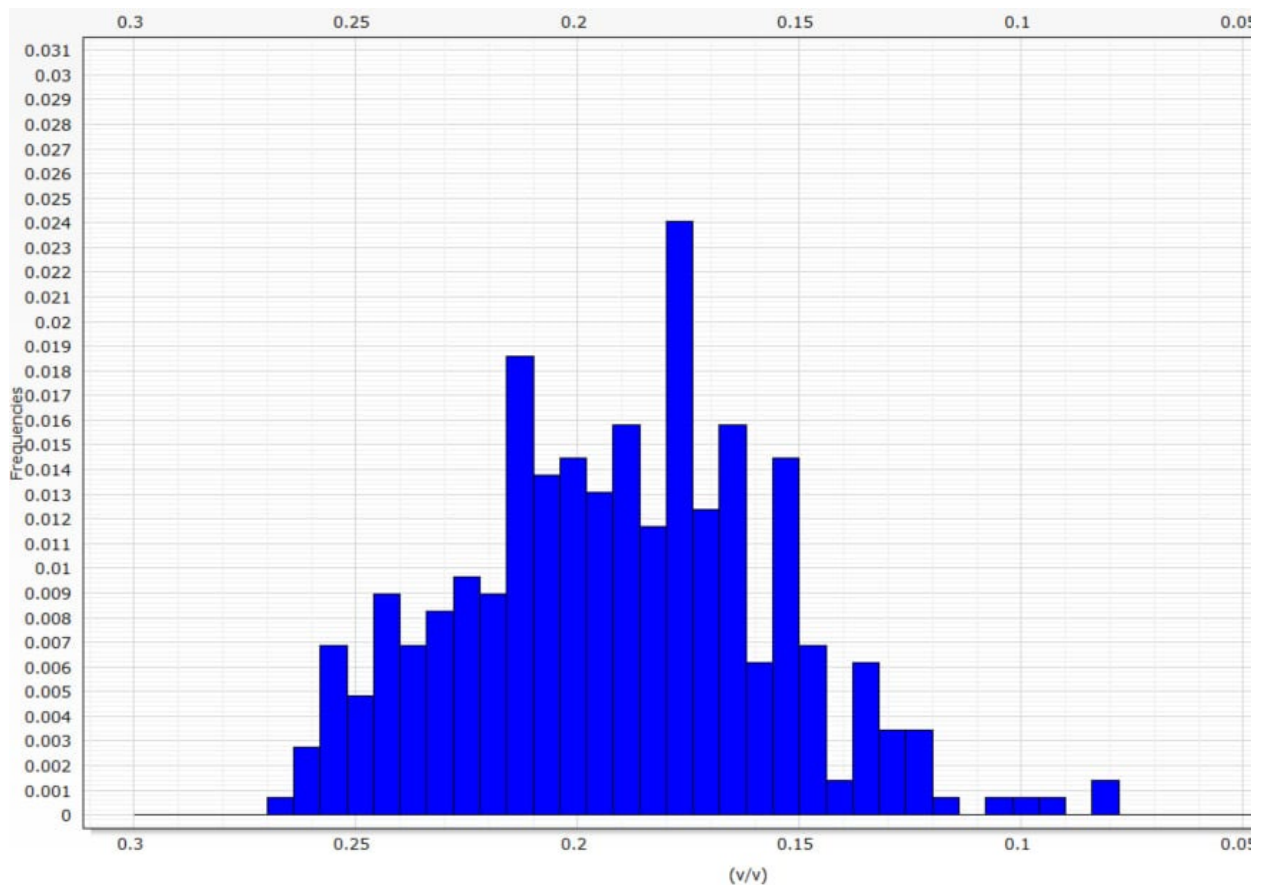


Рис. 4.3 Гістограма розподілу коефіцієнту відкритої пористості порід-колекторів в межах інтервалів горизонтів К-6 та М-1

У свою чергу коефіцієнт нафтогазонасичення (Рис. 4.4) розподіляється асиметрично із зміщенням в бік нижчих значень, що може вказувати на переважно слабе нафтогазонасичення порід у досліджуваній частині розрізу. Однак наявність окремих піків у високих значеннях свідчить про потенційні локальні зони з підвищеним нафтогазонасиченням.

**Моделювання кривих інтервального часу (DTC) та об'ємної густини (RHOV)** показало суттєвий вплив розмиву стінок свердловини на значення параметрів. виправлення цих кривих дозволило отримати більш достовірні дані, необхідні для оцінки петрофізичних параметрів.

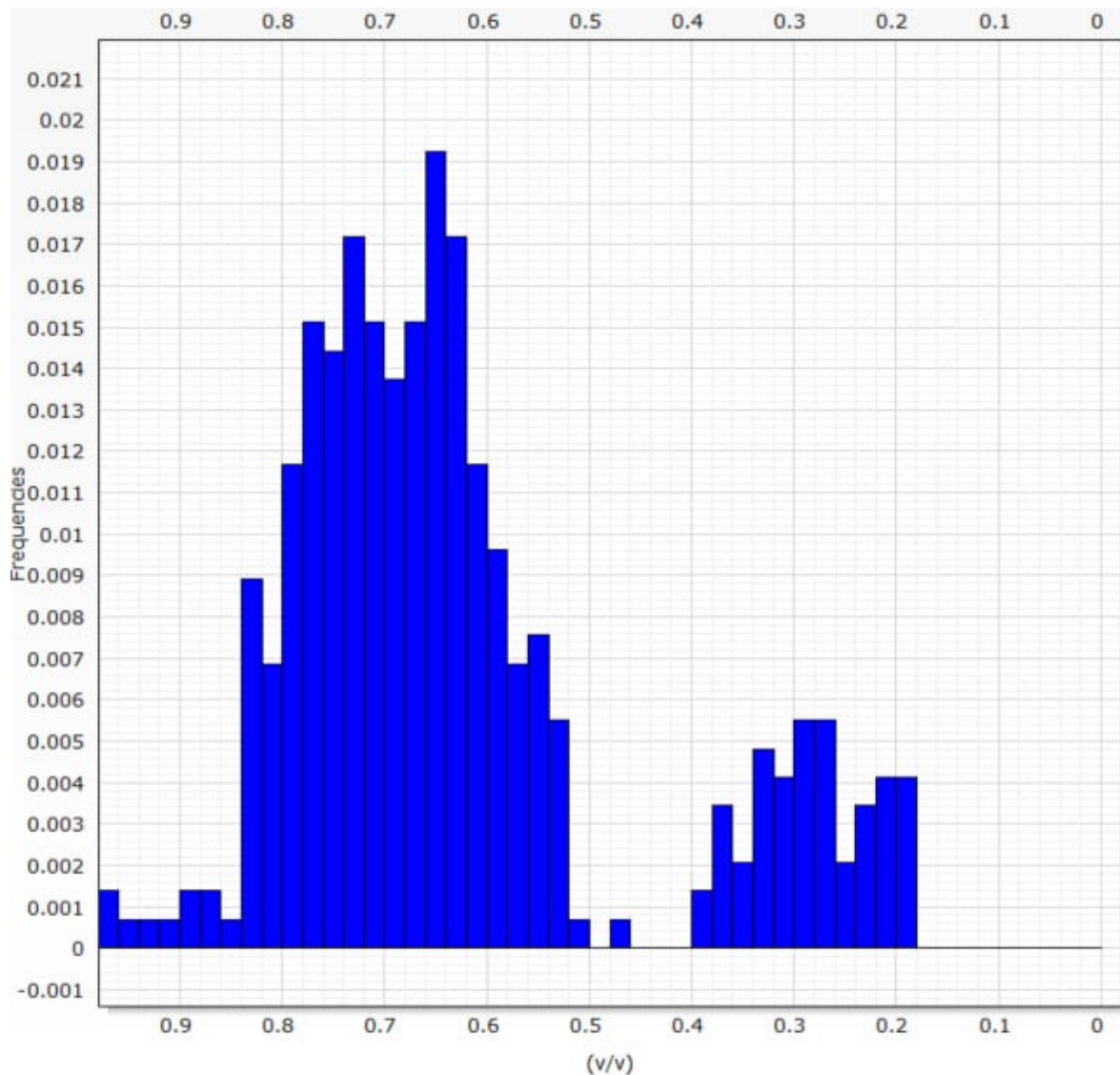


Рис. 4.4 Гістограма розподілу коефіцієнту нафтогазонасичення порід-колекторів в межах інтервалів горизонтів К-6 та М-1

У горизонтальних інтервалах К-6 та М-1 спостерігається значна варіабельність параметрів, що пов'язано з літологічними змінами (Рис. 4.5). Кориговані дані забезпечують точнішу інтерпретацію геологічної будови.

На представленій нижче діаграмі відображено залежність щільності породи ( $R_{NOB}$ ) від коефіцієнта нейтронної пористості ( $TNPH$ ), що дозволяє виділяти та оцінювати вплив типу насичення порід на їхню пористість.

