

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

КИЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ІМЕНІ
ТАРАСА ШЕВЧЕНКА

На правах рукопису

СОЛОДКИЙ ЄВГЕНІЙ ВАЛЕРІЙОВИЧ

УДК 550.832

**Петрофізичне забезпечення геолого-геофізичних моделей
газоконденсатних покладів Північного борту ДДз (на
прикладі Островерхівської, Євгеніївської, Наріжнянської,
Юліївської площ)**

04.00.22 – геофізика

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата
геологічних наук

Науковий керівник

Карпенко Олексій Миколайович,
доктор геологічних наук, професор.

Київ – 2016

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
РОЗДІЛ 1. ПЕТРОФІЗИЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНИХ МОДЕЛЕЙ РОДОВИЩ НАФТИ І ГАЗУ.....	13
1.1 Вхідні дані та основні етапи створення тривимірної геолого-геофізичної моделі.....	13
1.2 Петрофізичні характеристики гірських порід, необхідні для побудови геолого-геофізичних моделей	18
1.2.1 Джерела петрофізичної інформації.....	20
1.2.2 Достовірність петрофізичної інформації	25
1.3 Методичні підходи щодо оцінки пористості газоносних колекторів	28
1.4 Покришки (флюїдоупори) покладів вуглеводнів	33
РОЗДІЛ 2. ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ВІДКЛАДІВ ПІВНІЧНОЇ БОРТОВОЇ ЗОНИ ДДЗ (ОСТРОВЕРХІВСЬКЕ, НАРІЖНЯНСЬКЕ, ЮЛІЇВСЬКЕ, ЄВГЕНІЇВСЬКЕ РОДОВИЩА).....	38
2.1 Загальні відомості.....	38
2.2 Геологічна будова.....	42
2.2.1 Стратиграфія	42
2.2.2 Тектоніка.....	48
2.3 Літолого-фізичні властивості порід колекторів і покришок	55
2.4 Нафтогазоносність.....	58
РОЗДІЛ 3. ЗАСТОСУВАННЯ ЛГАМ ПРИ ПОБУДОВАХ ГЕОЛОГО- ГЕОФІЗИЧНИХ МОДЕЛЕЙ РОДОВИЩ ВУГЛЕВОДНІВ.....	62
3.1 Лінійна геоакустична модель. Задачі, що вирішуються за допомогою геоакустичної моделі та необхідний комплекс методів.	62
3.2 Технологія обробки каротажу при побудові лінійної геоакустичної моделі.....	67
3.3 Побудова ЛГАМ за обмеженого комплексу ГДС.....	84

РОЗДІЛ 4. ВПЛИВ ЗАЛИШКОВОГО ГАЗОНАСИЧЕННЯ ПРИ ВИЗНАЧЕННІ ПОРИСТОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ЗА ДАНИМИ ГДС	92
4.1 Процес утворення зони проникнення.....	92
4.2 Вплив газонасичення на покази методів ГДС на прикладі Євгеніївського ГКР.....	98
4.3 Визначення пористості за даними ГДС з урахуванням впливу газонасичення порового простору на прикладі Наріжнрянського і Островерхівського ГКР.....	101
РОЗДІЛ 5. ДОСЛІДЖЕННЯ ГЕОЕЛЕКТРИЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ГЛИНИСТИХ ПОРІД – ФЛЮЇДОУПОРІВ ПОКЛАДІВ ВУГЛЕВОДНІВ.....	111
5.1 Уточнення петроелектричної моделі глинистих порід.....	111
5.2 Особливості поведінки геофізичних параметрів глинистих покришок над продуктивними і непродуктивними частинами пластів.....	115
ВИСНОВКИ.....	126
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	128

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, СКОРОЧЕНЬ

- АВПТ – аномально високі пластові тиски;
АК – акустичний каротаж;
АНПТ – аномально низькі пластові тиски;
БК – боковий каротаж;
БКЗ – бокове каротажне зондування;
ВСП – вертикальне сейсмічне профілювання;
г.п. – гірська порода;
ГГК-щ – гамма-гамма каротаж щільнісний;
ГГМ – геолого-геофізична модель;
ГДС – геофізичні дослідження свердловин;
ГК – гамма каротаж;
ГКР – газоконденсатне родовище;
ДДз – Дніпровсько-Донецька западина;
ЕК – електричні методи каротажу;
ІК – індукційний каротаж;
КВ – кавернометрія;
 K_2 – коефіцієнт газонасичення;
 $K_{2л}$ – коефіцієнт об'ємної глинистості;
 K_n – коефіцієнт нафтонасичення;
 $K_{нз}$ – коефіцієнт нафтогазонасичення;
 K_p – коефіцієнт пористості;
 $K_{пр}$ – коефіцієнт проникності;
ЛГАМ – лінійна геоакустична модель;
МФГ – мікрофауністичний горизонт;
НГК – нейтронний-гамма каротаж;
НК – нейтронні методи каротажу (НГК, ННК);
ННК – нейтрон-нейтронний каротаж;
ПС – метод самочинної поляризації;

Φ_{CB} – фільтраційно-ємнісні властивості;

δ_B – густина води;

δ_r – густина газу;

δ_{gl} – густина глинистої компоненти;

δ_p – густина гірської породи;

δ_c – змодельована (синтетична) густина;

$\delta_{ск}$ – густина скелету породи;

δ_ϕ – густина флюїду;

$K_{гз}$ – коефіцієнт залишкового газонасичення;

$K_{гз}^{AK}$ – коефіцієнти залишкового газонасичення в зоні дослідження зонда акустичного каротажу;

$K_{гз}^{HM}$ – коефіцієнти залишкового газонасичення в зоні дослідження зонда нейтронного каротажу;

K_p^{AK} – пористість, визначена за акустичним каротажем;

$K_p^{ГГК-щ}$ – пористість, визначена за гамма-гамма каротажем щільнісим;

K_p^{gl} – пористість глин;

K_p^{HM} – пористість, визначена за нейтронним каротажем;

K_p^{EK} – пористість, визначена за електричними методами каротажу;

P_p – параметр пористості;

P_p^{gl} – параметр пористості глин;

R_{AK} – радіуси дослідження зонда акустичного каротажу;

R_{HM} – радіуси дослідження зонда нейтронного каротажу;

ω_{gl} – водневміст у глинистій компоненті;

ω_p – водневміст у гірській породі;

$\omega_{ск}$ – водневміст у скелеті породи;

ω_ϕ – водневміст у флюїді;

ΔT_B – інтервальний час пробігу пружної хвилі у воді;

ΔT_{Γ} – інтервальний час пробігу пружної хвилі в газі;

$\Delta T_{\text{гл}}$ – інтервальний час пробігу пружної хвилі в глинистій компоненті;

$\Delta T_{\text{п}}$ – інтервальний час пробігу пружної хвилі в гірській породі;

$\Delta T_{\text{ск}}$ – інтервальний час пробігу пружної хвилі у скелеті породи;

$\Delta T_{\text{ф}}$ – інтервальний час пробігу пружної хвилі у флюїді;

V_p^c – змодельована (синтетична) швидкість розповсюдження поздовжніх хвиль;

V_p^{ϕ} – фактична швидкість розповсюдження поздовжніх хвиль.

ВСТУП

Актуальність теми. Ефективність функціонування нафтогазовидобувної галузі в багатьох випадках визначає стан економіки країни. Дефіцит вуглеводневої сировини в Україні потребує збільшення обсягів видобутку природного газу й нафти. Це можливо реалізувати за рахунок підвищення якості проектування та ефективності реалізації проектних рішень під час геолого-розвідувальних робіт та розробки родовищ вуглеводнів шляхом застосування об'ємних геолого-геофізичних моделей. Геолого-геофізичне моделювання (ГГМ) повинно використовуватися для досягнення максимального економічного ефекту від найбільш повного вилучення запасів нафти, газу, конденсату і супутніх компонентів, що містяться у продуктивних пластах, оптимізації та управління процесом розвідки й розробки родовищ.

Сучасні програмні засоби та методики побудови тривимірних ГГМ дозволяють залучати всю наявну геологічну й геофізичну інформацію про родовище вуглеводнів. Таким чином, кількість і якість вхідної інформації значною мірою контролюють процес побудови моделей, їх кінцеву якість і достовірність. Побудова ГГМ передбачає моделювання не лише інтервалів залягання порід-колекторів, а й геологічних розрізів та осадових басейнів у цілому. Дані геофізичних досліджень свердловин (ГДС) у цьому випадку є єдиним джерелом детальної неперервної петрофізичної інформації. У зв'язку з цим вдосконалення технологій обробки та інтерпретації даних ГДС, що забезпечують максимально повне і достовірне отримання геолого-петрофізичної інформації, є актуальною задачею.

Традиційні методики обробки та інтерпретації даних ГДС, що застосовуються з метою підрахунку запасів вуглеводнів, орієнтовані лише на

визначення властивостей порід-колекторів і вирішують задачу визначення об'єму та насиченості інтервалів колекторів у розрізах свердловин. Тривимірні геолого-геофізичні моделі, що побудовані за такими даними, у багатьох випадках не відображають реальної будови всього родовища. При побудові ГГМ інтерпретація даних ГДС повинна виконуватися на основі універсальних алгоритмів, заснованих на використанні системного підходу до визначення властивостей усіх порід, що складають досліджуваний розріз, включаючи інтервали колекторів, неколекторів, а також порід-флюїдоупорів, що підстиляють і перекривають резервуари й поклади. Таким чином, актуальною є задача вдосконалення методичного забезпечення інтерпретації даних ГДС, що відповідає вимогам достовірного моделювання родовищ нафти, газу й конденсату.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.

Дисертаційна робота виконана в Київському національному університеті імені Тараса Шевченка протягом періоду навчання в аспірантурі на кафедрі геології нафти і газу в ННІ "Інститут геології". До неї увійшли результати досліджень, виконаних автором згідно з плановими та науково-дослідними роботами в рамках наукової держбюджетної теми №11БФ049-02 «Розробка теорії та методології побудови динамічних геолого-геофізичних моделей геологічних об'єктів і процесів» та геолого-тематичної роботи за договором (№ 1-045.14-УГВ) між ТОВ «Смарт Енерджі» та ТОВ «Надра Інтегровані Рішення» «Створення постійно-діючої геолого-технологічної моделі Островецького газоконденсатного родовища».

Мета і завдання дослідження. Метою роботи є підвищення достовірності та ефективності інтерпретації геофізичних матеріалів при створенні геолого-геофізичних моделей родовищ вуглеводнів.

Реалізація поставленої мети передбачала розв'язання таких задач:

- аналіз сучасного стану проблеми;

- аналіз петрофізичного забезпечення для геолого-геофізичного моделювання газоконденсатних покладів і систем;
- дослідження можливості застосування даних ГДС при побудовах геолого-геофізичних моделей покладів вуглеводнів, особливо у випадках обмеженого комплексу методів промислово-геофізичних досліджень і за відсутності керна матеріалу;
- дослідження впливу технологічних і геолого-геофізичних чинників при оцінці пористості газонасичених колекторів за даними ГДС;
- розробка способу врахування впливу залишкового газонасичення при оцінці пористості газонасичених пластів за даними неелектричних методів ГДС;
- удосконалення методики оцінки пористості глинистих порід за даними електрокаротажу з урахуванням електричних властивостей капілярно-зв'язаної води;
- дослідження мінливості електричних та ємнісних характеристик глинистих покришок в межах можливого впливу газоносного покладу/пласта.

Об'єкт дослідження – теригенні колектори та глинисті покришки газоконденсатних покладів Північного борту ДДз.

Предмет дослідження – геофізичні, петрофізичні та літолого-петрографічні характеристики порід – колекторів та флюїдоупорів газоконденсатних покладів Північного борту ДДз.

Методи дослідження.

У роботі використовуються методи статистичної обробки геологічної та промислово-геофізичної інформації (кореляційний, регресивний аналіз), математичного моделювання, кількісної інтерпретації матеріалів ГДС.

Під час виконання дисертаційної роботи та в процесі її оформлення широко застосовувалась комп'ютерна технологія інтерпретації даних ГДС “ГеоПошук” (СОУ 73.1-41-04.04.19:2006).

Наукова новизна одержаних результатів.

1. Дістало подальшого розвитку петрофізичне обґрунтування необхідного об'єму даних промислової геофізики та методики оцінки ємнісних параметрів порід при побудові лінійної геоакустичної моделі за відсутності ядерного матеріалу.

2. Уперше розроблено науково обґрунтований підхід щодо використання позірної пористості за матеріалами неелектричних методів промислової геофізики при пошуках газонасичених пластів.

3. Удосконалено теоретико-методичне підґрунтя щодо використання різноглибинних неелектричних методів ГДС з метою оцінки пористості в умовах радіальної зміни залишкового газонасичення присвердловинної зони пласта.

4. Дістало подальшого розвитку наукове обґрунтування впливу питомого електричного опору зв'язаної води при оцінці пористості глинистих порід за даними електрокаротажу.

5. Уперше для родовищ Північного борту ДДз встановлено суттєвий вплив газового покладу на вертикальні зміни електричних і акустичних характеристик глинистої покривки з віддаленням від покривлі пласта-колектора. Розроблено новий критерій оцінки характеру насичення пласта-колектора.

Практичне значення одержаних результатів.

Вдосконалена автором технологія інтерпретації даних ГДС дозволяє суттєво підвищити детальність і достовірність визначення петрофізичних параметрів геологічного середовища родовищ вуглеводнів ДДз при побудові інтерпретаційних та геолого-геофізичних моделей газоконденсатних покладів.

Запропоновані автором способи виявлення газонасичених пластів як за результатами дослідження впливу зони проникнення на покази неелектричних методів промислової геофізики, так і при дослідженнях характеристик глинистих покришок дозволяють підвищити достовірність оцінки характеру насичення порід-колекторів.

Власні розробки автора щодо оцінки петрофізичних характеристик гірських порід були використані при створенні цифрової геолого-геофізичної моделі Острове́рхівського газоконденсатного родовища.

Особистий внесок здобувача.

Основні теоретичні положення та методичні результати, що наведені в дисертаційній роботі, отримані здобувачем на матеріалах власних досліджень. У роботах [1-4] автору належить постановка задачі, виконання експериментальної частини, аналіз отриманих результатів та ідеї вдосконалення методичних прийомів і способів оцінки ємнісних характеристик газонасичених пластів. У роботі [5] автору належить безпосередня участь у зборі та аналізі матеріалів, проведенні чисельних розрахунків, обробці та аналізі результатів, підготовці висновків. Розроблені алгоритми оцінки петрофізичних властивостей компонентів газоконденсатних покладів були реалізовані при моделюванні Острове́рхівського газоконденсатного родовища.

Апробація результатів дисертації. Основні наукові результати дисертаційної роботи були висвітлені в доповідях на 2 конференціях, в тому числі на 1 міжнародній:

- X Міжнародна наукова конференція "Моніторинг геологічних процесів та екологічного стану середовища" (м. Київ, 2012 р.);
- Науково-практична конференція "Питання пошуків, розвідки та екологічних аспектів видобування вуглеводнів з ущільнених колекторів, газосланцевих товщ та вуглевміщуючих пластів" (м. Київ, 2015р.).

Публікації. За темою дисертації опубліковано 7 наукових робіт, серед яких 4 статті у наукових журналах та збірниках наукових праць, що належать до списку затверджених МОН України фахових видань, де мають бути опубліковані матеріали дисертаційних робіт і 1 – в іноземному науковому виданні, а також 2 матеріалів конференцій та тез доповідей на наукових конференціях.

Структура й обсяг дисертації. Дисертаційна робота складається з вступу, п'яти розділів і висновків, викладених на 138 сторінках машинописного тексту, і супроводжується 8 таблицями, 29 рисунками і списком використаної літератури (138 найменування).

Роботу виконано на кафедрі геології нафти і газу Навчально-наукового інституту "Інститут геології" Київського національного університету імені Тараса Шевченка, де дисертантом отримані основні результати теоретичних досліджень, а також результати інтерпретації ГДС та проведено практичне застосування розроблених способів та алгоритмів. Матеріали, на яких виконані дослідження, були надані ТОВ "Надра Інтегровані Рішення", за що дисертант висловлює щире подяку керівництву компанії.

За допомогу та постійну підтримку автор щиро дякує своєму науковому керівникові, доктору геологічних наук, професору О. М. Карпенку та науковому консультанту, заступнику директора з наукової роботи ТОВ "Науково-виробничий центр "Укргеотехнології", кандидату геологічних наук Г. О. Кашубі, без участі яких завершення даної роботи не було б можливим. У період роботи над дисертацією автор також користувався консультаціями доктора геолого-мінералогічних наук, професора В. М. Курганського, якому висловлює глибоку подяку. Автор висловлює особисту подяку начальнику відділу комплексної обробки та інтерпретації геолого-геофізичної інформації ТОВ "Надра Інтегровані Рішення", кандидату геолого-мінералогічних наук В. Г. Колісніченку, що сформував автора як спеціаліста в процесі навчання та

спілкування. Автор вдячний своїм колегам і вчителям за цінні консультації та допомогу при виконанні робіт за темою дисертації.

РОЗДІЛ 1

ПЕТРОФІЗИЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНИХ МОДЕЛЕЙ РОДОВИЩ НАФТИ І ГАЗУ

Питанням петрофізичного забезпечення тривимірного моделювання займаються вже понад півстоліття. Найбільш вагомий вклад щодо вдосконалення петрофізичної основи геолого-геофізичного моделювання в різні часи зробили такі науковці: Ross Crain, Zoltan Barlai, В. Колісніченко, К. Закревський, С. Білібін, Ю. Тяпкін, І. Хромова, Ю. Філатов, О. Зиновьева, В. Афанасьев, М. Елланский, П. Кузьменко, О. Карпенко, Г. Продайвода, В. Маляр, О. Библів, С. Вижва, Д. Федоришин, І. Безродна, В. Курганський, О. Петровський, А. Тищенко, М. Латишова, М. Харченко та багато інших.

1.1 Вхідні дані та основні етапи створення тривимірної геолого-геофізичної моделі

Цифрова геолого-геофізична модель являє собою об'єкт у вигляді тривимірної сітки комірок, кожна з яких характеризується набором ідентифікаторів і параметрів. ГГМ є складовою фільтраційної (гідродинамічної) моделі. Цифрова фільтраційна модель додатково включає динамічні характеристики пластових процесів і промислові дані свердловин – конструкції свердловин, дебіти фаз, режими роботи, пластовий і вибійний тиски, геолого-технічні заходи тощо [6]. Фільтраційна модель відрізняється від геологічної моделі наявністю додаткових параметрів, більшою укрупненістю сітки моделі, можливим об'єднанням декількох геологічних об'єктів у єдиний об'єкт моделювання та необхідністю адаптації її до даних розробки (за наявності

історії розробки).

Для побудови геологічних і фільтраційних моделей згідно з [7] використовуються наступні дані та інформація:

- дані 3D або деталізованої двовимірної (2D) сейсмозв'язки;
- початкові дані геофізичних досліджень свердловини (ГДС), результати їх обробки та інтерпретації;
- результати інтерпретації даних геохімічних досліджень, польових геофізичних методів (таких як магніторозвідка, гравірозвідка та ін.);
- результати регіональних геолого-геофізичних досліджень, що визначають регіональну стратиграфію, тектоніку, палеогеоморфологію, палеогеографію, літологію, фаціальні обстановки, перспективи нафтогазоносності;
- дані вертикального сейсмічного профілювання (ВСП), сейсмокаротажу;
- результати петрофізичних досліджень керну, шліфів, палеонтологічні дослідження керну;
- дані інклінометрії свердловин, дані пластової нахилометрії;
- дані контролю за розробкою (дебітометрія та ін.);
- дані випробувань свердловин;
- відомості про конструкції свердловин, якість їх кріплення, інтервали перфорації, вимірювання пластових тисків;
- відомості про компонентний склад і фізико-хімічні властивості нафти, конденсату, газу, мінералізації пластових вод;
- результати замірів по свердловинах: складу, об'єму і процентного співвідношення продукції, що видобувається, агента, що закачується, продуктивності свердловин, пластового та вибійного тисків, часу роботи свердловин, дані про стан фонду свердловин;
- відомості про альтитуди, координати устя свердловин, положення геофізичних і геологічних профілів та опорних пунктів у системі координат, що прийнята на підприємстві.

Сучасні програмні засоби та методики побудови тривимірних ГГМ

дозволяють залучати всю наявну геологічну й геофізичну інформацію про родовище вуглеводнів. Таким чином, кількість і якість вхідної інформації значною мірою контролює процес побудови моделей, їх кінцеву якість та достовірність.

Створення цифрової геолого-геофізичної моделі передбачає такі етапи [7-12]:

1. Аналіз і систематизація вхідних даних, створення бази даних.
2. Обробка та інтерпретація сейсмічних досліджень.
3. Структурно-тектонічне моделювання.
4. Аналіз кернового матеріалу, каротажу, результатів досліджень та випробувань свердловин. Обробка та інтерпретація ГДС.
5. Деталізована кореляція свердловин.
6. Літолого-фаціальне моделювання.
7. Петрофізичне моделювання.
8. Підрахунок запасів вуглеводнів.

Обробка та інтерпретація даних сейсмічних досліджень.

Процес інтерпретації сейсмозвідувальних даних розпочинається зі збору геолого-геофізичної інформації та формування базового інтерпретаційного проекту у відповідному програмному комплексі з урахуванням даних про територію дослідження площ, які до неї прилягають.

Вивчення хвильового поля та кореляція відбиваючих горизонтів виконуються з опорою на дані ГДС. Для занесення даних буріння та ГДС у сейсмічний проект використовуються перевірені та адаптовані до рівня приведення сейсмічного кубу вертикальні годографи сейсмокаротажу та дані ВСП, проведені у пробурених на досліджуваній території та на сусідніх площах.

Результатом інтерпретації сейсмічних даних є побудова структурних поверхонь стратиграфічних комплексів, включаючи кореляцію горизонтів, трасування тектонічних порушень, побудова швидкісної моделі.

Структурно-тектонічне моделювання

Основними складовими для побудови структурно-тектонічної моделі покладів вуглеводнів є стратиграфічні розбивки в свердловинах, стратиграфічні поверхні горизонтів і площин тектонічних порушень, отримані в результаті структурної інтерпретації сейсмічних даних.

Задача побудови структурно-тектонічного каркасу моделі передбачає вирішення таких питань [6]:

- визначення стратиграфічного інтервалу для створюваної моделі;
- визначення границь моделі у плані;
- побудова моделі тектонічних порушень;
- визначення планового розміру елементарної комірки моделі (величини ΔX , ΔY);
- визначення вертикальної товщини елементарної комірки – елементарного шару (ΔZ).

Літолого-фаціальне моделювання.

Основою для побудови моделі літології є крива коду індексу літології, або ознаки колектор – неколектор, що попередньо розраховується для кожної свердловини. Далі відбувається присвоєння цього значення кожній комірниці об'ємної сітки моделі. Моделювання (розповсюдження) літології у міжсвердловинному просторі виконується за рахунок використання детерміністичних і стохастичних методів [13-20].

Петрофізичне моделювання.

На даному етапі проводиться просторове розповсюдження ФЄВ у змодельованій зоні розвитку колектора (рис 1.1). При петрофізичному моделюванні, на відміну від літологічного, використовуються неперервні змінні (коефіцієнта пористості (K_p), коефіцієнта нафтогазонасичення ($K_{нг}$), коефіцієнта проникності ($K_{пр}$) та ін.); відповідно алгоритми геостатистики мають свої відмінності.

З метою коректного заповнення міжсвердловинного простору ємнісними властивостями порід використовується комплексування результатів обробки та інтерпретації даних ГДС та сейсмозвідки [21].

Підрахунок запасів вуглеводнів.

Алгоритми підрахунку запасів у тривимірному цифровому геологічному моделюванні відрізняються від класичних методів підрахунку запасів вуглеводнів, що мають назву об'ємних. Фактично ці "об'ємні" методи є двомірними, і являють собою дуже спрощені чисельні методи визначення об'ємів, адаптовані для ручних розрахунків. Методи підрахунку запасів за тривимірними цифровими геологічними моделями дозволяють більш точно врахувати мінливість геометричних параметрів покладів та варіації просторових розподілів петрофізичних параметрів гірських порід.

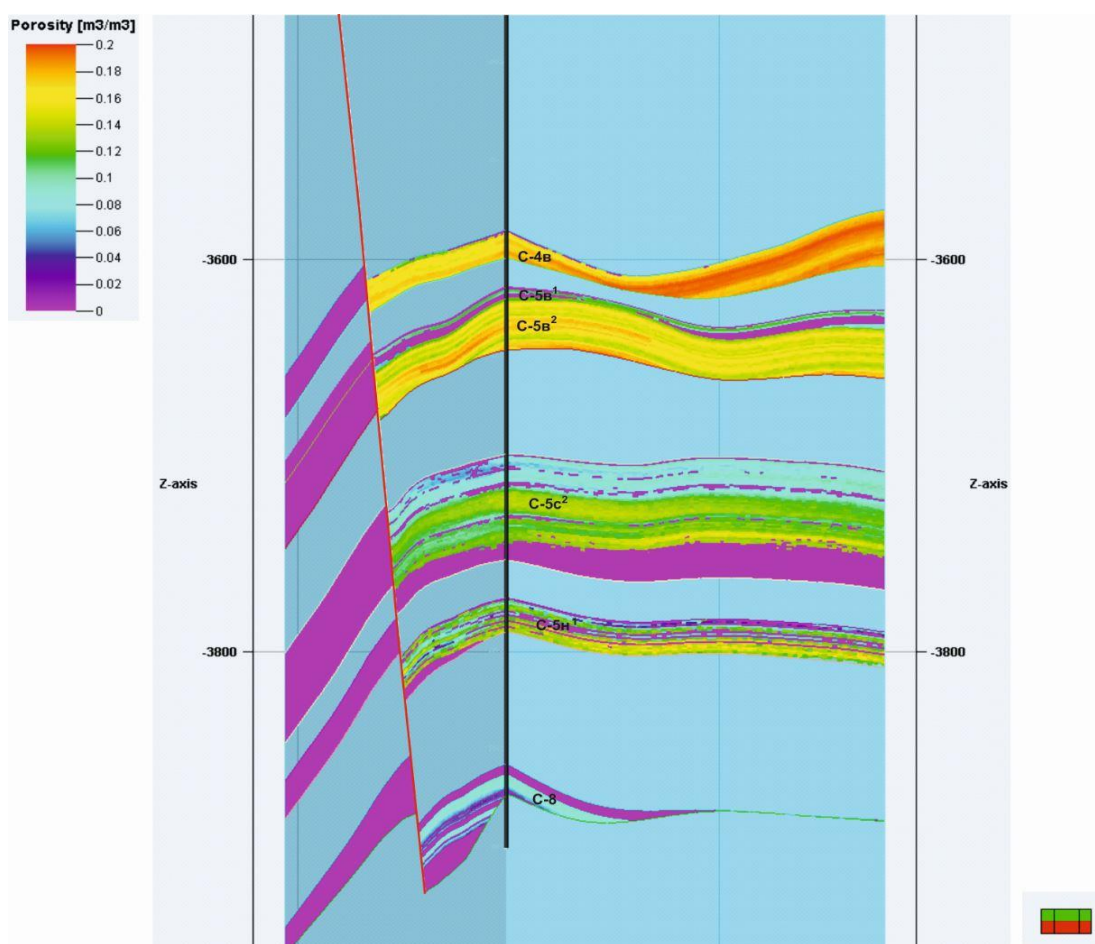


Рис. 1.1. Розріз кубу пористості Островерхівського ГКР [22]

Необхідно відзначити, що однією з кінцевих цілей геолого-геофізичного моделювання є підготовка бази для гідродинамічного моделювання – створення фільтраційних моделей для прогнозування показників розробки.

1.2 Петрофізичні характеристики гірських порід, необхідні для побудови геолого-геофізичних моделей

Петрофізика – наукова дисципліна, яка вивчає фізичні та фізико-хімічні властивості гірських порід (г.п.) та закономірності їх змін, що проявляються при взаємодії з фізичними полями різної природи [23-25]. Поняття «петрофізики» було введено німецьким геофізиком Ф. Фрьоліхом в 1953 році як прикладного розділу наук про Землю. Петрофізика знаходиться на стику таких наук, як геологія (петрологія, літологія, гідрогеологія, інженерна геологія та ін.), геофізика (глибинна, регіональна, розвідувальна, свердловинна) і фізика речовини.

Петрофізика передбачає вивчення [24]:

- фізичних величин (проникність, електропровідність, радіоактивність та ін.);
- фізичних та фізико-хімічних процесів, що відбуваються в г.п., під час яких проявляються їх фізичні та фізико-хімічні властивості;
- варіаційні ряди значень петрофізичних величин і характеристик цих рядів (граничні, середні, медіанні і модальні значення) для типів і груп порід;
- зв'язків петрофізичних величин між собою та з іншими величинами;
- причин і законів зміни фізичних величин г.п. по розрізу свердловин;
- локальних і регіональних площинних змін петрофізичних величин, пов'язаних з особливостями геологічної будови тіл або територій, процесами магматизму, седиментації, діяльністю підземних вод, покладами корисних копалин;

Основними розділами петрофізики є [26-28]:

- дослідження природи кожного з численних фізичних властивостей гірських порід, залежності їх від факторів різної природи;
- побудова фізичної моделі середовища як безпосередньо через виміряні властивості, так і за даними фізико-математичної інтерпретації результатів різних геофізичних методів;
- побудова фізико-геологічних моделей середовища в ході геологічного тлумачення геофізичних матеріалів.

Для просторового моделювання родовищ, проектування контролю за розробкою покладів нафти, газу та інших корисних копалин, необхідно знати багато кількісних параметрів, таких, наприклад, як: ефективна і динамічна пористості, $K_{пр}$, нафто-, газонасиченість (K_n , K_g), компонентний склад (піщанистість, глинистість, карбонатність та ін.), параметри, які характеризують морфологію (структуру) ємнісного простору, гранулометричний склад та ін. Ці параметри називаються **петрофізичними** [23]. Іншими прикладами петрофізичних характеристик є питомий електричний опір, об'ємна густина, ємність катіонного обміну, діелектрична проникність, індекс вільного флюїду та час релаксації при ядерно-магнітному резонансі, кінематичні та динамічні параметри акустичних сигналів, довжини сповільнення та міграції нейтронів, час життя та інші ядерно-фізичні характеристики [27].

Речовина, що формує колектор, який вміщує поклади вуглеводнів у земних надрах, повинна утворювати просторову сітку з'єднаних між собою пустот, яка здатна акумулювати флюїди та забезпечувати їх рух у межах покладу. Таким чином, пористість порід-колекторів, проникність та нафтогазонасичення є найбільш істотними петрофізичними властивостями, які визначають накопичення та фільтрацію флюїдів.

Достовірні відомості про вищезгадані властивості покладу вуглеводнів та, додатково, наявність інформації про властивості пластових флюїдів, необхідні для ефективно розробки, контролю за розробкою і прогнозування промислових характеристик нафтогазового родовища [26,27].

Сучасне значення, особливості та напрямки розвитку петрофізики тісно пов'язані з розвитком геоінформаційних технологій та геофізики в цілому. Розвиток мікроелектроніки та мікропроцесів, велика ємність магнітних та оптичних носіїв інформації практично зняли технічні обмеження для обробки величезних цифрових масивів геолого-геофізичної інформації. Така обробка сьогодні може виконуватися в процесі свердловинних вимірів у реальному часі.

Одночасно розвиток технічних засобів не послабив, навпаки, – загострив науково-методичні проблеми, пов'язані з подоланням недоліків інтерпретаційно-метрологічного забезпечення та петрофізичного обґрунтування окремих методів.

Виникнення сучасної петрофізики обумовлено розвитком комп'ютерних технологій комплексної інтерпретації даних ГДС, що дало потужний стимул до розвитку теорії методів ГДС, вдосконаленню їх інтерпретаційних та петрофізичних моделей, методологічного забезпечення та переходом від петрофізичного моделювання колекторів до петрофізичного моделювання геологічних розривів та осадових басейнів у цілому [23, 29].

У наш час петрофізичне забезпечення є основою для побудови тривимірної геолого-геофізичної моделі; воно необхідне на всіх етапах розвідки, дорозвідки, підрахунку запасів та ефективною розробки нафтових і газових родовищ [30-36].

1.2.1 Джерела петрофізичної інформації

У вітчизняній термінології петрофізичними називаються параметри, що отримані виключно за результатами дослідження керна матеріалу. У «західній» термінології – за результатами дослідження керну, ГДС і польових геофізичних досліджень (в основному 3D сейсмозвідки) [37]. За останні роки ця тенденція набуває все ширшого застосування й у вітчизняній геофізиці. Таким чином, у даній роботі петрофізичними будуть називатися параметри,

отримані, як за керном, так і за ГДС та польовими геофізичними дослідженнями.

Петрофізична інформація поділяється:

- на пряму (дані буріння, результати випробувань свердловин, результати лабораторних досліджень керну тощо);
- дистанційну (ГДС, польова геофізика);
- апріорну (заздалегідь відому, яка береться з довідкових літературних джерел) [38].

Пряма інформація пов'язана з бурінням глибоких свердловин, має високу собівартість і носить дискретний характер, у зв'язку із чим вона зазвичай використовується в якості еталонної (базової), на основі якої оцінюють вірогідність визначення підрахункових параметрів. В інтервалах розкриття нафтогазонасичених або можливо нафтогазоперспективних горизонтів у пошуково-оціночних і розвідувальних свердловинах проводиться суцільний відбір керну. У цих інтервалах керновий матеріал є джерелом для одержання інформації про літологію та стратиграфію розрізу, характер зміни його фільтраційно-ємнісних характеристик, і є опорною інформацією (петрофізичною основою) для інтерпретації даних ГДС [39].

Петрофізичні дослідження керну ведуться по п'яти основних напрямках, що включають вивчення:

- літологічних характеристик гірських порід (макро- і мікроопис, гранулометрія та ін.);
- фільтраційно-ємнісних характеристик, що визначають кількісні показники гірських порід як колекторів газу й нафти (K_p , $K_{пр}$, газо-, водо- і нафтонасиченість тощо);
- фізичних характеристик, порівняних з характеристиками, досліджуваними методами ГДС (електричний опір, природна радіоактивність тощо);
- динамічних характеристик порід-колекторів (коефіцієнт витіснення нафти водою, або газом, відносна фазова проникність тощо);

- технологічних характеристик (ефективності перфорації, впливу промивних та інших рідин на фільтраційні властивості тощо).

При вивченні газових (газоконденсатних) родовищ петрофізичні дослідження ведуться, головним чином, за першими трьома напрямками. Роботи із четвертого напрямку реалізуються при розвідці газонафтових (нафтогазових) родовищ для обґрунтування коефіцієнту вилучення нафти й проектування розробки. Дослідження, пов'язані з вивченням технологічних характеристик, ведуться в обмеженому обсязі [38].

З метою отримання більш повної інформації про деякий інтервал розрізу, не освітлений керновим матеріалом, проводиться відбір зразків зі стінок свердловини. Інтервал відбору встановлюється за даними ГДС.

У результаті визначення основних фільтраційно-ємнісних характеристик досліджуваній розріз документується петрофізичною інформацією. Спільне використання її з даними ГДС дозволяє реалізувати надійну прив'язку керну до розрізу для побудови петрофізичних зв'язків, які є засобом для отримання петрофізичної інформації.

Колекція зразків порід, що використовується для створення петрофізичної основи інтерпретації ГДС (*петрофізична модель*), повинна відповідати таким вимогам: включати зразки всіх основних літотипів відкладів, що досліджуються, – колекторів і неколекторів; число зразків повинно відповідати вимогам математичної статистики; переважна більшість зразків повинна належати інтервалам суцільного відбору керну з необхідною частотою його відбору не менше 5 на 1 м розрізу.

Геологічну інтерпретацію проводять на основі петрофізичних зв'язків типу «керн – керн», «керн – ГДС», «ГДС – ГДС», «ГДС – геофізика» [38].

Зв'язки типу “керн - керн” отримують шляхом порівняння виміряних в лабораторії геофізичних параметрів (тобто параметрів, що отримують на першій стадії інтерпретації даних каротажу), наприклад, питомого електричного опору водонасиченого зразка чи питомої радіоактивності породи, і петрофізичних параметрів, наприклад, коефіцієнта пористості чи об'ємної

глинистості ($K_{гн}$). При побудові петрофізичних зв'язків типу “кern - kern” об'єм вибірки повинен складати не менше 30 зразків kernу, рівномірно розподілених в інтервалі зміни параметрів, що корелюються.

Зв'язки типу “кern - ГДС” отримують, коли колекторські характеристики вимірюють на зразках kernу, а геофізичні характеристики визначають за даними ГДС, зареєстрованими навпроти цих інтервалів виносу kernу.

Зв'язки типу “ГДС - ГДС” отримують шляхом порівняння між собою геофізичних та петрофізичних параметрів, визначених за результатами інтерпретації даних різних методів ГДС.

Зв'язки типу “ГДС - геофізика” отримують у результаті порівняння розрахованих за каротажем петрофізичних параметрів з геофізичними параметрами польової геофізики (наприклад співставлення $K_{п}$ за ГДС з атрибутами хвильового поля сейсмозв'язки).

Таким чином, відповідно до вихідних даних, залежності між тими або іншими параметрами можна розділити на: лабораторні; побудовані за параметрами, визначеними в свердловинних умовах; отримані в результаті порівняння параметрів різних груп (найпоширеніші).

За числом параметрів залежності (моделі) підрозділяються на двовимірні, коли вивчається зв'язок між двома параметрами, та багатовимірні, у яких вивчаються зв'язки між трьома й більше параметрами. Усі залежності, які зустрічаються при інтерпретації промислово-геофізичних даних, за своєю природою можуть бути детерміністичними, або стохастичними.

