

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

На правах рукопису

Пятковська Ірина Олегівна

УДК 550.832

**ОСОБЛИВОСТІ ВИДІЛЕННЯ ГАЗОНАСИЧЕНИХ ТОВЩ У
ТОНКОШАРУВАТИХ ВІДКЛАДАХ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО
ПРОГИНУ ЗА ДАНИМИ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ**

Спеціальність 04.00.22 – Геофізика

Дисертація на здобуття наукового
ступеня кандидата геологічних наук

*Пряміриш ідеальної
до імені праміришків
дисертації.*

Науковий керівник
Федоришин Д.Д.
д. г. н., професор

*Віра
секретар
експерти № 10.05.01*

Івано-Франківськ – 2013

d480



d480

ЗМІСТ

№ п/п	Назва розділу	стор.
	Перелік умовних позначень, символів, одиниць, скорочень і термінів.....	4
	Вступ.....	5
1	Аналіз розвитку методик виділення порід-колекторів та оцінки характеру насичення за даними ГДС.....	10
1.1	Застосування методів електричного каротажу для оцінки характеру насичення порід-колекторів.....	11
1.2	Визначення характеру насичення порід-колекторів у діючих свердловинах	21
2	Вивчення неоднорідності пластів-колекторів та визначення коефіцієнта розчленування тонкошаруватого геологічного об'єкта на прикладі неогенових відкладів Летнянського газоконденсатного родовища.....	32
2.1	Геологічна будова неогенових відкладів та особливості розповсюдження літолого-стратиграфічних комплексів на Летнянському газоконденсатному родовищі.....	32
2.2	Геологічна неоднорідність продуктивних порід-колекторів.....	33
2.3	Визначення коефіцієнта розчленування Летнянського газоконденсатного родовища	38
3	Оцінка характеру насичення порід-колекторів за даними ГДС та модель застосування статистичних моментів вищих порядків (асиметрії та ексцесу) для виділення продуктивних горизонтів.....	47
3.1	Прогнозна оцінка характеру насичення порід-колекторів у геологічному розрізі сарматського ярусу нижньодашавської свити.	50
3.2	Математично-статистична обробка результатів геолого-геофізичних досліджень у свердловинах комплексом електричних,	

акустичних та радіоактивних методів.....	69
3.3 Можливості застосування статистичних центральних моментів для експрес-інтерпретації даних ГДС у тонкошаруватих сарматських відкладах Більче-Волицької зони.....	75
3.4 Геологічна характеристика Летнянського газоконденсатного родовища	84
3.5 Оцінка коефіцієнта пористості та коефіцієнта газонасичення Летнянського газоконденсатного родовища.....	89
3.6 Інтерпретація акустичних характеристик в продуктивних розрізах на прикладі грушівського газоконденсатного родовища.....	92
3.7 Виділення порід-колекторів у тонкошаруватих відкладах за результатами статистичного аналізу даних ГДС на прикладі свердловини №5 Летнянського газоконденсатного родовища.....	100
3.8 Прогнозна оцінка газоносного горизонту за результатами ГДС та статистичними оцінками асиметрії та ексцесу на прикладі Летнянського газоконденсатного родовища.....	110
4 Виділення продуктивних горизонтів у тонкошаруватому розрізі за даними ІННК на прикладі Летнянського газоконденсатного родовища.....	121
4.1 Аналіз існуючих методик визначення характеру насичення порід-колекторів за даними методів нейтронного каротажу.....	121
4.2 Використання статистичних моментів третього та четвертого порядку для визначення продуктивних товщ за даними ІННК на прикладі свердловин Летнянського газоконденсатного родовища.....	126
Висновки.....	137
Список використаних джерел.....	140

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СИМВОЛІВ, ОДИНИЦЬ, СКОРОЧЕНЬ І ТЕРМІНІВ

АК – акустичний каротаж

ГДС – геофізичні дослідження свердловин

ГК – гамма-каротаж

ІННК – імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж

K_v – коефіцієнт водонасичення

K_{vz} – коефіцієнт залишкового водонасичення

K_g – коефіцієнт газонасичення

K_{gl} – коефіцієнт об'ємної глинистості

K_p – коефіцієнт пористості

K_{pr} – коефіцієнт проникності

НГК – нейтронний гамма-каротаж

ННК-Т – нейтрон-нейтронний каротаж по тепловим нейтронам

ПС – метод потенціалі самочинної поляризації

R_p – параметр пористості

R_n – параметр насичення

ρ_p – питомий електричний опір пласта

ρ_v – питомий електричний опір пластової води

ВСТУП

Актуальність теми. Виснаження покладів вуглеводнів на незначних глибинах нафтогазових родовищ, призвело до зменшення видобувних енергетичних запасів нафти і газу, цим самим зумовило необхідність їх пошуку на великих глибинах, а також в геологічних розрізах складної будови. До такого типу розрізів належать тонкошаруваті літолого-стратиграфічні неогенові комплекси Більче-Волицької зони в яких сконцентровано основні, газові і газоконденсатні поклади. Оцінка перспективності таких комплексів та виділення в їхньому розрізі продуктивних порід-колекторів є надзвичайно актуальною задачею.

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

Дисертаційна робота відповідає «Енергетичній стратегії України на період до 2030 р.», що передбачає підвищення видобутку вуглеводнів з родовищ, що знаходяться в експлуатації (Вижомлянське, Грушівське, Летнянське) та пошуку, розвідку і прискорену розробку запасів нових родовищ.

Дисертаційна робота безпосередньо пов'язана з виробничими планами та завданнями ДПГ «Укргеофізика», Івано-Франківської експедиції геофізичних досліджень у свердловинах, при виконанні виробничих і науково-дослідних робіт з оцінки підрахункових параметрів складно побудованих колекторів нафти і газу.

Мета і завдання досліджень. Основною метою роботи є розроблення методичних основ виділення продуктивних порід-колекторів у тонкошаруватому піщано-глинистому розрізі за результатами ГДС.

Для досягнення мети необхідно було розв'язати такі завдання:

- проаналізувати та узагальнити існуючі методики виділення порід-колекторів у тонкошаруватих геологічних розрізах та визначення їх колекторських властивостей;

- дослідити вплив тонкошаруватості піщано-глинистих розрізів на покази електричного та акустичного каротажу;
- дослідити можливості використання параметрів вищого порядку математичної статистики у комплексі з результатами геофізичних свердловинних досліджень для розчленування тонкошаруватих геологічних розрізів та виділення продуктивних порід-колекторів;
- розробити методологію виділення колекторів у тонкошаруватому розрізі за даними акустичного каротажу;
- дослідити вплив тонкошаруватого піщано-глинистого розрізу на результати імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу;
- удосконалити методику виділення продуктивних порід-колекторів у тонкошаруватих розрізах за даними імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу.

Об'єкт дослідження. Неогенові відклади Вижомлянського, Грушівського та Летнянського газоконденсатних родовищ, що розташовані у північно-західній частині Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину.

Предмет дослідження. Тонкошаруваті піщано-глинисті породи-колектори нижньодашавської свити.

Методи дослідження. Статистична обробка результатів геофізичних досліджень свердловин, математично-статистичний аналіз, а також багатовимірний статистичний аналіз результатів лабораторних досліджень взірців керна і даних свердловинних геофізичних досліджень. Аналіз теоретичних та експериментальних петрофізичних моделей, що характеризують продуктивні неогенові літолого-стратиграфічні комплекси.

Фактичний матеріал. Матеріали геолого-геофізичних досліджень свердловин, результати експериментальних досліджень керна та дані випробувань, фізичні характеристики пластів, геологічні побудови розрізів неогенових відкладів Вижомлянського Грушівського та Летнянського газоконденсатних родовищ, фондові матеріали та літературні джерела.

Наукова новизна одержаних результатів. Проведені теоретичні та практичні дослідження дали змогу одержати такі нові наукові і практичні результати:

- вперше для неогенових відкладів Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину розраховано граничне значення коефіцієнта середнього вертикального розчленування геологічного об'єкта тонкошаруватої будови та встановлено коефіцієнт середньої вертикальної мінливості для розрізів такого типу;
- розроблено методику виділення газонасичених порід-колекторів у тонкошаруватому піщано-глинистому розрізі за даними акустичного каротажу;
- вперше обґрунтовано ефективність використання статистичних моментів вищих порядків для експрес-інтерпретації результатів геолого-геофізичних досліджень тонкошаруватих геологічних розрізів;
- вперше розроблено методику виділення продуктивних порід-колекторів у тонкошаруватому неогеновому геологічному розрізі із застосуванням результатів імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу.

Практичне значення одержаних результатів полягає у теоретично обґрунтованому та експериментально доведеному способі виділення газонасичених порід-колекторів у тонкошаруватих геологічних розрізах газоконденсатних родовищ Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину. Теоретичні положення та практичні висновки, розроблені у дисертаційній роботі, реалізуватимуться при дослідженні пошукових і розвіданих площ, родовищ України, розрізи яких виповнені породами колекторами складної будови.

Практичне застосування отриманих результатів дасть змогу суттєво підвищити ефективність геолого-геофізичних досліджень внаслідок

удосконалення методик інтерпретації результатів ядерно-фізичних методів досліджень тонкошаруватих геологічних розрізів.

Особистий внесок здобувача. Автором дисертації на основі аналізу та узагальнення результатів свердловинних і експериментальних досліджень порід-колекторів, що виповнюють тонкошаруваті неогенові розрізи, а також комплексного підходу до обробки й інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин, науково обґрунтовано можливості застосування статистичних моментів вищих порядків для виділення порід-колекторів у тонкошаруватих геологічних розрізах, розроблено методику виділення порід-колекторів у піщано-глинистому розрізі за даними акустичного та імпульсного нейтрон-нейтронного каротажів, яка апробована у процесі інтерпретації даних ГДС Вижомлянського, Грушівського і Летнянського газоконденсатних родовищ. Для неогенових відкладів Більче-Волицької зони розраховано коефіцієнт середнього вертикального розчленування геологічного об'єкта тонкошаруватої будови та встановлено коефіцієнт середньої вертикальної мінливості, що дозволяє однозначно виділяти породи-колектори в піщано-глинистих товщах.

Апробація результатів дисертації. Результати досліджень, викладених у дисертації, доповідалися на міжнародних наукових і науково-технічних конференціях, а саме: міжнародній науково-практичній конференції “Нафтогазова геофізика – стан та перспективи” (Івано-Франківськ, 2009); 2-ій науково-практичній конференції студентів і молодих учених “Методи та засоби неруйнівного контролю промислового обладнання” (м.Івано-Франківськ, 2009); XV Міжнародному симпозіумі імені академіка М.А.Усова студентів і молодих учених “Проблемы геологии и освоения недр”, (Росія, м.Томськ, 2011); другій міжнародній науково-практичній конференції “Нафтогазова геофізика – інноваційні технології”, (м.Івано-Франківськ, 2011); XVI Міжнародному симпозіумі імені академіка М.А.Усова студентів і молодих учених “Проблемы геологии и освоения недр”, (Росія, м.Томськ, 2012); X міжнародній конференції “Крим - 2012”

(Крим, 2012); міжнародній науково-практичній конференції молодих учених та студентів “Техніка і прогресивні технології у нафтогазовій інженерії - 2012”, (м.Івано-Франківськ, 2012).

Публікації. За темою дисертації автором опубліковано 11 праць, з них: наукових статей у фахових виданнях – 3, наукових статей в іноземному фаховому виданні – 1, тез доповідей – 7 (тез доповідей без співавторів – 2).

Обсяг та структура роботи. Дисертація складається зі вступу, 4 розділів, висновків, списку використаних джерел. Повний обсяг дисертації складає 149 сторінок друкованого тексту, ілюстрованого 29 рисунками та 2 таблицями; до списку використаних джерел входить 112 найменувань.

Роботу виконано під керівництвом доктора геологічних наук, професора Д.Д.Федоришина, якому автор висловлює глибоку вдячність за постійну увагу, цінні поради та всебічну підтримку.

Автор висловлює щиру подяку за корисні поради професору В.П. Степанюку, кандидату геолого-мінералогічних наук, доценту Р.П. Морошану, кандидату геологічних наук, доценту М.В. Ляху, кандидату геологічних наук.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ РОЗВИТКУ МЕТОДИК ВИДІЛЕННЯ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ТА ОЦІНКИ ХАРАКТЕРУ НАСИЧЕННЯ ЗА ДАНИМИ ГДС

Збільшення видобутку нафти і газу можна досягнути як за рахунок відкриття нових покладів вуглеводнів, так і шляхом підвищення ефективності обробки та інтерпретації даних геофізичних досліджень. В області застосування інтерпретаційних геофізичних систем для обробки результатів свердловинних досліджень складно-побудованих геологічних розрізів, виникають проблеми при встановленні та оцінці характеру насичення продуктивних пластів, а також визначенні їх колекторських властивостей. Це одна із найважливіших задач оперативної, і не тільки, інтерпретації геофізичних матеріалів, що в значній мірі визначає ефективність роботи всієї промислово-геофізичної служби. Проблемам розвитку інтерпретаційних систем промислової геофізики присвячені статті багатьох вчених та провідних геофізиків країни [1, 2, 3, 4, 5].

Початок розвитку і становлення геофізичних досліджень пов'язаний з іменами таких видатних вчених, як Д.В.Голубятніков, К. і М.Шлюмберже, В.А.Фок, В.Р.Гурсіан, Л.М.Альпін, С.М.Шейман, С.Г.Комаров, В.М.Дахнов, Е.А.Нейман, Г.Г.Долль, Г.Е.Арчі, Г.С.Морозов, А.І.Крінарі, М.І.Перніков та ін. Завдяки розробкам та науковим працям цих вчених були розроблені основні методи каротажу: електричний, електромагнітний, спонтанної поляризації, радіоактивний та його різновиди, акустичний, індукційний, боковий, мікрокартаж. А також були створені перші методики обробки даних каротажу та закладені петрофізичні основи для встановлення зв'язку між властивостями гірських порід і параметрами фізичних полів, виміряних у свердловинах.

З подальшим розвитком теорії ГДС відбувається розробка нових методик досліджень, способів інтерпретації даних каротажу, створення

комп'ютеризованих технологій, розробка та впровадження новітніх приладів, які допомагають вирішувати складні геологічні задачі. Важливу роль в цих процесах відіграли вчені: А.Е.Кулінкович, Н.Н.Сохранов, Т.Д.Ільїна, С.М.Зунделєвич, М.Г.Латишова, Б.Ю.Вендельштейн, С.С.Ітенберг, М.М.Елланський, Б.М.Єнікєєв, Ю.М.Антонов, М.Ю.Епов та багато інших. В Україні вагомий внесок в розвиток ГДС зробили вчені: Т.С.Ізотова, Г.П.Федорович, М.Я.Зайковський, О.Ш.Кнішман, М.Д.Красножон, С.А.Вижва, В.І.Грицишин, Д.Д.Федоришин, В.А.Старостін, О.А.Гаранін, П.Ф.Дубинюк та інші. Важливим напрямком в розвитку ГДС є оцінка характеру насичення колектора та визначення його промислової нафтогазоносності. Розробкою цього питання займалися вчені: М.Г.Латишова, Ф.А.Алексєєв, Л.І.Померанц та інші.

Оцінка характеру насичення колектора та визначення його промислової нафтогазоносності є надзвичайно складною і багатогранною задачею, що вимагає аналізу даних широкого комплексу ГДС. Але саме достовірна оцінка породи-колектора за результатами свердловинних геолого-геофізичних досліджень дає змогу вірно споектувати роботи для промислового видобутку вуглеводнів, що сприяє збільшенню та раціональному вилученню корисних копалин із надр Землі.

1.1 Застосування методів електричного каротажу для оцінки характеру насичення порід-колекторів

Основними методами ГДС, які застосовуються, щоб розв'язати завдання з оцінки характеру насичення порід-колекторів, є електричні методи. Основоположником теорії електричного методу опорів є радянський учений, академік В.А.Фок. На першому етапі використання (1930-1940 рр.) електричні методи застосовувалися тільки для якісної оцінки досліджувального розрізу. У зв'язку із практичною проблемою кількісної

інтерпретації електричних методів почався інтенсивний розвиток теоретичних досліджень і появилася велика кількість дослідницьких робіт і праць в цій галузі. Перша із таких робіт належить В.А.Фоку [6], у якій було знайдено аналітичний вираз для позірнього опору, як функції питомого опору пласта, довжини зонда і геометрії свердловини. Вирішене ним питання про поширення електричного поля в свердловинах було використано Л.М.Альпіним і С.Г.Комаровим для створення кількісної інтерпретації результатів методу електричного опору в пластах необмеженої потужності. Рішення В.А.Фока для двошарового середовища у 1938 році було уточнено Л.М.Альпіним для випадку наявності декількох циліндричних поверхонь [7]. Практичне застосування знайшло рішення для тришарового середовища (свердловина – зона проникнення – незмінена частина проста).

Л.М.Альпіним була розроблена методика розрахунку кривих позірнього опору (ПО) залежно від довжини зонда, що дало можливість впровадити в практику ГДС метод бокового каротажного зондування (БКЗ). Отримані в результаті лабораторних досліджень залежності і теоретичні криві були розраховані для стандартних ідеалізованих умов, які в природі практично не зустрічаються. В умовах природного залягання пласти характеризуються обмеженою потужністю (дуже часто менше довжини зонда), присвердловинна зона і незмінена частина пласта неоднорідні і анізотропні, опір вміщаючих порід сильно відрізняється від опору пласта. У зв'язку із складністю врахування впливу всіх цих чинників вирішити поставлене завдання для реальних умов у той час не вдалося. Пізніше, в 1953 році, В.М.Дахновим і Е.А.Нейманом, а потім Л.М.Альпіним і А.Е.Кулінковичем були вирішені завдання електрометрії за допомогою електроінтегратора, що дало можливість одержати методику визначення опору пластів обмеженої потужності.

Ю.А.Гуліним, В.П.Іванкіним, В.В.Ларіоновим і рядом інших учених були сформульовані основи радіоактивного каротажу і загальні принципи інтерпретації даних радіометрії. Питання комплексної і зведеної

інтерпретації електрометрії і радіометрії вирішувалися В.М.Дахновим, Л.П.Доліною, С.С.Ітенбергом, М.О.Перьковим, Н.Н.Сохрановим і багатьма іншими дослідниками [8, 9, 10, 11]. Використовуючи результати лабораторних досліджень керна і порівнюючи їх з даними ГДС, було змодельовані пластові умови, які дозволили вченим визначити і детально описати залежність параметра насичення від питомого електричного опору породи і коефіцієнта пористості.

Професор В.М.Дахнов у своїх роботах [8, 9, 12] зазначав, що збільшення питомого опору породи ρ_{II} , а отже параметра нафтогазонасичення R_{II} пов'язане із зменшенням кількості провідної рідини в поровому просторі. У цьому випадку питомий опір породи зростає набагато інтенсивніше, ніж під час зменшення вологості породи за рахунок зниження пористості.

Роботи В.М.Дахнова систематизували теоретичні дослідження в напрямку розвитку основ електричних методів. У своїх роботах він вирішив прямі завдання для пластів обмеженої потужності ізотропних і анізотропних середовищ, і теоретично обґрунтував зміну виду кривих позірнього опору у породах-колекторах з різним типом пластового флюїду.

Великі заслуги в реалізації існуючих у цей період теоретичних досягнень належать Л.М.Альпіну та С.Г.Комарову [7, 15]. Ними були розраховані числові значення кривих позірнього опору, які складають повний альбом палеток БКЗ, а також вирішені основні питання методики інтерпретації БКЗ.

Для цього періоду характерним є також інтенсивний розвиток теоретичних досліджень, метою яких було створення нових методів електричного каротажу – індукційного і бокового. Результати теоретичних досліджень і лабораторного моделювання створили методичну основу для впровадження і використання методик кількісної інтерпретації даних електричного каротажу. Все це оформлено у велику кількість палеток, номограм, таблиць і застосовується на виробництві в ручних або автоматизованих формах інтерпретації результатів ГДС на даний момент.

Для оцінки характеру насичення теригенних колекторів застосовується широкий комплекс методів ГДС. Зазвичай, досить просто задача вирішується при вивченні чистих неглинистих пластів. Даним питанням, в свій час, займалося багато видатних вчених, таких як В.Г.Інгерман, В.Н.Дахнов, Б.Ю.Вендельштейн, Р.А.Резванов, С.Г.Комаров, Є.Ю.Миколаєвський, Н.Н.Сохранов та інші [13, 14, 15, 16]. На основі аналізу їх робіт, можна зробити висновки, що у випадку нафтонасичення колекторів обмежуються каротажем опору, а при наявності газоносних інтервалів використовуються дані нейтронного каротажу. Продуктивні пласти виділяються за геофізичними параметрами ρ_n чи R_n шляхом порівняння їх значень з деякими критичними величинами, що встановлені для даного типу колектора чи даного родовища.

Оцінка характеру насичення колектора і визначення його промислової нафтогазоносності, як зазначалося в роботах [16, 13, 14], оснований на визначенні питомого опору ρ_n породи в її незмінній частині і на порівнянні отриманих значень ρ_n і розрахованих значень параметра насичення R_n з критичними величинами ρ_n^* і R_n^* , що характеризують для досліджуваних колекторів границю між продуктивними колекторами і непродуктивними. Ефективність вирішення цієї задачі визначається надійністю отримання ρ_n , а також відповідністю розрахункового значення R_n істинному у пласті і використовуваних граничних значень ρ_n^* і R_n^* , що відповідають даному типу колектора.

В.Н.Дахнов, С.Г.Комаров, М.Г.Латишова, Б.Ю.Вендельштейн, В.В.Ларіонов, Л.П.Доліна, Р.Дебранд, С.С.Ітенберг у своїх працях [11, 18, 19, 20, 22, 23], зазначали, що надійне визначення ρ_n за діаграмами БКЗ можливе лише для достатньо потужних і однорідних об'єктів. При наявності щільних високоомних прошарків в пласті-колекторі ρ_n необхідно отримувати з діаграм $\rho_{\text{эф}}$ індукційних і екранізованих зондів, оскільки діаграми ρ_k більших зондів БКЗ ($AO > 2$ м) викривлені в даному випадку екранними ефектами. Сприятливими умовами для визначення ρ_n є наявність неглибокого

проникнення бурового розчину у пласт. При глибокому проникненні розділити колектори на продуктивні і водоносні за даними електрометрії без додаткових даних (дані випробування та ін.) однозначно не можна. Глибокі проникнення, зазвичай, виникають внаслідок порушення технології буріння (недопустимо великої депресії на пласт, буровий розчин низької якості з великою водовіддачею) і геофізичних досліджень (недотримання оптимальних режимів досліджень). Найбільше ці фактори викривлюють інформацію при проведенні досліджень на глибині більше 4 км.

Як зазначалося в роботах [19, 18, 24, 22, 11], для отримання дійсного значення параметра P_n необхідно знати коефіцієнт пористості k_p , який знаходять за допомогою результатів геофізичних методів чи експериментальних лабораторних досліджень керну. Описаний спосіб можна застосувати лише на стадії завершення розвідки родовища, оскільки для його реалізації необхідно мати результати випробувань хоча б для декількох десятків пластів. В якості критеріїв продуктивності колектора для перших розвіданих свердловин даного родовища використовують значення ρ_p^* чи P_n^* , визначених раніше для аналогічних колекторів на сусідніх родовищах в цьому ж нафтогазоносному басейні. Чим надійніше визначена величина k_p , тим точніше значення $\rho_{вп}$, що використовується для розрахунку P_n , а отже і сама величина P_n . Критичні значення ρ_p^* і P_n^* для даного типу колектора визначаються:

а) на основі статистичного аналізу величин ρ_p і P_n великого числа досліджених нафтогазоносних колекторів;

б) на основі використання петрофізичних зв'язків, отриманих в лабораторії для колекторів, що вивчаються, між параметром P_n , питомим опором ρ_p , фазовою проникністю для нафти $k_{пр.н}$ і води $k_{пр.в}$, коефіцієнтами нафто- і водонасичення k_n , k_v .

Для визначення ρ_p^* і P_n^* способом статистичного аналізу складаються статистичні розподілення значень ρ_p і P_n для двох класів колекторів, що

дали промисловий приплив нафти чи газу (продуктивні пласти) і чисту воду чи воду з ознаками нафти або газу (водоносні пласти) при випробуваннях.

Кожна залежність виражає зв'язок між частотою зустрічі об'єктів в заданому діапазоні зміни ρ_n чи R_n і значеннями ρ_n чи R_n параметра для якого будується залежність. Об'єднуючи криві залежностей для двох класів колекторів, складених в масштабах, що можна порівнювати, отримують їх точку перетину, якій відповідають певні значення ρ_n^* чи R_n . Ці значення приймаються за критичні, що характеризують границю між продуктивними і непродуктивними колекторами. Чим менший діапазон перекриття залежностей, тим надійніший критерій ρ_n^* чи R_n .

При співставленні залежностей використовують всі результати випробувань, що отримані при перфорації досліджуваних пластів на трубах чи кабелі.

М.Г.Латишова, В.Н.Дахнов, С.Г.Комаров, С.С.Ітенберг, С.Я.Литвинов, Л.В.Архаров, Н.А.Перьков, Х.Хефферан, О.Браво, Х.Буханов в своїх працях [17, 18, 21, 18, 25, 26, 27] використовували спосіб, що пов'язаний з застосуванням петрофізичних залежностей, заснований на використанні критичного значення коефіцієнта водонасичення k_v^* , який визначається для колекторів, що вивчаються за даними лабораторних досліджень фазової (відносної) проникності породи-колектора. Фазову проникність визначають експериментально при вивченні фільтрації через зразок суміші двох рідин, наприклад води і нафти. При коефіцієнті водонасичення k_v меншим критичного значення k_v^* , фільтрується тільки нафта, фазова проникність по воді $k_{пр.в}=0$. Величина k_v^* характерна для даного колектора і залежить від властивостей рідин, що фільтруються; значення k_v^* при інших рівних умовах тим більше, чим більша глинистість колектора і менший середній розмір фільтруючих каналів.

Визначивши граничне значення k_v^* , за залежністю $R_n=f(k_v)$ знаходять граничні значення R_n^* і ρ_n^* , що відповідають k_v^* , який використовується в якості критерію розділення колекторів на продуктивні і водоносні. Найбільш

надійно задача виділення продуктивних колекторів може бути вирішена для чистих високопористих міжзернових піщаних і карбонатних колекторів. Ці колектори зазвичай характеризуються пониженим проникненням, а питомі їх опори $\rho_{пп}$ і $\rho_{вп}$ при насиченні відповідно нафтою (газом) і водою відрізняються в 10 раз і більше, тому продуктивні і водоносні колектори можна розділити за величиною $\rho_{п}$ і $\rho_{по}$ значенням $\rho_{эф}$ на діаграмі індукційного зонда чи ρ_k на діаграмах великих градієнт-зондів. Оцінити продуктивність колекторів, глинистість і пористість яких змінюється в широких межах можна тільки при комплексному використанні діаграм метода опору і методів глинистості (ГМ, ПС) чи пористості (ультразвуковий, нейтронні методи, ГГМ).

Для оцінки продуктивності глинистих теригенних колекторів, питомий опір яких для продуктивних і водоносних пластів може відрізнятися не більше як в 2-3 рази, [17, 18, 19, 26] співставляють амплітуду аномалій ПС $\Delta u_{пс}$ з відношенням $\rho_{пп}/\rho_{п}$. Для кожного пласта, характер насичення якого намагаються визначити, розраховують значення $\Delta u_{пс}$, знаходять $\rho_{пп}$ за діаграмами мікроелектричних методів і $\rho_{п}$ за діаграмами БКЗ і МБК. Відношення $\rho_{пп}/\rho_{п}$ розраховують при відсутності результатів вимірів мікроелектричними методами замість $\rho_{пп}$ використовують величину $\rho_{зп}$, визначену за діаграмами БКЗ або малих зондів.

Співставлення значень $\rho_{п}$ порід із значеннями пористості, що визначені за діаграмою цього метода виконують для карбонатного розрізу, в якому переважають колектори з міжзерною пористістю, що змінюється в широких межах і низькою глинистістю. У всіх виділених пластах-колекторах, а також в окремих щільних пластах визначають $\rho_{п}$ і параметр $\Delta J_{пг}$.

Умовою однозначного встановлення продуктивності колектора за даним методом є відповідність величин $\rho_{п}$ питомого опору, що використовуються, незмінній частині пласта. При наявності глибокого проникнення в породу-колектор фільтрату бурового розчину, що зумовлене несприятливими умовами дослідження свердловин (фактор часу і т.п.), а

також типом колекторів (колектори змішаного типу, що містять тріщини), зміщення точок спостерігається не тільки для продуктивних, але і для водоносних колекторів, оскільки у водоносних колекторах використовується значення ρ_n , яке є значно вище $\rho_{вп}$ у зв'язку з впливом зони проникнення на покази самих великих зондів.

М.Г.Латишова, Б.Ю.Вендельштейн, В.П.Тузов в своїх роботах [17, 20] розглядали ще один графічний варіант виділення продуктивних колекторів. Другим графічним варіантом описаного способу є розглянуте вище співставлення нормалізованих за пористістю кривих опору екранованого чи індукційного зондів та кривої НГМ чи ΔT . Продуктивні колектори також відмічаються суттєвим збільшенням показів ρ_{ef} на кривій екранованого чи індукційного зондів в порівнянні з базовою кривою пористості при практичному співпадінні графіків у водоносних колекторах і щільних пластах.

В теригенних і високопористих карбонатних відкладах продуктивні колектори виділяють за допомогою кривих ρ_{ef} екранованого зонда і мікрозонда, що зареєстровані в однаковому масштабі опору. Продуктивним колекторам відповідають інтервали розрізу, де $\rho_{efBK} > \rho_{efMBK}$.

Для більшої частини продуктивних колекторів характерно зниження з часом показів зондів з середнім і великим радіусами дослідження на діаграмах повторних вимірів. За методикою дослідження випробуваний продуктивний колектор виділяється у наслідок значного збільшення показів ρ_{ef} екранованого чи індукційного зондів на діаграмі, що зареєстрована після досліджень в даному інтервалі.

Ф.А.Алексєєв, Р.П.Готтих, Н.Л.Тихомирова, В.Н.Дахнов, Л.П.Доліна, М.Г.Латишова [17, 24, 28, 29] досить перспективними вважають часові дослідження обсаджених свердловин нейтронними і низькочастотними акустичними методами з метою виділення продуктивних порід-колекторів на основі вивчення процесу розформування зони проникнення в колекторах. Такі дослідження в промислових масштабах проводяться тільки для

виділення газоносних об'єктів за діаграмами часових вимірів нейтронним гамма-методом. Співставлення кривих НГМ, що зареєстровані в однаковому масштабі одним і тим же пристроєм, з яких перша крива отримана зразу після спуску і цементажу колони, а наступні через різні проміжки часу після обсадки. Таке співставлення дозволяє відмітити збільшення показників НГМ з часом в окремих пластах-колекторах при постійності показників в інших пластах-колекторах і щільних породах. Таке збільшення є ознакою газоносності колектора.

Якщо визначити характер насичення окремих колекторів у розрізі свердловини за допомогою геофізичних матеріалів не вдається, у зв'язку з неякісними чи недостатніми даними прямих методів, що могло статися внаслідок глибокого проникнення фільтрату бурового розчину, складними геологічними умовами та внаслідок інших несприятливих умов, тоді для встановлення продуктивності колектора використовують дані непрямих методів – газометрії, досліджувачів пластів на трубах і кабелі.

В.Г.Інгерман, Б.Ю.Вендельштейн, А.С.Горбенко Р.А.Резвенев, [30, 31, 14] зазначали, що по мірі ускладнення структури колектора і його мінералогічного складу задача оцінки характеру насичення ускладнюється. Так, наприклад, збільшення степені поліміктовості твердої частини порід, що пов'язана із присутністю польових шпатів і уламків порід, які піддаються процесам пелітизації, приводить до росту неоднорідності структури пор, появі суттєвої провідності матриці породи. В свою чергу, ускладнення структури порового простору приводить до збільшення питомого опору водонасичених порід, а збільшення вмісту глинизованих уламків – до зниження опору нафтонасичених порід. Такий ефект впливу на питомий електричний опір порід пояснюється збільшенням вмісту глинистого цементу, а отже, і глинистості порід. В глинистих поліміктових колекторах область перекриття значень ρ_n при насиченні їх водою, нафтою чи газом різко збільшується. У зв'язку з цим, збільшується і невизначеність їх при оцінці характеру насичення пластів по одному параметру ρ_n . Все це

приводить до необхідності врахування глинистості порід, відповідно методики визначення характеру насичення глинистих пластів ускладнюється в порівнянні з методиками визначення характеру насичення чистих колекторів. Врахування глинистості пластів в процесі оцінки характеру їх насичення може виконуватися шляхом або безпосереднього знаходження її, або використанням параметру, що пов'язаний з глинистістю. В першому випадку використовуються аналітичні вирази для питомого опору продуктивного і водоносного колекторів з відомим вмістом і заданою формою присутнього глинистого матеріалу (розсіяна, шарувата чи змішана глинистість) [15]. Використовується також відношення параметра насичення колектора за зоною проникнення фільтрату промивної рідини до його величини в межах цієї зони [13]. У вказаних способах розрахунок критичних значень геофізичних параметрів проводиться на основі апріорно заданих значень опору глинистого матеріалу і чистої компоненти, ступеню витіснення фільтратом нафти і води в промитій зоні і зоні проникнення, відношенням поверхневої провідності різних зон пласта і т.д. Всі ці величини досить невизначені і змінюються в широких межах. В результаті, помилки в оцінці характеру насичення пластів за розрахунковими параметрами великі, а розглянуті способи не забезпечують, як правило, достатньої практичної точності.

Отже, проведений аналіз методів електричного каротажу, які використовуються з метою оцінки характеру насичення продуктивних пластів показав, що в різних геологічних умовах не завжди можна виділити породу-колектор та якісно визначити характер насичення порід-колекторів. З метою підвищення достовірності виділення порід-колекторів та визначення характеру їх насичення необхідно застосовувати нові методико-технологічні способи досліджень і інтерпретації результатів геофізичних вимірів факторів та які б враховували складну будову геологічного розрізу.

1.2 Визначення характеру насичення порід-колекторів у діючих свердловинах

Промислово-геофізичні дослідження належать до основних методів контролю за розробкою нафтогазових родовищ. В цьому плані за результатами ГДС вирішують чотири групи задач:

- 1) дослідження характеру насичення експлуатаційних пластів і динаміки процесу витіснення нафти водою, спостереження за водонафтовим (ВНК) і газорідинним (ГРК) контактами в пласті;
- 2) виділення в експлуатаційному пласті віддаючих інтервалів, визначення профілю притоку по колоні і характеристика рідини, що поступає з пласта;
- 3) оцінка надійності ізоляції експлуатаційних пластів, виявлення інтервалів затрубної циркуляції (перетоків) рідини із пласта в пласт;
- 4) контроль режиму експлуатації свердловини – визначення газонафто-водорозділів у колоні, вплив відбору рідини із свердловини, вибір оптимальної глибини спуску насоса та ін.

З розвитком ядерної фізики поряд з ГК в практику каротажу ввійшли ядерно-геофізичні методи, що базуються на штучних ядерних реакціях, застосуванні радіоізотопних джерел та різних ефектів взаємодії ядерних випромінювань з речовиною. Першим з них був нейтронний гамма-каротаж (НГК), що був запропонований Б.Понтекорво в 1941 році, незабаром, після відкриття Д.Чедвіком нейтрона і дослідження його властивостей. Приблизно в той же час Г.Хевеші і Х.Леві сформулювали принципи визначення хімічних елементів методом нейтронної активації, що і було в подальшому основою для розробки активаційного гамма-каротажа (АГК).

В 1942-1947 рр. А.І.Заборовський, Г.В.Горшковим і Л.С.Полаком був створений метод нейтрон-нейтронного каротажа, що базувався на реєстрації щільності теплових нейтронів (ННК-Т).

В 1956 році Г.Н.Флеров запропонував імпульсний нейтронний каротаж (ІННК), що базується на різному часі життя нейтронів в різних гірських породах. Поява ІННК, розробку якого здійснили С.А.Кантор, Ю.С.Шимелєвич, Б.Г.Ерозолімський, А.С.Школьніковий, Д.Ф.Безпалов, було початком застосування генераторів нейтронів, якими можна було керувати та інших видів ядерних випромінювачів при дослідженні свердловин.

Поряд з групою нейтронних методів з 50-х років при вивченні свердловин почали застосовуватися ядерно-геофізичні методи, домінуюча доля яких приходить на гамма-методи. Початок застосування інформації про гамма поля поклав Ф.Холленбах, що запропонував в 1947 році гамма-гамма-каротаж густинний (ГГК-Г), за допомогою якого стало можливим визначати такий важливий параметр гірських порід, як густина.

Можливість визначення положення водоносних і нафтоносних пластів в розрізі свердловини нейтронним гамма-методом була виявлена і підтверджена в лабораторних і промислових умовах, ще в 1953-1959 рр. [32, 33, 34, 35, 36]. Широке впровадження НГК, що слідувало після цього, для спостереження за переміщенням водонафтового контакту в ряді родовищ дало поштовх для подальшого розвитку радіоактивних методів в цьому напрямку. Дещо пізніше було запропоновано Б.Б.Лапуковим, Г.Н.Флеровим, Л.С.Полаком, Д.Ф.Безпаловим використовувати з цією ж метою нейтронний каротаж за тепловими нейтронами. Спочатку основна увага була сконцентрована на нафтоносних горизонтах в піщано-глинистих відкладах з високою пористістю колекторів ($k_p > 20\%$). З 1955 р. аналогічні роботи, що ґрунтувалися на розробленій методиці даних вчених почали проводитися і в карбонатних розрізах. На основі експериментальних робіт і свердловинних вимірах Л.З.Цлава, П.А.Стеніна в Куйбишевському Поволжі і Оренбургській області [37, 38] встановлено, що із-за впливу мінералогічного складу і відносно меншої пористості порід карбонатного розрізу у порівнянні із теригенним, ефективність НГК і ННК-Т в карбонатних відкладах значно нища. Тому стаціонарні методи НГК і ННК-Т не получили широкого

поширення при розвідці і були витіснені більш результативними методами ІННК.

Для визначення положення водоносних і нафтоносних пластів в розрізі свердловини ряд вчених [29, 39, 40] застосовують, головним чином, методи нейтронного каротажу – НГК, ННК-Т, ІННК, ІНГК. Із-за малої глибинності досліджень отримати хороші результати вдається лише в пластах, що не розкриті перфорацією. В інших випадках інформація є викривленою у зв'язку з впливом на неї рідини в колоні і пласті. Застосування НК для розділення водоносних і нафтоносних пластів ґрунтується на різному вмісті в них хлору. Тому дослідження ефективні тільки в районах з високою мінералізацією промивної рідини – 100-250 г/л. При низькій мінералізації промивної рідини інтерпретація стає ненадійною, особливо в розрізах, що є неоднорідними по пористості і літології. Для визначення положення водоносних і нафтоносних пластів використовується вимірювальний пристрій НГК із зондом довжиною (50 см), у якого відсутній кадмієвий екран на детекторі, а корпус пристрою екранується шаром борвміщуючої речовини, наприклад карбідом бора, що поглинає повільні нейтрони. Це дозволяє зменшити вміст випромінювання свердловини і за рахунок цього збільшити різницю значень НГК, що реєструється в пластах, які містять і не містять хлор. Вимірювальний пристрій ННК-Т такий же, як і при дослідженні необсаджених свердловин. Найбільш ефективним, як відмічено в працях [41, 42, 43, 44, 45] засобом розділення порід за вмістом в них хлору є ІНК (ІННК і ІНГК). При його проведенні реєструються криві з різними часовими затримками $t_3=900-1500$ мкс та вимірюються значення часу життя τ теплових нейтронів або по окремих точках або у вигляді неперервної кривої по колоні.

Основні положення інтерпретації є наступними:

- значення, що реєструються навпроти нафтоносної частини пласта за НГК є нижчими, а значення ННК-Т і ІННК при любых часових затримках є вищими, ніж навпроти водоносної;

- вимірювання ефективні в основному в свердловинах, що після цементування обсадної колони простояли деякий час, необхідний для розформування зони проникнення. Цей час визначається колекторськими властивостями порід і змінюється від 2-3 тижнів для високопористих піщаних порід до 2-3 років для карбонатних порід з середньою пористістю;
- на результати сильно впливає якість цементування інтервалів, що досліджуються, наявність гідродинамічного зв'язку (перетоку) між водоносними і нафтоносними пластами може привести до неправильних висновків;
- кількісна різниця значень, що реєструються в нафтоносних і водоносних пластах за НГК, ННК-Т і ІННК при різних затримках часу залежить від конструкції свердловини і змінюється в широких межах;
- значення часу життя τ теплових нейтронів практично не залежить від конструкції свердловини, якщо величина τ для самої свердловини менша, ніж τ пласта.

Як зазначається в працях Л.І.Померанца, Ю.А.Гуліна [48, 47, 41] розділення газоносних і нафтоносних (чи водоносних) інтервалів засноване на різному вмісті водню в газі та рідині. Водневміст ω_r газу залежить від пластового тиску і може бути приблизно розрахований за формулою: $\omega_r/\omega_v \approx 1,64 \cdot 10^{-2} p_{пл}$ де $p_{пл}$ - тиск в Мпа; ω_v - вміст водню у воді.

Отже, як зазначено в роботах, навіть при тиску 30-40 Мпа, що відповідає глибині 2-3 км, вміст водню у газі складає 50-60% від вмісту водню у воді. В необсаджених свердловинах із-за проникнення фільтрату промивної рідини в газоносні пласти визначити газорідинний контакт вдається тільки в окремих випадках. В свердловинах, що закріплені обсадною колоною, зона проникнення з часом розформується і встановлюється початковий характер насичення. Підсумовуючи все вище написане, можна зробити висновки, що для виділення газоносних пластів в свердловинах застосовуються два способи. Якщо пласт однорідний по пористості, що має бути підтверджено геологічними чи геофізичними

даними, в свердловині проводять НГК стандартною апаратурою з кадмієвим екранованим детектором. На кривій газоносна частина пласта виділяється більш високими значеннями, ніж нафтоносна чи водоносна частини. Якщо однорідність пласта по пористості не підтверджена іншими даними, то використовується спосіб повторних замірів. З цією метою проводиться перший вимір НГК зразу після спуску і цементування колони, а другий – через деякий час, що необхідний для розформування зони проникнення. Газоносна частина пласта виділяється на другій кривій підвищеними значеннями, а водоносна і нафтоносна – такими ж значеннями, як і на першій кривій.