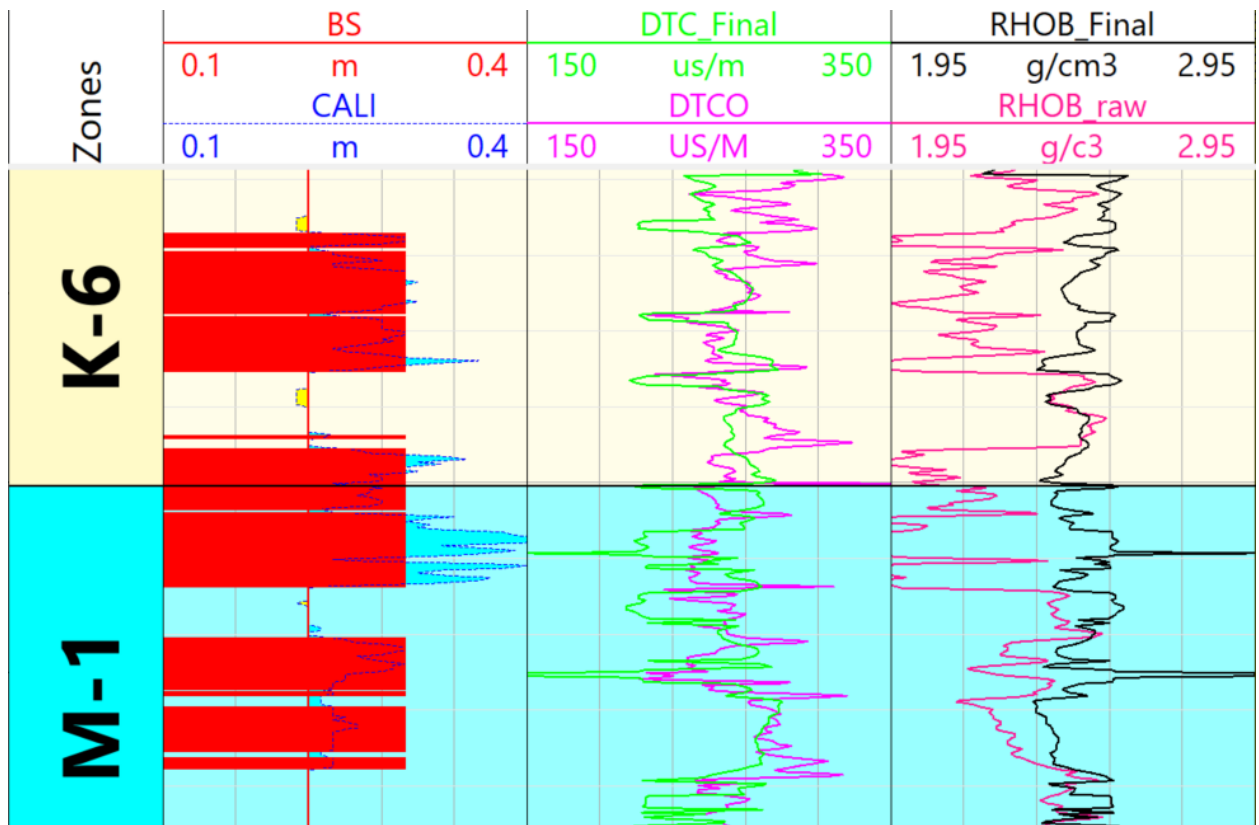


Рис. 4.5 Приклад порівняння результатів проведеного моделювання з реальними кривими ГДС, записаними в свердловині: *DTCO* – крива записана в свердловині, *DTC\_Final* – виправлена крива, *RHOB\_raw* - крива записана в свердловині, *RHOB\_final* – виправлена крива.

У горизонтальних інтервалах К-6 та М-1 спостерігається значна варіабельність параметрів, що пов'язано з літологічними змінами (Рис. 4.5). Кориговані дані забезпечують точнішу інтерпретацію геологічної будови.

Автором проведено кореляційний аналіз (рис. 4.6) залежності густини породи (RHOB) від коефіцієнта нейтронної пористості (TNPH), що дозволяє виділяти та оцінювати вплив типу насичення порід на їхню пористість.

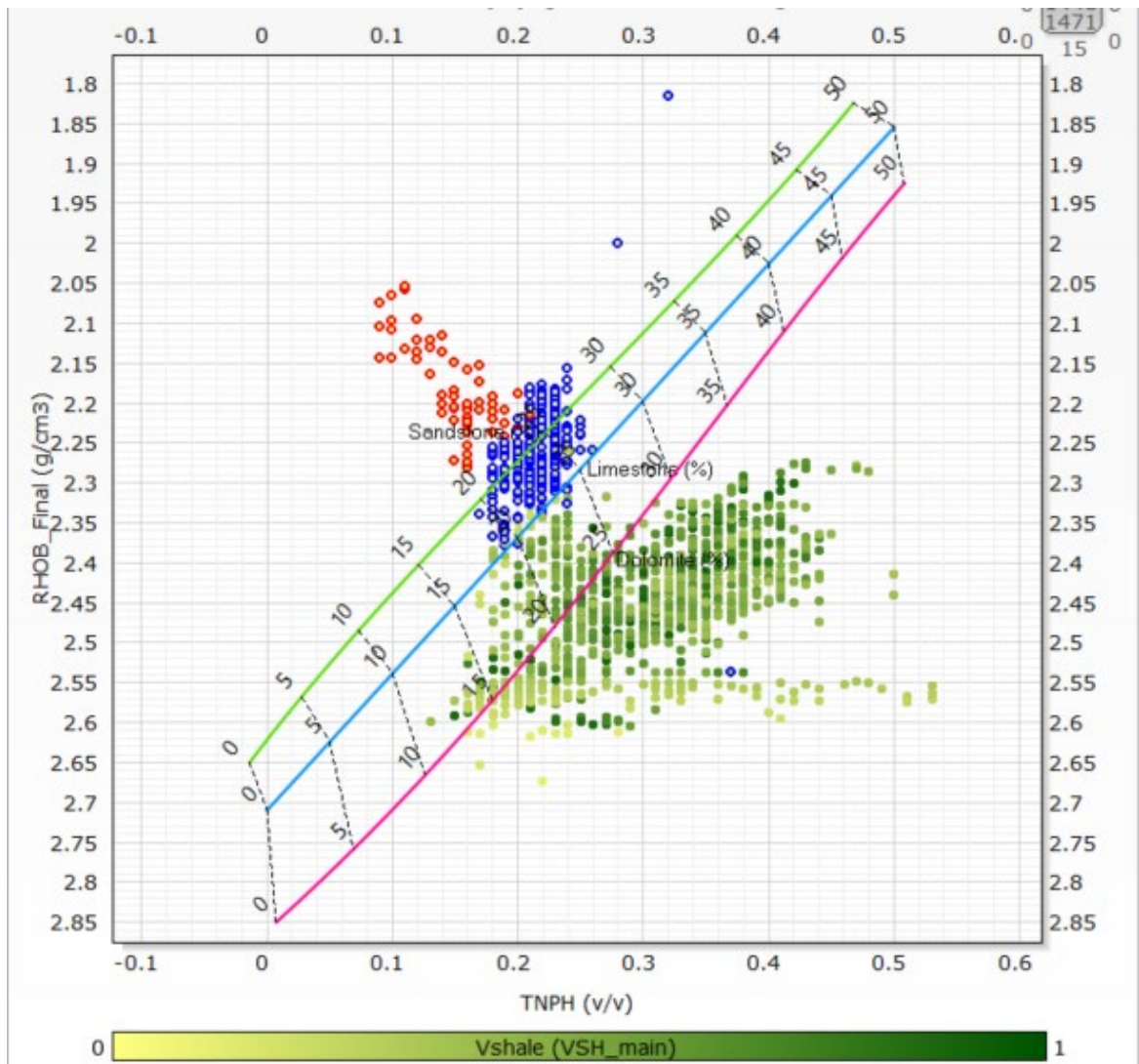


Рис. 4.6 Діаграма, що відображає якісну оцінку впливу типу насичення порід на їх пористість

Червона зона газонасичених пісковиків (Рис. 4.6) на кросплоті характеризується низькими значеннями об'ємної густини (RHOB) та високою пористістю (TNPH). Низька щільність пов'язана з наявністю газу, який має меншу густину порівняно з рідинами. Висока пористість свідчить про значний об'єм пустотного простору, заповненого газом, що робить ці породи перспективними для видобутку.

Синя зона (Рис. 4.6), хоча й має потенціал як горизонт-колектор, проте характеризується високим ступенем водонасичення.

## 5.МОДЕЛЮВАННЯ ФІЗИКИ ПОРІД ДЛЯ ПЕТРОФІЗИЧНОЇ ІНТЕРПРЕТАЦІЇ ДАНИХ ГДС НА ПРИКЛАДІ РОДОВИЩА А

У ході даного етапу дослідження відбувалося практичне застосування інструментів фізики порід, таких як метод заміщення флюїду методом Гасмана та використання перехресних діаграм Rock Physics Template.

### 5.1. Моделювання процесу заміщення флюїду методом Гасмана

Під час проведення дослідження було виконано процес заміщення флюїду методом Гасмана, де було теоретично заміщено газ на воду в пласті. Нижче наведено вхідні петрофізичні дані, що стали основою для розрахунків для першої свердловини. Метою даного етапу було дізнатися які значення основних будуть притаманні геологічному середовищу, якби це був не газонасичений, а водонасичений пласт.

За результатами обрахунків було знайдено залежність між швидкістю повздожньої хвилі та коефіцієнтом відкритої пористості, що стало основним інструментом для моделювання заміщення флюїду.