Переважає більшість емпіричних співвідношень у практиці промислової геофізики носить стохастичний характер. Це пояснюється похибками при вимірах і величезним числом досить непостійних факторів, які визначають той або інший параметр і важко враховуються при побудові шуканого зв'язку [38].

Промислово-геофізична інформація є важливим інструментом у вивченні геологічної будови надр та перспектив їх нафтогазоносності у закритих осадових басейнах, до яких належить Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ). Отримані матеріали складають основу вивчення геологічної будови

об'єкта дослідження: літологічного розчленовування й кореляції розрізів свердловин; уточнення та деталізації стратиграфії, фаціальної мінливості відкладів історії седиментації; уточнення тектонічних побудов; прив'язки сейсмічних горизонтів; виділення в розрізі колекторів; поділу колекторів на продуктивні та водоносні, а продуктивних - на нафто- та газонасичені.

Матеріали ГДС є основним джерелом неперервної петрофізичної інформації в нафтогазових свердловинах і разом з результатами лабораторних досліджень керну й пластових флюїдів, випробування свердловин, даними дослідно-промислової експлуатації є головним джерелом інформації, що дозволяє здійснити підрахунок запасів вуглеводнів та проектування розробки покладів [40].

Ефективність методів промислово-геофізичних досліджень залежить як від застосовуваного комплексу ГДС, так і від типів досліджуваних розрізів, характеру будови резервуарів, фазового стану вуглеводнів, технології буріння, петрофізичного забезпечення, інформативності випробувань.

На сьогодні комплекс ГДС об'єднує десятки методів і модифікацій радіоактивного, акустичного, електричного, електромагнітного та інших видів каротажу.

Знання літолого-петрофізичних властивостей порід диктує раціональний комплекс геофізичних досліджень свердловин, до якого в Україні, як правило, входить стандартний каротаж (методи питомого електричного опору, метод самочинної поляризації (ПС)), бокове каротажне зондування (БКЗ), боковий каротаж (БК), боковий мікрокаротаж (БМК), мікрозондування, радіоактивний каротаж (гамма-каротаж (ГК), нейтрон-нейтронний каротаж (ННК) або нейтронний гамма-каротаж (НГК)), акустичний каротаж (АК), кавернометрія (КВ), індукційний каротаж (ІК).

Велика кількість модифікацій геофізичних методів, висока роздільна здатність запису, практично повна автоматизація процесу вимірювання майже повністю виключають суб'єктивізм під час документації розрізів свердловин. Отримана інформація дає змогу виконувати не тільки літологічне

розчленування, визначати флюїдовміст порід-колекторів, обґрунтовувати підрахункові параметри для оцінки запасів вуглеводнів, а й вирішувати низку геологічних завдань. Це - оцінка літолого-петрофізичних особливостей порід (ступінь відсортованості та мінеральний склад пісковиків, тріщинуватість), діагностика осадових за умовами їхнього нагромадження (морські, лагунні, континентальні) та вторинних перетворень унаслідок процесів вивітрювання тощо. Враховуючи збільшення глибин буріння свердловин (5 км і більше) та невеликого об'єму відбору керну, – перевага геофізичних методів не викликає сумнівів [38].

Отже, дані ГДС - потужне джерело петрофізичної та геологічної інформації широкого спектру, отримання якої можливе при умові застосування повного комплексу ГДС та професійного, грамотного тлумачення отриманих даних.

1.2.2 Достовірність петрофізичної інформації

Основними джерелами петрофізичної інформації, як вже було зазначено, є результати лабораторних досліджень керну і результати інтерпретації даних ГДС.

На величини геофізичних параметрів, що вимірюються під час каротажу, впливають умови реєстрації: діаметр свердловини (каверни, глиниста кірка), тип бурового розчину (глинистий, вапняково-глинистий, на водній або нафтовій основі, емульсійний та ін.), фізичні властивості бурового розчину (мініералізація, густина та ін.), фізичні властивості гірських порід, що складають розріз, і флюїду, що заповнює їх пустотний простір, температура, тиск [41-43]. Крім геолого-геофізичних факторів на покази методів каротажу впливає конструкція вимірювальних зондів, а також граничні ефекти, що виникають на границях між пластами [44]. Усі ці фактори необхідно враховувати при інтерпретації матеріалів каротажу шляхом введення відповідних поправок.

На достовірність результатів лабораторних досліджень керну впливають [45]:

- спосіб відбору керну. Як правило, відбираються найбільш міцні зразки. Зважаючи на це, дані за керном не завжди забезпечують повне вивчення розрізів свердловин, особливо колекторів нафти і газу, що представлені рихлими породами;
- розмір відібраних зразків. Відібрані зразки мають незначні розміри, що виключає можливість отримання достовірної інформації про колектор в цілому. Багато продуктивних горизонтів за результатами вивчення керну виглядають доволі одноманітно. У свою чергу, детальні ГДС показують їх значну мінливість;
- порушення цілісності. Структура керну нерідко руйнується, що обмежує можливість точного визначення петрофізичних характеристик зразків. Тріщини, що виникають у зразку під дією навантаження на долото і при подальшому зберіганні, підвищують його пористість і проникність;
- умови проведення лабораторних досліджень. У лабораторії петрофізичні властивості порід, як правило, визначають при атмосферних та меншою мірою при пластових тисках і температурах. У таких умовах петрофізичні величини можуть оцінюватися з великими похибками. Також досить важко встановити склад флюїду, що заповнює поровий простір зразка. Геофізичні методи дають можливість вивчати г.п. безперервно в умовах їх природного залягання, що підвищує надійність вивчення петрофізичних параметрів.

При вивченні того чи іншого петрофізичного зв'язку, реальний об'єкт – осадова гірська порода – замінюється ідеалізованим об'єктом – фізичною моделлю. У цій моделі задаються компоненти, які вважаються однорідними, – скелет породи, цемент, пори, які насичені водою та вуглеводнями. Крім того, робляться припущення відносно структури та взаємного розміщення виділених компонент (геометрія моделі). Геометрія фізичної моделі гірської породи відіграє істотну роль при побудові математичних моделей петрофізичних

зв'язків. Якщо прийняти, що глина й пластова вода включені паралельно в електричне коло, – отримаємо одну математичну модель електропровідності, якщо вважати, що ті ж провідники з'єднані інакше, – отримаємо іншу модель. Таким чином, задаючи різні фізичні моделі гірської породи, ми будемо отримувати різні фізико-математичні моделі петрофізичних зв'язків.

Отже, основними факторами, які впливають на достовірність петрофізичної інформації, є [46]:

- ступінь вивченості фізичних властивостей г.п., що досліджуються геофізичними методами, і якість геофізичних параметрів, що реєструються у свердловині. Останні, у свою чергу, залежать від значного числа геолого-геофізичних та технологічних факторів, що впливають на результати ГДС;
- недосконалість способів відбору кернового матеріалу та лабораторних досліджень керну;
- неповний опис петрофізичних зв'язків, похибка апроксимації. Обираючи ту чи іншу математичну модель, ми вибираємо приблизний математичний опис петрофізичної залежності, не враховуючи ряд суттєвих факторів. Істинний математичний опис нам невідомий. Чим більше відхиляється вибраний нами опис від істинного, тим вищі похибки апроксимації, надаючи побудованій моделі стохастичний характер;
- використання в петрофізичних залежностях характеристик об'єктів різних рівнів дослідження (макро- та мікрорівнів). Тому в математичних моделях таких залежностей повинні міститися ймовірнісні елементи, які описують перехід від властивостей зразків керну до властивостей пласта, розкритого свердловиною.

1.3 Методичні підходи щодо оцінки пористості газонасних колекторів

Точність і достовірність визначення ємнісних властивостей контролює виявлення перспективних об'єктів, точність підрахунку запасів вуглеводнів і в кінцевому етапі - точність оцінки економічної доцільності розробки родовища [47]. Крім того, ємнісні властивості є одними із головних петрофізичних параметрів геолого-геофізичної моделі, які безпосередньо впливають на кінцевий результат тривимірного моделювання.

Одним із найважливіших параметрів порід-колекторів є коефіцієнт пористості (так як $K_{\text{п}}$ значною мірою контролює достовірність розрахунку $K_{\text{г}}$ і коефіцієнту проникності - $K_{\text{пр}}$). Існує велика кількість підходів для його визначення, в першу чергу за результатами геофізичних досліджень свердловин. Достовірність такої оцінки визначається правильною обраною методикою інтерпретації даних каротажу, що залежить від умов проведення ГДС та геолого-геофізичних особливостей розрізу.

У зв'язку з тим, що гірські породи з точки зору системного аналізу та математичної статистики відносяться до вкрай погано організованих систем, врахування всіх існуючих факторів в інтерпретаційній моделі є непросту задачею. Однією із проблем є врахування процесів, що протікають в присвердловинній зоні пласта при випереджуючому проникненні фільтрату рідини при бурінні свердловини.

Основними методами ГДС, що застосовуються для визначення пористості порід-колекторів, є електричний, акустичний, нейтронний і гамма-гамма щільнісний каротаж.

Існуючі класичні методики визначення $K_{\text{п}}$ газонасичених порід-колекторів базуються на використанні даних лише одного з методів пористості і не враховують *реальний* вплив газонасичення присвердловинної зони пласта на покази ГДС. При такому підході часто приймають, що вміст залишкового газонасичення незначний і не впливає на покази методів пористості. У роботах [48-50] вказується, що вміст залишкового газонасичення зони проникнення ($K_{\text{гз}}$)

може змінюватися від 20-30% до 70% і більше. За таких високих значень, у ряді випадків, покази методів ЕК, АК, НК, ГГК-щ будуть спотворені. Неврахування наявності залишкового газонасичення у зоні проникнення фільтрату промивної рідини призводить до некоректного визначення K_p . Підтвердженням цього є робота Д.Д. Федоришина, у якій встановлено суттєвий вплив газонасичення колекторів міоценового віку на покази методів ГДС у свердловинах Славецької та Стіжковської площ [51], розташованих у межах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину.

Вплив газонасичення на покази методів пористості може бути врахований за допомогою використання емпіричних коефіцієнтів, статистичних залежностей або детерміністичних інтерпретаційних моделей.

Одним із способів врахування $K_{гз}$ є використання емпіричних коефіцієнтів, на які необхідно домножити розраховану за АК, НК і ГГК-щ пористість. За літературними даними емпіричний коефіцієнт для АК змінюється від 0,65 до 0,9, для НК – від 1 до 3, для ГГК-щ – складає близько 0,7 [25,44,52]. Більш точні значення коефіцієнтів повинні визначатися експериментально, шляхом порівняння пористості за керном і пористості за ГДС для газонасичених пластів. Такого роду корегування показів ГДС досить умовне й може застосовуватися лише для конкретного регіону робіт і конкретних умов проведення ГДС і, як правило, не може використовуватися на інших площах.

Інший підхід полягає у побудові статистичних залежностей. Використання залежностей типу "керн-ГДС" дозволяє деякою мірою враховувати вплив $K_{гз}$ на покази методів ГДС. Однак на практиці досить часто відбір керну проводять далеко не у всіх свердловинах (навіть там, де він є, – часто кількість зразків обмежена, а сам керн не є представницьким).

У роботі О.М. Карпенка [48] наведено оригінальний спосіб врахування впливу характеру газонасичення на покази АК шляхом побудови математичної статистичної моделі на основі даних ГДС (на прикладі газових родовищ

Передкарпатського прогину). За даними ГДС для водо- і газонасичених порід побудовано залежність $\Delta T = f(H, K_{гп})$. Далі отримано рівняння різницевого поля:

$$\Delta(\Delta T) = \Delta T_{(газонас.)} - \Delta T_{(водонас.)}, \quad (1.1)$$

де $\Delta(\Delta T)$ – перевищення показів АК напроти газонасичених порід $\Delta T_{(газонас.)}$ і над показами АК напроти водонасичених порід $\Delta T_{(водонас.)}$ з аналогічними колекторськими властивостями в однакових глибинних умовах.

Дана модель дозволяє визначати величину збільшення показів інтервального часу в ході проведення звичайного ультразвукового акустичного каротажу за рахунок наявності залишкового защемленого газу в присвердловинній зоні з урахуванням глибини залягання газового покладу та величини загальної глинистості пласта. Використання даного способу можливе лише в конкретних умовах проведення ГДС (тонкошаруваті теригенні відклади з високим вмістом глинистих прошарків, тип і фізико-хімічні властивості бурового розчину, особливості технології буріння), за яких було побудовано дану модель.

Більш універсальним методом врахування впливу $K_{гз}$ на визначення пористості за ГДС є застосування детерміністичних інтерпретаційних моделей. У роботі М.Г. Латишової [53] наведено методику визначення коефіцієнту пористості газонасиченого колектора із міжзерновим типом пористості з урахуванням впливу залишкового газонасичення. Методика базується на таких інтерпретаційних моделях ГГК-щ, НК, АК:

$$\delta_{п} = K_{п} (K_{в} \delta_{в} + K_{гз} \delta_{г}) + (1 - K_{п}) \delta_{ск} \quad (1.2)$$

$$\omega_{гп} = K_{п} (1 - K_{гз}) \omega_{в} + K_{п} K_{гз} \omega_{г} + \Delta \omega_{літ} \quad (1.3)$$

$$\Delta T_{п} = K_{п} (K_{гз} \Delta T_{г} + (1 - K_{гз}) \Delta T_{в}) + (1 - K_{п}) \Delta T_{ск} , \quad (1.4)$$

де $\delta_B, \omega_B, \Delta T_B$ – густина, водневміст та інтевальний час проходження поздовжньої хвилі у воді; $\delta_r, \omega_r, \Delta T_r$ – густина, водневміст та інтевальний час проходження поздовжньої хвилі в газі; $\Delta\omega_{\text{літ}}$ – поправка за літологію породи.

Якщо в комплексі методів присутній БМК, то опір повністю промитої зони ($\rho_{\text{пп}}$) в умовах газонасиченого колектора визначається такою інтерпретаційною моделлю:

$$\rho_{\text{пп}} = \text{PP}_{\text{п}}(1 - K_{\text{гз}})^n \rho_{\text{ф}}, \quad (1.5)$$

де П – параметр поверхневої провідності; $\text{P}_{\text{п}}$ – параметр пористості (відносний електричний опір); $\rho_{\text{ф}}$ – опір фільтрату промивної рідини.

При визначенні $K_{\text{п}}$ газонасиченого колектора для перерахованих вище методів необхідно врахувати вплив залишкового газонасичення в показах кожного із цих методів. Таким чином, в газоносному колекторі за показами лише одного методу пористості (без знання величини $K_{\text{гз}}$) неможливо достовірно оцінити коефіцієнт пористості. Вирішення цієї задачі можливе при комплексуванні методів пористості попарно. Наприклад, можна використовувати комплекс методів НК і ГГК-щ, НК і АК, ГГК-щ і АК, АК і БМК, НК і БМК, ГГК-щ і БМК. За наявності того або іншого комплексу методів, що використовується для вирішення задачі визначення $K_{\text{п}}$, необхідно оцінити значення тих параметрів (коефіцієнтів), які входять в наведені вище рівняння для кожного з методів, що використовується. Після цього розраховується палетка для розв'язання задачі визначення пористості та залишкового газонасичення (рис. 1.2). Вхідними даними для палетки є покази двох методів, що використовуються, вихідними – значення коефіцієнтів пористості і залишкового газонасичення.

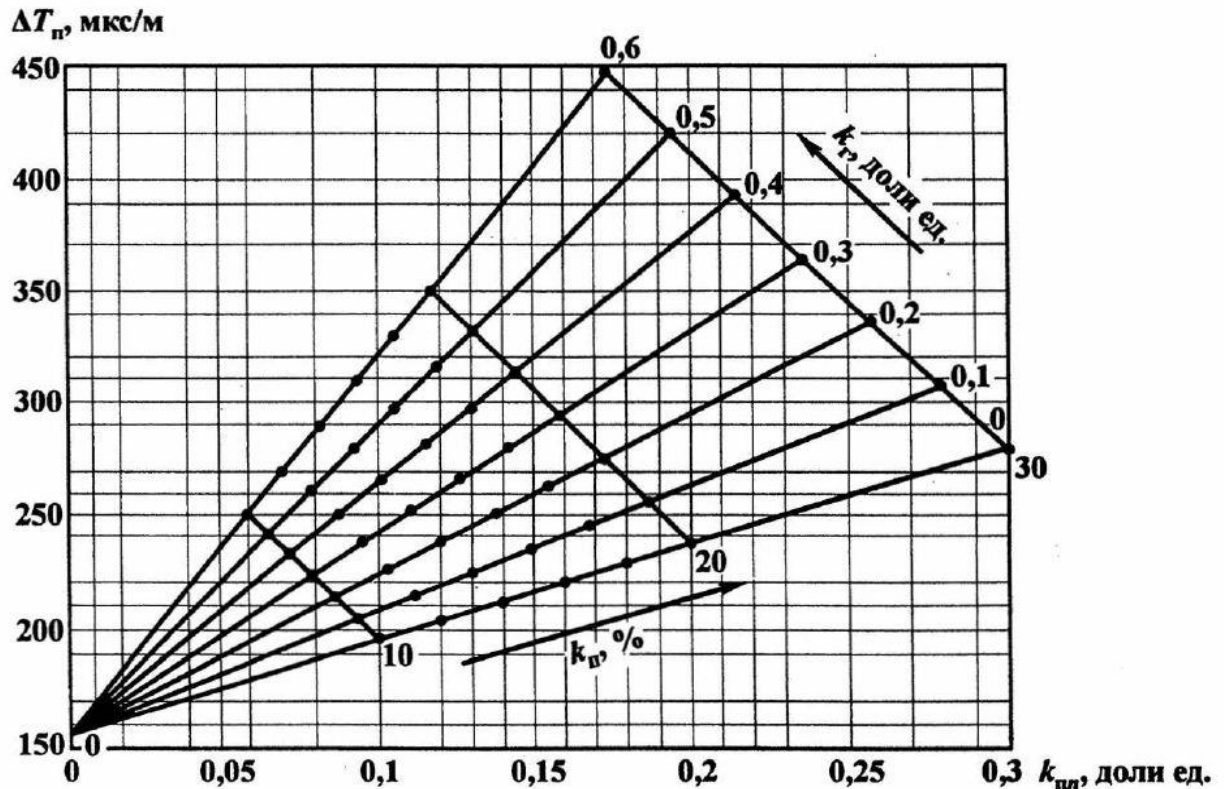


Рис. 1.2 Палетка для визначення K_p і $K_{гз}$ в міжзерновому колекторі за показами АК і НК [53]

Описана вище методика дозволяє наближено знаходити $K_{гз}$ та пористість газонасиченої породи. Але вона має ряд недоліків:

- методика працює лише за умови незмінності $K_{гз}$ в інтервалі глибинності дослідження методів пористості, або за умови рівності радіусів дослідження методів. Існуючі практичні і теоретичні дослідження вказують на неоднорідність розподілу залишкового газонасичення в межах зони проникнення та різну глибинність дослідження зондів акустичного, радіоактивного та електричного каротажу [1, 54].

- в рівнянні (1.3) і (1.4) не враховується зв'язана вода глини і глиниста складова, що безумовно дуже важливо.

- неможливість використання методів ГГК-щ і БМК, що обумовлено реальною відсутністю ГГК-щ в комплексі ГДС в Україні та некоректністю

використання показів БМК для цілей кількісної інтерпретації ($\rho_{\text{пп}}$ часто визначається з великою похибкою).

Отже, огляд численної літератури, привів до висновку про необхідність врахування присутності залишкового газонасичення під час інтерпретації даних каротажу з метою визначення пористості пласта. Існуючі методики не дозволяють повною мірою вирішити дану проблему. Важливо розробити більш універсальний підхід, що дозволить знаходити пористість газонасиченої породи з урахування радіальної мінливості $K_{\text{гз}}$.

1.4 Покришки (флюїдоупори) покладів вуглеводнів

Породи-покришки є одним із необхідних компонентів існування покладу вуглеводнів. Формування та збереження скупчень нафти і газу в колекторах можливі лише за наявності над колекторами слабопроникних товщ - покришок (флюїдоупорів, екранів). До покришок відносяться породи, які за час їх існування в земній корі при перепадах тисків між пластами здатні утримувати нафту та газ в колекторі. Основна властивість покришок - їх екрануюча та утримуюча здатність.

Результати вивчення умов залягання промислових скупчень нафти і газу показують, що покришками можуть бути або осади, що володіють високою пластичністю, або консолідовані породи з дуже низькою пористістю. До перших відносяться дисперсні глини, представлені мінералами з високим ступенем набухання, і деякі гідрохімічні осади (наприклад, кам'яна сіль), до других – щільні тонкокристалічні окремнені і сильноглинисті карбонати, ангідрити, суцільно зцементовані і окварцовані пісковики за достатньої їх товщини [44].

Глинисті покришки – найбільш поширений вид флюїдоупору. Їх екрануюча здатність залежить від складу глинистих мінералів, пластичності глин, їх набухання, пористості, проникності, деформаційно – міцнісних та інших властивостей глин.

За даними експериментальних досліджень А. А. Ханіним складена оціночна шкала для класифікації порід-покришок за їх основними фізичними параметрами (табл. 1.1) [55].

Значна кількість досліджень в Україні, пов'язаних із екрануючою здатністю порід-флюїдоупорів та їх генезисом виконана А. Е Лукіним та І. В. Височанським [56-58]. Однак породам-покришкам приділяється недостатня увага з позиції петрофізичного і геофізичного моделювання.

Таблиця 1.1

Оціночна шкала екранувальної здатності глинистих порід за основними фізичними параметрами [55]

Група флюїдоупорів	Максимальний розмір пор, мк	Проникність, 10^{-15} м^2	Тиск прориву газу, МПа
A	0.01-0.05	$<10^{-6}$	>10.0
B	0.02-0.1	$10^{-6}-10^{-5}$	10.0-5.5
C	0.05-0.2	$10^{-5}-10^{-4}$	5.5-2.0
D	0.1-0.6	$10^{-4}-10^{-3}$	2.0-0.7
E	0.1-1.0	$10^{-3}-10^{-2}$	0.7-0.3
F	>0.1	$>10^{-2}$	<0.3

При насиченні порід вуглеводнями, за рахунок їх міграції, у вищезалеганих породах формуються вторинні ореоли розсіювання. Цей процес викликає епігенетичні перетворення, порушує поля стабільності деяких мінералів, змінює рухомість окремих мікроелементів тощо. У результаті виникають аномалії, які можна розділити на аномалії фізичних полів та геохімічні.

У роботі С. Дж. Пірсона [59] описано модель процесів становлення фізичних полів над покладами вуглеводнів. В результаті чого формуються аномалії в електричних і магнітних полях, які можуть бути зафіксовані як на поверхні, так і в свердловинах. У роботах інших дослідників вказується, що у

вищезалюгаючих породах, в ґрунті, воді і повітрі фіксуються підвищені концентрації як самих вуглеводнів, так і високі концентрації неуглеводневих газів (гелію, радону, йоду тощо), зміни вуглеводневого показника й окисно-відновлювального потенціалу середовища, мінералогічні зміни у вигляді утворення вторинного кальциту, піриту, магнетиту, солей урану; зміни глинистих мінералів; зміни концентрацій розсіяних елементів [60,61].

За даними численної спеціальної літератури, сліди міграції вуглеводнів фіксуються як на земній поверхні, так і безпосередньо поблизу порідколекторів у породах-покришках. У роботі [62] розглянуто особливості розподілу міграційних бітумів з нафтонасичених пластів в осадових комплексах багатьох родовищ Тимано-Печорської, Прикаспійської, Волго-Уральської, Прибалтійської і Дніпровсько-Донецької нафтогазоносних провінцій.

За даними дослідників [62], у межах покришки вже в безпосередній близькості (1-2 м) від покрівлі нафтоносного пласта (покладу) концентрація міграційних бітумів відразу ж знижується порівняно з нафтонасиченими породами-колекторами в 10-12 раз у карбонатних, алевритових і глинисто-алевритових породах і в 20-25 раз у глинистих нетріщинуватих з малою пластичною домішкою. Вверх по розрізу по мірі віддалення від покрівлі продуктивного пласта концентрація міграційних бітумів поступово (глинисто-алевритова і карбонатна покришки), або різко (глиниста) зменшується до нуля. Ореол розсіювання існує і над вторинними газоконденсатними покладами. Швидше за все, він в основному сформувався під час існування тут нафтового покладу. Висота ореолу, тобто відстань між покрівлею продуктивного пласта і поверхнею нульових вмістів міграційних бітумів, варіює від 10 до 50 м, мінімальні значення спостерігаються при суто глинистому або карбонатно-сульфатному характері покришки й максимальні - при петрографічно неоднорідному розрізі. Розрахунки показали, що бітумна «ємність» ореолу досить значна й становить 70-100 тис. т/км² над нафтовими покладами, що тільки на порядок менше в поганих покришках, ніж у близькому за потужністю продуктивному пласті [62].

На основі бітумінологічних показників (концентрації міграційних бітумів) покришки поділяються на [62]:

- 1) відмінні, для яких характерна відсутність зони проникнення ВВ з покладу;
- 2) добрі – близько 1 кг/м^3 міграційних бітумів у покрівлі покладу і 0 на відстані не більше 10 метрів;
- 3) середні - концентрація міграційних бітумів коливається від 0.1 до 5 кг/м^3 на відстані до 10 м над покладом, міграційні бітуми прослідковуються на висоті до 50 м;
- 4) погані - $1\text{-}20 \text{ кг/м}^3$ міграційних бітумів, щільність в ореольній зоні трохи менша, ніж в продуктивному пласті (в 2-4 рази). Такі покришки можуть бути віднесені до розряду «хибних».

Фізичні властивості глинистих порід в ореолі розсіювання змінюються наступним чином: збільшується пористість, зменшується щільність, підвищується бітумо- та газонасиченість. Швидкість повздовжніх хвиль зменшується, а електричний опір збільшується, але може і зменшитися (якщо пори заповнюються високомінералізованими флюїдами) [63].

Максимальні аномалії фізичних властивостей характерні для склепінних частин структур. До них приурочено найбільше розущільнення глинистих порід. У зоні розущільнення виділяють підзони відновлення й окислення, де окрім епігенетичних змін протікають процеси сульфідизації та бітумізації.

Сульфідизація у вигляді вкраплення вторинних сульфідів заліза (піриту, марказиту) призводить до підвищення схильності до поляризації. У результаті окисно-відновних реакцій виникають природні гальванічні елементи, які створюють аномалії електричного поля. Ореол вторгнення вуглеводнів та епігенетичні зміни глинистих порід створюють сприятливі умови для дослідження геоелектричних аномалій.

Часткове насичення порових просторів покришок газом може суттєво підвищити інтервальний час і знизити нейтронну поглинаючу активність. Ці зміни вказують на погіршення властивостей покришок. Проте вони можуть

бути також ознакою можливого залягання нафтогазоносних колекторів під покришкою [63].

Висновки до розділу 1.

На основі аналізу, проведеного в даному розділі встановлено наступне:

1. Достовірність ГГМ значною мірою контролюється кількістю та якістю вхідної геолого-геофізичної інформації. Для просторового моделювання родовищ вуглеводнів необхідно знати багато петрофізичних параметрів (таких як компонентний склад, K_n , $K_{пр}$, газо-, водо- і нафтонасиченість тощо).
2. Побудова ГГМ передбачає моделювання не лише інтервалів залягання порід-колекторів, а й геологічних розрізів і осадових басейнів у цілому. Дані ГДС, у цьому випадку, є єдиним джерелом детальної неперервної петрофізичної інформації. Геофізичні параметри, що реєструються у свердловині, залежать від значного числа геолого-геофізичних та технологічних факторів, які необхідно враховувати при обробці й інтерпретації даних ГДС.
3. Ємнісні властивості є одними із головних петрофізичних параметрів геолого-геофізичної моделі, які безпосередньо впливають на кінцевий результат тривимірного моделювання. Одним із найважливіших параметрів при визначенні колекторів є коефіцієнт пористості (K_n значною мірою контролює достовірність розрахунку K_r і коефіцієнту проникності - $K_{пр}$). Існує велика кількість підходів для його визначення, в першу чергу за результатами геофізичних досліджень свердловин. Одним із можливих шляхів підвищення достовірності визначення K_n за ГДС є врахування впливу коефіцієнту залишкового газонасичення в зоні проникнення. Це особливо важливо при підрахунках запасів газових і газоконденсатних родовищ вуглеводнів.
4. Породи-покришки є одним із необхідних компонентів існування покладу вуглеводнів. Однак їм приділяється недостатня увага з позиції петрофізичного і геофізичного моделювання.

РОЗДІЛ 2

ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ВІДКЛАДІВ ПІВНІЧНОЇ БОРТОВОЇ ЗОНИ ДДЗ (ОСТРОВЕРХІВСЬКЕ, НАРІЖНЯНСЬКЕ, ЮЛІВСЬКЕ, ЄВГЕНІВСЬКЕ РОДОВИЩА)

2.1 Загальні відомості

В адміністративному відношенні Острове́рхівське, Юлі́вське, На́ріжнянське і Євге́нівське родовища знаходяться у Харківській і Луганській областях.

Юлі́вське нафтогазоконденсатне родовище розташоване на території Валківського і Харківського районів Харківської області. Адміністративний центр м. Валки знаходиться в 20 км на південь. Найближчими населеними пунктами є села Новий Мерчик, Старий Мерчик, Санжари, Ковяги, Добропілля та м. Люботин. На́ріжнянське газоконденсатне родовище розташоване на території Валківського району Харківської області України, в 10 км на північний захід від райцентру м. Валки та в 37 км на захід від м. Харкова. Острове́рхівська низка структур розташована на території Харківського, Змі́вського та Ново-Водолазького районів Харківської області України, в 30 км на південний захід від м. Харкова. Євге́нівське газоконденсатне родовище розташоване в Кремі́нському районі Луганської області в 6 км на північний схід від м. Кремі́нна. (рис. 2.1, 2.2) [64-67].

В економічному відношенні район є сільськогосподарським з розвиненою нафтогазовидобувною промисловістю і мережею продуктопроводів. Населення зайняте в сільському господарстві і на підприємствах місцевої промисловості. Незначна частина населення зайнята на промислових підприємствах міста Харкова.

В орографічному відношенні площа родовищ являє собою горбисту рівнину, розташовану в межах Придніпровської низовини, з загальним нахилом

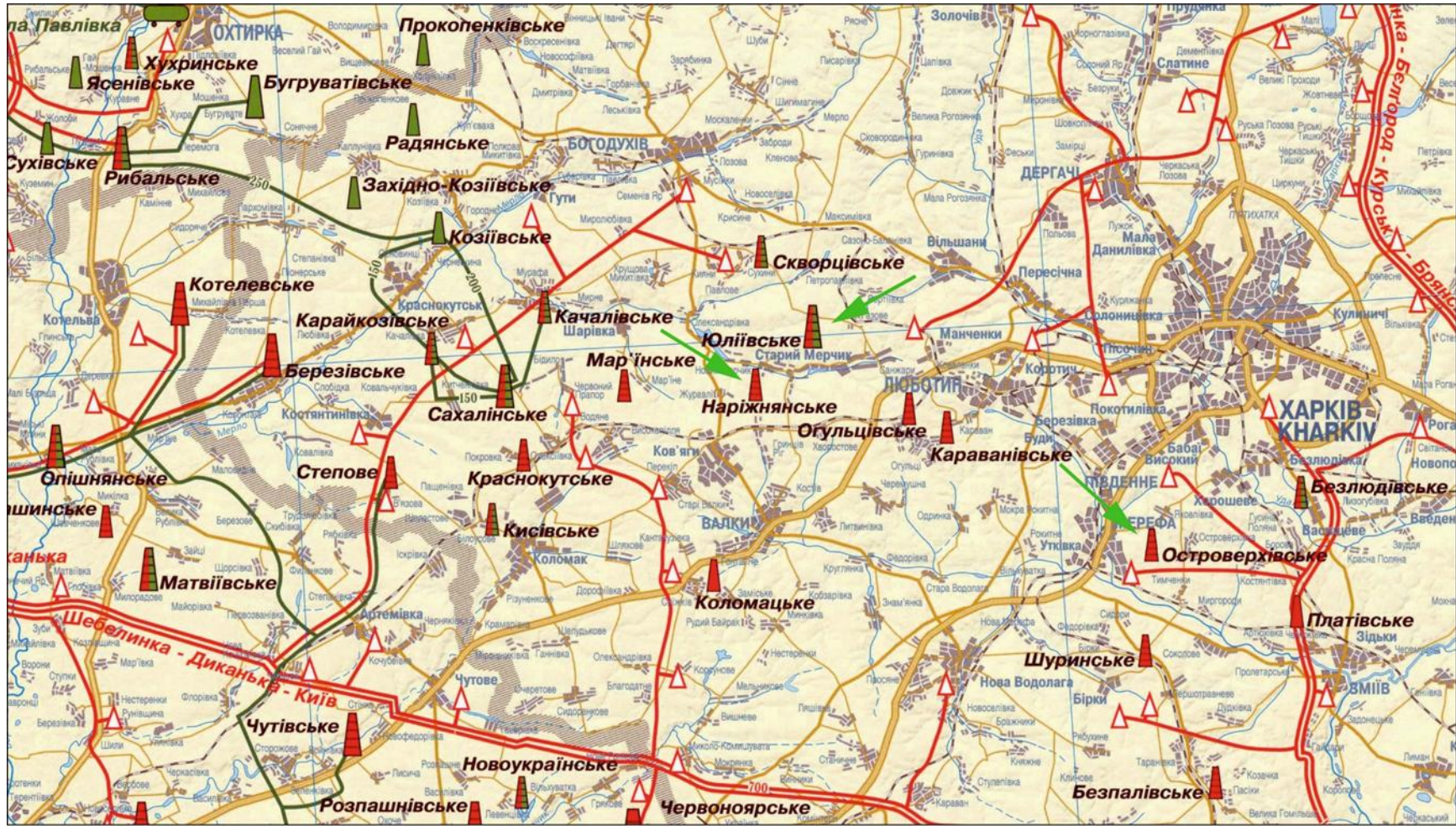


Рисунок Оглядова карта району досліджень
 Масштаб 1:500 000

Рис. 2.1. Оглядова карта району досліджень



Рисунок Оглядова карта району досліджень
М 1:500 000

Рис. 2.2. Оглядова карта району досліджень

на південний захід, розчленовану долинами річок, ярами та балками, що надає їй характер пересіченої місцевості. Максимальні висотні відмітки рельєфу досягають 220 м і пов'язані з водорозділами, мінімальні – приурочені до заплав річок і становлять 80 м над рівнем моря.

Гідрографічна сітка представлена долинами річок Коломак, Мерчик, Мож, Красна. Долини річок заболочені й затопляються навесні. Велика частина території району вкрита лісами, на надзаплавних терасах переважають соснові бори.

Окрім цього, широко розвинені природні водоймища й водотоки, багатоводність яких залежить від величини опадів.

Клімат району помірно-континентальний. Середньорічна температура повітря $+7^{\circ}\text{C}$. Мінімальна температура $-30-35^{\circ}\text{C}$ характерна для січня, максимальна $+30+35^{\circ}\text{C}$ для червня. Середньорічна кількість опадів коливається в межах 450-600 мм. Переважний напрямок вітрів в осінньо-зимовий період – східний, в літній – західний та північно-західний.

Із корисних копалин, окрім нафти й газу, є також будівельні матеріали: пісок, глина, торф.

2.2 Геологічна будова

У геологічній будові району дослідження (Юліївська, Наріжнянська й Островецька та Євгеніївська площі) беруть участь вулканогенно-метаморфічні утворення архей-протерозойського кристалічного фундаменту та осадові відклади палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем.

2.2.1 Стратиграфія

Докембрій (PR).

Кристалічний фундамент Північного борту ДДз складений метаморфічними й магматичними породами: гранітами, плагіогранітами,

гнейсами, мігматитами, ультрабазитами, гранодіоритами, метабазитами, метапорфіритами, кварцитами, кристалічними сланцями, амфіболітами, серпентинітами, сієнітами.

На підставі вивчення розрізів свердловин, що розкрили породи кристалічного фундаменту на Північному борту, у будові його виділяються такі елементи: кора вивітрювання порід кристалічного фундаменту і незмінні процеси вивітрювання породи фундаменту з зонами розущільнень (тектонітів).

Палеозойська ератема (PZ).

З відкладів палеозою на території досліджень розвинуті лише утворення кам'яновугільного та пермського віку.

Кам'яновугільна система (C).

Представлена утвореннями трьох епох: ранньої, середньої й пізньої; залягає безпосередньо на розмитій поверхні фундаменту. Цей комплекс є основним перспективним для пошуків нафти й газу в ДДз.

Нижній карбон (C₁).

Представлений візейським і серпуховським ярусами.

Візейський ярус (C_{1v}).

Представлений обома під'ярусами. В умовах борту і прибортової частини ДДз, в межах нижньовізейського під'ярусу, розвинуті відклади у складі XIII та XIV мікрофауністичних горизонтів (МФГ). Вони являють собою теригенно-карбонатну морську товщу, часто ускладнену алювіальними врізами різнозернистих піщаних товщ.

Осади нижнього візе представлені перешаруванням аргілітів, вапняків, пісковиків і алевролітів.

Аргіліти темно-сірі й чорні алевритисті, піщанисті, інколи збагачені органічним детритом.

Вапняки чорні і темно-сірі, доломітизовані, глинисті, масивної і шаруватої текстури, щільні, дуже міцні, часто збагачені рештками брахіопод,

кріноїдей, трілобітів. Система кліважних тріщин, що спостерігається в ряді взірців, „залікована” кальцитом.

Алевроліти коричнево-сірі, піщанисті, з численними стягненнями піриту.