В районах з високою мінералізацією пластових вод таким параметром є вміст хлору. Для оцінки вмісту хлору в самому пласті найбільш ефективно використовувати ІННК [43, 49]. Практично використовуються модифікації цього методу, що забезпечують:

- вимірювання густини теплових нейтронів через деякий час t_3 (називається часом затримки) після опромінюючого імпульсу швидких нейтронів. Реєстрація безперервної діаграми $I(t_3)$, що називається диференціальною кривою ІННК на затримці t_3 (в мкм). Для обліку стабільності виходу трубки одночасно реєструється діаграма з нульовою затримкою – інтегральна крива ІННМ ($I_{\text{інк}}$); при інтерпретації використовується співвідношення:

$$\beta = I(t_3 / I_{\text{інк}}); \quad (1.1)$$

- вимірювання густини теплових нейтронів в точках розрізу при декількох значеннях часу затримки з метою отримання кривої спаду густини теплових нейтронів в часі, по якій визначається час життя теплових нейтронів τ в середовищі, що досліджується. Так як в реальних умовах величина τ , що вимірюється залежить не тільки від характеру насичення пласта, але і від характеристики середовища всередині свердловини, її інколи

називають питомим (по аналогії з електричним опором) часом життя τ_k . В деяких випадках використовується зворотна величина – декремент затухання (α):

$$\alpha = 1/\tau_k; \quad (1.2)$$

○ безперервне вимірювання величини α чи τ_k по стволу свердловини шляхом реєстрації цих величин по заданому алгоритму, наприклад по густині теплових нейтронів на двох часових затримках t_1 та t_2 [25]:

$$\alpha = 1/\tau_k = \ln I(t_1) - \ln I(t_2) / t_2 - t_1. \quad (1.3)$$

З точки зору затрати часу перша і третя модифікації незрівнянно економніші другої. По ефективності досліджень друга і третя модифікації близькі, тому окремо вони не розглядаються.

Перевагою параметрів τ , τ_k і α є їх слабка залежність від індивідуальних особливостей конструкції свердловини, які в більшості випадків можуть не враховуватися [30]. Величина β сильно залежить від конструкції свердловини (її діаметра, розмірів і ексцентриситету обсадної колони), якості цементування і мінералізації розчину в колоні. Навіть з врахуванням цих умов ефективність диференціальної модифікації ІННК залишається високою, але безумовно, корисні любі міри і способи, що будуть направлені на зменшення впливу факторів, що спотворюють результати.

Модифікація ІННК за часом життя теплових нейтронів. Надійність виділення [39, 40, 47] продуктивних пластів сильно залежить від їх пористості і нафтонасиченості. Зазвичай, при теоретичній оцінці ефективності комплексу геофізичних досліджень, що забезпечує реєстрацію τ і фізичного параметру, що дозволяє визначити k_p , виходять з того, що коефіцієнт нафтонасиченості порід дорівнює майже одиниці. Дещо менші

значення k_n (0,8-0,9) використовуються при розрахунку для карбонатних порід з $k_n=8-12\%$. На основі величини k_n , що наводиться в роботах [50, 51] з врахуванням різниці між пористістю насичення, що визначається по керну, і загальною пористістю, коефіцієнт нафтонасичення за розрахунком нейтронних параметрів карбонатних порід з $k_n=8-12\%$ слід рахувати близьким до 0,5-0,6. Пористість доломітів за результатами нейтронних методів завищується відносно вапняків на 2-3%. Тому область застосування комплексу геофізичних методів, що дозволяють визначити τ і k_n обмежується пластами з k_n більше 10-12% з точно відомим мінералогічним складом і з $k_n=15\%$ при невідомому складі. Так, як більша частина карбонатних порід має пористість $k < 12-15\%$, ефективність комплексу геофізичних методів, що дозволяють визначити τ і k_n низька, що підтверджується практикою.

При відомому складі матриці породи ефективність комплексу геофізичних методів різко підвищується, але методи радіометрії, що застосовуються не дають надійних даних про склад карбонатних порід при проведенні досліджень в обсаджених свердловинах. Тому засобами вивчення складу порід при дорозвідці є узагальнення даних дослідження керну і шламу, а також використання результатів каротажу необсаджених свердловин. При інтерпретації даних ІНК породи з пористістю до 10% можна рахувати вапняками, а з пористістю більше 18-20% - доломітами. Визначити тип породи і грубо оцінити степінь доломітизації вапняків можна за декількома свердловинами, що досліджувалися до спуску колони комплексом НК-ГГК-Г, шляхом співставлення значень загальної пористості порід з їх об'ємною густиною.

Інтервали з низькою глинистістю виділяються по мінеральним показникам ГК. В зонах з більш високою природною радіоактивністю інтерпретація ускладнена так, як високі показники ГК можуть бути наслідком як підвищеної глинистості порід, так і вторинною їх доломітизацією [52]. В першому випадку пласт рідко є колектором (винятки становлять тріщинуваті породи); в другому – колекторські властивості,

навпаки, можуть покращитися. Розділити ці дві категорії порід в ряді випадків можливо по діаграмі ПС, на якій неглинисті породи відмічаються від'ємною аномалією.

Диференціальна модифікація ІННК. При оцінці ефективності [45, 53, 54] диференціальної модифікації ІННК часто рахується, що різниця показів у водоносному і нафтоносному пластах співрозмірна з похибкою вимірів, що виникає за рахунок спотворюючих факторів (положення колони в стволі свердловини, пристрою в колоні, мінералізації води в стовбурі свердловин і т.п.). Тому в ряді робіт доцільність використання цієї модифікації обробки даних нейтронних методів ставиться під сумнів і перевага віддається модифікації інтерпретації результатів ІННК з використанням інформації про час життя теплових нейтронів. При цьому не враховується принципова відмінність причин, що формують ефекти, які пов'язані з характером насичення пласта, про що свідчать виміри часу життя теплових нейтронів при реєстрації диференціальної кривої ІННК. Зазвичай, параметри пристрою, що використовується для вимірювання τ , вибирають так, щоб звести до мінімуму вплив самої свердловини – цементного кільця, промивної рідини, колони, її положення в стволі свердловини [55]. Практично, це досягається шляхом використання відношення показів детектора на двох часових затримках t_3 . Величини t_3 вибирають так, щоб відносний вплив перерахованих факторів на покази при тій чи іншій затримці було однаковим, тобто виключалися у відношенні. При цьому вплив вказаних факторів на покази, зареєстровані при будь-якій затримці (диференціальну криву $I(t_3)$), може бути великим.

Внаслідок взаємодії пластових вод хлоркальцієвого типу з цементним каменем відбувається акумуляція цементом хлору з пластових вод. Процес акумуляції особливо інтенсивно проходить навпроти водоносних пластів і значно повільніше навпроти нафтоносних. Тому вміст хлору в цементному камені, що визначається за диференціальними кривими ІННК може служити індикатором характеристики флюїду при першочерговому насиченні пласта.

Для оцінки відношення впливу хлору в цементному камені та факторів, що викривлюють геофізичну інформацію диференціальної кривої ІННК, співставляють свердловинні вимірювання в пластах насичених нафтою або пластовою водою граничної мінералізації з показами, що отримані після зміни мінералізації за рахунок прісної води, що нагнітається.

Приведені дані показують, що осолонення цементного каменю змінює покази диференціальної кривої ІННК не слабше, а часто і сильніше, чим зміна характеру насичення самого пласта в граничних межах. Так, як навпроти водоносних пластів осолонення цементного каменю проходить інтенсивно, а навпроти нафтоносних – повільніше, справжня відмінність показників ІННК у наведених пластах, як мінімум, вдвоє більша, чим це рахується без врахування фактора, що розглядається. Тому корисний ефект є значно більшим в порівнянні з впливом індивідуальних особливостей конструкції свердловини. Особливо важливо те, що відносний вміст хлору в цементному камені кількісно більший ніж в пласті і менше залежить від пористості та коефіцієнта нафтонасичення останнього. Враховуючи це можна стверджувати що процес розділення пластів за насиченням, з використанням показів ІННК, не залежить від мінералогічного складу породи. Тому нижня межа чутливості комплексу ІННК-НК по пористості відповідає $k_{пн}=8 - 9\%$ проти $k_{пн}=12 - 15\%$ для комплексу τ - $k_{пн}$.

Виходячи із сказаного, найбільш ефективним комплексом методів виділення продуктивних об'єктів в слабо пористих карбонатних розрізах слід рахувати комплекс $k_{пн}$ - β . До недоліків цього комплексу можна віднести складність побудови єдиних залежностей і необхідність статистичної обробки даних по великій кількості пластів. Тому в пластах з високою пористістю і відомим складом комплекс τ - $k_{пн}$ більш корисний.

Отже, нейтронні дослідження мають важливе значення при розв'язанні завдань із визначення характеру насичення пластів-колекторів. Особливо інформативним є імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж. Покази методу ІННК значно менше залежать від властивостей присвердловинної частини

пласта і містять більшу кількість однозначної інформації про нейтронні властивості порід-колекторів. Неоднозначність даного методу пов'язана з впливом локальних неоднорідностей геологічного простору, що вимагає детальних комплексних досліджень геофізичного матеріалу та лабораторних досліджень кернового матеріалу. Тому, проблема визначення початкового і поточного коефіцієнта газонасичення методом ІНК є на сьогоднішній день актуальною, що спонукає до пошуку шляхів її вирішення.

ВИСНОВКИ

Проведений аналіз проблеми визначення характеру насичення продуктивних відкладів дав змогу зробити наступні висновки:

1. Детальне моделювання геолого-фільтраційних властивостей продуктивних пластів-колекторів нафтогазових родовищ є найважливішим етапом в процесі створення теоретичної бази для якісної і кількісної оцінки газонасичення продуктивних товщ за даними геофізичних досліджень свердловин.

2. Існуючі на сьогодні узагальнені моделі оцінки насичення гірських пластів-колекторів нафтогазових родовищ, що використовуються для визначення якісних і кількісних характеристик нафтогазонасичення продуктивних порід-колекторів тонкошаруватих розрізів не дають змогу врахувати вплив особливостей складнобудованих порід-колекторів на параметри геофізичного поля.

3. Одним із перспективних способів підвищення достовірності визначення газонасичення складнобудованих пластів-колекторів за даними геофізичних досліджень є створення нових методологічних підходів на базі статистичного аналізу геофізичної інформації.

4. Створення нових методик аналізу та інтерпретації ядерно-фізичних полів у свердловині значно підвищить точність визначення газонасичення

складнобудованих порід-колекторів за даними геофізичних досліджень свердловин.

РОЗДІЛ 2

ВИВЧЕННЯ НЕОДНОРІДНОСТІ ПЛАСТІВ-КОЛЕКТОРІВ ТА ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА РОЗЧЛЕНУВАННЯ ГЕОЛОГІЧНОГО ОБ'ЄКТА НА ПРИКЛАДІ ЛЕТНЯНСЬКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА

2.1 Геологічна будова та особливості розповсюдження літолого-стратиграфічних комплексів на Летнянському газоконденсатному родовищі

Застосування геофізичних методів дослідження покладів та вивчення геологічної будови родовищ газу в останні роки значно розширилося. Перед геологами тепер стоять значно складніші завдання, від достовірного вирішення задач та оптимальних систем розробки залежить якість отриманих вуглеводнів. Значно підвищилися вимоги до наукового обґрунтування проектів розробки та методів із удосконалення процесів найбільш повного видобутку вуглеводнів.

Традиційні методи геолого-геофізичного аналізу стали більш досконалими, збагатилися новими прийомами та способами; збільшився круг задач, що розв'язуються методами нафтопромислової геології та геофізики. У зв'язку з вище приведеним виникає потреба у нових, більш жорстких вимогах до якості обробки геологічної та геофізичної інформації, обумовлюється це необхідністю в отриманні більш достовірної інформації про літолого-стратиграфічні особливості породи, її мікро- і макроструктуру з метою оцінки можливості застосування різних фізико-хімічних методів взаємодії на пласт та ін..

Вивчення геологічної будови родовища визначає успіх у вирішенні проблеми збільшення газовіддачі. Декілька десятків років назад вибір ефективної системи розробки базувався на геологічній будові родовища,

встановленій за даними буріння свердловин на початковій стадії розробки покладів. Сьогодні ж, без неперервного геолого-геофізичного вивчення, що супроводжує весь процес експлуатації нафтогазових родовищ, від першого до останнього дня, неможлива технологічно та економічно обґрунтована розробка родовища. І чим більше газу та газоконденсату добуто з родовища, тим більший об'єм цих досліджень необхідно для встановлення оптимальних умов експлуатації та збільшення видобутку вуглеводнів із пластів [56].

2.2 Геологічна неоднорідність продуктивних порід-колекторів

Важливою особливістю геологічної будови продуктивних пластів, що суттєво впливає на повноту та інтенсивність видобутку запасів газу є літолого-фаціальна мінливість. Для вивчення мінливості (неоднорідності) продуктивних пластів застосовують як традиційні методи (побудова літолого-фаціальних карт та профілів, карт потужності, проникності, пористості), так і нові геолого-статистичні методи (оцінка неоднорідності за коефіцієнтами розчленування, витриманості літолого-стратиграфічних товщ, піщаності, шаруватості).

У залежності від етапу освоєння і розробки родовища використовують різні методи вивчення неоднорідностей [57, 58, 59]. На початковій стадії дослідження геологічної будови пошукової площі достатньо мати якісну характеристику мінливості продуктивних пластів. Для отримання її будують карти потужності, проникності, пористості та інших параметрів, що характеризують пласти-колектори. При проектуванні та аналізі розробки, поряд з якісною характеристикою важлива і кількісна оцінка неоднорідності пластів. Особливо важлива така оцінка при вивченні багатопластових родовищ, на яких унаслідок неоднорідності чіткіше виражається ефект нерівномірної розробки пластів, випереджуючого рух води у пластах,

виявляються втрати вуглеводнів в зонах, примикаючих до границь виклинювання пластів-колекторів.

Як відомо, неоднорідність продуктивних пластів-колекторів в значній мірі залежить від будови порід-колекторів, їх пористості, проникності, гранулометричного складу, типу і складу цементу, а також від характеру поширення за розрізом і по площі. Звичайно, що чим однорідніший пласт, тим більш постійні всі перераховані ознаки і навпаки. Таке велике газове родовище, як Летнянське, характеризується значною розчленованістю і літолого-фаціальною мінливістю літолого-стратиграфічних товщ. Колекторами газу в неогенових тонкошаруватих розрізах є дрібнозернисті пісковики і крупнозернисті алевроліти, що залягають прошарками між глинистих та інших непроникних порід. Потужність окремих пластів і їх кількість досить не постійні навіть у межах невеликих площ.

Колектори різних горизонтів та пластів мають переважно однаковий речовинний склад, але різняться за колекторськими властивостями, типом цементації, кількістю цементного матеріалу, розмірами зерен і т.і.. Характеристика колекторів здійснюється на основі вивчення їх мінералогічного і гранулометричного складу та детального вивчення мінералогічного складу глинистого цементу [56].

Труднощі, які виникають при пошуку та розвідці нафтогазових родовищ у внутрішній та зовнішній зонах Передкарпатського прогину пов'язані із складною геологічною будовою Карпатської нафтогазової провінції, а також із неоднорідним літологічним складом порід-колекторів. Для розв'язку цих проблем необхідно знати ймовірний мінеральний склад твердої фази породи, умови формування гірських порід, їх колекторські властивості.

У більшості випадків колекторами нафти і газу є піщано-алевритові породи, розділені між собою глинистими прошарками. Сформувалися такі літотипи в умовах мілководного шельфу епіконтинентального басейну. Основними факторами, які визначили характер осадконакопичення були

коливні рухи, а також пов'язані із ними трансгресії та регресії мілкого моря. Пульсаційний характер погружень визначив ритмічність осадконакопичення, періодичність накопичення піщано-алевритового та глинистого матеріалу, визначив степінь неоднорідності пластів, що виповнюють геологічні розрізи. Неоднорідність порід-колекторів можна поділити на два види: макронеоднорідність та мікронеоднорідність.

Під макронеоднорідністю пластів розуміють мінливість характеристик пласта, які визначають форму тіла, умови залягання порід та зміну їх літолого-фізичних властивостей.

Мікронеоднорідність характеризує зміну фізичних та петрофізичних властивостей порід-колекторів у залежності від їх мінералогічного складу та мікроструктури і насичення (пористості, проникності нафтогазонасичення та ін.).

По напрямку зміни та розповсюдження неоднорідностей виділяють: горизонтальну (зональну) та вертикальну (прошаркову). У геології горизонтальну неоднорідність визначають як геолого-геофізичними методами, так і лабораторними петрофізичними та петрографічними дослідженнями кернавого матеріалу відібраного у свердловині із порід, що виповнюють неогенові відклади.

За результатами ГДС визначають мінливість літологічного складу порід по розрізу, оцінюють відмінності їх фізичних та петрофізичних параметрів. Така оцінка здійснюється в більшості випадків по вертикалі. Горизонтальний розподіл різних фізичних параметрів визначається комплексом методів, які узагальнюють результати геологічних, петрофізичних та геофізичних досліджень. Слід відмітити, що неоднорідність як самої геологічної будови по вертикалі, так і неоднорідність мінералогічного складу порід-колекторів суттєво впливає на їх гідродинамічні властивості, призводить до зниження інформативності методів ГДС.

Для кількісної оцінки геологічної мікронеоднорідності використовують наступні параметри:

— коефіцієнт відносної піщанистості: відношення ефективної товщини пластів-колекторів до загальної товщини пластів, що прослідковуються у геологічному розрізі;

— коефіцієнт розчленування: відношення суми числа прошарків порід-колекторів по всіх свердловинах до всього числа свердловин, які розкрили породу-колектор та визначається для покладу;

— коефіцієнт виклинювання: виражає долю товщини прошарків порід-колекторів, які виклинюються у ефективній товщині пласта геолого-розвідувальної свердловини;

— коефіцієнт витриманості: виражає долю безперервної товщини пласта-колектора по площі.

Кількісна оцінка однорідності порід, що виповнюють геологічний розріз, може бути охарактеризована такими параметрами, як коефіцієнтом варіації пошукових параметрів; середнім значенням та коефіцієнтом варіації коефіцієнта пористості визначеного за результатами ГДС; величиною відносної та об'ємної глинистості, їх коефіцієнтом варіації.

Вище перераховані параметри та характеристики визначають розподіл пошукового параметра, але не враховують характер розчленування геологічного об'єкту. Е.А.Нейман запропонував показники, які ліквідують цей недолік при їх врахуванні. До таких показників належить:

1. Коефіцієнт середнього вертикального розчленування геологічного об'єкта, який характеризує середню частоту чергування по глибині прошарків та окремих пластів з різними фізичними, літологічними, петрофізичними властивостями:

$$P = \frac{n_{екс}}{H} \quad (2.1)$$

де $n_{екс}$ – число екстремумів на геофізичній діаграмі зміни параметра;

H – інтервал підрахунку числа екстремумів.

2. Коефіцієнт середньої вертикальної мінливості, що характеризує зміну сум модулів відносних змін пошукового параметру, які припадають на одиницю товщин: Розмірність коефіцієнта I – (м⁻¹).

$$I = \frac{\sum |\Delta X_i|}{H_x} = \frac{\sum |X_{i+1} - X_i|}{H_x} \quad (2.2)$$

3. Середня товщина геологічних об'єктів, які розрізняються за фізичними властивостями:

$$H_{сер} = \frac{1}{P} \quad (2.3)$$

де P – коефіцієнт середнього вертикального розчленування геологічного об'єкта.

Перевага цих параметрів над вище перерахованими полягає у обґрунтованій оцінці неоднорідності породи-колектора.

Вивчення неоднорідності пластів слід проводити комплексом методів ГДС за результатами якого можна тлумачити про частоту диференціації з глибиною прошарків окремих літотипів, відслідковувати зміну фізичних та петрофізичних параметрів у пласті за горизонталлю. Петрофізичне вивчення пластів-колекторів дає можливість оцінити їх фільтраційно-ємнісну характеристику, вийти на конкретні дебіти, зв'язати дебіти порід-колекторів з неоднорідністю порід та їх середньою товщиною [60, 61, 62, 63, 64, 65].

Отже, визначення геологічної неоднорідності вздовж геологічного розрізу може значно підвищити достовірність визначення кількісних параметрів у розрізах із складною літолого-стратиграфічною будовою та здійснити якісну ув'язку отриманої інформації із породами, що виповнюють розріз.

2.3 Визначення коефіцієнта розчленування Летнянського газоконденсатного родовища

Нами була проведена оцінки вертикального розчленування Летнянського газового родовища. Для оцінки даного коефіцієнта P було опрацьовано дані із 59 свердловин, розраховано кількість екстремумів за результатами даних ПС, ГК та НГК, що проводилися в даних свердловинах. Отримані дані та результати розрахунків відображені у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Розрахунок коефіцієнта вертикального розчленування розрізу на Летнянському газоконденсатному родовищі

№п.п	№сверд.	H , м	$n_{екстр.}$	P	№п.п	№сверд.	H , м	$n_{екстр.}$	P
1	1	535	930	1,74	31	33	280	515	1,84
2	1	209	288	1,38	32	33	288	593	2,06
3	1	146	197	1,36	33	36	388	795	2,05
4	2	214	287	1,34	34	36	271	477	1,76
5	2	526	878	1,67	35	37	332	588	1,77
6	3	630	844	1,34	36	37	283	509	1,80
7	4	455	755	1,66	37	37	106	165	1,56
8	4	182	258	1,42	38	38	226	450	1,99
9	5	310	533	1,72	39	38	267	374	1,40
10	5	450	648	1,44	40	39	260	567	1,76
11	6	690	897	1,30	41	39	240	492	2,05
12	7	410	656	1,60	42	41	422	903	2,14
13	7	350	434	1,24	43	41	168	259	1,56
14	8	260	512	1,97	44	51	497	731	1,47
15	8	294	402	1,36	45	52	470	893	1,90
16	10	590	956	1,62	46	53	366	476	1,30

№п.п	№сверд.	H, м	$n_{екстр}$	P	№п.п	№сверд.	H, м	$n_{екстр}$	P
17	11	282	485	1,72	47	53	219	307	1,40
18	11	230	308	1,34	48	54	335	556	1,66
19	12	437	730	1,67	49	54	165	266	1,61
20	13	301	382	1,27	50	57	406	800	1,97
21	13	310	505	1,63	51	57	38	64	1,68
22	16	276	581	2,1	52	58	378	813	2,15
23	16	222	386	1,74	53	59	468	997	2,13
24	20	380	627	1,65	54	60	568	722	1,27
25	20	212	365	1,72	55	61	303	497	1,64
26	21	400	664	1,66	56	61	324	574	1,77
27	21	171	311	1,82	57	62	452	651	1,44
28	22	360	605	1,68	58	63	405	705	1,74
29	22	236	295	1,25	59	64	623	1034	1,66
30	30	348	602	1,73					

$$P_{род} = \frac{\sum P}{N_{св.}} = \frac{97,67}{59} = 1,67$$

Як видно з отриманих результатів, коефіцієнт середнього вертикального розчленування геологічних розрізів для Летнянського газоконденсатного родовища в середньому дорівнює 1,67. Дане число характеризує геологічний розріз вибраного газового родовища, як родовище із складною геологічною будовою, оскільки розріз виповнюється тонкошаруватими вміщувачими породами та газонасиченими породами-колекторами, що значно ускладнює їх виділення за результатами ГДС.

Сучасний стан апаратурного і методичного забезпечення геофізичних досліджень дозволяє всі підрахункові параметри (ефективна потужність $h_{еф}$, коефіцієнт пористості k_p , коефіцієнт нафтогазонасичення $k_{нг}$) визначати тільки в пластах та прошарках потужністю $h_{еф} > 1,5$ м. В пластах невеликої

потужності ($0,5 \text{ м} < h_{\text{еф}} < 1,5 \text{ м}$) за матеріалами ГДС визначають ефективні потужності та коефіцієнт пористості; коефіцієнти нафтогазонасичення можуть бути впевнено встановлені тільки в окремих випадках – у колекторах без проникнення або з малою ($D_{\text{зп}} / d_c < 2$) глибиною проникнення. Для тонких пластів ($0,2 \text{ м} < h_{\text{еф}} < 0,5 \text{ м}$) за даними ГДС встановлюється тільки $h_{\text{еф}}$; кількісні визначення інших параметрів практично неможливі.

На рисунку 2.1 зображено дані ПС, ГК та НГК для свердловини №13. В даній свердловині коефіцієнт середнього вертикального розчленування дорівнює 1,27. Як видно на рисунку, геофізичні криві не є сильно диференційовані, і гарно виділяють продуктивні горизонти. Даний геологічний розріз виконаний не тонкошаруватим перешаруванням алевролітів та глин, а цими самими породами, тільки із більшою товщиною, а отже за геофізичними даними можна провести якісне розчленування даного розрізу. Але, нажаль, свердловин із таким коефіцієнтом вертикального розчленування на Летнянському газовому родовищі небагато.

На рисунку 2.2 зображено криві ПС, ГК і НГК для свердловини №16, де коефіцієнт P дорівнює 2,1. Геофізичні криві дуже диференційовані і за отриманими результатами видно, що даний розріз виконують породи із тонкошаруватим перешаруванням алевролітів та глин. Виділити продуктивні горизонти в такому розрізі надзвичайно складно.

На рисунках 2.3, 2.4 зображено криві ПС, ГК і НГК для свердловини №22 та №30, де коефіцієнт вертикального розчленування P відповідно дорівнює 1,68 та 1,73.

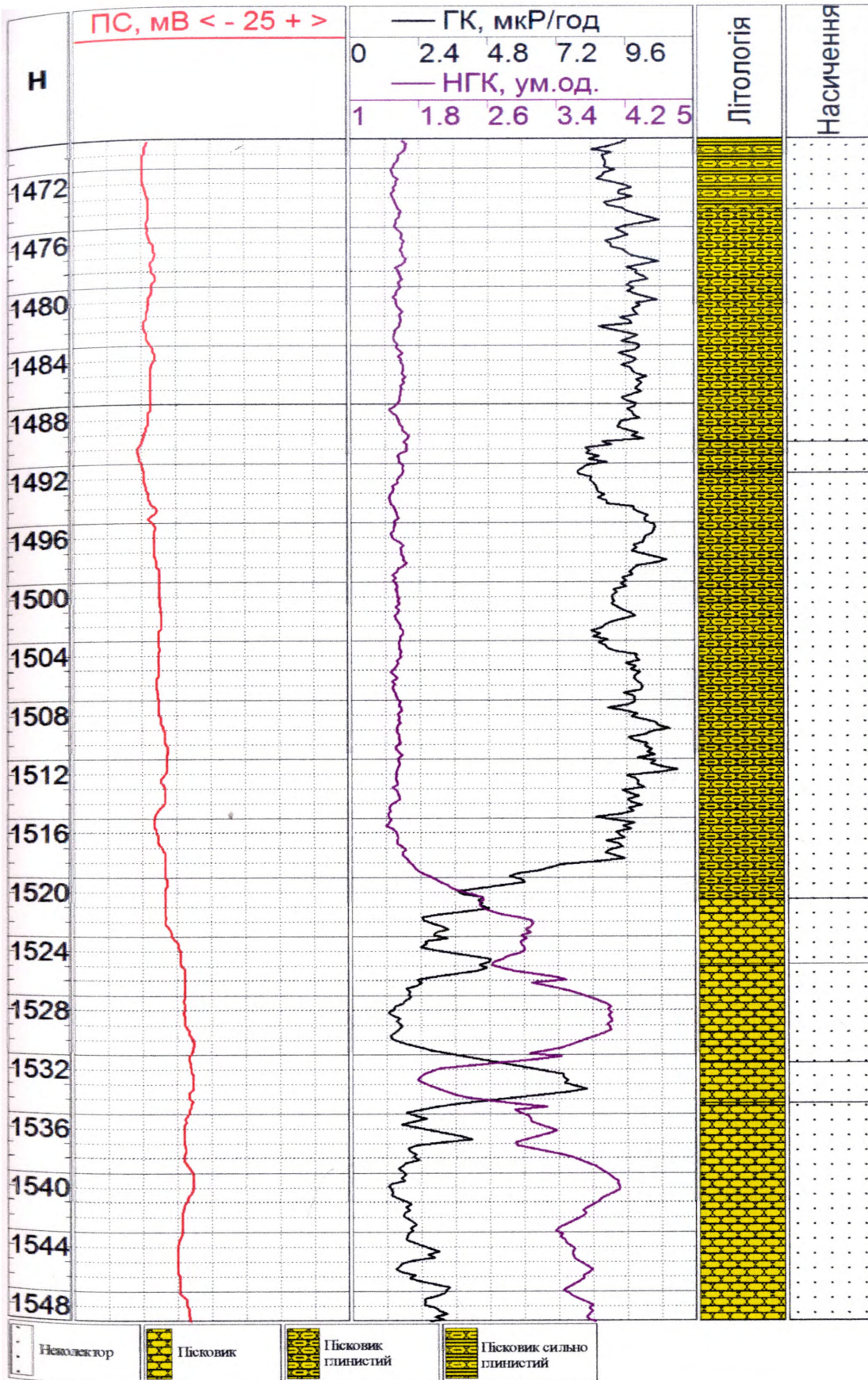


Рис.2.1 – Дані ПС, ГК і НГК для розрахунку коефіцієнта вертикального розчленування розрізу $P=1,27$ для свердловини №13 Летнянського родовища на глибині 1470-1550 м

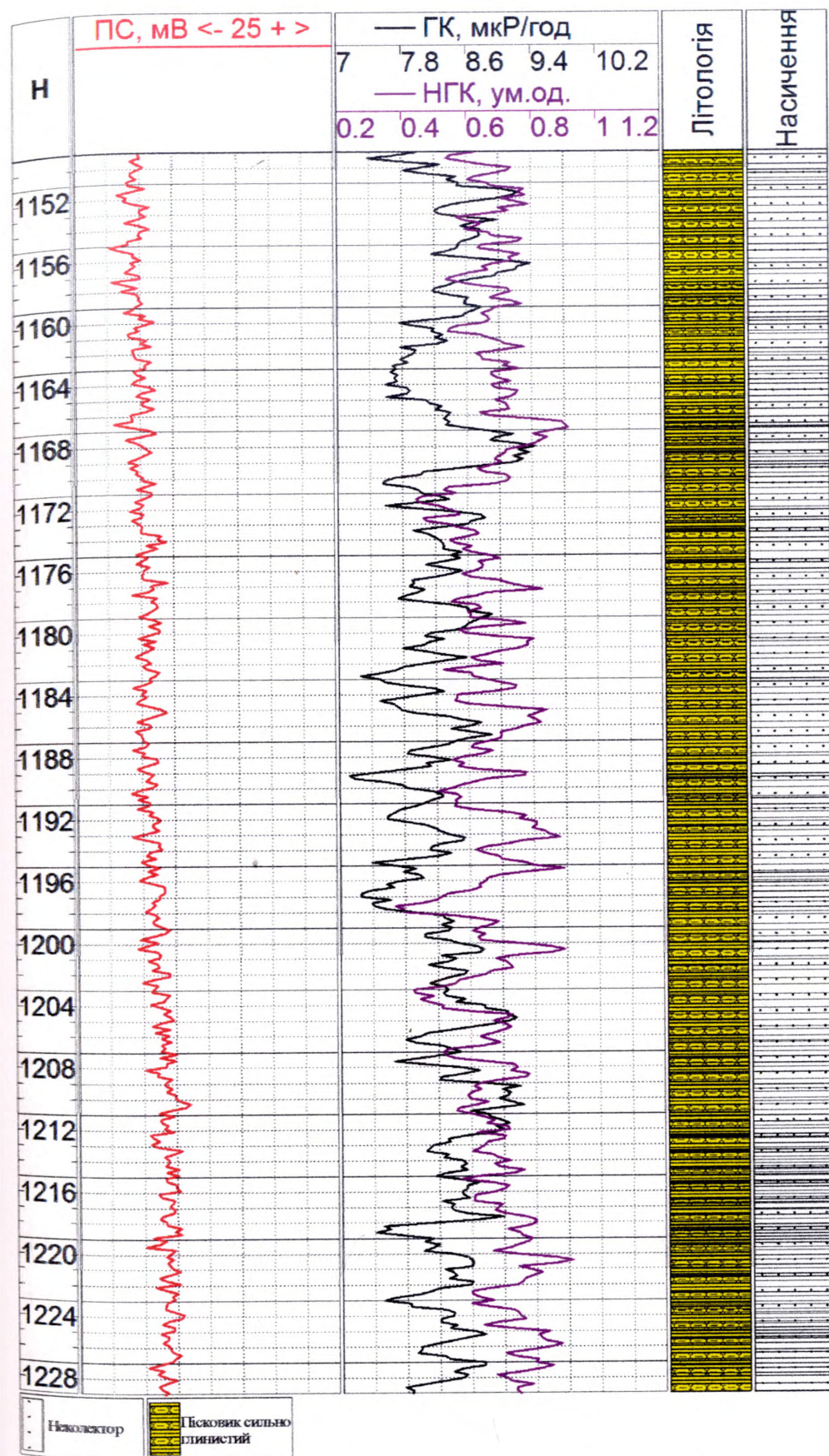


Рис.2.2 – Дані ПС, ГК і НГК для розрахунку коефіцієнта розчленування розрізу $P=2,1$ свердловини №16 Летнянського газоконденсатного родовища на глибині 1150-1230 м

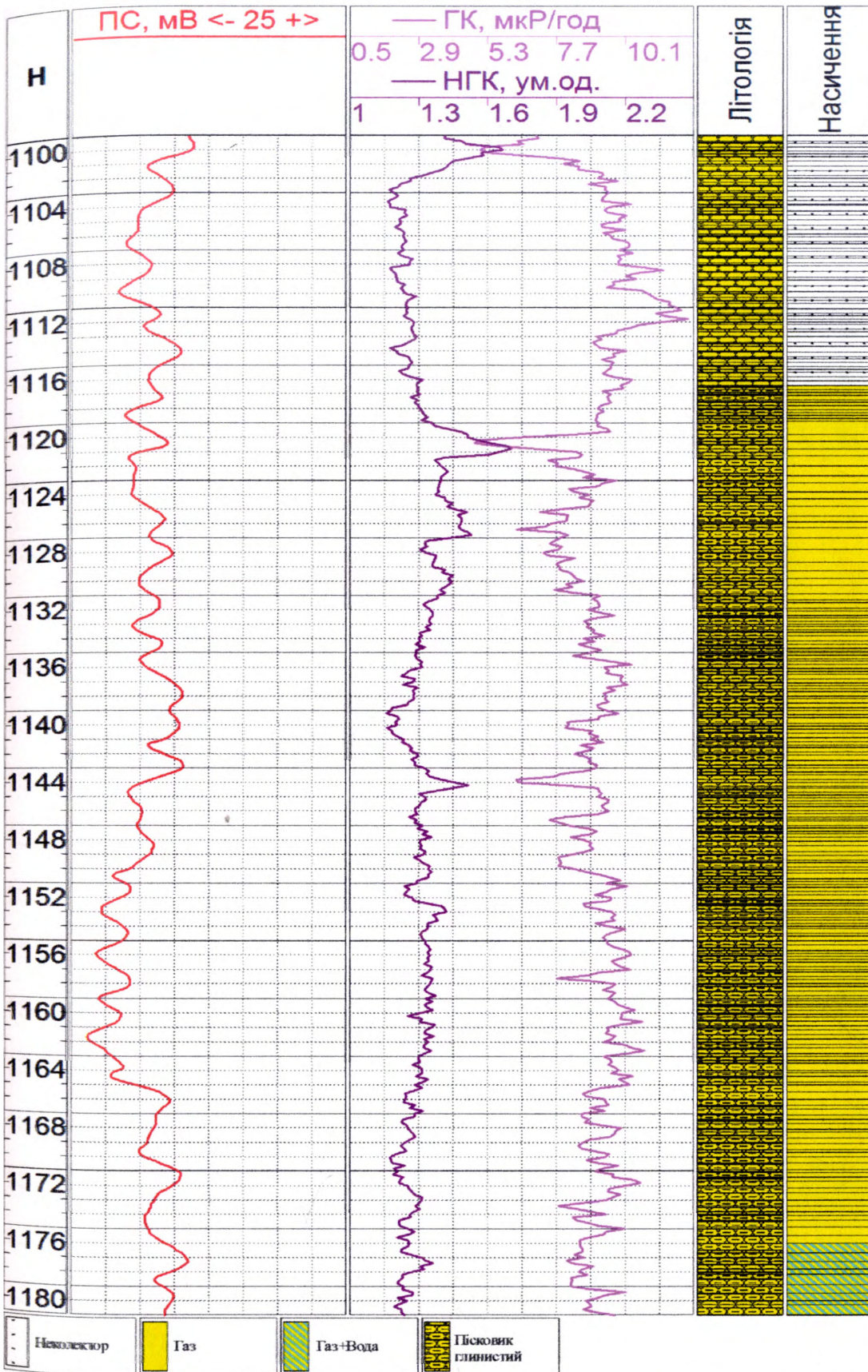


Рис.2.3 – Дані ПС, ГК і НГК для розрахунку коефіцієнта розчленування розрізу $P=1,68$ у свердловині №22 Летнянського газоконденсатного родовища на глибині 1100-1180 м

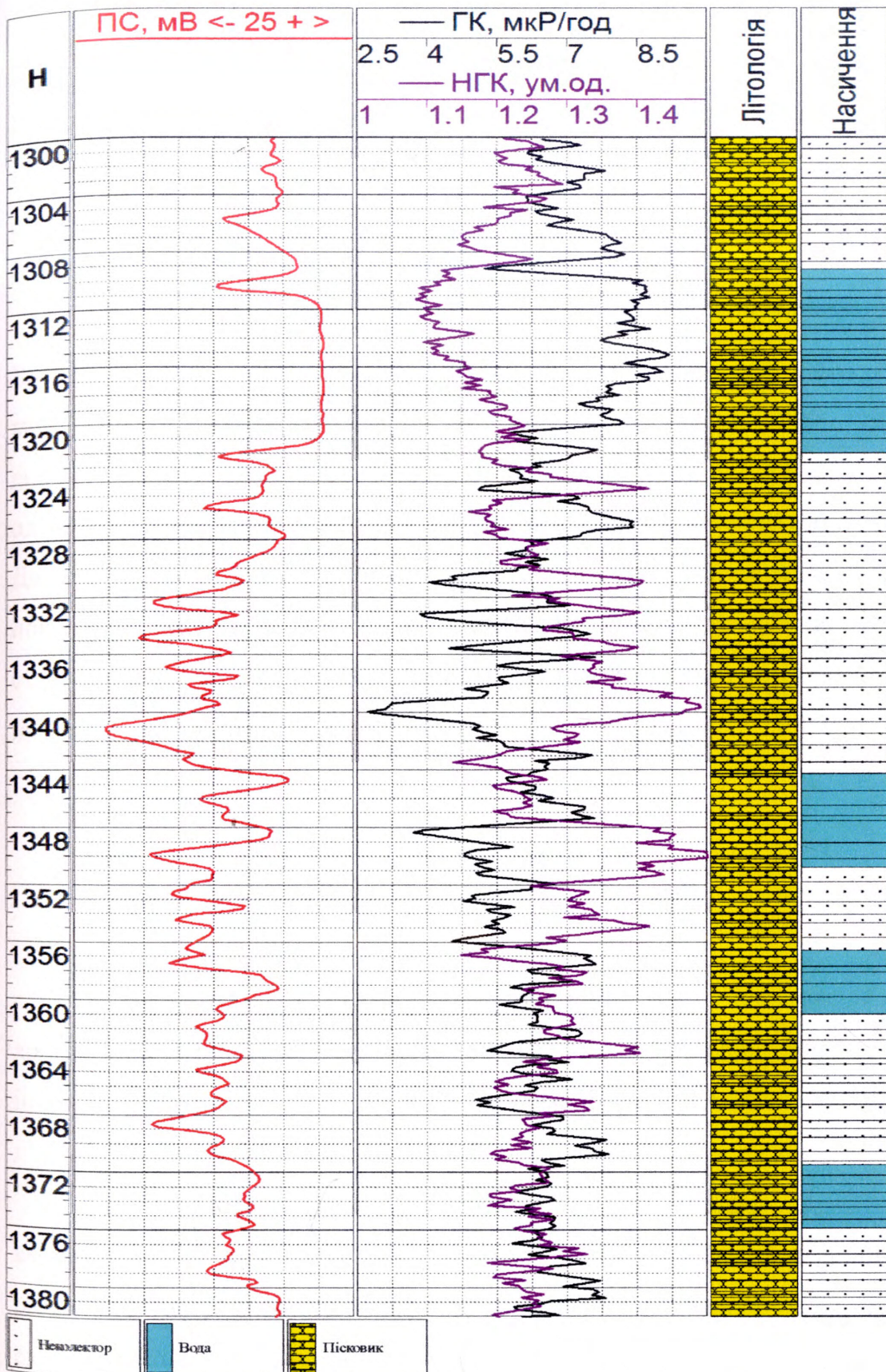


Рис.2.4 – Дані ПС, ГК і НГК для розрахунку коефіцієнта розчленування розрізу $P=1,73$ для свердловини №30 Летнянського газоконденсатного родовища на глибині 1300-1382 м

На рисунках 2.3 та 2.4 зображено криві ПС, ГК і НГК для свердловин, де коефіцієнт вертикального розчленування P рівний середньому значення P по Летнянському родовищі, на якому даний показник дорівнює 1,67. Криві з такою диференціацією всередньому характерні для Летнянського газового родовища. Геофізичні криві є достатньо диференційовані та відображають характер порід-колекторів, що виповнюють геологічний розріз.

Отже, отримані результати коефіцієнта вертикального розчленування Летнянського родовища дають змогу стверджувати, що дане родовище виповнене тонкошаруватими породами, а отримані дані геофізичних досліджень, приклад яких можна побачити на рис.2.3 та 2.4, не несуть однозначної інформації як про саму породу, так і про характер її насичення. Для проведення якісного аналізу отриманих даних необхідно застосувати нові методики, які б могли більш детально враховувати складну літолого-стратиграфічну будову як на Летнянському газоконденсатному родовищі, так і на інших, суміжних з ним родовищах.