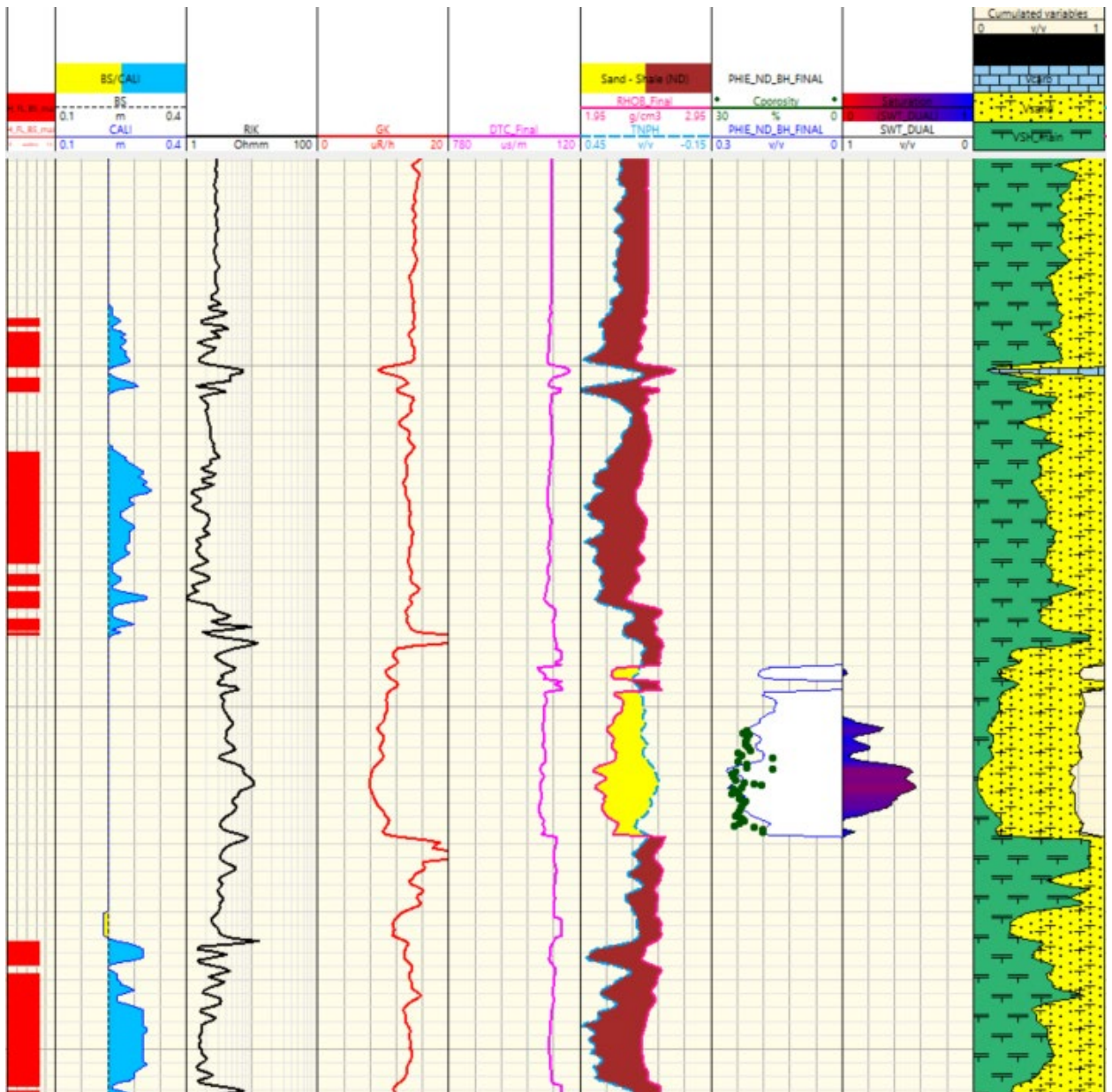


Рис. 5.1 Планшет з вхідним каротажем та результатами петрофізичної інтерпретації першої свердловини

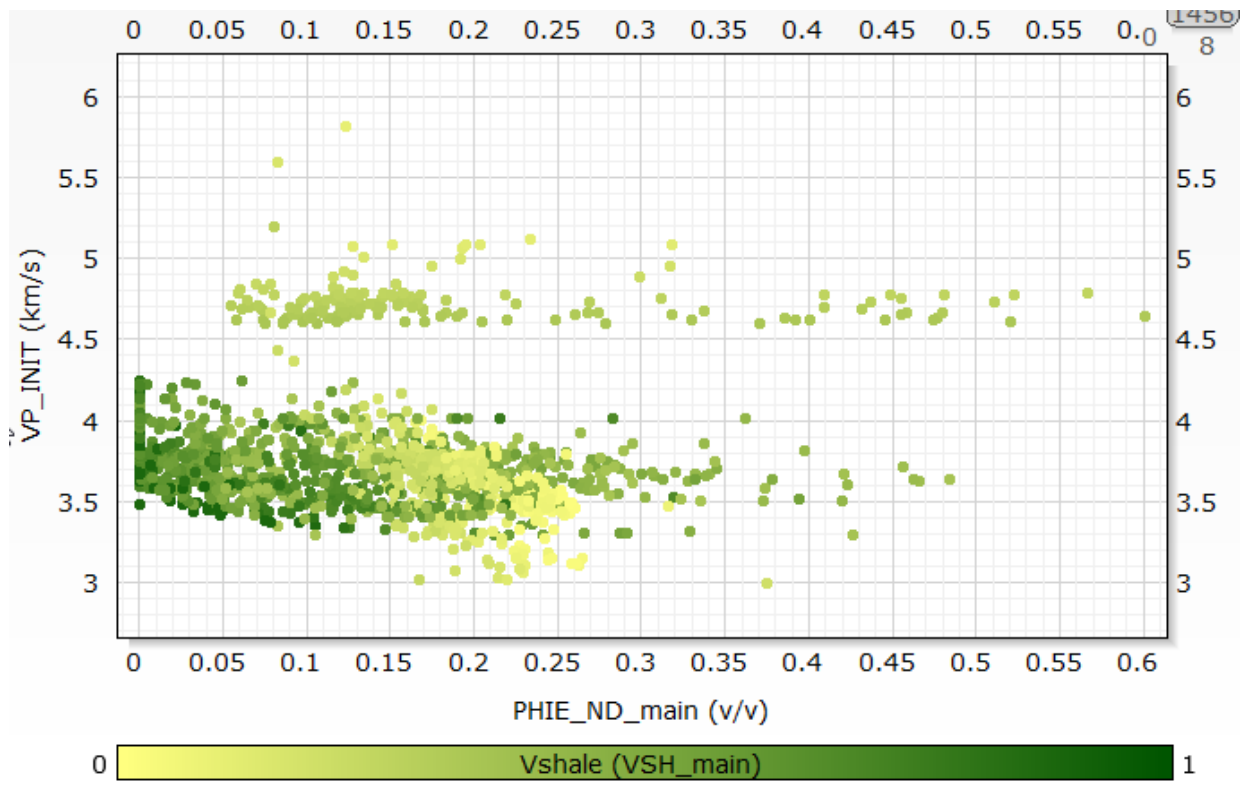


Рис. 5.2 Графік зв'язку між  $V_P$  та  $K_{пор,в}$  для першої свердловини

На нижче вказаному планшеті (Рис. 5.3) спостерігається результати заміщення, які підтверджують збільшення жорсткості порід після переходу від газонасиченого до водонасиченого стану. Це свідчить про підвищення акустичних властивостей середовища. Такі зміни є важливими для оцінки продуктивності пластів і підбору оптимальних зон для буріння.