Пісковики сірі (від світло- до темно сірих), різнозернисті, від дрібно до грубозернистих, гравелісті, середньо і міцноцементовані глинистим, карбонатним і регенераційно кварцовим цементом, піритизовані, іноді вуглефіковані. Текстура шарувата, підкреслена проверстками глинистої речовини. Склад пісковиків кварцовий і кварц-польовошпатовий, в породі відмічається тріщинуватість і дзеркала ковзання. Колекторські властивості в середньому низькі.

До складу верхньовізейського під'ярусу входять XIIa, XII та XI мікрофауністичні горизонти.

XII МФГ літологічно представлений чергуванням аргілітів і алевролітів з вапняками й пісковиками.

XI МФГ є аналогічним по складу до XII з тою різницею, що частка аргілітів тут суттєво збільшена, а пісковиків – зменшена.

У складі XIIa МФГ виділяються регіонально продуктивні горизонти В-22-23.

Вище – в межах XII-XI горизонтів залягають продуктивні пласти горизонтів В-19-20, В-16, В-15, В-14, що складені пісковиками та вапняками.

Пісковики світло-сірі і сірі, переважно кварцового складу, тонко, дрібно і середньозернисті; цемент регенераційно кварцовий і карбонатний, як правило міцний, текстура породи пологохвилястошарувата і масивна, відмічаються стилолітові шви.

Вапняки сірі від світлих до темних і бурі, мікро- і крупнокристалічні, часто глинисті, місцями доломітизовані, міцні, містять рештки брахіопод і кріноїдей.

У розрізі піщаних тіл відзначаються шари з порівняно збільшеною зернистістю, ніж в загальній масі породи, що обумовлює їх підвищену

проникність. Пісковики часто збагачені слюдами, в низах під'ярусу – вуглефіковані.

Алевроліти темно-сірі, глинисті і карбонатні, збагачені органічним детритом, іноді слюдисті і вуглисті.

Аргіліти сірі, темно-сірі і чорні, осколочасті, плитчасті, іноді верствуваті, тонкослоїсті, слабоалевритісті, слюдисті, іноді вапняковисті, піритизовані, з рослинними залишками і прошарками алевролітів, часто перем'яті, з чіткими дзеркалами ковзання.

Серпуховський ярус (C_{1s}).

На площі представлений обома під'ярусами, з яких нижній у різному ступені розмитий.

В розрізі сірокольорової теригенної товщі нижнього серпухова (C_{1s1}), представленого X та IX МФГ, переважають аргіліти й щільні алевроліти.

Покрівля IX МФГ горизонту заторкнута глибоким розмивом.

Аргіліти темно-сірі й чорні, шаруваті, з листуватими прошарками тонкозернистого пісковику і алевроліту, доломітисті, вуглисті, тріщинуватість орієнтована по нашаруванню, відмічені дзеркала ковзання.

Алевроліти сірі й темно-сірі, на глинистому цементі, паралельно-шаруватої текстури, збагачені вуглефікованим детритом, слюдисті.

Пісковики в розрізі нижнього серпухова є рідкими, відносно багата на них тільки верхня половина IX МФГ, мають світло-сіре забарвлення, тонку та дрібну зернистість, зцементовані вони регенераційно-кварцовим та карбонатно-глинистим цементом. Текстура пологохвилястошарувата, перехресно-хвиляста і косохвиляста, підкреслена вуглисто-слюдистими прошарками, алеврітовими або аргілітовими лінзами, порода місцями перем'ята.

До складу верхньосерпуховського під'ярусу C_{1s1} входять VIII, VII, VI та V мікрофауністичні горизонти, які трансгресивно залягають на утвореннях ранньосерпуховського віку. Розріз під'ярусу складений перешаруванням пачок пісковиків, алевролітів і аргілітів з підпорядкованими малопотужними верствами вапняків, доломітів та мергелів.

Пісковики сірі від майже білих до темно-сірих, рідкіше бурі, тонко-дрібнозернисті, середньозернисті, крупнозернисті і гравелітисті, кварцові і польовошпат-кварцові, середньо і міцнозцементовані регенераційно-кварцовим, карбонатно-глинистим і глинистим цементом, іноді тріщинуваті.

Текстури їх косошаруваті, пологахвилястошаруваті, дрібнолінзовидні, пісковики часто слюдисті, збагачені піритом, у палеоалювії відмічається підвищений вміст вуглистої речовини. Зустрічаються стилітові шви, прошарки аргілітів і алевролітів.

Алевроліти світло-сірі, сірі і темно-сірі, крупнозернистої структури, зцементовані вапняковою і глинистою речовиною. Текстури найчастіше паралельношаруваті, зустрічаються прошарки аргілітів і карбонатів, вуглефікований рослинний детрит, іноді домішки слюди.

Аргіліти темно-сірі і чорні, алевритисті, вуглефіковані, карбонатизовані, верстуваті, іноді оскольчасті, збагачені по поверхнях напластування органічними рештками, інколи слюдисті (мусковіт), містять конкреції сидериту.

Вапняки темно-сірі, щільні, дрібнозернисті, глинисті, детритисті, з рештками кріноїдей, брахіопод і гастропод.

Доломіти коричнево-сірі, глинисті, детритисті, озалізнені.

Мергелі, сірі й темно-сірі до чорних, міцні, плямуватої текстури, містять включення сидериту, кальцитизовані рештки черепашок, конкреції піриту.

Середній карбон. Башкирський ярус (C₂b)

Утворення башкирського віку залягають на розмитій поверхні верхнього серпухова й у літологічному відношенні вони розділяються на дві товщі: нижню, глинисто-карбонатну та верхню, піщано-глинисту.

Глинисто-карбонатна частина (морські фації) розрізу складена аргілітами і вапняками. Пісковики й алевроліти мають підлегле значення, зустрічаються проверстки вугілля. Піщано-глиниста товща утворена ритмічним перешаруванням аргілітів, алевролітів та пісковиків з малопотужними карбонатами і вугіллям.

Московський ярус (C_{2m}).

У межах досліджуваної площі московський ярус виділяється в обсязі світ C25, C26, C27 і низів світи C31. Ярус представлений сірокольоровими переважно теригенними породами з пропластками малопотужних вапняків.

Верхній карбон (C₃).

Складений осадами чотирьох світ: верхньої частини ісаївської (C31), авилівської (C32), араукаритової (C33) та нижньою частиною картамиської світи до вапняка Q5, які залягають в складі касимівського і гжельського ярусів. Представлений відділ сірокольоровими, а у верхній частині араукаритової і картамиській світі – строкатокольоровими теригенними породами: пісковиками, алевролітами й аргілітами, що перешаровуються з добре витриманими пластами вапняків товщиною до 5 м.

Пермська система (P).

Як і скрізь в Дніпровсько-Донецькій западині, утворення пермського періоду на даній площі представлені лише осадами ранньої епохи. Пермський розріз складається верхньою половиною картамишської та микитівською світою в обсязі ассельського ярусу.

Мезозойська ератема (MZ).

Тріасова система (T).

На площі представлена всіма трьома відділами. Нижній тріас складається породами дронівської світи, яка неузгоджено залягає на більш давніх осадах і утворена чергуванням строкатокольорових глин, аргілітів, пісковиків і алевролітів. Середньо- і пізньотріасові відклади трансресивно залягають на дронівських утвореннях і представлені трьома літологічно своєрідними товщами: нижньою – піщаною, середньою – піщано-карбонатною і верхньоглинистою.

Юрська система (J).

Відклади юри на площі, що розглядається, складаються середнім (байоський, батський, келовейський яруси) і верхнім (оксфордський і

кімериджський яруси) відділами. У цілому, це строкольорові, а у верхах - червонокольорові глини і пісковики, що зрідка чергуються з вапняками.

Крейдяна система (К).

На породах юрської системи залягає теригенна товща, представлена перешаруванням пісковиків, алевролітів і глин, що належить до нижнього й нижньої частини (сеноманський ярус) верхнього відділів крейдяної системи.

Уверх за розрізом залягає більш-менш однорідна товща писальної крейди з уламками чорного кремню й окремими пропластками мергелів.

Кайнозойська ератема (KZ).

До неї входять палеогенова і неогенова системи, які складені дрібнозернистими кварцовими пісковиками та пісками, і сірими та коричневими глинами та четвертинна система, утворена в основному делювіальними і алювіальними пісками, супісками та суглинками.

2.2.2 Тектоніка

У тектонічному відношенні Наріжнянська, Острроверхівська, Юліївська і Євгеніївська площі розташовані на території північної бортової частини ДДз. Наріжнянська, Острроверхівська й Юліївська площі знаходяться в зоні її зчленування з прибортовою частиною западини (рис. 2.3); Євгеніївська структура – в районі зчленування південного схилу Воронежської антеклізи з Донецькою складчастою спорудою, в зоні палеозойських підняттяв, приурочених до Краснорецької тектонічної лінії Північного Донбасу (рис. 2.4).

У загальному структурному плані район характеризується моноклінальним зануренням осадового комплексу порід крейди, юри, тріасу та пермі у напрямку до центральної частини западини, під якими поховані структурні форми кам'яновугільних відкладів. Гіпсометрія поверхні фундаменту в межах району фіксується на глибинах 2.6-5 км.

Результати геофізичних досліджень та глибокого буріння дозволяють зробити висновок, що ложе кристалічного фундаменту на даній території північного борту являє собою складну систему блоків з різнонаправленими площинами тектонічних порушень.

Характерними ознаками відношення структур до бортової зони є відсутність у розрізі відкладів девону, а також різке скорочення потужності всього осадового комплексу, у тому числі, кам'яновугільних відкладів, з повною відсутністю турнейського ярусу.

Таким чином, нижньовізейські відклади залягають безпосередньо на докембрійських породах кристалічного фундаменту. На фоні загального занурення кам'яновугільних відкладів у південно-західному напрямку в межах даної території виділяється декілька структурних зон субширотного простягання, утворених ланцюжками, в основному, малоамплітудних та невеликих за розмірами позитивних структурних форм. До них відносяться: Щиглівсько-Скворцівська, Мерчиківсько-Караванівська (з Юліївським підняттям) та Наріжнянсько-Огульцівська структурні лінії.

Структури, що входять до складу цих валоподібних зон, розвинуті вздовж розломів, мають чітко виражені південні крила та зрізані, чи слабо виражені північні.

Наріжнянська площа. Малоамплітудні підняття Наріжнянсько-Огульцівського валу в осадових відкладах генетично пов'язані зі структурно-блоковою будовою кристалічного фундаменту й являють собою флексуроподібні складки облягання його виступів [68].

По середньо- та нижньокам'яновугільних структурних планах Наріжнянське підняття являє собою малоамплітудну, зі зрізаним північним крилом брахіантиклінальну складку субширотного простягання.

Центральна частина структури ускладнена сіткою різнонаправлених порушень і являє собою горстоподібну форму, в межах якої зосереджені поклади вуглеводнів. За своїми морфологічними ознаками ця структурна форма

обумовлена проявом вертикальних рухів блокової тектоніки фундаменту, що супроводжувалося диз'юнктивними дислокаціями й утворенням горсту.

Наряду з успадкованістю структурних планів по кам'яновугільних відкладах спостерігається поступове зміщення склепіння у східному напрямку. По башкирських відкладах (відбиваючий горизонт $V\delta_{2-п}$) зміщення складає 0.5 км порівняно з нижньовізейськими (відбиваючий горизонт $V\delta_{3-п}$).

Таким чином, аналіз структурних планів, товщин осадового комплексу та ряду переривів в осадконакопиченні на площі показують, що формування Наріжнянського підняття почалося, очевидно, ще у ранньовізейський час і активно продовжувалося до московського часу. Потім формування структури уповільнилося, з деякою активізацією у пермський час.

У подальшому, Наріжнянське склепіння було поховано під чохлам мезокайнозойських відкладів.

Юліївська площа. У районі досліджень борт впадини представляє собою по поверхні кристалічного фундаменту і в осадовому чохлі широку моноклираль, яка занурюється в напрямку центрального грабена. Наявність густої мережі згідних та незгідних скидів обумовила мозаїчну розломно-блокову будову кристалічного докембрійського фундаменту й осадового чохла. Основне простягання диз'юнктивів – північно-західне. Мають місце також малоамплітудні субмеридіональні скиди [66].

Основним тектонічним елементом у будові докембрійського фундаменту є Юліївський розлом амплітудою до 300 м, що обрамляє структуру з півночі. Кристалічний фундамент розкритий свердловинами на глибинах 3472-3905 м і представляє собою систему різновисоких блоків з нахилом на південь. Поперечні субмеридіональні скиди малоамплітудні – до 60-70 м.

Юліївська структура являє собою геміантиклінальну складку, з півночі обмежену повздожнім незгідним Юліївським скидом субширотного простягання з амплітудою від 100 м у периклінальних умовах структури до 200-300 м в склепінні підняття. Двома поперечними скидами складка розбита на три

блоки (із заходу на схід): Юліївський, Добропільський і Золочівський. Площини скидів спрямовані на південний схід.

Юліївський блок включає центральну частину структури й її західну перикліналь. Південне крило й західна перикліналь чітко виражені й протяжні, північний перегин відсутній. Це самий високий із блоків. У межах замкненої на скид ізогіпси -3450 м розміри блоку складають 6.5 x 2.1 км, висота 300 м.

Добропільський блок опущений відносно Юліївського на 60 м. У цьому блоці чітко фіксуються склепіння та південне крило. Тільки в Добропільському блоці присутній незначний перегин північного крила складки. Розміри блоку по ізогіпсі -3500 м складають 5.0 x 2.2 км, амплітуда – 275 м.

Найнижчий щабель в піднятті утворює Золочівський блок, який гіпсометрично на 40 м нижче Добропільського. Він включає частину південного крила й відсічену Юліївським скидом східну перикліналь. Розміри Золочівського блоку по ізогіпсі –3525 м складають 6.0x1.5 км, амплітуда – 150 метрів.

Слід відмітити, що до кожного із блоків приурочені самостійні пастки ВВ завдяки надійному екрануванню з півночі Юліївським незгідним скидом, а з боків – його поперечними відгалуженнями.

Острроверхівська площа. Особливістю тектонічної будови цього регіону є східцеподібне моноклінальне занурення кристалічного фундаменту в південно-західному напрямку до осі ДДз [64].

Для району досліджень характерним є успадкування структурних планів палеозою й конседиментаційне занурення тектонічних дислокацій до повного зникнення їх у розрізі верхнього карбону-нижньої пермі.

Острроверхівська антиклінальна зона структур включає в себе три самостійних брахіантиклінальних підняття: Бистре, Дятлівське та власне Острроверхівське. З півночі підняття зрізані незгідним скидом. З цих трьох напівантикліналей найбільш виразними є Бистре та Острроверхівське. Дятлівська складка має меншу амплітуду, з нечіткими обрисами перикліналей.

Острове́рхівське склепіння розташоване на сході даної зони. По відкладах нижнього карбону являє собою напівбрахіантикліналь, ускладнену повздовжнім та поперечними розривними порушеннями. Розміри Острове́рхівського підняття по ізогіпсі -4750 м (відбиваючий горизонт $V_{B_{2-п}}$) складають 5.5×2.2 км, амплітуда – 350 метрів, кути падіння порід – 10-11°.

Дятлівське склепіння, як самостійний елемент, виділяється умовно й займає на площі середнє положення. Гіпсометрично воно приблизно на 50 м нижче Острове́рхівського.

Бистре склепіння є західним закінченням Острове́рхівської зони й являє собою субширотну брахіантикліналь. У південно-східному напрямку структура плавно розкривається в бік західної частини Дятлівського склепіння.

Євгені́вська площа. Євгені́вська структура сформувалася над потужним розломом у фундаменті, тектонічні рухи вздовж нього неодноразово відновлювались. Формування скиду проходило одночасно з осадконакопиченням в палеозойський час, що проявилось у відносному збільшенні товщин відкладів карбону в зануреному крилі.

Структурний план по серпуховських відкладах значно зміщується на південний захід, а Євгені́вська структура вимальовується у вигляді витягнутої прирозломної півантикліналі розмірами 12×2.5 км. При чому північно-західне і центральне склепіння зливаються, а південно-східне ускладнене поперечними порушеннями. У межах структури виділяються Євгені́вський блок, який охоплює основне склепіння та Південно-Євгені́вський блок.

Основний блок - Євгені́вський охоплює склепінну частину підняття, у межах котрого пробурені свердловини №№ 2,7,9,20,24 та 25. Його розміри за ізогіпсою -950 м складають 3.6×1.6 км. Другий блок, Південно-Євгені́вський, опущений по відношенню до склепінневої частини по скиду з амплітудою 25-50м (район св. 4, 10 та 14). Розміри його за ізогіпсою -1050 м складають $3.5 \times 1-2$ км. В районі св.8 просліджується окреме склепіння, значно менше за розмірами від основного [67].

2.3 Літолого-фізичні властивості порід колекторів і покришок

У підрозділі описано породи-колектори серпуховського ярусу й покришки візе та серпухова, так як саме вони досліджуються у даній роботі.

Колекторами нафти й газу *Юліївського родовища* серпуховського ярусу (горизонти С-4, С-5) є пласти пісковиків і крупнозернистих алевролітів з пористістю до 26 %, проникністю від 0,41 до 588 мД, карбонатністю від 0.15 до 28.8% за лабораторними даними дослідження керну. Пласти-колектори характеризуються неоднорідністю товщин (від 0.6 до 66 м), літологічного складу та колекторських властивостей.

Пісковики сірі та світло-сірі, інколи з буруватим відтінком, із зміною гранулометричного складу за шаруватістю від дрібнозернистих до крупнозернистих різновидів, місцями переходять в алевроліти, різною мірою зцементовані. Значна частина піднятого керну має запах конденсату. Склад пісковиків головним чином мезоміктовий, близький до поліміктового; цемент поровий, глинисто-карбонатний і карбонатний [66].

Продуктивні горизонти *Острроверхівського газоконденсатного родовища* С-4, С-5в, С-5с, С-5н, С-8, С-9, С-17, С-18 літологічно представлені: пісковики сірі від майже білих до темно-сірих, рідкіше бурі, тонко-дрібнозернисті, середньозернисті, крупнозернисті і гравелітисті, кварцові і польовошпат-кварцові, середньо і міцнозцементовані регенераційно-кварцовим, карбонатно-глинистим і глинистим цементом, іноді тріщинуваті. Текстури їх косошаруваті, пологохвилястошаруваті, дрібнолінзовидні; пісковики часто слюдисті, збагачені піритом; в палеоальовії відмічається підвищений вміст вуглистої речовини. Зустрічаються стилітові шви, прошарки аргілітів і алевролітів. За лабораторними даними дослідження керну пористість окремих зразків сягає 30%, проникність – 689 мД, карбонатність 39.7%. Потужність пластів змінюється від 1.8 до 80 м [64].

Регіональною покришкою для серпуховських покладів Юліївського та Острроверхівського родовища є глиниста товща в підшві башкирського ярусу

товщиною 15-30 м, яка за віком відноситься до серпуховського ярусу і представлена щільними аргілітами з рідкими прошарками алевролітів, а також безпосередньо башкирська карбонатна “плита”, яка має регіональне розповсюдження й складена щільними вапняками та пластами ущільнених теригенних порід.

Розподіл покладів у серпуховських відкладах контролюється глинистими перемичками товщиною 10-25 м. Аргіліти сірі, темно-сірі, щільні, слюдисті, з дзеркалами ковзання.

Поклади візейського ярусу в регіональному плані екрануються глинистою товщею нижньосерпуховського під'ярусу, яка представлена, в основному, аргілітами сірими, чорними, щільними, тонкошаруватими, з поодинокими прошарками сірих, міцних, скритокристалічних вапняків. Товщина цих відкладів на родовищах коливається в межах 40-290 м і більше.

Екранами для нижчезалягаючих покладів також служать глинисті перемички невитриманої товщини, складені аргілітами з прошарками вапняків та ущільнених алевролітів.

Верхньосерпуховський поверх газоносності *Наріжнянського родовища* [68] в літологічному відношенні характеризується розвитком мінливих піщаних колекторів гранулярного (порового) типу перекритих глинистими утвореннями, що створюють умови для газонакопичення. За результатами вивчення історії формування порід-колекторів і просторового їх розміщення в розрізі верхньосерпуховських відкладів виділено 7 газоносних і перспективних пластів: С-4а₁, С-4а₂, С-4а₄, С-4б, С-5а, С-5б, С-7а, які згідно петрографічного опису керну представлені: пісковиками сірими (від світло- до темно-сірих), від тонкозернистих до крупнозернистих, кварцові, іноді із запахом вуглеводнів та включенням мікрофауни. Пористість сягає 23,5%, проникність - 2111 мД, карбонатність –16.5%. Товщини змінюються від 0.6 до 26.4 м.

Найбільш чітко вираженою та літологічно-однорідною покрішкою є верхньовізейська 50-60 метрова заглинизована частина XII мікро-

фауністичного горизонту літопачок В-18-19, що перекриває продуктивні пласти В-20 і В-21.

За речовинним складом дана частина розрізу представлена переважно аргілітами темно-сірими, щільними, шаруватими, слюдистими, карбонатними з прошарками вапняків, доломітів темно-сірих, щільних.

Верхньосерпуховський поверх газоносності контролюється заглиненою покрівельною частиною розрізу V-VII МФГ товщиною 50 м та 90-метровою піщано-алевроліто-глинистою товщею з підпорядкованим розвитком слабопроникних порід-колекторів.

За речовинним складом дана частина верхньосерпуховського заглиненого розрізу представлена аргілітами темно-сірими, верстуватими, слюдистими, лускуватими з прошарками алевролітів і вапняків.

Колекторами серпуховських відкладів *Євгеніївського родовища* [67] є пласти пісковиків та вапняків (продуктивні горизонти С-3, С-4, С-6, С-8, С-9, С-17). За мінералогічним складом пісковики відносяться до типу кварцових, кварцово-польовошпатових з глинистим та карбонатно-глинистим цементом. Зерна уламків в значній мірі напівокатані, кутасті, кородовані та регенеровані. Сортуння зерен коливається в межах середньої якості. Цемент пісковиків горизонтів С-3, С-4, С-6, С-8, С-9, С-17 двох типів: гідрослюдисто-каолінітового складу та карбонатний. Вміст глинистого цементу від 10-12% збільшується до 25-30% в ущільнених різновидах. Структура глинистого цементу від тонкодисперсного до дрібноагрегатного. Для малоглинистих колекторів з широкою сіткою дрібних успадкованих пор переважаним є кварцово-регенераційний неповнопористий тип цементу. Окрім того, в пісковиках присутній карбонатний цемент у вигляді дрібнозернистих утворень кальциту, досить часто представлений збільшеними пойкилобластами доломіту. Вміст карбонатного цементу в колекторах досягає рівня 15%.

Пористість пісковиків серпуховських відкладів за даними лабораторних досліджень на зразках керну коливається в межах від 7% до 12%. Карбонатність сягає 17%. Товщини змінюються від 0.6 до 3.4 м.

Покришками покладів газу в відкладах серпуховського ярусу є глини та аргіліти. Аргіліти темно-сірі до чорного, з прошарками темно-сірого мергелю глинистого мергелю та алевритисті з темно-сірими до чорного стягненнями глинисто-карбонатного матеріалу.

2.4 Нафтогазоносність

Наріжнянська, Острроверхівська, Юліївська й Євгеніївська площі згідно існуючого нафтогазогеологічного районування за Ю.О. Арсірієм, Б.П. Кабишевим, П.Ф. Шпаком належать до північно-бортового нафтогазоносного району ДДЗ.

Район охоплює найбільш перспективну частину північного борту Дніпровсько-Донецької западини зі значною кількістю відкритих родовищ, з широким стратиграфічним діапазоном продуктивності. Загальними рисами є невеликі глибини залягання нафтогазоносних горизонтів, в середньому - на глибинах 3.0-3.5 км; товщина осадового чохла тут до 3-4 км. Поверх нафтогазоносності становить більше 1000 м, який охоплює московські, башкирські, серпуховські, візейські відклади осадового чохла та породи верхньої частини кристалічного фундаменту.

Просторове розміщення покладів ВВ обумовлене особливостями будови Північного борту, розломно-блоковою тектонікою, зонами розвитку пластів-колекторів і покришок в осадовому чохлі, зонами з підвищеними фільтраційно-ємнісними властивостями порід фундаменту, різноманітністю традиційних і нетрадиційних структурних форм.

На Північному борту ДДЗ виділяються два структурних поверхи нафтогазоносності: перший представлений кристалічними породами фундаменту (нижній поверх) та другий - верхній поверх, складений відкладами осадового чохла.

Нижній поверх нафтогазоносності.

Архей-протерозойські відклади - гнейси, граніти, кристалічні сланці, амфіболіти та інші метавулканогенні, дезінтегровані породи.

Верхній поверх нафтогазоносності охоплює відклади осадового чохла, він є головним і найбільш вивченим геофізикою та бурінням. У ньому сконцентровані основні промислові запаси нафти і газу. У свою чергу він поділяється на три нафтогазоносних яруси, які включають: перший - візейські, другий - серпуховські й третій - середньокам'яновугільні відклади.

Перший ярус у регіональному плані має широке розповсюдження. Продуктивні горизонти характеризуються різноманітним літологічним складом і фільтраційними властивостями. Поклади масивно-пластові, тектонічно екрановані з єдиною гідродинамічною системою, яка охоплює візейські та докембрійські породи.

Другий ярус нафтогазоносності охоплює серпуховські відклади, які складені пісковиками із загальними товщинами понад 40 м. Пісковики неоднорідні, розчленовуються ущільненими породами на проникні прошарки від 2 до 5 м. Літологічна невтриманість пластів-колекторів, мінливість їх товщин та наявність між продуктивними горизонтами ущільнення порід від 5 до 20 м, обумовлюють тип покладів пластовий, літологічно-екранований.

Третій ярус нафтогазоносності має найбільший за товщиною стратиграфічний інтервал; пласти-колектори представлені, як правило, пісковиками та кавернозно-тріщинуватими вапняками, літологічно та технічно обмежені з пористістю до 20%.

У межах Наріжнрянського родовища нафтогазоносність приурочена до візейських відкладів, поклади яких пов'язуються з піщано-глинистими відкладами XII та XIII МФГ.

Промислова газоносність родовища пов'язана з піщано-глинистим розрізом V-VII та VIII МФГ верхньо-серпуховського під'яруса, а також з нижньообашкирськими відкладами.

За літологічними особливостями розрізу продуктивних комплексів у межах Наріжнрянського родовища чітко виділяються три поверхи нафтогазоносності:

- візейський, приурочений до літологічних пачок В-20 та В-21, що перекриваються заглинизованим 50-60 метровим розрізом горизонтів В-18-19;
- верхньосерпуховський, що охоплює літологічні пачки С-4, С-5 та С-7 і контролюється розвитком у верхній частині розрізу заглинизованих порід;
- нижньобашкирський, що включає літологічні пачки Б-10, Б-11 та Б-12 і контролюється розвитком у розрізі світ С21 та С22 щільних непроникних порід.

Промислова нафтогазоносність Юліївського родовища пов'язана з осадовими відкладами московського ярусу середнього карбону (горизонт М-5), серпуховського (горизонти С-4, С-5) та візейського ярусів (горизонти від В-16 до В-25-26), з базальним горизонтом, умовно віднесеним до горизонту В-26н, та розущільненими утвореннями кристалічного фундаменту.

Газоносність Островерхівського родовища пов'язана з візейським (горизонти В-15, В-16, В-22) та серпуховським (горизонти С-4, С-5в₁, С-5в₂, С-5с₁, С-5с₂, С-5н, С-8, С-9, С-17, С-18) ярусами нижнього відділу кам'яновугільної системи.

Промислова газоносність Євгеніївського родовища пов'язана з відкладами московського та башкирського ярусів середнього та серпуховського ярусу нижнього карбону. Поверх газоносності перевищує 1600м. Продуктивними є горизонти М-6с+н та М-7 московського ярусу; Б-4, Б-9в+н та Б-10 башкирського ярусу; С-3, С-4, С-8, С-9в+н та С-17 серпуховського ярусу.

Висновки до розділу 2

За результатами проведених досліджень зроблено наступні висновки:

1. Характерною особливістю Північного борту ДДз є відсутність соляної тектоніки, скорочення товщини всього осадового комплексу, у тому числі кам'яновугільних відкладів, відсутність девонських відкладів, неглибоке

залягання кристалічних порід фундаменту (3000-4500 м), які перекриті візейськими відкладами.

2. Структури осадового чохла району досліджень у більшості своїй сформувалися як складки облягання блоків фундаменту та відображають в основному, його рельєф. Характер розповсюдження та властивості осадових комплексів свідчать про взаємозв'язки їх формування з тектонічними процесами та розломно-блоковою тектонікою, максимальні прояви якої відбувалися під час відкладання серпуховських і башкирських утворень.

3. Основні поклади газу досліджуваних родовищ приурочені до нижньокам'яновугільного відділу ($C_{1s}+C_{1v}$). У літологічному відношенні досліджувана продуктивна товща відкладів C_{1s} і C_{1v} представлена теригенними піщано-глинистими породами. До порід-колекторів відносяться пісковики та алевроліти різної зернистості, глинистості і карбонатизації, а також генезису – від алювіального до морського. До неколекторів – ущільнені пісковики, алевроліти та аргіліти з рідким включенням щільних карбонатів.

РОЗДІЛ 3

ЗАСТОСУВАННЯ ЛГАМ ПРИ ПОБУДОВАХ ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНИХ МОДЕЛЕЙ РОДОВИЩ ВУГЛЕВОДНІВ

3.1 Лінійна геоакустична модель. Задачі, що вирішуються за допомогою геоакустичної моделі та необхідний комплекс методів

Лінійна геоакустична модель (ЛГАМ) – це сукупність (набір) петрофізичних (в основному – пружних) параметрів геологічного середовища, розрахованих на основі даних комплексу методів ГДС шляхом розв’язання системи лінійних рівнянь.

Однією з основних задач площадної сейсмозвідки є переведення часової шкали в глибинну. З цією метою здійснюється співставлення даних ВСП (або / також сейсмокаротажу) і сейсмозвідки. За відсутності такого роду досліджень внаслідок ряду об’єктивних і суб’єктивних причин (висока собівартість робіт; проводяться не в кожній свердловині тощо), використовується співставлення ГДС та сейсмозвідки. У такому випадку ЛГАМ є фундаментом параметричного забезпечення сейсмозвідки, так як використовується не лише для переведення часової шкали у глибинну (за відсутності ВСП), а й для комплексування даних ГДС і наземної сейсмозвідки з метою моделювання петрофізичних властивостей міжсвердловинного простору. Передумовою цього служить те, що ЛГАМ є джерелом неперервної петрофізичної інформації, так як розраховується не лише навпроти пластів порід-колекторів, а суцільно вздовж стовбура свердловини. Це дозволяє проводити тривимірне моделювання петрофізичних властивостей усього геологічного середовища з достатньо високою детальністю. У найкращому варіанті висока деталізація обмежується роздільною здатністю сейсмозвідки. Але, якщо використати відомості про просторове

простягання певних сейсмічних атрибутів та в їх межах за допомогою ЛГАМ провести більш детальне розділення геологічних образів, то роздільна здатність при такому підході суттєво збільшиться. Альтернативним обмеженням такого підходу можна вважати апіорну інформацію про те, що в межах певних сейсмічних атрибутів геологічне середовище буде достатньо подібне на таке, що має місце в найближчих свердловинах.

Процес побудови ЛГАМ складається з двох основних етапів. Результатом *першого етапу* є розрахунок пористості, мінерального складу, синтетичної (змодельованої) швидкості розповсюдження поздовжніх хвиль (V_p^c), змодельованої густини (δ_c) та акустичного імпедансу ($V_p^c \cdot \delta_c$). Для побудови ЛГАМ використовується комплекс методів ГДС, що може включати акустичний каротаж (АК), нейтронний каротаж (нейтрон-нейтронний каротаж (ННК) чи нейтронний гамма-каротаж (НГК)), гамма-каротаж (ГК), чи метод самочинної поляризації (ПС), щільнісний гамма-каротаж (ГГК-Щ) [69, 70]:

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta T_p = \Delta T_\phi K_p + \Delta T_{gl} K_{gl} + \Delta T_{ск} (1 - K_p - K_{gl}); \quad (1) \\ \omega_p = \omega_\phi K_p + \omega_{gl} K_{gl} + \omega_{ск} (1 - K_p - K_{gl}); \quad (2) \\ \delta_p = \delta_\phi K_p + \delta_{gl} K_{gl} + \delta_{ск} (1 - K_p - K_{gl}); \quad (3) \\ K_{gl} = \sum K_{gl,i} V_i; \quad (4) \\ 1 = K_p + K_{gl} + V_{ск}, \quad (5) \end{array} \right. \quad (3.1)$$

де ΔT_p , ΔT_ϕ , ΔT_{gl} , $\Delta T_{ск}$ – інтервальний час пробігу пружної хвилі в гірській породі, флюїді, що насичує поровий простір, глинистій компоненті і скелеті породи відповідно; ω_p , ω_ϕ , ω_{gl} , $\omega_{ск}$ – водневміст в гірській породі, флюїді, що насичує поровий простір, глинистій компоненті і скелеті породи відповідно; δ_p , δ_ϕ , δ_{gl} , $\delta_{ск}$ – густина гірської породи, флюїду, що насичує поровий простір, глинистої компоненти і скелету породи відповідно; K_p , K_{gl} , $V_{ск}$ – коефіцієнт

пористості, глинистості й об'єм скелету г.п. відповідно; $K_{\text{гл},i}$, V_i – глинистість і об'єм i -тої компоненти г.п.

Контроль рішення задачі виконується шляхом співставлення фактичних кривих ГДС ($\Delta T_{\text{п}}, \omega_{\text{п}}, K_{\text{гл}}, \delta_{\text{п}}$) з синтетичними, які розраховуються за допомогою комп'ютерної програми для вибраної геологічної моделі розрізу.

Синтетична швидкість і густина розраховуються на основі рівнянь (1), (3) системи (3.1) та компонентного складу й петрофізичних констант досліджуваного розрізу:

$$V_p^c = 10^6 / (\Delta T_{\text{ф}} K_{\text{п}} + \Delta T_{\text{гл}} K_{\text{гл}} + \Delta T_{\text{ск}} (1 - K_{\text{п}} - K_{\text{гл}})); \quad (3.2)$$

$$\delta_c = \delta_{\text{ф}} K_{\text{п}} + \delta_{\text{гл}} K_{\text{гл}} + \delta_{\text{ск}} (1 - K_{\text{п}} - K_{\text{гл}}); \quad (3.3)$$

За необхідності, для вирішення сейсмозв'язувальних задач, які потребують відомостей про пружні властивості досліджуваних порід, дана ЛГАМ повинна доповнюватися відповідними інформативними параметрами, які дозволять визначати, наприклад, коефіцієнти Пуасона, Юнга тощо. Останні параметри отримують, в основному, за допомогою спецметодів – хвильового АК (багатозондового АК), який дозволяє оцінити величину швидкості розповсюдження поперечної хвилі (V_s).

Наступним важливим кроком (*другий етап*) є ув'язування свердловинних і сейсмічних матеріалів, перетворення їх у часовий масштаб. За наявності (бажано в досліджуваній свердловині) даних обробки ВСП чи сейсмокаротажу (СК), а точніше годографа повздовжньої хвилі, це робиться за допомогою спеціальних програм. За рахунок цього забезпечується коректне співставлення сейсмічних даних, зареєстрованих у часовому масштабі ($2T$, мс) й свердловинних - у метрах. При проведенні ув'язування ВСП та синтетичного АК слід пам'ятати, що пружні властивості присвердловинної зони й міжсвердловинного простору різні - через локальні зміни напруженого стану навколо свердловини і проникнення в пласти промивної рідини. Відмінність у значеннях інтервальних швидкостей від 1-3% у теригенних відкладах і до 20% в тріщинуватих карбонатних відкладах пов'язана з двома основними чинниками:

- різна вертикальна роздільна здатність методів (для АК це десятки сантиметрів, для ВСП це перші десятки метрів), що пов'язано з частотним діапазоном випромінювачів;

- велика чутливість ВСП до анізотропії швидкостей через меншу горизонтальну роздільну здатність.

Традиційно синтетичні інтервальні швидкості за АК перед застосуванням для потреб сейсморозвідки (в т.ч. і для моделювання хвильових полів) калібруються даними ВСП (сейсмокаротажу), щоб привести тонкошарову швидкісну модель до реального сейсмічного діапазону ($V_{зв}$) [71].

Треба зауважити, що корегування синтетичних швидкостей АК ($V_{АК}$) за даними сейсмокаротажу потрібно проводити обережно, оскільки можливі суттєві інверсії ЛГАМ. Переведення ЛГАМ у часовий масштаб здійснюється за зведеним годографом ($G'_{зв}$). Значні інверсії можуть мати місце, якщо точки спостереження СК попадають посередині малопотужних пластів, особливо пісковиків або вапняків. Тому бажано в якості «вузлових» точок при корегуванні $V_{АК}$ вибрати границі стратиграфічних комплексів.

Подібний підхід застосовується й при побудові поточкових ЛГАМ. Вони, на відміну від попластових, більш детально характеризують фаціальні особливості розрізу, що важливо при тривимірному геолого-геофізичному моделюванні.

Перехід від ЛГАМ до ефективної сейсмоакустичної моделі (ЕСМ) зводиться до підбору такої ЛГАМ, для якої рішення прямої задачі забезпечить синтетичне хвильове поле близьке до хвильових полів ВСП та МСГТ [69]. ЕСМ будують двома шляхами. Перший – завдяки послідовному спрощенню ЛГАМ (часова шкала) та підбору форми імпульсу, другий – переважно за рахунок зміни форми імпульсу. Одночасно вирішується й задача надійності стратиграфічної прив'язки даних ГДС, ВСП і наземної сейсморозвідки.

Контроль якості ув'язування свердловинних та сейсмічних даних і надійності побудованих ЛГАМ та ЕСМ виконується за допомогою різних програм моделювання хвильових полів.