ВИСНОВКИ

1. У результаті статистичної обробки даних геолого-геофізичних досліджень визначення неоднорідності геологічного розрізу значно полегшує інтерпретацію геолого-геофізичної інформації та допомагає виділяти складні ділянки порід, що виповнюють розріз.

2. За статистичними розрахунками встановлено коефіцієнт вертикального розчленування розрізу Летнянського газоконденсатного родовища, що дозволяє однозначно віднести дане родовище до родовищ з складною будовою, а отже, і застосовувати вже відповідні методи і методики для виділення продуктивних літолого-стратиграфічних комплексів та розрахунку параметрів насичення.

3. Обробка та інтерпретація результатів ГДС дозволила встановити, що відклади сарматського ярусу представлені складнобудованими породами-колекторами, що утворюють літолого-стратиграфічні комплекси, які характеризуються неоднозначними даними фізичних полів. Отже, потрібно застосувати нові методики до інтерпретації геолого-геофізичних даних, що могли б полегшити виділення у такому складному геологічному розрізі продуктивних порід-колекторів.

РОЗДІЛ 3

ОЦІНКА ХАРАКТЕРУ НАСИЧЕННЯ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ЗА ДАНИМИ ГДС ТА МЕТОДИКА ЗАСТОСУВАННЯ СТАТИСТИЧНИХ МОМЕНТІВ ВИЩИХ ПОРЯДКІВ (АСИМЕТРІЇ ТА ЕКСЦЕСУ) ДЛЯ ВИДІЛЕННЯ ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ

Однією найбільш важливою задачею, що необхідно розв'язати за результатами ГДС є виділення порід-колекторів та оцінка їх характеру насичення. В складнопобудованих геологічних розрізах в яких виявлені продуктивні пласти-колектори однозначно вирішити вище приведену задачу не завжди вдається. Як приклад можна представити результати ГДС у сарматському ярусі нижньодашавської свити.

Для оцінки характеру насичення теригенних колекторів застосовується широкий комплекс ГДС. Зазвичай, достатньо просто така задача вирішується при вивченні чистих неглинистих порід-колекторів. Оцінка коефіцієнта нафтонасичення колекторів обмежуються результатом електрометрії, а при наявності і газоносних пластів використовують дані нейтронного каротажу. Продуктивні пласти виділяються за геофізичними параметрами ρ_{Π} чи P_n шляхом порівняння їх значень з деякими критичними величинами, які встановлені для даного типу колектора чи для даного родовища. Тут P_n – параметр насичення або коефіцієнт збільшення опору:

$$P_n = \rho_{\Pi} / \rho_{\text{вн}} \quad (3.1)$$

де ρ_{Π} та $\rho_{\text{вн}}$ – відповідно питомий електричний опір породи-колектора та 100% водонасиченого пласта.

Точність вирішення задачі залежить від надійності встановлення залежностей значень ρ_{Π} та P_n та їх критичних значень. Вони визначаються одним із двох способів:

1) співставленням статистичних величин розподілів значень ρ_n та P_n для двох класів порід-колекторів з яких отримали промисловий приплив нафти чи газу (продуктивні пласти) і чисту воду (водоносні пласти) [67]. В якості $\rho_{п.кр}$ чи $P_{н.кр}$ зазвичай береться точка перетину кривих, що характеризують розподіл. Рахується, що пласт продуктивний, якщо його ρ_n чи P_n перевищують відповідно $\rho_{п.кр}$ чи $P_{н.кр}$. Неоднозначність значень цих параметрів зменшується із збільшенням однорідності колекторів, що відображається у зменшенні площі перетину кривих розподілів, що розглядаються;

2) через коефіцієнт критичного нафтонасичення $k_{н.кр}$ пласта і петрофізичну залежність $\rho_n = f(k_v)$ і $P_n = f(k_v)$. Коефіцієнт $k_{н.кр}$ визначається за кривими фазової проникності, що отримуються при витісненні нафти водою у зразках породи [68, 69].

По мірі ускладнення структури колектора і його мінерального складу затрудняється рішення і задачі оцінки характеру насичення. Так, наприклад, зростання степеня поліміктовості твердої частини породи, що обумовлене присутністю польових шпатів і уламків порід, які підлягають процесам пілітизації, сприяє росту неоднорідності структури пор, появі суттєвої електропровідності скелету породи. Ускладнення структури порового простору приводить також до збільшення питомого електричного опору водонасичених порід, а збільшення вмісту глинизованих обломків – до зниження питомого електричного опору нафтонасичених. До таких же явищ приводить і збільшення вмісту глинистого цементу в породі, що суттєво призводить до зростання коефіцієнта зв'язаної води. Неоднорідність таких пластів збільшується за розрізом і площею родовища. В результаті у глинистих, поліміктових колекторах область перекриття значень ρ_n при насиченні їх водою, нафтою чи газом різко збільшується. У зв'язку із цим збільшуються і невизначеності в оцінці характеру насичення пластів по одному параметрі ρ_n . Все це приводить до необхідності врахування глинистості породи, відповідно методика визначення характеру насичення

глинистих пластів ускладнюється у порівнянні з методикою визначення характеру насичення чистих колекторів.

Врахування впливу глинистості порід на покази методів ГДС в процесі оцінки їх характеру насичення можна здійснити шляхом введення поправок в отримані геофізичні дані, а також застосуванням встановленого експериментальними дослідженнями параметра, що пов'язаний пертофізичним зв'язком із глинистістю. У першому випадку використовуються аналітичні вирази для питомого опору продуктивного і водоносного колекторів з відомим вмістом і заданою формою присутнього глинистого матеріалу (розсіяна, шарувата чи змішана глинистість) [70]. Використовується також відношення параметра насичення колектора за даними проникнення фільтрата промивної рідини до його величини в межах цієї зони [67]. У даних способах розрахунк критичних значень геофізичних параметрів проводиться на основі апріорно заданих значень опору глинистого матеріалу і чистої компоненти, ступеня витіснення фільтратом нафти і води в промитій зоні і зоні проникнення, відношення поверхневої провідності різних зон пласта і т.д. Всі ці величини досить не визначені і змінюються в широких межах. Внаслідок цього помилка в оцінці характеру насичення пластів за розрахунковими параметрами велика, а розглянуті способи не забезпечують, зазвичай, достатньої для практики точності.

Методики врахування глинистості пластів без задання кількісного вмісту глинистого матеріалу, походять з порівняння електричних параметрів відомих продуктивних і водоносних пластів з однаковою глинистістю. Судження про останні складається за характером кривих ПС і ГК. Перерахуємо деякі з цих методик.

1. Співставлення амплітуди аномалії ПС з відношенням $\rho_{пп}/\rho_p$ [68], де $\rho_{пп}$ – питомий електричний опір промитої зони. Методика розроблена для умов, коли питомий опір продуктивних і водоносних колекторів відрізняється не більше ніж в 2-3 рази.

2. Співставлення параметра пористості $P_n = \rho_n / \rho_v$ з даними нейтронних методів I_{ny} при достатньо високій мінералізації пластових вод [67].

3. Співставлення питомих опорів зон проникнення пласта $\rho_{зп}$ і також по глинистості, але попередньо водоносного $\rho_{зп.в}$, що знаходиться нижче водонафтового контакту. Спосіб використовують в тому випадку, якщо оцінка ρ_n пластів ускладнена.

4. Комплексування параметрів відносної амплітуди кривої ПС і питомого електричного опору пластів ρ_n . В якості приклада, що враховує глинистість пласта, можна використовувати також покази гамма-каротажа [71]. Дана методика отримала найбільше поширення при визначенні характеру насичення колекторів нафтових родовищ Західного Сибіру. Початкові геофізичні параметри ρ_n та α визначається відповідно описаними вище алгоритмами. Характер насичення колекторів оцінюється за допомогою випробувань свердловин, а також по гіпсометрії та характерної для перехідних зон конфігурації показників електричного каротажу. В полі геофізичних параметрів, що використовуються при достатньому числі визначень впевнено виділяють три зони, що відповідають різній віддачі колекторів: нафтоносна, водоносна та зона неоднозначності. Остання зона може трактуватися як перехідна зона, або зона двофазного потоку [66].

На основі вище перерахованих методик розглянемо можливі прогностні оцінки характеру насичення породи-колектора, що виповнює розріз.

3.1 Прогнозна оцінка характеру насичення порід-колекторів у геологічному розрізі сарматського ярусу нижньодашавської свити

Породи-колектори поділяються на продуктивні (нафтоносні, нафтогазоносні, газоносні) та непродуктивні (водоносні), тобто відрізняються характером насичення. За даними ГДС отримують тільки прогнозу оцінку характеру насичення порід-колекторів, на основі якої

рекомендують їх для випробувань. Достовірну оцінку характеру насичення колекторів отримують за результатами опробування пластів приладами на кабелі або за допомогою випробувачів на трубах, а також при освоєнні свердловини.

Прогнозна оцінка нафтогазоносності за даними електричного каротажу. Така оцінка заснована на відмінності питомих опорів колекторів насичених водою та нафтою (або газом) [74]. У свердловинах, пробурених на прісній промивній рідині, питомий опір $\rho_{вп} \ll \rho_{ф}$. В таких умовах $\rho_{п} > \rho_{зп}$ або $\rho_{п} > \rho_{пз}$ вказує на можливе нафтогазонасичення колектора.

В загальному випадку заключення про нафтогазоносність порід отримують шляхом порівняння у скільки разів електричний опір $\rho_{п}$ пласта більший за значення $\rho_{вп}$ при 100% водонасиченні (коефіцієнт $P_{н}$ збільшення опору). Для визначення коефіцієнта $k_{нг}$ нафтогазонасиченості $\rho_{п}$ знаходять за результатами електрометрії, а $\rho_{вп}$ визначають обчислюючи:

$$\rho_{вп} = \rho_{пв} * \alpha / k_{п}^m, \quad (3.2)$$

де $\rho_{вп}$ – питомий електричний опір 100% водонасиченого пласта

$\rho_{пв}$ – питомий опір пластової води

α – літолого-структурний коефіцієнт

$k_{п}^m$ – коефіцієнт пористості

m – структурний показник

Пористість пласта, в свою чергу, визначають за даними електричного методу, що має найменшу похибку визначення цього параметру в даних геолого-технічних умовах; значення $\rho_{пв}$ знаходять за ПЗ або за результатами аналізів зразків води, що були відібрані при опробуванні чи експлуатації цього пласта в інших свердловинах даного родовища.

Значення $P_{н} > 1$ вказує на присутність нафти чи газу в пласті. Проте, пласт віддає нафту чи газ лише при умові, коли $P_{н}$ перевищує деяке критичне

значення $P_{н.кр}$, величина якого залежить від геологічних характеристик пласта і фізично-хімічних властивостей пластової води та нафти [72, 73, 74].

Властивість води, нафти і газу переміщатися в поровому просторі породи під дією прикладеного тиску (відносна проникність) неоднакова при різному вмісту цих флюїдів у порах. Відносна проникність для води дорівнює нулю якщо вся вода зв'язана ($k_v=k_{v0}=0,2\div 0,3$) і швидко збільшується з ростом k_v . І навпаки, відносна проникність для нафти і газу максимальна при $k_v=k_{v0}$ і зменшується із збільшенням k_v і відповідним зменшенням $k_{нг}$. При великому $k_{нг}$ пласт працює чистою нафтою чи газом і не віддає воду, незважаючи на те, що вона є в порах. Величина $P_{н.кр}$, що відповідає цьому значенню $k_{нг}$ називається критичне значення коефіцієнта збільшення опору.

Значення $P_{н.кр}$ встановлюється в кожному районі шляхом співставлення даних каротажу і результатів випробувань раніше пробурених свердловин. Для неглинистих піщано-алевролітових і карбонатних порід $P_{н.кр} = 4\div 5$ в нафтонасичених пластах і $3\div 4$ в газонасичених; пласти з $P_n < 3\div 4$ віддають воду. Глинисті колектори можуть віддавати нафту і газ при $P_n > 1,5\div 2$; вода в таких колекторах зв'язана глинистими частинками. Пласти, для яких $1 < P_n < P_{н.кр}$, відносяться до сумнівних. В різних умовах випробування вони можуть віддавати як нафту і газ, так і воду. У зв'язку з вище приведеним для прогнозої оцінки нафтогазоносності глинистих колекторів можливо підійти двома шляхами, які детально описані у працях [74, 72, 73].

У першому випадку глинисті породи виділяють в особливу категорію, для якої встановлюють свою власну залежність між колекторськими властивостями та насиченістю порід-колекторів з одного боку і їх фізичними характеристиками з іншого. При використанні цих залежностей у первинні геофізичні дані не вносять поправки за глинистість.

У другому, враховують вплив глинистості на покази акустичного, електричного та радіоактивного каротажу, після чого знаходять $k_{нг}$ за

залежностями, що отримані експериментальним шляхом при дослідженні зразків керну відібраного із чистих незаглинизованих порід.

На практиці зазвичай використовують другий підхід. Виправлення за вплив глинистості на значення питомого опору порід $\rho_{п.в}$ знаходять відповідно для порід із шаруватою та дисперсною глинистістю:

$$1/\rho_{п} = k_{гг}/\rho_{гг} + 1 - k_{гг}/\rho_{п.в}, \quad (3.3)$$

$$1/\rho_{п} = k_{гг}^2/\rho_{гг} + 1 - k_{гг}/\rho_{п.в}, \quad (3.4)$$

де $\rho_{п}$ і $\rho_{гг}$ – виміряні значення питомого опору у досліджуваному пласті та вміщуючих глинах. Значення $\rho_{п.в}$ розраховують за пористістю $k_{п.в}$, що знайдена із врахуванням глинистості.

При використанні формул (3.3) та (3.4) особливу увагу звертають на вибір моделі глинистої породи (типу глинистості) так, як в продуктивних породах незначна присутність глин суттєво змінює $\rho_{п.в}$.

Перед виправленням $\rho_{п}$ рекомендується оцінити правильність визначення $k_{гг}$. Для цього із частки $1/\rho_{п}$ розраховують $k_{гг}/\rho_{гг}$ або $k_{гг}^2/\rho_{гг}$ (в залежності від прийнятої моделі глинистості). Якщо різниця вийде від'ємною, значить даний метод недієвий для даних порід-колекторів. Необхідно або застосувати інший тип глинистості, або перевірити правильність визначення $k_{гг}$ [72].

При проведенні прогностичної оцінки характеру насичення потрібно враховувати надзвичайно багато чинників, які впливають на колекторські властивості геологічного розрізу. Розглянемо результати геолого-геофізичних досліджень та інформацію, що ми можемо отримати за їх допомогою для визначення характеру насичення порід-колекторів.

Характер насичення порід-колекторів оцінюють за даними промислової геофізики, що отримані в необсаджений свердловині, для вирішення задачі про доцільність спуску колони і опробування промислових нафтогазоносних об'єктів. Це одна із найважливіших задач оперативної інтерпретації

геофізичних матеріалів, що в значній мірі визначає ефективність роботи всієї промислово-геофізичної служби.

Оцінка характеру насичення колектора і встановлення його промислової нафтогазоносності засновані на визначенні питомого опору ρ_n породи та обчисленню значень параметра насичення P_n з критичними величинами $\rho_{n.кр}$ та $P_{n.кр}$, що характеризують для досліджувальних колекторів границю між колекторами та неколекторами. Ефективність вирішення цієї задачі визначається надійністю отриманих ρ_n , а також відповідністю розрахованого значення P_n дійсному значенню параметра та граничним значенням $\rho_{n.кр}$ та $P_{n.кр}$, що відповідають даному типу колектора.

Надійне визначення ρ_n за діаграмами БКЗ можливо лише для достатньо потужних та однорідних об'єктів. При наявності щільних високоомних прошарків у пласті-колекторі ρ_n необхідно розраховувати за діаграмами $\rho_{эф}$ індукційних та екранованих зондів, оскільки діаграми ρ_k великих зондів БКЗ ($AO > 2$ м) викривлені в даному випадку екранними ефектами. Сприятливими умовами для визначення ρ_n є незначне проникнення фільтрату бурового розчину в пласт. При глибокому проникненні розділити пласти на продуктивні та водоносні за даними електрометрії без додаткових відомостей (дані випробувань та ін.) однозначно неможливо. Глибоке проникнення зазвичай є наслідком порушення технології буріння (недопустимо великі репресії на пласт, буровий розчин низької якості з великою водовіддачею) та методології геофізичних випробувань (недотримання оптимального часу дослідження). Найбільш суттєво ці фактори відображаються при проведенні геофізичних досліджень на глибині більше 4 км.

Для отримання дійсного значення параметра P_n необхідно знати коефіцієнт пористості k_p , який знаходять за допомогою геофізичних методів чи по керну. Чим надійніше визначена величина k_p , тим точніші значення $\rho_{вп}$, що використовуються для розрахунку P_n . Критичні значення $\rho_{n.кр}$ та $P_{n.кр}$ для даного типу колектора встановлюють:

а) на основі статистичного аналізу величин $\rho_{п}$ та $P_{н}$ за великим числом випробуваних нафтогазоносних і непродуктивних колекторів;

б) на основі використання петрофізичних залежностей між параметром $P_{н}$, питомим опором $\rho_{п}$, фазовою проникністю для нафти $k_{пр.н}$ та води $k_{пр.в}$, коефіцієнтами нафто- і водонасичення $k_{н}$, $k_{в}$, що отримані в лабораторії для даних колекторів.

Для визначення $\rho_{п}$ та $P_{н.кр}$ способом статистичного аналізу складаються статистичні розподіли значень $\rho_{п}$ і $P_{н}$ для двох класів колекторів, що дали при випробуванні промисловий приплив нафти чи газу (продуктивні пласти) і чисту воду чи воду з ознаками нафти або газу (водоносні пласти).

Кожен розподіл виражає зв'язок між частотою зустрічі об'єктів в заданому діапазоні зміни $\rho_{п}$ чи $P_{н}$ та значеннями $\rho_{п}$ чи $P_{н}$ параметра, для якого будується розподіл. Поєднуючи криві розподілу для двох класів колекторів, що складені в однакових масштабах, отримують їх точку перетину, якій відповідає певне значення $k_{в}$. Це значення і приймаються за критичне, адже воно характеризує границю між продуктивними і непродуктивними колекторами. Чим менший діапазон перекриття розподілів, тим надійніший критерій $\rho_{п.кр}$ чи $P_{н}$. При співставленні розподілів використовують всі результати опробувань, що отримані при перфорації випробувачами пластів на трубах та кабелі.

Описаний спосіб можна використовувати тільки на стадії завершення розвідки родовища, оскільки для його реалізації необхідно мати результати випробувань хоча б по декільком десяткам пластів. В якості критеріїв продуктивності колектора для перших розвідувальних свердловин даного родовища використовують значення $\rho_{п.кр}$ чи $P_{н.кр}$, що встановлені раніше для аналогічних колекторів на сусідніх родовищах в цьому ж нафтогазоносному басейні. Велике значення для розвитку способу статистичного аналізу мало використання програм розпізнавання об'єктів з метою оцінки їхньої продуктивності з використанням ЕОМ.

Спосіб, пов'язаний із застосуванням петрофізичних залежностей, оснований на використанні критичного значення коефіцієнта водонасичення $k_{в.кр}$, який встановлюється для даних колекторів за даними лабораторного вивчення фазової (відносної) проникності колектора. Фазову проникність визначають експериментально при вивченні фільтрації через зразок суміші двох рідин, наприклад води і нафти. При коефіцієнті водонасичення k_v , меншому критичного значення $k_{в.кр}$, фільтрується тільки нафта, а фазова проникність за водою $k_{пр.в} = 0$. Величина $k_{в.кр}$ характерна для даного колектора і залежить від властивостей рідин, що фільтруються; значення $k_{в.кр}$ при інших рівних умовах там більше, чим вища глинистість колектора і менший середній розмір фільтруючих каналів.

Встановивши граничне значення $k_{в.кр}$, за залежністю $P_n = f(k_v)$ знаходять граничні значення $\rho_{п.кр}$ та $P_{н.кр}$, що відповідають $k_{в.кр}$, яке використовується в якості критерію розділення колекторів на продуктивні і водоносні. Найбільш надійно задача виділення продуктивних колекторів може бути вирішена для чистих високопористих міжзернових піщаних і карбонатних колекторів. Ці колектори характеризуються, зазвичай, неглибоким проникненням, а питомий опір їх $\rho_{пп}$ та $\rho_{вп}$ при насиченні відповідно нафтою (газом) та водою відрізняється в 10 раз і більше, тому продуктивні і водоносні колектори легко розділити за величиною ρ_p та за значеннями ρ_{ef} на діаграмі індукційного зонда чи ρ_k на діаграмах великих градієнт-зондів. Оцінити продуктивність колекторів, глинистість і пористість яких змінюються в широких межах, можна тільки при комплексному використанні діаграм метода опору та методів глинистості (гамма методи, метод самочинної поляризації) чи пористості (ультразвуковий, нейтронні методи, гамма-гамма методи).

Для оцінки продуктивності глинистих теригенних колекторів, питомий опір яких для продуктивних і водоносних пластів може розрізнятися не більше ніж в 2-3 рази, співставляють амплітуду аномалії ПС E_s з відношенням $\rho_{пп}/\rho_p$. Для кожного пласта, характер насичення якого

визначають, розраховують значення E_s , знаходять $\rho_{пп}$ за діаграмами мікроелектричних методів та $\rho_{п}$ за діаграмами БКЗ чи МБК та розраховують відношення $\rho_{пп}/\rho_{п}$; при відсутності результатів вимірювання мікроелектричними методами замість $\rho_{пп}$ використовують величину $\rho_{зп}$, яку визначають за діаграмами БКЗ чи малих зондів.

Співставлення значень $\rho_{п}$ порід з показами метода пористості чи значеннями пористості, що визначені за діаграмою даного метода, виконуються для карбонатного розрізу, в якому переважають колектори з міжзерною пористістю, що змінюється в широких межах, та низькою глинистістю. У всіх виділених пластах-колекторах, а також в окремих щільних пластах визначають $\rho_{п}$ та параметр $\Delta J_{п\gamma}$, що характеризує пористість. Умовою однозначного встановлення продуктивності колектора за даним способом є відповідність значень $\rho_{п}$, що використовуються, питомому опору незмінної частини пласта.

В теригенних та високопористих карбонатних відкладах продуктивні колектори виділяють поєднуючи криві $\rho_{еф}$ екранованого зонда та мікрозонда, що зареєстровані в однаковому масштабі опору. Продуктивним колекторам відповідають інтервали розрізу, де $\rho_{ефБК} > \rho_{ефМБК}$.

Для більшої частини продуктивних колекторів характерно зменшення з часом показів зондів із середнім і великим радіусом дослідження на діаграмах повторних вимірів. За методикою дослідження – випробування – дослідження продуктивні колектори виділяються по значному збільшенні показів $\rho_{еф}$ екранованого та індукційного зонда на діаграмі, ще зареєстрована після випробувань в даному інтервалі.

Досить перспективні часові дослідження обсаджених свердловин нейтронними і низькочастотними акустичними методами з метою виділення продуктивних колекторів на основі вивчення процесу розформування зони проникнення в колекторах. Зараз, такі дослідження проводяться в промислових масштабах тільки для виділення газоносних об'єктів за діаграмами часових вимірів нейтронних гамма-методів. Співставлення

кривих НГМ, що зареєстровані в однаковому масштабі одним і тим же свердловинним приладом, перша з яких отримана безпосередньо після спуску і цементажу колони, а наступні через різний час після обсадки, дозволяє відмітити збільшення показів НГМ з часом в окремих колекторах при незмінних показах в інших пластах-колекторах та щільних породах. Таке збільшення є ознакою газоносності колектора [75].

Якщо визначити характер насичення окремих порід-колекторів в розрізі свердловини за геофізичними даними не вдається, то для встановлення їх продуктивності використовують дані прямих методів – газометрії, випробувачів пластів на трубах та кабелі.

3.1.1 Критерії визначення питомого електричного опору порід-колекторів неогенових відкладів за результатами ГДС

В необсаджених свердловинах розділення пластів-колекторів на нафтогазоносні і водоносні засновано на різниці їх питомого електричного опору. В насиченій нафтою чи газом породі основна частина порового простору заповнена тим чи іншим вище вказаним компонентом і питомий опір цієї породи більший ніж при заповненні пор водою. Питомий опір нафтогазоносних і водоносних порід залежить також і від типу (петрофізичної моделі) колектора. Піщані колектори зазвичай поділяються на чисті та глинисті, карбонатні – на порові, тріщинуваті та ін.

Чисті (неглинисті) колектори (пісковики, порові карбонатні породи). Чисті пісковики мають міжзернову (гранулярну) пористість, що утворилася проміжками між уламковими мінеральними частинками, що складають породу. Порові карбонатні породи (доломіти, вапняки та ін.) являють собою суцільну мінеральну масу (скелет), поровий простір якої утворений пустотами і каналами, різного (зазвичай вторинного) походження. Поровий

простір цих колекторів має більш складну форму у порівнянні з піщаними породами.

Незважаючи на сказані вище відмінності, чисті пісковики і порові карбонатні колектора мають зазвичай однакову інтерпретаційну модель та їх питомий опір може бути визначений за допомогою формул (3.2) та (3.5):

$$\rho_{\text{п}} = \rho_{\text{вп}} P_{\text{н}} = \rho_{\text{вп}} / (1 - k_{\text{нг}})^n, \quad (3.5)$$

де $\rho_{\text{вп}}$ – питомий опір водоносної породи при 100% заповненні водою;

$P_{\text{н}}$ – коефіцієнт збільшення опору (параметр насичення);

$k_{\text{нг}}$ – коефіцієнт нафтогазонасиченості породи;

n – показник степеня водонасичення.

Здатність води, нафти і газу переміщуватися в поровому просторі різних порід неоднакова за рахунок вмісту в породі вище вказаних компонентів. При великому вмісті нафти (великому значенні $k_{\text{нг}}$) пласт віддає чисту нафту (без води). Мінімальні значення $k_{\text{нг}} = k_{\text{нг.кр}}$ та $P = P_{\text{н.кр}}$, що відповідають промислового притоку нафти, називаються критичними так само, як і відповідний їм питомий опір $\rho_{\text{п.кр}}$. Критичні (граничні) значення $k_{\text{нг.кр}}$, $P_{\text{н.кр}}$ та $\rho_{\text{п.кр}}$ визначають при співставленні даних електричного каротажу та результатів випробувань.

Глинисті колектори. До глинистих колекторів відносяться пісковики з великим вмістом глинистого матеріалу – більше критичної величини $k_{\text{гл.кр}}$. Тому, критерії оцінки характеру насичення у чистих колекторах в більшості випадків не придатні для оцінки у глинистих колекторах.

З метою встановлення критеріїв для глинистих порід-колекторів, які вповнюють тонкошаруваті неогенові відкладення проводилися петрографічні дослідження шліфів. Із результатів видно, що за формою глинистого матеріалу у геологічному розрізі сарматського ярусу виділяють різні типи глинистих пісковиків. Найбільш поширені із них представлені на рисунку 3.1.

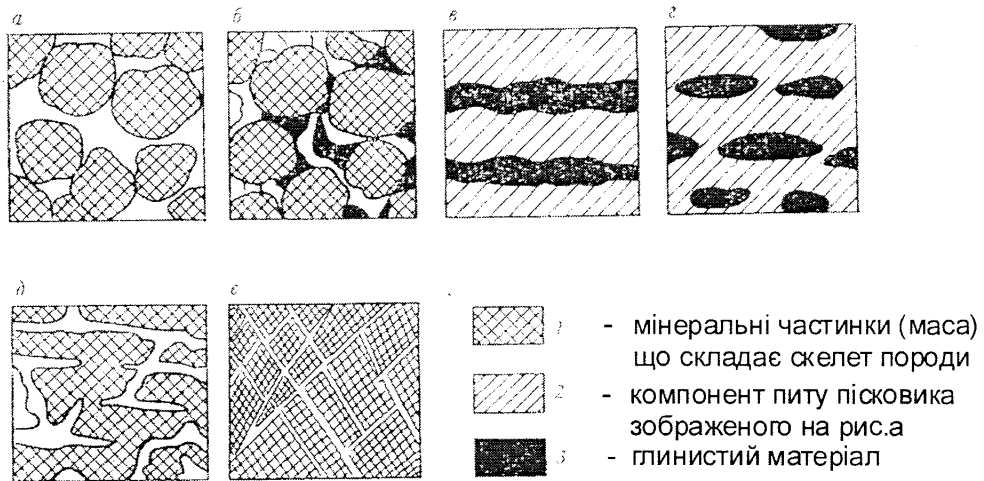


Рисунок 3.1 - Порувий простір різних типів колекторів

- a* – чистий пісковик;
- б* – пісковик з розсіяним глинистим матеріалом;
- в* – пісковик з прошарками глин;
- г* – пісковик з еліпсоїдальними включеннями глин;
- д* – порві карбонатні породи;
- е* – тріщинуваті породи.

Для кожного із виділених типів глинистих пісковиків розроблено алгоритм визначення його питомої електропровідності з врахуванням результатів ГДС і петрофізичних досліджень.

Пісковики з розсіяним глинистим матеріалом (рис.3.1, б). Його питомий опір можна визначити за формулою:

$$1/\rho_{\Pi} = [k_{\text{гл.р}}/\rho_{\text{гл.р}} + ((k_{\text{п.ч}} - k_{\text{гл.р}}) * (1 - k_{\text{нг}})^n) / \rho_{\text{вп}}] * k_{\text{п.ч}}^{m-1} * a, \quad (3.6)$$

де $k_{\text{гл.р}}$ – об'ємна розсіяна глинистість пісковика;

$\rho_{\text{гл.р}}$ – питомий опір розсіяної глини;

$k_{\text{п.ч}}$ – міжзернова пористість чистого компонента

a – шифр кривих, $a = \rho_{\text{вп.ч}} / \rho_{\text{гл}}$.

Глинисті пісковики з тонкошаруватим глинистим матеріалом (рис.3.1, в). Питомий опір для цього пісковика можна визначити за формулою:

$$1/\rho_{\text{п}} = [k_{\text{гл.т}}/\rho_{\text{гл.т}} + (1 - k_{\text{гл.т}})/\rho_{\text{п.ч}}] = [k_{\text{гл.т}}/\rho_{\text{гл.т}} + (1 - k_{\text{гл.т}})/\rho_{\text{вп.ч}}] * (1 - k_{\text{нг}})^n, \quad (3.7)$$

де $k_{\text{гл.т}}$ – об’ємна глинистість шаруватого пісковика;

$\rho_{\text{гл.т}}$ – питомий опір шаруватой глинистой компоненти;

$\rho_{\text{вп.ч}}$ – питомий опір водоносной чистой компоненти.

Пісковик з еліпсоїдальними включеннями глин (рис.3.1, г). Питомий опір цього пісковика визначається за формулою:

$$\rho_{\text{гл}}/\rho_{\text{п}} = \{[1 + (\beta - 1) * k_{\text{гл}}] + (\beta - 1) * (1 - k_{\text{гл}}) * (\rho_{\text{гл}}/\rho_{\text{п.ч}})\} / \{(1 - k_{\text{гл}}) * (\rho_{\text{п.ч}}/\rho_{\text{гл}}) + [(\beta - 1) * k_{\text{гл}}]\}, \quad (3.8)$$

де $\rho_{\text{гл}}$ – питомий опір включень глин;

β – параметр, що залежить від ексцентриситету еліпсоїдів.

При $\beta = \infty$ інтерпретаційна формула перетворюється в рівняння для глинистих пісковиків з тонкошаруватим глинистим матеріалом. Таким чином дана модель є частковий випадок моделі пісковика з еліпсоїдальними включеннями глин. Питомий опір пісковика з включеннями глин більший питомого опору пісковика із шаруватою глинистістю (при $\beta = 100$ на 30%).

Пісковик із змішаною глинистістю. Фізична модель такого пісковика відрізняється від моделі пісковика з шаруватим глинистим матеріалом тим, що в цьому колекторі чистий пісковик заміщений глинистим пісковиком із розсіяною глинистістю. Його питомий опір при $m = n = 2$ визначається за виразом:

$$1/\rho_{\text{п}} = k_{\text{гл.т}}/\rho_{\text{гл.т}} + [k_{\text{гл.р}}/\rho_{\text{гл.р}} + ((k_{\text{п.ч}} * (1 - k_{\text{гл.т}}) - k_{\text{гл.р}})/\rho_{\text{вп}}) * (1 - k_{\text{нг}})^n] * k_{\text{п.ч}}. \quad (3.9)$$

Розглядаючи залежність питомого опору від глинистості (типу та величини) пісковиків можна встановити наступні особливості:

1. Питомий опір і коефіцієнт збільшення опору $P_n = \rho_p / \rho_{вп}$ (3.1) глинистого колектора суттєво залежать від глинистості $k_{гл}$, величини $\alpha = \rho_{п.ч} / \rho_{гл}$ та типу глинистого колектора. При великих значеннях $k_{гл} > 0,3k_p$ (тонкошаруватий колектор) та $k_{гл} > 0,05k_p$ (розсіяна глинистість) і $\alpha > 1$ (прісна пластова вода) коефіцієнт P_n зменшується до 2 і нижче, а цей же коефіцієнт $P_n = \rho_p / \rho_{вп.ч}$ для шаруватого пісковика, що визначений за питомим опором чистого водоносного пісковика, може бути менший одиниці.

2. Діапазон зміни коефіцієнта P_n в залежності від величини α значно більший діапазону зміни $\rho_p / \rho_{гл}$. Це ускладнює оцінку нафтогазоносності глинистих колекторів за коефіцієнтом P_n , особливо тонкошаруватих пісковиків.

3. Для нафтогазоносного глинистого пісковика з розсіяним глинистим матеріалом коефіцієнт \bar{P}_n значно більший коефіцієнта P_n . Враховуючи це, а також те, що \bar{P}_n визначається надійніше P_n , необхідно оцінку нафтогазоносності цього колектора давати за коефіцієнтом \bar{P}_n .

4. Відношення питомого опору нафтогазоносного пісковика з розсіяною глинистістю до питомого опору глинистого матеріалу $\rho_p / \rho_{гл.р}$ завжди більше відносного опору $P_{ч}$ чистого компонента пісковика

$$\rho_p / \rho_{гл.р} > \bar{P}_{ч} . \quad (3.10)$$

Тому дане рівняння при надійно визначених $\rho_{гл.р}$ та $\rho_{ч}$ може слугувати хорошим критерієм оцінки нафтогазоносності.

Із написаного вище ми можемо зробити висновок, що нафтогазоносність пластів повинна оцінюватися окремо для чистих і глинистих колекторів. Чисті колектори треба оцінювати за коефіцієнтами збільшення опору та водонасичення. Для визначення нафтогазоносності тонкошаруватих глинистих колекторів доцільніше застосовувати відношення

питомого опору пласта до питомого опору глинистої компоненти. Характер насичення пісковиків із розсіяним глинистим матеріалом можна оцінити як по величині $\rho_p/\rho_{гг}$, так і по значенню \bar{P}_n [76].

Тріщинуватий карбонатний колектор. Питомий опір водоносного тріщинуватого колектора визначається за рівнянням:

$$1/\rho_p = 1/\rho_b + k_{пт}/A\rho_{фл}, \quad (3.11)$$

де $k_{пт}$ – коефіцієнт тріщинуватості пористості;

ρ_b – питомий опір блоків породи;

$\rho_{фл}$ – питомий опір матеріалу і флюїду, що заповнює тріщини;

A – множник, що залежить від напрямку тріщин.

3.1.2 Критерій оцінки коефіцієнта нафтогазоносності за питомим електричним опором породи-колектора

Чисті породи-колектори. Під чистими колекторами (пісковиками) зазвичай мають на увазі колектори із невеликим вмістом глинистого матеріалу – до 10%. За критичне значення об'ємної глинистості можна прийняти величину $k_{гг.кр}$, при якій глинистість практично не впливає на оцінку нафтогазоносності за розглянутими вище критеріями. Для цього достатньо, щоб при наявності глинистого матеріалу оціночні параметри P_n та $k_{нг}$ змінювалися не більше, ніж на 10-20% [76].

Для оцінки коефіцієнта нафтогазонасиченості чистих колекторів можна рекомендувати наступні критерії:

1. Відомі границі розподілу питомого опору для нафтогазоносних $\rho_{п1}$ та водоносних $\rho_{п2}$ пластів. Значення $\rho_{п1}$ та $\rho_{п2}$ визначають за кривими розподілення питомого опору. В тих випадках, коли кумулятивні криві для водоносних і нафтогазоносних пластів перетинаються, в якості $\rho_{п1}$ та $\rho_{п2}$

використовують значення ρ_n на осі абсцис, для яких ймовірність нафтогазоносності $P_{нг1}$ і $P_{нг2}$ задовільняє наступні умови:

$$\hat{P}_{нг1} = [(n/N)_{нг}] / [(n/N)_в + (n/N)_{нг}] = 0,1 \div 0,2, \quad (3.12)$$

$$P_{нг2} = [(n/N)_{нг}] / [(n/N)_в + (n/N)_{нг}] = 0,9 \div 0,8, \quad (3.13)$$

де $(n/N)_в$ і $(n/N)_{нг}$ – ординати кривих розподілу питомого опору для водоносних і нафтоносних пластів.

Для оцінки порівнюють значення питомого опору пласта із значеннями $\rho_{п1}$ та $\rho_{п2}$. Пласт нафтогазоносний, якщо:

$$\rho_n \geq \rho_{п2}, \quad (3.14)$$

і водоносний, якщо:

$$\rho_n \leq \rho_{п1}. \quad (3.15)$$

Характер насичення не визначений, якщо дані умови не виконуються. Невизначена оцінка нафтогазоносності в інтервалі $\rho_{п1} - \rho_{п2}$ може бути ліквідована шляхом аналізу ймовірності нафтогазоносності $P_{нг}$ і водоносності $P_в$ пласта, а саме, пласт нафтогазоносний, якщо:

$$P_{нг} > 0,67. \quad (3.16)$$

І водоносний, якщо:

$$P_в = [(n/N)_в] / [(n/N)_в + (n/N)_{нг}] > 0,67. \quad (3.17)$$

2. Відомі значення $P_{н1}$, $P_{н2}$ і $\rho_{вп}$ (або k_p , m , a). Розраховують граничні значення $\rho_{п1}$ та $\rho_{п2}$ за формулами:

$$\rho_{п1} = \rho_{вп.кр} P_{н1}; \rho_{п2} = \rho_{вп.кр} P_{н2}. \quad (3.18)$$

Якщо величина $\rho_{вп}$ невідома, то її визначають за даними $k_{п}$, m і a . Характер насичення оцінюють за критеріями (3.14-3.17).

3. Відомі величини $P_{н.кр}$ та $\rho_{п.кр}$. Розраховують граничні значення:

$$\rho_{п1} = (1-\delta)^* \rho_{п.кр}; \rho_{п2} = (1+\delta)^* \rho_{п.кр}, \quad (3.19)$$

$$\rho_{п1} = (1-\delta)^* \rho_{вп} P_{н.кр}; \rho_{п2} = (1+\delta)^* \rho_{вп} P_{н.кр}. \quad (3.20)$$

Характер насичення оцінюють за критеріями (3.14-3.17)

4. Відомі величини ($k_{п}$, $\rho_{вп}$, $k_{нг1}$, $k_{нг2}$). Знаходять питомий опір водоносного пласта $\rho_{вп}$ та його нафтогазонасиченість $k_{нг}$ за формулою.

Пласт нафтогазоносний, якщо

$$k_{нг} > k_{нг2}, \quad (3.21)$$

і водоносний, якщо

$$k_{нг} < k_{нг1}. \quad (3.22)$$

Тут $k_{нг1}$ та $k_{нг2}$ – границя перетину розподілу коефіцієнтів нафтогазоносності для нафтогазоносних і водоносних пластів.

Глинисті колектори. Характер насичення глинистих пісковиків (як і чистих) оцінюють за величиною коефіцієнтів $k_{нг}$ і $P_{н}$, а також за відношенням $\rho_{п} / \rho_{гд}$. При визначенні $k_{нг}$ і $P_{н}$ можливі наступні підходи:

а) отримання цих величин за питомим опором глинистого пісковика без поправки на вплив глинистості;

б) визначення $k_{нг}$ і $P_{н}$ за даними виправленого питомого опору глинистих пісковиків (тобто, за питомим опором чистої компоненти колектора).

Необхідні для оцінки колекторів критичні значення коефіцієнтів $k_{нг}$ і ρ_n , а також границі їх діапазонів для нафтогазоносних ($k_{нг2}$ і $P_{н2}$) і водоносних ($k_{нг1}$ і $P_{н1}$) визначають окремо для кожного способу. Методика визначення $k_{нг}$, $k_{нг1}$, $k_{нг2}$, $P_{н.кр}$, $P_{н1.кр}$ та $P_{н2.кр}$ така ж як і для чистих колекторів. В тих випадках, коли критичні і граничні значення $P_{н.кр}$ і $k_{нг.кр}$ невідомі (не визначені статистичним шляхом), їх розраховують за формулами. Критерії і формули розрахунку критичних (граничних) значень, що необхідні для оцінки нафтогазоносності глинистих колекторів, визначаються інформацією, якою володіє інтерпретатор.

Пісковик із розсіяним глинистим матеріалом. Використовуються наступні критерії оцінки колекторів цього типу.

1. Відомі границі розподілу питомого опору для нафтогазоносних $\rho_{п1}$ і водоносних $\rho_{п2}$ пластів. Глинистий колектор оцінюють відповідно до критеріїв (3.14-3.17).

2. Відомі відносний опір (параметр пористості) $P_{ч}$ чистої компоненти (пісковика) та питомий опір глинистого матеріалу. Визначають граничні значення $\rho_{п1}$ і $\rho_{п2}$ за формулами:

$$\rho_{п1} = (1-\delta) * \rho_{гл.р} * P_{ч} \text{ та } \rho_{п2} = (1+\delta) * \rho_{гл.р} * P_{ч} . \quad (3.23)$$

Нафтогазоносність оцінюють за критеріями (3.14-3.18).

3. Відомі величини $P_{ч}$ і границі розподілу коефіцієнтів \bar{P}_n для нафтоносних $\bar{P}_{н1}$ і водоносних $\bar{P}_{н2}$ пластів. Визначають питомий опір чистої водоносної компоненти $\rho_{вп.ч}$ і коефіцієнт P_n за формулою, а $\rho_{п1}$ і $\rho_{п2}$ за критерієм (3.18). Нафтогазоносність оцінюють за формулами (3.14-3.17).