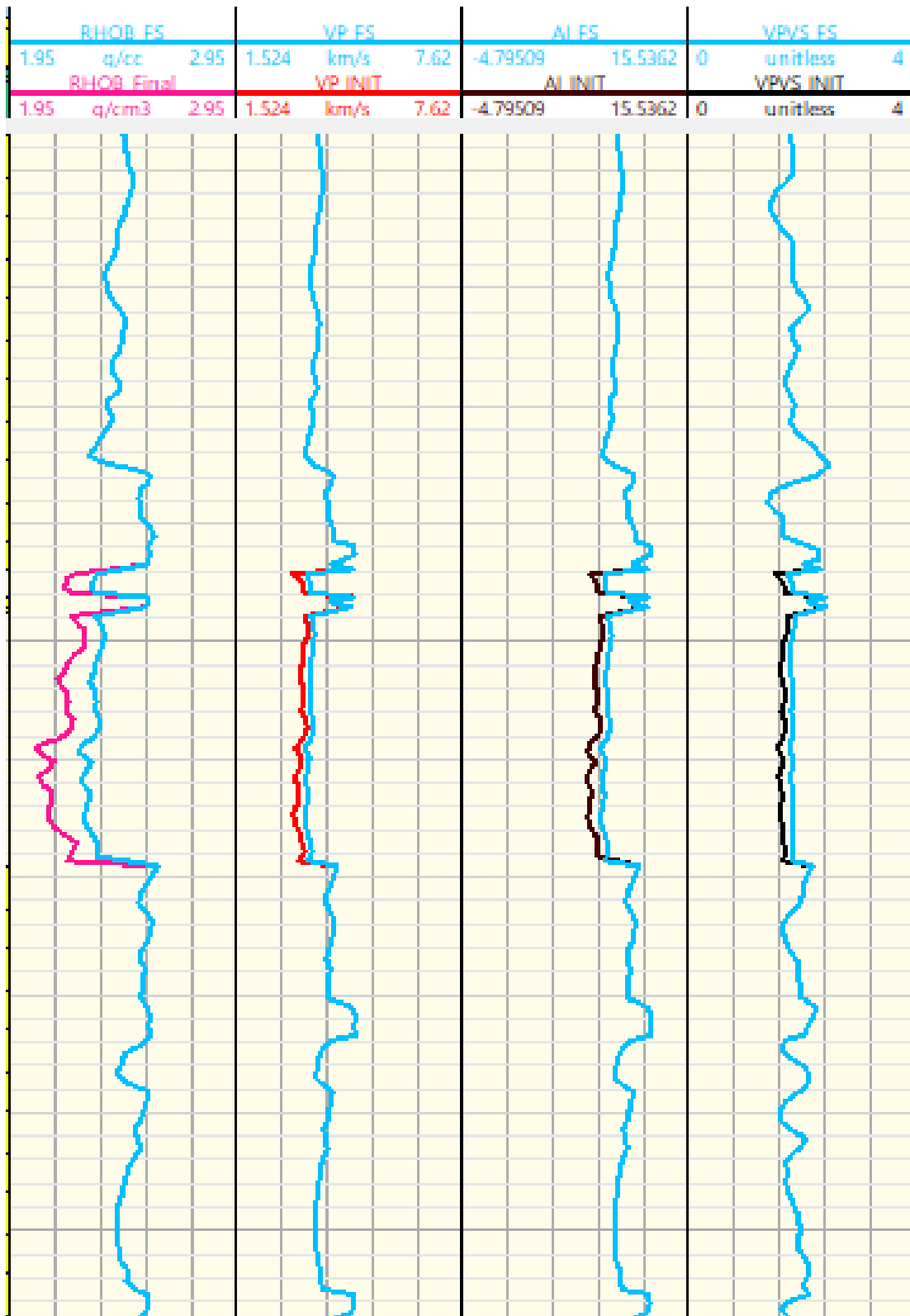


Рис. 5.3 Планшет з результатами моделювання заміщення флюїду першої свердловини

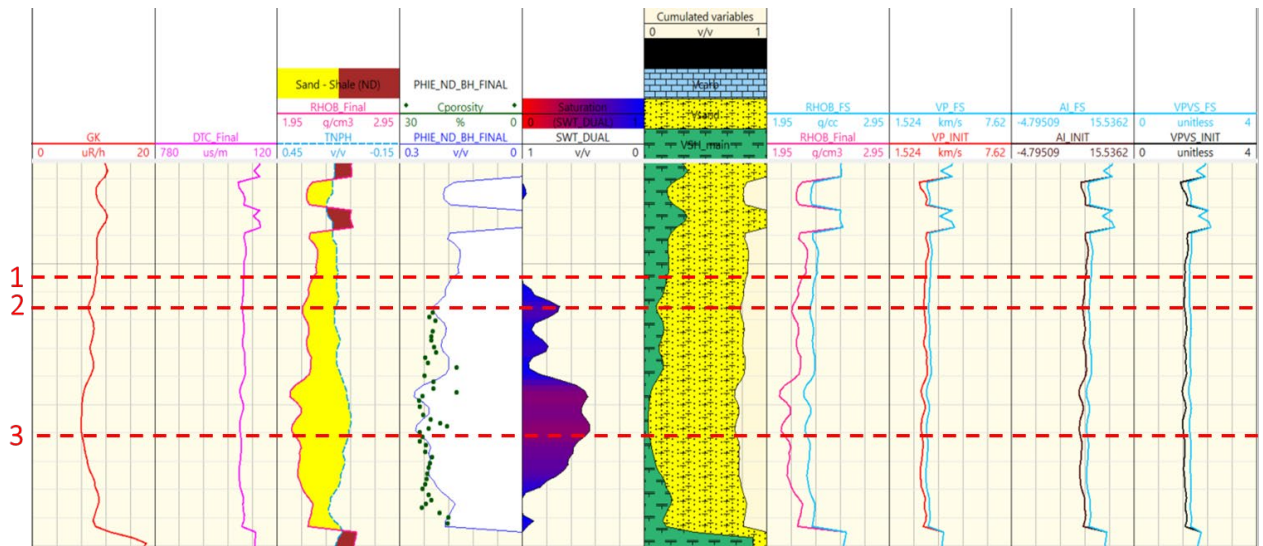


Рис. 5.4 Порівняння результатів заміщення флюїду з початковими даними для першої свердловини

Заміщення флюїду з газу на воду показало (Табл. 5.1):

- Збільшення об'ємної густини до 8%.
- Зростання швидкості поздовжніх хвиль до 8,34%.

Табл. 5.1 Порівняння результатів моделювання кривих об'ємної густини та швидкості повздовжньої хвилі до та після моделювання для першої свердловини

№ точки	Глибина, м	Об'ємна густина (RHOB), г/см <sup>3</sup>		Δ, %	Швидкість повздовжньої хвилі (V <sub>p</sub> ), км/с		Δ, %
		In situ (газ)	Модель (вода)		In situ (газ)	Модель (вода)	
1	2200,35	<b>2,27</b>	<b>2,36</b>	3,96	<b>3,36</b>	<b>3,60</b>	7,06
2	2201,52	<b>2,16</b>	<b>2,30</b>	6,79	<b>3,24</b>	<b>3,49</b>	7,73
3	2205,85	<b>2,06</b>	<b>2,23</b>	8,00	<b>3,12</b>	<b>3,38</b>	8,34

Встановлено, що даний пласт показує підвищення жорсткості порід якби він характеризувався водонасиченням. Аналіз даної характеристики пласту за різного характеру насичення відіграє важливу роль та може бути використано в подальших дослідженнях з метою підготовки до гідророзриву пласту або для використання даного горизонту як потенційне сховище CO<sub>2</sub>.

На основі результатів моделювання встановлено, що досліджуваний інтервал в другій свердловині характеризується повним водонасиченням пласта-колектора (рис.5.5).

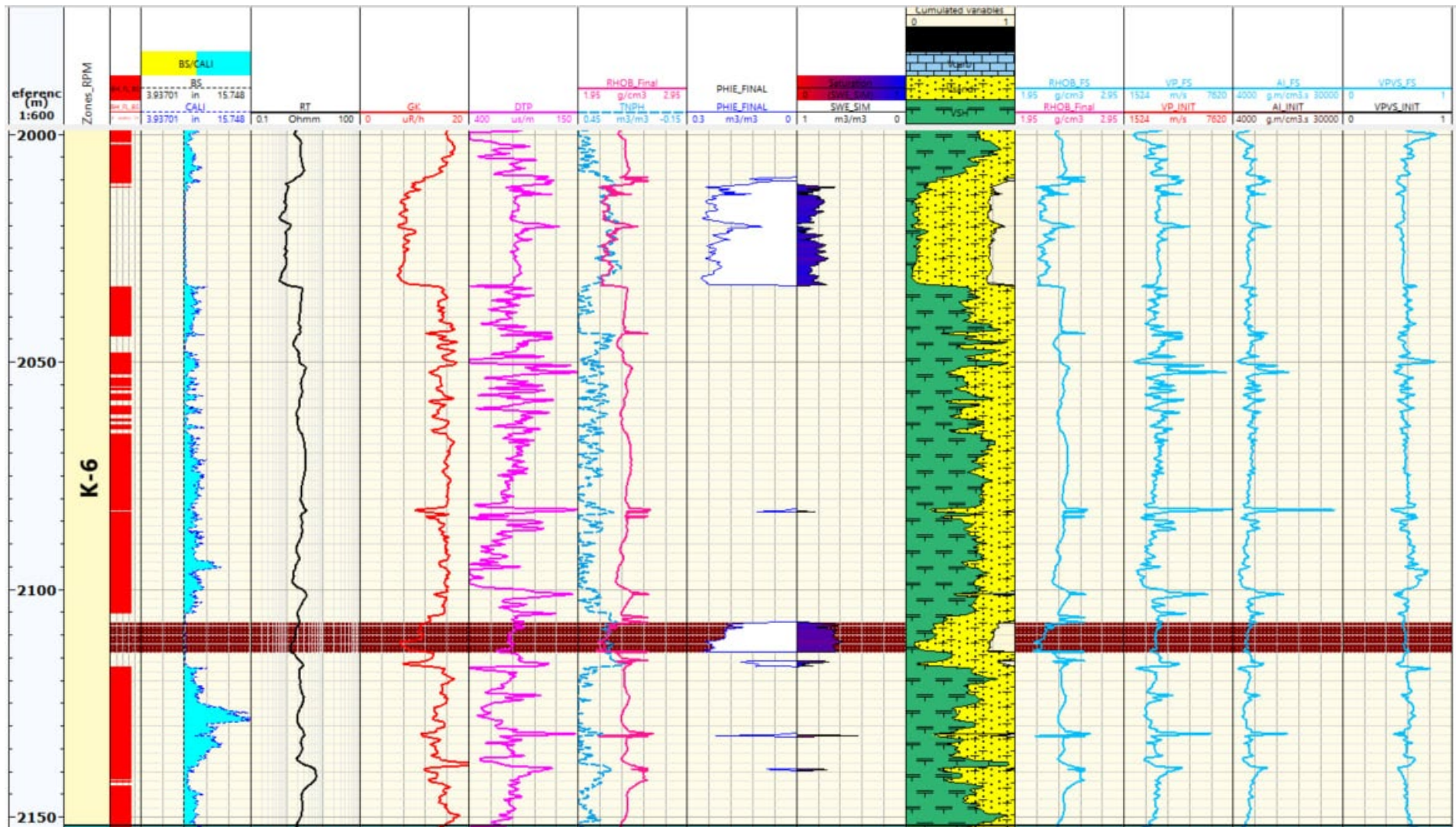


Рис. 5.5 Планшет з результатами моделювання заміщення флюїд для пласта К-6 другої свердловини