3.2 Технологія обробки каротажу при побудові лінійної геоакустичної моделі

Побудова ЛГАМ, насамперед, передбачає формування робочих баз з цифровими даними ГДС у програмному середовищі Interactive Petrophysics, Techlog, АРМ – ГИС-Подсчет тощо. Важливим кроком при поточковій інтерпретації є ув'язування кривих за глибиною. Оскільки криві ГДС характеризуються різною роздільною здатністю по вертикалі, то з метою досягнення практично однакової роздільної здатності обов'язковою процедурою є їх згладжування спеціальними цифровими фільтрами. Надалі вносяться поправки за умови реєстрації (тип апаратури, швидкість реєстрації, діаметр свердловини, властивості бурового розчину, залишкове газонасичення присвердловинної зони пласта тощо). Це надає можливість привести криві ГДС до стандартних умов вимірювання й є одним з найважливіших етапів побудови ЛГАМ, так як це напряму впливає на якість кінцевого результату. Основа концепції редагування каротажних кривих полягає у знаходженні окремих інтервалів неякісних даних і приведення їх до кращої якості. На перший погляд така процедура є досить простою. Дані поганої якості можуть бути легко виявлені у випадках присутності явного шуму, наприклад, пропуску циклів на кривих АК, або значного збільшення діаметру свердловини. В інших випадках не завжди можна одразу виявити неякісні дані.

Гамма-каротаж. Покази ГК залежать від діаметра свердловини, густини бурового розчину, товщини обсадної колони й цементного кільця [72-76]. Для необсаджених свердловин важливо враховувати перші два фактори. Збільшення діаметру найчастіше спостерігається навпроти глин. Це призводить до зменшення інтенсивності гамма-випромінювання, що реєструється (це пов'язано з тим, що γ -активність промивної рідини нижча γ -активності глин). В такому випадку на кривих ГК пласти чистих розмитих глин відмічаються пониженими значеннями, ніж пласти менш розмитих і відповідно менш чистих глин [77]. Для кількісної геологічної інтерпретації діаграм ГК (розрахунок $K_{\text{гл}}$),

покази методу необхідно спочатку привести до стандартних умов вимірювань (рис. 3.1).

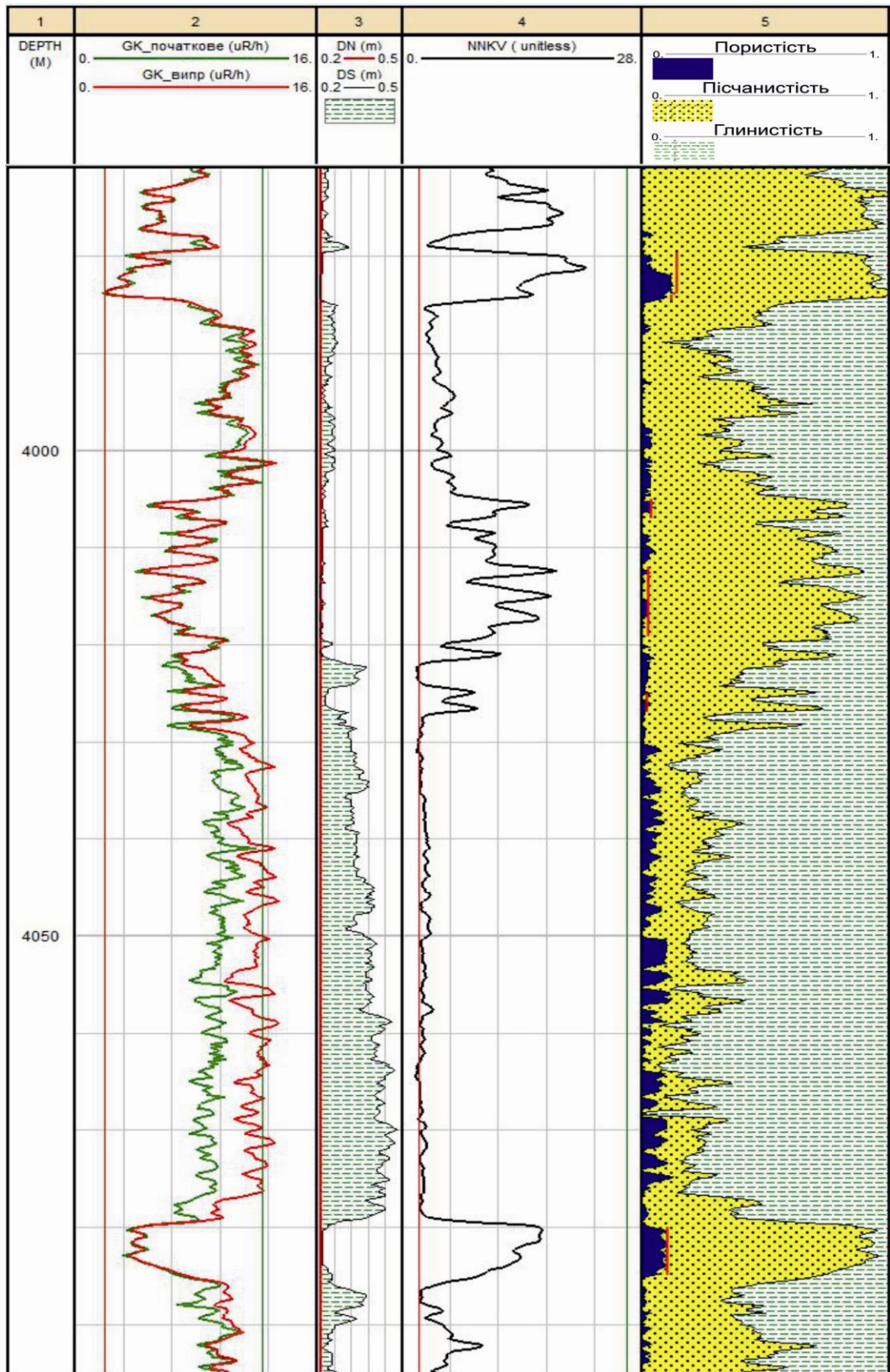


Рис. 3.1 Фрагмент планшету каротажних діаграм св. Островерхівська-55

Для цього використовується апроксимація палетки А. Бланхарда і Дж. Девана:

$$I_{\gamma}^{\text{СТ}} = I_{\gamma}^{\text{ВІМ}} * e^{12.328(D_c - D_n)K_{\delta}}, \quad (3.4)$$

де D_c , D_n – реальний і номінальний діаметри свердловини, м;

K_{δ} - коефіцієнт врахування впливу густини бурового розчину й цементного кільця. Для обсадженої свердловини приймається 0.4875, для необсадженої:

$$K_{\delta} = 0.1615 * \delta - 0.0771, \quad (3.5)$$

де δ – густина бурового розчину, г/см³.

Виправлення кривих ГК та використання параметра ΔI_{γ} дозволяє виключити вплив індивідуальних особливостей радіометричної апаратури, привести покази методу до нормальних умов вимірювання і в подальшому – використовувати для цілей кількісної інтерпретації.

Метод самочинної поляризації. При дослідженні потенціалів самочинної поляризації в свердловині реєструють не статичну (теоретичну) амплітуду, а спостережену, яка в загальному випадку є меншою на величину падіння напруги в ланцюгу. На покази методу ПС впливають товщина та електричний опір (який змінюється, в основному, за рахунок нафтогазонасичення) досліджуваного пласта. Вплив нафтогазонасичення теригенних колекторів на величину $\Delta U_{\text{пс}}$ вивчався було багатьма дослідниками (В.Н. Дахнов, Д.А. Шапіро, Б.Ю. Вендельштейн). Ними було виявлено, що однією з причин зниження амплітуди ПС при збільшенні нафтогазонасичення є підвищення дифузійно-адсорбційної активності частково водонасичених порід. Це явище було підтверджено дослідниками на зразках поліміктових пісковиків із різними колекторськими властивостями [78-86]. За результатами досліджень

показано, що пониження $\alpha_{\text{ПС}}$ за рахунок цього фактору може досягати половини максимального значення. При цьому пониження $\alpha_{\text{ПС}}$ залежить від ступеня насиченості колекторів вуглеводнями і вмісту в них глинистого матеріалу. З метою виправлення показів методу ПС вводять відповідні поправки. На рис. 3.2 зображена палетка, що дозволяє перераховувати спостережені значення різниці потенціалів у статичні на основі інформації про товщину пласта, ПЕО зони проникнення й бурового розчину та діаметру зони проникнення.

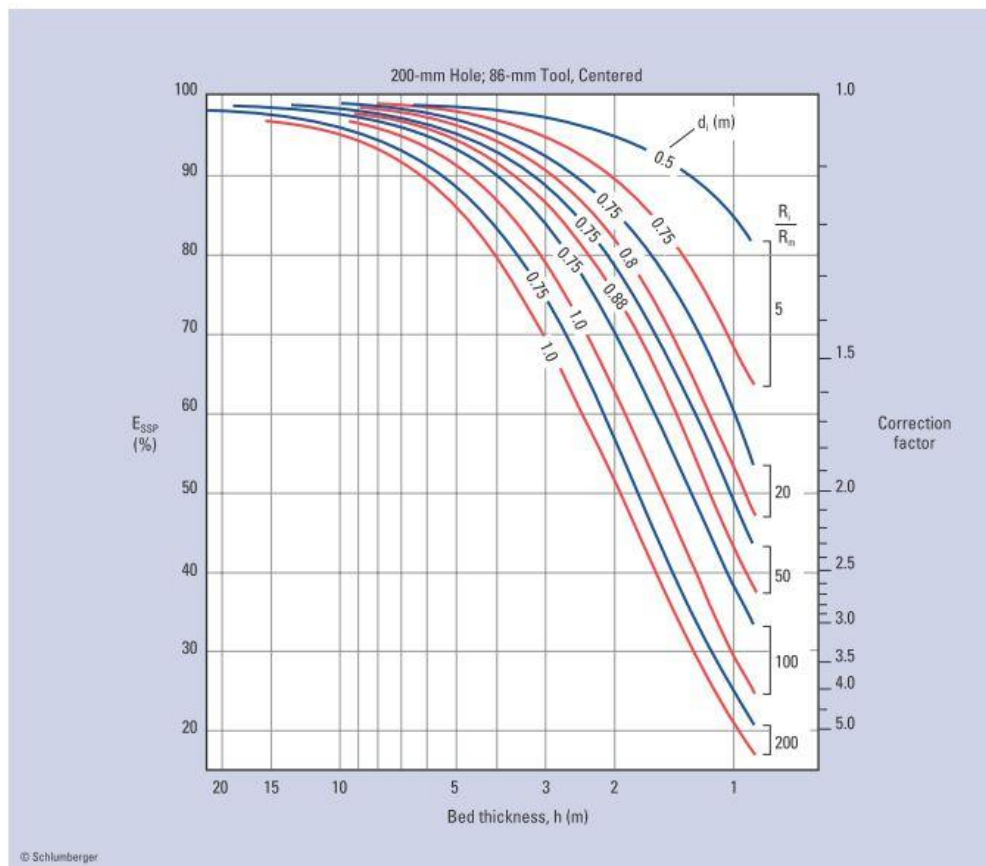


Рис. 3.2 Палетка врахування впливу товщини та ПЕО пластана на покази методу ПС [87]

Метод гамма-гамма каротажу щільнісного. Покази ГГК-щ значно залежать від діаметра свердловини, фізичних властивостей флюїдів, які заповнюють свердловину й поровий простір г.п., товщини глинистої кірки, а також присутності або відсутності обсадних колон [88-95].

З метою зменшення впливу свердловинних умов на результати досліджень ГГК-щ цей метод проводять у необсаджених свердловинах, використовують зонди великих розмірів і свердловинні прилади спеціальної конструкції (компенсовані з притискними пристроями).

Наявність глинистої кірки значно впливає на покази методу. Якщо присутня глиниста кірка, то густина досліджуваного середовища знижується, а покази ГГК-щ підвищуються. Зміна товщини глинистої кірки на 1 см обумовлює зміну результатів визначення густини порід на $0.12-0.30 \text{ г/см}^3$ [96]. Вплив глинистої кірки на інтенсивність розсіяних гамма-квантів враховується за допомогою спеціальних палеток (рис. 3.3).

Вміст газу в поровому просторі породи значно знижує її загальну густина, і як результат, завищує розраховану пористість. Вплив газонасичення залежить від складу й густини газу; останнє в свою чергу залежить від температури та тиску в свердловині [97]. На рис. 3.4 приведена палетка фірми Schlumberger, що дозволяє визначати реальну густина порід на основі показів ГГК-щ, для різних літотипів і насичення (вода, газ).

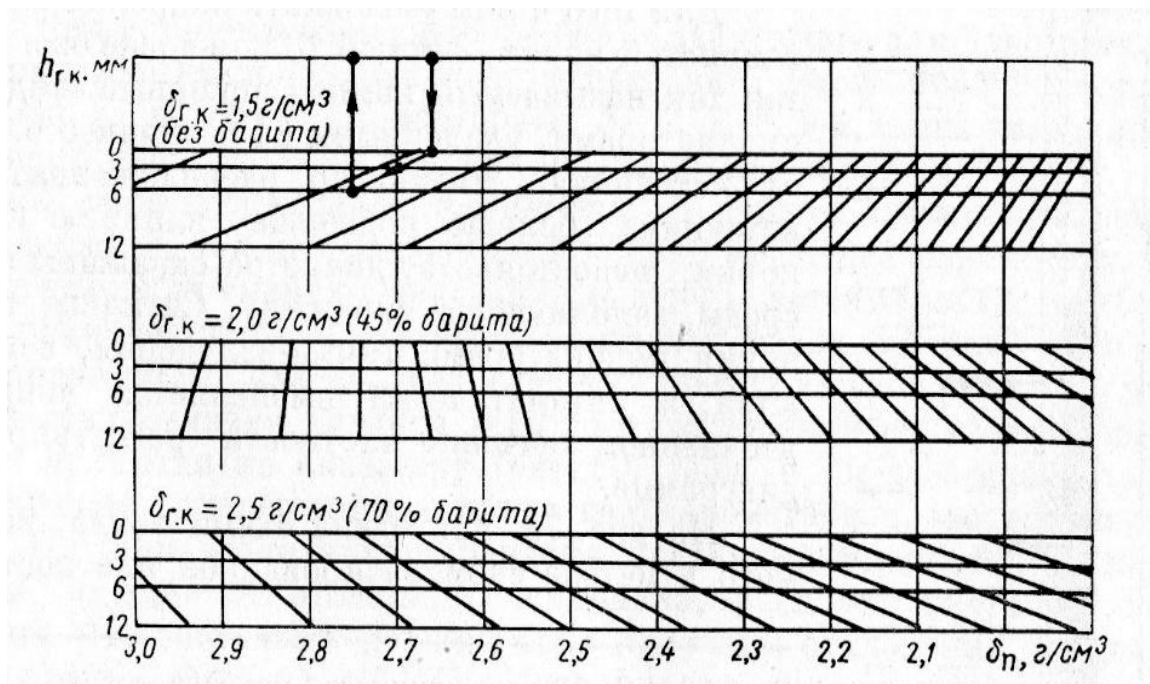


Рис. 3.3 Палетка для внесення поправок в покази ГГК-щ за густину та товщину глинистої кірки [93]

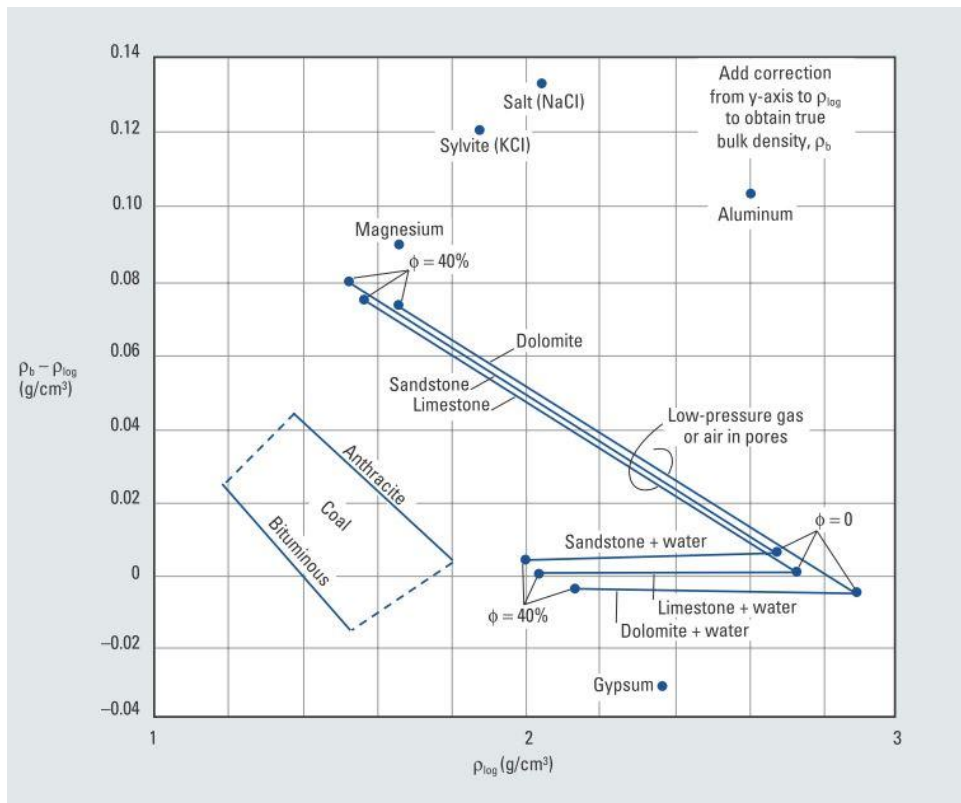


Рис. 3.4 Палетка для внесення поправок в покази ГГК-щ за літологію і характер насичення [87]

Нейтронний каротаж. Покази НМ залежать як від властивостей досліджуваних г.п. (літологія, характер насичення, пористість тощо), так і від великої кількості факторів, пов'язаних з особливостями свердловинного приладу та умовами вимірювання (природне γ -випромінювання (тільки на НГК), глиниста кірка, діаметр свердловини, мінералізація та густина промивної рідини, зона проникнення, термобаричні умови) [98-102]. Так само, як і для методів ГК і ГГК-щ, покази нейтронних методів спотворюються за рахунок статистичної флуктуації. Для врахування індивідуальних особливостей вимірювальної апаратури проводять нормування показів НК, отримуючи подвійний різницевий параметр (однозондова модифікація) або відношення показів малого/великого зонда (двозондова модифікація).

Покази НГК в свердловині виправляють за гамма-фон за даними ГК. При

цьому попередньо визначають відношення показів у свердловині ГК і НГК (в імп./хв.) без джерела й віднімають з показів НГК покази ГК, розділені на це відношення.

Збільшення діаметра свердловини призводить до зменшення показів НК. Величина поправки за вплив діаметра свердловини росте із збільшенням пористості пласта. Зменшення діаметра свердловини (глиниста кірка) призводить до збільшення показів НК. Збільшення мінералізації промивної рідини веде до завищення показів нейтронного методу.

На рис. 3.5 наведена палетка фірми Schlumberger для врахування впливу діаметра свердловини, товщини й густини глинистої кірки, мінералізації та густини бурового розчину, термобаричних умов. Також існують спеціальні палетки для врахування ексцентриситету приладів НК в свердловині.

Літологія досліджуваних порід також впливає на покази методу. Поправки вводять, якщо мінеральний склад опорних пластів відрізняється від досліджуваних.

Газоносні пласти, за виключенням пластів з аномально високими пластовими тисками, вміщують за однакової пористості менше водню в одиниці об'єму породи, ніж нафтоносні і водоносні. За рахунок цього вони відмічаються більш високими показами НМ, якщо зона проникнення фільтрату промивної рідини в пласт відсутня (наприклад, в обсаджених неперфорованих свердловинах), або якщо радіус цієї зони менше за радіус зони дослідження методу (приблизно 30 см) [103,104]. Оцінка $K_{\text{п}}$ газонасичених пластів за даними НК потребує введення поправок за аномально низький вміст водню й понижену густину газонасичених пластів.

Акустичний каротаж. На покази методу впливає значна кількість факторів: пористість, мінеральний склад зерен твердої фази, тип наповнювача пор, об'єм газу в порах, гідрофільність, структурні й текстурні особливості, тиск і температура, кавернозність і тріщинуватість, орієнтація тріщин, а також ряд штучних зовнішніх факторів [105-109].

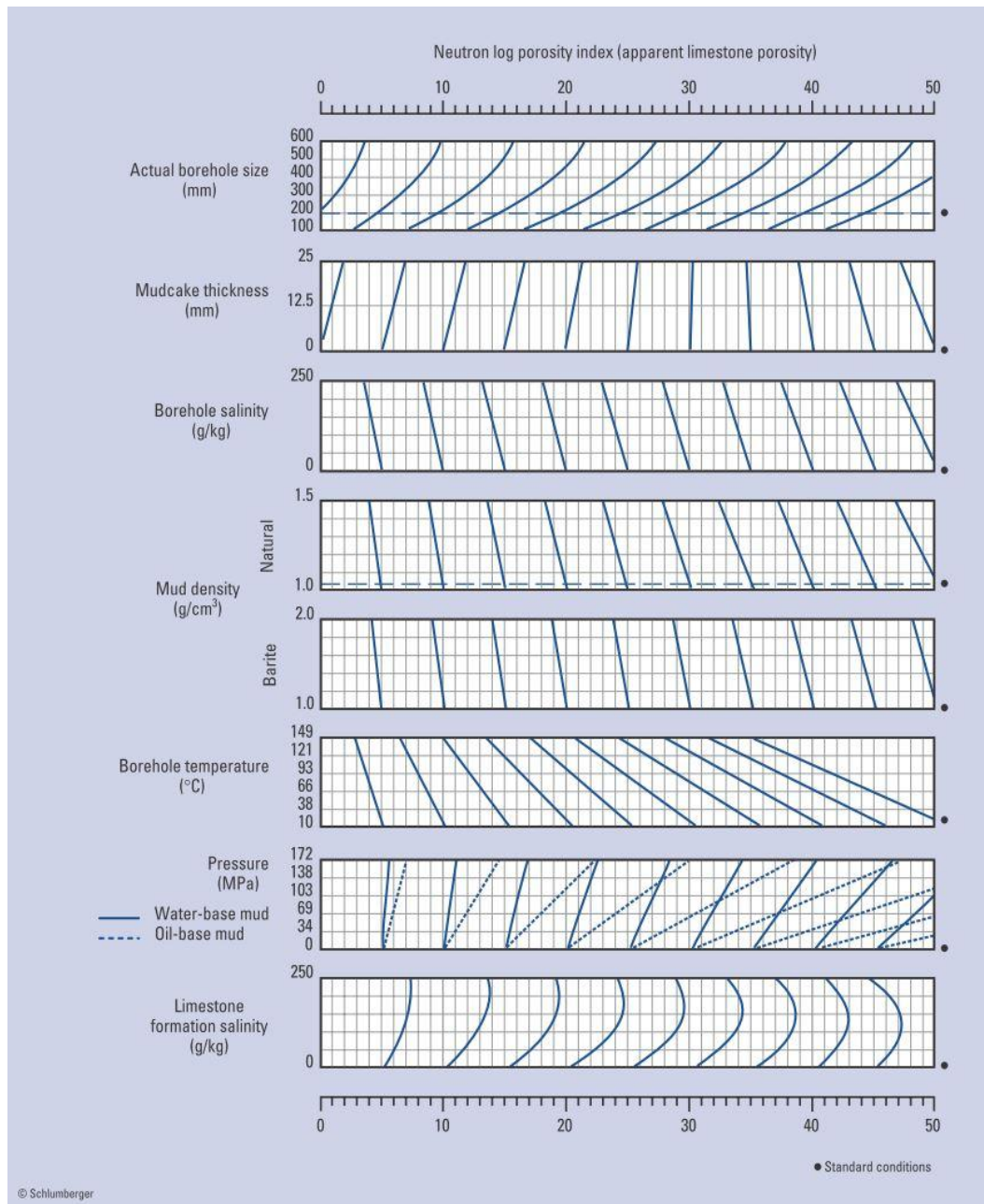


Рис. 3.5 Палетка для врахування впливу умов вимірювання в покази НК [87]

Крім того, якість кривої інтервального часу перевіряється на записах АК в інтервалі наявності вільної (незацементованої) колони, при незмінних налаштуваннях апаратури, що використані в процесі запису.

На записах акустичного каротажу найбільші спотворення виникають у результаті пропуску циклів, що обумовлено наявністю каверн і недосконалою конструкцією приладу, присутністю газу в свердловині або в пласті. В результаті цього, на діаграмах АК спостерігаються зриви, що повинні бути

виправлені шляхом врахування впливу кавернометрії на ΔT , нормування кривої T_1 в масштабі ΔT , або ж контроль фактичної кривої ΔT , особливо при цифровій формі запису, шляхом вирахування ΔT по відкорегованих кривих T_1 і T_2 .

Як показав аналіз, в деяких випадках на покази АК впливає газонасиченість колекторів, особливо в неглинистих високопористих пісковиках. Це викликає необхідність введення відповідної поправки в значення ΔT газонасичених колекторів [110,111]. Врахування складу флюїду, що насичує породу, виконують, вводючи емпіричні поправки, або користуються залежностями, що побудовані на основі співставлення лабораторних досліджень керну і даних АК для кожного конкретного регіону робіт.

Розрахунок глинистості. Кількісне значення глинистості визначається на основі даних методу ГК або ПС. Метод ПС безпосередньо пов'язаний із глинистістю, але в умовах високомінералізованих бурових розчинів, на яких розкриваються досліджувані відклади, він є мало- або неінформативним. З цією метою використовувався метод ГК. Можливість використання даних методу ГК для кількісної оцінки глинистості порід базується на існуванні кореляційної залежності між глинистістю осадових порід та їх радіоактивністю. Із збільшенням глинистості радіоактивність осадових г.п. закономірно збільшується [112]. В подальшому всі наші дослідження спрямовані на визначення об'ємної глинистості. Дано її визначення. Під об'ємною глинистістю порід $K_{\text{гл}}$ слід розуміти об'ємний вміст в породах пелітової фракції ($< 0,01\text{мм}$), що виражена в частинах від цілого або відсотках. Алгоритм отримання об'ємної глинистості наступний.

Отримана на попередньому етапі крива ΔI_γ перетворювалася в криву об'ємної глинистості на основі однієї із моделей:

$$\text{I. Larionov (Older rocks):} \quad K_{\text{гл}} = 0.33 * (2^{(2 * \Delta I_\gamma)} - 1) \quad (3.6)$$

$$\text{II. Stieber (variation II):} \quad K_{\text{гл}} = \Delta I_\gamma / (4 - 3 * \Delta I_\gamma) \quad (3.7)$$

$$\text{III. Clavier et al:} \quad K_{\text{гл}} = 1.7 - \sqrt{3.38 - (\Delta I_\gamma + 0.7)^2} \quad (3.8)$$

Модель глинистості В.В. Ларіонова, Stieber і Clavier для древніх порід (палеозойські і мезозойські відклади) представлена на рис. 3.6. Ці рівняння описують весь діапазон глинистості від 0 до 100 % [113, 114]. Моделі В.В. Ларіонова і Clavier досить подібні між собою, тоді як модель Stieber суттєво відрізняється від них. Для того, щоб правильно обрати модель глинистості досліджуваних відкладів, необхідно порівняти побудовану на основі лабораторних досліджень керну (в ідеалі відібраного по всьому розрізу, за відсутності – в межах колекторів) кореляційну залежність глинистості (на основі гранулометричного аналізу) від нормованих показів ГК (ΔI_γ за ГДС) з існуючими емпіричними моделями глинистості. Згідно такого підходу досліджувані відклади найкраще описуються моделлю В.В. Ларіонова.

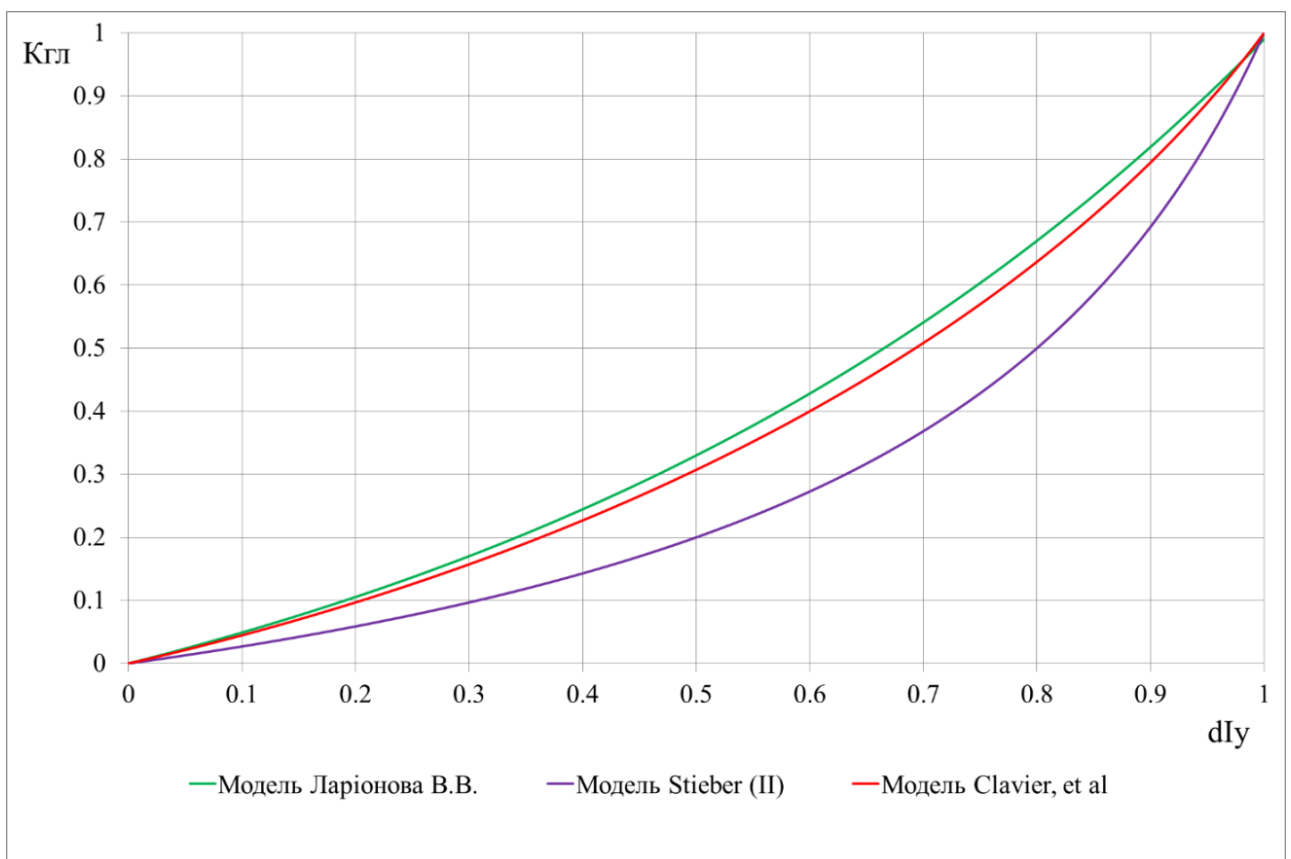


Рис. 3.6 Моделі глинистості В.В. Ларіонова, Stieber і Clavier, et al для відкладів палеозою й мезозою [25]

Крім того, В.В. Ларіоновим додатково запропоновано серію залежностей (рис. 3.8), які враховують максимальний масовий вміст пелітової фракції в глинах [115], адже глинистість навіть чистих глин, як правило, не дорівнює 1 (100 %):

$$C_{\text{гл}} = C_{\text{гл}}^{\text{max}} (1 - \sqrt{1 - \Delta I_y}) \quad (3.9)$$

$$K_{\text{п}}^{\text{гл}} = C_{\text{гл}} (1 - K_{\text{п}}^{\text{гл}}), \quad (3.10)$$

де $C_{\text{гл}}^{\text{max}}$ – максимальний вміст пелітової фракції в глинах;

$K_{\text{п}}^{\text{гл}}$ – пористість глин.

Пористість глин досліджуваного району визначається на основі даних лабораторного аналізу зразків глин, відібраних з опорних пластів. Якщо такого роду інформація відсутня, що скоріше є правилом, ніж виключенням із нього (так як керн з глинистих товщ майже ніколи не відбирається, і тим більше не досліджується в лабораторних умовах), то середнє значення $K_{\text{п}}^{\text{гл}}$ визначається за усередненими зв'язками для певного району робіт. На рис. 3.7 приведено зміну пористості глин з глибиною для ДДз. Максимальний вміст пелітової фракції в глинах є важливим інтерпретаційним коефіцієнтом (константою) системи рівнянь (3.1) і в першому наближенні приймається рівним 1. Такого роду спрощення обумовлено відсутністю інформації про істинне значення (необхідне дослідження керну) і в ряді випадків може призвести до суттєвих помилок в кінцевому результаті ЛГАМ. На думку дисертанта, чи не єдиним способом визначення вищезгаданого інтерпретаційного коефіцієнту, за відсутності лабораторних досліджень (в Україні керн з глинистих товщ майже не досліджують), є співставлення зв'язку керн-ГДС (в області колекторів) з емпіричною залежністю (рис. 3.8). Таким чином, в результаті порівняння встановлюється емпірична крива, що найбільше співпадає з реальною, і в якості інтерпретаційного коефіцієнту приймається відповідне їй значення.

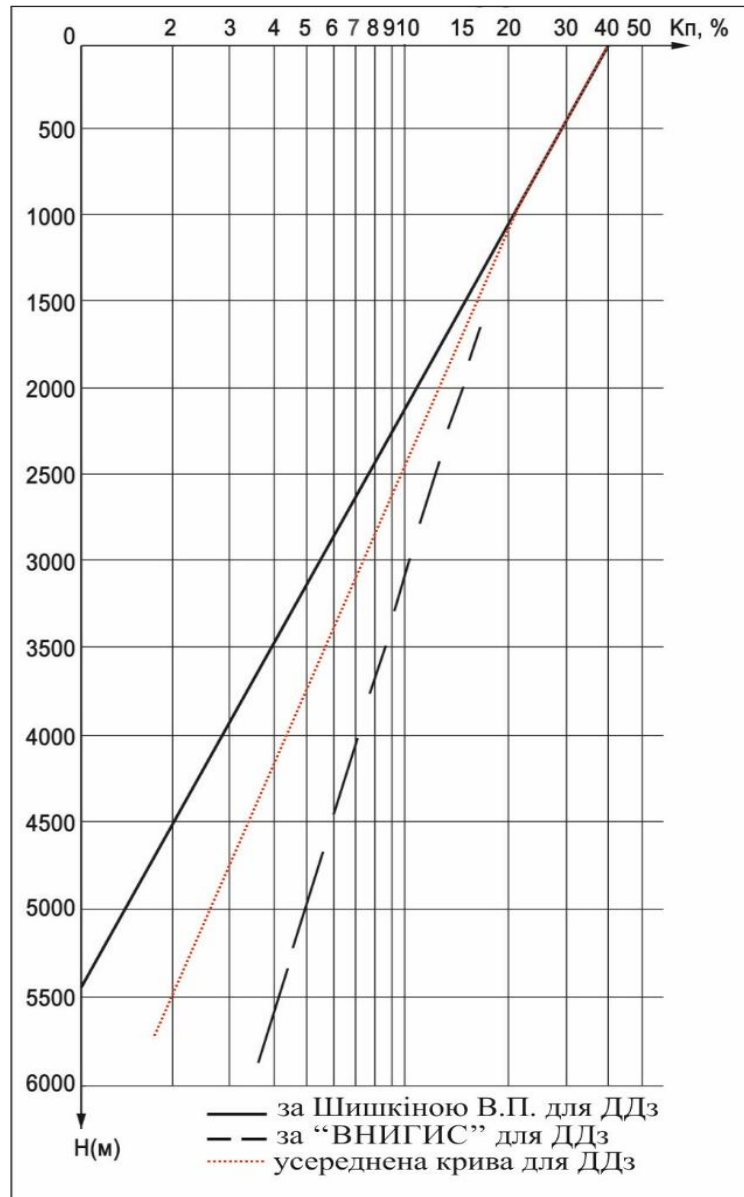


Рис. 3.7 Зміна пористості глин з глибиною (нормальне ущільнення) [116]

Перетворення даних НК у криву водневмісту. Сучасні прилади НК дозволяють автоматично в процесі запису вводити поправки за склад твердої фази породи (літологія), діаметр свердловини, мінералізацію бурового розчину і пластової води, густину бурового розчину, температуру й тиск. Вплив глинистої кірки нівелюється за рахунок використання ресорів (у конструкції свердловинного приладу), які практично очищують свердловину від глинистої кірки. Діаграми НК реєструються безпосередньо в масштабі пористості. Але в Україні, особливо в старому фонді свердловин, більшість діаграм НК записані

старою апаратурою в імп./хв. або умовних одиницях. Оптимальним рішенням питання було б використання даних еталонування, отриманих на імітаторах пористості. Однак, практика вказує на недостатній обсяг даного виду метрологічних робіт. На старих свердловинах вони відсутні взагалі. Крім того, наявна інформація не завжди якісна. У цьому випадку з метою розрахунку вмісту водню на основі НК застосовується метод двох опорних пластів, що був запропонований E.R. Grain (рис. 3.9) [25, 117]:

$$\omega = 10^{\lg K_{п,в} - \Delta \ln * (\lg K_{п,в} - \lg K_{п,щ})}, \quad (3.11)$$

де $K_{п,щ}$ і $K_{п,в}$ – значення нейтронної пористості в опорних пластах, щільному (або низькопористому) та високопористому; $\Delta \ln$ – подвійний різницевий параметр за НК.