4. Якщо відомі $\rho_{гл.р}$, $\rho_{вп}$, $k_{п.ч}$, $k_{гл}$, $k_{нг1}$ і $k_{нг2}$, то використовують обидва вище описані підходи до інтерпретації даних ГДС.

В першому випадку визначають граничні значення $\rho_{п1}$ і $\rho_{п2}$ за формулами, що отримані із рівняння (3.6):

$$\rho_{п1} = [a^* \rho_{вп.кр} \rho_{гд.р}] / [k_{п.ч} * \{ k_{гд} \rho_{вп} + (k_{п.ч} - k_{гд}) * (1 - k_{нг1})^n \}], \quad (3.24)$$

$$\rho_{п2} = [a^* \rho_{вп.кр} \rho_{гд.р}] / [k_{п.ч} * \{ k_{гд} \rho_{вп} + (k_{п.ч} - k_{гд}) * (1 - k_{нг2})^n \}]. \quad (3.25)$$

Нафтогазоносність колектора оцінюють за критеріями (3.14-3.17). Якщо значення $k_{нг1}$ і $k_{нг2}$ не задані, то вони приймаються рівними $k_{нг1} = 0,4$ і $k_{нг2} = 0,65 \div 0,7$.

В другому випадку за формулою, отриманою з рівняння (3.6) визначають коефіцієнт $k_{нг}$:

$$k_{нг} = 1 - \sqrt{[\rho_{вп} / (k_{п.ч} - k_{гд.р})] * [a / k_{п.ч}^{m-1} - k_{гд.р} / \rho_{гд.р}]}. \quad (3.26)$$

Характер насичення пісковика в цьому випадку оцінюють за допомогою критеріїв (3.21-3.22).

Невизначений характер насичення пласта розшифровують за допомогою критеріїв (3.13, 3.16 і 3.17).

Пісковик із шаруватим глинистим матеріалом. Оцінюють за критеріями нафтогазоносності, що витікають із моделі його питомого опору (3.7). При оцінці нафтогазоносності за питомим опором можливі наступні варіанти.

1. Відомі значення α , $k_{гд}$, $\rho_{гд.т}$, $k_{нг1}$ і $k_{нг2}$. Розраховують граничні значення $\rho_{п1}$ і $\rho_{п2}$ за формулами:

$$\rho_{п1} = \alpha * \rho_{гд.т} / \alpha * k_{гд} + (1 - k_{гд}) * (1 - k_{нг1}), \quad (3.27)$$

$$\rho_{п2} = \alpha * \rho_{гд.т} / \alpha * k_{гд} + (1 - k_{гд}) * (1 - k_{нг2}). \quad (3.28)$$

Нафтогазоносність оцінюють за допомогою критеріїв (3.14-3.16). Якщо коефіцієнти $k_{нг1}$ і $k_{нг2}$ не задані, то вони приймаються рівними $k_{нг1} = 0,4$ і $k_{нг2} = 0,65 \div 0,7$.

2. Відомі значення $\rho_{гд.т}$, $\rho_{вп}$ (або $k_{п.ч}$ і $\rho_{вп}$), $k_{гд}$, $k_{нг1}$ і $k_{нг2}$. Розраховують значення α і оцінюють нафтогазоносність колектора так само, як і в першому випадку.

3. Відомі значення $\rho_{гл.т}$, $k_{гл}$, $k_{нг1}$ і $k_{нг2}$. Нафтогазонасиченість оцінюється за допомогою критеріїв (3.14-3.16). Необхідні для оцінки критичні значення $\rho_{п1}$ і $\rho_{п2}$ розраховуються за формулами, враховуючи при цьому наступні умови: велику мінералізацію пластових вод $\alpha \leq 1$

$$\rho_{п1} = \rho_{гл.т}; \rho_{п2} = 0,2 * \rho_{гл.т} / 0,2 * k_{гл} + (1 - k_{гл}) * (1 - k_{нг2})^n, \quad (3.29)$$

прісні пластові води $\alpha > 1$

$$\begin{aligned} \rho_{п1} &= 5 * \rho_{гл.т} / 5 * k_{гл} + (1 - k_{гл}) * (1 - k_{нг1})^n, \\ \rho_{п2} &= \rho_{гл.т} / k_{гл} + (1 - k_{гл}) * (1 - k_{нг2})^n. \end{aligned} \quad (3.30)$$

При відсутності даних про $k_{нг1}$ і $k_{нг2}$ їм присвоюють значення 0,4 і 0,65 відповідно.

4. Характер насичення пісковиків із глинистим матеріалом можна оцінити за коефіцієнтом нафтогазонасиченості його чистої компоненти, що визначається за формулою:

$$k_{нг} = 1 - \sqrt{\frac{\rho_{гн.ч} * (\rho_{гн.м} - k_{гн} * \rho_n)}{\rho_{гн} * \rho_n * (1 - k_{гн})}}. \quad (3.31)$$

Характер насичення пісковика визначають за критеріями (3.21-3.22).

Пісковик із змішаною глинистістю. Оцінюють як пісковик із шаруватим глинистим матеріалом. При цьому замість питомого опору чистої компоненти $\rho_{вп.ч}$ використовують питомий опір фактичного водоносного пісковика $\rho_{вп.п}$, що перешарується із прошарками глини. Якщо нафтогазонасиченість оцінюють за коефіцієнтом $k_{нг}$, то його значення розраховують за формулою (3.20). В цьому випадку насиченість колектора оцінюють за критеріями (3.21-3.22).

Тріщинуватий колектор. Розраховують критичне значення питомого опору за формулами:

$$\rho_{п1} = (1 + \delta)^* (A^* \rho_{б}^* \rho_{фл} / (A^* \rho_{фл} + k_{пт}); \rho_{п2} = (1 - \delta)^* \rho_{б} . \quad (3.32)$$

Нафтогазонасиченість оцінюється за допомогою критеріїв (3.14-3.16) [76].

Отже, оцінка характеру насичення порід за результатами геофізичних досліджень визначається досить чітко при наявності всіх розрахункових параметрів. Але при дослідженні складнопобудованих геологічних розрізів за допомогою геофізичних досліджень не можливо отримати якісні значення всіх необхідних параметрів, тому потрібно шукати інші методи та методики для оцінки характеру насичення порід, що виповнюють геологічний розріз.

3.2 Математично-статистична обробка результатів геолого-геофізичних досліджень у свердловинах комплексом електричних, акустичних та радіоактивних методів

3.2.1 Розподіл випадкових величин

Випадкова величина – це змінна величина, що приймає те чи інше числове значення у залежності від випадкового процесу експерименту [78, 80]. Таким чином, випадкова величина розглядається як функція, аргументом якої є елементарна випадкова подія експерименту.

Серед випадкових величин які зустрічаються в математичній статистиці, можна виділити два основних типи: величини дискретні і величини неперервні.

Дискретною випадковою величиною називається така, яка може приймати скінченну чи нескінченну пороховану множину значень, тобто таку

множину, елементи якої можуть бути занумеровані в будь-якому порядку і виписані в послідовність $x_1, x_2, \dots, x_n, \dots$ [77, 79].

Дискретний розподіл рахується теоретично заданим, якщо відомі всі можливі значення $x_1, x_2, \dots, x_n, \dots$, що приймає величина, і ймовірність $p(x_i)$ для кожної події $X = x_i$ в полі експерименту. Так, як ці події повинні утворити повну групу, то ми отримуємо:

$$\sum_{i=1}^n p(x_i) = 1. \quad (3.33)$$

При дискретному розподілі загальна маса ймовірності, рівна одиниці, сконцентрована в порохованій чи скінченній системі точок x_i ($i = 1, 2, \dots$). Іншими словами, це – точковий розподіл маси ймовірностей, подібний, наприклад, точковому розподілу електричних зарядів [66].

В протизагу цьому, при неперервному розподілі випадкової величини, маса ймовірностей розподілена суцільною полозою по всій осі x чи з певною густиною по деяким її ділянкам. При такому розподілі випадкова величина може приймати будь-які значення в будь-яких інтервалах, що знаходяться на вказаних ділянках. Часто таку величину називають неперервною (правильно було б називати її неперервно розподіленою) [66, 77].

Статистичне вивчення дискретної випадкової величини починається зазвичай з того, що розглядаються результати деяких (по можливості більшої) сукупностей незалежних експериментів, в кожному із яких величина, що вивчається за випадком приймає те чи інше із можливих значень.

3.2.2 Центральні моменти. Дисперсія і середньоквадратичне відхилення. Коефіцієнт варіації. Середнє абсолютне відхилення. Характеристика асиметрії та ексцесу

Для проведення досліджень використовуються числові характеристики цільності розподілу випадкових величин. У стислій формі представимо ці характеристики. Для самого короткого опису випадкової величини недостатньо вказати тільки її центр групування, а необхідно знати ще і ступінь або масштаб розсіювання її значень біля цього центру [80].

Ми можемо спостерігати картину значно підвищеного розсіювання показів вимірювального приладу при втраті ним необхідної точності, хоча при цьому центр розсіювання всеодно визначається дійсним значенням вимірювальної величини.

Розглянемо числову характеристику степеня розсіювання випадкової величини, що називається дисперсією.

Математичне очікування дискретної випадкової величини X можна трактувати, як абсцису центра мас ймовірностей, що розташовані в точках x_1, x_2, \dots, x_s осі x , що відображають можливі значення величини X [66, 77].

Якщо величина X задана таблицею:

$$X \left\{ \begin{array}{cccc} x_1 & x_2 & \dots & x_s \\ p(x_1) & p(x_2) & \dots & p(x_s) \end{array} \right\}, \quad (3.34)$$

то центр групування даної величини можна визначити, як $MX = \nu = \sum_x xp(x)$.

Допоміжну величину $X' = X - MX$ називають відхиленням випадкової величини X .

Це величина буде мати наступну таблицю розподілу:

$$X' \left\{ \begin{array}{cccc} x_1 - \nu & x_2 - \nu & \dots & x_s - \nu \\ p(x_1) & p(x_2) & \dots & p(x_s) \end{array} \right\}, \quad (3.35)$$

Центр групування величини X' лежить в точці з координатою, рівною нулю. Оскільки MX' – постійна величина, то

$$MX' = M(X - MX) = M(X - \nu) = MX - MX = 0. \quad (3.36)$$

Таким чином, середня величина відхилення (тобто момент першого порядку величини X') рівна нулю. Моменти величини X' називаються центральними моментами величини X або моментами X відносно центра розподілу ν . Центральний момент k -го порядку теоретичного розподілу випадкової величини X позначається буквами μ_k , і розраховують за формулою:

$$\mu_k = M[(X')^k] = M(X - \nu)^k = \sum_x (x - \nu)^k p(x), \quad (3.37)$$

Тобто він представляє середню величину (математичне очікування) k -ї степені відхилення випадкової величини X від центра.

Аналогічним способом центральний момент k -го порядку емпіричного розподілу визначається відношенням:

$$m_k = \sum_i (x_i - \bar{x})^k \omega(x_i) = \frac{1}{n} \sum_i (x_i - \bar{x})^k n_i. \quad (3.38)$$

В якості міри розсіювання розглядається центральний момент другого порядку μ_2 , тобто математичне очікування квадрата відхилення величини X , його називають дисперсією і позначають DX :

$$DX = \mu_2 = M(X - \nu)^2 = \sum_x (x - \nu)^2 p(x). \quad (3.39)$$

Для отримання дисперсії потрібно квадрат кожного значення відхилення помножити на ймовірність його значення і всі отриманні значення додати [66].

Якщо X приймає значення розрахункової послідовності (множини), то дисперсія визначається як сума нескінченного ряду

$$DX = \sum_{k=1}^{\infty} (x_k - \nu)^2 p(x_k). \quad (3.40)$$

Якщо дисперсія рівна нулю, то величина може приймати лише одне значення, що співпадає із математичним очікуванням, і навпаки, постійна величина має дисперсію, що рівна нулю.

При розрахунку дисперсії часто доцільно використовувати формулу:

$$DX = \mu_2 = MX^2 - (MX)^2 = \nu_2 - \nu_1. \quad (3.41)$$

Дисперсія рівна початковому моменту другого порядку мінус квадрат початкового моменту першого порядку.

Дисперсія – це величина яка має розмірність квадрата даної величини. Для того, щоб отримати характеристику розсіювання, що має розмірність однакову із розмірністю випадкової величини та її математичного очікування, використовують корінь квадратний з дисперсії, взятий з додатнім знаком, що позначається σ_x або просто σ , де:

$$\sigma_x = \sqrt{DX}. \quad (3.42)$$

Ця величина називається середнім квадратичним або стандартним відхиленням [66, 79]. Дана величина найчастіше використовується на практиці для характеристики розсіювання.

В якості відносної характеристики розсіювання використовують ще коефіцієнт варіації, що позначається для теоретичного розподілу як γ_x , та являє собою середнє квадратичне відхилення в процентах до математичного очікування:

$$\gamma_x = \frac{\sigma_x}{MX} * 100\% . \quad (3.43)$$

Коефіцієнт варіації показує на скільки велике розсіювання в порівнянні з середнім значенням випадкової величини [77].

Із центральних моментів більш високого порядку на практиці використовують тільки моменти третього і четвертого порядків. Моменти порядку вище четвертого майже не використовуються так як вони самі мають дуже велику дисперсію і їх більш-менш надійне визначення потребувало б вибірок дуже великого обсягу.

Центральний момент μ_3 використовується для числового виміру асиметрії розподілу. На практиці часто зустрічається одномодальні розподіли. По одну сторону центра групування і моди знаходиться “довга”, а по іншу “коротка” частина розподілу. Коли “довга” частина розподілу лежить справа від центра, тоді μ_3 буде додатнім так, як сума кубів додатніх відхилень буде більшою за суму кубів від’ємних відхилень. Асиметрія в цьому випадку рахується додатньою. Протилежний випадок від’ємної асиметрії відповідає формі розподілу при якому “довга” частина лежить зліва від центру.

Щоб мати справу з безрозмірною характеристикою, момент третього порядку ділять на куб середнього квадратичного відхилення і показник асиметрії позначають символом А, що визначається рівнянням:

$$A = \frac{\mu_3}{\sigma_3} = \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^3}{\sigma^3} . \quad (3.44)$$

В якості характеристики більшої чи меншої “гостроти вершини”, тобто більшого чи меншого підйому графіка в порівнянні із нормальною кривою розподілу, використовують інший показник, що називається ексцесом Е та визначається як:

$$E = \frac{\mu_4}{\sigma_4} = \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^4}{\sigma^4} - 3. \quad (3.45)$$

При “нормальному” розподілі випадкових величин ексцес рівний нулю так, як для нормального розподілу відношення μ_4/σ_4 рівне 3. Показники асиметрії та ексцесу, що відрізняються від нуля вказують на те, що форма розподілу випадкової величини, яка розглядається, відмінна від форми нормального розподілу [66, 80].

3.3 Можливості застосування статистичних центральних моментів для експрес-інтерпретації даних ГДС у тонкошаруватих сарматських відкладах Більче-Волицької зони

Ефективність геологорозвідувальних робіт значною мірою залежить від обробки та інтерпретації польових та свердловинних досліджень.

Інтерпретація матеріалів геофізичних досліджень свердловин (ГДС) у тонкошаруватих теригенних розрізах, коли товщини пластів менше 0.6 м, є неоднозначною, тому вказана проблема постає досить гостро. Одним із варіантів вирішення цієї проблеми є пошук нових підходів до інтерпретації даних ГДС. Аналіз геофізичних заключень з використанням технологій CARABAND та CORIBAND фірми «Шлюмберже», технологічних розробок фірми «Халібартон» (десятизондовий індукційний каротаж), пакету SATUN (Польща), російських технологій «ГИНТЕЛ», «СИАЛ-ГИС», «ОНИКС», української технології «Геопошук» показав, що в тонкошаруватих розрізах діагностика пластів має похибки [81]. Технологія «Геопошук» взагалі не допускає визначення параметрів пластів товщиною менше 0.6 м.

Такі труднощі часто виникають під час визначення фільтраційно-ємнісних властивостей та характеру флюїдонасичення порід-колекторів у

розрізах дашавської світи нижнього сармату в північно-західній частині Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину, де відкрито близько 30 газових родовищ. У роботах [82, 81] показано, що розрізи сарматських відкладів на різних ділянках Більче-Волицької зони суттєво відрізняються. Проведені дослідження показали, що при практично однаковому літологічному складі (пісковики щільні і пісковики гранулярні - колектори, алевроліти, аргіліти, аргіліти піритизовані) геологічні розрізи характеризуються різною товщиною пластів, різними умовами залягання літотипів, розповсюдженням їх по площі, вмістом глинистої компоненти.

З використанням седиментологічного каротажного аналізу Т.С. Ізотова із співавторами [81, 82] виділила 4 типи розрізів сармату в північно-західній частині Більче-Волицької зони. Типізація сарматських розрізів зумовлена різним впливом на геофізичні характеристики (електричний опір, радіоактивність, акустичні властивості гірських порід) товщин пластів, парагенезису літотипів, глинистості, мінералізації пластових вод та бурового розчину тощо.

Найбільш складним виявився третій тип розрізу, який територіально знаходиться в північно-західній частині Косівсько-Угерської підзони, де нижньосарматські відклади залягають безпосередньо над ядром верхньоюрського бар'єрного рифу (площі Свидниця, Судова Вишня, Вижомля, Грушів). На цих ділянках осадконакопичення відбувалося в умовах мілкого шельфу, при цьому утворювались неоднорідні лінзовидні тіла, які амебоподібно розповсюджені по латералі.

Такі розрізи зазвичай складаються з тонкошаруватих глинистих пачок, у яких містяться прошарки пісковиків-колекторів (НД-9,14,15), щільних пісковиків і алевролітів (НД-13) або аргілітів з поодинокими прошарками алевролітів та пісковиків. Товщини окремих літотипів змінюються від 0.1 до 0.5 м (рідше 0.8 м). При цьому ефективна товщина пачок колекторів, які віддають флюїди, повинна бути понад 1 м. Глинистість розрізу дуже висока: в пісковиках-колекторах вона сягає від 20% до 45%; чисті аргіліти практично

відсутні в глинистих пачках міститься до 40% алевроліто-піщаних зерен. Пісковики переважно дрібнозернисті за пористості 9-12% та низькій (до 0.5 мД) внаслідок їх глинизації проникності.

На замовлення ДП «Укргазвидобування» НАК «Нафтогаз України» в ЛВ УркДГРІ в 2005 році розроблено пакет програм «Сармат», який може працювати в інформаційному середовищі технології «Геопошук» [88] та потребує застосування дев'яти методів ГДС, які повинні бути проведені за спеціальною методикою (масштаб запису 1:100, 1:200 за швидкості заміру не більше 600 м/год). Через об'єктивні обставини цей пакет не вийшов із стадії випробувань і не у всіх свердловинах може бути використаний.

Вказані вище обставини зумовили необхідність пошуків нестандартних методів обробки та інтерпретації даних ГДС у тонкошаруватих (часто їх називають мілкошаруватими) середовищах. Одним із таких підходів може бути використання апарату математичної статистики. В існуючих методах обробки, як правило, застосовуються такі числові величини: математичне сподівання M_x (або середнє зважене \bar{x}), дисперсія D_x , середнє квадратичне відхилення (стандарт) $\sigma = \pm D_x$, коефіцієнт варіації $V = \sigma/x$, центроване та нормоване відхилення $x_i = (x_i - x)/\sigma$.

Згідно з теорією неоднорідності [83] ці параметри описують масштабні ефекти першого роду (зміна середнього значення досліджуваної ознаки) та другого роду (зміна дисперсії або стандарту). Масштабні ефекти вищих порядків в ГДС практично не використовуються. У роботі [84] показано, що асиметрія А (центральне і нормоване відхилення третього порядку) та ексцес Е (центральне і нормоване відхилення четвертого порядку) швидкостей за даними акустичного каротажу (АК), які осереднені на великих базах (10 м) по відношенню до товщини пластів, можуть бути інформативними для оцінки характеру флюїдонасиченості та піскуватості тонкошаруватих відкладів нижньодашавської підсвіти верхнього сармату. На прикладі інтерпретації теригенних відкладів Грушівського родовища показано, що величина асиметрії та ексцесу, які розраховані для літотипів товщ

потужністю 600-1100 м, за знаками (плюс чи мінус) корелюються з наявністю (відсутністю) газонасичених пластів в інтервалі аналізу та середньозваженою піскуватістю розрізу. Таким чином, цей приклад свідчить, що статистичні моменти вищих порядків фіксують загальну геологічну неоднорідність порід в області газового покладу і можуть бути використані для експрес-прогнозування розрізу на наявність газонасичених колекторів.

Покажемо, на чому ґрунтується такий підхід з точки зору математичної статистики та особливостей геологічної будови двокомпонентних розрізів (перешарування пісковиків-глин чи алевролітів-глин), або багатоконпонентних розрізів (перешарування пісковиків-алевролітів-аргілітів-глин). Відомо, що асиметрія або коефіцієнт асиметрії A є мірою несиметричності розподілу статистичної величини x_i з ймовірністю p_i (у випадку рівноквантової каротажної кривої $p_i = 1/n$) (3.44).

Коли асиметрія суттєво відрізняється від нуля, то розподіл несиметричний, а для нормального розподілу $A=0$. Асиметрія розподілу з довгим правим хвостом позитивна ($A>0$). Коли розподіл має довгий лівий хвіст, то $A<0$.

Ексцес або коефіцієнт ексцесу E вимірює „вершиноподібність” розподілу (3.45)

Коли ексцес, який вказує на „гостроту вершини” розподілу, суттєво відмінний від нуля, то розподіл має або більш заокруглену вершину, ніж нормальний розподіл, або, навпаки, має більш гостру вершину (можливо, є декілька вершин - багатомодальний розподіл). Зазвичай, коли ексцес $E>0$, то вершина загострена, коли $E<0$, то вершина заокруглена, а при $E=0$ статистична величина має нормальний розподіл.

Для підтвердження такого підходу до експрес-інтерпретації матеріалів ГДС було проаналізовано каротажні діаграми АК (інтервальний час Δt) та електрокаротажу потенціал-зондами (питомий електричний опір ρ_k) свердловини 20-Вижомлянська, яка пробурена в контурі одноіменного газового родовища. Аналізувались інтервали з водонасиченими,

ущільненими та газонасиченими колекторами, які виділені за комплексом ГДС та підтвержені результатами випробувань.

Як робоча гіпотеза приймалися такі зміни петрофізичних параметрів порід від характеру флюїдонасичення та колекторських властивостей:

1. Величина інтервального часу Δt в пісковиках (алевролітах) для водонасиченого розрізу або у щільних породах-колекторах менша, ніж у глинах. За наявності газонасичених колекторів Δt збільшується і наближається за значеннями інтервального часу до глин. В такому випадку для інтервалів розрізу, які містять газонасичені колектори, ексцес зменшується, а при співвідношенні глин до пісковиків рівному 1:1 набирає від'ємних значень. При домінуванні пісковиків (алевролітів) ексцес приймає позитивні значення, але має локальний мінімум. Величину цього мінімуму можна розрахувати теоретично для ідеалізованих моделей середовищ або визначити емпірично. Асиметрія дає "грубу" оцінку співвідношення сумарних товщин глин і колекторів в інтервалі аналізу (середній коефіцієнт піскуватості- K_{nc}): при $A < 0$ коефіцієнт піскуватості $K_{nc} < 0.5$, а при $A > 0$ він набуває значення $K_{nc} > 0.5$, тобто при додатній асиметрії сумарна товщина пісковиків більша за сумарну товщину глин.

2. Величина питомого електричного опору ρ_k за результатами потенціал-зондів (ПЗ) у водонасичених колекторах є низькою, у глинах - високою. В газонасичених породах ρ_k збільшується і може досягати навіть величини опору у глинах. Тому для водонасичених колекторів $E > 0$, а при насиченні їх газом ексцес зменшується і може набути навіть від'ємних значень.

На рисунку 3.2 представлені типові гістограми розподілу Δt та ρ_k на базі 50 м:

- інтервал 450-500 м (горизонти ВД-8, ВД-9 верхньодашавської світи) вміщує водонасичений глинистий пісковик та алевроліт піскуватий пористістю 18-22%, з $K_{nc} = 0,18$. Гістограма розподілу Δt має бімодальну

форму : 1 мода $\Delta t_1 \approx 365$ мкс/м (пісковики та алевроліти), 2 мода $\Delta t_2 \approx 400$ мкс/м (глина), середнє $\Delta \bar{t} = 397$ мкс/м, $\sigma = 3.4$ мкс/м, $A = -0.43$, $E = 1.18$. Гістограми розподілу ρ_k також характеризується двома модами: $\rho_{k1} \approx 1.6$ Ом*м (пісковики та алевроліти), $\rho_{k2} \approx 2.8$ Ом*м (глини), $\bar{\rho}_k = 2.8$ Ом*м, $\sigma = 0.6$ Ом*м, $A = -1.8$, $E = 4.53$. Як видно з рисунку, статистичні параметри вказують на низьку піскуватість досліджуваного інтервалу розрізу та наявність водонасичених колекторів;

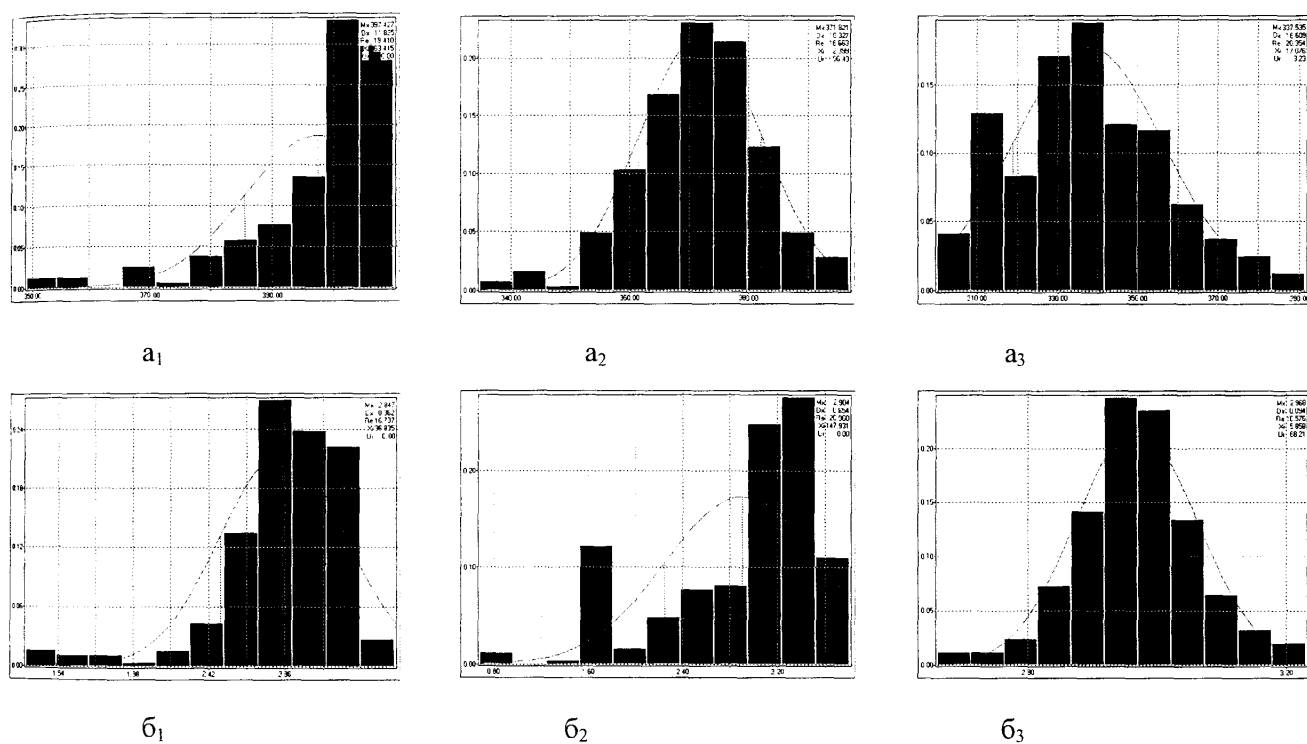


Рисунок 3.2 - Типові гістограми розподілу Δt , мкс/м (а) та ρ_k , Ом*м (б) для інтервалів: 450-500 м (а₁, б₁), 700-748 м (а₂, б₂), 1196-1245 м (а₃, б₃).

Свердловина 20-Вижомлянська

- інтервал 700-748 м (горизонт ВД-12) містить ущільнені водонасичені алевроліти пористістю 6-8%, середня піскуватість-0,64. Гістограми також мають бімодальну форму : для інтервального часу $\Delta t_1 = 355$ мкс/м, $\Delta t_2 = 375$ мкс/м, $\Delta \bar{t} = 371$ мкс/м, $\sigma = 3,2$ мкс/м, $A = -0,36$, $E = 0,81$; для питомого опору

$\rho_{k1}=1,6 \text{ Ом*м}$, $\rho_{k2}=3,2 \text{ Ом*м}$, $\bar{\rho}_k=2,9 \text{ Ом*м}$, $A=-0,36$, $E=0,8$. Таким чином, наша геологічна гіпотеза справджується.

- інтервал 1196-1245 м (горизонт НД-9 нижньодашавської підсвіти) має у своєму складі водогазонасичені алевроліти з $K_{нн}=10-12\%$ та $K_{нн}=0,73$). Гістограми практично одномодальні: для інтервального часу $\Delta\bar{t}=340 \text{ мкс/м}$, $\sigma=4,3 \text{ мкс/м}$, $A=-0,09$, $E=-0,17$; для питомого опору $\bar{\rho}_k=3,0 \text{ Ом*м}$, $\sigma=0,8 \text{ Ом*м}$, $A=-0,10$, $E=0,46$. В цьому випадку ексцес для даних АК набуває мінусових значень, а за результатами ПС - наближається до нуля.

Таким чином, статистичні центральні моменти, які розраховані за даними ГДС у свердловині 20-Вижомлянська, чітко вказують на газonosний поклад як неоднорідність з масштабними ефектами третього-четвертого родів і тому можуть бути використані для експрес-інтерпретації. Аналогічні матеріали отримані і для свердловин 7- та 53-Вишнянського газового родовища в продуктивних горизонтах НД-10, НД-12, для яких відмічається висока середня піскуватість $K_{нн}=0,6-0,7$. Гістограма розподілу геофізичних параметрів має одну моду (середньоарифметичне значення $\Delta\bar{t}$ та $\bar{\rho}_k$ характеризує пісковики) при невеликій, і навіть від'ємній, асиметрії та додатньому ексцесі.

Ці фактичні матеріали слугували основою для обґрунтування та розробки алгоритмів і програм оброблення даних ГДС з використанням статистичних моментів, які можуть бути подані як самостійний блок вписані в технологію „Геопошук” [88]. Для цього на певній базі L (вибирається експериментально, зазвичай $L=10-50 \text{ м}$) методом інтервального середнього розраховуються та записуються до робочої бази даних і можуть бути видані на планшет значення каротажної діаграми x_i та його статистики \bar{x} , σ , A , E . У випадках тонкошаруватого розрізу цей підхід дозволяє до отриманої додаткової інформації долучити покрокові значення статистичних характеристик до даних інших геофізичних і петрофізичних параметрів, що дає можливість виконати експрес-інтерпретацію, особливо у тих випадках,

коли товщина пластів не перевищує 0,6 м і стандартні методи в таких умовах не спрацьовують.

Результати обробки по двох інтервалах у свердловині 20-Вижомлянська за даними АК та ПС зображені на рис.3.3. Експериментально вибрана база осереднення 20 м, яка дає змогу деталізувати при такому способі експрес-інтерпретації та зберегти представницьку статистичну вибірку (101 точка). [87, 88, 89, 90, 91, 92, 93].

У інтервалі 507.4-579.0 м (горизонт ВД-9) даними комплексу ГДС виділяється потужний водогазонасичений пласт піскуватого алевроліту пористістю 10-14 %. Використання асиметрії та ексцесу дає змогу розбити тонкошарувату пачку на декілька інтервалів, найбільш перспективний з позиції газоносності з яких знаходиться на глибинах 520-540 м.

Результати експрес-інтерпретації в інтервалі глибин 1210-1310 м (горизонт НД-9), в основному, збігаються із висновками за комплексом ГДС, але є більш деталізованими. Це підтверджує достовірність результатів як ГДС, так і обраної методики.

Звичайно, використання масштабних ефектів третього-четвертого родів для обробки даних ГДС та аналізу отриманих результатів потребують більш глибокого вивчення, тобто потрібно підтвердити дану гіпотезу на більшій кількості фактичного матеріалу, обґрунтувати дану гіпотезу для тонкошаруватих розрізів. Для впровадження запропонованого методичного підходу у виробничих масштабах необхідно обробити дані багатьох свердловин, що дозволить узагальнити та вибрати характерні параметри для складних літолого-стратиграфічних комплексів.

Для подальшого надійного використання запропонованого математичного підходу з визначенням статистичних моментів вищого порядку у процесі геофізичних досліджень тонкошаруватих геологічних розрізів необхідно здійснити адаптацію його до інтерпретації складнобудованих порід-колекторів поліміктового типу нафтогазових родовищ України.

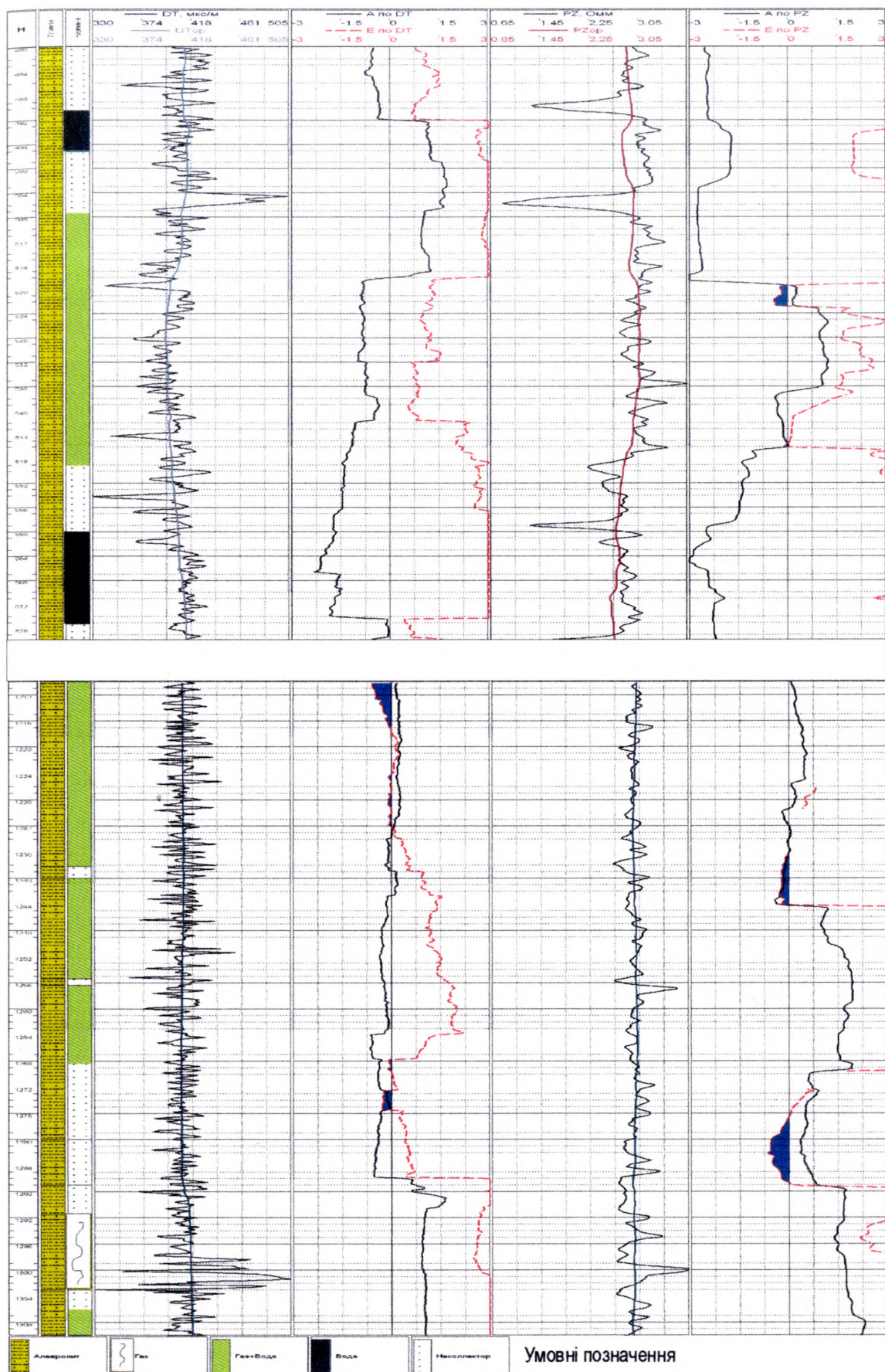


Рисунок 3.3 – Результати обробки даних АК і ПС у свердловині 20-Вижомлянська

Проведений аналіз дає змогу стверджувати, що використання статистичних моментів третього та четвертого порядків (асиметрії та ексцесу відповідно) для інтерпретації даних акустичного та електричного каротажу на прикладі свердловини №20 Вижомлянського газоконденсатного родовища дає змогу виділяти у тонкошаруватому середовищі продуктивні породи-колектори, якщо це складно зробити за даними стандартних методів ГДС. Але дана методика потребує перевірки та підтвердження ще і в інших складних тонкошаруватих геологічних розрізах.

3.4 Геологічна характеристика Летнянського газоконденсатного родовища

Летнянське газоконденсатне родовище розташоване в північно-західній частині Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину. Воно розміщене між Опарським, Гаївським, Грушівським, Південно-Угерським та Кавським родовищами. На цих родовищах пласти з промисловою продуктивністю встановлені в розрізі відкладів юри, крейди, карпатію та сармату.

На Летнянському родовищі продуктивними є карпатій-мезозойські відклади, що вміщують газоконденсатні поклади, а також поклади газу горизонтів НД-10 ÷ НД-16 нижньодашавської підсвіти нижнього сармату.

На рис.3.4 зображена структурна карта покрівлі горизонту НД-12а Летнянського газоконденсатного родовища, що відноситься до нижньодашавської підсвіти нижнього сармату.

На рис.3.5 відображено геологічні профілі I-I та II-II Летнянського газоконденсатного родовища, які проходять вздовж та перпендикулярно до характеру поширення Летнянського газоконденсатного родовища. Дані профілі показують геологічну будову родовища та відображають характер поширення продуктивних горизонтів.

