

Харківський національний університет імені В.Н.Каразіна  
Кафедра фундаментальної та прикладної геології

Методичні рекомендації для практичних робіт  
по дисципліні

**«ГЕОЛОГІЧНА ІНТЕРПРЕТАЦІЯ  
ГЕОФІЗИЧНИХ ДАНИХ»**

Харків -2024

## ЗМІСТ

лабораторна робота №1	
изначення границь, товщин та опору пластів за результатами досліджень свердловин неекранованими зондами . . . . .	
лабораторна робота №2	
изначення питомого опору пластів за результатами досліджень свердловин екранованими зондами. . . . .	7
лабораторна робота №3	
изначення електропровідності та опору пластів за даними індукційного каротажу . . . . .	5
лабораторна робота №4	
изначення питомого опору промитої зони пластів за результатами досліджень свердловин мікрометодами електрометрії . . . . .	3
лабораторна робота №5	
використання результатів досліджень свердловин методом самочинної поляризації при встановленні коефіцієнта пористості та глинистості колекторів . . .	6
лабораторна робота №6	
визначення коефіцієнтів пористості та нафтогазонасиченості за результатами досліджень електричними методами. . . . .	6
лабораторна робота №7	
використання результатів досліджень природної гамма-активності при встановленні коефіцієнта глинистості колекторів. . . . .	7
лабораторна робота №8	
використання результатів досліджень нейтронними методами при встановленні коефіцієнта пористості колекторів . . . . .	2
лабораторна робота №9	
використання результатів досліджень свердловин акустичними методами при встановленні коефіцієнта пористості колекторів. . . . .	7
лабораторна робота №10	
літологічне розчленування розрізу свердловини за даними комплексу методів ГДС. . . . .	7

**Лабораторна робота №1**  
**ВИЗНАЧЕННЯ ГРАНИЦЬ, ТОВЩИН ТА ОПОРУ ПЛАСТІВ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ**  
**ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН НЕЕКРАНОВАНИМИ ЗОНДАМИ**

**Мета роботи.** Ознайомитись з правилами визначення границь і товщин пластів, а також визначення питомого електричного опору пластів колекторів за результатами досліджень свердловин неекранованими зондами.

**1.1 Теоретичні відомості**

Способи визначення границь і товщин пластів за діаграмами  $\rho_y$  базуються на знанні форм кривих уявного опору навпроти одинарних пластів та їх пачок.

Розглянемо тільки правила визначення границь пластів високого опору, оскільки границі пластів низького опору є одночасно або покрівлею, або підшвою пластів високого опору, а відповідно правила їх визначення – аналогічні.

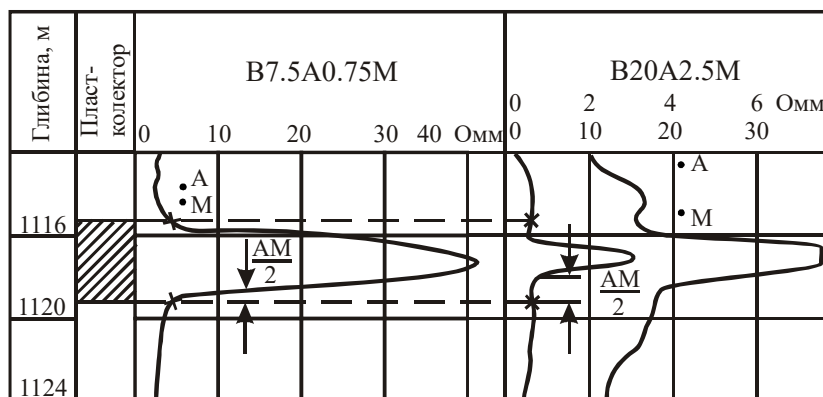
Товщини пластів у кожному приведеному випадку можуть бути встановлені за відомими значеннями глибин границь пластів (підшви та покрівлі).