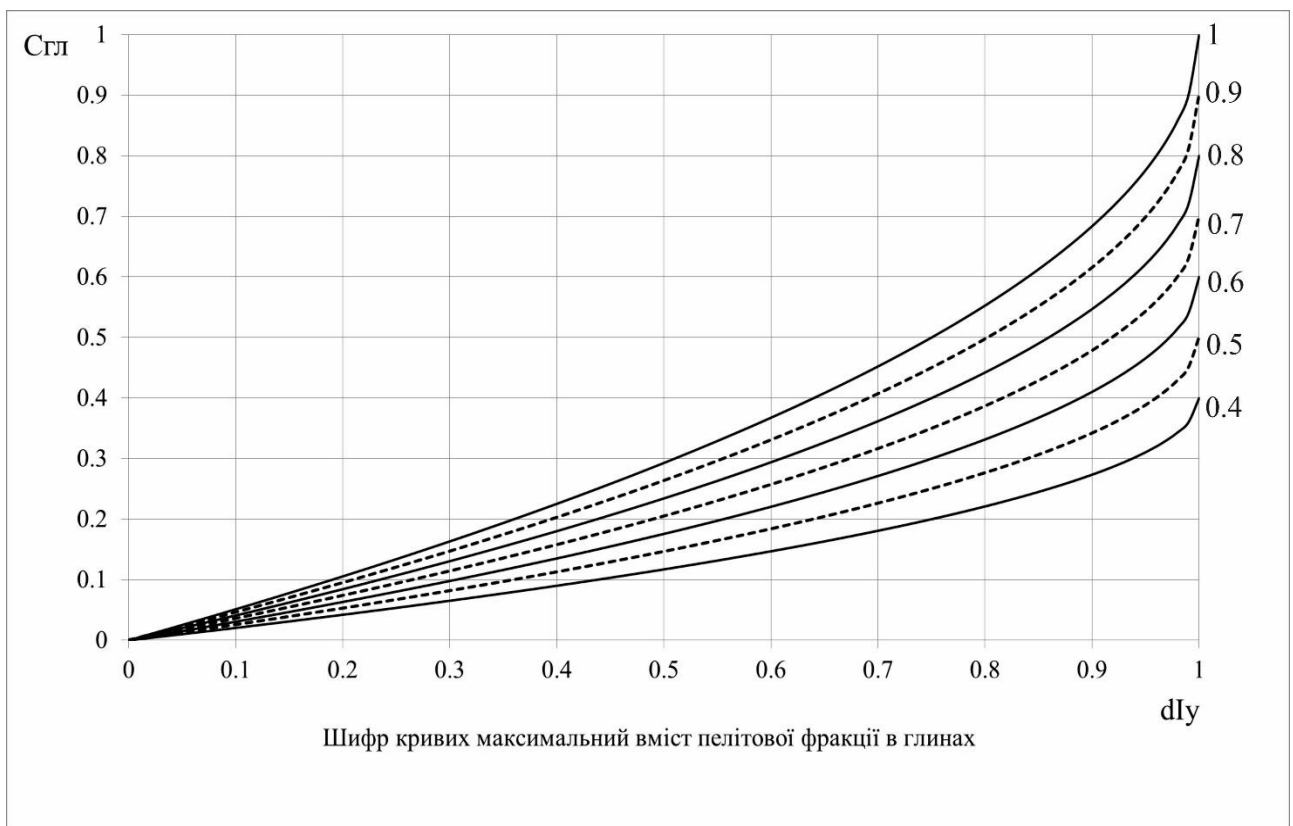


Рис. 3.8 Модель глинистості В.В. Ларіонова, що враховує $C_{гл}^{max}$ [115]

Метод заснований на лінійній залежності показів НК від водневмісту в області нейтронної пористості 1-40%. На основі рівняння (3.11) й розрахованого нормованого параметру (ΔI_n), нейтронної пористості (водневмісту), опорних щільних (низькопористих) і глинистих пластів виконується перерахунок показів НК у криву водневмісту.

В якості опорних пластів вибираються щільні пласти вапняків, пісковиків або доломітів і пласти розмитих глин в кожному стратиграфічному підрозділі із урахуванням інтервалів проведення нейтронного каротажу за один спуско-підйом. Важливо правильно визначити значення нейтронної пористості в опорних пластах. В "чистому" (неглинистому), щільному або низькопористому водонасиченому пласті визначення пористості проводиться за допомогою методу АК за відомим рівнянням середнього часу для моделі вапняка, або пісковика [106, 119]:

$$K_{\Pi}^{AK} = \frac{\Delta T_{\Pi} - \Delta T_{СК}}{\Delta T_{В} - \Delta T_{СК}} \quad (3.12)$$

Час розповсюдження повздовжньої хвилі у флюїді, що знаходиться в порах породи, розраховується за номограмою В.Н.Дахнова з урахуванням мінералізації (C), пластового тиску ($P_{пл}$) та температури (T), або згідно рівняння [119,120]:

$$\Delta T_{В} = [1557 - 0.0245(74 - T)^2 + 0.8C + 0.19 P_{пл}]^{-1} 10^6 \quad (3.13)$$

Основною складністю є визначення нейтронної пористості (водневмісту) опорних глинистих пластів. З цією проблемою інтерпретатори стикаються давно. За відсутності результатів лабораторних досліджень керну використовують апріорну інформацію.

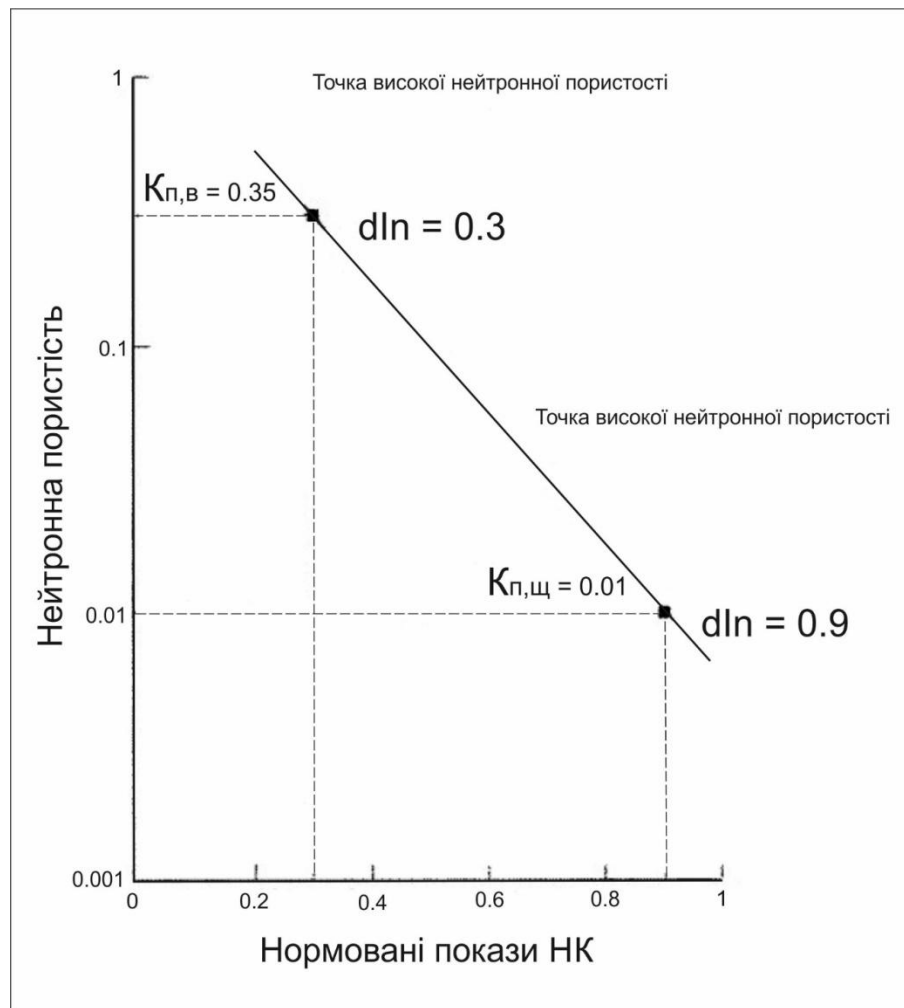


Рис. 3.9 Метод високої/низької нейтронної пористості [25]

Задача визначення водневмісту глини може бути вирішена за наявності інформації про пористість (визначеної за керном) високопористих водонасичених колекторів. На основі інформації про пористість і глинистість високопористих водонасичених колекторів можна отримати їх водневміст та використати ці значення як контрольні, при ітераційному підборі $\omega_{\text{гл}}$. Метод ітераційного підбору полягає у послідовному переборі різних значень $\omega_{\text{гл}}$ і зіставленні отриманої кривої водневмісту (ω), розрахованої за рівнянням (3.11), з ω високопористих водонасичених колекторів. При досягненні збігу приймається значення $\omega_{\text{гл}}$, що було використане при останній ітерації.

Враховуючи важливість отримання якісної кривої ω , обов'язковим є контроль приведення кривих ω та $K_{\text{п}}^{\text{AK}}$ в єдиному масштабі пористості, який

відомий як нормалізація кривих [121]. Окрім цього, за сприятливих умов це дозволяє отримувати попередні оцінки пористості та літології досліджуваних розрізів і при необхідності переглядати опорні пласти та виконувати повторну, більш точну нормалізацію НК.

Описаний метод визначення водневмісту (метод високої/низької нейтронної пористості) має ряд переваг, так як певною мірою нівелює вплив діаметра сверловини, глинистої кірки, бурового розчину та термобаричних умов. Однак поправки за літологію опорних пластів і залишкове газонасичення все ще необхідні. Більш точні результати можуть бути отримані при використанні конкретних еталонних залежностей для кожного типу апаратури.

Петрофізичні константи. Найбільш нестабільним елементом у розглянутій системі рівнянь (3.1) є фізичні властивості глин ($\omega_{\text{гл}}$, $\Delta T_{\text{гл}}$, $\delta_{\text{гл}}$, $K_{\text{гл}}^{\text{max}}$). В умовах, коли інтервал обробки досягає декількох кілометрів, а обсяг глинистих порід становить більше половини розкритого розрізу, неврахування даних може привести до істотних спотворень акустичної жорсткості й до суттєвих помилок при сейсмічному моделюванні. Ситуація ускладнюється ще й тим, що товщі глин та аргілітів використовуються в якості опорних пластів при перетворенні даних НК і ГК. В табл. 3.1 і 3.2 приведено деякі фізичні властивості глинистих мінералів і їх зміна з глибиною.

Зауважимо, що нами глини розглядаються як двокомпонентні системи, що складаються зі скелету (разом із хімічно зв'язаною водою) і об'єму пор (разом із фізично зв'язаною водою). Для правильного розуміння запропонованих підходів до інтерпретації глинистих порід необхідно конкретизувати поняття водневмісту глин. Вміст водню глин визначається вмістом хімічно і фізично зв'язаної води. Хімічно зв'язана вода присутня у глинистих мінералах у вигляді молекул H_2O або іонів OH , що входять у кристалічні ґратки мінералів (кристалізаційна вода). Під вмістом водню скелету глин будемо розуміти об'єм хімічно зв'язаної води ($\omega_{\text{гл.ск}}$); під пористістю (у зв'язку із субкапілярними розмірами пор) – об'єм фізично зв'язаної води ($K_{\text{п}}^{\text{гл}}$).

Таким чином, $\omega_{\text{гл.ск}}$ залежить тільки від мінерального складу глин, $K_{\text{п}}^{\text{гл}}$ – від нормального й аномального ущільнення глинистих порід із глибиною (конкретних геологічних умов).

Таблиця 3.1

Фізичні властивості глинистих мінералів [116]

Мінерал	$\delta_{\text{гль}} \text{ г/см}^3$	Масовий вміст хімічно зв'язаної води, %	$\omega_{\text{гл}}, \%$
Каолініт	2.62	14.0	36.6
Гідрослюда	2.81	6.6	18.6
Серицит	2.76	4.5	12.4
Монтморилоніт	2.5	16.9	42.2
Хлорит	2.72	13.0	35

Таблиця 3.2

Зміна величин ΔT і $K_{\text{п}}$ глин різного мінерального складу з глибиною [52]

Глибина, м	$K_{\text{п}}, \%$	$\Delta T_{\text{гл}}, \text{ мкс/м}$		
		Каолініт	Гідрослюда	Монтморилоніт
300	40-60	450	500	550
1000	25-35	360	400	430
2000	12-18	290	330	360
3000	8-12	260	290	330
4000	6-8	250	270	310
5000	4-6	230	260	290

Петрофізичні константи глин для кожного конкретного регіону робіт можуть бути визначені в лабораторних умовах у результаті аналізу керну, але

на жаль, такі дослідження в Україні не проводять. Для найбільш розповсюдженої суміші глиноутворюючих мінералів ДДз водневміст скелету глин змінюється в межах 25-30 %, а інтервальний час становить 226 мкс/м [116].

Отже, задаючи в системі рівнянь (3.1) параметри скелету глин, за сприятливих умов можливо розрахувати пористість досліджуваних глинистих відкладів, що несе додаткову корисну інформацію.

3.3 Побудова ЛГАМ за обмеженого комплексу ГДС

Необхідний набір (комплекс) методів ГДС (для побудови ЛГАМ), який складається з ГК/ПС, НК, АК, ГГК-щ будемо називати повним, а комплекс, в якому відсутній метод ГГК-щ, або АК (або і ГГК-щ і АК) – обмеженим. За наявності в свердловині повного комплексу ГДС задовільної якості, в більшості випадків отримані результати побудови ЛГАМ дозволяють найбільш повно й достовірно вирішувати задачі параметричного забезпечення сейсмозв'язки та петрофізичного забезпечення тривимірного геолого-геофізичного моделювання [5, 116].

Найчастіше, у комплексі ГДС відсутній метод ГГК-щ. Це обумовлено: по-перше, відсутністю відповідної апаратури, що використовувалася у старому фонді свердловин (до середини 80-тих років минулого століття); по-друге, навіть у свердловинах нового фонду використання ГГК-щ обмежено продуктивними, або перспективними інтервалами (пошукові та розвідувальні свердловини). Крім цього, навіть за наявності ГГК-щ, часто його покази не можуть бути використані з метою кількісної інтерпретації. Це пов'язано з незадовільною якістю даних внаслідок значного впливу свердловинних умов вимірювання, що не завжди можуть бути враховані (не досконала конструкція приладу, аналоговий запис, відсутність інформації про тип приладу й результати еталонування, значний вплив проміжного шару під час запису тощо).

У таких випадках будують кореляційні залежності між показами методів ГК, НК, АК, ЕК і густиною. Але такий спосіб має суттєві недоліки, основним з яких є діаметрально протилежний вплив різних літологічних компонент на покази методів ГДС. Отже, як правило, не вдається досягти задовільного результату. Очевидно, що використання для цих цілей електричних методів досить спірне, так як їх покази залежать переважно від об'єму та структури порового простору й мало залежать від мінерального складу досліджуваних г.п.

У такому випадку задача побудови ЛГАМ вирішується шляхом використання комплексу ГДС: ГК/ПС, НК, АК, який дає найкращі результати. Це підтверджується авторами в роботі [122], де зазначено, що розходження між вимірними і розрахованими (змодельованими) значеннями густини складає $\pm 0.125 \text{ г/см}^3$, що не перевищує потрійної похибки вимірювання методом ГГК-щ (0.05 г/см^3) і достатньо для практичних потреб.

Разом з тим, виникають ситуації, коли в комплексі ГДС відсутній метод АК (або і АК і ГГК-щ). Така ситуація досить часто зустрічається в практиці. Для обробки й інтерпретації сейморозвідувальних даних найважливішим є наявність швидкісної моделі середовища, тому для умов України був накопичений значний досвід, що насамперед пов'язаний з роботами Т.Ізотової [123] і Г.Петкевича [124, 125], де приводяться приклади визначення пластових швидкостей за даними електрокаротажу. У даній роботі зроблено порівняння результатів визначення пластових швидкостей за існуючими статистичними залежностями, виведеними для конкретної території і по обмеженому мінімальному комплексу ГДС для ЛГАМ: ГК, НК (на прикладі Островецької, Юліївської і Наріжнрянської площ). Як об'єкт випробування була взята свердловина 16 Юліївської площі ДДз (інтервал 3100 – 3650 м, рис. 3.10). Г.Петкевичем і Ю.Усенко [124], були встановлені статистичні залежності між $K_{\text{п}}$ піщано-глинистих порід і даними ГДС. Ці математичні моделі показані як варіанти (2-6) в табл. 3.3. Рівняння 2-5 призначені для всіх типів порід ДДз; 6а – для неглинистих порід ($K_{\text{гл}} < 20\%$); 6б – для глинистих ($K_{\text{гл}} \geq 20\%$).

Таблиця 3.3

Результати прогнозування швидкості розповсюдження поздовжньої хвилі.

№, п/п	Рівняння, що були використані	Коеф. кореляції	Помилка прогнозу, %	Л-рне джерело
1	$\omega_{\Pi} = 1 \cdot K_{\Pi} + 0.28K_{\text{гл}} - 0.035V_{\text{ск}};$ $K_{\text{гл}} = f(\Delta I_{\gamma});$ $1 = K_{\Pi} + K_{\text{гл}} + V_{\text{ск}}$ $V_p^c = 10^6 / (580K_{\Pi} + 172V_{\text{ск}} + 280K_{\text{гл}})$	0.82	6.4	
2	$V_p^c = 10^6 / (481.7 + 4.16K_{\Pi}^{\Gamma 3} - 3771 \ln H)$	0.46	63	124
	$V_p^c = 10^6 / (481.7 + 4.16K_{\Pi}^{\text{BK}} - 3771 \ln H)$	0.47	65	
3	$V_p^c = 10^6 / (-215.2 + 15.9K_{\Pi}^{\Gamma 3} - 54.1 \ln P_{\Pi})$	0.48	64	124
	$V_p^c = 10^6 / (-215.2 + 15.9K_{\Pi}^{\text{BK}} - 54.1 \ln P_{\Pi})$	0.51	61	
4	$V_p^c = 10^6 / (55 \ln H - 3.7 \Delta I_{\gamma} - 304 - 6.1K_{\Pi}^{\Gamma 3})$	0.44	68	124
	$V_p^c = 10^6 / (55 \ln H - 3.7 \Delta I_{\gamma} - 304 - 6.1K_{\Pi}^{\text{BK}})$	0.45	67	
5	$V_p^c = 10^6 / 3.81K_{\Pi} + 186.9$	0.44	61	124
6	а) Для чистих г.п.: $V_p^c = 10^6 / 3.64K_{\Pi} + 178.9$	0.1	>100	124
	б) Для глин: $V_p^c = 10^6 / 5.32K_{\Pi} + 211.2$			
7	$V_p^c = (\ln P_{\Pi}^{\text{BK}} - \ln 0.56) / 0.00126$	0.53	12.6	123
	$V_p^c = (\ln P_{\Pi}^{\Gamma 3} - \ln 0.56) / 0.00126$	0.28	29.5	
8	$V_p^c = 5466.9 - 6082.3W_{\Pi}$	0.78	6.9	
9	$V_p^c = 5150.6 - 1264.6 \Delta I_{\gamma}$	0.76	7.4	
10	$V_p^c = 1006.4 + 415 \ln \rho_{\text{к}}^{\text{BK}} / \rho_{\text{в}}$	0.58	9.4	
11	$V_p^c = -3728.6 + 1078.4 \ln \rho_{\text{к}}^{\Gamma 3} / \rho_{\text{в}}$	0.52	10.2	

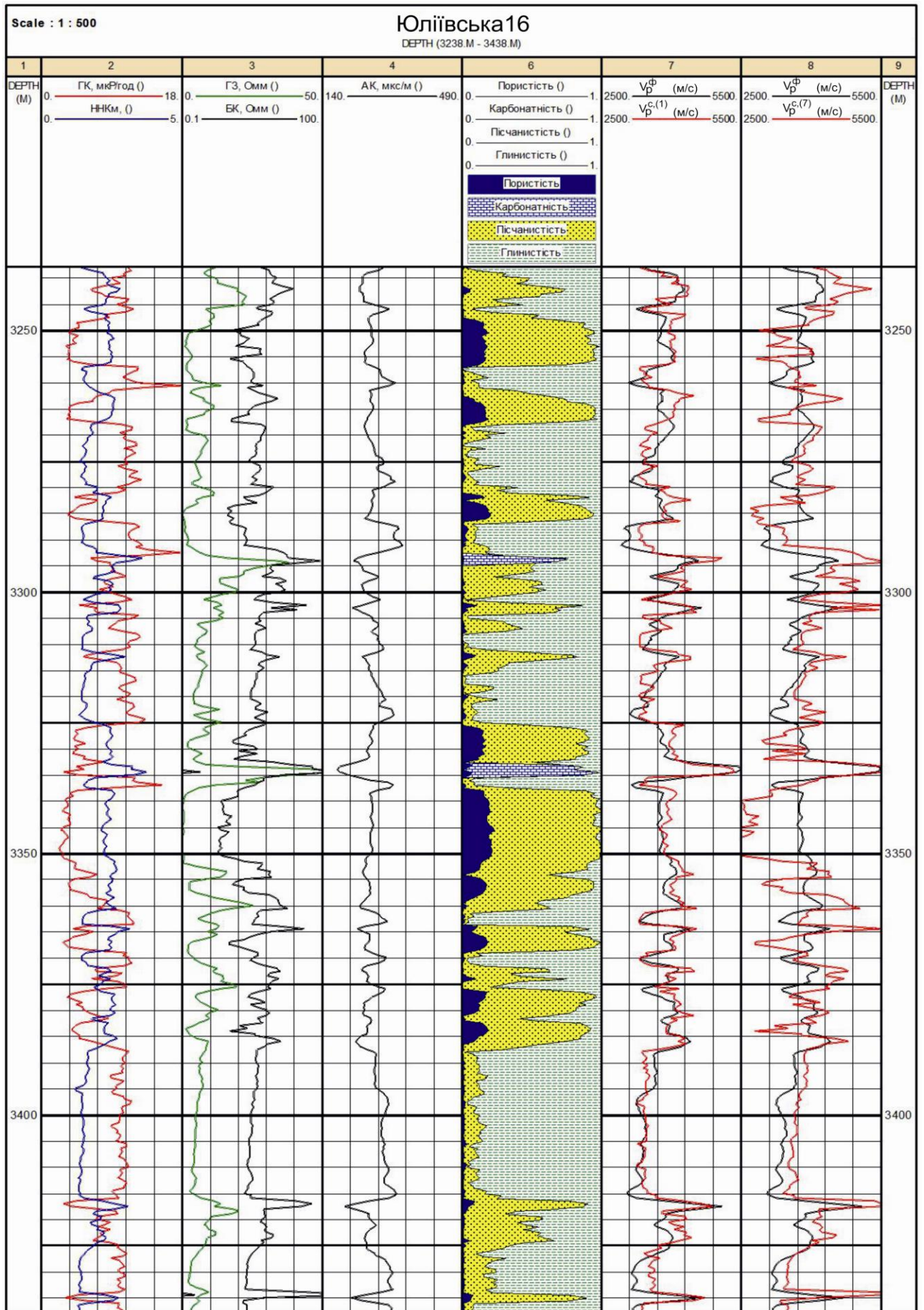


Рис. 3.10 Фрагмент планшету св. 16-Юліївська

Для більш детальної апробації цих статистичних рівнянь використовувалися $K_{п}$ визначені як по методу НК, так і по ЕК. Аналогічно, параметр пористості ($P_{п}$) визначався як по боковому каротажу, так і по стандартному градієнт – зонду.

Т.С. Ізотовою був виконаний великий обсяг вивчення кернавого матеріалу по родовищам ДДз, у результаті чого виведено спосіб 7, що поєднує синтетичну швидкість розповсюдження поздовжніх хвиль (V_{p}^c) і $P_{п}$. Параметр пористості визначається за даними ЕК (градієнт-зондування – ГЗ, або бокового каротажу - БК):

$$P_{п} = 0.56 \cdot e^{0.00126 \cdot V_{p}^c} \quad (3.14)$$

Основні результати виконаних експериментів зведені в таблицю 3.3, де показані рівняння, що були використані для прогнозу швидкості, парні коефіцієнти кореляції взаємозв'язку синтетичної і фактичної швидкостей (V_{p}^{ϕ}). У другій з права колонці приводиться відносна середньоквадратична помилка прогнозу швидкості хвиль, визначена як відношення середньоквадратичної помилки прогнозу параметра до середнього значення параметра.

Зупинимось більш детально на окремих способах. За наявності методів ГК і НК, можна вирішити задачу, склавши наведену в таблиці 3.3 (спосіб № 1) систему рівнянь, з якої очевидно, що параметрами, які визначаються, будуть: $K_{п}$, $V_{ск}$ (у нашому випадку пісчанистість) і $K_{гл}$. Для даного способу коефіцієнт кореляції між фактичними значеннями швидкості та спрогнозованими склав 0.82. Помилка склала 6.4%. Зіставлення пластових значень швидкостей V_{p}^{ϕ} і $V_{p}^{c(1)}$ наведені на рис. 3.10 (колонка 7).

Далі випробувалися способи із застосуванням залежностей Ю.Усенко (2-6). З отриманих результатів слід відмітити, що якість прогнозування по цих способах виявилася невисокою. Випробуванням способів (2-6) з таблиці 3.3

було підтверджено, що статистичні зв'язки (рівняння), отримані для сусідніх районів, будуть неефективні на інших площах.

Кращі результати отримані за формулою Т.Ізотової (спосіб №7), яка істотну увагу приділила глинам [123]. Із застосуванням методу БК або ГЗ отримані відповідні помилки прогнозування кривих швидкостей – 12.6% і 29.5%. На рис. 3.10 (колонка 8) наведена крива прогнозних швидкостей, визначених за способом (7) – $V_p^{c,(7)}$.

Способи (8-11) запропоновані на основі використання регресійного аналізу. Найбільш близькі результати між V_p^ϕ і V_p^c отримані при залученні показів методу НК.

У роботах Д. Крилова [126,127] та інших авторів стверджується, що кращі результати прогнозу акустичних властивостей можна отримати, перейшовши безпосередньо до вивчення коефіцієнтів відбиття, що розраховуються для пластів за даними методів ГК, НК, БК:

$$K_{\text{пр}} = (I^i - I^{i-1}) / (I^i + I^{i-1}), \quad (3.15)$$

де I^i – попластові значення $\Delta I_\gamma, \omega_\pi, \rho_K^{\text{БК}}, \ln \rho_K^{\text{БК}} / \rho_B$.

Отримані коефіцієнти кореляції між фактичним (K_ϕ) та прогнозними ($K_{\text{пр}}$) значеннями невисокі, максимальний склав 0.55. Аналіз результатів показав, що в наших геологічних умовах даний метод не дав кращого результату в порівнянні із способами (1, 8, 9). Помилки прогнозу коефіцієнтів відбиття виявилися досить великі, найменша була отримана для методів ЕК (БК і ГЗ) – 30 %.

Отже, на основі проведених досліджень, при обмеженому комплексі ГДС, можливі різні варіанти вирішення задачі побудови ЛГАМ. За відсутності ГГК-щ найкращі результати отримують при використанні комплексу ГК, АК, НК; за відсутності АК або і АК і ГГК-щ – при використанні способу (1) (ГК, НК). Використання нормальних і статистичних залежностей з метою одержання

окремих параметрів ЛГАМ (густина, швидкість розповсюдження поздовжньої хвилі) переважно не дає задовільних результатів.

Висновки до розділу 3

За результатами проведених досліджень можна зробити наступні висновки:

1. Лінійна геоакустична модель є основою параметричного забезпечення сейсморозвідки, так як використовується не лише для переходу від шкали часу до шкали глибин (стратиграфічної прив'язки (за відсутності ВСП)), а також для комплексування даних ГДС і наземної сейсморозвідки з метою коректного моделювання петрофізичних властивостей міжсвердловинного простору. Передумовою цього служить те, що ЛГАМ є джерелом неперервної петрофізичної інформації, так як розраховується не лише навпроти порідколекторів, а суцільно вздовж стовбура свердловини. Це дозволяє проводити тривимірне моделювання петрофізичних властивостей всього геологічного середовища з достатньо високою детальністю.

2. Достовірність оцінки петрофізичних параметрів гірських порід, за даними ГДС, переважно залежить від ступеня вивченості їх фізичних властивостей (петрофізичних констант) і якості геофізичних параметрів, що вимірюються в свердловині. Редагування каротажних кривих є одним з важливих етапів побудови ЛГАМ, так як напряду впливає на якість кінцевого результату. Цей етап слід обов'язково виконувати в усіх свердловинах. Знання фізичних властивостей глин є критичним при побудові ЛГАМ. Петрофізичні константи глин, для кожного конкретного регіону робіт найточніше можуть бути визначені в лабораторних умовах в результаті аналізу керну. Але такого роду дослідження в Україні, як правило, не проводяться.

3. Запропоновано спосіб визначення максимального вмісту пелітової фракції в глинистих породах, а також водневмісту глин на основі лабораторних досліджень керну пластів-колекторів.

4. На основі проведених досліджень, для побудови ЛГАМ за обмеженого комплексу ГДС, залежно від наявних методів, найкращі результати отримують, використовуючи комплекс ГК-НК-АК або ГК-НК. Використання нормальних і статистичних залежностей, з метою одержання окремих параметрів ЛГАМ (густина, швидкість розповсюдження поздовжньої хвилі), в основному, не дає задовільних результатів.

РОЗДІЛ 4

ВПЛИВ ЗАЛИШКОВОГО ГАЗОНАСИЧЕННЯ ПРИ ВИЗНАЧЕННІ ПОРИСТОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ЗА ДАНИМИ ГДС

4.1 Процес утворення зони проникнення

При розкритті свердловиною проникних гірських порід, у них потрапляє спочатку промивна рідина, а після утворення на стінках свердловини глинистої кірки – фільтрат промивної рідини. Унаслідок цього відбувається зміна властивостей і насиченості в деякому об'ємі колекторів, безпосередньо поблизу свердловини. Цю частину колекторів із зміненими властивостями прийнято називати зоною проникнення [128].

Коротко розглянемо історію зміни уявлень про механізм утворення зони проникнення. Основні положення існуючої до теперішнього часу концепції утворення зони проникнення в колекторах нафти і газу та її дослідження були сформульовані ще в середині ХХ століття С.Г. Комаровим і Дж. Пірсоном. Усі наступні дослідження цього процесу зводилися лише до уточнення і доповнення деяких деталей цих положень.

В 1950 році була опублікована робота С.Г. Комарова [129], в якій була сформульована концепція взаємодії свердловини, що буриться, і пластів-колекторів та концепція утворення в останніх зони проникнення. Згідно [129], об'єм рідини, що проникає із свердловини в колектор, тим більше, чим вище перепад тиску між свердловиною і пластом (ефективний тиск). З цього випливає, що глибина проникнення фільтрату промивної рідини (за інших рівних умовах), пропорційна проникності колекторів.

У 1961 році в СРСР був опублікований переклад праці С.Дж. Пірсона «Вчення про нафтовий пласт» [130]. У ній С.Дж. Пірсон висунув іншу концепцію утворення зони проникнення. Згідно з цією концепцією проникнення в колектори фільтрату промивної рідини контролюється

виключно проникністю глинистої кірки. Виходячи з цього, в колектори з різною пористістю проникає однаковий об'єм фільтрату промивної рідини. В колекторах з високою пористістю фільтрат промивної рідини займає менший об'єм колектора, а в колекторах з низькою пористістю фільтрат промивної рідини займає більший об'єм колектора.

Ця концепція утворення зони проникнення замінила попередню концепцію С.Г. Комарова. Колектори з глибоким проникненням фільтрату промивної рідини стали відносити до низькопористих, а колектори з неглибоким проникненням до високопористих колекторів. Необхідно зауважити, що це твердження справедливе для колекторів порового типу, для тріщинних колекторів справедлива обернена залежність.

Теоретичні та експериментальні дослідження дозволили уточнити картину утворення зони проникнення в простих і складних колекторах нафти і газу. Механізм зміни властивостей і насиченості в зоні проникнення суттєво залежить не тільки від властивостей пластових флюїдів і фільтрату промивної рідини, а і від типу колектора [54].

За умовами акумуляції та фільтрації нафти, газу і пластової води колектори розділяють на прості та складні. До простих відносять порові та чисто тріщинні колектори. До складних – колектори з різним типом пористості (тріщинно-порові, порово-тріщинні, кавернозні, кавернозно-порові тощо) та неоднорідні за пористістю і проникністю колектори [131].

Розглянемо механізм утворення зони проникнення та зміни властивостей і насиченості присвердловинного простору простих (порових) газонасичених колекторів [54], що має місце у нашому випадку (теригенні колектори із міжзерновим типом пористості). Утворення зони проникнення поділяється на два етапи.

Перший етап відповідає розкриттю свердловиною колекторів. Коли долото розкриває колектор, в нього інтенсивно проникає промивна рідина. Пластовий тиск в присвердловинному просторі колектора швидко зростає до тиску майже такої самої величини, як і тиск під долотом. В цей час ефективний

тиск в присвердловинному просторі колектора знижується, а відкритість порових каналів зростає. Це сприяє проникненню в колектор промивної рідини майже без розділення твердої і рідкої фаз і кольматації присвердловинної частини колектора. Промивна рідина, що проникає в газонасичені колектори, та фільтрат промивної рідини значною мірою не відтісняють, а стискають газ, займаючи частину його місця в порових каналах колекторів.

Після того, як долото заглибиться, тиск проти колектора зменшиться та з нього почне витіснятися в свердловину частина промивної рідини, що проникла в нього. По мірі витіснення з колектора промивної рідини пластовий тиск у присвердловинному просторі колектора буде знижуватися, а ефективний тиск зростатиме. Розкритість порових каналів зменшуватиметься отже, частина твердої фази промивної рідини залишиться затиснутою в присвердловинній частині колектора. На цьому закінчується основна фаза утворення зони кольматації. В її межах відбувається зміна властивостей колекторів. Заповнення порового простору твердою фазою промивної рідини призводить до зниження пористості і проникності присвердловинної частини колекторів. За даними лабораторних досліджень, зниження проникності колекторів в зоні кольматації може складати від 10 до 90%.

Після утворення зони кольматації в колектор проникає тільки фільтрат промивної рідини (вода), а на стінці свердловини утворюється глиниста кірка.

На другому етапі, за рахунок циклічних або епізодичних змін тиску стовпа промивної рідини в кільцевому просторі свердловини, відбуваються циклічні проникнення із свердловини в колектори тільки фільтрату промивної рідини та зворотні витіснення в свердловину того флюїду, фазова проникність якого виявляється все ще високою при даному співвідношенні насиченостей.

Проникнення води відбувається не рівномірно по всій товщині колектора, а вибірково, по тих порових каналах, гідравлічний опір яких буде найменшим для води. Тиск в цих порових каналах росте, але дуже скоро в усіх перетинах присвердловинного простору колектору, коаксіальних відносно осі свердловини, тиск вирівнюється.

Перша порція води, що проникає в газонасичений колектор, надзвичайно мала. Вона не призводить до суттєвого зменшення газонасиченості колектора. Його фазова проникність для газу якщо і змінюється, то несуттєво.

Після припинення дії підвищеного тиску в кільцевому просторі свердловини, колектор починає витісняти в свердловину флюїд, що за даного співвідношення насиченостей має найбільшу фазову проникність. У даному випадку з колектора в свердловину буде витіснятися газ, оскільки насиченість ним колектора залишається ще досить високою, а насиченість водою низькою. Вода, що проникла в колектор, залишається в ньому нерухомою.

Зі збільшенням числа циклів проникнення – витіснення насиченість присвердловинного простору колектора водою зростає, а газом зменшується. Зростає й фазова проникність для води. Тепер уже в колектор проникає вода, а із колектора в свердловину витісняються газ і вода. Поступово частка газу, що витісняється з колектора в свердловину, зменшується, а частка витісненої води - зростає. Біля стінки свердловини насиченість колектора газом стає залишковою, а насиченість водою - максимально високою. Починаючи з цього моменту в колектор проникає і витісняється тільки вода.

У тих випадках, коли фільтрат промивної рідини і пластова вода газонасичених колекторів мають різні мінералізації, поряд із вище описаними процесами відбувається також розбавлення пластової води фільтратом промивної рідини.

На рис. 4.1 схематично показано розподіл значень ємнісних властивостей у зоні проникнення простих газонасичених колекторів. Поблизу стінки свердловини утворюється зона граничного заміщення газу фільтратом промивної рідини. Потім заміщення газу фільтратом промивної рідини змінюється від гранично максимального заміщення до нульового. І далі – незмінна частина колектору. Безпосередньо поблизу стінки свердловини частина порового простору зони граничного заміщення газу фільтратом промивної рідини колюматується твердою фазою промивної рідини.