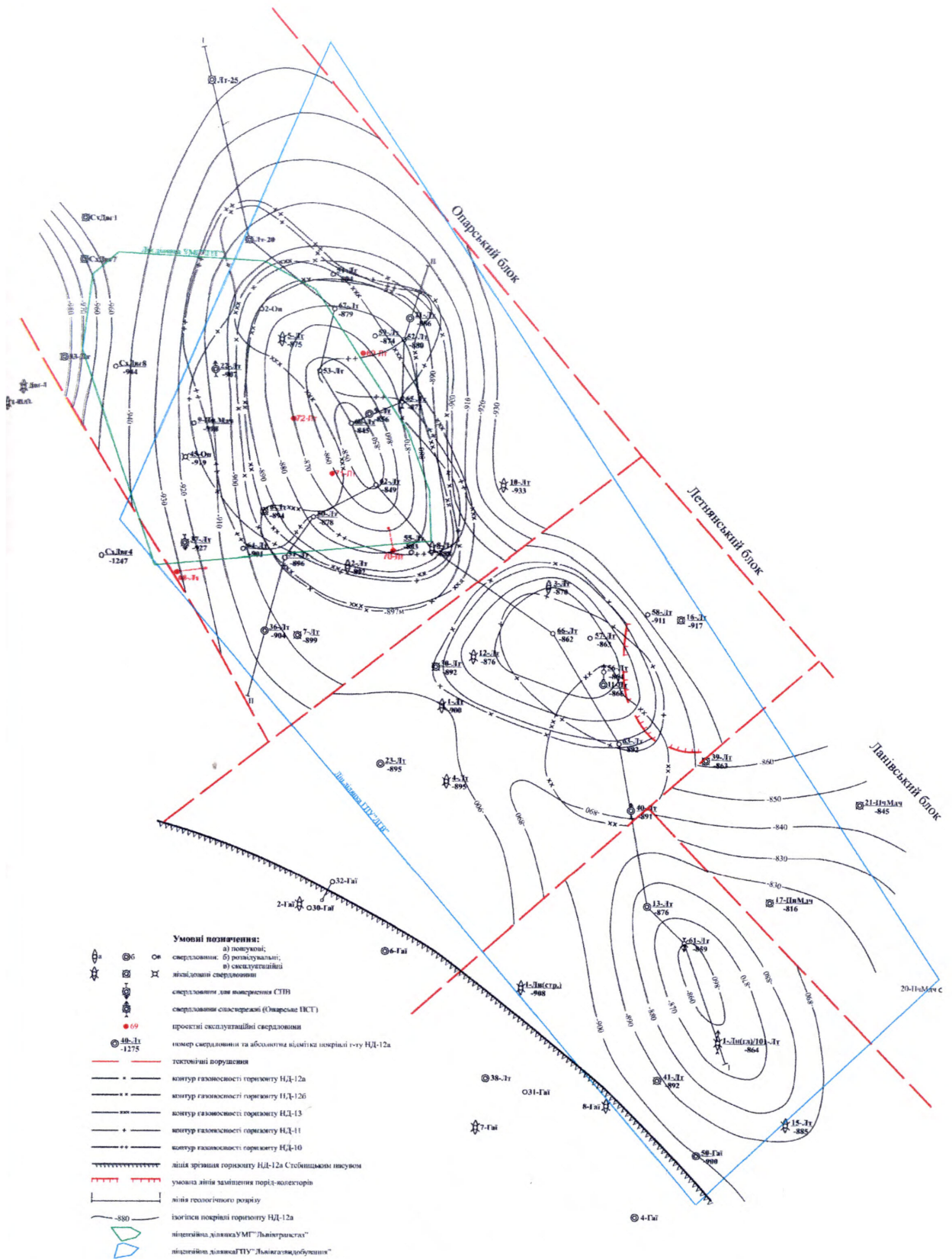
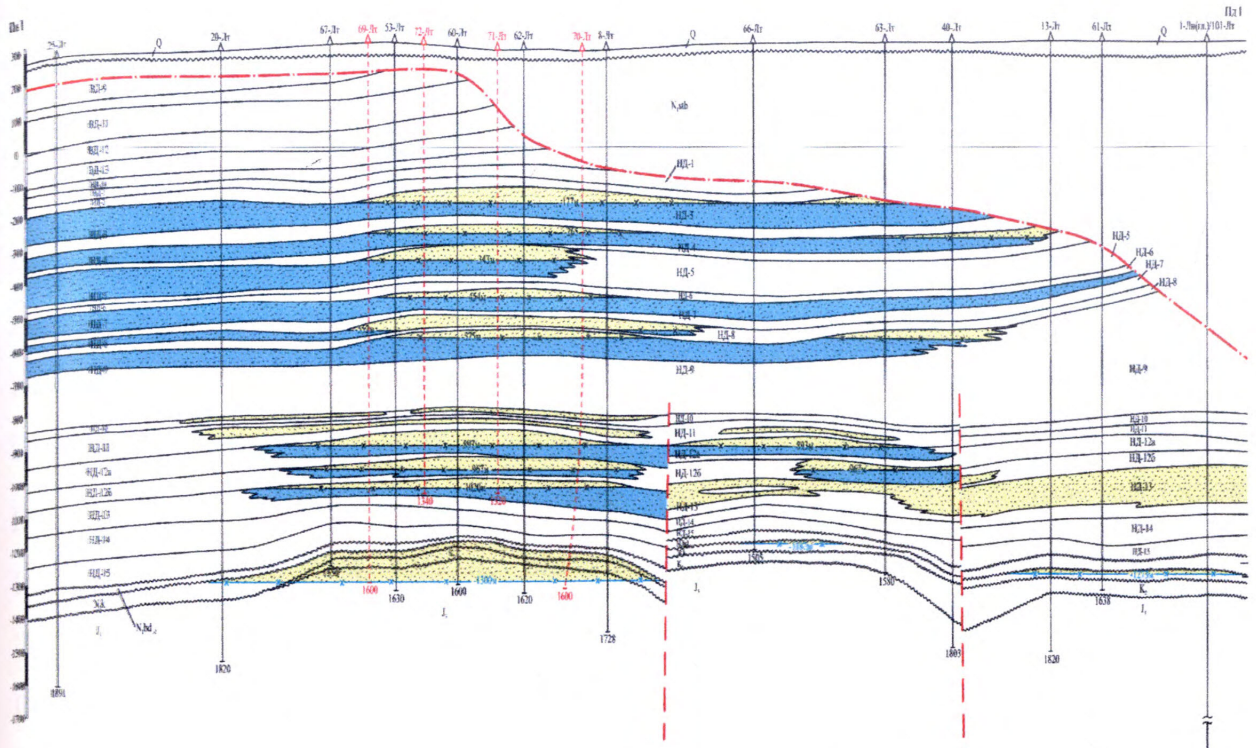


Рисунок 3.4 - Структурна карта покрівлі горизонту НД-12а Летнянського газоконденсатного родовища



- Умовні позначення:**
- Q четвертинні відклади
 - N.stb відклади Стебницького насування
 - ВД-9 - ВД-14 горизонти верхньоволыньської відклади
 - НД-1 - НД-15 горизонти нижньоволыньської комплексу
 - N.bd₁ відклади баденського ярусу, нижнього (борнської верстви), середнього (тараска світа), нижнього (югослава світа)
 - N.k відклади карпатського ярусу
 - K₁, J₁ мезозойські відклади (верхньої крейди та верхньої юри)
 - тектоничне порушення
 - границі залізатини відклада відносно віку: а) злівого; б) правого
 - ліній заміщення юр-мезостаріе неперервним різноманітним порід
 - початковий газо-водний контакт пильнокарпатських покладів
 - початковий газо-водний контакт карпатів-мезозойських покладів
 - свердловини: а) пробурені; б) проектні експлуатаційні із зазначенням вабою

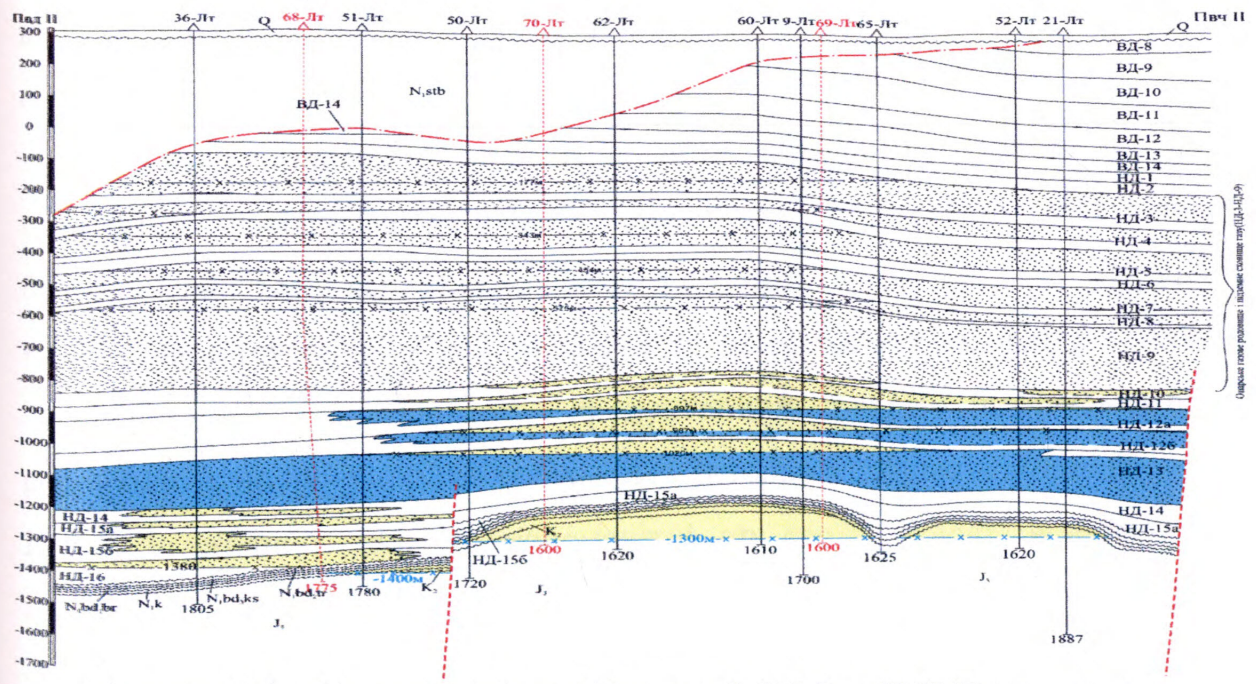


Рисунок 3.5 – Геологічний профіль по лінії I-I та II-II Летнянського газоконденсатного родовища

Для сарматських відкладів характерна ритмічна тонкошарувата будова. На кореляційних схемах та керновому матеріалі видно тонке перешарування піщано-глинистих порід. Товщина піщаних пластів коливається від декількох міліметрів до 1-2 і більше метрів. Частина піщаних пластів прослідковується між сусідніми свердловинами, а частина, в основному малопотужних пластів, виклинюється. Виходячи з аналізу розробки сусідніх родовищ, всі сарматські поклади Летнянського родовища віднесені до типу прошаркових. Прошарковий тип покладу – це скупчення газу, яке приурочене в межах родовища одного піщано-глинистого горизонту, що є єдиним об'єктом розвідки та розробки, але на відміну від пластових і масивно-пластових покладів характеризується принципово відмінною геометричною будовою порового простору, що відображається на розподіленні пластових тисків, газонасиченості і фільтраційних процесів при розробці.

Із зменшенням піщаності горизонту кількість витриманих по площі пластів зменшується, а незначна частина лінзовидних прошарків не забезпечує газосполученості. Таке явище більшості газоносних пропластків називається літологічним виклинюванням, служить екраном для газових покладів в горизонті, хоча в цілому по горизонту окремі газонасичені пропластки і пласти мають місце за межами літологічного екрану і нижче газорозділу газ-вода.

У відповідності з «Класифікацією запасів і ресурсів корисних копалин...» Летнянське родовище відноситься до родовищ дуже складної будови, так як характеризується наявністю тектонічних порушень, невитриманістю товщ і колекторських властивостей продуктивних пластів.

Породи, які складають продуктивний розріз Летнянського ГК родовища в пошуково-розвідувальному інтервалі родовища від горизонту НД-10 і глибше – досить різноманітні по своїй будові, відповідно, по геофізичній характеристиці. За даними інтерпретації ГДС в названому розрізі виділяють три типи розрізу:

- теригенний тонкошаруватої будови;

- теригенний масивношарової будови;
- карбонатний

На Летнянському родовищі до теригенного типу розрізу віднесені нижньодашавські горизонти сармату, які представляють собою пачки тонких прошарків пісковиків, алевролітів та глин, причому співвідношення їх потужностей коливається в широких межах. В залежності від того, які з них домінують в даному інтервалі розрізу, отримується узагальнена характеристика: якщо товщини пісковикових прошарків більші, ніж глинистих (високо пісковиковий підтип), геофізична характеристика достатньо чітка, а криві досить диференційовані; якщо домінують глинисті прошарки (низько пісковиковий підтип), геофізична характеристика такого інтервалу набуває риси глинистого розрізу, хоч в дійсності, як показують дослідження керну, в зразках вміщується велика кількість дуже тонких (1-2 і менше сантиметрів) пісковикових прошарків. В загальному це створює складну систему неоднорідного колектора з широким розвитком макро- і мікроанізотропії, вивчення якої промислово-геофізичними методами являє собою складну задачу навіть при сприятливих умовах проведення ГДС.

До високо пісковикового підтипу можна віднести розрізи нижньодашавських горизонтів НД-13 та НД-16, до низькопісковикового підтипу – всі інші. Криві ГДС в перших досить диференційовані, в других – диференціація виражена слабо, на фоні більш потужних прошарків глинистих порід пісковикові різновидності виділяються не так чітко, що утруднює однозначне рішення геологічних задач.

Складна геологічна будова значно ускладнює виділення продуктивних порід-колекторів у тонкошаруватому неогеновому розрізі та спонукає до пошуків нових методів та методик, що б полегшили завдання виділення продуктивних прошарків у тонкошаруватому розрізі.

3.5 Оцінка коефіцієнта пористості та коефіцієнта газонасичення Летнянського газоконденсатного родовища

За результатами лабораторного вивчення колекторських властивостей кернового матеріалу сарматських відкладів та аналізу основних петрофізичних залежностей на Летнянському родовищі було встановлено граничне значення коефіцієнта проникності $K_{\text{пр}}^{\text{р}}=0,16 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, якому відповідає граничне значення коефіцієнта відкритої пористості $K_{\text{п}}^{\text{р}}=9\%$ та граничне значення залишкової водонасиченості $K_{\text{зал.в}}^{\text{р}}=63\%$ [66].

Нижня межа пористості $K_{\text{п}}^{\text{р}}=9\%$ відповідно до встановленої величини граничного значення проникності $K_{\text{пр}}^{\text{р}}=0,16 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ визначається також по графіку залежності між коефіцієнтами проникності та пористості $K_{\text{пр}}=f(K_{\text{п}})$.

Для колекторів сарматських відкладів Летнянського газового родовища були встановлені зв'язки відносного електричного опору пласта від пористості $P=f(K_{\text{п}})$ та залежності коефіцієнта збільшення питомого електричного опору від водонасиченості $P_{\text{н}}=f(K_{\text{в}})$, які описуються рівняннями [66]:

$$P_{\text{п}}=5295K_{\text{п}}^{-1,8435} \quad R^2=0,9501, \quad (3.46)$$

$$P_{\text{н}}=3499K_{\text{в}}^{-1,7926} \quad R^2=0,9797 \quad (3.47)$$

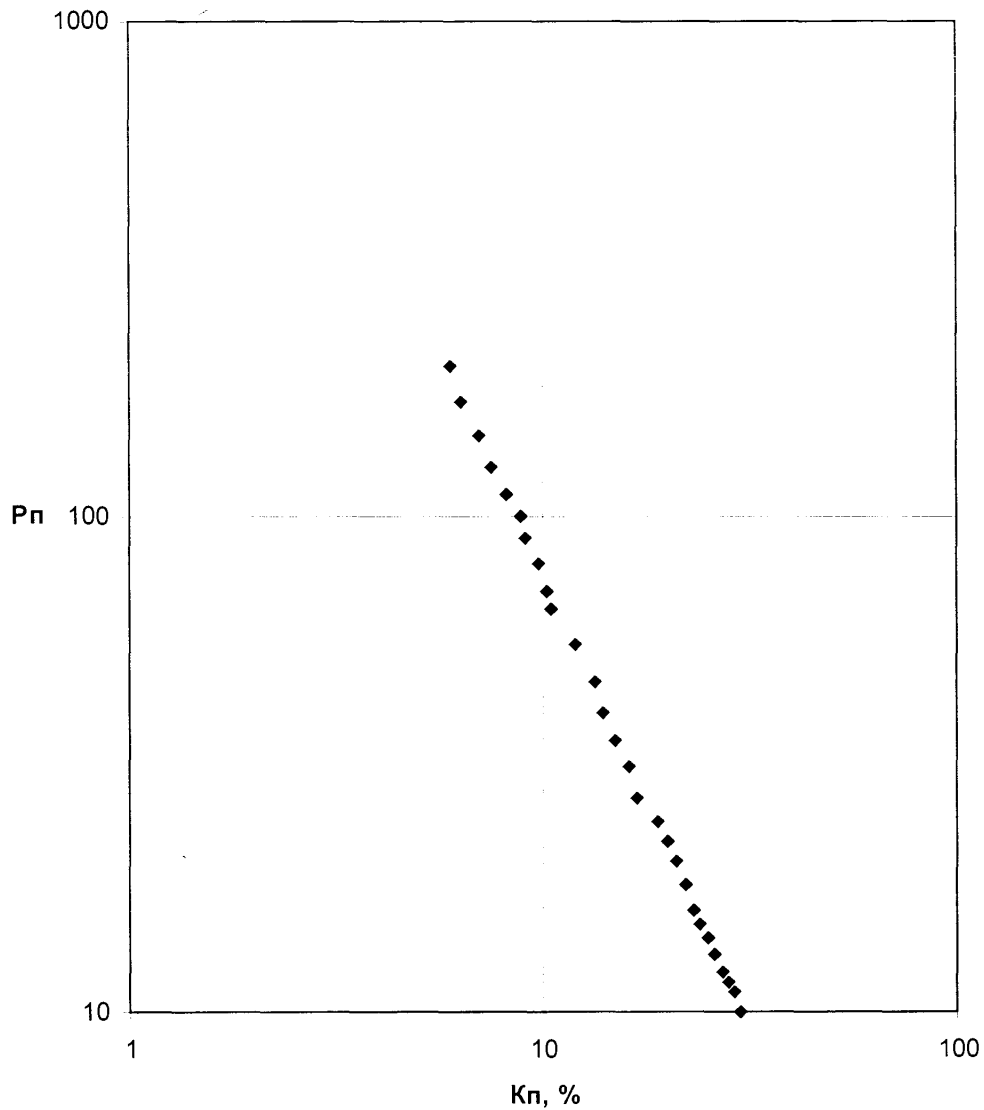
де $P_{\text{н}}$ – відносний опір;

$K_{\text{п}}$ – коефіцієнт відкритої пористості;

$P_{\text{н}}$ – коефіцієнт збільшення опору;

$K_{\text{в}}$ – коефіцієнт водонасиченості.

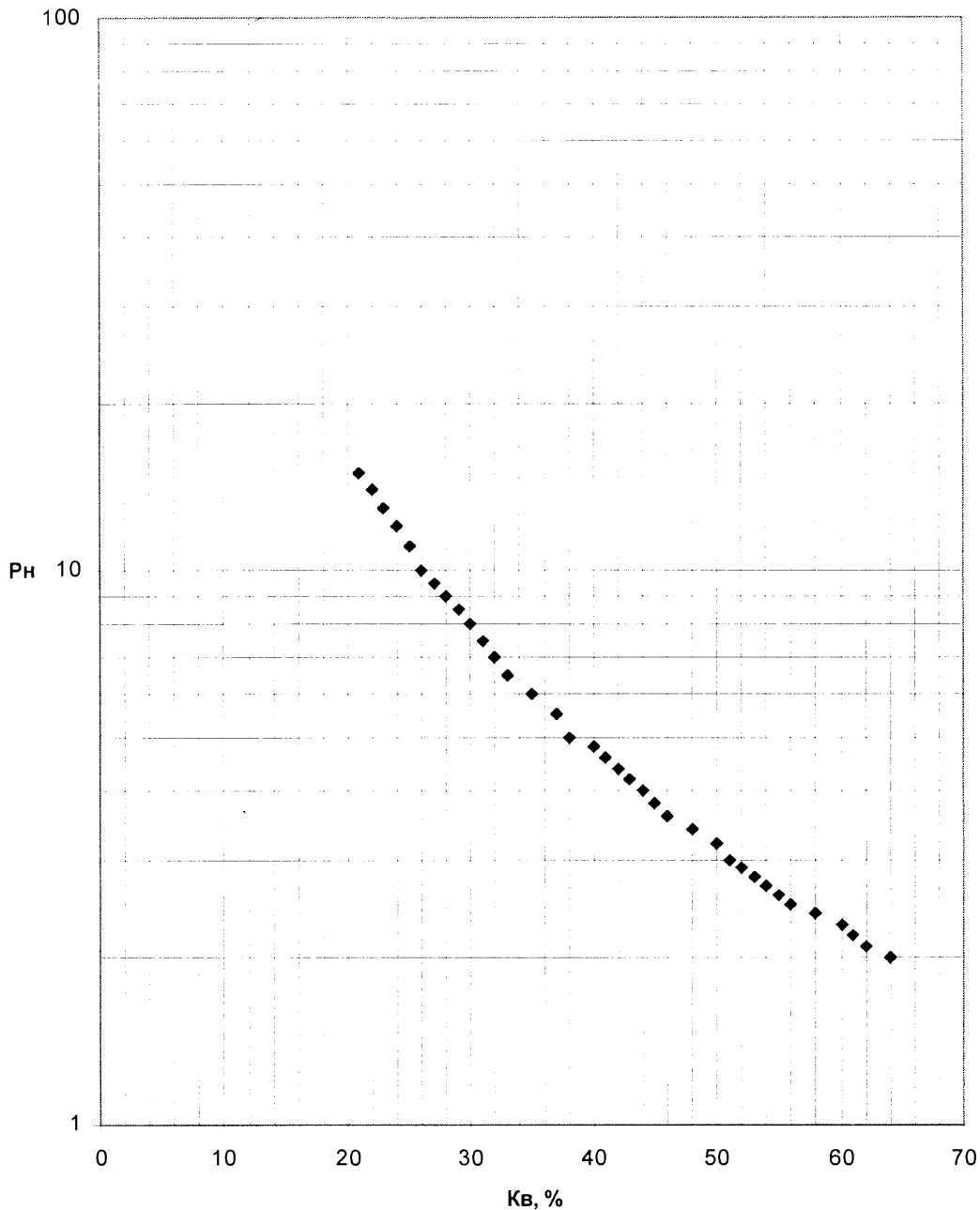
Графік залежності $P_n=f(K_n)$ сарматських відкладів Летнянського родовища



$$P_n = 5296 * K_n^{-1,8435} \quad R^2 = 0,9501$$

Рисунок 3.6 – Графік залежності $P_n = f(K_n)$ сарматських відкладів Летнянського газоконденсатного родовища

Графік залежності $P_H=f(K_B)$ сарматських відкладів
Летнянського родовища



$$P_H = 3499 * K_B^{-1,796} \quad R^2 = 0,9797$$

Рисунок 3.7 – Графік залежності $P_H = f(K_B)$ сарматських відкладів
Летнянського газоконденсатного родовища

Порові теригенні колектори відображаються, як правило, досить однозначними характеристиками. Для них характерні кількісні критерії, які

розділяють колектори і непроничні породи за даними проникності і ряду геофізичних характеристик.

На Летнянському газовому родовищі для теригенних колекторів характерні підвищені значення природної гамма-активності, що пов'язано, як із глинистістю (сарматські відклади), що, в свою чергу, вміщує радіоактивні мінерали.

В розрізі нижньосарматських відкладів тонкошаруватої будови (низькопісковикового підтипу) виділення колекторів являє собою трудомісткий і складний процес. Складність ця обумовлена неоднорідністю та тонкошаруватістю розрізу, нечіткістю геофізичних характеристик, що збільшує можливість суб'єктивних помилок. Можна сказати, що і багатьох випадках визначення проводиться на межі можливостей геофізичних методів. Тому необхідно шукати та пропонувати нові методики виділення продуктивних колекторів у геологічних розрізах тонкошаруватої будови.

3.6 Інтерпретація акустичних характеристик в продуктивних розрізах на прикладі Грушівського газоконденсатного родовища

На сьогодні зібрано чимало результатів геологічної інтерпретації акустичних характеристик у свердловинах [83, 84, 85]. На даному етапі, на відміну від задач каротажу, наша задача полягає в тому, що нас цікавить не стільки властивості окремого пласта, скільки характеристики цілої літологічної товщі, нафтогазового покладу.

Відповідно, більшу вагу мають процедури міжсвердловинної кореляції неоднорідностей, надання контурів об'єктам, їх розпізнавання і визначення кількісних характеристик.

Перший етап такої інтерпретації – між свердловинна кореляція піщано-глинистих горизонтів. Основну роль при такій інтерпретації відіграють не величини параметрів, а їх зміна по вертикалі. Наприклад, коефіцієнт варіації

кривої інтегрального часу (швидкості) завжди вищий для неоднорідних піщано-глинистих горизонтів, ніж для чистих глин.

Таким чином, в кривій акустичного параметра закладена багата інформація про геологічні неоднорідності розрізу, але використовувати її в стандартному вигляді деколи досить складно. Тому особливий інтерес представляє аналіз показників швидкісної неоднорідності вздовж розрізу свердловини. Найбільш інформативна степінь швидкісної неоднорідності (V_1), що є найбільш чутлива до зміни швидкості. В деяких регіонах Росії вже велось дослідження зміни величини V_1 з метою вивчення швидкостей неоднорідностей пачок, що відображалися [87]. Покажемо можливість використання показників швидкісної неоднорідності, що розрахована за акустичними даними, для геологічної та геофізичної інтерпретації газових товщ нижньосарматських відкладів Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину.

Порівняння характеру поведінки швидкісної неоднорідності з результатами промислово-геофізичних досліджень показує, що локальний мінімум кривої співпадає з газонасиченим інтервалом розрізу.

В розрізі сарматських відкладів переважають глинисті різновиди порід. За характером зміни кривої V_1 у свердловині 2-Подольци весь розріз можна підрозділити на інтервали: 1 – горизонти ВД-10 – ВД-14 і НД-1 – НД-5 (глибина 180-870 м); 2 – горизонти НД-6 – НД-16 (глибина 870-1805 м). Степінь швидкісної неоднорідності в розрізі цієї свердловини менша ніж у свердловині 8-Грушів, причому крива менше диференційована. Це пов'язано із зменшенням швидкісної диференціації у свердловині 2-Подольци, що визвано заміщенням піщаних прошарків нажньодашавської підсвіти глинами [87].

Після проведеного аналізу [87], на прикладі свердловин 30-Залужани і свердловини 2-Сусолів можна зробити наступні висновки. В свердловині 30-Залужани в водонасичених пластах над покладом (глибина 2400-2700 м) показник швидкісної неоднорідності дещо вищий, ніж в вище залягаючих

продуктивних інтервалах розрізу. У свердловині 2-Сусолів газонасичені інтервали розрізу знаходяться в межах горизонту НД-16, яких характеризується абсолютним мінімумом степені швидкісної неоднорідності. Це можна пояснити тим, що у продуктивних пластах піщаників швидкості зменшуються, приближаючись до швидкостей в глинах, тобто властивості розрізу вирівнюються і степінь швидкісної неоднорідності зменшується.

Наведені приклади свідчать про можливість прогнозування з певною ймовірністю характер флюїдонасичення колекторів при використанні показників неоднорідності.

Цікаву інформацію про неоднорідність несуть статистичні характеристики розподілу пластових швидкостей в допустимій можливій моделі середовища.

Розглянемо результати аналізу даних АК у свердловинах північного блоку Грушівського газового родовища. Швидкості за даними каротажу осереднювалися на базі 10 м. Інтервали з продуктивними колекторами знаходяться в горизонтах НД-14 – НД-16 нижньодашавської підсвіти. Аналізувалася товща, в яку входять горизонти від НД-1 до НД-17. Провірялася робоча гіпотеза про те, що над покладом існує газовий ореол розсіювання, що приводить до зменшення пластових швидкостей в колекторах і зменшення різниці швидкостей в піщаних і глинистих різновидностях вище залягаючи порід. На рис.3.8 приведені найбільш характерні гістограми розподілу інтервальних швидкостей для таких випадків: 1) свердловина знаходиться в контурі газоносності Північно-Грушівського (8-Грушів), Південно-Грушівського (5-Грушів) і Медичного (Грушів-12) блоків родовищ; 2) колектори продуктивної частини розрізу заміщені глинами (свердловини 9-Грушів і 1-Грушів); 3) свердловина знаходиться за контуром газоносності (4-Грушів).

При наявності газового покладу отримані одномодальні розподіли швидкостей, що відповідають нормальному (для Південно-Грушівського блоку – логнормальному) закону.

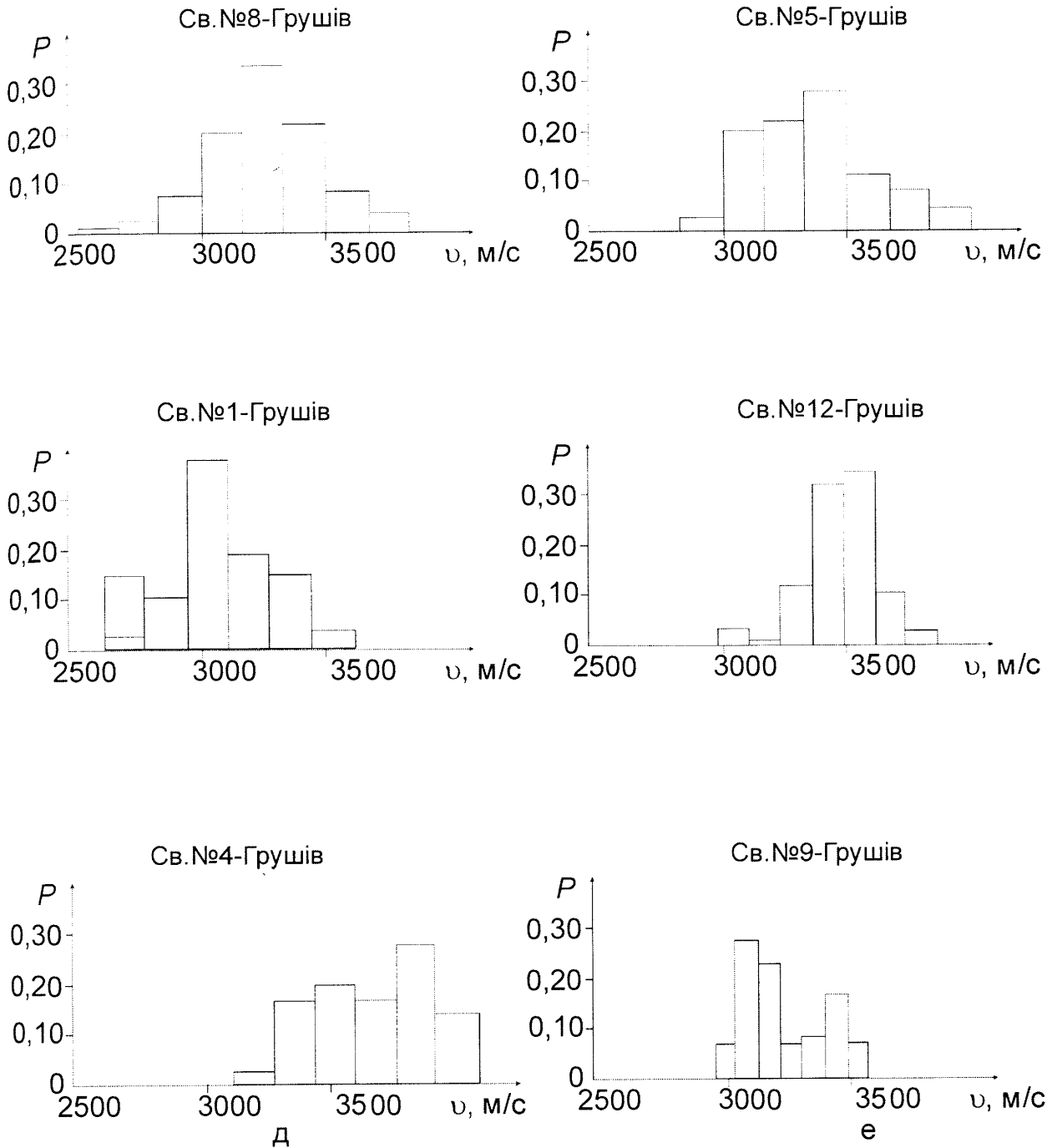


Рисунок 3.8 – Гістограми розподілу інтервальних швидкостей за даними АК у нижньосарматських відкладах для свердловин Грушівської площі

У інших випадках гістограми характеризуються бімодальним розподілом, окремі моди відображають інтегральну швидкість у глинах і пісковиках.

№ сверд.	Інтервал глибин,м	Горизонт и НД	ν , м/с	w	A	E	pH
Свердловини знаходяться у контурі газоносності							
3	1050-1980	9-16	3034	0,08	-0,17	+0,15	0,75
7	950-1590	4-11	3229	0,05	-0,40	+0,23	0,70
8	850-2230	5-17	3251	0,07	-0,16	+0,39	0,78
10	800-1900	5-16	3345	0,03	+0,14	+0,65	0,46
12	1100-2290	8-16	3487	0,04	-0,57	+1,18	1,00
Колектори відсутні							
1	1350-1830	1-16	3091	0,07	-0,10	-0,49	0,57
9	1000-1810	8-16	3246	0,05	+0,46	-1,07	0,28
Свердловина за контуром газоносності							
4	2250-2500	11-12	3679	0,06	-0,30	-0,60	0,57

Таблиця 3.1 – Результати статистичної обробки даних АК для свердловин північного блоку Грушівського родовища

В таблиці 3.1 наведені результати статистичної обробки вибірок, що дали змогу отримати наступні характеристики: ν – математичне очікування, w – коефіцієнт варіації, A – асиметрія, E – ексцес, pH – ймовірність нормального розподілу за Баєсом. Аналіз табличних даних для Грушівської площі дозволяє зробити такі висновки:

1. Параметри A , E , pH є інформативними відносно колекторських властивостей і характеру флюїдонасичення продуктивних товщ.

2. Величина pH корелюється із величиною піщанистості розрізу. Якщо ймовірність нормального розподілу за Баєсом близька до одиниці ($pH \rightarrow 1$), то в розрізі збільшується кількість пластів пісковиків та їх пористість.

3. Ексцес E “відповідає” за газонасиченість порід. Якщо свердловина знаходиться в контурі газоносності, то $E > 0$; якщо газонасичені інтервали розрізу в свердловині відсутні, то $E < 0$.

4. Величина асиметрії A пов'язана з колекторськими властивостями порід. Якщо пісковики у свердловині, що розглядалася, мають гарні колекторські властивості, то гістограма швидкостей характеризується від'ємною асиметрією ($A < 0$); при заміщенні пісковиків глинами (св.9 -, 10 – Грушів) асиметрія $A > 0$.

Наведені приклади розрахунку і аналізу показників швидкісної неоднорідності та деяких статистичних характеристик для конкретних геологічних умов Передкарпатського прогину показують, що вони фіксують загальну геологічну неоднорідність порід в області газоносного покладу. Отже, їх можна використовувати для прогнозування будови геологічного розрізу.

Нами також були побудовані гістограми розподілу швидкості поширення акустичних хвиль у середовищі із різним насиченням (для газонасичених і водонасичених порід-колекторів).

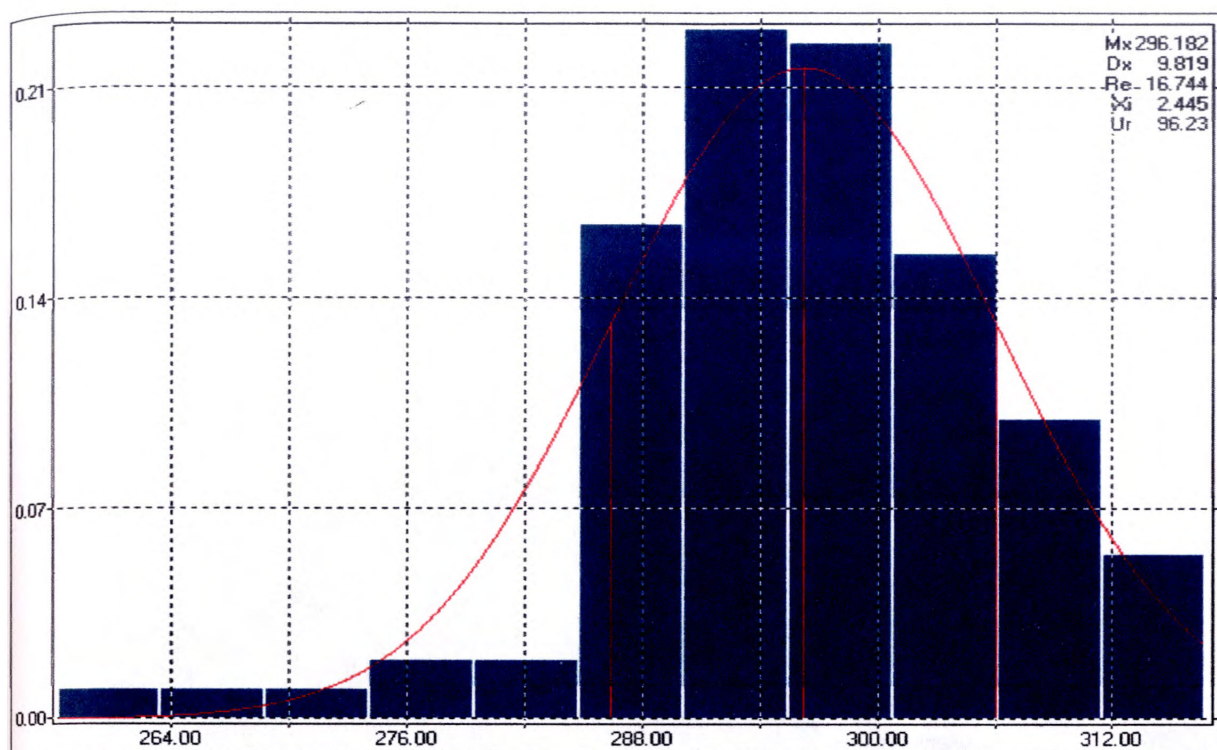
Як видно із отриманих результатів, швидкість АК у водонасичених і газонасичених породах-колекторах суттєво відрізняється. У водонасичених породах гістограми розподілу мають довгий лівий “хвіст” і невеликі швидкості АК. У газонасичених породах гістограми розподілу АК мають правий “хвіст” та значно більші швидкості АК.

Будуючи діаграми такого типу для будь-яких інтервалів сарматських відкладів нижньодашавської світи Передкарпатського прогину за даними акустичного каротажу ми можемо отримувати інформацію про насичення порід, що значно полегшить подальшу інтерпретацію результатів статистичного аналізу та геолого-геофізичної інформації.

Для водонасичених порід-колекторів: а - гістограма розподілу ΔT у горизонті НД-13 свердловини №5 – Летня; б - гістограма розподілу ΔT у горизонті НД-13 свердловини №7 – Летня.

Для газонасичених порід-колекторів: а - гістограма розподілу ΔT у горизонті НД-10 свердловини №5 – Летня; б - гістограма розподілу ΔT у горизонті НД-12 свердловини №5 – Летня.

a



б

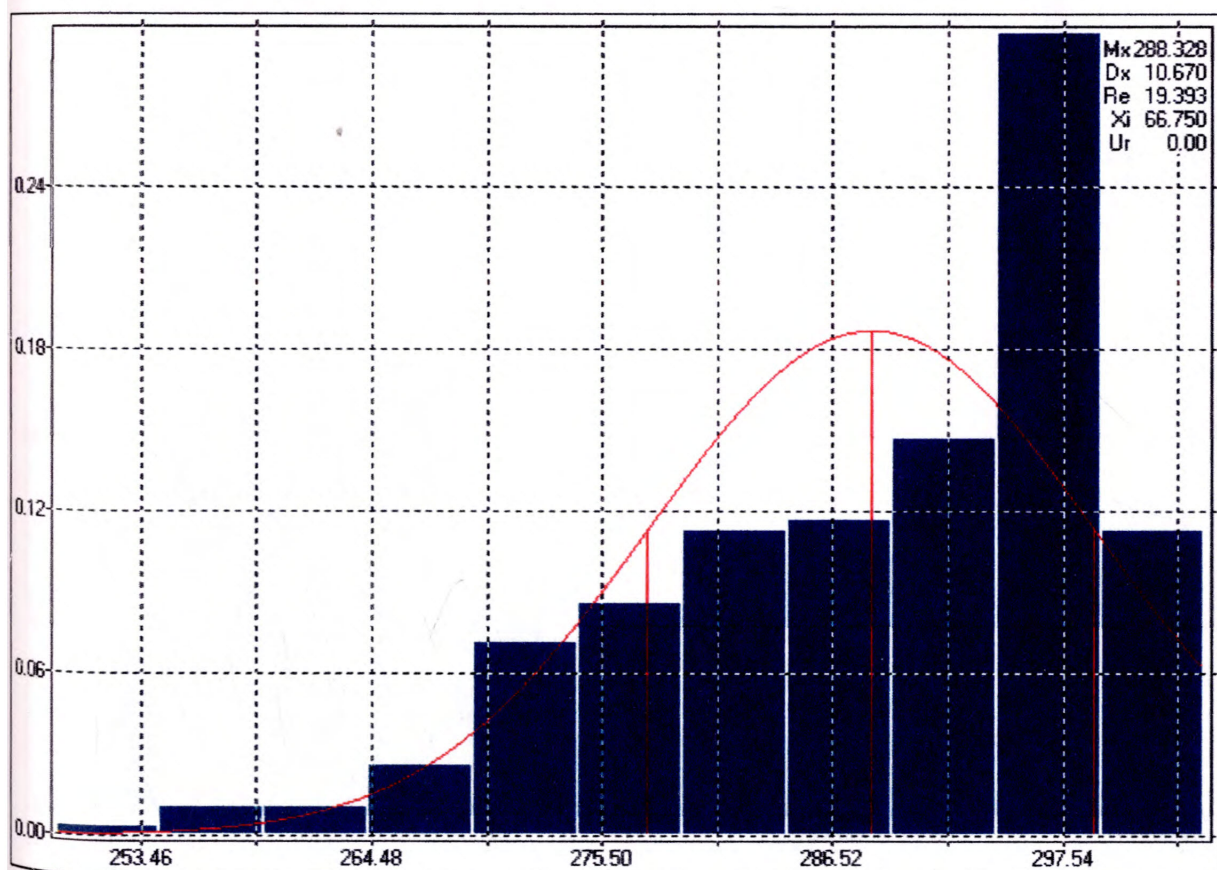
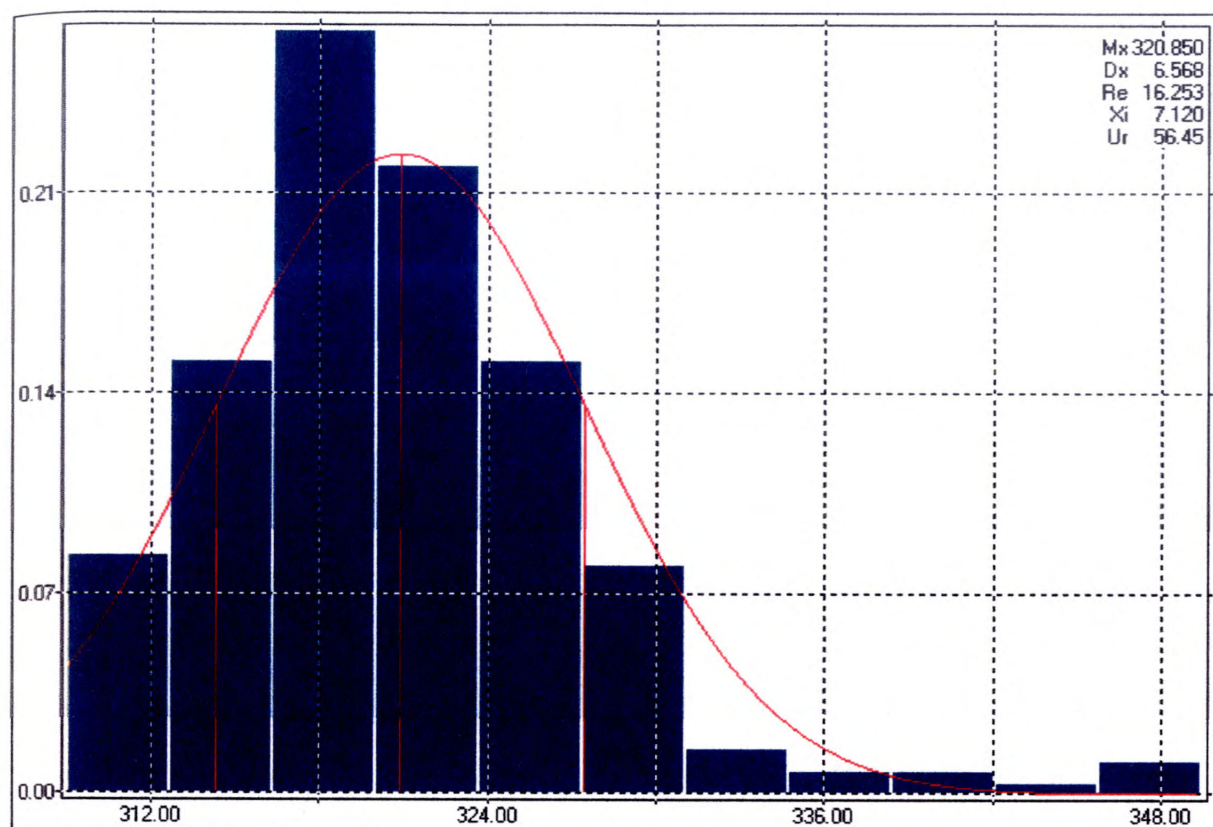


Рисунок 3.9 - Гістограми розподілу ΔT у водонасичених породах-коллекторах

a



б

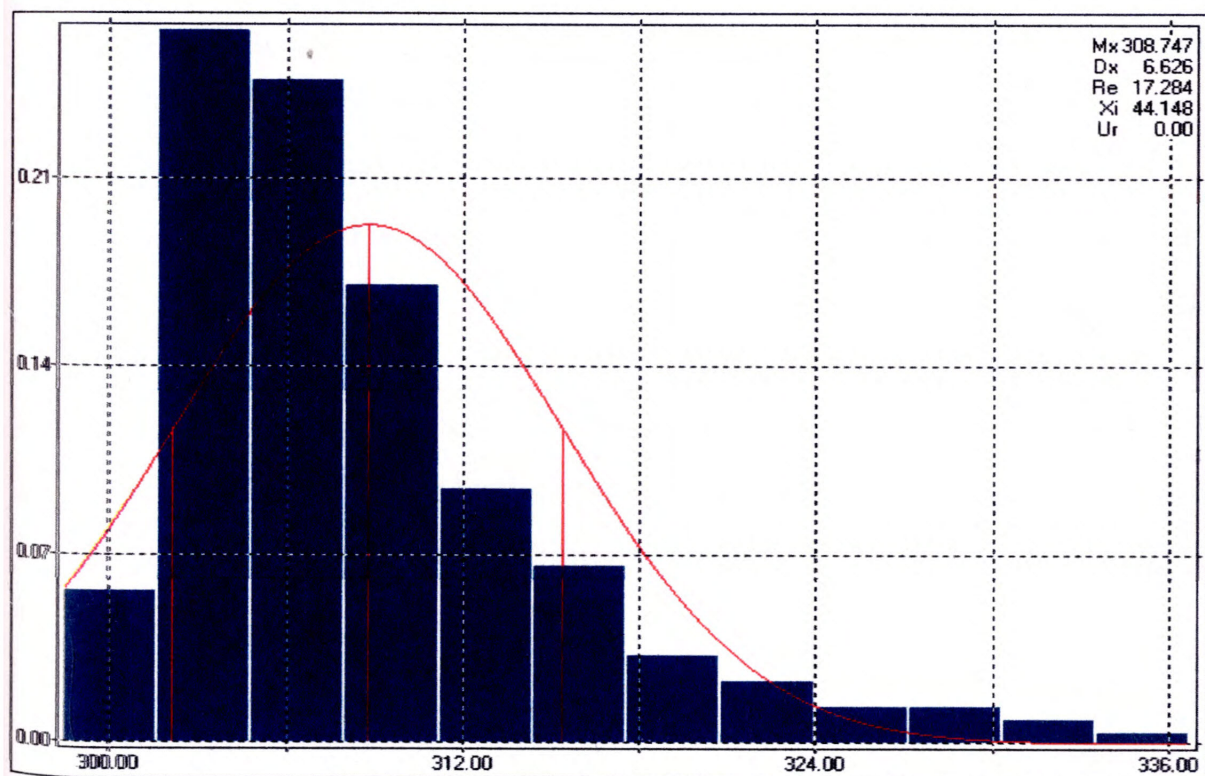


Рисунок 3.10 - Гістограми розподілу ΔT у газонасичених породах-колекторах

3.7 Виділення порід-колекторів у тонкошаруватих відкладах за результатами статистичного аналізу даних ГДС на прикладі свердловини №5 Летнянського газоконденсатного родовища

Виділення колекторів у тонкошаруватому розрізі нижнього сармату є надзвичайно складною задачею. Використовуючи статистичний аналіз ми виділимо продуктивні прошарки вздовж геологічного розрізу для горизонтів НД-10 ÷ НД-16 для свердловини №5 Летнянського родовища і порівнюючи отримані дані із вже існуючими геолого-геофізичними даними оцінимо достовірність та якість запропонованої методики.