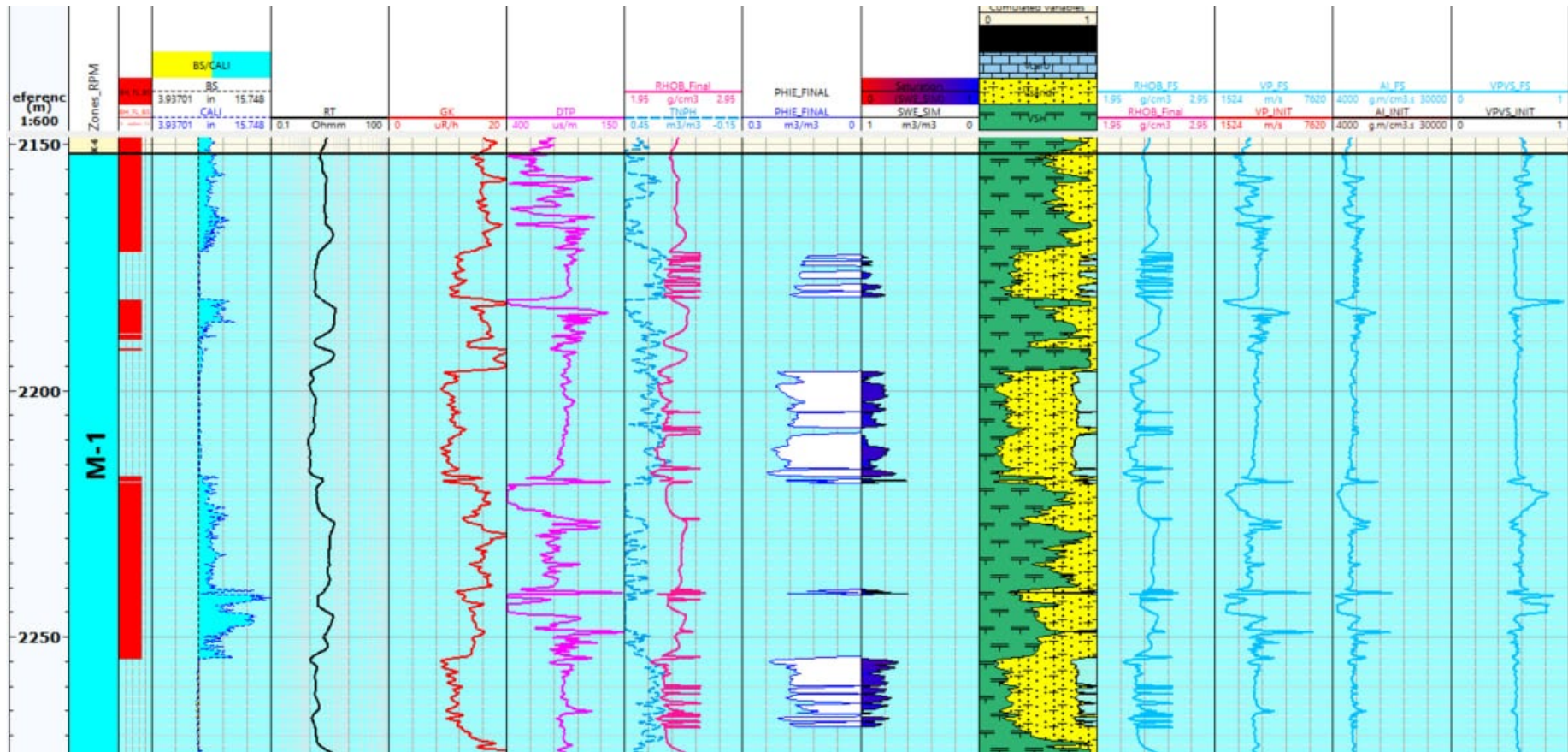


Рис. 5.6 Планшет з результатами моделювання заміщення флюїд для пласта М-1 другої свердловини

## 5.2. Аналіз перехресних діаграм Rock Physics Template

Завершальним етапом у проведенні моделювання фізики порід був аналіз результатів інтерпретації даних ГДС, де вивчена залежність співвідношення повздовжньої та поперечної хвилі від зміни акустичного імпедансу, що дає можливість диференціювати породи за літологією, загальною пористістю та насиченням.

Цей підпункт описує методику побудови та інтерпретації RPT, яка базується на зіставленні даних сейсмічної інверсії, каротажних вимірювань та модельованих трендів гірської фізики, а також на використанні спеціалізованих атрибутів для виявлення вуглеводневих аномалій. Основна увага приділяється коректному врахуванню геологічного контексту та перевірці відповідності даних моделям для підвищення надійності прогнозів.

Для забезпечення точності прогнозів критично важливим є коректне врахування геологічного контексту, включаючи регіональні особливості літології, глибини залягання, а також ретельна перевірка відповідності емпіричних даних теоретичним моделям. Такий підхід сприяє підвищенню надійності інтерпретації, мінімізує неоднозначності, пов'язані з літологічними чи флюїдними ефектами, та забезпечує обґрунтоване виділення перспективних зон для подальшого буріння.

За отриманими результатами на діаграмі, де показано дані геологічного середовища (Рис. 5.7) та виділено досліджуваний пласт рожевим кольором, він знаходиться нижче лінії апроксимації пісковиків, що говорить про його літологію та про його газонасичення.

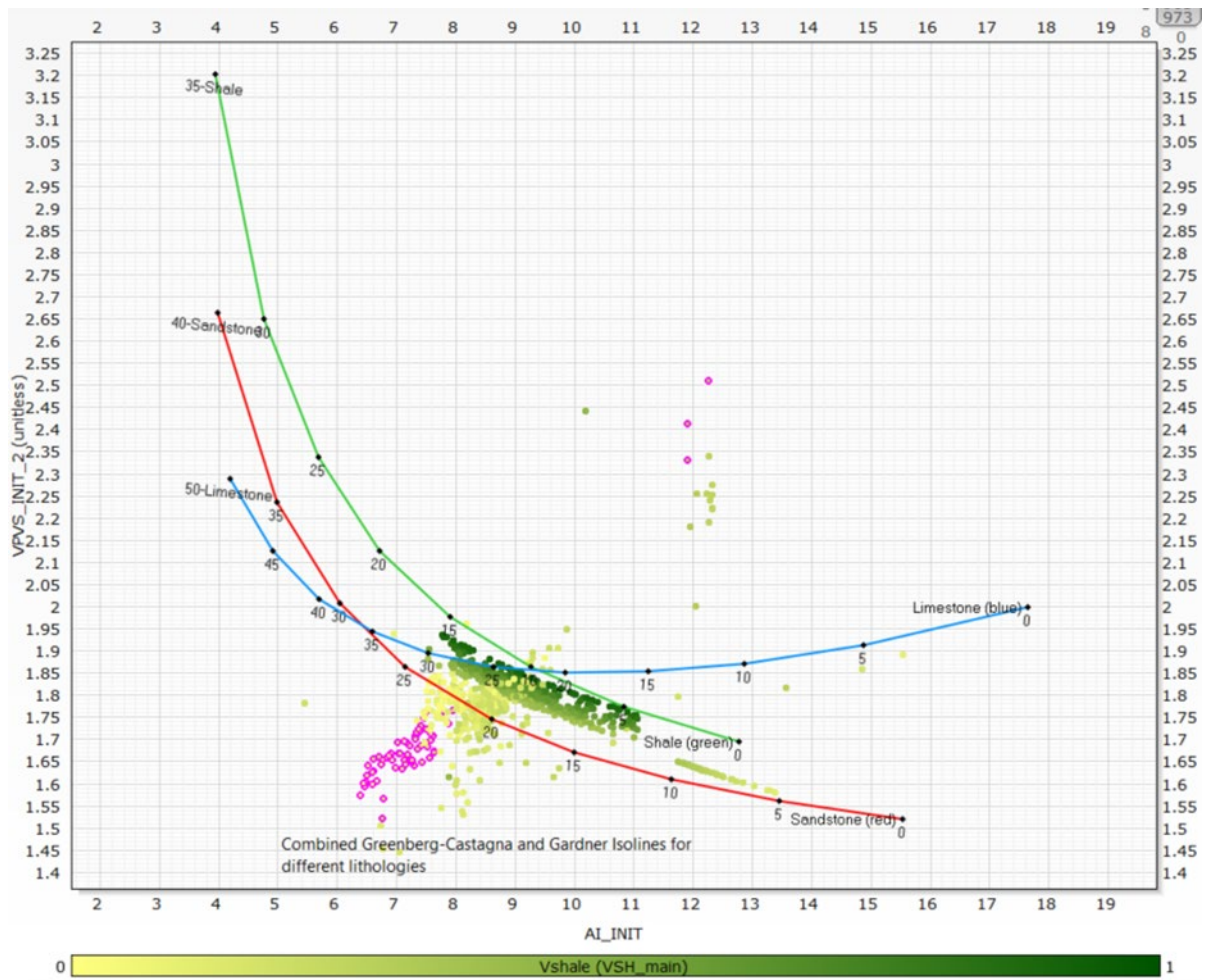


Рис. 5.7 Графік залежності акустичного імпедансу (AI) від співвідношення швидкості повздовжньої та поперечної хвилі ( $V_P/V_S$ ) в геологічному середовищі для першої свердловини

Встановлено, що дані характеризують геологічне середовище після проведення заміщення флюїду (Рис. 5.8), де спостерігається, що досліджуваний пласт перемістився на лінію апроксимації пісковиків, що говорить про його водонасичення.