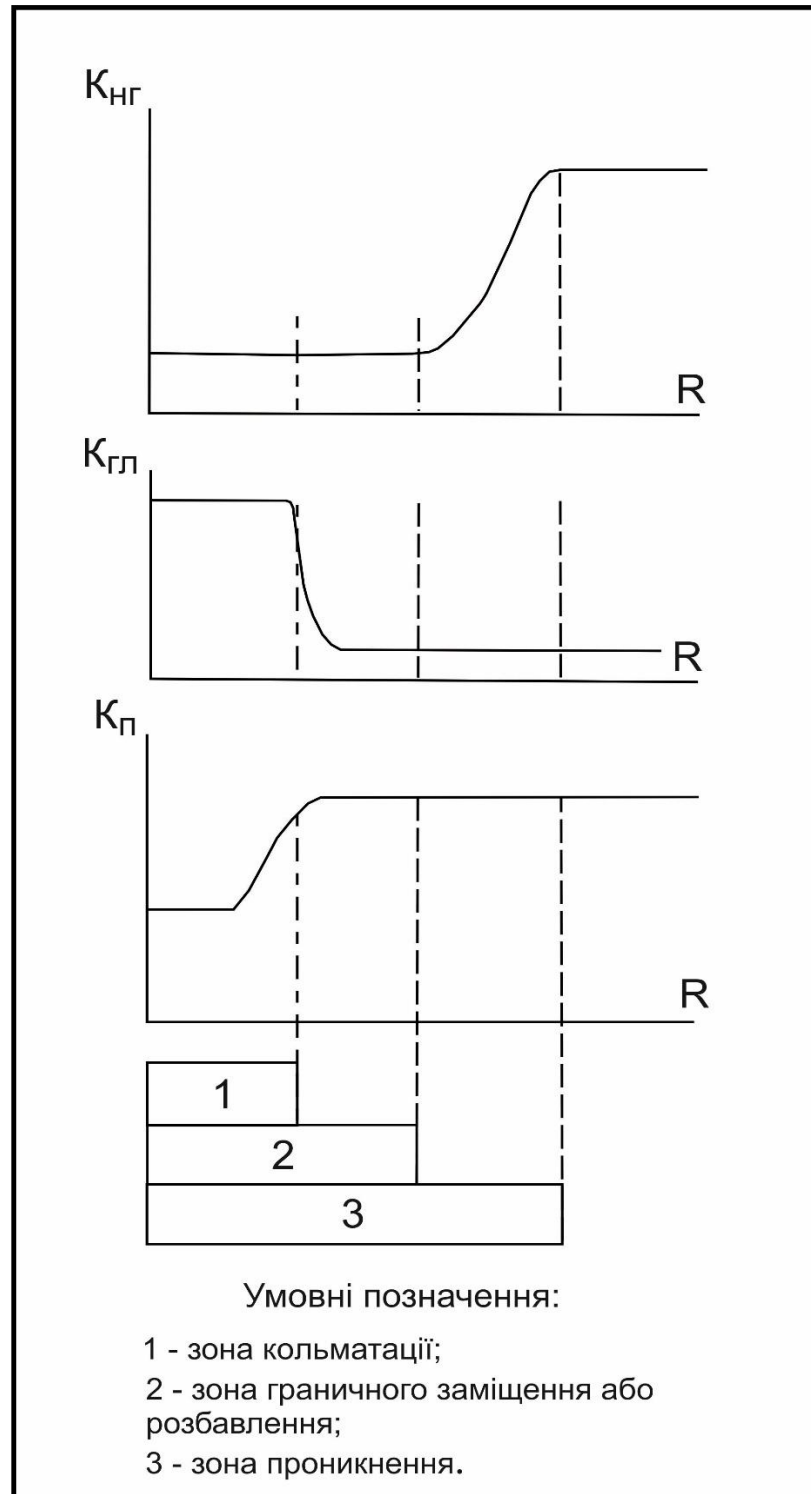


Рис. 4.1 Схематичне зображення зміни ємнісних властивостей у зоні проникнення простих газонасичених колекторів [54]

З утворенням зони кольматації, глинистої кірки та зони граничного заміщення, або граничного розбавлення пластового флюїду фільтратом

промивної рідини, закінчується процес зміни властивостей, насиченості і розмірів зони проникнення в простих колекторах.

Необхідно зауважити, що в природі навіть прості колектори мікронеоднорідні як за потужністю, так і за простяганням, тому зображене на рис. 4.1 уявлення про розподіл властивостей у зоні проникнення газонасичених простих колекторів є деякою мірою ідеалізованим.

У колекторах складної будови процес перерозподілу флюїдів між пропластками з різною пористістю та проникністю в зоні проникнення не припиняється.

Експериментальними дослідженнями, проведеними в роботі [54], встановити будь-яку закономірність у зміні та розподілі насиченості пластовим флюїдом і фільтратом промивної рідини в межах зони проникнення складних колекторів не вдалося. Досить можливо, що її і не існує. Характер і напрямок цих змін залежить від багатьох факторів: від співвідношення пористості та проникності пропластків, що складають колектор; від першопочаткової насиченості пластовим флюїдом окремих пропластків; від співвідношення товщин окремих пропластків, що складають єдину гідродинамічну систему колектора і т.д.

Виходячи із загальних уявлень про механізм взаємодії свердловини, що буриться, і колекторів, можна припустити, що в складних колекторах, як і в простих, безпосередньо біля стінки свердловини утворюється зона кольматації, а на стінці свердловини – глиниста кірка. Протягом усього часу буріння свердловини параметри зони кольматації залишаються відносно постійними. У межах решти зони проникнення насиченість окремих пропластків постійно змінюється за рахунок безперервного обміну флюїдами між пропластками з різною пористістю й проникністю. Можливо, що в деякому об'ємі присвердловинного простору складних колекторів можуть утворюватися зони невеликої протяжності з граничним заміщенням або розбавленням пластового флюїду фільтратом промивної рідини, але прямих ознак наявності або відсутності таких зон виявити не вдається [54].

4.2 Вплив газонасичення на покази методів ГДС на прикладі Євгеніївського ГКР

Вперше дисертантом вплив $K_{гз}$ на покази методів ГДС було виявлено на Євгеніївському газоконденсатному родовищі. На основі рекомендацій досвідчених спеціалістів було досліджено Євгеніївське родовище на предмет наявності впливу залишкового газонасичення [1]. Для проведення оцінки впливу характеру насичення на визначення $K_{п}$ було обрано пласти-колектори серпуховського віку, різного, за результатами випробування, насичення. У межах даного родовища з свердловин № 1,8,14 було сформовано дві вибірки (групи) пластів: водонасичені і газонасичені.

Після проведення детальної обробки та інтерпретації каротажного матеріалу, було розраховано $K_{п}$ порід із різним характером насичення (водонасичені і газонасичені) за даними методів акустичного, радіоактивного та електричного каротажу (рис. 4.2). Отримані середні значення $K_{п}$, розраховані за даними різних методів ГДС для порід різного характеру насичення, були порівняні між собою за критерієм Ст'юдента на подібність. У таблиці 4.1 наведено результати оцінки подібності середніх розрахованих значень пористості за даними різних методів ГДС окремо по двох вибірках порід (водонасичені і газонасичені пласти) шляхом порівняння розрахованих значень ($t_{роз}$) t -критерію з теоретичними ($t_{теор}$).

Результати аналізу показали, що за насичення порід водою, значення пористості, обчислені за різними методами ГДС, мало відрізняються між собою, для газонасичених порід – різниця дуже суттєва, що обумовлено присутністю залишкового газу в порах колектора. Таким чином, було встановлено вплив $K_{гз}$ на покази методів ГДС при визначенні пористості порід-колекторів Євгеніївського газоконденсатного родовища.

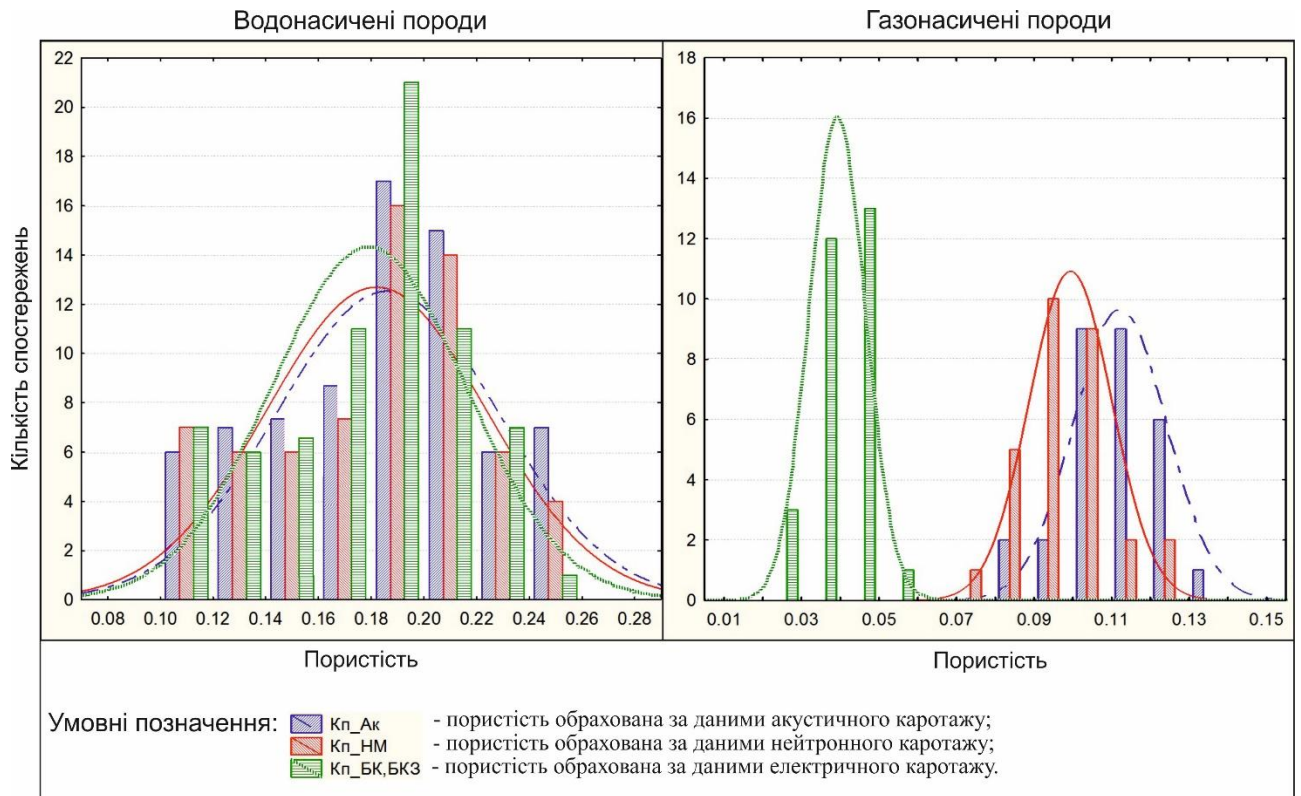


Рис. 4.2 Гістограми розподілу пористості для порід з різним характером насичення по свердловинах Євгенівського ГКР

Таблиця 4.1

Порівняння подібності розрахованих значень пористості за даними різних методів ГДС на основі використання t -критерію Ст'юдента

Водонасичені пласти				Газонасичені пласти			
$p=0,9$		$t_{теор}$	$t_{роз}$	$p=0,9$		$t_{теор}$	$t_{роз}$
$K_{п}^{AK}$	$K_{п}^{HK}$	1,669	0,652	$K_{п}^{AK}$	$K_{п}^{HK}$	1,699	4,19
$K_{п}^{AK}$	$K_{п}^{EK}$	1,669	1,113	$K_{п}^{AK}$	$K_{п}^{EK}$	1,699	27,45
$K_{п}^{HK}$	$K_{п}^{EK}$	1,669	0,426	$K_{п}^{HK}$	$K_{п}^{EK}$	1,699	24,72

За даними проведених досліджень (наведено вище) і літературними даними [132], присутність у порях зацмлень газу по-різному впливає на покази методів АК, ННК і ГГК-щ. Якщо залишкове газонасичення в промитій зоні пласта перевищує 10%, то швидкість розповсюдження ультразвукових коливань в такому флюїді буде меншою, ніж у воді [76]. Багаторазові

спостереження та вивчення польових досліджень дозволяють зробити висновок, що за насичення порід газом у ряді випадків, розрахована за методом АК пористість (акустична пористість - $K_{\text{п}}^{\text{АК}}$) буде суттєво завищеною. Дійсна величина $K_{\text{п}}$ дорівнює від 65% до 90% від розрахованої за методом АК, залежно від вмісту залишкового газонасичення. Для низькопористих пісковиків ($K_{\text{п}} < 12-15\%$) і карбонатних порід поправку за газонасичення не вводять [40]. Під час дослідження шаруватих піщано-глинистих пачок порід з підвищеною глинистістю ($K_{\text{гл}} > 0,25-0,4$ - залежно від глибини залягання відкладів), у більшості випадків можна не враховувати вплив характеру насичення при розрахунку пористості за АК [48].

Газоносні пласти, за винятком пластів з аномально високими пластовими тисками, вміщують за однакової пористості менше водню в одиниці об'єму породи, ніж нафтоносні й водоносні (водневий індекс метану, наприклад, в атмосферних умовах дорівнює 0,03). За рахунок цього вони відмічаються більш високими показами НК. При визначенні $K_{\text{п}}$ за даними НК отримані значення нейтронної пористості ($K_{\text{п}}^{\text{НК}}$) дещо занижені. Чим менший пластовий тиск, а отже, й глибина залягання досліджуваних відкладів, тим більше відрізняються між собою пористість газонасиченого і водонасиченого пласта за НК [52]. Якщо пластовий тиск досліджуваних порід близький до 60 МПа, то вплив газонасичення на покази НК зникає (водневий індекс близький до 1).

Вміст газу в поровому просторі породи значно знижує її загальну густину і, як результат, завищує розраховану пористість за даними ГГК-щ. Вплив газонасичення залежить від складу та густини газу. Врахування можливе за наявності інформації про $K_{\text{гз}}$ і густину газової суміші ($\delta_{\text{г}}$). Останнє розраховується за формулою [133]:

$$\delta_{\text{г}} = \delta_{\text{г.ст}} \frac{T_{\text{о}} p_{\text{пл}}}{p_{\text{о}} T_{\text{пл}} z}, \quad (4.1)$$

де $\delta_{г.ст}$ – густина газу в стандартних умовах; z – коефіцієнт стиснення газу; $T_0 = 273.2$ К; $p_0 = 1$ кгс/см²; $T_{пл}$ і $p_{пл}$ – пластові температура і тиск.

Вплив залишкового газонасичення на покази ГГК-щ тим більший, чим менша густина газу в порах досліджуваних порід.

4.3 Визначення пористості за даними ГДС з урахуванням впливу газонасичення порового простору на прикладі Наріжнрянського і Островерхівського ГКР

Вплив $K_{гз}$ на покази методів пористості у газонасиченому пласті спостерігається не завжди. Це пов'язано як з геологічними (літологія, глибина залягання, пористість, глинистість пласта і т.д.), так і з технологічними факторами, які не просто врахувати. Тож першочерговою задачею при інтерпретації даних ГДС газонасичених товщ є виявлення пластів, у яких вплив $K_{гз}$ на покази методів пористості присутній. На практиці ця задача вирішується порівнянням пористості розрахованої за керном ($K_{п}^{КЕРН}$) з пористістю за АК, НК або ГГК-щ в газонасиченому пласті. При розходженні значень пористості в межах $\pm 10\%$ - вплив газонасичення відсутній, у протилежному випадку вводять відповідні поправки. Очевидно, що область застосування такого підходу обмежується тими свердловинами і конкретними пластами, у яких проводився відбір керну. У даній роботі запропоновано "спосіб позірних пористостей", що базується на використанні комплексу методів АК-НК [4], або НК-ГГК-щ (за наявності останнього).

Пористість, яка розрахована за даними АК, НК, ГГК-щ (акустична, нейтронна і густина відповідно) для водонасичених неглинистих порід, відповідає відкритій пористості цих порід [115]. Даний спосіб базується на тому, що у випадку відсутності впливу $K_{гз}$ і $K_{гп}$ (або його врахуванні), криві $K_{п}^{АК}$, $K_{п}^{НК}$, $K_{п}^{ГГК-щ}$ будуть збігатися:

$$K_{\Pi}^{\text{AK}} = \frac{\Delta T_{\Pi} - \Delta T_{\text{СК}}}{\Delta T_{\text{В}} - \Delta T_{\text{СК}}} - K_{\text{ГЛ}} \cdot \frac{\Delta T_{\text{ГЛ}} - \Delta T_{\text{СК}}}{\Delta T_{\text{В}} - \Delta T_{\text{СК}}} \quad (4.2)$$

$$K_{\Pi}^{\text{НМ}} = \omega_{\text{ГП}} - K_{\text{ГЛ}} \cdot \omega_{\text{ГЛ}} + \Delta\omega_{\text{ЛІТ}} \quad (4.3)$$

$$K_{\Pi}^{\text{ГГК-Щ}} = \frac{\delta_{\text{СК}} - \delta_{\Pi}}{\delta_{\text{СК}} - \delta_{\text{В}}} - K_{\text{ГЛ}} \cdot \frac{\delta_{\text{СК}} - \delta_{\text{ГЛ}}}{\delta_{\text{СК}} - \delta_{\text{В}}} \quad (4.4)$$

У реальних гірських породах між кривими акустичної і нейтронної, чи нейтронної і густинної пористості завжди буде присутня певна ступінь неспівпадіння (рис 4.3). Це може бути викликано факторами різної природи й не пов'язано з впливом $K_{\text{ГЗ}}$. Урахування такої розбіжності виконується шляхом розрахунку загального (середньоквадратичного) відхилення (σ_{Δ}) розрахованих кривих K_{Π}^{AK} , $K_{\Pi}^{\text{НМ}}$, $K_{\Pi}^{\text{ГГК-Щ}}$:

$$\sigma_{\Delta} = \sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_2^2}, \quad (4.5)$$

де σ_1 і σ_2 -середньоквадратична похибка визначення K_{Π}^{AK} і $K_{\Pi}^{\text{НМ}}$, або $K_{\Pi}^{\text{ГГК-Щ}}$ і $K_{\Pi}^{\text{НМ}}$.

Абсолютне значення похибки ($\sigma_{\Delta}^{\text{abc}}$), згідно з теорією похибок [134] буде дорівнювати:

$$\sigma_{\Delta}^{\text{abc}} = \sigma_{\Delta} / 1.25. \quad (4.6)$$

Пористість газонасиченого пласта за даними ГДС розраховується так, як якби він був насичений водою (за формулами 4.2-4.4). Далі розраховується $\Delta K_{\Pi} = K_{\Pi}^{\text{AK/ГГК}} - K_{\Pi}^{\text{НМ}}$. У випадку, якщо $\Delta K_{\Pi} > 2\sigma_{\Delta}^{\text{abc}}$, то вплив $K_{\text{ГЗ}}$ на методи пористості суттєвий (рис 4.3). Неврахування $K_{\text{ГЗ}}$ у такому випадку призведе до значних похибок при визначенні K_{Π} за даними ГДС. Параметр ΔK_{Π} є індикатором впливу $K_{\text{ГЗ}}$, а також несе в собі інформацію про ступінь $K_{\text{ГЗ}}$ присвердловинної зони пласта-колектора. Такий спосіб дозволяє попередньо виділяти пласти, які можуть бути газонасиченими.

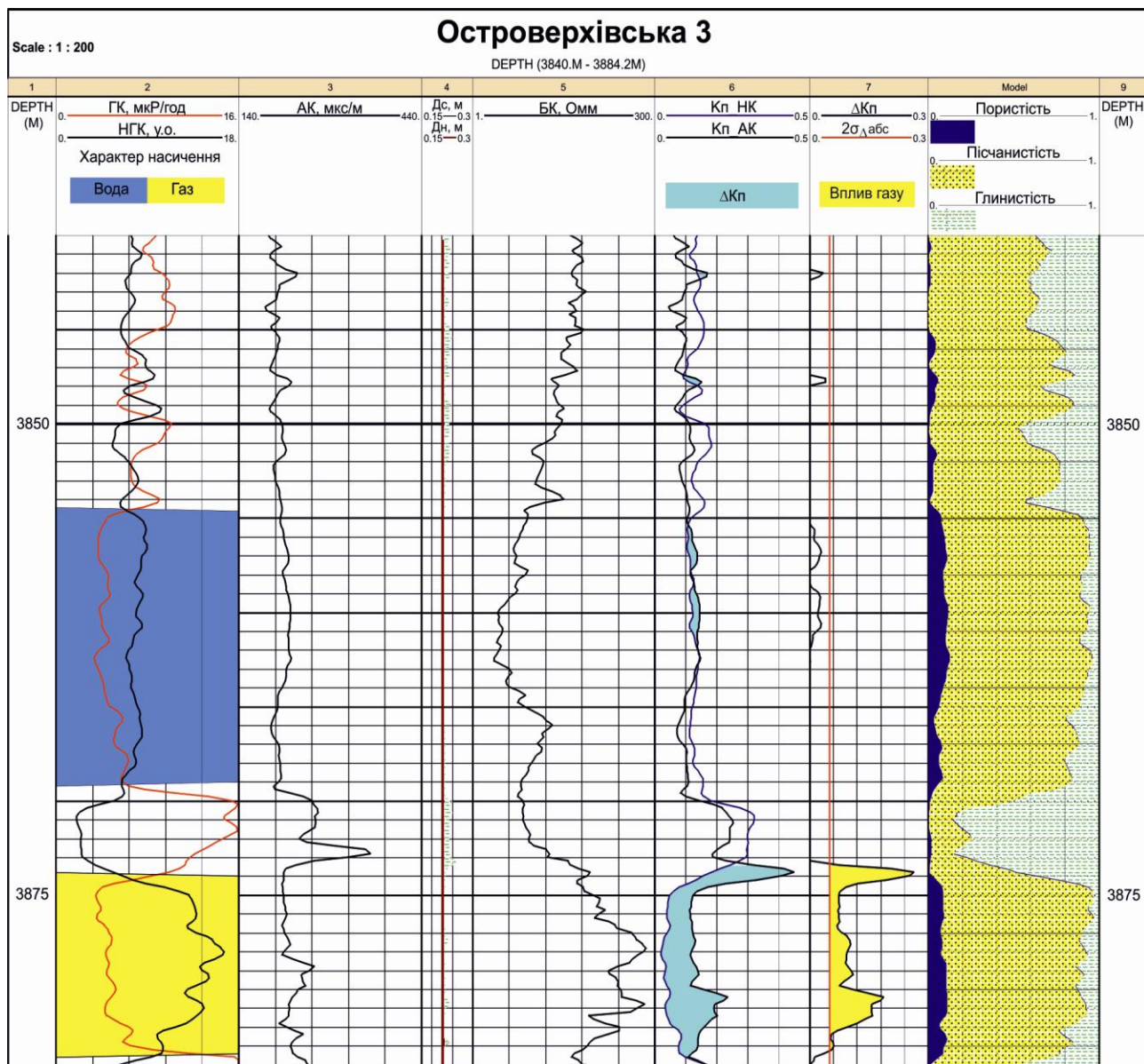


Рис. 4.3 Фрагмент планшету св. 3-Острове́рхівська із виявленою ділянкою суттєвого впливу залишкового газонасичення зони проникнення на покази "методів пористості"

Реалізація вищезазначеного параметра $\Delta K_{п}$ при інтерпретації даних ГДС в пошукових і розвідувальних свердловинах дозволяє виділити першочергові об'єкти під перфорацію та випробовування. Якщо спостерігається аномалія $\Delta K_{п} > 2\sigma_{\Delta}^{абс}$, то вона свідчить про наявність процесів помітного переміщення газової складової пластового флюїду в породі під впливом знакозмінних радіальних градієнтів тиску на границі «свердловина – гірська порода» під час

буріння свердловини та розкриття пласта. Безумовно, наведений критерій $\Delta K_{\text{п}}$ не є обов'язковою умовою наявності газонасиченого колектора в розрізі свердловини, проте він може бути остаточним вирішальним чинником при прийнятті рішення про доцільність тестування з подальшою експлуатацією виявленого пласта-колектора.

Залишкове газонасичення присвердловинної частини пласта-колектора змінюється в радіальному напрямку від стінки свердловини в глиб пласта. Методи ГДС, що використовуються для визначення $K_{\text{п}}$, мають різну глибинність дослідження (табл. 4.2), тож вплив $K_{\text{гз}}$ на ці методи не однаковий, і це потрібно враховувати.

Глибинність дослідження ГГК-щ близько 10-15 см і залежить від довжини зонда, потужності джерела, енергії первинних гамма-квантів, густини гірських порід [92]. Із збільшенням довжини зонда збільшується глибинність дослідження щільнісного гамма-гамма каротажу. Але при цьому збільшується статистична похибка реєстрації розсіяних гамма-квантів.

Серед методів РК нейтронний каротаж має найбільший радіус дослідження. Глибинність НМ залежить від вмісту водню (ω) в середовищі, а відповідно й від пористості г.п., і тим менше, чим вище ω і $K_{\text{п}}$. Залежно від величини $K_{\text{п}}$ радіус дослідження НМ змінюється від 15 см для високопористих порід ($K_{\text{п}}=30\%$) до 60 см для щільних порід ($K_{\text{п}}=5\%$) [76,100].

Глибина дослідження трьохелементним зондом 10-25 см і визначається його базою, частотою сигналу і швидкістю розповсюдження пружних хвиль у породі. Із збільшенням бази зонда і швидкості розповсюдження пружних коливань в г.п. радіус дослідження збільшується. Зі збільшенням частоти пружних коливань глибина дослідження зменшується. Практично радіус дослідження кінематичних характеристик при базі 0,5 м, частоті 25 кГц і $V_p = 5$ км/с ($\Delta T = 200$ мкс/м) в середньому складає 20 см [109].

З метою розв'язання поставленої задачі, а саме – врахування різної глибинності методів ГДС, нами запропонована методика сумісного визначення $K_{\text{гз}}$ та $K_{\text{п}}$, що ґрунтується на використанні комплексу двох різноглибинних

методів каротажу: акустичного і нейтронного [2]. Обидва методи є загальноживаними, НК – входить до обов’язкового стандартного комплексу каротажу в Україні; АК – основний метод пористості (для ДДз). Методика базується на розв’язанні системи рівнянь, що має такий вигляд:

$$\begin{cases} K_{\text{п}}^{\text{АК}} = K_{\text{п}} + K_{\text{ГЗ}}^{\text{НМ}} \cdot K \cdot K_{\text{п}} \cdot \frac{\Delta T_{\text{Г}} - \Delta T_{\text{СК}}}{\Delta T_{\text{В}} - \Delta T_{\text{СК}}}, \\ K_{\text{п}}^{\text{НМ}} = K_{\text{п}} - K_{\text{ГЗ}}^{\text{НМ}} \cdot K_{\text{п}} \cdot \omega_{\text{Г}} \end{cases} \quad (4.7)$$

де $K_{\text{п}}$ - реальна пористість породи; $K_{\text{п}}^{\text{АК}}$, $K_{\text{п}}^{\text{НМ}}$ – пористість, обрахована за рівняннями (4.2) і (4.3); K – коефіцієнт, який дорівнює:

$$K = \frac{K_{\text{ГЗ}}^{\text{АК}}}{K_{\text{ГЗ}}^{\text{НМ}}} = \frac{R_{\text{АК}}}{R_{\text{НМ}}}, \quad (4.8)$$

де $K_{\text{ГЗ}}^{\text{АК}}$, $K_{\text{ГЗ}}^{\text{НМ}}$ – коефіцієнти залишкового газонасичення в зоні дослідження зонда акустичного і нейтронного каротажу відповідно; $R_{\text{АК}}$, $R_{\text{НМ}}$ – радіуси дослідження зонда акустичного і нейтронного каротажу відповідно.

Таблиця 4.2

Глибинність дослідження і вертикальна роздільна здатність деяких методів ГДС [25]

Метод	Глибинність дослідження, см	Вертикальна роздільна здатність, см
НК	15-60	40 – 60
АК	10-25	40– 60
ГГК-щ	10-15	20 – 40
ІК	100-150	100-150
БК	30-80	30-80

Інтервальний час проходження поздовжньої хвилі в газі і водневміст газу визначаються за відповідними палетками залежно від тиску й температури, або глибини залягання досліджуваних відкладів (рис. 4.4, 4.5).

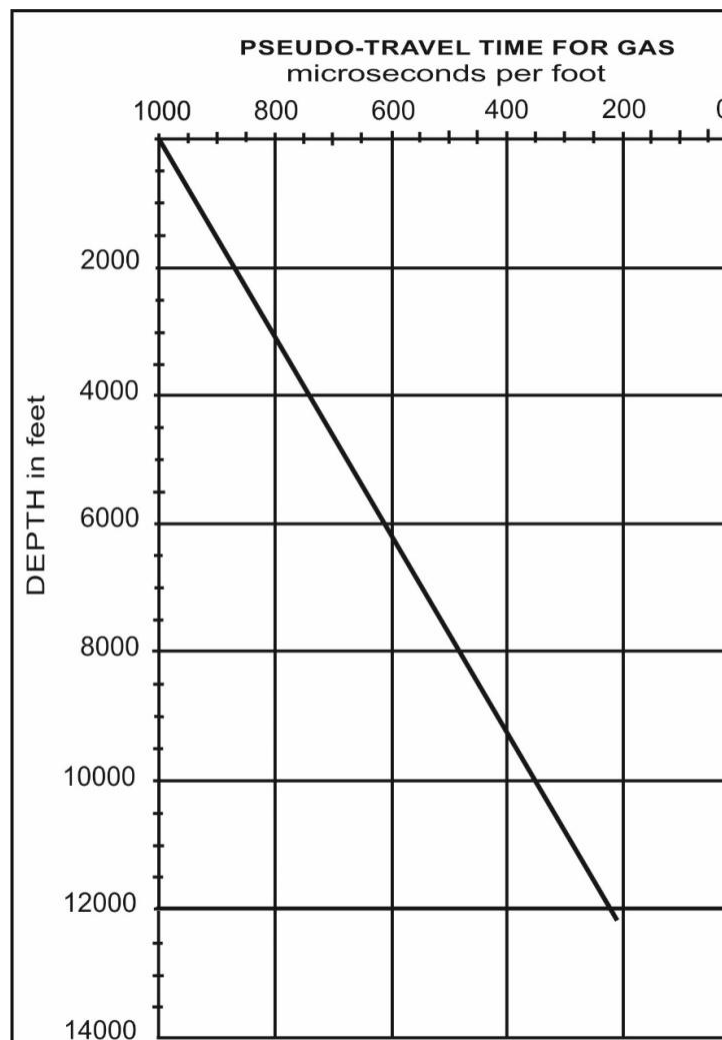


Рис. 4.4 Зміна інтервального часу проходження поздовжньої хвилі в газі з глибиною [25]

Глибинність дослідження АК і НК, за умови використання стандартної апаратури із незмінною геометрією і частотними характеристиками, буде в основному контролюватися: в методі АК – швидкістю розповсюдження пружних хвиль у середовищі; у НК – вмістом водню у середовищі, що досліджується. Обидва фізичні параметри пропорційні $K_{\text{п}}$. Таким чином, в обох випадках глибинність дослідження методів буде обернено пропорційною

пористості колектора. Зі спеціальної літератури відомо [25, 76, 117, 135], що середня глибинність дослідження НК (в області $K_{п} = 15-30\%$) змінюється від 30 до 15 см. Саме в цьому діапазоні пористості найчастіше спостерігається вплив $K_{гз}$ на покази НК і АК. Діапазон зміни середньої глибинності АК, в тій самій області $K_{п}$, знаходиться в межах від 15 до 10 см.

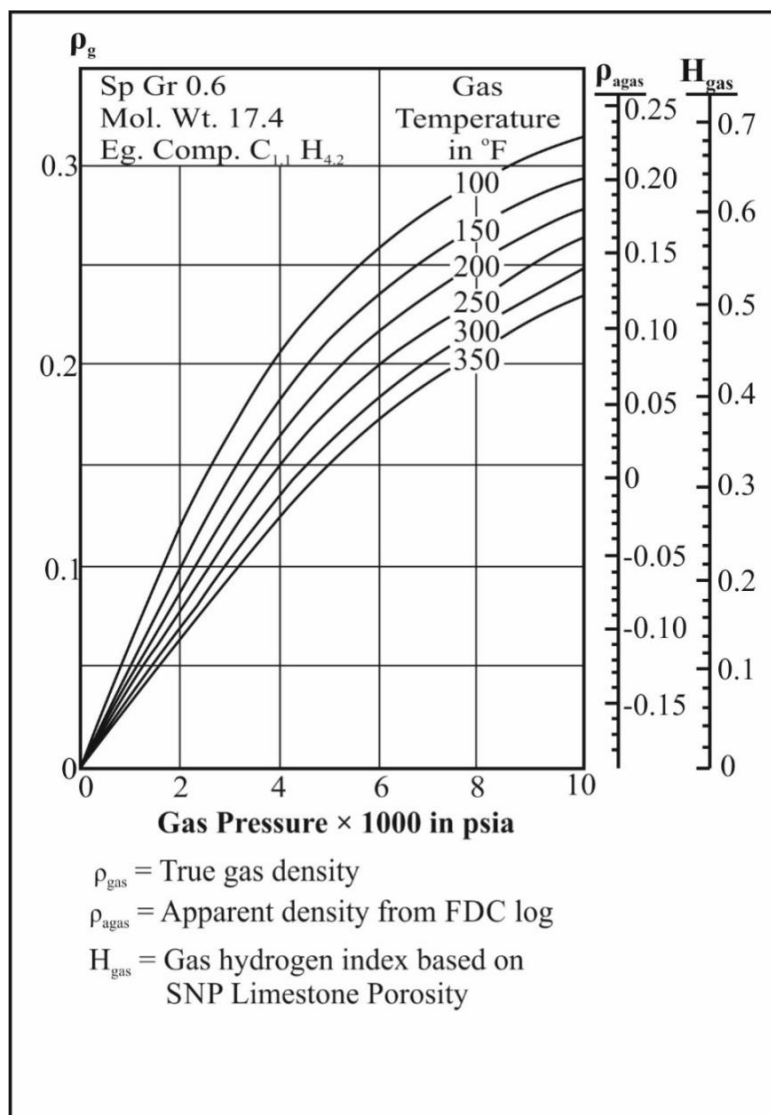


Рис. 4.5 Водневміст і густина газу залежно від тиску і темп. [135]

Наведена вище методика ґрунтується на припущенні (робочій гіпотезі), що зміна коефіцієнта залишкового газонасичення колектора в зоні проникнення

пропорційна відстані від стінки свердловини вглиб пласта. Дисертант вважає, що не зважаючи на змінну глибинність методів АК і НМ, відношення $R_{\text{АК}}/R_{\text{НМ}}$

залишається постійним, а отже, і $K_{\text{ГЗ}}^{\text{АК}}/K_{\text{ГЗ}}^{\text{НМ}}$ – константа. Таким чином, введення

коефіцієнта K у систему рівнянь (4.7) дозволяє розв'язувати задачу знаходження $K_{\text{п}}$ газонасиченої породи, $K_{\text{ГЗ}}^{\text{АК}}$ та $K_{\text{ГЗ}}^{\text{НМ}}$ пласта на відстані $R_{\text{АК}}$ та $R_{\text{НМ}}$ від стінки свердловини (рис. 4.6):

$$\left\{ \begin{array}{l} K_{\text{п}} = \frac{\omega_{\text{Г}} \cdot K_{\text{п}}^{\text{АК}} + \frac{\Delta T_{\text{Г}} - \Delta T_{\text{СК}}}{\Delta T_{\text{В}} - \Delta T_{\text{СК}}} \cdot K \cdot K_{\text{п}}^{\text{НМ}}}{\frac{\Delta T_{\text{Г}} - \Delta T_{\text{СК}}}{\Delta T_{\text{В}} - \Delta T_{\text{СК}}} \cdot K + \omega_{\text{Г}}} \\ K_{\text{ГЗ}}^{\text{НМ}} = \frac{K_{\text{п}} - K_{\text{п}}^{\text{НМ}}}{K_{\text{п}} \cdot \omega_{\text{Г}}} \\ K_{\text{ГЗ}}^{\text{АК}} = K \cdot K_{\text{ГЗ}}^{\text{НМ}} \end{array} \right. \quad (4.9)$$

Така методика дозволяє не лише розраховувати реальну пористість пласта, а і проводити попередню оцінку ступеня газонасиченості пласта (адже ступінь залишкового газонасичення напряму залежить від $K_{\text{Г}}$ незмінної частини пласта).

Безумовно, достовірність такої оцінки багато в чому залежить від обраного значення коефіцієнту K та петрофізичних констант компонент породи (останнє отримують за результатами дослідження керну, або побудови ЛГАМ). За наявності інформації про пористість, що визначена за керном (для газонасиченого пласта), можна розв'язати систему рівнянь (4.7) відносно коефіцієнту K , і таким чином уточнити його значення для конкретного типу апаратури, що використовується на даній площі (для даного регіону досліджень, за такою методикою, K змінюється від 0.4 до 0.5).

каротажу з метою визначення пористості газонасиченого пласта. Існуючі методики не дозволяють повною мірою вирішити дану проблему.

2. Однією з поставлених задач при інтерпретації даних ГДС в газонасичених товщах є виявлення пластів, в яких вплив $K_{гз}$ на покази методів пористості присутній (адже введення поправок за вміст залишкового газу за його незначної присутності призводить до не меншого спотворення реальної пористості, ніж при їх не введенні). У даній роботі запропоновано "спосіб позірних пористостей", що базується на використанні комплексу методів АК-НК, або НК-ГГК-щ. Такий спосіб також дозволяє попередньо виділяти пласти, які можуть бути газонасиченими. Реалізація параметра $\Delta K_{п}$ при інтерпретації даних ГДС у пошукових і розвідувальних свердловинах дозволяє виділити першочергові об'єкти під перфорацію та випробовування. За умови $\Delta K_{п} > 2\sigma_{\Delta}^{abc}$ можна стверджувати, що в при свердловинній зоні пласта мали місце процеси переміщення газової складової пластового флюїду в породі під впливом знакозмінних радіальних градієнтів тиску на межі «свердловина – гірська порода» під час буріння свердловини та розкриття пласта.

3. Залишкове газонасичення присвердловинної частини пласта-колектора змінюється в радіальному напрямку від стінки свердловини в глиб пласта. Методи ГДС, що використовуються для визначення $K_{п}$, мають різну глибинність дослідження (таблиця 4.1), тож вплив $K_{гз}$ на ці методи не однаковий, і це потрібно враховувати. З метою вирішення поставленої задачі запропонована методика сумісного визначення $K_{гз}$ та $K_{п}$, що ґрунтується на використанні комплексу двох різноглибинних методів каротажу: акустичного і нейтронного. Така методика дозволяє не лише розраховувати реальну пористість пласта, а й проводити попередню оцінку ступеня газонасиченості пласта (адже ступінь залишкового газонасичення напряму залежить від $K_{г}$ незмінної частини пласта).