Для аналізу та прогнозу ми використовуємо асиметрію А (центральне і нормоване відхилення третього порядку) та ексцес Е (центральне і нормоване відхилення четвертого порядку) швидкостей за даними акустичного каротажу (АК), які осереднені на великих базах (15 м) по відношенню до товщини пластів. Величина асиметрії та ексцесу, які розраховані для літотипів товщ потужністю 600-1100 м, за знаками (плюс чи мінус) корелюються з наявністю (відсутністю) газонасичених пластів в інтервалі аналізу та середньозваженою піскуватістю розрізу.

На рисунку 3.11, що показує асиметрію та ексцес розрахований для горизонту НД-10 ми бачимо лише одне ймовірне місце залягання газоносного пласта – це інтервал 1104-1110 м. В даному інтервалі знаходиться локальний мінімум ексцесу, що змінює свої значення від -0,62 до 0 та доданні значення асиметрії, що характеризує наявність в даному інтервалі пісковиків, тобто коефіцієнт піскуватості тут більше 0, а значить тут присутні пісковики.

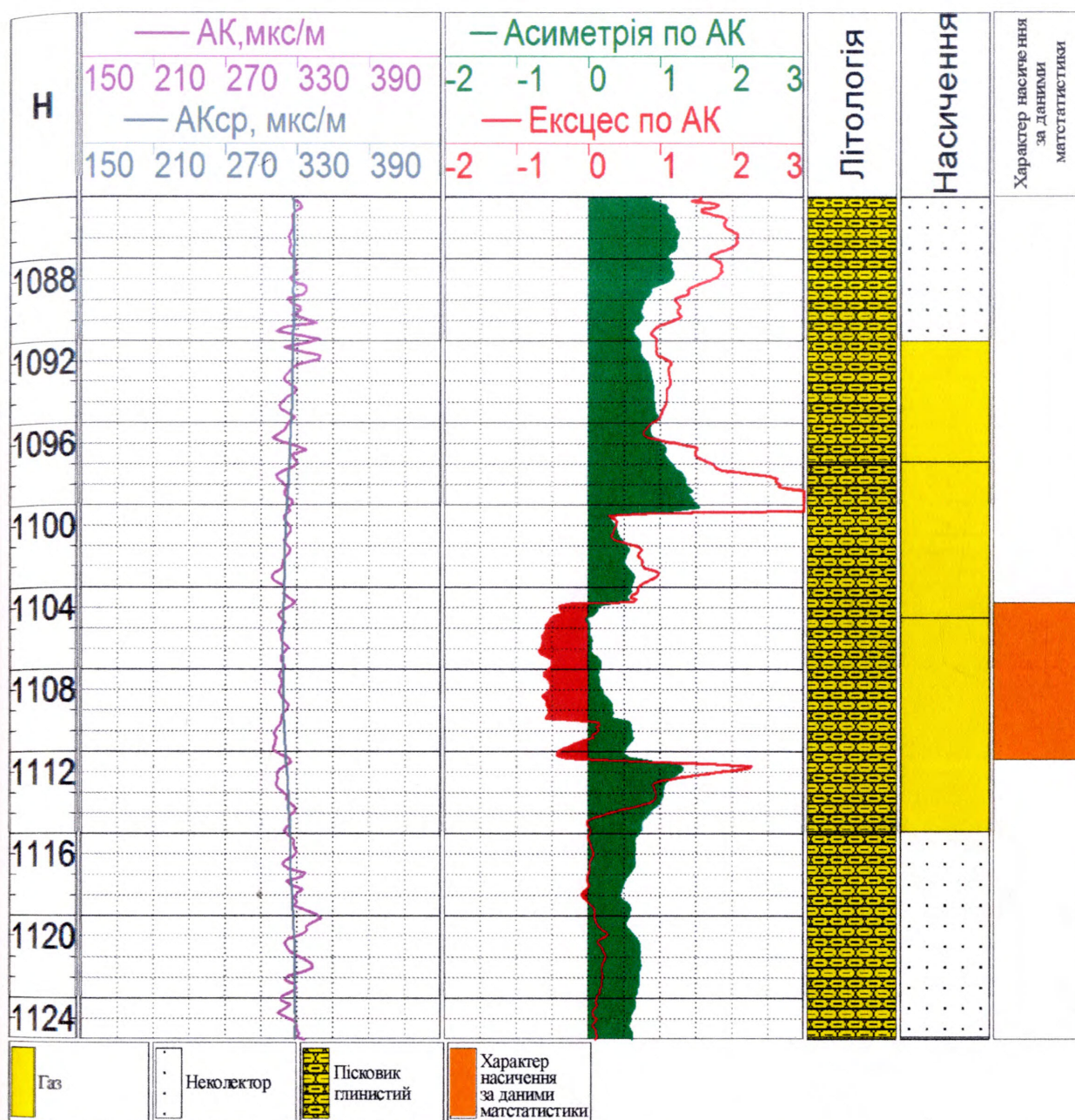


Рисунок 3.11 – Виділення порід-колекторів у горизонті НД-10 свердловини №5 Летнянського газоконденсатного родовища

За даними аналізу геофізичних характеристик в даному інтервалі розкритий перспективний газоносний відклад в межах 1096-1116 м.

Порівнюючи дані, що ми отримали та дані розвідки, чітко видно, що виділений нами інтервал попадає в прогнозовано перспективний відклад, але є більш обмеженим і детальним.

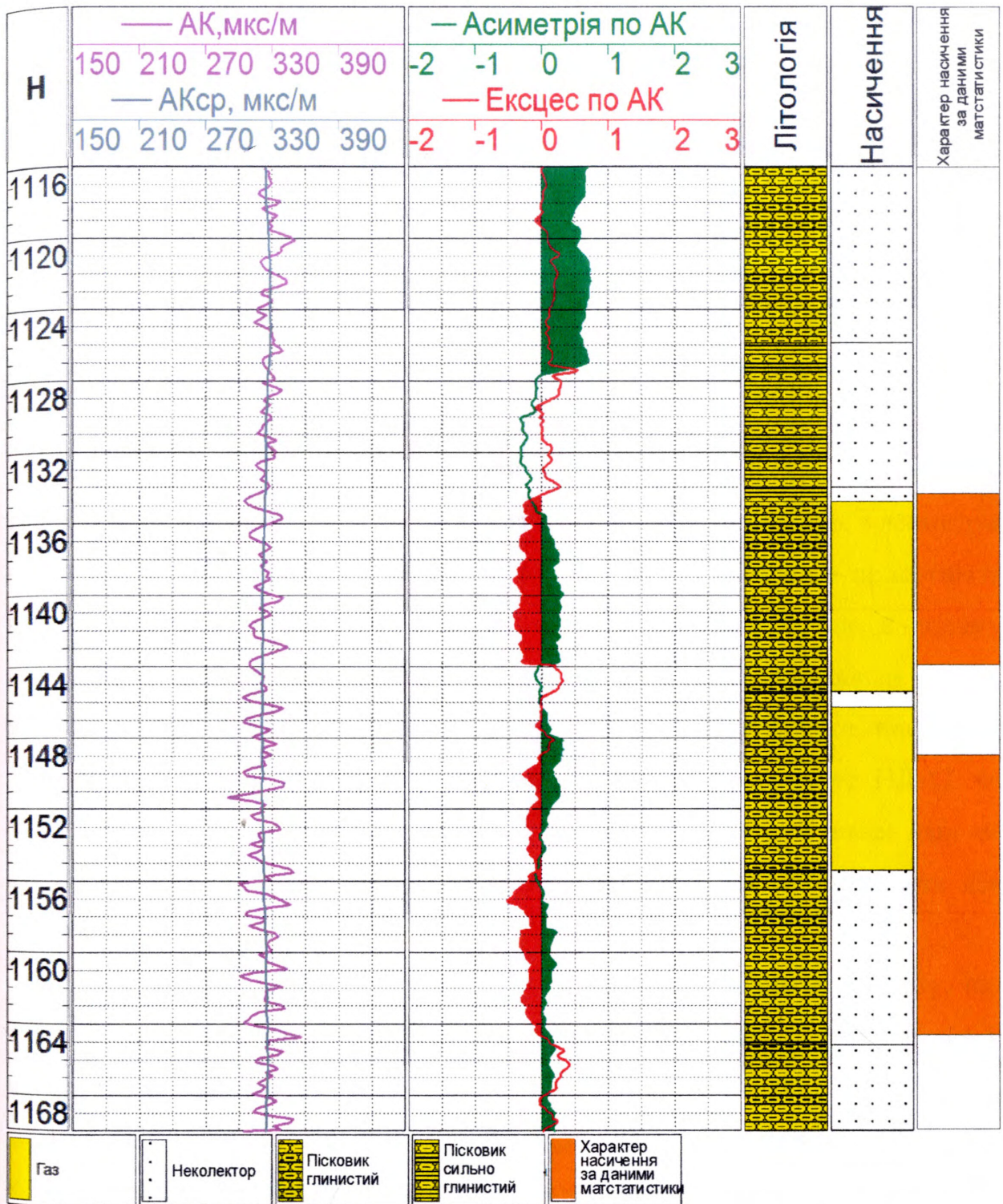


Рисунок 3.12 – Виділення порід-колекторів у горизонті НД-11 свердловини №5 Летнянського газоконденсатного родовища

На рисунку 3.12 представлений горизонт НД-11. В цьому горизонті ми можемо чітко виділити локальні мінімум ексцесу, який приймає значення до $-0,5$ та локальний максимум асиметрії, що набирає значення до $+0,3$ на ділянці 1136-1143 м. А це означає, що в даному проміжку глибин знаходиться газonosний поклад.

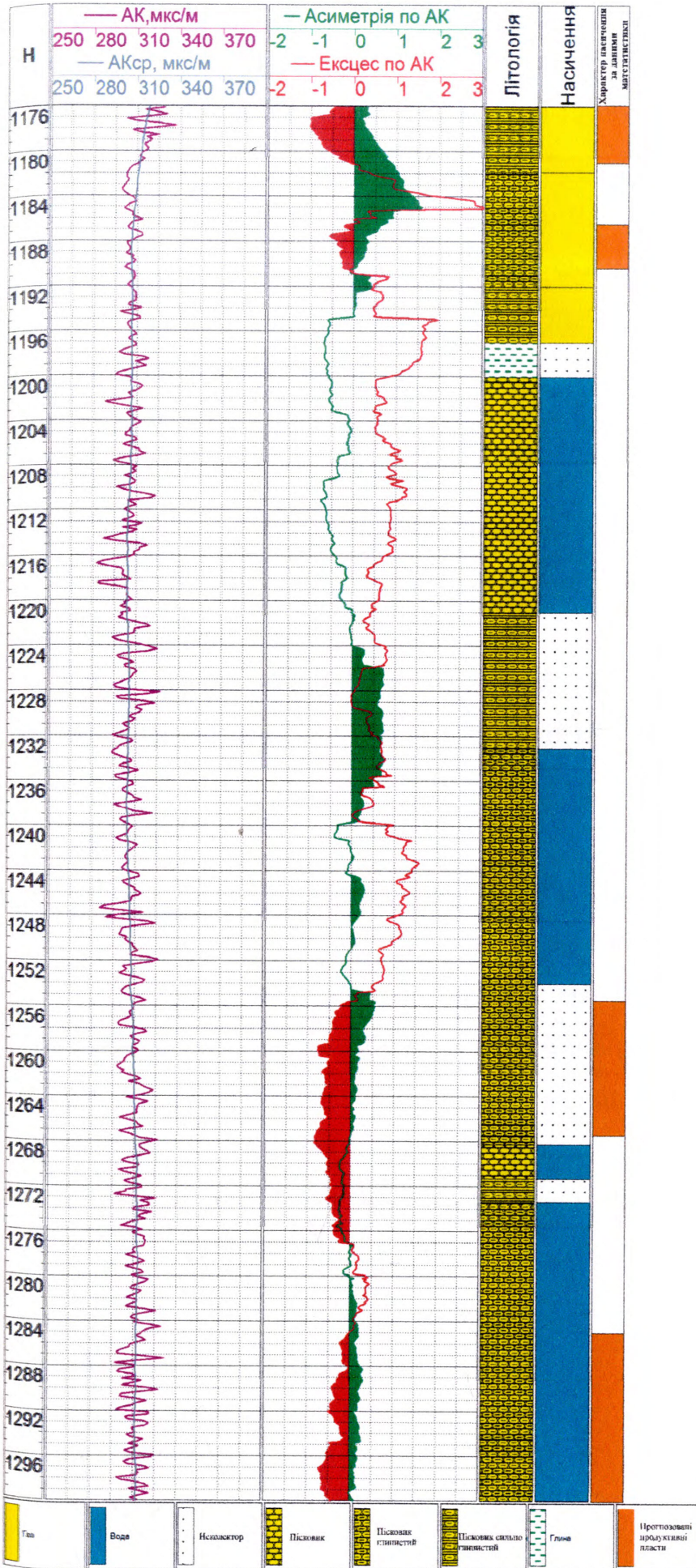
Починаючи з позначки 1176 м ексцес набирає максимального від'ємного значення, що може означати газonosний поклад, але з цієї ж глибини починається горизонт НД-12. Даний горизонт ми будемо розглядати на рис.3.13, там же і простежимо дане відхилення.

На рисунку 3.13 зображений горизонт НД-12. В інтервалі 1176-1181 м та 1187-1190 м ексцес доходить до позначки -1 та $-0,6$ відповідно, а асиметрія в даних інтервалах приймає значення до $+1$. Ексцес вказує на присутність газових покладів в даних інтервалах, а асиметрія показує, що в даному перешаруванні глини та пісковиків, більша половина – пісковики. Отже, можна впевнено вказати, що в даних інтервалах присутні газonosні поклади.

За даними розвідувальної геофізики розкритий горизонт НД-12 на глибині 1177-1197 м є перспективним газonosним. Отримані нами дані це підтверджують і більш детально на даному відрізку глибин виділяють два газonosні поклади.

На глибині 1256-1277 простежується локальний мінімум ексцесу, що досягає значення $-0,62$. Але локальний максимум асиметрії знаходиться у межах 1255-1266 м, а також на ділянці 1245-1249 м та 1225-1239 м, досягаючи позначок $+0,5$, $+0,3$ та $+0,4$ відповідно. Співставляючи ці дані, можна сказати, що можливий газonosний поклад знаходиться у межах 1255-1266 м, де є від'ємні значення ексцесу та додатні значення асиметрії.

Рис.3.13 –
Виділення порід-колекторів у горизонті НД-12 свердловини №5 Летнянського газоконденсатного родовища



За результатами геофізичних досліджень, рекомендованим газоносним є інтервал 1233-1266 м, що підтверджується і нашими даними, але проміжок інтервалу зменшений до 11 м, з 1255 м до 1266 м.

В інтервалі 1288-1302 м спостерігається два локальних мінімуми ексцесу, що приймають значення -0,4 та -0,6. Асиметрія в даному інтервалі має незначний локальний максимум, що дорівнює +0,3. Отже, можна стверджувати, що в цьому інтервалі знаходиться газоносний поклад.

За даними геофізичного дослідження розрізу інтервал 1292-1306 м, охарактеризований, як пошукового характеру. Отримані нами дані майже співпадають, тільки поклад залягає на 4 м вище.

Рисунок 3.14 відображає інтервал НД-13. В цьому інтервалі виділяється три зони локальних мінімумів та максимумів. Це інтервали 1328-1348 м, 1375-1388 м, 1411-1423 м.

В інтервалі 1328-1348 найбільш достовірно виділяється мінімум ексцесу, при значенні до -0,62, а асиметрія при цьому набирає значення +0,4. Отже, даний інтервал можна віднести до газового покладу і рекомендувати його до розробки.

Наступні два інтервали не мають великих локальних мінімумів ексцесу, його значення доходить до -0,4, зате асиметрія приймає значення до +0,42. Це можна пояснити тим, що горизонт НД-13 характеризуються значною піскуватістю, а значить збільшується ймовірна кількість колекторів, що можуть містити в собі поклади вуглеводнів. В інтервалі 1375-1426 м відображається локальний максимум асиметрії, що свідчить про залягання тут пісковиків практично без домішок глини, але рекомендувати цей відрізок для випробування не потрібно, бо тут практично відсутні локальні мінімуми ексцесу, що мали б спостерігатися при заляганні тут значного газоносного покладу.

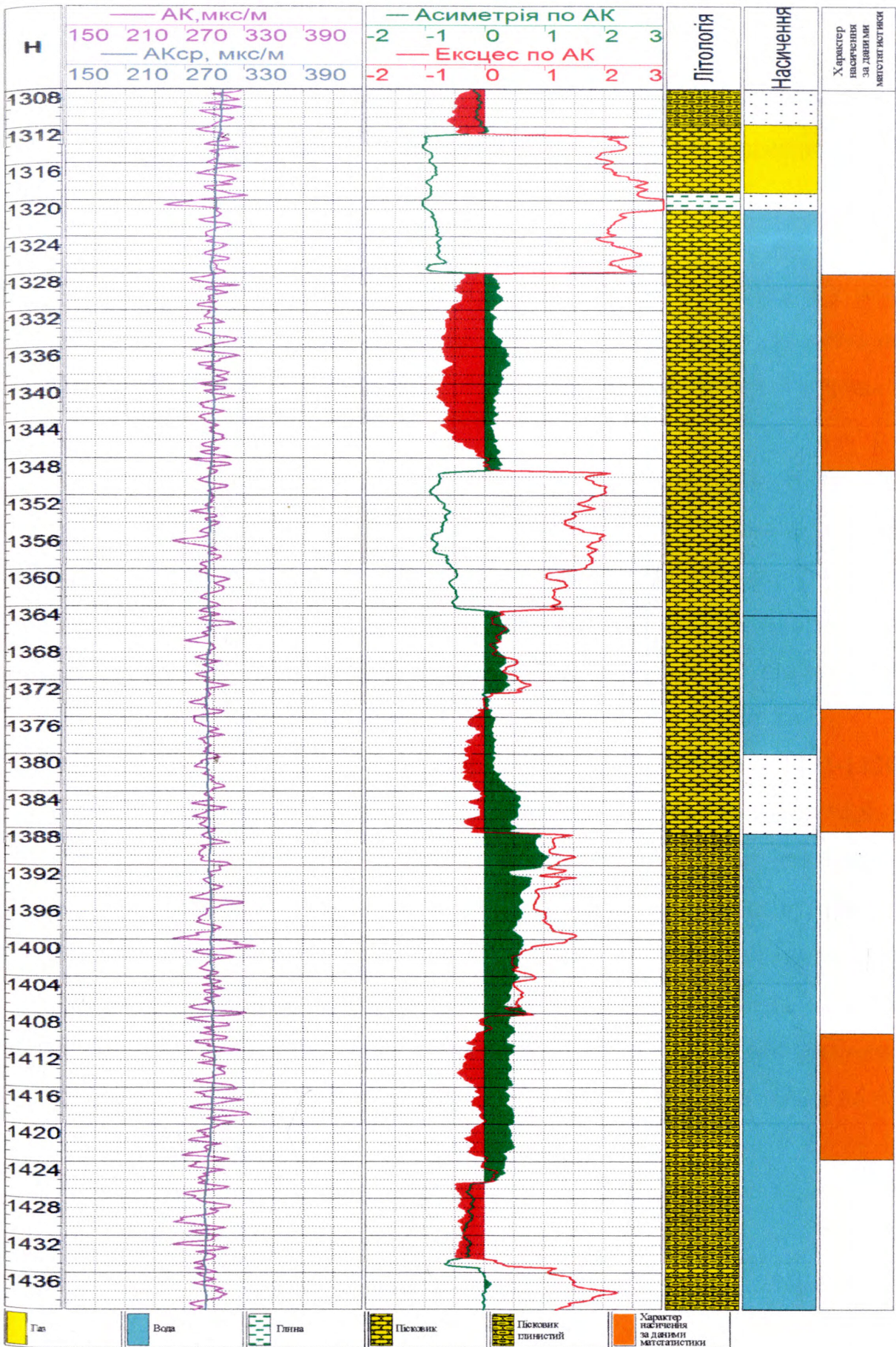


Рис.3.14 – Виділення порід-колекторів у горизонті НД-13 свердловини №5
Летнянського газоконденсатного родовища

У процесі розвідки свердловини випробувачами на трубах було простріляно інтервал 1391-1430 м та отримано приплив розгазованої мінералізованої води, виділявся газ, але даний інтервал не рекомендувався для подальшої розробки, що повністю співпадає і з отриманими нами висновками.

На рисунку 3.15 відображено горизонт НД-14. У даному інтервалі можна виділити один локальний мінімум ексцесу, що знаходиться у межах 1468-1475 м та має значенні $-0,3$. Асиметрія в цьому інтервалі має незначний максимум і досягає значень $+0,2$. Можна виділити даний інтервал як імовірний газоносний.

У процесі буріння свердловини випробувачем пластів на трубах було виконано дослідження в інтервалі 1443-1501 м та отримано наступні результати: отримано притік газу, розгазованого пластового флюїду та промивної рідини. За результатами, рекомендовано до випробування інтервал 1448-1484 м. Отримані нами дані свідчать про те, що виділений газоносний пласт повністю відповідає інтервалу, що прогнозується.

На рисунку 3.16 зображено інтервал НД-15. В інтервалі 1495-1526 м знаходиться локальний максимум асиметрії, що досягає значень $+0,9$. Це свідчить про те, що в даному інтервалі знаходяться поклади пісковиків без значного вмісту глини, а ці пісковики можуть містити поклади вуглеводнів. Але в даному інтервалі не відзначається локальних мінімумів ексцесу, так що стверджувати, що даний інтервал містить газоносний поклад з повною впевненістю ми не можемо. Хоча інтервал 1495-1518 м є рекомендованим до випробування, але за результатами, що ми отримали даний інтервал не буде містити промислово покладу вуглеводнів.

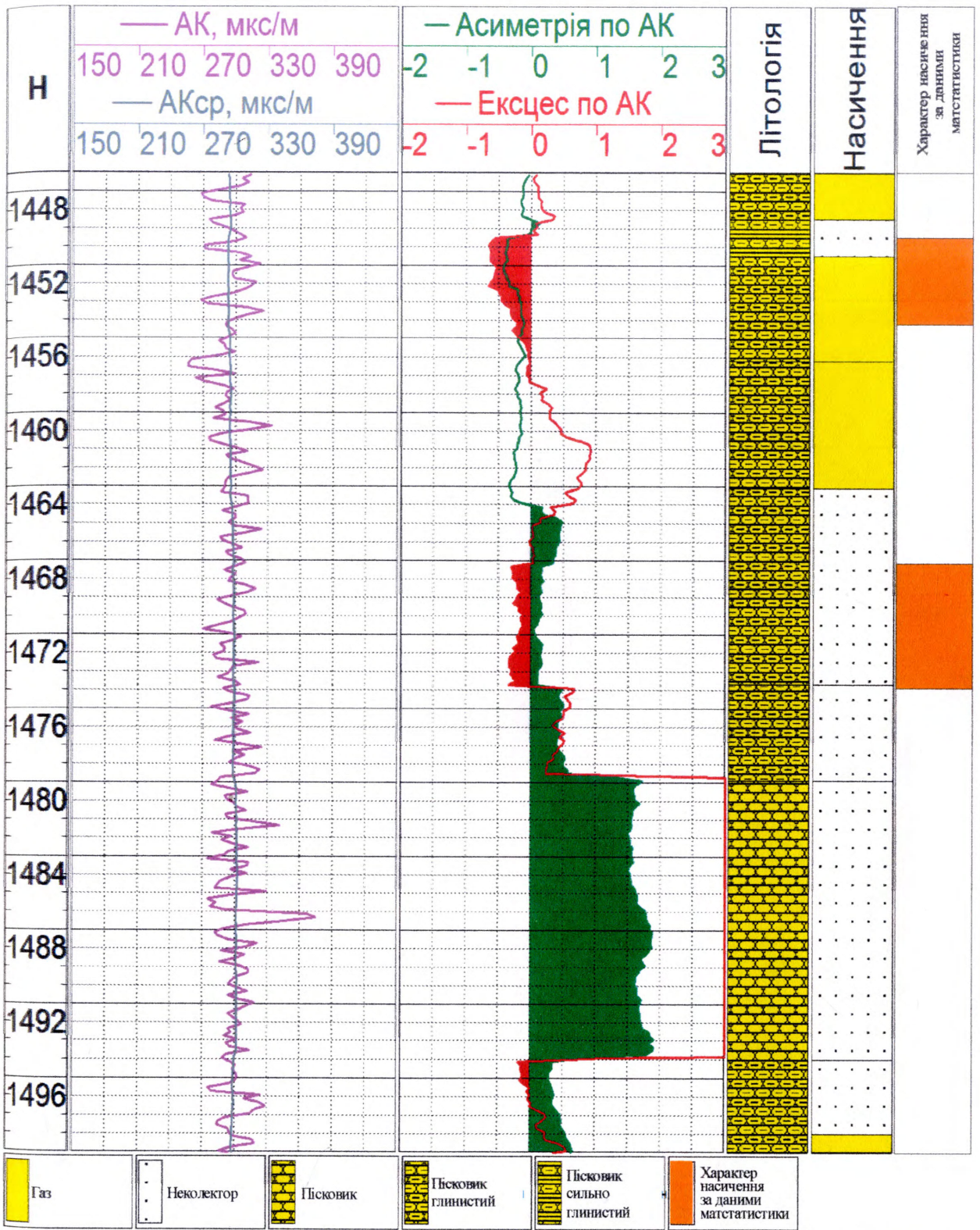


Рисунок 3.15 – Виділення порід-колекторів в горизонті НД-14 свердловини №5 Летнянського газоконденсатного родовища

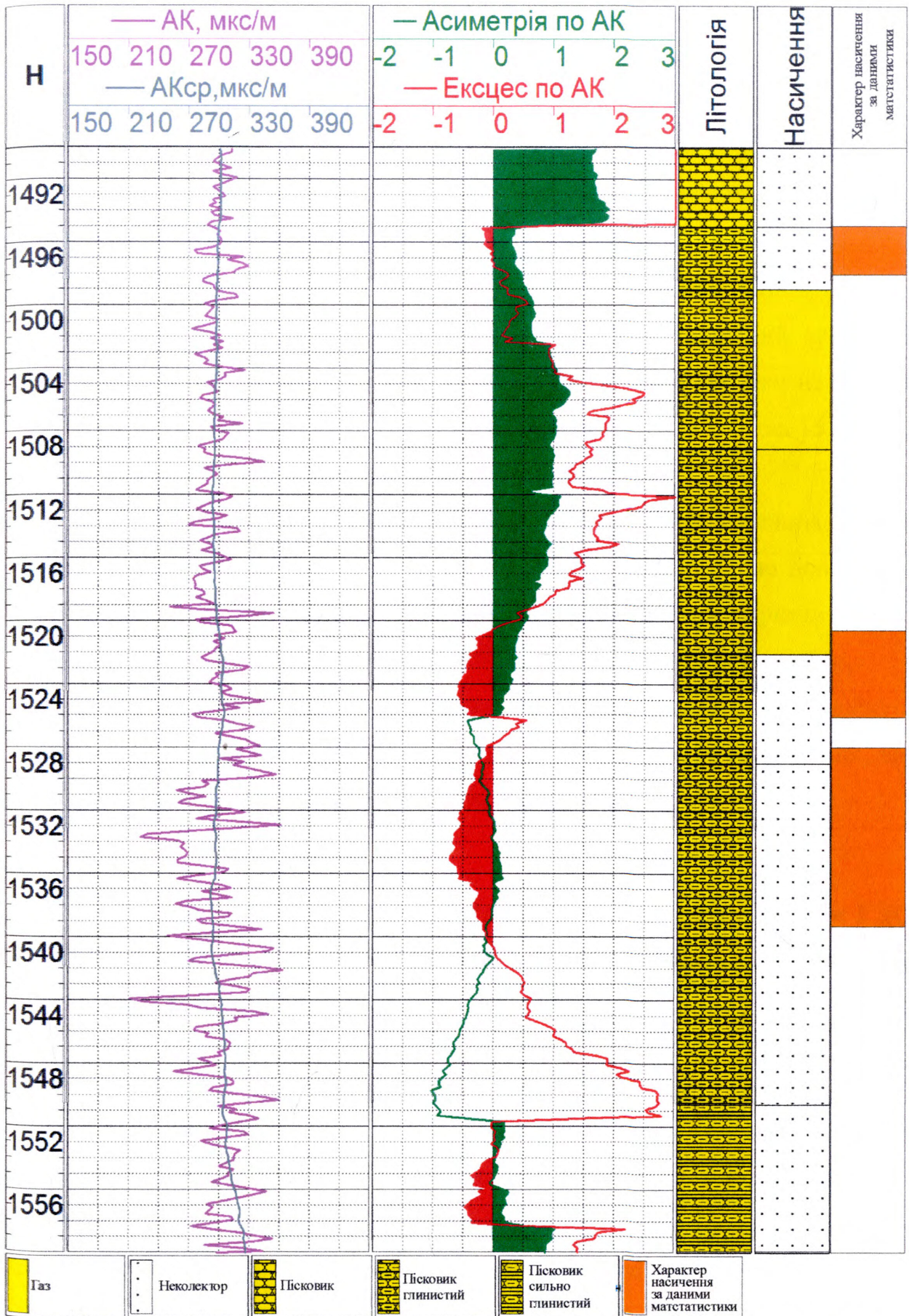


Рис.3.16 – Виділення продуктивних порід-колекторів у горизонті НД-15 свердловини №5 Летнянського газоконденсатного родовища

Інтервал 1521-1526 м містить як локальний мінімум ексцесу із значенням $-0,62$, так і локальний максимум асиметрії із значенням $+0,4$. Даний інтервал можна охарактеризувати, як імовірний газonosний.

Інтервал 1529-1540 м містить локальний мінімум ексцесу із значенням $-0,62$. Асиметрія в даному інтервалі має незначний локальний максимум, із значенням $+0,1$. Можливо цей інтервал і містить газ, але незначна додатня асиметрія дає можливість стверджувати, що тут перешарування глин та пісковиків є дуже щільним і виділити якийсь один газonosний прошарок дуже складно. Тому рекомендувати даний інтервал для розробки не можна. Таких самих висновків дійшли і за геофізичними даними: інтервал 1530-1551 є газonosним, але його не рекомендували для розробки.

Як видно із аналізу горизонтів НД-10 ÷ НД-15, використання методу статистичної обробки, а саме асиметрії та ексцесу може значно полегшити проведення експрес-інтерпретації геофізичних даних та сприяти більш чіткому виділенню продуктивних горизонтів для подальшої їх розробки.

Порівняння та аналіз отриманих за допомогою статистики результатів із результатами геофізичних даних показує майже повне їх співпадіння, що відображає достовірність статистичних характеристик.

3.8 Прогнозна оцінка газonosного горизонту за результатами ГДС та статистичними оцінками асиметрії та ексцесу на прикладі Летнянського газоконденсатного родовища

Продуктивні відклади Летнянського газового родовища зазвичай складаються з тонкошаруватих глинистих пачок, у яких містяться прошарки пісковиків-колекторів (НД-9, 14, 15), щільних пісковиків і алевролітів (НД-13) або аргілітів з поодинокими прошарками алевролітів та пісковиків. Товщини окремих літотипів змінюються від 0.1 до 0.5 м (рідше 0.8 м). При цьому ефективна товщина пачок колекторів, які віддають флюїди, повинна

бути понад 1 м. Глинистість розрізу дуже висока: в пісковиках-колекторах вона сягає від 20% до 45%; чисті аргіліти практично відсутні в глинистих пачках міститься до 40% алевроліто-піщаних зерен. Пісковики переважно дрібнозернисті з пористістю 9-12% та низькою (до 0.5 мД) внаслідок їх глинизації проникністю.

За таких умов, досить складно проводити якісний аналіз геолого-геофізичних даних та давати прогноз про ймовірність залягання продуктивних покладів. Щоб полегшити виконання цієї складної задачі ми використали математичну статистику, а саме масштабні ефекти вищих порядків. Використовуючи асиметрію та ексцес ми проаналізували горизонт НД-14 Летнянського газового родовища та отримали наступні результати.

Нами була побудована кореляційна схема по чотирьох свердловинах: 10-3-11-16 (рис.3.17). Геологічний розріз всіх цих свердловин проходить через горизонт НД-14, який на Летнянському газоконденсатному родовищі є перспективним продуктивним.

В свердловині №10 (рис.3.18) горизонт НД-14 залягає в межах 1435-1495 м. Як видно з рисунку, в даному інтервалі відмічається локальний максимум асиметрії, що досягає значення +2,7. Це означає, що в інтервалі 1438-1481 великий коефіцієнт піскуватості, а отже переважають в даному розрізі пісковики, які можуть бути гарними колекторами.

Ексцес в даному інтервалі має незначний локальний мінімум, що дорівнює -0,3. Але різниця між максимальним і мінімальним значенням ексцесу дуже велика і дорівнює $\Delta E=6$. Незначне від'ємне значення ексцесу та велика різниця між максимальним і мінімальним його значенням свідчить про наявність газового покладу в даному інтервалі, але потрібно відзначити, що кількість газу буде незначною і недостатньою для промислової розробки цього покладу.

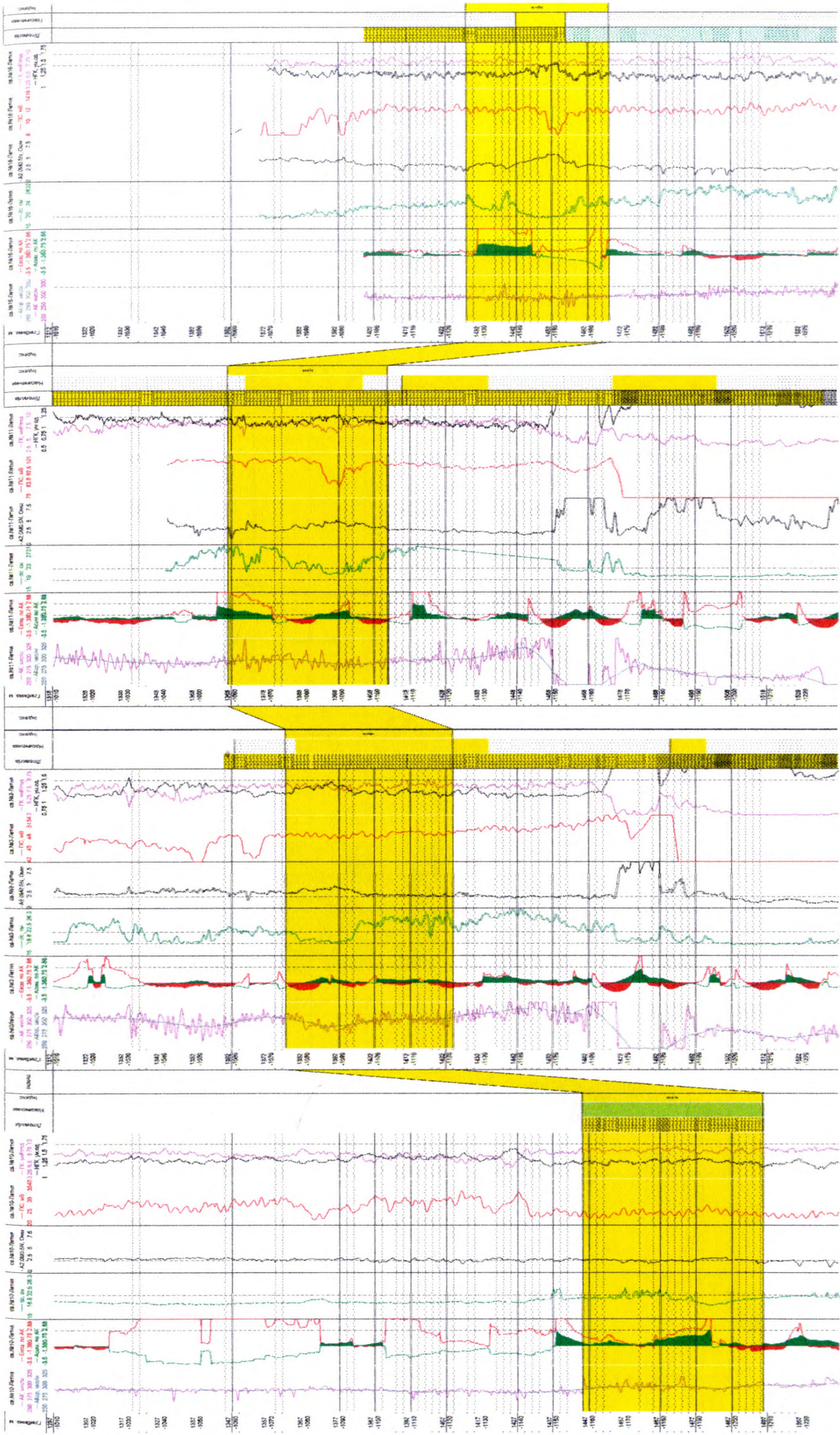


Рис.3.17 – Кореляційна схема горизонту НД-14 свердловин 10-3-11-16 Летнянського газоконденсатного родовища

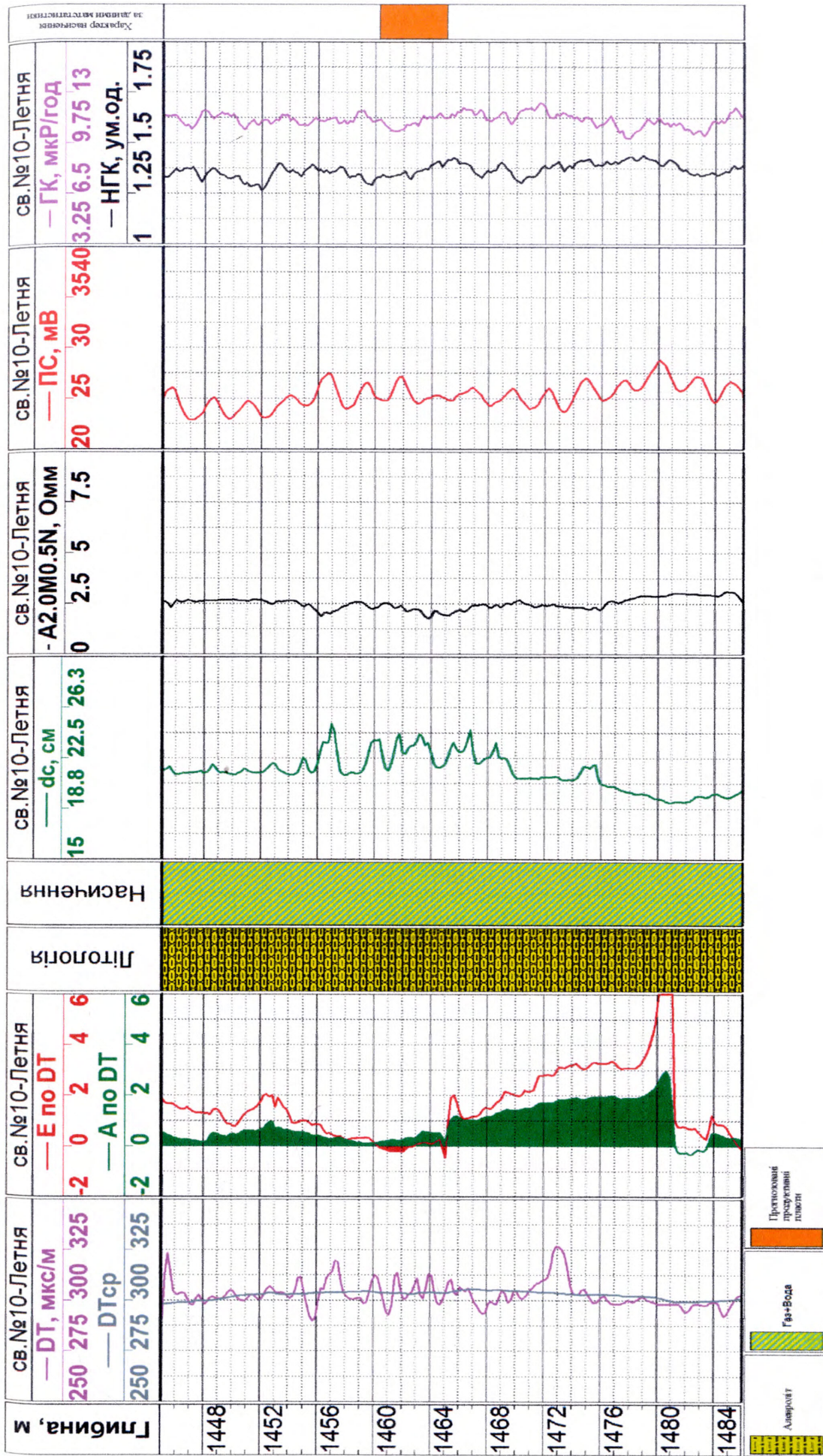


Рис.3.18 – Виділення порід-колекторів у горизонті НД-14 свердловини №10 Летнянського газоконденсатного родовища

На підтвердження цього факту свідчить те, що при дослідженні свердловини було проведено випробування пластів на трубах в інтервалі 1412-1492 м та отримано притік води з газом. В свердловині №10 горизонт НД-14 оцінений як слабогазоносний, тобто наявні газоносні колектори, але вони не несуть ніякої промислової цінності.