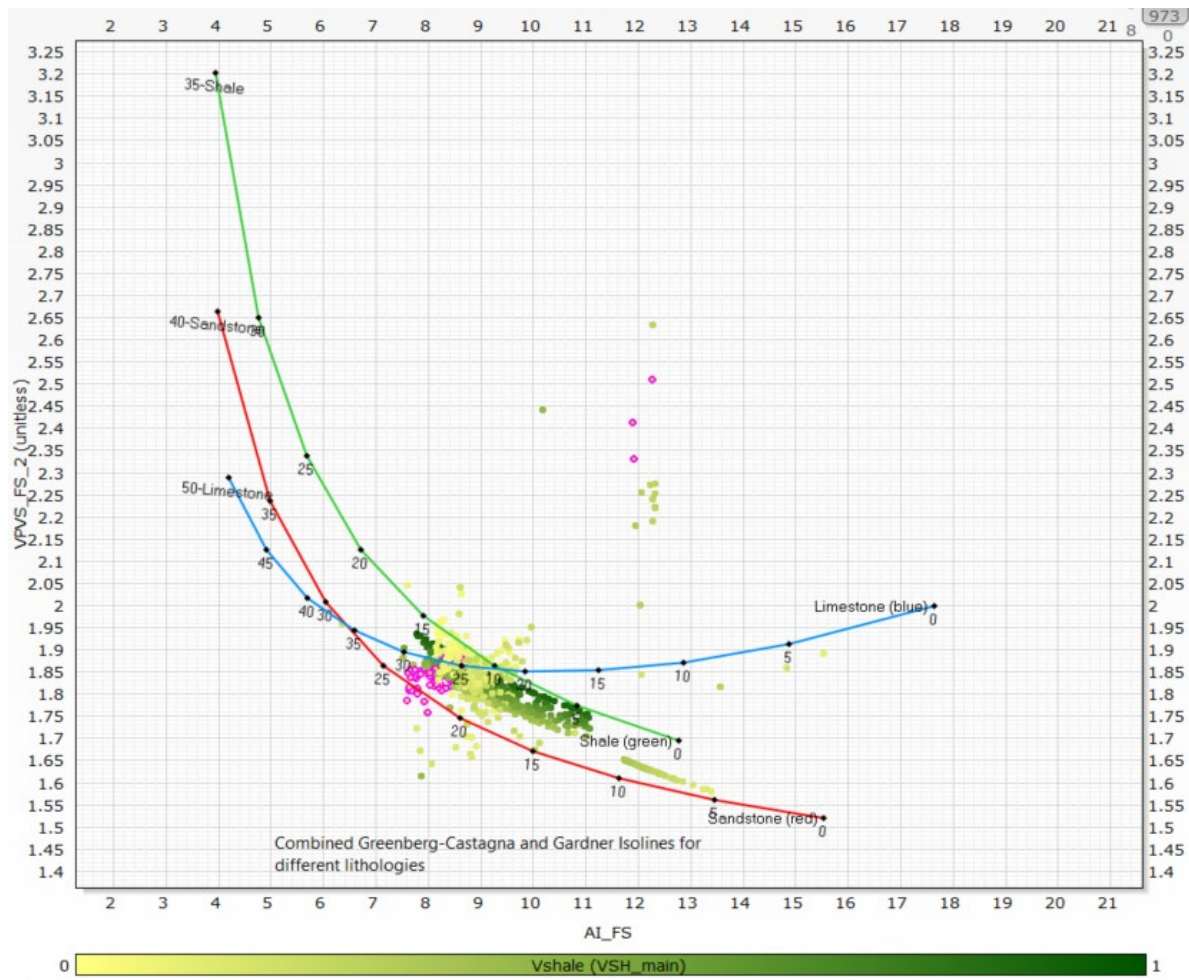


Рис. 5.8 Графік залежності акустичного імпедансу (AI) від співвідношення швидкості повздовжньої та поперечної хвилі ( $V_p/V_s$ ) після проведення моделювання для першої свердловини

Для перевірки ефективності проведених досліджень автором проведено моделювання залежність співвідношення повздовжньої та поперечної хвилі від зміни акустичного імпедансу для досліджуваного інтервалу другої свердловини.

За результатами моделювання даних в геологічному середовищі та після моделювання для другої свердловини отримано аномалію розподілу даних, як показано на риисунку 5.9, що відображається у відхиленні даних від очікуваних трендів водонасичених порід, що може вказувати на наявність літологічних відмінностей, однак це не враховує локальні геологічні умови, такі як варіації компактності.

Такий підхід призводить до неправильного калібрування моделі, оскільки лінійні атрибути, не адаптуються до нелінійного характеру реальних даних, а відсутність детального аналізу місцевих особливостей спотворює інтерпретацію (Avseth, 2014). Ці результати залежать від польових матеріалів, які наразі мають обмежену точність, і поки що не піддаються виправленню без додаткових польових даних чи вдосконалення методів інверсії.

Також варто звернути увагу на результати моделювання другої свердловини: кластер точок, який відповідає за досліджуваний пласт-колектор, не переходить із газонасиченого стану у водонасичений. Це пояснюється тим, що цей пласт спочатку був природньо водонасиченим.

На рисунку 5.9 представлено перехресну діаграму акустичного імпедансу (AI) проти  $V_p/V_s$ , побудовану на основі інверсійних даних другої свердловини до будь-яких перетворень. Ці дані відображають фактичний геологічний стан середовища, включаючи впливи ущільнення, мінералогії, пористості та природного флюїдонасичення. У межах графіка точки згруповані вздовж тренду, притаманного водонасиченим породам, без помітного зниження AI чи  $V_p/V_s$ , що могло б вказувати на наявність вуглеводнів. Така конфігурація є типовою для слабо ущільнених або цементованих пісковиків, насичених водою. З погляду шаблонів фізики порід (Avseth et al., 2014), положення точок у межах «морого» тренду підтверджує водонасичений характер порід у цьому інтервалі, без ознак присутності вуглеводнів.

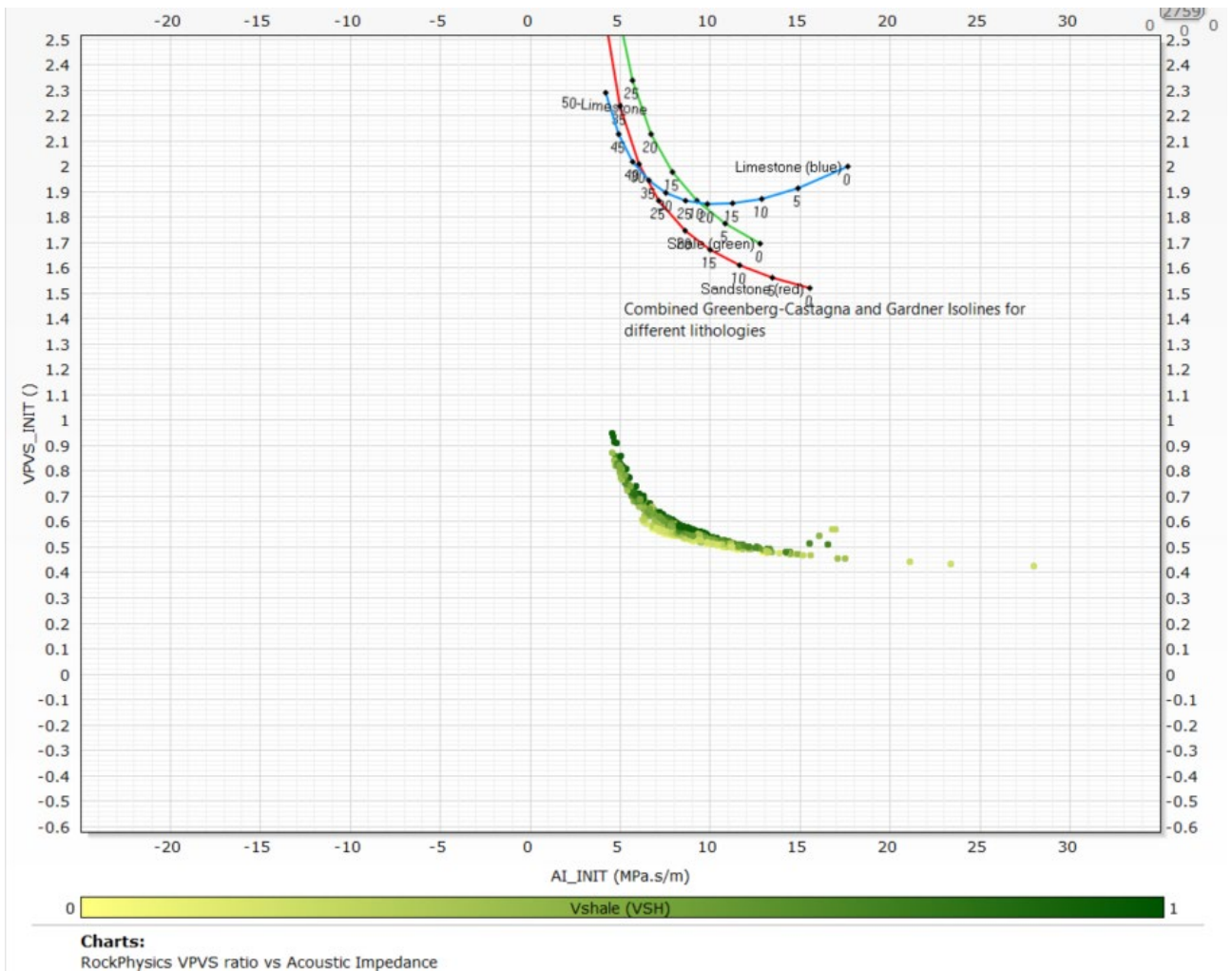


Рис. 5.9 Графік залежності акустичного імпедансу (AI) від співвідношення швидкості повздовжньої та поперечної хвилі ( $V_p/V_s$ ) in situ для другої свердловини

На цьому рисунку, а саме рисунку 5.10, подано результат моделювання фізики порід із застосуванням шаблонів RPT (Rock Physics Template) після заміщення флюїду за Гассманом. Діаграма відображає прогнозовані значення AI та  $V_p/V_s$  для різних сценаріїв флюїдонасичення та пористості. Точки після заміщення флюїду залишаються на тренді водонасичених пісковиків, що додатково підтверджує первинну інтерпретацію: досліджуваний інтервал у другій свердловині є водонасиченим. Відсутність зсуву точок до області зниженої пружності (низький AI і  $V_p/V_s$ ), яка була б характерна для газу, вказує

на відсутність вуглеводневого флюїду. Це демонструє ефективність застосованої моделі для перевірки чутливості пружних властивостей до типу флюїду.