РОЗДІЛ 5

ДОСЛІДЖЕННЯ ГЕОЕЛЕКТРИЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ГЛИНИСТИХ ПОРІД – ФЛЮЇДОУПОРІВ ПОКЛАДІВ ВУГЛЕВОДНІВ

5.1 Уточнення петроелектричної моделі глинистих порід

Важливим аспектом є оцінка ємнісних властивостей глинистих покришок, насамперед пористості, яка є відображенням мінералогічного і гранулометричного складу, дії та епігенетичних змін глин, а також термобаричних умов. Як відомо, поява надлишкового тиску призводить до підвищення пористості в глинистих товщах [136, 137]. Таким чином, інформація про $K_{\text{п}}^{\text{гл}}$ дозволяє прогнозувати наявність зон аномально високих пластових тисків (АВПТ) шляхом порівняння реальних значень пористості із нормальними трендами ущільнення глинистих товщ із глибиною (для конкретного району). Проведення оцінки АВПТ за даними ГДС є невід’ємною частиною геолого-геофізичних досліджень вуглеводневих систем. Знання про наявність зон з АВПТ важливе для розробки оптимального безпечного технологічного режиму буріння свердловин.

Визначення $K_{\text{п}}$ глинистих товщ (або $K_{\text{п}}^{\text{гл}}$) за даними ГДС проводиться за допомогою або під час побудови ЛГАМ. Алгоритм був описаний у 3 розділі даної роботи. Однак існують випадки (особливо в нових свердловинах), коли необхідний для побудови ЛГАМ комплекс ГДС у свердловині відсутній. Для вирішення даної проблеми було проведено такі дослідження.

На рисунку 5.1 показано кореляційний зв’язок параметра пористості для глин ($P_{\text{п}}^{\text{гл}}$) від $K_{\text{п}}^{\text{гл}}$ (останнє розраховано за методикою ЛГАМ) для порід серпуховського віку Островецького ГКР (табл. 5.1). Параметр пористості глин розраховувався:

$$P_n^{гг} = \rho_{гг} / \rho_{в.гг}, \quad (5.1)$$

де $\rho_{гг}$ – опір глин, визначений за даними індукційного каротажу (ІК); $\rho_{в.гг}$ – опір води в глинах, визначений, в першому випадку, за емпіричною формулою Тікс'є (рис. 5.1а) [76]:

$$\rho_{в.гг} = \rho_{гг} \cdot \frac{\Delta T_{гг} - 230}{1640}; \quad (5.2)$$

в другому випадку (рис 5.1б) – за результатами хімічного аналізу глибинних проб, відібраних безпосередньо із свердловин при випробуванні водоносних об'єктів.

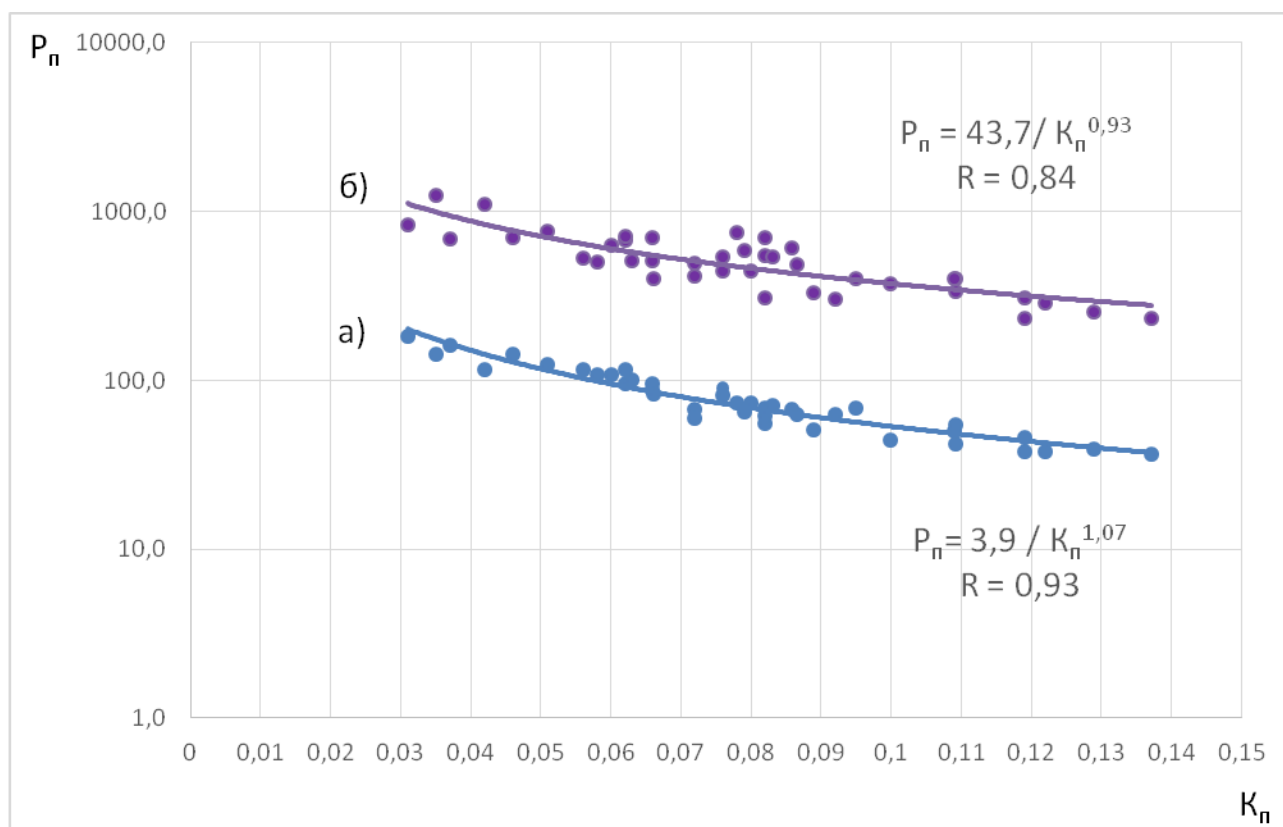


Рис. 5.1 Залежність P_n глин від $K_n^{гг}$ (а – опір води визначено за формулою Тікс'є; б – за результатами відбору пластових проб із колекторів)

Таблиця 5.1

Перелік досліджуваних глинистих пластів Острозького ГКР

№ п/п	№ Св.	Покрівля, м	Підошва,м	№ п/п	№ Св.	Покрівля, м	Підошва,м
1	51	3868,4	3880,2	20	591	3943,4	3956,8
2	51	3947,2	3959,4	21	591	3976,8	3987,8
3	51	3979,4	3991	22	591	4036,2	4075
4	51	4033,2	4080,2	23	591	4084,2	4098
5	51	4134,6	4159,4	24	591	4101	4111,4
6	52	3838	3845,4	25	1	3783	3805
7	52	3990,5	4012,3	26	1	3808	3811,2
8	53	3824,6	3836	27	1	4265	4320
9	53	3868,8	3881	28	3	3920	3930,6
10	53	3960,8	3965,6	29	3	4064	4084
11	53	3991	4009,8	30	3	4167	4195,4
12	54	3872,6	3883,4	31	5	4107,8	4136,4
13	54	3959	3972,2	32	5	4209	4241,2
14	54	3995,8	4020	33	5	4245,2	4306,2
15	55	3875,8	3893,4	34	5	4306,2	4340,4
16	55	3956,2	3967,4	35	5	4349,8	4403,2
17	55	4028,8	4077	36	7	3889,2	3906,6
18	55	4104,2	4115	37	7	4264,2	4293,2
19	591	3815	3820,8	38	7	4304,4	4329,2

Отримані рівняння регресії мають такий вигляд:

$$P_{\text{п}}^{\text{гл}} = 43.7 / K_{\text{п}}^{0.93} \quad (\text{б}) \quad (5.3)$$

$$P_{\text{п}}^{\text{гл}} = 3.9 / K_{\text{п}}^{1.07} \quad (\text{а}) \quad (5.4)$$

Аналізуючи отримані результати (рис. 5.1), бачимо досить тісний кореляційний зв'язок між параметрами. Графік, побудований за пластовими пробами, за однакових $K_{\text{п}}$, (рис 5.1б, р-ня 5.3) має на порядок більш високе значення $P_{\text{п}}^{\text{гл}}$, тому що при розрахунках в знаменнику використані дані опору вільної води за пластовими пробами з інтервалів колекторів (0,013-0,02 Ом·м). У водночас відомо, що в глинах (за рахунок субкапілярного розміру пор), міститься тільки зв'язана вода, питомий електричний опір якої суттєво відрізняється від вільної води. За літературними даними [45,115], опір зв'язаної води змінюється від 0,22 до 0,5-0,8 Ом. Таким чином, у випадку глин правомірним є використання рівняння (5.4).

У роботі М.М. Елланського [115] вказано, що за високої мінералізації пластових вод (> 30 г/л) питомий електричний опір зв'язаної води є майже константою, рівною 0,22 Ом, і не залежить від мінералогічного складу глин. Враховуючи високу мінералізацію пластових вод Островецького ГКР (>90 г/л), було перераховано рівняння (5.1), виходячи з того факту, що величина електричного опору зв'язаної води дорівнює 0,22 Ом:

$$P_{\text{п}}^{\text{гл}} = 3.1 / K_{\text{п}}^{0.96}, r=0.85 \quad (5.5)$$

Рівняння (5.4) і (5.5) досить подібні між собою, що свідчить про те, що розрахований за рівнянням (5.2) питомий електричний опір відповідає зв'язаній

воді. В обох випадках структурний коефіцієнт m близький до одиниці, що збігається з результатами досліджень, викладених у роботі Кашуби Г.О. [138]. Константа a у рівняннях (5.3-5.5) залежить від конкретних геологічних умов (структури порового простору, тиску, температури і т.д.) і повинна визначатися для кожного конкретного випадку.

Отже, на основі отриманих результатів, рекомендується для експресного визначення K_{Π}^{gl} у нових свердловинах на даній площі (за відсутності досліджуваного кернового матеріалу), якщо необхідний для побудови комплекс ЛГАМ відсутній, використовувати рівняння (5.4). Такий підхід дозволяє визначати пористість глинистих товщ і, як результат, – оцінювати наявність зон АВПТ (або АНПТ) і розраховувати за відомими стандартними способами величину коефіцієнту аномальності пластового тиску.

5.2 Особливості поведінки геофізичних параметрів глинистих покришок над продуктивними і непродуктивними частинами пластів

З метою виявлення аномалій геофізичних полів у глинистих покришках, обумовлених міграцією вуглеводнів, було досліджено флюїдоупори Островецького ГКР серпуховського і візейського ярусів над продуктивними (газонасиченими) і непродуктивними пластами за результатами випробувань і ГДС.

Досліджувана вибірка була сформована із 10 свердловин Островецького ГКР (св. 1, 3, 5, 7, 51, 52, 53, 54, 55, 591). Було проаналізовано 42 пластоперетинань (26 над продуктивними і 16 над непродуктивними покладами). У результаті аналізу було виявлено градієнтну зміну показів електричного (індукційного і бокового) й акустичного каротажів від нижньої (безпосередньо над продуктивним пластом) до верхньої частини глинистої покришки над продуктивними пластами (рис. 5.2а, 5.2б, 5.3). Поділ флюїдоупору на верхню і нижню частину було проведено візуально, за зміною

фізичних полів ЕК і АК. Загальною закономірністю (над продуктивними пластами) є підвищені покази АК і понижені покази ЕК нижньої частини покриття порівняно з верхньою. Також, в більшості випадків нижня частина відзначається більш високим K_{Π}^{EM} . Для підтвердження існування суттєвої відмінності між нижньою і верхньою частинами глинистих пластів, було проведено статистичний аналіз. У таблиці 5.2 наведено результати оцінки подібності середніх розрахованих значень електричного опору і $\Delta T_{\text{гл}}$ окремо по двох вибірках порід (над продуктивними і непродуктивними пластами) шляхом порівняння розрахованих значень ($t_{\text{роз}}$) t-критерію з теоретичними ($t_{\text{теор}}$). У випадку, якщо $t_{\text{роз}} > t_{\text{теор}}$ – спостережена розбіжність значуща; якщо $t_{\text{роз}} \leq t_{\text{теор}}$ – розбіжність відсутня.

Таблиця 5.2

Порівняння подібності ПЕО та $\Delta T_{\text{гл}}$ нижньої і верхньої частини глинистих товщ на основі використання t- критерію Ст'юдента

Над продуктивними пластами				Над непродуктивними пластами			
N=26, p=0.95		$t_{\text{теор}}$	$t_{\text{роз}}$	N=16, p=0.95		$t_{\text{теор}}$	$t_{\text{роз}}$
ПЕО верх	ПЕО низ	2,01	2,35	ПЕО верх	ПЕО низ	2,04	0,4
$\Delta T_{\text{гл}}$ верх	$\Delta T_{\text{гл}}$ низ	2,01	3,264	$\Delta T_{\text{гл}}$ верх	$\Delta T_{\text{гл}}$ низ	2,04	1,68

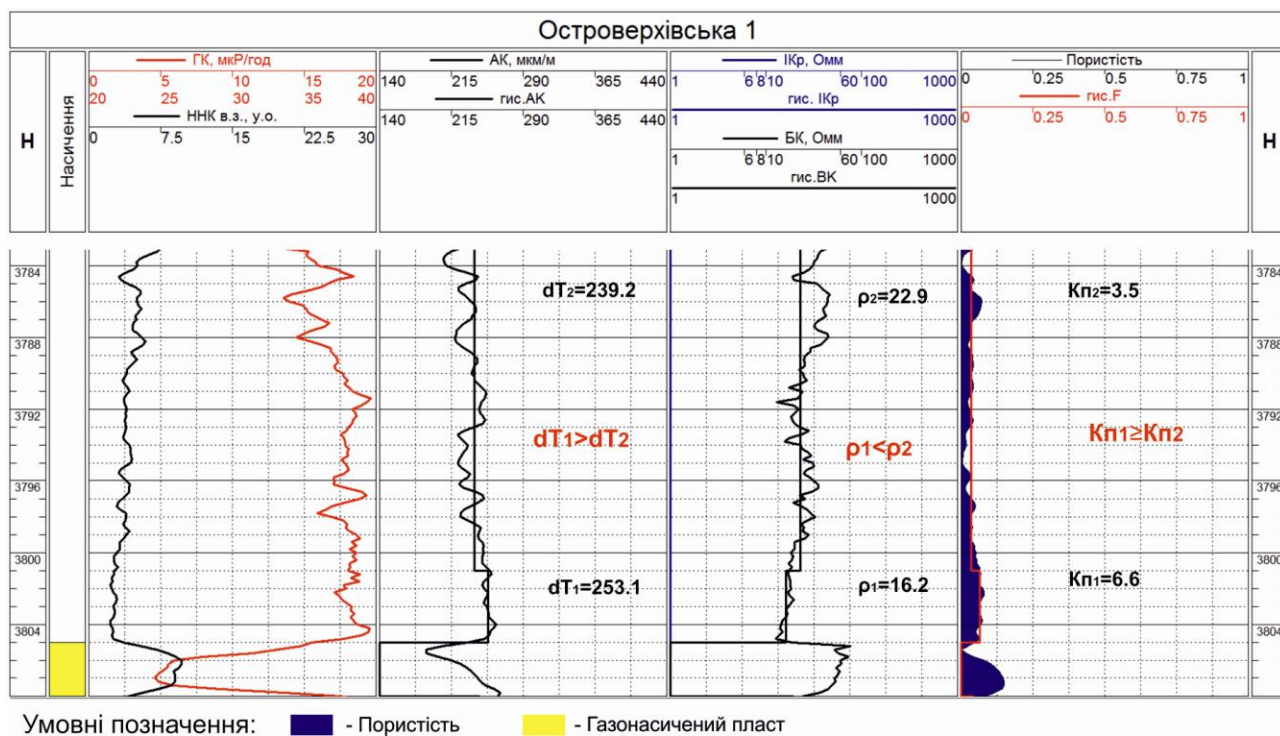


Рис. 5.2а Фрагмент планшету св. 1-Острорерхівська

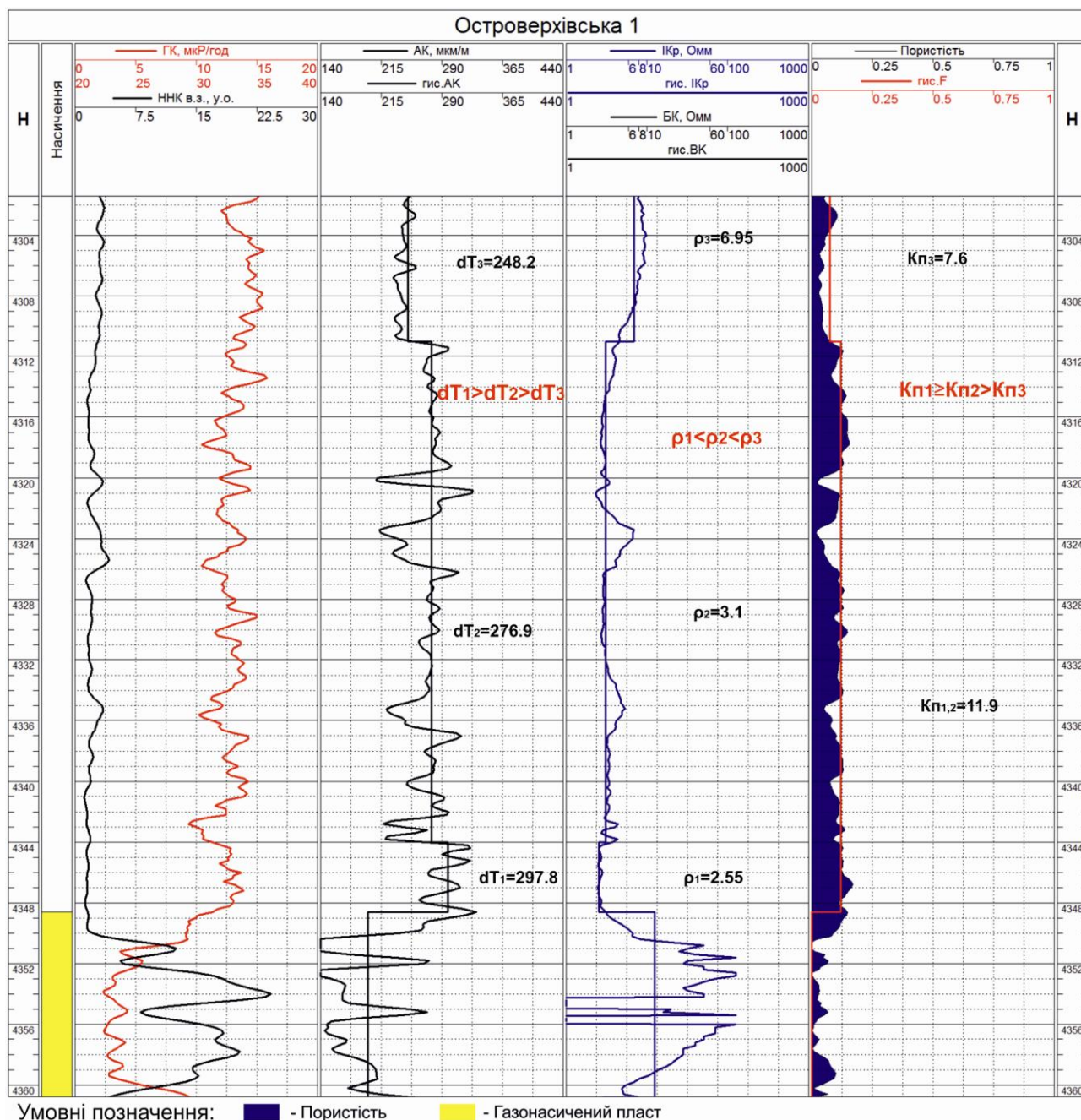


Рис. 5.26 Фрагмент планшету св. 1-Острове́рхівська

Результати аналізу показали, що над продуктивними пластами покази ЕК і АК у нижній і верхній частинах покоришки суттєво відрізняються між собою, над непродуктивними пластами – різниця не суттєва (рис. 5.4, 5.5).

Характер розподілу показів АК і ЕК у глинистих покоришках над непродуктивними пластами виявився зовсім іншим. У частині проаналізованих пластів диференціація показів АК і ЕК була майже відсутня, в інших випадках – спостерігалася зворотня картина, порівняно з покоришками над продуктивними

пластами: підвищені покази ЕК і понижені покази АК нижньої частини покришки у порівнянні із верхньою (рис. 5.6а,б).

Відмінність показів АК і ЕК між верхньою і нижньою частинами глинистих покришок над продуктивними пластами може бути пов'язана із процесом міграції вуглеводнів, за рахунок чого відбувається часткове насичення порового простору покриваючих порід, що веде до їх розуцільнення і, як наслідок, призводить до виникнення аномалій фізичних

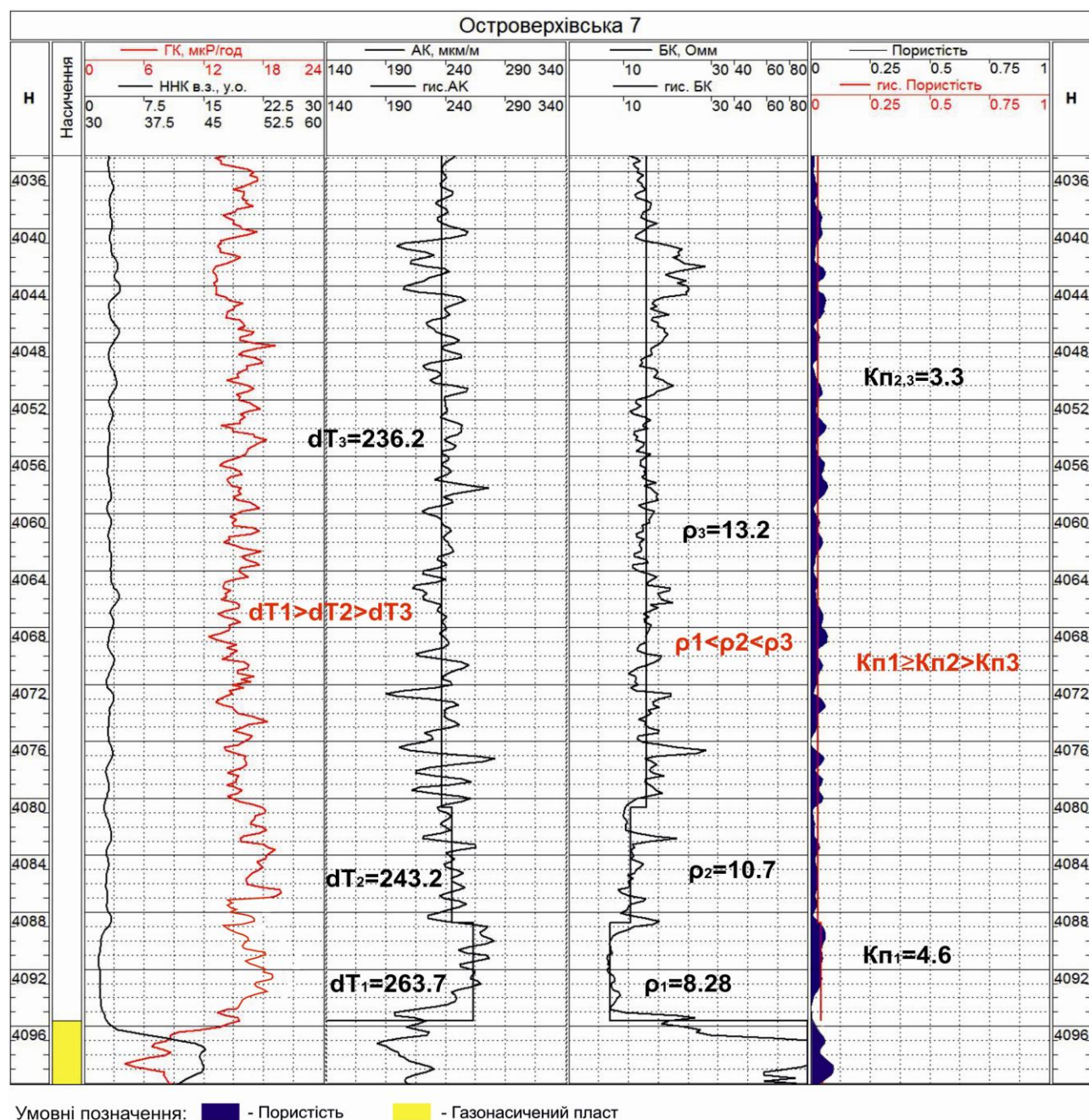


Рис. 5.3 Фрагмент планшету св. 7-Острове́рхівська

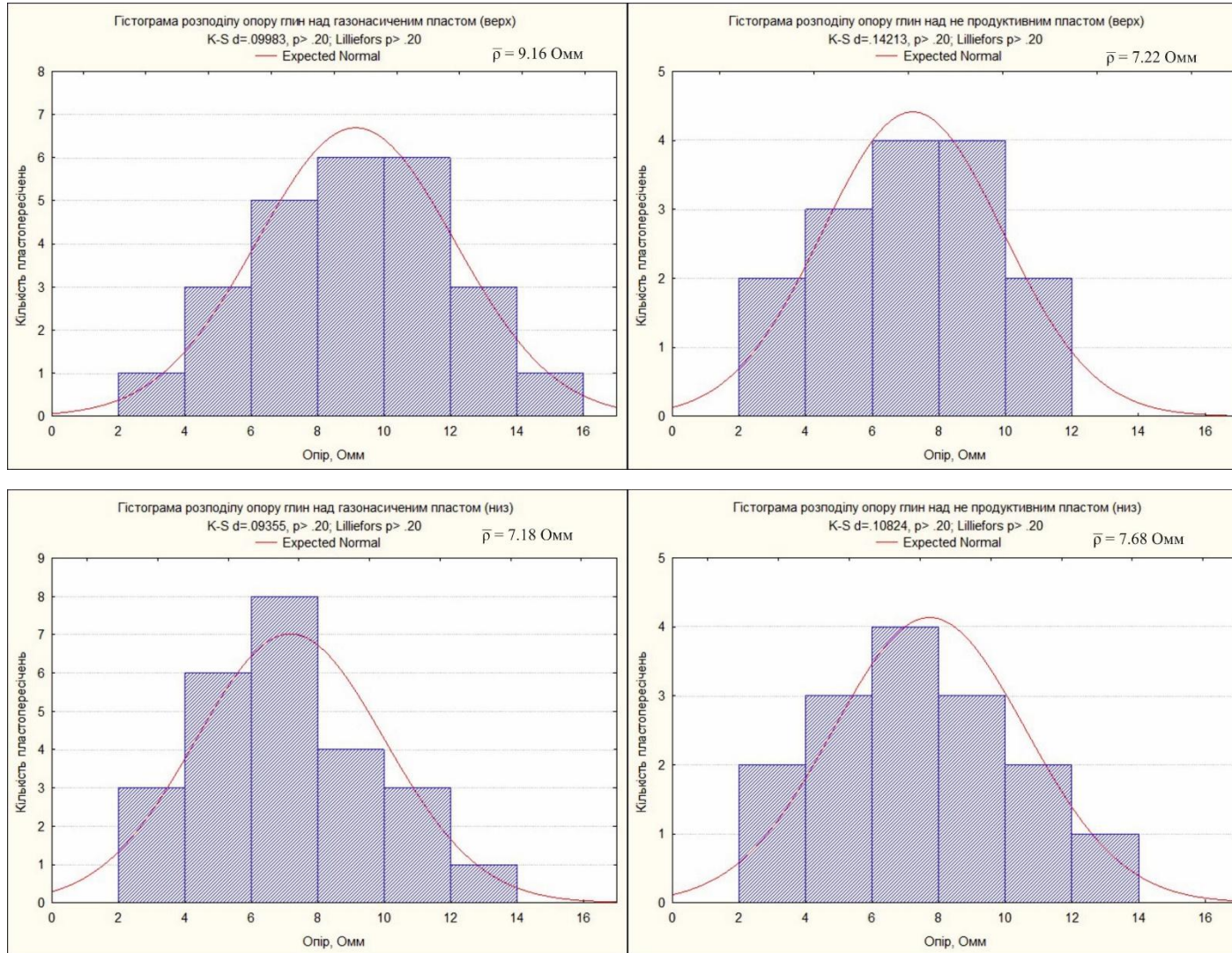


Рис. 5.4 Порівняння питомого електричного опору нижньої і верхньої частини глинистих товщ над продуктивними (ліворуч) і непродуктивними (праворуч) пластами

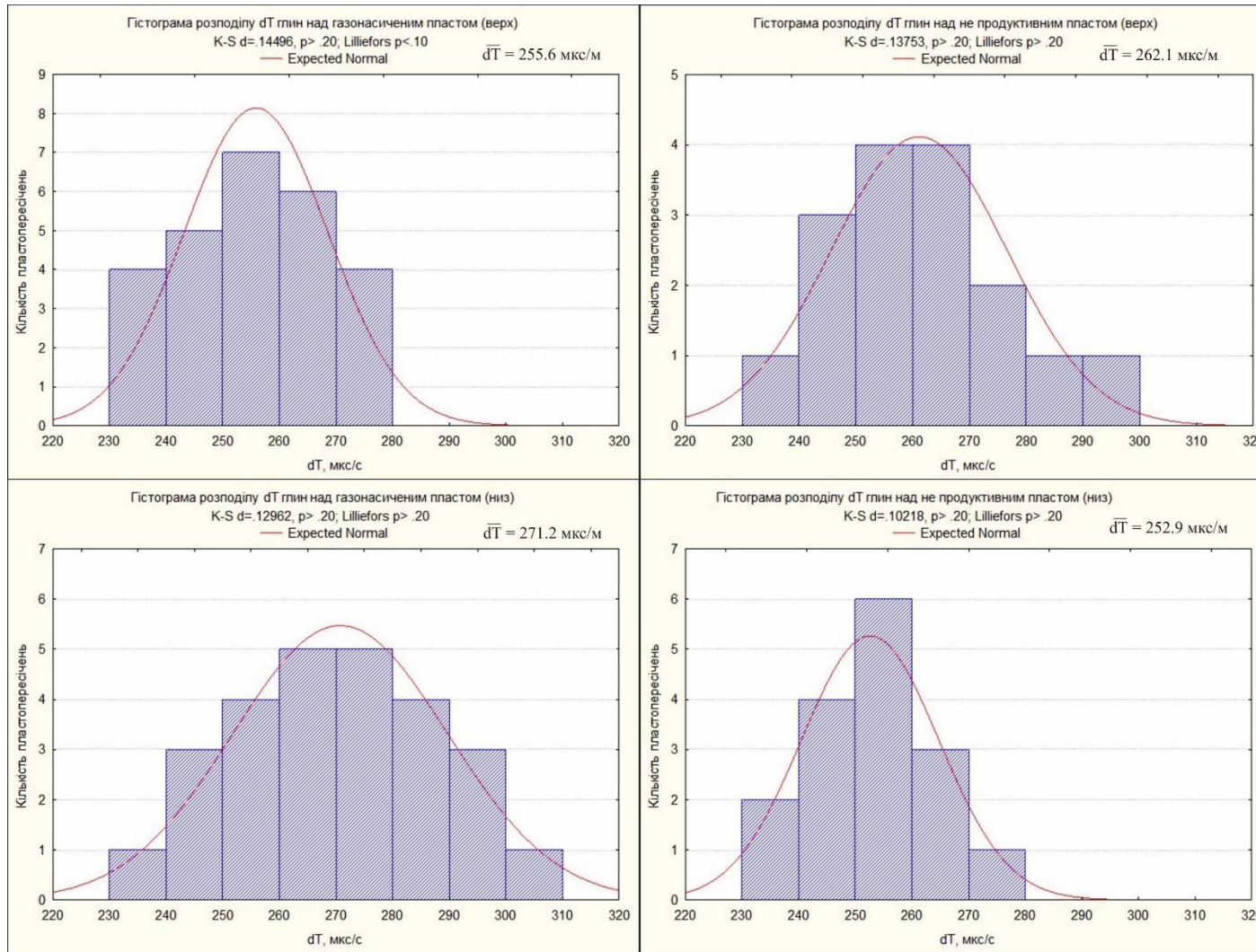
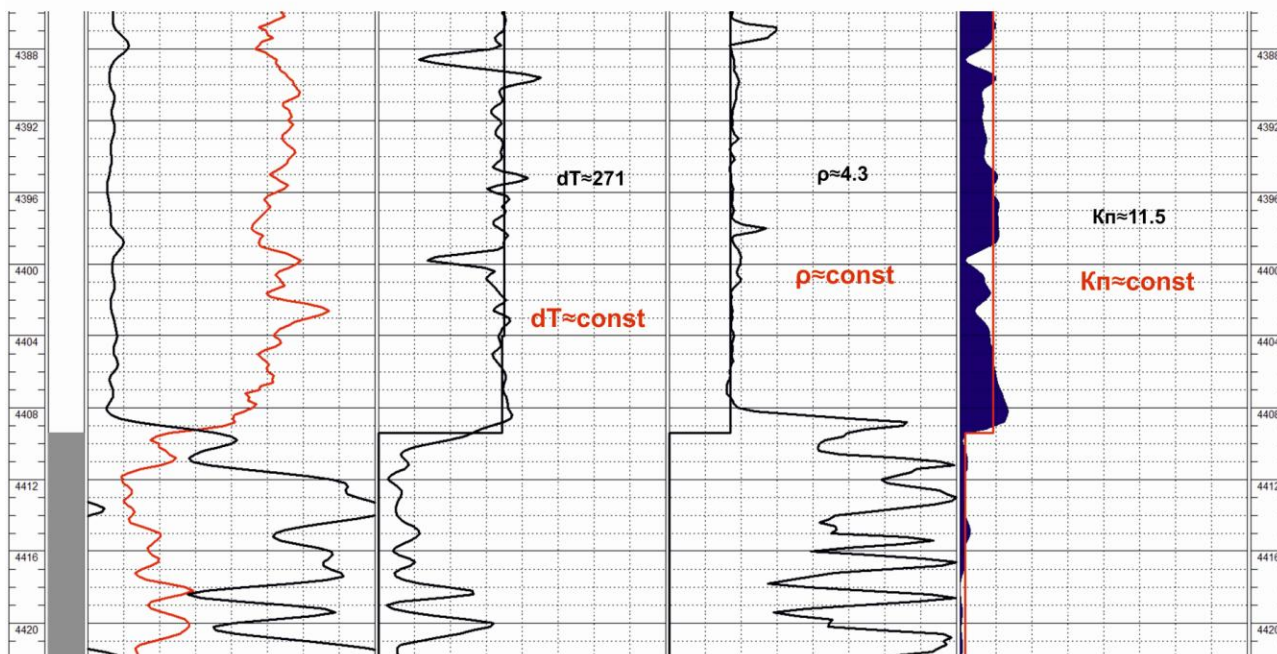
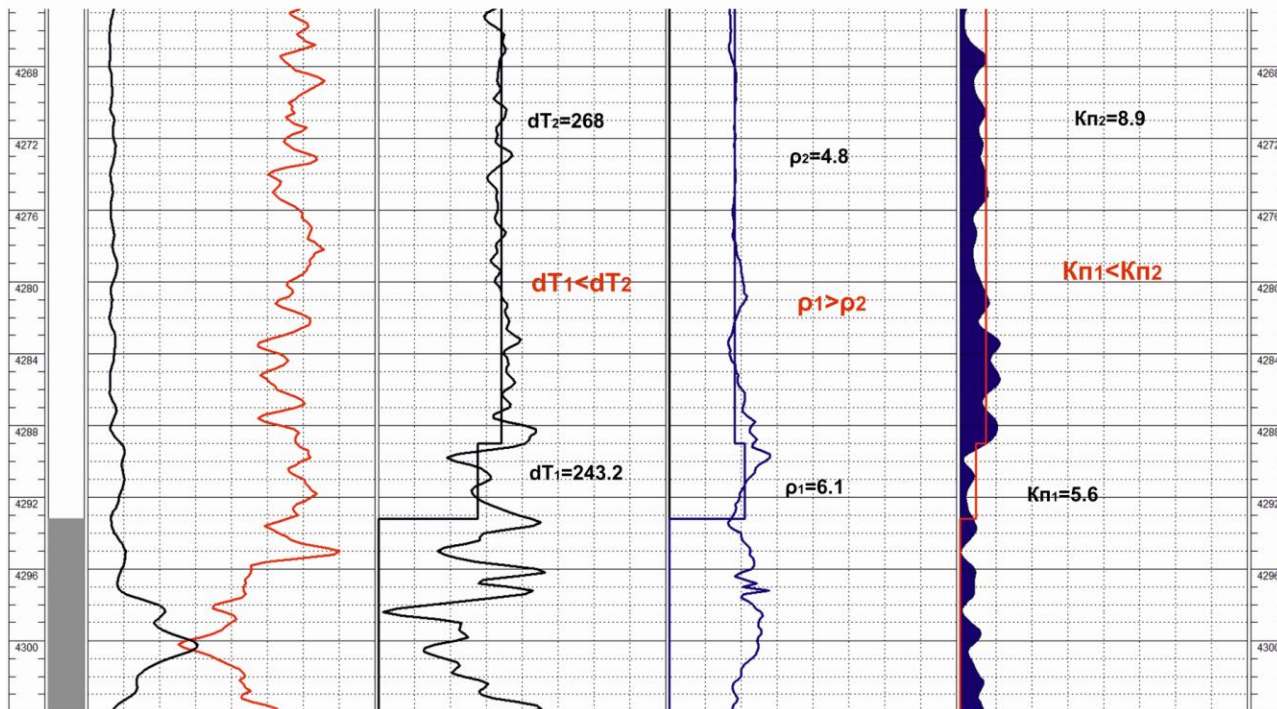


Рис. 5.5 Порівняння $\Delta T_{\text{гл}}$ нижньої і верхньої частини глинистих товщ над продуктивними (ліворуч) і непродуктивними (праворуч) пластами

Острове́рхівська 7																						
Н	Насичення	ГК, мкР/год					АК, мкм/л					ВК					Пористість					Н
		0	4	8	12	16	140	215	290	365	440	1	6'8'10	60'100	1000	0	0.25	0.5	0.75	1		
		12	15	18	21	24	гис.АК					гис.ВК					гис. F					
		ННК в.з., у.о.										RIKR										
		0	7.5	15	22.5	30						гис. RIKR										
		30	37.5	45	52.5	60																



Умовні позначення: ■ - Пористість ■ - Не продуктивний

Рис. 5.6а Фрагмент планшету св. 7-Острове́рхівська

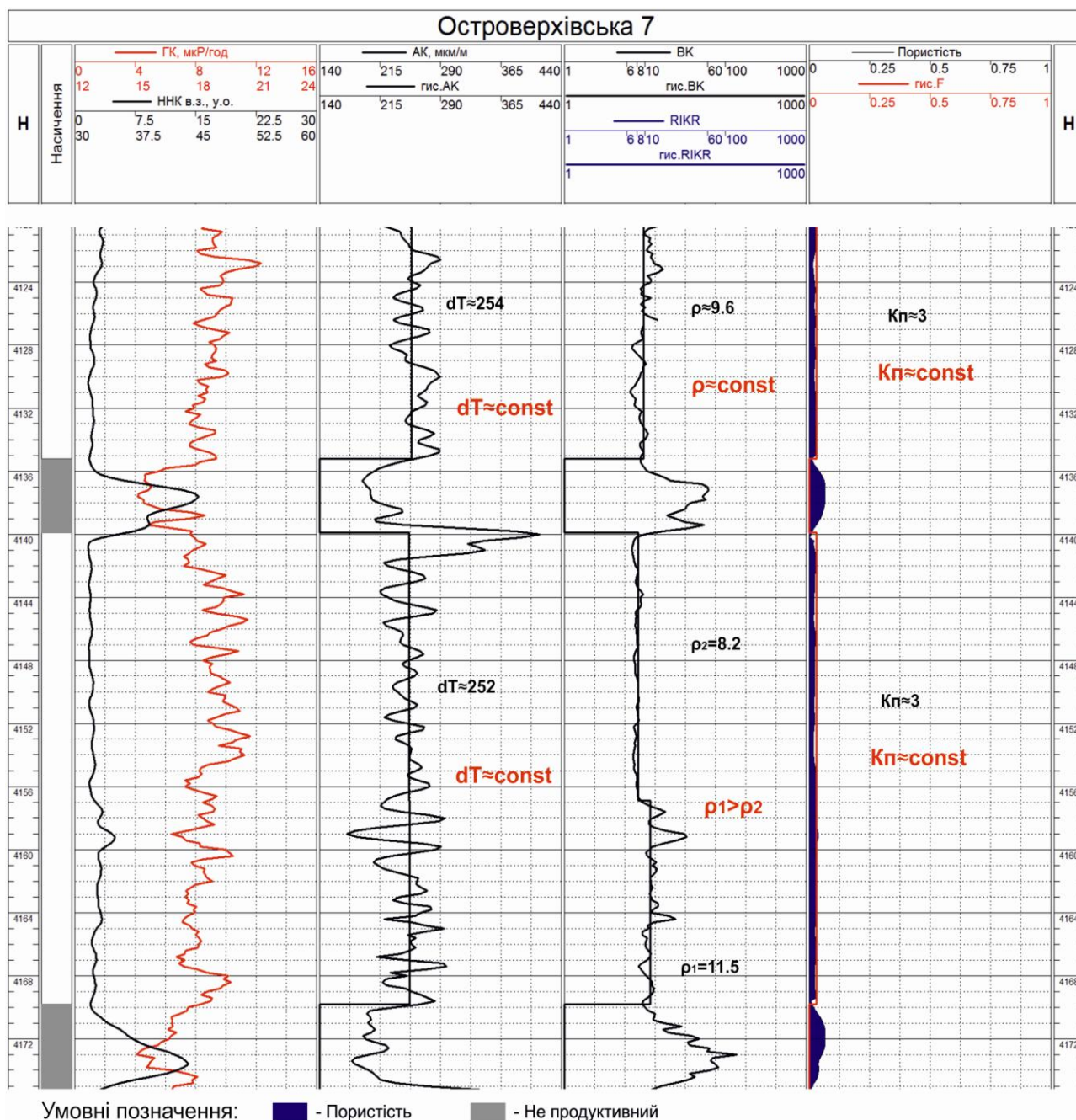


Рис. 5.6б Фрагмент планшету св. 7-Острове́рхівська

полів. Також цікавим є той факт, що висота (потужність) нижньої частини покришки (зі зміненими фізичними властивостями) в проаналізованих пластоперетинаннях не однакова. Найімовірніше, це може бути пов'язано із різною екрануючою здатністю покришок. У літературних джерелах наводиться інформація про те, що чим глибша зона змінених властивостей покришки (нижня частина) – тим гірша її екрануюча здатність. Слід відмітити, що виявлені закономірності трендових змін геофізичних характеристик у

покришках над продуктивними покладами та відсутність помітних змін у вертикальному напрямку над непродуктивними пластами (або зворотня картина) спостерігаються як у відкладах серпуховського ярусу, так і у відкладах візею.