На рисунку 3.19 відображено статистична характеристика горизонту НД-14 свердловини №3-Летня. Даний горизонт тут залягає в межах 1377-1424 м.

В інтервалі 1377-1432 м ми бачимо чотири локальних мінімуми ексцесу, які ідуть один за одним, а також ми можемо відмітити і чотири локальних максимуми асиметрії, які знаходяться навпроти ексцесів. Локальні відхилення захоплюють і 8 метрів наступного горизонту НД-15, але ми буде їх розглядати як один суцільний поклад.

В інтервалі 1377-1387 м наявний перший локальний мінімум ексцесу із значенням -1,4 та локальний максимум асиметрії із значенням +1.

Аналіз цих даних свідчить про присутність газового покладу в даних межах, а додатні значення асиметрії – про високу піскуватість, тобто переважання пісковиків у шаруватому розрізі сармату.

В інтервалі 1390-1400 м знаходиться другий локальний мінімум ексцесу із значенням -0,9, та асиметрія із значенням +0,3, в інтервалі 1403-1414 м – третій локальний мінімум та максимум із значеннями ексцесу -0,4 та асиметрії +0,5 в інтервалі 1426-1432 м четвертий локальний мінімум та максимум із значеннями ексцесу -1, асиметрії +0,2. Проаналізувавши ці дані, зроблено наступні висновки: в інтервалі 1377-1432 м залягає газоносна товща, що являє собою перешарування аргілітів та пісковиків. В даному перешаруванні можна видалити чотири крупних зони залягання пісковиків, які і можна охарактеризувати як пісковики-колектори, а весь поклад як почергове залягання чотирьох газоносних пропластків в межах одного горизонту.

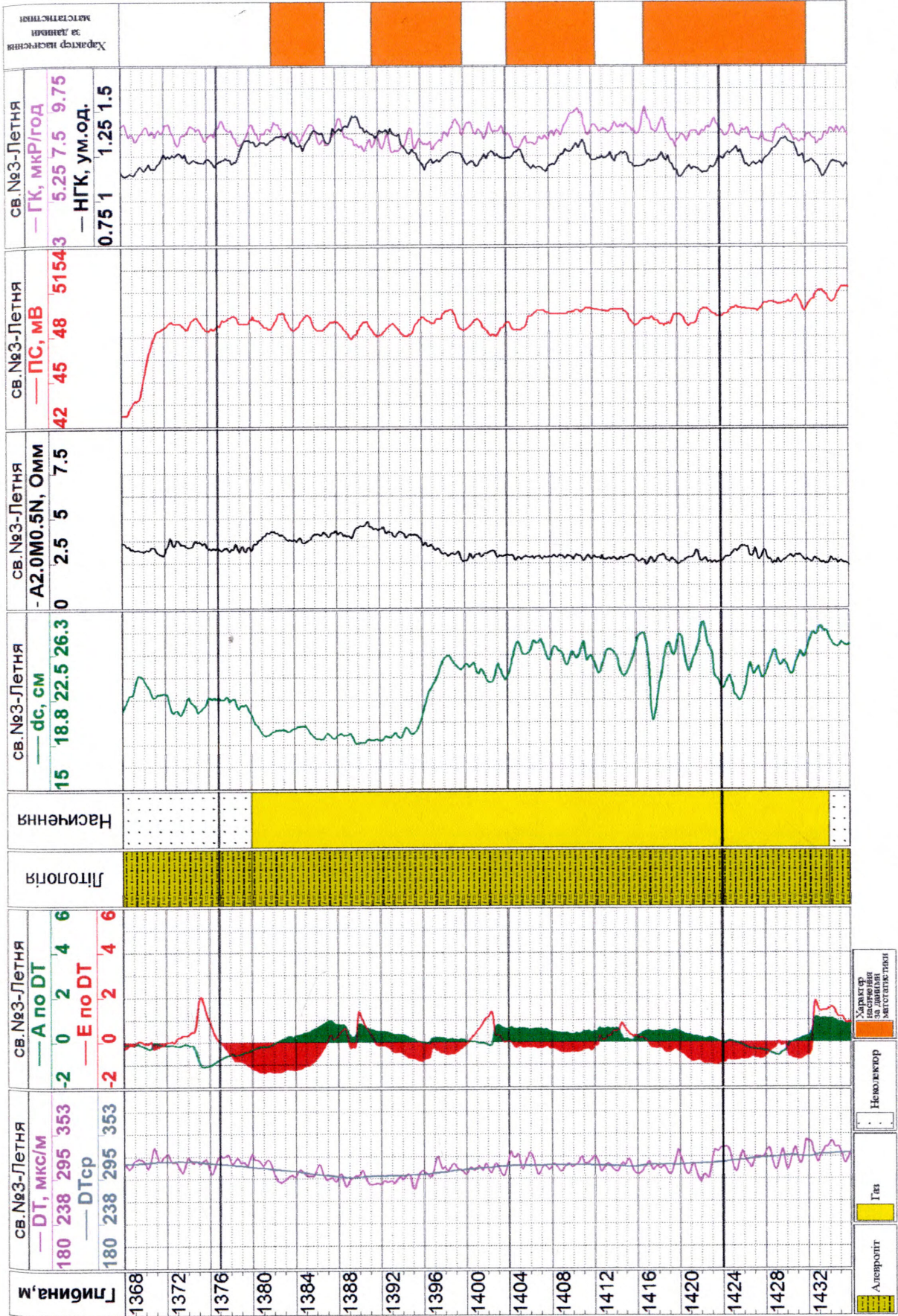


Рис.3.19 – Виділення порід-колекторів в горизонті НД-14 свердловини №3 Летнянського газоконденсатного родовища

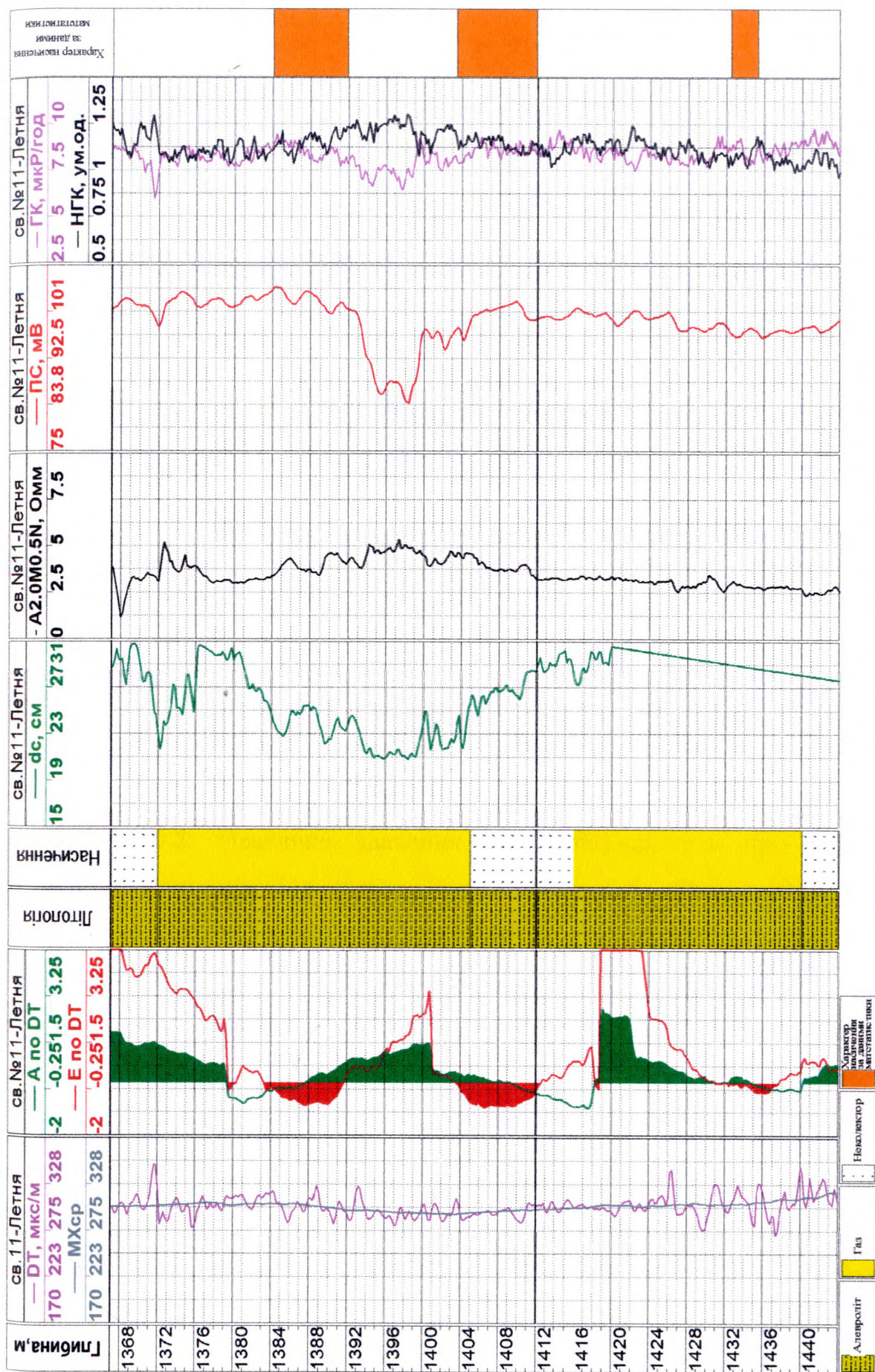


Рис. 3.20 – Виділення порід-колекторів в горизонті НД-14 свердловини №11 Летнянського газоконденсатного родовища

Наші заключення співпадають із рекомендаціями по розробці даної свердловини, отриманими в результаті аналізу геолого-гефізичного матеріалу.

На рисунку 3.20 відображено результати статистичної обробки горизонту НД-14 в свердловині №11-Летня. Горизонт НД-14 залягає в межах 1367-1412 м.

У інтервалі 1372-1400 м відмічається локальний мінімум ексцесу із значенням -1, та локальний максимум асиметрії із значенням +1,3. Різниця між максимальним і мінімальним значенням ексцесу велика, $\Delta E=6$. Це свідчить про наявність газового покладу та чітко його ідентифікує. Асиметрія достатньо велика, а значить велика піскуватість, тобто в шаруватому розрізі переважають пісковики, що і є колекторами. Тому ми можемо з ясністю сказати, що в даному інтервалі залягає газоносний поклад і рекомендувати його до розробки.

Підтвердженням наших висновків є те, що при розробці свердловини було проведено опробування даного горизонту і він дав промисловий притік газу.

У даному інтервалі виділяється і ще один локальний мінімум ексцесу в інтервалі 1404-1412 м із значенням також -1. Асиметрія навпроти нього дорівнює +0,2. Невелике значення асиметрії свідчить про невеликий коефіцієнт піскуватості, а отже тут незначна кількість пісковиків-колекторів. Але, все ж таки, можна рекомендувати цей інтервал для випробувань.

На рисунку 3.21 зображено результати статистичної обробки горизонту НД-14 у свердловині №16-Летня. Горизонт НД-14 залягає в межах 1428-1468 м.

У інтервалі 1431-1446 м знаходиться локальний максимум асиметрії, із значенням +1,75. Це означає, що в даному інтервалі великий коефіцієнт піскуватості, а значить тут залягають пісковики-колектори. Ексцес на даній глибині не має від'ємного значення, але присутня незначна аномалія при якій $\Delta E=4$. Це означає, що тут ймовірно залягання газоносного покладу, а із

врахуванням великої піскуватості можна рекомендувати інтервал до випробувань, але в межах 1437-1446 м.

В інтервалі 1431-1446 м знаходиться локальний максимум асиметрії, із значенням $+1,75$. Це означає, що в даному інтервалі великий коефіцієнт піскуватості, а значить тут залягають пісковики-колектори. Ексцес на даній глибині не має від'ємного значення, але присутня незначна аномалія при якій $\Delta E=4$. Це означає, що тут ймовірно залягання газоносного покладу, а із врахуванням великої піскуватості можна рекомендувати інтервал до випробувань, але в межах 1437-1446 м.

В інтервалах 1446-1450 м та 1450-1460 м спостерігаються локальні мінімуми ексцесу але вони не набувають від'ємних значень, хоча $\Delta E=2$. Асиметрія в цих інтервалах набуває від'ємних значень. Тому виділити ще якісь пропластки за даними статистичного аналізу ми не можемо. При інтерпретації геолого-геофізичних даних до випробування рекомендувався інтервал 1443-1453 м, оскільки було проведено розвідку на трубах в інтервалі 1445-1556 м і було отримано притік газу.

Отже, як видно з результатів останньої розглянутої свердловини надіятися тільки на статистичний аналіз даних не можна, бо не завжди можна чітко проінтерпретувати отримані дані, оскільки ми не завжди можемо бути впевнені у якості проведення акустичного каротажу.

Зіставивши і порівнявши дані статистики та результати геолого-геофізичних досліджень, особливо у тонкошаруватому розрізі або при несприятливих умовах для ГДС, можна з чіткістю рекомендувати певні інтервали для випробувань, що значно полегшить вирішення цієї задачі при неоднозначності якогось одного із цих методів.

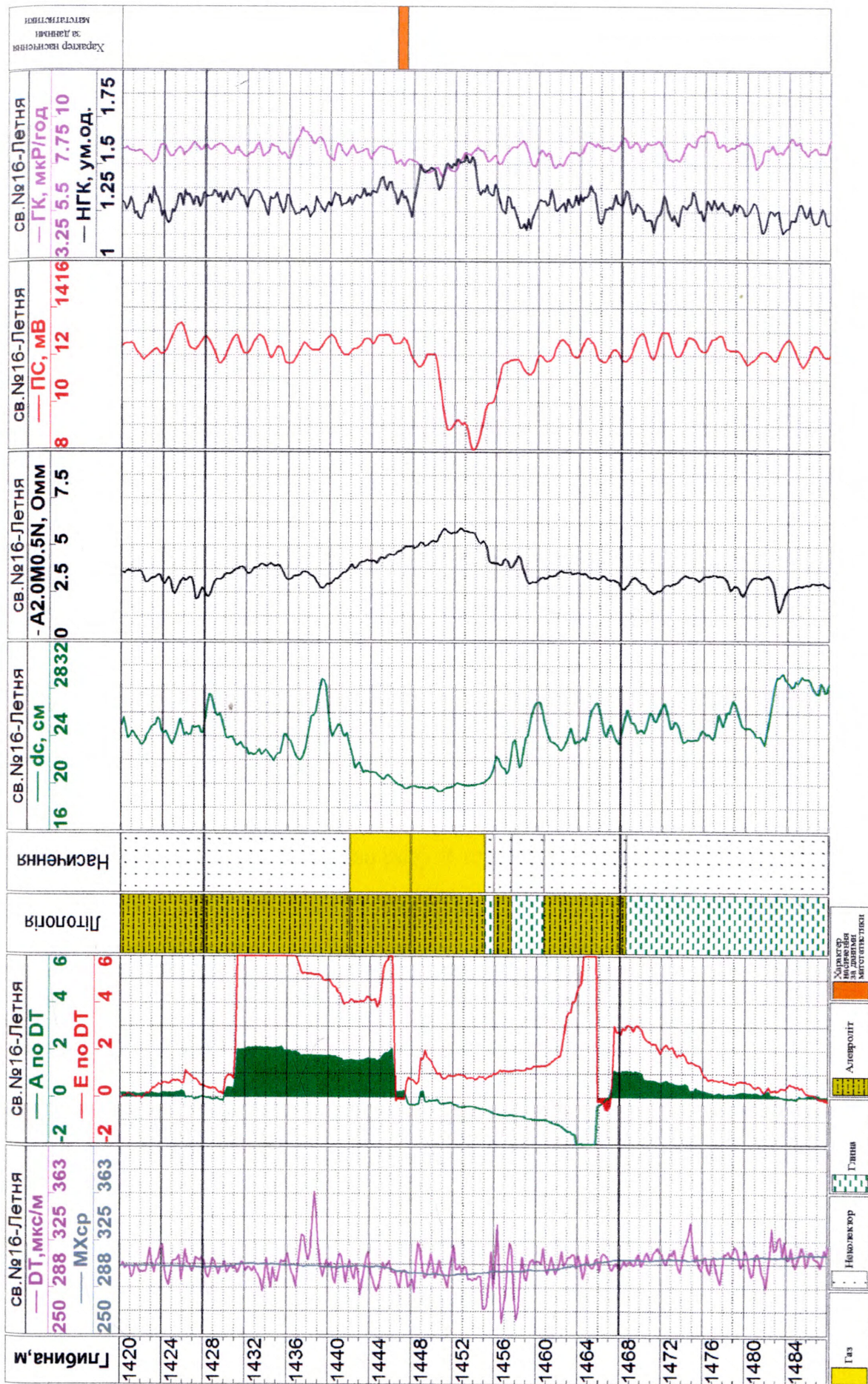


Рис.3.21 – Виділення порід-колекторів в горизонті НД-14 свердловини №16 Летнянського газоконденсатного родовища

ВИСНОВКИ

На основі проведеного нами аналізу можливостей достовірного визначення характеру насичення порід-колекторів та в результаті проведених досліджень можна зробити наступні висновки:

1. Наявність індивідуальних структурних особливостей складнопобудованих пластів-колекторів є важливим чинником, який не враховується в широковживаних моделях насичення гірських порід і негативно впливає на точність розрахованих таким чином петрофізичних параметрів пласта.

2. Надійне визначення параметрів насичення складнопобудованих порід-колекторів в значній мірі залежить від якості геофізичної інформації, що в свою чергу відображає геологічну неоднорідність розрізу

3. Використовуючи результати акустичного дослідження свердловин у складнопобудованому тонкошаруватому геологічному розрізі можна виділяти продуктивні прошарки та оцінювати доцільність їх промислової розробки.

4. Встановлені можливості прогнозування оцінки газоносності покладу за результатами статистичних моментів вищих порядків, асиметрії та ексцесу, що розраховуються за результатами акустичного каротажу.

5. Виділені продуктивні прошарки у свердловині, які характеризують даний розріз як розріз із тонкошаруватою будовою і допомагають об'єктивно оцінити товщину можливих газонасичених порід, що виповнюють розріз та імовірні породи-колектори, що можуть вміщувати вуглеводні.

РОЗДІЛ 4

ВИДІЛЕННЯ ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ У ТОНКОШАРУВАТОМУ РОЗРІЗІ ЗА ДАНИМИ ІННК НА ПРИКЛАДІ ЛЕТНЯНСЬКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА

4.1 Аналіз існуючих методик визначення характеру насичення порід-колекторів за даними методів нейтронного каротажу

Найбільшого використання на виробництві для дослідження як відкритих, так і закритих стовбурів свердловин з метою визначення початкового і поточного значення газонасичення набув імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж (ІННК).

Вперше випробування ІННК відбулося у 1959 р на Туймазинському і Ромашкінському родовищах нафти, яке показало його ефективність для визначення водонафтового контакту та виділення обводнених інтервалів пластів. У подальшому була підтверджена висока роздільна здатність ІННК, яка дозволила вирішувати задачу із визначення інтервалів обводнення пластів в обсаджених металевою обсадною колоною при малій мінералізації пластових вод та малій пористості колекторів.

Кількісна оцінка насичення колекторів за даними ІННК базується на залежності середнього часу життя τ теплових нейтронів в породах від характеру насичення і вмісту насичуючих пори флюїдів [96, 97, 98, 99].

Просторово-часовий розподіл нейтронів у двошаровому середовищі (свердловина – пласт) знаходиться в залежності від співвідношення нейтрон-поглинаючих властивостей пласта $A_{пл}$ і свердловини $A_{св}$. Однак, якщо нейтрон-поглинаючі властивості пласта менші, ніж свердловини, то при великих значеннях часу затримки зміна щільності нейтронів у свердловині відбувається за експоненціальним законом $e^{-t/\tau_{пл}}$. Цей ефект майже повністю виключає вплив свердловини на форму часового розподілу щільності

теплових нейтронів при великих значеннях затримки t (більше 0,7-1 мс), що дозволяє оцінити величину τ , а в подальшому насичення і колекторські властивості порід. Для зручності розрахунків використовують декремент затухання теплових нейтронів $\lambda = 1/\tau$.

Для багатокомпонентного середовища, окремі фази якого просторово відокремлені, λ приймається як адитивна величина [99]:

$$\lambda = \sum \lambda_i P_i, \quad (4.1)$$

де λ_i – декремент затухання теплових нейтронів у i -тій складовій, мс^{-1} ;

P_i – частка окремих складових в одиниці об'єму середовища, ч.од.

Нейтронні властивості нафтогазоносного пласта ($\lambda_{нзп}$) теригенного типу з незначною глинистістю можна представити відомою моделлю [94, 99]:

$$\lambda_{нзп} = \lambda_{ск} (1 - K_n) + K_n (\lambda_w K_w + \lambda_n K_n + \lambda_g K_g), \quad (4.2)$$

де $\lambda_w, \lambda_n, \lambda_g, \lambda_{ск}$ – декременти затухання теплових нейтронів відповідно у воді, нафті, газі і скелеті породи, мс^{-1} ;

K_n – коефіцієнт пористості, ч.од.;

K_w, K_n, K_g – коефіцієнти водо-, нафто-, газонасичення порового простору породи, ч.од.

У залежності від мінералізації пластових вод числові значення λ_w змінюються в діапазоні від 4,83 до 25 мс^{-1} ; для нафти – $\lambda_n=4,75 \text{мс}^{-1}$, а при газовому факторі $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$ – 4,60 мс^{-1} ; в конденсаті – 3,8 мс^{-1} .

Декремент затухання теплових нейтронів у пластовому газі, де переважає метан, змінюється в залежності від тиску від 0,33 до 3,30 мс^{-1} . Суттєво різні значення декременту затухання теплових нейтронів у мінералізованій воді, нафті і газі служить фізичною основою для розділення водо-, нафто- і газонасичених порід за даними ІННК. Область застосування даного методу пов'язана із пластовими водами високої мінералізації і

невисоким тиском газу. Незадовільні результати отримують при невисокій мінералізації ($C_g < 50$ г/дм³) пластових вод, а розділення нафто- і газонасичених порід обмежене при високих (більше 30 МПа) пластових тисках.

Багато авторів у своїх працях [94, 99, 100, 101, 102, 103, 104] вказують на значний вплив мінливості мінерального складу скелету породи на величину $\lambda_{нгп}$. Діапазон зміни $\lambda_{нгп}$ за рахунок мінерального складу скелету гірської породи може дорівнювати 10,8 мс⁻¹. За таких умов визначення поточних значень $K_{нгп}$, $K_{гп}$ має велику похибку 35-40 %. Вказана модель мало ефективна для дослідження покладів представлених поліміктовими пісковиками і породами з високою глинистістю.

Так, наприклад, у роботі [102, 105] автор пропонує в інтервалах продуктивних порід із складною мінеральною будовою проводити комплексну методику дослідження поточних значень коефіцієнта нафтогазонасичення із залученням методів імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу, спектрометричного нейтронного гамма-каротажу і спектрометричного гамма-каротажу.

На даний час відомо багато методик визначення насичення порід-колекторів методом ІННК [94, 95, 99, 101, 106, 107, 108, 109, 110].

Так, наприклад, у своїй роботі [101] Султанов С.А. на прикладі Ромашкінського родовища та за результатами моделювання, запропонував методику закачування у свердловину двох водних розчинів із різними нейтронними (λ_g) властивостями за рахунок різного хлор-вмісту (NaCl, CaCl₂). Закачування розчинів проводиться у продуктивний пласт, який розкритий перфорацією. Після кожного циклу подачі розчину у продуктивний пласт проводять вимірювання декременту затухання теплових нейтронів. Для визначення коефіцієнта залишкового нафтонасичення ($K_{нз}$) використовується додаткова інформація про K_n , λ_n , λ_g .

Дана методика дозволяє визначати декремент затухання теплових нейтронів у скелеті породи-колектора складної будови. Визначене значення

$\lambda_{ск}$ характеризується, як дійсна величина нейтронних властивостей продуктивної породи і тому, вплив скелета породи на визначення її поточного коефіцієнта насичення виключається. У результаті великого обсягу робіт та поглинаючих властивостей пластів, розглянута методика не набула широкого використання.

У роботах [95, 108] розглянута методика кількісної оцінки нафтонасичення, що дозволяє враховувати систематичні похибки, які пов'язані із різницею між дійсними і визначеними значеннями часу життя теплових нейтронів в пласті. В основу даної методики покладено використання реперних пластів із відомим максимальним та мінімальним значеннями нафтонасичення. Дані про нейтронні властивості реперних пластів отримують шляхом вимірювання в кожній свердловині у водоносному та нафтоносному пластах з максимальним насиченням.

До основних недоліків використання цієї методики відносяться однорідність нейтронних властивостей скелета породи водонасиченої і нафтонасиченої частини пласта. Невиконання цих умов значно збільшує похибку визначення $K_{н.пот}$.

Контроль за зміною коефіцієнта насичення пласта в роботі [108, 109] пропонується проводити поточними вимірами з наступним співставленням двох діаграм ІННК. Одна з діаграм повинна бути фоною, виміри якої проводяться у свердловині до початку експлуатації об'єкта. Друга діаграма характеризує поточне насичення пласта. Такий методологічний підхід дозволяє виключати вплив мінливості мінерального складу скелету породи і хімічної неоднорідності нафти. Декремент затухання теплових нейтронів у скелеті змінюватись не буде.

Складністю застосування такої методики є те, що в комплекс геофізичних досліджень свердловин після закінчення буріння не включаються дослідження методом ІННК і тому фонові заміри відсутні. Особливо це характерно для свердловин старого фонду при вивченні поточних коефіцієнтів насичення. Враховуючи складність отримання

фонової діаграми, в роботі [108] пропонує статистично відновлювати фонову криву методу ІННК шляхом обробки діаграми ІННК-Т разом з діаграмами стандартного комплексу ГДС, який записаний у тій ж самій свердловині в умовах початкового нафтонасичення. Методика базується на встановленні кореляційного зв'язку між нейтронними параметрами і колекторськими властивостями, які характеризують початкове нафто- і водонасичення. Головною ознакою методики є необхідність ґрунтування статистичного зв'язку нейтронних і колекторських параметрів для пластів реперного класу. Розрахунки параметрів рівняння регресії і його використання проводяться для кожної свердловини. Моделювання фонової діаграми методу ІННК виконується на основі побудованого рівняння регресії в межах кожного продуктивного пласта за умови, що насичення пласта-колектора у свердловині не відрізняється від насичення реперних пластів-колекторів.

Отже, нейтронні дослідження мають важливе значення при розв'язанні завдань із визначення характеру насичення пластів-колекторів. Особливо інформативним є імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж. Присвердловинна частина пласта суттєво не впливає на покази методу ІННК, оскільки значно більший вплив на них мають породи-колектори, що дозволяє інтерпретувати отримані дані, як фізичну характеристику порід, що виповнюють розріз. Неоднозначність даного методу пов'язана з впливом локальних неоднорідностей геологічного простору, що вимагає детальних комплексних досліджень геофізичного матеріалу та лабораторних досліджень кернового матеріалу. Тому, проблема визначення коефіцієнта газонасичення методом ІННК є на сьогоднішній день актуальною, що спонукає до пошуку шляхів її вирішення.

4.2 Використання статистичних моментів третього та четвертого порядку для визначення продуктивних товщ за даними ІННК на прикладі свердловин Летнянського газоконденсатного родовища

ІННК використовується для вирішення багатьох задач, що постають перед геофізиками при розробці нових продуктивних площ, але при застосуванні статистичних моментів третього та четвертого порядків, дані ІННК можуть бути використані також і для виділення продуктивних товщ.

Асиметрія A (центральне і нормоване відхилення третього порядку) та ексцес E (центральне і нормоване відхилення четвертого порядку) за даними імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу (ІННК), які осереднені на великих базах (15 м) по відношенню до товщини пластів, можуть бути інформативними для оцінки характеру флюїдонасиченості та піскуватості тонкошаруватих відкладів. На прикладі інтерпретації теригенних відкладів Летнянського родовища показано, що величина асиметрії та ексцесу, які розраховані для літотипів товщ потужністю 600-1100 м, за знаками (плюс чи мінус) корелюються з наявністю (відсутністю) газонасичених пластів в інтервалі аналізу та середньозваженою піскуватістю розрізу. Таким чином, цей приклад свідчить, що статистичні моменти вищих порядків фіксують загальну геологічну неоднорідність порід в області нафтогазового покладу і можуть бути використані для експрес-прогнозування розрізу на наявність газонасичених колекторів.

Даний підхід з точки зору математичної статистики та особливостей геологічної будови двокомпонентних розрізів (перешарування пісковиків-глин чи алевролітів-глин), або багатоконпонентних розрізів (перешарування пісковиків-алевролітів-аргілітів-глин) ґрунтується на наступних закономірностях. Відомо, що асиметрія або коефіцієнт асиметрії A є мірою несиметричності розподілу статистичної величини x_i з імовірністю p_i (у випадку рівноквантової каротажної кривої $p_i = 1/n$) (3.44).

Коли асиметрія суттєво відрізняється від нуля, то розподіл несиметричний, а для нормального розподілу $A=0$. Асиметрія розподілу з довгим правим хвостом позитивна ($A>0$). Коли розподіл має довгий лівий хвіст, то $A<0$.

Ексцес або коефіцієнт ексцесу E вимірює „вершиноподібність” розподілу (3.45).

Коли ексцес, який вказує на „гостроту вершини” розподілу, суттєво відмінний від нуля, то розподіл має або більш заокруглену вершину, ніж нормальний розподіл, або, навпаки, має більш гостру вершину (можливо, є декілька вершин - багатомодальний розподіл). Зазвичай, коли ексцес $E>0$, то вершина загострена, коли $E<0$, то вершина заокруглена, а при $E=0$ статистична величина має нормальний розподіл.

Як робоча гіпотеза приймалися такі зміни петрофізичних параметрів порід від характеру флюїдонасичення та колекторських властивостей: величина кількості імпульсів за хвилину у пісковиках (алевролітах) для водонасиченого розрізу або у щільних породах-колекторах менша, ніж у глинах. За наявності газонасичених колекторів дана величина збільшується і наближається за значеннями до показів у глинах. В такому випадку для інтервалів розрізу, які містять газонасичені колектори, ексцес зменшується, а при співвідношенні глин до пісковиків рівному 1:1 набирає від'ємних значень. При домінуванні пісковиків (алевролітів) ексцес приймає від'ємні значення та має локальний мінімум. Величину цього мінімуму можна розрахувати теоретично для ідеалізованих моделей середовищ або визначити емпірично. Асиметрія дає “грубу” оцінку співвідношення сумарних товщин глин і колекторів в інтервалі аналізу (середній коефіцієнт піскуватості- $K_{пч}$): при $A<0$ коефіцієнт піскуватості $K_{пч}<0.5$, а при $A>0$ він набуває значення $K_{пч}>0.5$, тобто при додатній асиметрії сумарна товщина пісковиків більша за сумарну товщину глин [111, 112, 113].

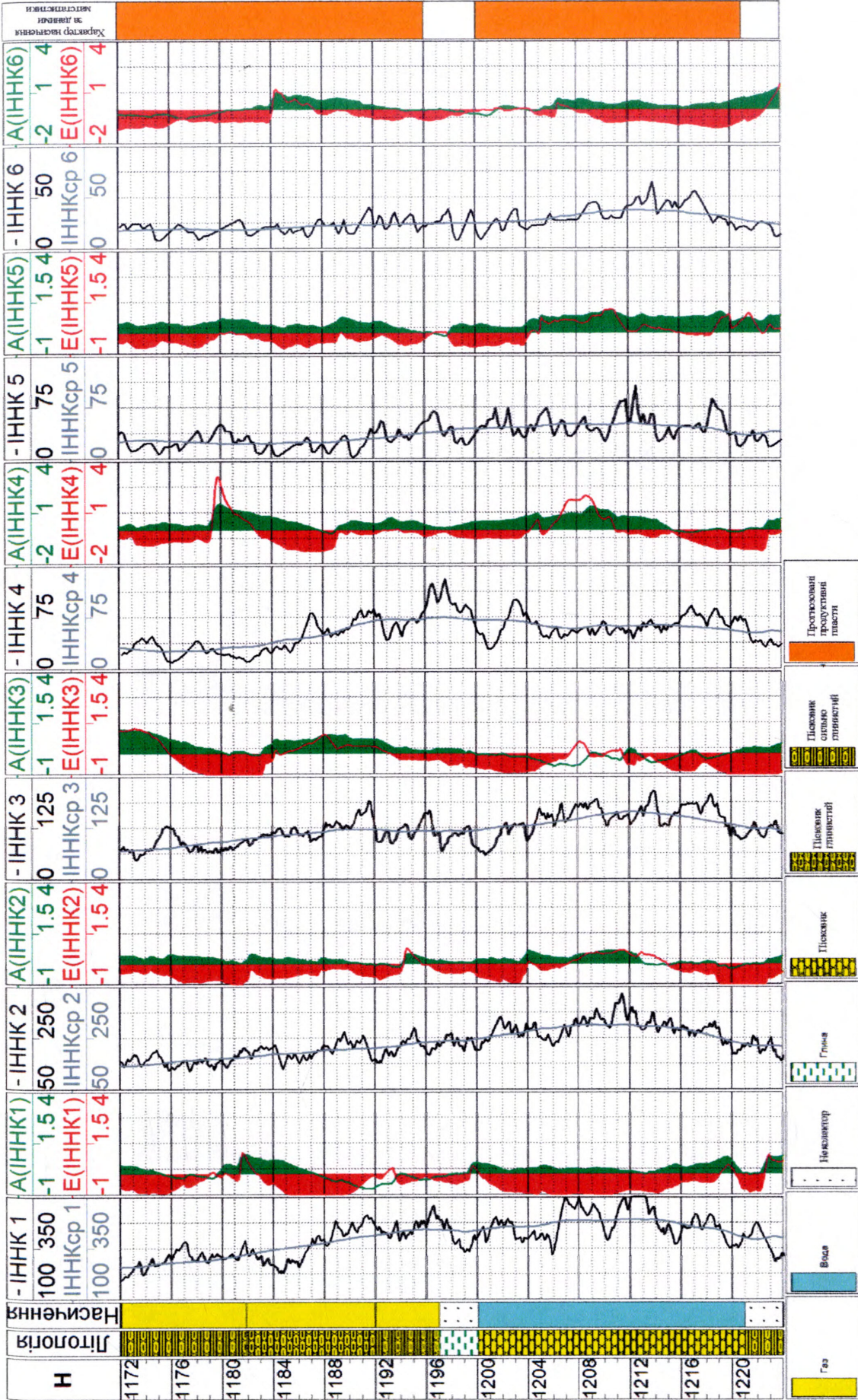


Рис.4.1 – Виділення порід-колекторів за даними ІННК у свердловині №5 Летнянського газоконденсатного родовища на глибинах 1172-1224 м

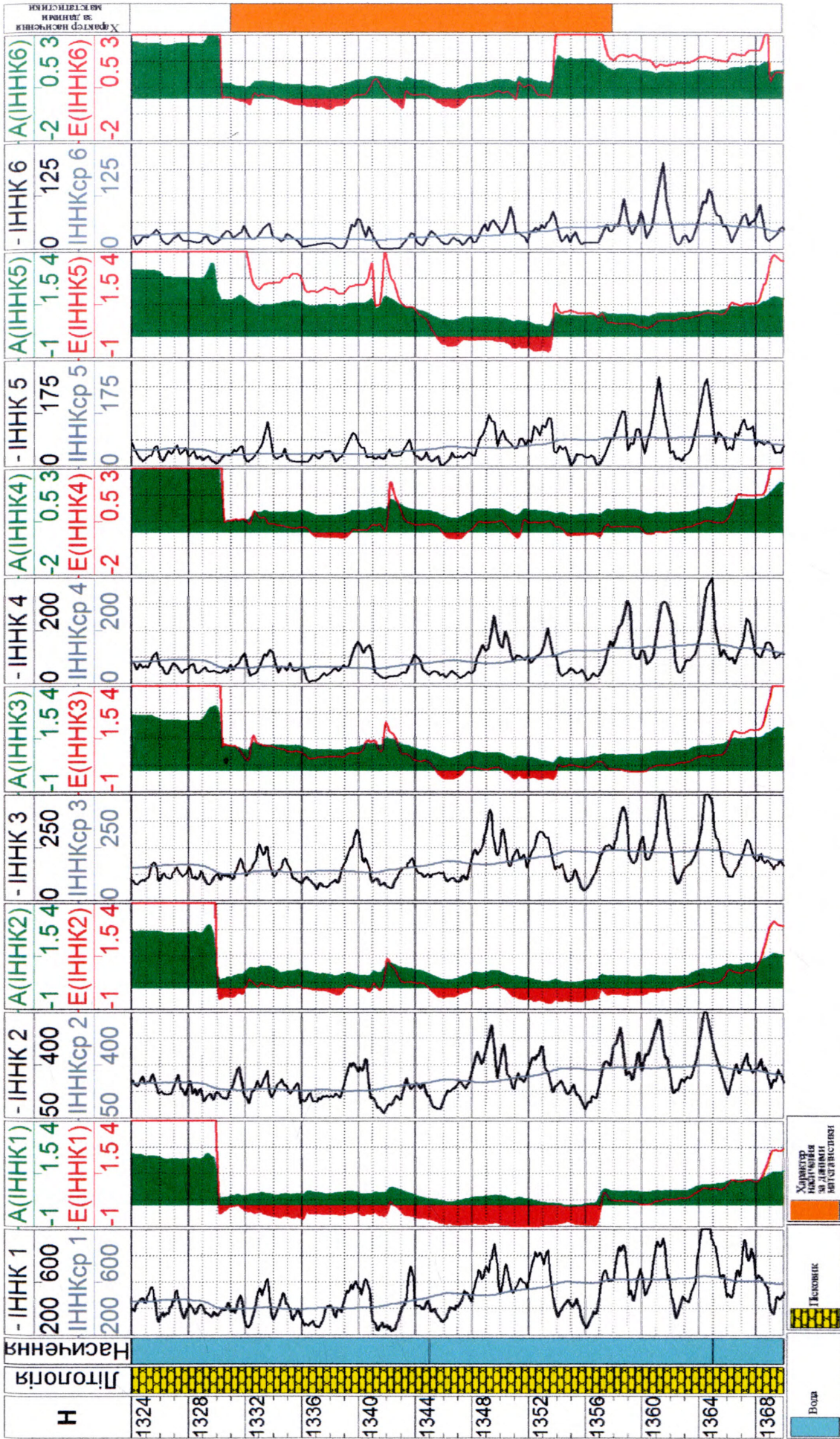


Рис.4.2 – Виділення порід-колекторів за даними ІННК у свердловині №5 Летнянського газоконденсатного родовища на глибинах 1324-1370 м

Для перевірки такого підходу до експрес-інтерпретації матеріалів ГДС ми використали каротажні діаграми ІННК свердловини 5-Летнянська, яка пробурена в контурі одноіменного газового родовища.

Аналізувались інтервали з водонасиченими, ущільненими та газонасиченими колекторами, які виділені за комплексом ГДС та підтвержені результатами випробувань (рис.4.1, 4.2).

На рисунку 4.1, 4.2 зображено результати, що отримані після аналізу та розрахунку асиметрії та ексцесу за даними ІННК для свердловини №5 Летнянського газового родовища.

На рисунку 4.1 зображено горизонт НД-12а, що вивчений глинистими та сильно глинистими пісковиками. Інтерпретація результатів геофізичних досліджень в таких горизонтах є надзвичайно ускладненою у зв'язку із неоднозначною будовою геологічного розрізу. Перший локальний мінімум для ексцесу спостерігається в інтервалі 1172-1180 м, в цьому ж інтервалі спостерігається і локальний максимум для асиметрії, що може означати наявність в даному розрізі продуктивного покладу. За даними комплексу ГДС газonosний поклад виділяється у межах даного інтервалу, що свідчить про достовірність отриманих даних за результатами статистичних моментів третього та четвертого порядків.