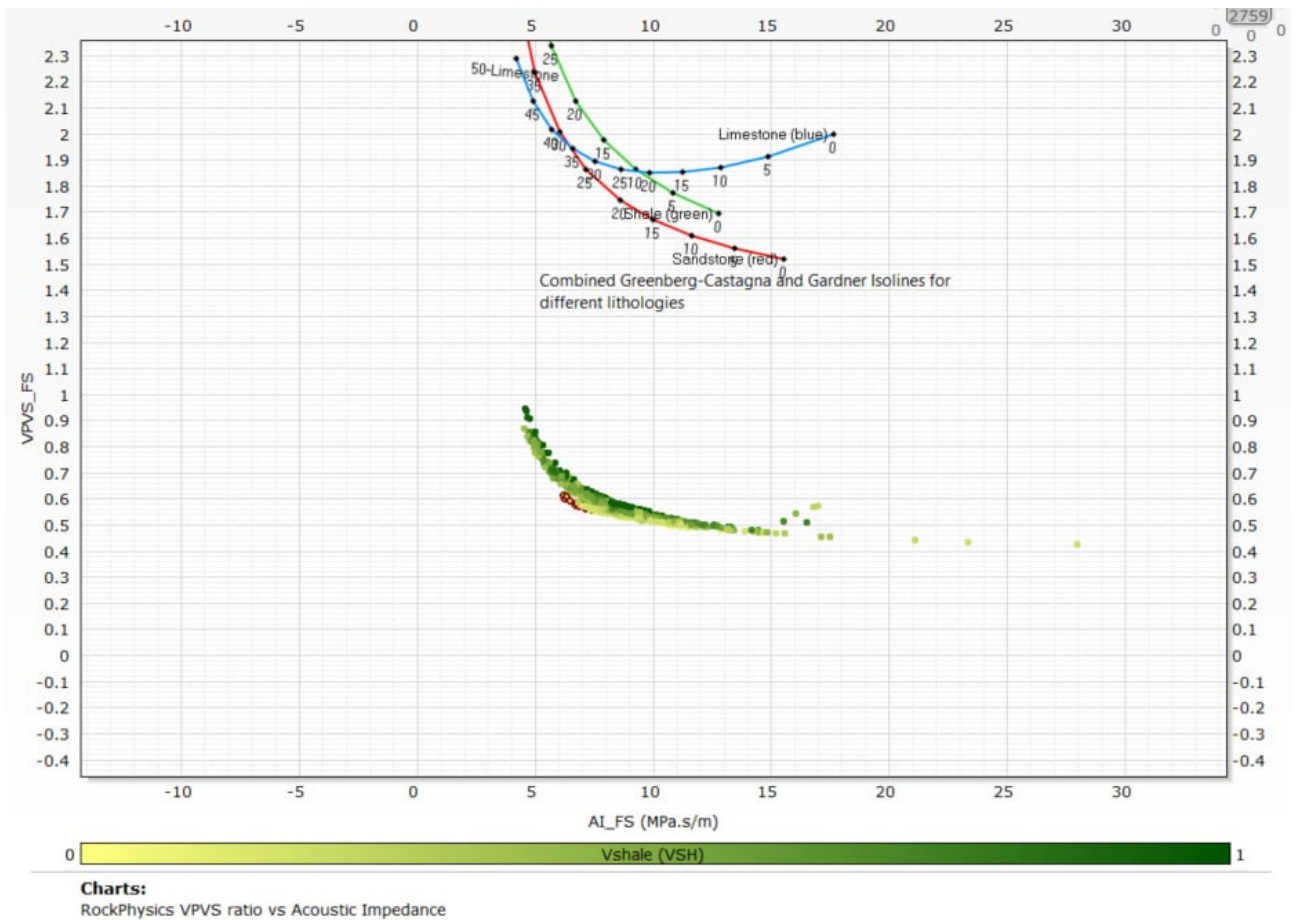


Рис. 5.10 Графік залежності акустичного імпедансу (AI) від співвідношення швидкості повздовжньої та поперечної хвилі ( $V_p/V_s$ ) після проведення моделювання для другої свердловини

## ВИСНОВКИ

1. У результаті виконаної магістерської роботи проведено комплексне дослідження з використанням моделювання фізики порід для петрофізичної інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин на прикладі родовища А, що дозволило підвищити точність прогнозування колекторських властивостей гірських порід верхнього та середнього карбону даного об'єкту.
2. На основі аналізу геолого-геофізичної інформації та даних дослідження кернових матеріалів встановлено літологічні особливості продуктивних горизонтів (М-1, Б-8, Б-12, С-4, С-5, С-8), які представлені переважно пісковиками з високими фільтраційно-ємнісними властивостями, а також виявлено залежність їхньої пористості та проникності від глибини залягання.
3. Виконана петрофізична інтерпретація каротажних даних за допомогою програмного забезпечення Techlog дозволила визначити ключові параметри порід: коефіцієнт глинистості (з двома модами, що вказують на різноманітність літотипів), загальну та ефективну пористість (з переважанням параметрів у діапазоні 20–25 %), а також нафтогазонасичення (з асиметричним розподілом гістограми, що свідчить про локальні зони підвищеного насичення). Метод Сіманду для розрахунку нафтогазонасичення виявився найбільш ефективним для умов родовища.
4. Моделювання фізики порід із застосуванням методу Гассмана показало, що моделювання заміщення газу на воду в продуктивних пластах призводить до зростання об'ємної густини (до 8 %) та швидкості поздовжніх хвиль (до 8,34 %), що свідчить про підвищення жорсткості порід у водонасиченому стані. Це має значення для оцінки продуктивності

пластів та планування гідророзриву чи використання горизонтів як сховищ для CO<sub>2</sub>.

5. Аналіз перехресних діаграм Rock Physics Template (RPT) підтвердив можливість диференціації порід за літологією, пористістю та типом насичення. Для першої свердловини встановлено газонасичення продуктивного пласта, тоді як друга свердловина характеризується повним водонасиченням, що підтверджується відсутністю зміщення кластеру точок при моделюванні заміщення флюїду.

Наукова новизна роботи полягає у вперше застосованих для родовища А нових підходах до обробки та інтерпретації каротажних даних на основі методів фізики порід, на основі яких встановлено кількісні критерії для розпізнавання флюїдонасиченості порід за допомогою перехресних діаграм типу AI–Vp/Vs. У результаті моделювання з використанням шаблонів фізики порід (Rock Physics Templates) і заміщення флюїду методом Гассмана вдалося підтвердити водонасичений характер цільового інтервалу другої свердловини та виключити присутність вуглеводнів. Вперше продемонстровано ефективність використання RPT для верифікації інтерпретації даних інверсії в умовах конкретного літологічного середовища родовища А.

Практичне значення отриманих результатів полягає в оптимізації методик інтерпретації каротажних даних, що сприяє підвищенню ефективності розробки нафтогазових родовищ та розвитку науково-прикладних підходів до вивчення складних геологічних об'єктів у межах південного борту Дніпровсько-Донецької западини.

Результати дослідження апробовано на низці наукових конференцій і конкурсів.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Щербина В., Аксьонов В., Ільницький Ю., Сухіна З., Микитюк М., Борисовець Л. та ін. (2005). Техніко-економічне обґрунтування розробки Розумівського газоконденсатного родовища. *Звіт про НДР (заключний) за договором 100 ПГВ/2001-2001 (51.404/2001-2002)*. Харків: УкрНДІгаз.
2. Іванюта, М.М., Федішин, В.О., Деніга, Б.І., Арсірій, Ю.О., Лазарук, Я.Г. (1998). *Атлас родовищ нафти і газу (Том 3)*. Львів: Українська нафтогазова академія.
3. Макогон, В.В., Кривошеєв, В.Т., Бабко, І.М. (2013). Зведений стратиграфічний розріз перехідної зони ДДЗ-Донбас.
4. Безродна, І.М., Гожик, А.П. (2018). Петрофізика. ВПЦ «Київський університет».
5. Антонюк, В.В. (2023). Прогнозування фільтраційно-ємнісних властивостей та класифікація порід-колекторів за комплексом каротажних та петрофізичних даних (на прикладі відкладів верхнього та середнього карбону приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини). *Дисерт. на здоб. наук. ступ. докт. філософ.* ННІ «Інститут геології» КНУ імені Тараса Шевченка.
6. Tiab Djebbar, Erle C. Donaldson. (2004) *Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties (Second Edition)*. Elsevier.
7. Nayef Alyafei. (2021). *Fundamentals of Reservoir Rock Properties (Second Edition)*. Hamad Bin Khalifa University Press.
8. Kumar Hemant Singh, Ritesh Mohan Joshi (2020). *Petrophysics and Rock Physics of Carbonate Reservoirs*. Springer.