Отже, проведені дослідження дозволили виявити новий якісний пошуковий геофізичний критерій можливої наявності продуктивного покладу/пласта під глинистим флюїдоупором, зміст якого полягає у суттєвій відмінності питомого електричного опору та інтервального часу в різних ділянках покришки за незмінної її глинистості.

Висновки до розділу 5

За результатами проведених досліджень можна зробити такі висновки:

1. У результаті експериментальних досліджень встановлено суттєву відмінність реальної геоелектричної моделі глинистих порід від петрофізичної моделі, у якій не враховано особливості питомого електричного опору капілярно-зв'язаної води. На основі уточненої інтерпретаційної моделі запропоновано визначення коефіцієнту пористості глинистих порід у нових свердловинах на даній площі (за відсутності досліджуваного кернового матеріалу), якщо необхідний для побудови комплекс ЛГАМ відсутній. Такий підхід дозволяє визначати пористість глинистих товщ і, як результат, – оцінювати наявність зон АВПТ (або АНПТ) і розраховувати за відомими стандартними способами величину коефіцієнту аномальності пластового тиску.

2. Проведені дослідження дозволили виявити новий якісний пошуковий геофізичний критерій можливої наявності продуктивного покладу/пласта під глинистим флюїдоупором, зміст якого полягає в суттєвій відмінності питомого електричного опору та інтервального часу в різних ділянках покришки за незмінної її глинистості (підвищені покази АК і понижені покази ЕК нижньої частини покришки порівняно із верхньою). Слід відмітити, що виявлені закономірності трендових змін геофізичних характеристик у покришках над продуктивними покладами та відсутність помітних змін у вертикальному

напрямку над непродуктивними пластами (або зворотня картина) спостерігаються як у відкладах серпуховського ярусу, так і у відкладах візею.

ВИСНОВКИ

У висновках підведено підсумок наукових досліджень та висвітлено найбільш важливі результати, отримані автором під час роботи над дисертацією. Головні результати за темою дисертаційної роботи можна сформулювати у вигляді таких тверджень.

1. З метою необхідності отримання безперервної промислово-геофізичної інформації по всьому геологічному розрізу родовища для побудови геолого-геофізичної моделі обґрунтовано мінімально необхідний (ГК-НК) та оптимальний (ГК-НК-АК) об'єм даних промислової геофізики та відповідні методики інтерпретації даних ГДС особливо за відсутності кернавого матеріалу. Запропоновано зараз із конкретними кореляційними залежностями типу "керна-керна", або "керна-ГДС" використовувати більш універсальну методику визначення петрофізичних параметрів досліджуваного середовища шляхом побудови лінійних геоакустичних моделей.

2. На основі аналізу існуючих уявлень та фізико-технологічних моделей процесів, що відбуваються в зоні проникнення при розкритті газонасиченого пласта, запропоновано вдосконалення існуючого підходу щодо комплексної інтерпретації даних неелектричних методів каротажу, результатом якого є оцінка залишкового газонасичення в зоні дослідження кожного з методів та більш достовірне визначення пористості газонасиченої породи-колектора. Автором запропоновано застосування комплексу АК-НК та введено новий коефіцієнт K , який враховує радіальну зміну залишкового газонасичення в пласті. Це дозволить суттєво підвищити достовірність оцінки ємнісних характеристик теригенних порід-колекторів при оперативній інтерпретації даних ГДС та при підрахунку запасів вуглеводнів.

3. У результаті експериментальних досліджень встановлено суттєву відмінність реальної геоелектричної моделі глинистих порід від петрофізичної моделі, у якій не враховано особливості питомого електричного опору

капілярно-зв'язаної води. На основі уточненої петрофізичної моделі запропоновано визначення коефіцієнту пористості глинистих порід на прикладі Островецького ГКР, що дозволить проводити експресну оцінку АВПТ в розрізі свердловини.

4. Проведені дослідження дозволили виявити новий якісний пошуковий геофізичний критерій можливої наявності продуктивного пласта під глинистим флюїдоупором, зміст якого полягає у суттєвій відмінності питомого електричного опору та інтервального часу в різних ділянках покрити за незмінної її глинистості. Разом із визначеними ємнісними характеристиками пласта-колектора за даними ГДС використання даного критерію дозволяє збільшити достовірність виявлення продуктивного покладу або об'єкту.

Таким чином, запропоновані способи інтерпретації даних ГДС, геоелектричні моделі глинистих товщ та науково обґрунтований мінімальний та оптимальний об'єм методів комплексу ГДС орієнтовані на підвищення ефективності петрофізичного забезпечення геолого-геофізичного моделювання газоконденсатних покладів.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Солодкий Є.В. Пористість газонасичених колекторів за даними ГДС / Є.В. Солодкий, О.М. Карпенко // Вісник КНУ імені Тараса Шевченка. – Київ, 2013. – № 1(60). – С. 20-24.
2. Солодкий Є.В. Визначення газонасичення при свердловинній зоні пласта-колектора за геофізичними даними / Є.В. Солодкий, О.М. Карпенко // Науковий вісник Національного гірничого університету (№5/143) – Дніпропетровськ, 2014. – С. 10-15.
3. Солодкий Є.В. Вплив залишкового газонасичення на визначення пористості порід-колекторів // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ, 2014. – №53. – С. 141-146.
4. Карпенко А.Н. Способ определения коэффициентов кажущейся пористости для оценки степени остаточного газонасыщения пород-коллекторов / А.Н. Карпенко, Е.В. Солодкий, П.П. Повжик // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса (№3) – Москва: ВНИИОЭНГ, 2015. – С. 16-18.
5. Колісніченко В. Прогнозування геоакустичних характеристик розрізів нафтових і газових свердловин ДДЗ за відсутності вимірів акустичного каротажу / В. Колісніченко, Г. Кашуба, Є. Солодкий // Вісник КНУ імені Тараса Шевченка. – Київ, 2014. – № 3 (66). – С. 82-87.
6. СОУ 74.2-20077720-042:2011. Родовища нафти та газу. Геолого-технологічні цифрові моделі. Порядок створення та використання. Київ, 2011. – С. 63.
7. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. Часть 1 – Геологические модели. (Методичні вказівки по створенню геолого-технологічних моделей нафтових і газонафтових родовищ, що постійно діють. Частина 1 – Геологічні моделі) - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – С. 164.

8. Закревский К.Е. Оценка качества 3D моделей / К.Е. Закревский, Д.М. Майсюк, В.Р. Сыртланов. М.: ООО "ИПЦ Маска", 2008 – С. 272.
9. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование / К.Е. Закревский – М.: ООО "ИПЦ Маска", 2009 – С. 376.
10. Маляр В.О. Геологічна модель Кобзівського родовища на основі комплексування даних сейсмозв'язки та промислової геофізики: Дис. канд. геол. наук: 04.00.22 / Маляр Віктор Олександрович – Київ, 2011. – С. 151.
11. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений / РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, ОАО ВНИИнефть им А.П. Крылова, ОАО ЦГЭ, ИНПГ РАН, ИГиРГИ, НИПШ ИНПЕТРО. – <http://www.complexdoc.ru/ntdtext/536811/2>.
12. Золоева Г.М. Геолого-геофизическое моделирование залежей нефти и газа [Учебное пособие] / Г.М. Золоева, С.Б. Денисов, С.И. Билибин – М.: ФГУП Издательство "Нефти и газ" РГУ нефти и газа И.М. Губкина, 2005. – С. 172.
13. Дюбрул О. Использование геостатистики для включения в геологическую модель сейсмических данных / О. Дюбрул [пер. с англ.]. – EAGE, 2002. – С. 296.
14. Matheron G. Traite de Geostatistique Appliquee / G. Matheron, F. Blondel – Technip, 1962. – P. 334.
15. Krige D.G. A sratistical approach of the general mixture role / D.G. Krige – Geoexploration. – 1981. – № 19. – P. 267-276.
16. Соболев И.М. Метод Монте – Карло / И.М. Соболев – М., 1968. – С. 64.
17. Курганський В.М. Застосування метода "Монте-Карло" при імовірнісних рохрахунках, пов'язаних з оцінкою запасів вуглеводневої сировини / В.М. Курганський, В.Г. Колісниченко, В.О. Маляр // Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Серій "Геологія". – К.: ВПЦ "Київський університет", 2009. - №47. – С. 54-57.

18. Dubrule O. Reservoir Geology Using 3D Modeling Tools / O. Dubrule, C. Basire, S. Bombarde, Ph. Samson, D. Segonds, J. Wonham – 1997. – SPE 38659. – P. 181-196.
19. Ампилов Ю.П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа / Ю.П. Ампилов – М.: ООО "Издательство Спектр", 2008. – С. 384.
20. Chopra S. Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization / S. Chopra, K. Marfurt // Geophysical development series. – v. 11., 2007. – P. 464.
21. Doyen P.M., Porosity from seismic Data: A Geostatistical Approach / P.M. Doyen // Geophysics. – Vol. 53, No. 10. – 1988. – P. 1263-1275.
22. Створення постійно-діючої геолого-технологічної моделі Островецького газоконденсатного родовища [Звіт за темою НДР № 1-045.14-УГВ] / Г.О. Кашуба, В.Г. Колісниченко та ін. – Київ: ТОВ “НАДРА ІНТЕГРОВАНІ РІШЕННЯ” 2015. – С. 268.
23. Добрынин В.М. Петрофизика (Физика горных пород) / В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Д.А. Кожевников – М.: Нефть и газ, 2004. – С. 368.
24. Кобанова В.Н. Петрофизика. [Учебник для вузов] / В.Н. Кобанова (2-е изд. перераб. и доп.) – М.: Недра, 1986 – С. 392.
25. Crain E.R. The Log Analysis Handbook / E.R. Crain, P. Eng – Tulsa: Pennwell, 1986. – P. 700.
26. Зинченко В.С. Петрофизические основы гидрогеологической инженерно-геологической интерпретации геофизических данных: учебное пособие для студентов вузов / В.С. Зинченко – Тверь: Изд. АИС, 2005 – С. 392.
27. Петрофизика. Справочник. В трех книгах. / Под ред. Н.Б. Дортман. – М.: Недра, 1992. – С. 391.
28. Тиаб Дж. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов / Дж. Тиаб, Эрл Ч. Доналдсон – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2009. – С. 868.

29. Добрынин В.М. Роль петрофизики в выявлении и изучении залежей нефти и газа / В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, В.А. Кожевников – Тверь: Изд. АИС (НТВ "Каротажник"), 1999. – Вып. 61. – С. 15-32.
30. Crain E.R. The New Role of Petrophysics in Geophysical Interpretation / E. R. Crain, P.Eng –Calgary: CSEG Recorder, Sept 2003. – P. 46-48.
31. Crain E.R. The Future of Petrophysics in Reservoir Description / E. R. Crain, P. Eng – Transactions 1st Annual Formation Evaluation Conference, Tripoli, Libya, October 2000. – P. 90.
32. Абросимова О.О. Прогнозирование коллекторов в верхней части доюрского комплекса по сейсмогеологическим данным на территории восточного склона Красноленинского свода / О.О. Абросимова, С.И. Кулагин // Известия Томского Политехнического университета, 2006. – №5. – С. 36-39.
33. Берзин А.Г. Комплексование геофизических методов (примеры решения геологических и нефтегазописковых задач). Направление 650 200 “Геофизические методы поисков и разведки” [Учебное пособие] / А.Г. Берзин – Якутск: Изд-во Якутского Ун-та, 2003. – С. 79.
34. Кашик А.С. Сопровождение компьютерных геологических моделей при мониторинге разработки месторождений углеводородов / А.С. Кашик, С.И. Билибин, Г.Н. Гогоненков, С.А. Кирилов // Нефтяное хозяйство, 7/2004. – С. 95-99.
35. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений / часть 1. Геологические модели – М.: ОАО ВНИИОЭНГ, 2003. – С. 162.
36. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений / часть 2. Фильтрационные модели – М.: ОАО ВНИИОЭНГ, 2003. – С. 225.
37. Закревский К.Е. Практикум по геологическому 3D моделированию. Построение тестовой модели в Petrel 2009 / К.Е. Закревский – М., 2010. – С. 110.

38. Рябуха В.В. Літолого-петрофізичні властивості теригенних порід-колекторів та їх вплив на геофізичні параметри (на прикладі родовищ нафти та газу центральної частини ДДЗ): Автореф. дис. на здобуття наукового ступеня канд. геол. наук: 04.00.22 / Рябуха Вікторія Василівна – Київ, 2007. – С. 31.
39. Петерсилье В.И. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / В.И. Петерсилье, В.И. Порокун, Г.Г Яценко – М.-Т: Тверьгеофизика, 2003. – С. 257.
40. Вендельштейна Б.Ю. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализа керна, опробования и испытаний продуктивных пластов / Б.Ю. Вендельштейн, В.Ф. Козяр, Г.Г. Яценко – Калинин: НПО “Союзпромгеофизика”, 1990 – С. 261. Итенберг С.С. Интерпретация результатов каротажа скважин / С.С. Итенберг – М.: Недра, 1978. – С. 389.
41. Итенберг С.С. Интерпретация результатов каротажа сложных коллекторов / С.С. Итенберг, Г.А. Шнурман – М.: Недра, 1984. – С. 256.
42. Итенберг С.С. Геофизические исследования в скважинах / С.С. Итенберг, Т.Д. Дахильгов – М.: Недра, 1982. – С. 351.
43. Вижва С.А. Прогноз и оценка структуры пустотного пространства, емкостных и фильтрационных свойств сложнопостроенных пород-коллекторов на основе данных промысловой геофизики / С.А. Вижва, І.М. Безродна // НТВ «Каротажник» (№ 3-4.), 2005. – С. 118-127.
44. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород / В.Н. Дахнов (2-е изд., перераб. и доп.) – М.: Недра, 1985. – С. 310.
45. Элланский М.М. Петрофизические связи и комплексная интерпретация данных промысловой геофизики / М.М. Элланский – М.: Недра, 1978. – С. 215.

46. Элланский М.М. Методика комплексной обработки промыслово-геофизических материалов и керна при изучении продуктивных коллекторов с помощью математических методов и ЭВМ / М.М. Элланский – М.: ВНИИОЭНГ, 1975. – С. 61.
47. Продайвода Г.Т. Геофізичні методи оцінки продуктивності колекторів нафти і газу / Г.Т. Продайвода, С.А. Вижва, І.М. Безродна, Т.Г. Продайвода: монографія. – К.: Київський університет, 2011. – С. 367.
48. Карпенко О. М. Науково-методичні засади оцінки ємнісних властивостей порід тонкошаруватих розрізів родовищ вуглеводнів за даними геофізичних досліджень: Дис. д-ра геол. наук: 04.00.22 / Карпенко Олександр Миколайович - Київ, 2005. – С. 336.
49. Карпенко О. М. Розділення продуктивних пластів за характером насичення в багатопластових покладах за даними ГДС / О. М. Карпенко // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ (№ 32.), 1995. – С. 33-38.
50. Азаматов В.И. Оценка качества первичного вскрытия продуктивных пластов по промысловым и геофизическим данным / В.И. Азаматов, Н.И. Крысин, В.Д. Спасибкой др. // Обзорн. информация. Сер. Геология нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 1989. – С. 46.
51. Федоришин Д.Д. Теоретико-експериментальні основи петрофізичної та геофізичної діагностики тонкопрошаркових порід-колекторів нафти і газу (на прикладі Карпатської нафтогазоносної провінції): Дис. д-ра геол. наук: 04.00.17, 04.00.22. – ІГГК НАН України – Львів, 1998. – С. 288.
52. Латышова М. Г. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин / М. Г. Латышова, Б. Ю. Вендельштейн, В. П. Тузов (2-е изд., перераб. и доп.) – М.: Недра, 1990. – С. 312.
53. Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС. – Учеб. пособие для вузов. / М.Г. Латышова, В.Г. Мартынов, Т.Ф. Соколова – М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 2007. – С. 327.
54. Федин Л.М. Инновационные технологии изучения коллекторов нефти и газа / Л.М. Федин, К.Л. Федин – Симферополь: “Доля”, 2010. – С. 236.

55. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа нефтегазоносных провинций СССР / А.А. Ханин – М.: Недра, 1973. – С. 304.
56. Лукин А. Е. О газоупорных свойствах аргиллитов. Тез. Всесоюз. сов. «Резервы повышения эффективности геологоразведочных работ на больших глубинах». Львов, 1971. С. 68-69.
57. Лукин А. Е., Пригарина Т. М., Гончаров Г. Г., Щукин Н. В. Об условиях экранирования углеводородных залежей на больших глубинах (на примере нижнекаменноугольных нефтегазоносных комплексов Днепровско-Донецкой впадины). Геол. журн. 2007. № 3. С. 33-44.
58. Качественная характеристика ловушек / И.В. Высочанский, В.Г. Демьянчук, Д.Е. Недзельский, А.М. Палий.- Нефтегаз. геол. и гео-физ., 1981, вып. 2, с. 2-6.
59. Pirson S.J. Significant advances in magneto-electric exploration: Unconventional Methods in Exploration for Petroleum and Natural Gas / S.J. Pirson – Texas, Dallas: Southern Methodist University Press, 1981. – P. 169-196.
60. Saunders D.F. Model for hydrocarbon microseepage and related near-surface alteration / D.F. Saunders, K.R. Burson, C.K. Thompson // Bul. AAPG. (Vol. 83), 1999. – P. 170-185.
61. Schumacher D. Hydrocarbon-induced alteration of soils and sediments / D. Schumacher // Hydrocarbon migration and its near surface expression: AAPG Memoir 66, 1996. – P. 71-89.
62. Ларская Е.С. Распределение и состав битумов в разрезе многопластовых месторождений - показатели нефтегазоносности недр / Е.С. Ларская, В.С. Полянская, Э.Д. Котельникова –Геология нефти и газа (№3), 1985. – С. 20-26.
63. Прозорович Г.Э. Покрышки залежей нефти и газа / Г.Э. Прозорович – М.: Недра, 1972. – С. 118.
64. Геолого-економічна оцінка запасів вуглеводнів Острове́рхівського газоконденсатного родовища [Звіт за темою НДР № У-12-347/1] / В.Г.

- Щербина, І.В. Кравченко та ін. – Харків: НВФ ПРОЕКТ-НАФТОГАЗ, 2014. – С. 449.
65. Техніко-економічне обґрунтування коефіцієнтів вилучення вуглеводнів на Островецькому ГКР [Звіт за темою НДР № У79/04; 51.754/2006-2006] / І.М. Фик, В.Г. Купчик та ін. – Харків: УкрНДІгаз, 2007. – С. 461.
66. Підрахунок запасів вуглеводнів Юліївського родовища Харківської області (аналіз геолого-геофізичних матеріалів та підготовка підрахункових параметрів) [Зведене заключення № 04 – 02/ЮЛ] / Г.О. кашуба – Київ: УКРПРОМГЕОФІЗИКА, 2003. – С. 89.
67. Геолого-економічна оцінка Євгеніївського газоконденсатного родовища і техніко-економічне обґрунтування його розробки [Звіт за темою НДР № 2г/05-06] / А. Шевчук, І. Кальмуцький та ін. – Київ: ТОВ НВП “Нафтогазгеосервіс” 2006. – С. 269.
68. Детальна геолого-економічна оцінка Наріжнрянського газоконденсатного родовища [Звіт за темою НДР № 08ДК/03-03] / А. Майоров, В. Солодкий, М. Коляда – Полтава: ДП “Полтава РГП” 2005. – С. 348.
69. Потапова О.А. Інтерпретація даних сейсморазведки [Справочник] / О.А. Потапова. – М.: Недра, 1990. – С. 448.
70. Колисниченко В.Г. Параметрическое обеспечение сейсморазведки по данным ГИС и бурения с целью оптимизации разведки и разработки месторождений углеводородов (на примере изучения картамышских отложений Кобзевского газоконденсатного месторождения) / В.Г. Колисниченко, С.П. Ярещенко, И.П. Прилипко – Тверь: Каротажник, 2008. – С.20-29.
71. Амиров А.Н. Временные методические рекомендации по проведению сейсморазведочных исследований ПМ ВСП с целью изучения околоскважинного пространства / А.Н. Амиров, М.Е. Герасимов, О.Г. Алиев – Симферополь, 1984. – С. 64.
72. Ларионов В.В. Радиометрия скважин / В.В. Ларионов – М.: Недра, 1969. – С. 328.

73. Добрынин В.М. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин [Справочник] / В.М. Добрынин – М.: Недра, 1988. – С. 476.
74. Мейер В. А. Геофизические исследования скважин [Учеб. Пособие] / В.А. Мейер – Л.: Изд-во Ленингр. ун-та, 1981. – С. 464.
75. Федорів В.В. Геофізичні дослідження свердловин. Конспект лекцій. – Івано-Франківськ: Факел, 2005. – С. 113.
76. Дебранд Р. Теория и интерпретация результатов геофизических методов исследования скважин. – М.: Недра, 1972. – С. 286.
77. Запорожец В.М. Скважинная ядерная геофизика [Справочник геофизика] / В.М. Запорожец. – М.: Недра, 1978. – С. 247.
78. Курганський В. М. Електричні та електромагнітні методи дослідження свердловин [Навчальний посібник] / В. М. Курганський, І. В. Тішаєв – К.: Видавничо-поліграфічний центр "Київський університет", 2011. –С. 175.
79. Шапиро Д.А. Физико-химические явления в горных породах и их использование в промышленной геофизике / Д.А. Шапиро – М.: Недра, 1977. – С. 187.
80. Вендельштейн Б.Ю. Исследование разрезов нефтяных и газовых скважин методом собственных потенциалов / Б.Ю. Вендельштейн – М.: Недра, 1966. – С. 206.
81. Дахнов В.Н. Электрические и магнитные методы исследования скважин / В.Н. Дахнов – М., Недра, 1981. – С. 344.
82. Кормильцев В.В. Адсорбционный потенциал и теория ПС в газовых скважинах/ В.В. Кормильцев, О.Б. Кузьмичев, А.Н. Ратушняк – НТВ Каротажник(№ 12-13), 2005. – С. 163-171.
83. Кузьмичев О.Б. Исследование электрических полей естественного происхождения в нефтегазоразведочных скважинах (теория, аппаратура, методика, скважинные испытания) / О.Б. Кузьмичев – СПб.: Недра, 2006. – С. 252.

84. Добрынин В.М. Геофизические исследования скважин [Учеб. для вузов] / В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Р.А. Резванов, А.Н. Африкян – М.: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – С. 400.
85. Дегтярёва В.Н. Влияние нефтегазонасыщенности на амплитуду собственных потенциалов в скважине / В.Н. Дегтярёва, В.С. Кудрявцев, В.Г. Мамяшев // Методика разведки и промыслово-геофизических исследований газонефтяных месторождений Тюменской области – Тр. ЗапСибНИГНИ (№106), 1975. – С.107-110.
86. Кропотов О.Н. Влияние нефтенасыщенности терригенных коллекторов на величину потенциалов самопроизвольной поляризации / О.Н. Кропотов, С.Г. Астоян //Использование материалов геофизических исследований скважин при комплексной интерпретации и подсчёте запасов нефти и газа – М.: Недра, 1986. – С.82-86.
87. Schlumberger Log Interpretation Charts – Texas: Schlumberger, 2009. – P. 293.
88. Арцыбашев В.А. Гамма-метод измерения плотности / В.А. Арцыбашев – М.: Атомиздат, 1965. – С. 203.
89. Гулин Ю.А. Гамма-гамма метод исследования нефтяных скважин / Ю.А. Гулин – М.: Недра, 1975. – С. 160.
90. Филиппов Е.М. Ядерная геофизика (том 1) / Е.М. Филиппов – Новосибирск: Наука, 1973. – С. 514.
91. Кузнецов О.Л. Скважинная ядерная геофизика [Справочник геофизика] / О.Л. Кузнецов, А.Л. Поляков – М.: Недра, 1990. – С. 318.
92. Дьяконов Д.И. Общий курс геофизических исследований скважин / Д.И. Дьяконов, Е.И. Леонтев, Г.С. Кузнецов – М.: Недра, 1977. – С. 432.
93. Альбом палеток и номограмм для интерпретации промыслово-геофизических данных – М.: Недра, 1984. – С. 200.
94. Newton G.R. et coll. Subsurface Formation Density Logging / G.R. Newton – Geophysics (№ 3), 1954. – P. 19.

95. Baker P.E. Density Logging with Gamma Rays / P.E. Baker – Trans: A.I.M.E., 1957. – P. 250.
96. Pickell J.J. Density Logging / J.J. Pickell, J.G. Heacock – Geophysics (№4), 1960. – P. 25.
97. Резванов Р.А. Радиоактивные и другие неэлектрические методы исследования скважин / Р.А. Резванов – М.: Недра, 1982. – С. 367.
98. Ларионов В.В. Ядерная геофизика и радиометрическая разведка [Учебник для вузов.] / В.В. Ларионов, Р.А. Резванов (3-е изд., перераб. и доп.) – М.: Недра, 1988. – С. 325.
99. Tittle C.W. The Theory of Neutron Logging / C.W. Tittle – Geophysics (№ 1), 1961. – P. 17.
100. Орлинский Б. М. Контроль за разработкой залежей нефти геофизическими методами / Б. М.Орлинский - М.: Недра, 1977. – С. 239.
101. Dewan J.T. Neutron Log Correction Charts for Borehole Conditions and Bed Thickness / J.T. Dewan – Venezuela: J. Petrol. Technol (№ 2), 1956. – P. 8.
102. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах – М.: Госгеолтехиздат, 1963. – С. 298.
103. Grosman M. Gas Detection by Dual-Spacing Neutron Logs in the Greater Oficina Area / M. Grosman, Walker E.B. - Venezuela: J. Petrol. Technol (№ 5), 1957. – P. 9.
104. Bailey V.H. Spot those Gas Zones with Neutron Logging / V.H. Bailey – Oil and Gas J. (№ 5), 1957. – P. 55.
105. Булатова Ж. М. Акустический каротаж / Ж.М.Булатова, Е.А.Волкова, Е. Ф.Дубров – Л.: Недра, 1970. – С. 264.
106. Wyllie M. R. J. Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media / M. R. J. Wyllie, A. R. Gregory, L. W. Gardner // Geophysics (Vol. XXI, № 1), 1958. – P. 41-70.
107. Tixier M.P. Sonic Logging / M.P. Tixier, R.P. Alger, C.A. Doh – J. Petrol. Technol, 1959. – P. 216.

108. Комаров С. Г. Геофизические методы исследования скважин / С. Г. Комаров – М.: Недра, 1973. – С. 367.
109. Ивакин Б. Н. Акустический метод исследования скважин / Б. Н. Ивакин, Е. В. Карус, О. Л. Кузнецов – М.: Недра, 1978. – С. 320.
110. Карпенко О. М. Вплив газонасичення теригенних гірських порід на результати акустичного каротажу / О. М. Карпенко // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ (№ 12) – Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 2004. – С. 56-60.
111. Sarmiento R. Geological Factors Influencing Porosity Estimates from Velocity Logs / R. Sarmiento // *Bul. AAPG.* (Vol. 39, №1), 1961. – P. 29-43.
112. Ларионов В.В. Естественная радиоактивность карбонатных отложений верхнего мела Восточного Предкавказья / В.В. Ларионов, М.Д. Шварцман // Геофизические методы исследования скважин (МИНХиГП, Труды, вып. 56). – М.: Недра. 1966. – С. 67-82.
113. Bassiouni Z. Theory, Measurement, and Interpretation of Well Logs / Z. Bassiouni – Society of Petroleum Engineers, SPE textbook series vol. 4, 1994. – P. 372.
114. Asquith, G. Basic Well Log Analysis: AAPG Methods in Exploration 16 / G. Asquith, D. Krygowski – Tulsa, Oklahoma, 2004. – P. 31-35.
115. Элланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин / М.М. Элланский – М: Издательство ГЕРС, 2001. – С. 229.
116. Колисниченко В.Г. Временные методические рекомендации по комплексной технологии обработки и интерпретации данных ГИС с целью решения сейсморазведочных задач (на базе применения системы ПТК ГИС) / В.Г. Колисниченко – Киев, 1991. – С. 24-49.
117. Harrison B. Russian style formation evaluation / B. Harrison – London: London Petrophysical Society and Lond Geological Society, 1995 – P. 244.
118. Пирсон Дж. Справочник по интерпретации данных каротажа / Дж. Пирсон – М.: Недра, 1966. – С. 414.

119. Афанасьева В.С. Новая петрофизическая модель электропроводности терригенной гранулярной породы / В.С. Афанасьева, С.В. Афанасьева – Тверь: НПП “ГЕРС”, 1993. – С. 28.
120. Кашуба Г. О. Динамічна геоакустична модель присвердловинної зони колектора / Г.О. Кашуба // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ (Вип. 36, том 1) М.: Івано-Франківськ, 1999. – С.161-167.
121. Курганский В.Н. Петрофизические и геофизические методы изучения сложнопостроенных карбонатных коллекторов нефти и газа / В.Н. Курганский – К., 1999. – С. 167.
122. Митасов В.И. Построение геоакустической модели карбонатных пород по данным ограниченного комплекса ГИС / В.И. Митасов, И.А. Кушмар, Н.Н. Митасова, Л.Р. Клятышев, Г.А. Хохлов – Интернет издание: Гальперинские чтения [тезисы], 2008. – С. 6.
123. Изотова Т.С. Определение пластовых и средних скоростей по данным электрометрии скважин. Разведочная геофизика / Т.С. Изотова – М: Недра, 1971. – С.50-86.
124. Петкевич Г.И. Применение акустического каротажа при решении геологических задач для разрезов песчано-глинистых пород / Г.И. Петкевич, Ю.Н. Усенко, Г.И. Притулко – Киев: Наукова думка, 1982. – С. 197.
125. Петкевич Г.И. Скважинная сейсморазведка при решении задач прогнозирования геологического разреза / Г.И. Петкевич, Р.П. Морошан, Ю.В. Филатов – Киев: Наукова думка, 1985. – С. 229.
126. Крылов Д.Н. Оптимизационные способы интерпретации комплексной геофизической информации / Д.Н. Крылов, К.К. Шилин – М.: Наука, 1991. – С. 232.
127. Крылов Д.Н. Использование оптимизационных алгоритмов при комплексной интерпретации геофизической информации. Разведочная геофизика / Д.Н. Крылов, К.К. Шилин – М.: ВИЭМС, 1989. – С. 7.

128. Федин Л.М. Образование зоны проникновения в коллекторах нефти и газа / Л.М. Федин – Ухта:ВИНИТИ, 1990. – С. 181.
129. Комаров С.Г. Каротаж по методу сопротивлений (Интерпретация) / С.Г. Комаров – М.: Гостоптехиздат, 1950. – С. 229.
130. Пирсон С.Дж. Учение о нефтяном пласте / С.Дж. Пирсон – М.: Гостоптехиздат, 1961. – С. 570.
131. Словарь по геологии нефти и газа – Л.: Недра, 1988. – С. 679.
132. Darwin V. Ellis. Well Logging for earth Scientists / V. Ellis Darwin, Julian M.Singer – Springer, Dordrecht, TheNetherlands, 2008. – P. 692.
133. Коротаев Ю.П.Расчеты, проводимые в процессе разработки газовых месторождений / Ю.П.Коротаев, А.Л.Козлов, М.Л. Фиш – М:Недра, 1971. – С. 126.
134. Rogers S.J. Determination of lithology from well logs using a neural network / S.J.Rogers, J.H.Fang, C.L.Karr, D.A.Stanley // AAPG Bulletin (v.76), 1992. – P.731-739.
135. Schlumberger Log Interpretation Principles/Applications – Texas: Schlumberger Wireline and Testing, 1989. – P. 241.
136. Орлов А.А. Аномальные пластовые давления в нефтегазоносных областях Украины / А.А. Орлов – Львов: Вища школа. Изд-во при Львов. ун-те, 1980. – С. 188.
137. Александров Б.Л. Аномально-высокие пластовые давления в нефтегазоносных бассейнах / Б.Л.Александров – М.: Недра, 1987. – С.216.
138. Кашуба Г.О. Проблемы интерпретации результатов электрометрии скважин / Г.О. Кашуба, Р.Ф. Федорив // Глубинное строение, геодинамика, тепловое поле земли, интерпретация геофизических полей (Седьмые научные чтения памяти Ю.П. Булашевича) – Екатеринбург, 2013. – С. 142-144.