Наступний локальний мінімум та максимум спостерігається в інтервалі 1181-1196 м, що свідчить про можливий продуктивний пласт-колектор в даному інтервалі. За даними комплексу ГДС газонасичений інтервал виділяється в межах 1177-1197 м.

Локальні максимуми та мінімуми спостерігаються також в інтервалах 1200-1208 м та 1210-1220 м. Асиметрія в даних проміжках набуває додатніх значень, але не перевищує +1, в той час, як ексцес набуває значень до -1,5. Дані інтервали майже співпадають із висновками, що отримані при комплексній інтерпретації даних ГДС.

Отримані результати дозволяють нам зробити висновки, що статистичні моменти вищих порядків, асиметрія та ексцес, виділяють в

даному інтервалі насичені породи-колектори. Результати випробування в даному інтервалі підтверджують достовірність зроблених висновків.

На рис.4.2 зображено асиметрію та ексцес розраховані за даними ІННК, який проведений у свердловині №5 Летнянського газоконденсатного родовища. Вздовж всього інтервалу, що розглядається ми спостерігаємо додатню асиметрію, що коливається в межах від +0,5 до +2 і більше. Дану аномалію ми можемо пояснити тим, що горизонт НД-13 представлений, в основному, піщано-глинистими породами, що виповнюють розріз із переважанням пісковиків та незначним вмістом глини у порівнянні із вище та нижче залягаючими геологічними горизонтами порід. У даному розрізі ми можемо виділити два локальні мінімуми ексцесу, що відповідає глибинам 1333-1340 м та 1345-1355 м, а значення ексцесу досягає позначки -1.

Отже, проаналізувавши визначені статистичні параметри вищих порядків, ми виділяємо два продуктивні інтервали 1333-1340 м та 1345-1355 м, породи в них будуть насичені флюїдом.

Як показують результати випробування, що проводилося вздовж даного геологічного розрізу, породи тут хоча і мають хороші колекторські властивості, проте, насичені водою. Отримані результати повністю відповідають результатам випробування та дозволяють підвищити достовірність отриманих висновків.

На рис. 4.3 зображено результати асиметрії та ексцесу, що розраховані за даними ІННК у свердловині №10 Летнянсько газоконденсатного родовища для горизонту НД-12а. Проведемо аналіз отриманих даних для підтвердження чи спростування нашої гіпотези про можливість виділення колекторів за допомогою статистичних моментів третього та четвертого порядків.

Локальний мінімум ексцесу спостерігається у інтервалі 1260-1269 м та досягає значень -1,5. У цьому ж інтервалі є локальний максимум асиметрії, що дорівнює у своєму піку +1. Отже даний інтервал можна охарактеризувати як насичений флюїдом.

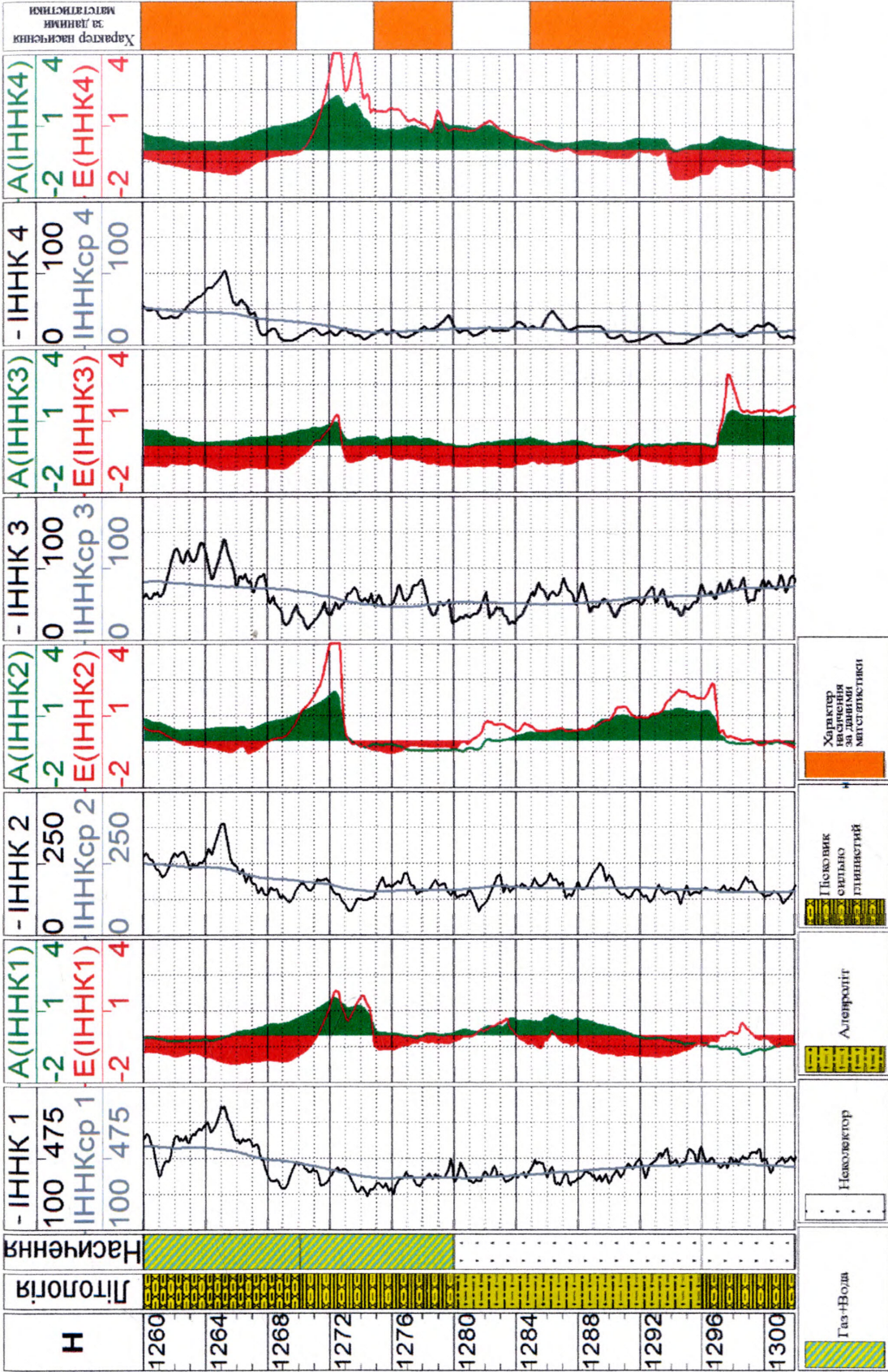


Рис.4.3 – Виділення порід-колекторів за даними ІННК у свердловині №10 Летнянського газоконденсатного родовища на

глибинах 1260-1302 м

Дослідження, що проводилися в даному інтервалі дали наступні результати: інтервал є слабо газоносним, а в результаті випробувань цих пластів у інтервалі 1260-1280 м було отримано приплив газу із водою.

Далі, відображається локальний максимум асиметрії, що виділяє пласт з непоганими колекторськими властивостями, однак не спостерігається мінімуму ексцесу, що могло б охарактеризувати породу, як колектор. Далі ситуація змінюється на протилежну, відображається локальний мінімум ексцесу, але не спостерігається максимуму асиметрії, ще не дозволяє нам виділити породу, як продуктивну.

Далі, по розрізу, ми спостерігаємо чергування максимумів асиметрії та мінімумів ексцесу, але вони або не співпадають по глибинах, або не мають чітко виділених границь, або мають мінімально прийнятні значення, які говорять нам про те, що виділити якийсь продуктивний пропласток, який би міг мати промислове значення ми не можемо.

Отже, в розглянутому розрізі свердловини №10 ми не виділяємо ні одного пропластка-колектора, щоб міг би бути рекомендованим для подальшого випробування.

За даними геолого-геофізичної розвідки свердловина №10 є приконтурною, в ній не виділялося ні одного об'єкту, що б рекомендувався для подальшого випробування. В покрівельній частині горизонту НД-12 пласти виділялися як слабогазоносні, що повністю співпадає з отриманими нами результатами.

На рисунку 4.4 зображено розраховані результати асиметрії та ексцесу за даними ІНК для свердловини №7 Летнянського газоконденсатного родовища.

Локальний мінімум і максимум ексцесу та асиметрії відмічається у інтервалі 1150-1160 м. Ексцес набуває значень до -1,5, а асиметрія до +0,5. Від'ємне значення ексцесу характеризує даний проміжок, як продуктивний та насичений флюїдом, а незначне додатне значення асиметрії пояснюється тим, що даний геологічний розріз вивчений сильно глинистими

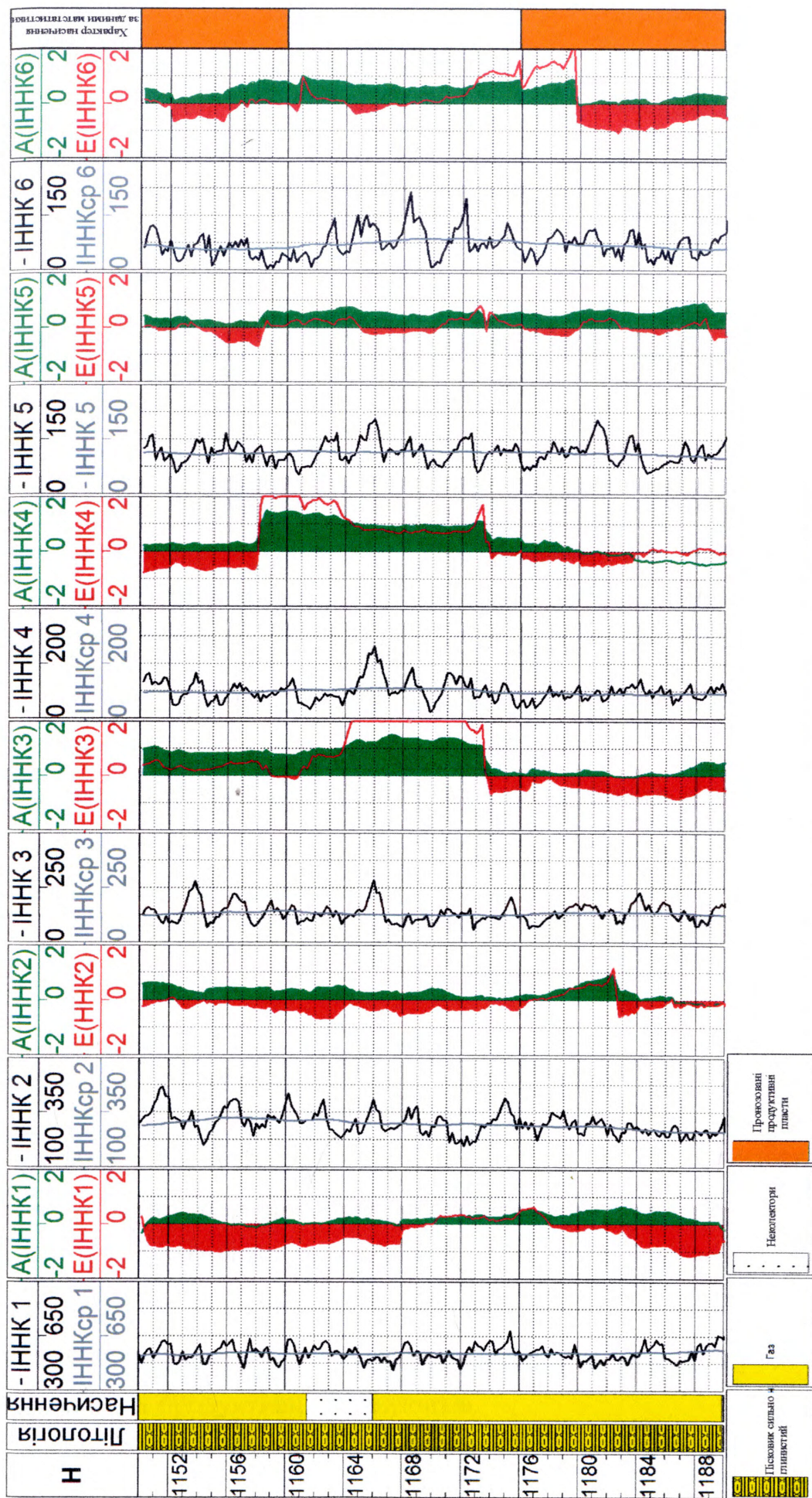


Рис. 4.4 – Виділення порід-колекторів за даними ІННК у свердловині №7 Летнянського газоконденсатного родовища на глибинах 1150-1190 м

пісковиками, які не мають задовільних колекторських властивостей.

Також, ми виділяємо інтервал 1178-1188 м, що характеризується від'ємними значеннями ексцесу та додатніми значеннями асиметрії. Його, за результатами статистичної обробки даними ІННК, можна охарактеризувати як продуктивний.

За даними геофізичних досліджень інтервал 1150-1162 м розглядається як продуктивний флюїдонасичений і рекомендується для подальшої розробки, а також рекомендується до подальшого вивчення та розробки, як можливий продуктивний інтервалі 1165-1190. Як видно з результатів геолого-геофізичних досліджень, отримані статистичні характеристики для даного розрізу повністю співпадають з останніми і є більш детальними.

Результати статистичного аналізу параметрів вищих порядків, що ми отримали за даними імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу, співпадають із висновками, які були отримані на основі геолого-геофізичних результатів. Отже, можна стверджувати про доцільність застосування методики статистичного аналізу параметрів (за результатами ІННК) для тонкошаруватих неогенових відкладів сарматського ярусу, ідентифікація та виділення продуктивних товщ в яких є надзвичайно складною задачею.

ВИСНОВКИ

1. Використання даних ІННК для розрахунку статистичних моментів третього та четвертого порядків підвищують точність виділення продуктивних прошарків у тонкошаруватому розрізі.

2. Запропонована методика визначення порід-колекторів за допомогою статистичних моментів вищих порядків, асиметрії та ексцесу, у складнобудованих тонкошаруватих породах, яка підвищує ефективність визначення продуктивних горизонтів.

3. Запропонована та опробувана методика використання методу ІНК, при його статистичній обробці, для виділення у складнобудованих неогенових відкладах сарматського ярусу продуктивних порід-колективів на прикладі Летнянського газоконденсатного родовища.

ВИСНОВКИ

У результаті теоретичних та експериментальних досліджень складнобудованих неогенових піщано-глинистих товщ та ефективності їх геофізичних досліджень розроблено новий підхід до інтерпретації результатів електричних, акустичних та нейтронних вимірювань з використанням елементів математичної статистики вищого порядку.

Запропоновано нові способи розчленування тонкошаруватих піщано-глинистих порід, які враховують не тільки складну структуру їх будови, а і степінь розчленованості розрізу, що є більш ефективними у порівнянні з широкоживаними інтерпретаційними геофізичними підходами.

Теоретичне обґрунтування нового методологічного підходу до розчленування неогенового піщано-глинистого розрізу у Більче-Волицькій зоні Передкарпатського прогину за результатами акустичного та імпульсного нейтрон-нейтронного каротажів, дає можливість враховувати вплив вертикальної неоднорідності літолого-стратиграфічних комплексів на покази методів ГДС, що підвищує ефективність геофізичних досліджень у свердловинах.

Розрахунок коефіцієнта вертикальної неоднорідності розрізу на основі геофізичних даних дає змогу визначити правомірність застосування статистичних моментів вищих порядків для більш детального розчленування тонкошаруватого піщано-глинистого розрізу в межах газових родовищ Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину.

Найважливіші наукові та практичні результати дисертаційної роботи.

1. Вперше запропоновано використання статистичних моментів третього та четвертого порядків, що розраховуються за даними свердловинних геофізичних досліджень для виділення продуктивних газонасичених пластів у тонкошаруватому піщано-глинистому, неогеновому розрізі.

2. Створено методику виділення газонасичених порід-колекторів за даними акустичного каротажу у складнопобудованому, тонкошаруватому, неогеновому розрізі газоконденсатних родовищ Більче-Волицької зони.

3. Теоретично обґрунтовано зв'язок асиметрії та ексцесу, що розраховуються за свердловинними геофізичними даними, із вертикальною неоднорідністю складнопобудованих тонкошаруватих піщано-глинистих порід, що виповнюють геологічний розріз неогену.

4. Вперше створено модель виділення продуктивних горизонтів у неогеновому складнопобудованому, тонкошаруватому розрізі за результатами дослідження свердловин імпульсними нейтрон-нейтронними методами.

5. Розраховано коефіцієнт вертикальної неоднорідності неогенових відкладів сарматського ярусу Летнянського газоконденсатного родовища за результатами обробки геофізичних кривих та обґрунтовано тонкошарувату геологічну будову досліджуваного родовища.

6. Обґрунтовано можливість використання асиметрії та ексцесу, для виділення порід-колекторів, що залягають у неогенових відкладах Летнянського газоконденсатного родовища та доведена ефективність використання даної методики для інтерпретації результатів свердловинних досліджень складнопобудованих тонкошаруватих піщано-глинистих порід.

Отримані у дисертації наукові і практичні результати є основою комплексного підходу до вирішення проблеми, пов'язаної із виділенням порід-колекторів у тонкошаруватих геологічних розрізах та визначенням їх коефіцієнта газонасичення. Вони є науково обґрунтованими та базуються на великій кількості опрацьованого фактичного матеріалу і апробовані у процесі обробки та інтерпретації результатів ГДС Вижомлянського, Грушівського та Летнянського газоконденсатних родовищ.

Практичне впровадження отриманих результатів дасть змогу підвищити достовірність комплексних геолого-геофізичних досліджень як під час пошуку вуглеводнів, так і при визначенні підрахункових параметрів

складнобудованих порід-колекторів, що є вагомим внеском у стабілізацію та збільшення видобутку вуглеводневої сировини в Україні.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Кожевников Д.А. Проблемы интерпретации данных ГИС / Д.А. Кожевников // Международная геофизическая конференция ЕАГО-SPWLA. – Москва-98: ГАНГ. – 1998. – С. 133-154.
2. Кнеллер Л.Е. Технология оценки качества материалов ГИС при комплексной интерпретации / Л.Е. Кнеллер, Я.С. Гайфулин, А.П. Потапов// Научн.-практ. семинар «Проблемы качества ГИС» [Тверь], 27-30 января 1997 р. – Тверь. – 1997.
3. Ахметов Р.Т. Эффективность индукционного зонда в слоистой среде. / Р.Т. Ахметов, В.Ф. Шабарин// – ЭИ. Сер. Региональная, разведочная и промысловая геофизика. – М.: ВИЭМС, 1978. – № 20. – С. 25-29.
4. Рудяк Б.В. Оценка достоверности определения электрических параметров пластов-коллекторов / Б.В. Рудяк, Ю.Л. Шейн// – Известия вузов, сер. Геология и разведка. – М., – 1989. – № 10 – С. 105-110.
5. Борисов М.А. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных ГИС в системе «ModEll» / М.А. Борисов, А.Ю. Лопатин, М.М. Элланский// Международная геофизическая конференция и выставка «Геофизика XXI века – прорыв в будущее». – Москва: ЕАГО, 2003. – С.55-58.
6. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин / С.С. Итенберг. – М.: Недра, 1972. – 312 с.
7. Альпин Л.М. К теории электрического каротажа буровых скважин / Л.М. Альпин – М.:ОНТИ. – 1938. – №9.
8. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин / В.Н. Дахнов – М.: Гостоптехиздат, 1955. – 492 с.
9. Дахнов В.Н. Геофизические методы изучения нефтегазоносных коллекторов / В.Н. Дахнов – М.: Недра, 1972. – 365 с.

10. Куликович А.Е. Отбивка границ пластов и выделение песчаников по данным электрического каротажа при помощи цифровых вычислительных машин / А.Е. Куликович, Н.Н. Сохранов, И.Н. Чуринова // Прикладная геофизика. – М.: Недр. – 1964. № 39. – С. 107-113.

11. Итенберг С.С. Интерпретация результатов каротажа скважин / С.С. Итенберг. – М.: Недр, 1978. – 217 с.

12. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. – 2-е изд., переработанное / В.Н. Дахнов. – М.: Недр, 1982. – 448 с.

13. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. / В.Н. Дахнов. – М.: Недр, – 1975. – 312 с.

14. Вендельштейн Б.Ю. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. / Б.Ю. Вендельштейн, Р.А. Резванов. – М.: Недр, 1978. – 263 с.

15. Комаров С.Г. Оценка нефтегазонасыщенности пластов по данным каротажа / С.Г. Комаров, Э.Ю. Николаевский, Н.Н. Сохранов // Прикладная геофизика, № 54. – М.: Недр, 1967, С. 172-184.

16. Вендельштейн Б.Ю. Изучение осадочных пород методом потенциалов собственной поляризации. Дис. на соиск. уч. степ. докт. геол.-минерал. наук/ Б.Ю. Вендельштейн; М.: МИНХиГП, 1970.

17. Латышова М.Г. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин / М.Г. Латышова, Б.Ю. Вендельштейн, В.П. Тузов. – М.: Недр, 1975. – 272 с.

18. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин / В.Н. Дахнов. – М.: Недр, 1972. – 365 с.

19. Комаров С.Г. Геофизические методы исследования скважин / С.Г. Комаров. – М.: Недр, 1973. – 367 с.

20. Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин / М.Г. Латышова. – М.: Недра, 1966. – 172 с.

21. Итенберг С.С. Нефтепромысловая геофизика для геологов. 2-е изд. / С.С. Итенберг. – М.: Гостоптехиздат, 1957. – 287 с.

22. Вендельштейн Б.Ю. Использование данных промысловой геофизики при подсчете запасов нефти и газа / Б.Ю. Вендельштейн, В.В. Ларионов. – М.: Недра, 1964. – 198 с.

23. Дебранд Р. Теория и интерпретация результатов геофизических методов исследования скважин / Р. Дебранд. – М.: Недра, 1972. – 288 с.

24. Дахнов В.Н. Геофизические методы изучения нефтегазоносных коллекторов / В.Н. Дахнов, Л.П. Долина. – М.: Гостоптехиздат, 1959. – 264 с.

25. Литвинов С.Я. Промысловая геофизика / С.Я. Литвинов, Л.В. Ахаров. – М.: Гостоптехиздат, 1954. – 273 с.

26. Перьков Н.А. Интерпретация результатов каротажа нефтяных скважин / Н.А. Перьков. – М.: Гостоптехиздат, 1958. – 196 с.

27. Хефферан Х. Основы геофизического исследования скважин / Х. Хефферан, О. Браво, Х. Буханов. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 321 с.

28. Алексеев Ф.А. Использование спектрометрии естественного гамма-излучения горных пород в условиях обсаженных скважин для решения некоторых вопросов нефтепромысловой геологии / Ф.А. Алексеев, Д.И. Лейпунская, Н.Л. Тихомирова// – Труды ВНИИЯГГ. – М.: Недра, 1970. – Вып.8. – С. 333-414.

29. Алексеев Ф.А. Использование ядерных методов в нефтегазовой геологии / Ф.А. Алексеев, Р.П. Готтих, В.С. Лебедев. – М.: Недра, 1973. – 382 с.

30. Ингерман В.Г. Автоматизированная интерпретация результатов геофизических исследований скважин / В.Г. Ингерман. – М.: Недра, 1981. – 223 с.

31. Вендельштейн Б.Ю. Удельное сопротивление глинистых пород / Б.Ю. Вендельштейн, А.С. Горбенко. – М.: Недра, 1972. – С. 376-385. (В кн. Губкинские чтения. К 100-летию со дня рождения).

32. Дахнов В.Н. Разведка и разработка полезных ископаемых / В.Н. Дахнов. – М.: Гостоптехиздат, 1958. – С. 3-16.

33. Дворкин И.Л. Геофизическая разведка на нефть и газ / И.Л. Дворкин. – М.: Гостоптехиздат, 1959. – С. 44-49.

34. Дворкин И.Л. Опыт применения радиоактивного каротажа для определения положения водонефтяного контакта / И.Л. Дворкин, А.Ш. Галевич, В.И. Налюбицкий// «Нефтяное хозяйство». – 1959. – №6. – С. 19-22.

35. Ларионов В.В. Разведка и разработка полезных ископаемых / В.В. Ларионов. – М.: Гостоптехиздат, 1958. – С. 118-122.

36. Кухаренко Н.К. Новый геофизический метод выявления нефтеносных и водоносных пластов / Н.К. Кухаренко, Ю.С. Шимелевич, Д.Ф. Беспалов// «Нефтяное хозяйство», 1956. – № 7. – С. 10-11.

37. Цлав Л.З. Ядерная геофизика / Л.З. Цлав. – М.: Гостоптехиздат, 1959. – С. 228-238.

38. Цлав Л.З. Ядерная геофизика при поисках полезных ископаемых / Л.З. Цлав, П.А. Стенин. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – С. 70-76.

39. Аллен Л.С. Промысловая геофизика / Л.С. Аллен, Л.В. Титтл, В.Р. Миллс. – М.: Недра, 1970. – С. 99-109.

40. Барсуков О.А. Количественное определение пористости по данным гамма-нейтронного метода / О.А. Барсуков // Труды МНИ. – М.: Гостоптехиздат, 1955. – Вып. 15. – С. 196-210.

41. Гулин Ю.А. О характере зависимости показаний нейтронного каротажа от пористости пород / Ю.А. Гулин// «Прикладная геофизика». – М.: Недра, 1973. – Вып. 72. – С. 204-214.

42. Дахнов В.Н. Расчленения коллекторов по нефтенасыщению в обсаженных скважинах нейтронным гамма-методом / В.Н. Дахнов,

А.И. Холин, О.А. Барсуков// «Нефтяное хозяйство». – М.: Недра, 1955. – №8. – С. 50-56.

43.Дворкин И.Л. Интерпретация нейтронных исследований в действующих скважинах / И.Л. Дворкин, Д.А. Шапиро. – М.: ЦНИИТЭНефтегаз, 1965. – 43 с.

44.Кожевников Д.А. Нейтронные характеристики горных пород и их использование в нефтепромысловой геологии / Д.А. Кожевников. – М.: Недра, 1974. – 184 с.

45.Коноплев Ю.В. Использование аппаратуры ИННК для разделения водоносных и нефтеносных пластов в условиях низкой минерализации пластовых вод / Ю.В. Коноплев// «Геофизическая аппаратура». – М.: Недра, 1968. – Вып. 36. – С. 165-167.

46.Померанц Л.И. Геофизические методы исследования нефтяных и газовых скважин / Л.И. Померанц. – М.: Недра, 1981. – 376 с.

47.Гулин Ю.А. Комплекс нейтронного гамма-каротажа и нейтрон-нейтронного каротажа по надтепловым нейтронам для исследования песчано-глинистых разрезов в нефтяных скважинах / Ю.А. Гулин// «Нефтегазовая геология и геофизика». – М.: Недра, 1972. – №2. – С. 52-54.

48.Гулин Ю.А. Ядерно-геофизические методы / Ю.А. Гулин. – Новосибирск: Наука, 1972.– С. 302-310.

49.Дворкин И.Л. Изучение влияния поглощающих нейтронных свойств горных пород на показания стационарных нейтронных методов / И.Л. Дворкин, И.Г. Дядькин, Ф.Х. Еникеева, В.Х. Стариков// «Изв. АН СССР. Сер. Физика Земли», 1971. – №9. – С. 100-103.

50.Баранов В.И. Справочник по радиометрии / В.И. Баранов. – М.: Гостоптехиздат, 1957. – 190 с.

51. Котяхов Ф.И. Использование керна, отобранного на известково-битумном растворе, для оценки коллекторских свойств пород / Ф.И. Котяхов, Ю.А. Кузьмичев, Ю.С. Мельникова// «Труды ВНИИ». – М.: Недра, 1968. – Вып. 54. – С. 56-75.

52. Тихомирова Н.Л. Ядерно-геофизические, геохимические и изотопные методы в геологии / Н.Л. Тихомирова. – М.: ОНТИ ВНИИЯГГ, 1968. – С. 342-351.

53. Кормильцев Ю.В. Выделения продуктивных пластов методами ядерной геофизики в обсаженных скважинах / Ю.В. Кормильцев. – Саратов: ОНТИ НВ НИИГГ, 1971. – с. 63-76.

54. Шимелевич Ю.С. Основы импульсного нейтрон-нейтронного каротажа / Ю.С. Шимелевич, А.С. Школьников, А.Л. Поляченко. – М.: ВНИИЯГГ, 1965. – 295 с.

55. Гулин Ю.А. Ядерно-геофизические и акустические методы выделения продуктивных пластов в обсаженных скважинах / Ю.А. Гулин, Д.А. Бернштейн, М.В. Иванов // ВНИИЯГГ, Труды. – М.: Недра, 1972. – Вып. 11. – С. 60-74.

56. Комплексное изучение геологического строения многопластовых нефтяных рождений / [Халимов Э.М., Столбова Т.М., Валиуллина Р.Т., Лайкам В.М.]; ред. Ованесова Г.П.; М.: Недра, 1975. – 175 с.

57. Борисов Ю.П. Влияния неоднородности пластов на разработку нефтяных месторождений / Ю.П. Борисов, В.В. Воинов, З.К. Рябинина. – М.: Недра, 1970. – 288 с.

58. Семин Е.И. Об итогах линейной интерполяции в определении мощности песчаников при различных расстояниях между скважинами в условиях эксплуатационного объекта Д₁ нефтяных месторождений Татарии и Западной Башкирии / Е.И. Семин // «Татарская нефть», Труды Татарского НТО нефтяной и газовой пром. – Альметьевск, 1961. – №2. – С.17-20.

59. Семин Е.И. О возможности использования некоторых статистических характеристик для оценки степени неоднородности продуктивных пластов / Е.И. Семин // Научно-технический сборник по добыче нефти, труды Всесоюз. нефтегазового науч.-исслед. инст. – М.: Гостоптехиздат, 1959. – вып.6. – С. 18-24.

60. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин / В.Н. Дахнов. – М.: Недра, 1982. – 423 с.

61. Комаров С.Г. Геофизические методы исследования скважин / С.Г. Комаров. – М.: Недра, 1973. – 341 с.

62. Итенберг С.С. Промысловая геофизика / С.С. Итенберг. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 265 с.

63. Латишова М.Г. Достоверность геофизической и геологической информации при подсчете запасов нефти и газа / М.Г. Латишова, Т.Ф. Дяконова, В.П. Цирульников. – М.: Недра, 1985. – 287 с.

64. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах. – М.: Недра, 1985. – 227 с.

65. Жувагин И.Г. Состояние метрологического обеспечения геофизических средств измерения на предприятиях Миннефтепрома / И.Г. Жувагин, В.В. Лаптев, Г.А. Калистратов, В.М. Лобанов // Измерительная техника, 1977. – №8. – С.14-15.

66. Ингерман В.Г. Автоматизированная интерпретация результатов геофизических исследований скважин / В.Г. Ингерман. – М.: Недра, 1983. – 328 с.

67. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород / В.Н. Дахнов. – М.: Недра, 1975. – 417 с.

68. Вендельштейн Б.Ю. Геофизические методы определения параметров нефтегазоносных коллекторов / Б.Ю. Вендельштейн, Р.А. Резванов. – М.: Недра, 1978. – 293 с.

69. Нелепченко О.М. Оптимальные комплексы геофизических исследований нефтяных и газовых скважин Западной Сибири / О.М. Нелепченко, В.Х. Ахияров, Я.Н. Басин // Труды ЗапСибНИГНИ. – М.: Недра, 1976. – Вып. 91.

70. Комаров С.Г. Оценка нефтегазоносности пластов по данным каротажа / С.Г. Комаров, Э.Ю. Миколаевский, Н.Н. Сохранов // Прикладная геофизика. – М.: Недра, 1967. – Вып. 54. – С. 172-184.

71. Леонтьев Е.И. Изучения коллекторов нефти и газа месторождений Западной Сибири геофизическими методами / Е.И. Леонтьев, Г.М. Дорогиницкая, Г.С. Кузнецов. – М.: Недра, 1974. – 238 с.

72. Померанц Л.И. Геофизические методы исследования нефтяных и газовых скважин / Л.И. Померанц. – М.: Недра, 1975. – 293 с.

73. Итенберг С.С. Интерпретация результатов каротажа скважин / С.С. Итенберг. – М.: Недра, 1978. – 314 с.

74. Комаров С.Г. Геофизические методы исследования скважин / С.Г. Комаров. – М.: Недра, 1973. – 289 с.

75. Латышова М.Г. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин / М.Г. Латышова, Б.Ю. Вендельштейн, В.П. Тузов. – М.: Недра, 1987. – 276 с.

76. Сохранов Н.Н. Обработка и интерпретация с помощью ЭВМ результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин / Н.Н. Сохранов, С.М. Аксельрод. – М.: Недра, 1982. – 278 с.

77. Крамер Г. Математические методы статистики / Г. Крамер. – М.: ИЛ, 1948. – 347 с.

78. Смирнов Н.В. Краткий курс математической статистики для технических приложений / Н.В. Смирнов, И.В. Дунин-Барковский. – М.: ИЛ, 1956. – 351 с.

79. Линник Ю.В., Способ наименьших квадратов и основы теории обработки наблюдений / Ю.В. Линник. – М.: ИЛ, 1958.

80. Фишер Р.А. Статистические методы для исследователей / Р.А. Фишер. – М.: Госстатиздат, 1958. – 270 с.

81. Изотова Т.С. Интерпретация данных ГИС тонкослоистых разрезов сармата Предкарпатского прогиба на основе компьютерных технологий /

Т.С.Изотова, О.В.Бондаренко, А.О. Пуш// Каротажник. – 2005. – Вып. 14(141). - С.112-118.

82.Кушта Г. Типізація відкладів сармату Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину / Г. Кушта, О. Бондаренко, Т. Вертепний/ тези доповідей наукової конференції молодих вчених і спеціалістів ЛВ УкрДГРІ. – Львів: ЛВУкрДГРІ, 2005. – С. 33-35.

83.Рац М.В. Неоднородность горных пород и их физических свойств / М.В.Рац. – М.: Наука, 1968. – 100 с.

84.Булатова Ж.М. Акустический каротаж / Ж.М.Булатова, Е.А.Волкова, Е.Ф.Дубров // – Л.: Недра, 1970. – 264 с.

85.Ивакин Ю.Н. Акустический метод исследования скважин / Ю.Н.Ивакин, Е.Н.Карус, О.Л.Кузнецов – М.: Недра, 1978. – 320 с.

86.Петкевич Г.И. Применения акустического каротажа для решения геологических задач в разрезах песчано-глинистых пород / Г.И.Петкевич, Ю.Н.Усенко, Г.И.Притулко. – Киев: Наук. Думка, 1982. – 172 с.

87.Петкевич Г.Н. Скважинная сейсмоакустика при решении задач прогнозирования геологического разреза/ Г.Н.Петкевич, Р.П.Морошан, Ю.В.Філатов. – Киев: Наук.думка, 1985. – 232 с.

88.Красножон М.Д. Комплексна інтерпретація матеріалів ГДС з використанням комп'ютерної технології «Геопошук» / М.Д.Красножон, В.Д.Косаченко. – К.: УкрДГРІ, 2007. – 254 с.

89.Федоришин Д.Д. Застосування статистичних центральних моментів для експрес-інтерпретації даних ГДС у тонкошаруватих сарматських відкладах Більче-Волицької зони/ Д.Д.Федоришин, Р.П.Морошан, І.О.Пятковська // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2011. – №4(41). – С. 36-40.

90.Федоришин Д.Д. Розпізнавання образів фізичних полів літолого-стратиграфічних комплексів за результатами геофізичних досліджень та методів математичної статистики / Д.Д.Федоришин, І.О.Пятковська,

С.Д.Фдоришин, М.В.Саварин// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ – 2012. – №4(45). – С.62-69.

91. Пятковская И.О. Применения масштабных эффектов 3-4 рода для экспресс-интерпретации данных ГИС на примере тонкослойных Сарматских отложений Бильче-Волыцкой зоны / И.О.Пятковская // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых (г.Томск, Россия, 2012 г). – Томск: ТПУ. – 2012. – Том I. – С. 408-410

92. Федоришин Д.Д. Методика застосування статистичний центральних моментів для експрес-інтерпретації даних / Д.Д.Федоришин, Р.П.Морошан, І.О.Пятковська // Геодинамика, тектоника и флюидодинамика нефтегазоносных регионов Украины: тезисы докл. X Междунар. конференции “Крым-2012” (Крим, 2012 р). – Симферополь, 2012. – С.76-78.

93. Федоришин Д.Д. Розпізнавання образів фізичних полів літолого-стратиграфічних комплексів за допомогою методів математичної статистики на прикладі Вишнянського газового родовища / Д.Д.Федоришин, І.О.Пятковська, М.І.Садівник // міжнародна науково-практична конференція молодих учених та студентів “Техніка і прогресивні технології у нафтогазовій інженерії – 2012”. – Івано-Франківськ. – 2012. – С. 265-268.

94. Вендельштейн Б.Ю. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализа керна, опробований и испытаний продуктивных пластов / Б.Ю. Вендельштейн, В.Ф. Козяр, Г.Г. Яценко; – Калинин: НПО “Союзпромгеофизика”, 1990. – 261 с.

95. Итенберг С.С. Интерпретация результатов каротажа сложных коллекторов [Текст] / С.С. Итенберг, Г.А. Шнурман. – М.: Недра, 1984. – 256 с.

96. Основы импульсного нейтрон-нейтронного каротажа / [Шимелевич Ю.С., Школьников А.С., Поляченко А.Л. и др.]; ред.

Шимелевич Ю.С. ; ОНТИ Всесоюз. науч.-исслед. ин-та ядерной геофизики и геохимии – М.: Ротапринт, 1965. – 195 с.

97. Основы импульсных нейтронных методов каротажа (методическое пособие) / [Кедров А.И., Новгородов В.А., Поляченко А.Л. и др.]; ред. Кедров А.И.; ОНТИ Всесоюз. науч.-исслед. ин-та ядерной геофизики и геохимии – М.: Ротапринт, 1969. – 225 с.

98. Ерозолимский Б.Г. Метод разделения водонефтенасыщенных пластов, основанный на применении импульсного нейтрон-нейтронного источника / Б.Г. Ерозолимский, А.С. Школьников // Ядерная геофизика. – М.: Гостоптехиздат, 1959. – С. 16-24.

99. О результатах применения нейтронных импульсных методов и аппаратуры для исследования разреза скважин / Ф.А. Алексеев, Б.Г. Ерозолимский, Д.Ф. Беспалов [и др.] // Ядерная геофизика при поисках полезных ископаемых. – М. : Гостоптехиздат, 1960. – С. 20-27.

99. Кожевников Д.А. Нейтронные характеристики горных пород и их использование в нефтепромысловой геологии / Д.А. Кожевников. – М.: Недра, 1974. – 184 с.

100. Алексеев Ф.А. Использование ядерных методов в нефтегазовой геологии / Ф.А. Алексеев, Р.П. Готтих, В.С. Лебедев. – М.: Недра. 1973. – 383 с.

101. Теленков В.М. Определение текущей нефтенасыщенности методом ИННК / В.М. Теленков, Г.А. Калмыков // НТВ Каротажник. – Тверь, – 2002. – №92 – С. 48-62.

102. Старостін В.А. Використання методу гамма-спектрометрії при врахуванні впливу поліміктового складу скелету породи на нейтронні властивості покладів / В.А. Старостін, В.В. Федорів, А.В. Старостін // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 1997. – № 34 (Том 1). – С. 33-39.

103. Теория нейтронных методов исследования скважин / С.А. Кантов, Д.А. Кожевников, А.Л. Поляченко, Ю.С. Шимаевич. – М.:Недра. 1985. – 224 с.

104. Технологія темпорального зондування в методі імпульсного

каротажу / Є.А. Кулінкович, М.Д. Красножон, О.А. Алексашенко, О.Ш. Кнішман // В кн. Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геофізики – К: УкрДГРІ, 2001. – С. 121-129.

105. Старостін В.А. Методика комплексної інтерпретації імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу та гамма-спектрометричного каротажу / В.А. Старостін, В.В. Федорів, А.В. Старостін: збір. наук. праць. За Матеріалами 5^{ої} Міжнар. конф. „Нафта-Газ України-98”, Полтава, 15 – 17 вересня”, том 1. – Полтава, 1998. – С. 409-410.

106. Султанов С.А. Определение начального водо-нефтяного контакта по РМ и БЭЗ / С.А. Султанов, В.Г. Сафин, В.И. Азаматов // Нефтяное хозяйство. – 1966. – С. 45-52.

107. Погребняк В.В. Усовершенствование методики определения текущей газонасыщенности эксплуатационных объектов подземных газовых хранилищ по данным импульсного нейтрон-нейтронного каротажа / В.В. Погребняк, С.В. Шальская // НТВ Каротажник. – Тверь, – 2008. – №7 (172) – С. 58-64.

108. Путкарадзе Л.А. Оценка текущей и остаточной нефтенасыщенности коллекторов по результатам ИНК обсаженных скважин / Л.А. Путкарадзе // НТВ Каротажник. – Тверь, 2001. – №84. – С 125-136.

109. Хуснулин М.Х. Геофизические методы контроля разработки нефтяных пластов / М.Х. Хуснулин . – М.: Недра, 1989. – 190 с.

110. Руководство по применению промыслово-геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1978. – 256 с.

111. Федоришин Д.Д. Комплексна інтерпретація результатів імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу та параметрів математичної статистики для підвищення видобутку газу із порід-колекторів тонкошаруватих неогенових відкладів / Д.Д.Федоришин, І.О.Пятковська // Нафтогазова енергетика. – 2012. – №2(18). – С.7-15.

112. Пятковская И.О. Применения геофизических ядерно-магнитных

исследований при разработке нефтегазовых месторождений / И.О.Пятковская // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых (г.Томск, Россия, 2011 г). – Томск: ТПУ. – 2011. – Том I. – С. 348-349

113. Piatkovska I.O. Method of rapid data interpretation geophysical borehole logging involving large-scale effects of higher order in thinlayers sarmatian deposits of the carpathion foredeep/ D.D. Fedoryshyn, R.P. Moroshan, I.O. Piatkovska // Scientific bulletin of north university of Baia Mare. – Baia Mare. – 2012. – Vol.XXVI No.2. – P. 85-91.