9. Sabrina Aliyeva, Mosab Nasser, Piyapa Dejtrakulwong, Gary Mavko (2013). Gassmann`s fluid substitution on thinly bedded sand-shale sequences offshore Angola. SEG Houston 2013 Annual Meeting, 2969-2973.
10. Per Avseth (2014). Seismic screening for hydrocarbon prospects using rock-physics attributes. The Leading Edge. March 2014, 266-274.

## РЕФЕРАТ

магістерської кваліфікаційної роботи

Булаха Олега Олександровича

на тему: «Використання моделювання фізики порід для петрофізичної інтерпретації даних ГДС на прикладі родовища А»

Спеціальність **103 – Науки про Землю**

Робота на 60 аркушах складається з 5 розділів та містить 3 таблиці, 23 рисунків.

Під час написання роботи використовувалися матеріали 10 джерел.

**Актуальність роботи** зумовлена потребою підвищення точності прогнозування колекторських властивостей гірських порід шляхом вдосконалення методів інтерпретації каротажних даних. Отримані результати сприяють оптимізації розробки нафтогазових родовищ, зниженню ризиків буріння та розвитку науково-прикладних підходів до вивчення складних геологічних об'єктів.

**Мета роботи** - використання методів моделювання фізики порід для петрофізичної інтерпретації даних ГДС свердловини родовища А.

**Розв'язувані в роботі задачі**

1. аналіз геолого-геофізичної інформації та результатів дослідження кернових матеріалів об'єкту досліджень;
2. виконання петрофізичної інтерпретації каротажних даних з визначенням коефіцієнтів глинистості, пористості, насичення та компонентного складу порід;
3. проведення моделювання за методами фізики порід з визначенням впливу літології, пористості на пружні властивості гірських порід;
4. визначення впливу типу насичення порід-колекторів на їх пружні властивості.

## Основний зміст

Магістерська робота присвячена використанню методів моделювання фізики порід для петрофізичної інтерпретації даних ГДС на прикладі родовища А з метою підвищення точності прогнозування колекторських властивостей гірських порід верхнього та середнього карбону. Проведено аналіз геолого-геофізичної інформації, виконано петрофізичну інтерпретацію каротажних даних для визначення коефіцієнтів глинистості, пористості, насичення та компонентного складу порід, а також здійснено моделювання пружних властивостей порід із застосуванням методів Гассмана та перехресних діаграм Rock Physics Template. Встановлено, що в інтервалі другої свердловини точки на діаграмі  $AI-Vp/Vs$  відповідають тренду водонасичених пісковиків, що підтверджує вищу пружність (жорсткість) порід у порівнянні з моделями газонасичення. Заміщення флюїду за Гассманом показало, що перехід від газу до води спричиняє зростання акустичного імпедансу та зменшення  $Vp/Vs$ , що узгоджується з теоретичними шаблонами фізики порід. Отримані результати сприяють оптимізації інтерпретації каротажних даних, підвищенню ефективності розробки нафтогазових родовищ.

## Наукові результати

1. Удосконалено та застосовано методику петрофізичної інтерпретації каротажних даних з використанням програмного забезпечення Techlog, що дозволило визначити ключові параметри порід родовища А: коефіцієнт глинистості з двома модами (вказує на різноманітність літотипів), загальну та ефективну пористість (з переважанням параметрів в діапазоні 20–25 %), а також нафтогазонасичення з асиметричним розподілом гістограми, що свідчить про наявність локальних зон підвищеного насичення.
2. Встановлено залежність пружних властивостей гірських порід від літології, пористості та типу насичення шляхом моделювання методів фізики порід, зокрема за допомогою методу Гассмана, який показав зростання об'ємної

густини (до 8%) та швидкості поздовжніх хвиль (до 8,34%) при заміщенні газу на воду.

3. Застосування методики дослідження перехресних діаграм Rock Physics Template (RPT) дозволило диференціювати породи за літологією та типом насичення: для першої свердловини підтверджено газонасичення продуктивного пласта, тоді як для другої свердловини встановлено повне водонасичення, що підтверджується відсутністю зміщення кластеру точок при моделюванні.
4. Виявлено свердловинну аномалію в даних другої свердловини, яка вказує на літологічні відмінності та потребує додаткового аналізу для врахування локальних геологічних умов, що сприяє уточненню геофізичних моделей.
5. Запропоновано нові підходи до обробки та інтерпретації каротажних даних на основі методів фізики порід, які вперше застосовані для родовища А, що забезпечило інтеграцію петрофізичних і сейсмічних даних для створення більш точних моделей колекторських властивостей порід.

### **Наукова новизна**

Наукова новизна роботи полягає у вперше застосованих для родовища А нових підходах до обробки та інтерпретації каротажних даних на основі методів фізики порід, на основі яких встановлено кількісні критерії для розпізнавання флюїдонасиченості порід за допомогою перехресних діаграм типу  $AI-V_p/V_s$ . У результаті моделювання з використанням шаблонів фізики порід (Rock Physics Templates) і заміщення флюїду методом Гассмана вдалося підтвердити водонасичений характер цільового інтервалу другої свердловини та виключити присутність вуглеводнів. Вперше продемонстровано ефективність використання RPT для верифікації інтерпретації даних інверсії в умовах конкретного літологічного середовища родовища А.

## **Практичне значення**

Практичне значення отриманих результатів полягає в оптимізації методик інтерпретації каротажних даних, що сприяє підвищенню ефективності розробки нафтогазових родовищ та розвитку науково-прикладних підходів до вивчення складних геологічних об'єктів у межах південного борту Дніпровсько-Донецької западини.

## **Анотація**

Магістерська робота присвячена використанню моделювання методів фізики порід для петрофізичної інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин (ГДС) на прикладі родовища А, розташованого в межах південного борту Дніпровсько-Донецької западини. Метою дослідження є використання методів моделювання фізики порід для петрофізичної інтерпретації даних ГДС свердловини родовища А. У роботі проаналізовано геолого-геофізичну інформацію та результати дослідження кернових матеріалів, виконано петрофізичну інтерпретацію каротажних даних із визначенням коефіцієнтів глинистості, пористості, насичення та компонентного складу порід. За допомогою програмного забезпечення Techlog і методу Сіманду встановлено розподіл петрофізичних параметрів, зокрема пористість у діапазоні 20–25% та локальні зони підвищеного нафтогазонасичення. Моделювання фізики порід із застосуванням методу Гассмана показало зростання об'ємної густини (до 8%) та швидкості поздовжніх хвиль (до 8,34%) при заміщенні газу на воду, що свідчить про підвищення жорсткості порід. Аналіз перехресних діаграм Rock Physics Template підтвердив газонасичення продуктивних пластів у першій свердловині та водонасичення у другій, виявивши міжсвердловинну аномалію. Наукова новизна полягає у вперше застосованих для родовища А нових підходах до обробки каротажних даних на основі методів фізики порід. Практичне значення отриманих результатів полягає в оптимізації методик інтерпретації каротажних

даних, що сприяє підвищенню ефективності розробки нафтогазових родовищ та розвитку науково-прикладних підходів до вивчення складних геологічних об'єктів у межах південного борту Дніпровсько-Донецької западини.

### **Ключові слова**

ГДС, петрофізична інтерпретація, методи вивчення фізики порід, методи Гассмана, Rock Physics Template, нафтогазонасичення.

Oleh BULAKH

«Application of rock physics modeling for petrophysical interpretation of well logging data on the example of the A field»

### **Abstract**

The master's paper focuses on the application of rock physics modeling for the petrophysical interpretation of well logging data, using Field A in the southern margin of the Dnieper-Donets Basin as a case study. The primary objective is to enhance the accuracy of predicting reservoir properties of Upper and Middle Carboniferous rocks by integrating petrophysical and seismic data. The study involved analyzing geological and geophysical data, as well as core sample results, followed by petrophysical interpretation of well logging data to determine clay content, porosity, saturation, and rock composition. Key petrophysical parameters were established using Techlog software and the Simandoux method, revealing porosity in the 20–25% range and localized zones of elevated hydrocarbon saturation. Using Gassmann's fluid substitution method, Rock physics modeling demonstrated an increase in bulk density (up to 8%) and P-wave velocity (up to 8.34%) when gas was replaced with water, indicating higher rock stiffness in water-saturated conditions. Cross-plot analysis

using Rock Physics Templates confirmed gas saturation in productive layers of the first well and water saturation in the second, identifying an inter-well anomaly. The scientific novelty lies in the pioneering application of advanced rock physics-based approaches for processing well logging data at Field A. The practical significance includes improved interpretation of well and seismic data, reduced drilling risks, and enhanced efficiency in hydrocarbon field development. The findings were validated through presentations at scientific conferences and competitions.

**Key words**

Well logs, petrophysical interpretation, rock physics methods, Gassman methods, Rock Physics Template, oil and gas saturation.