**а) Визначення границь пластів на діаграмах потенціал-зондів.** На кривих уявного опору, які записані потенціал-зондами, пласт обмеженої потужності при малій розбіжності опорів вміщуючих порід виділяється аномалією, яка симетрична відносно середини пласта. У зв'язку з цим правила визначення положення покрівлі та підшви пласта за кривою  $\rho_y$  потенціал-зонда однакові.

Визначення границь потужних пластів ( $AM < h > d_c$ ) високого опору проводиться наступним чином. Точки кривої  $\rho_y$  потенціал-зонда, що відповідають границям пласта, зміщують на відстань  $AM/2$  від початку крутого підйому кривої, відносно осі глибин навпроти пласта, у бік вміщуючих порід низького опору (Рис.1.1).

При визначенні границь пластів малої та середньої товщини діаграми потенціал-зондів використовуються рідко.

**б) Визначення границь пластів на діаграмах градієнт-зондів.** На діаграмах уявного опору, які записані градієнт-зондами, у більшості випадків границі пластів збігаються з екстремальними значеннями  $\rho_y$ .



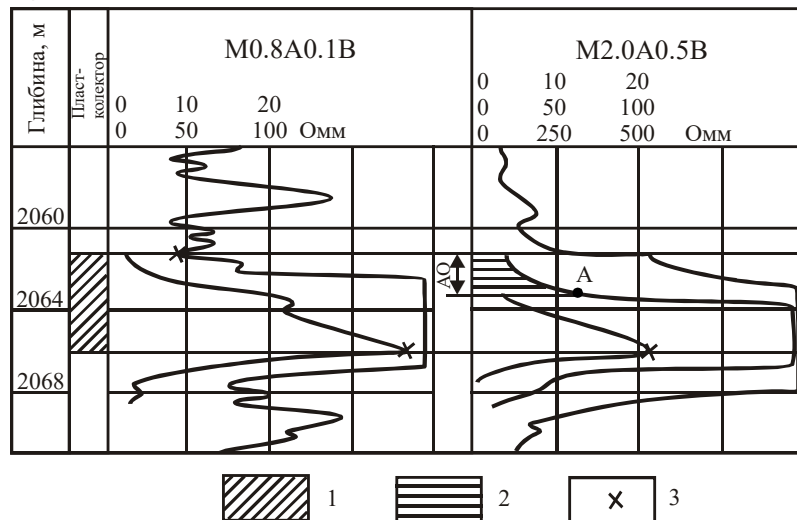
**Рисунок 1.1 – Приклад визначення границь пластів високого опору на діаграмах потенціал-зондів**

*Пласти великої та середньої товщини ( $AO < h < d_c$ ).*

1. На діаграмах  $\rho_y$  послідовних градієнт-зондів підшва та покрівля пласта високого опору знаходяться за допомогою точок, які розміщені на відстанях  $MN/2$  ( $AB/2$ ) нижче точок  $\rho_{y,max}$  і  $\rho_{y,min}$ . Якщо відстань  $MN$  невелика (0.1–0.25 м) і в заданому масштабі глибин діаграми дане зміщення не має значення, то підшва та покрівля пласта визначаються за точками  $\rho_{y,max}$  і  $\rho_{y,min}$ . Якщо розмір зонда великий і в багато разів перевищує діаметр свердловини, то на кривій  $\rho_y$  поблизу покрівлі пласта високого опору спостерігається ділянка із зниженим уявним опором (на теоретичних кривих він дорівнює розміру зонда  $AO$ ), а точка  $\rho_{y,min}$  у покрівлі пласта практично не відзначається. У цих випадках покрівля знаходиться на відстані, яка рівна розміру зонда, вище точки  $A$  (Рис. 1.2).
2. На діаграмах  $\rho_y$  обернених градієнт-зондів підшва та покрівля пласта високого опору знаходяться за допомогою точок, які зміщені на  $MN/2$  ( $AB/2$ ) вверх від точок  $\rho_{y,max}$  і  $\rho_{y,min}$ . Дане зміщення враховується тільки при великих масштабах глибин або великих відстанях  $MN$ . Використовуючи зонди великих розмірів, підшва пласта встановлюється аналогічно способу, який викладений у п. 1 для покрівлі пласта.

*Пласти малої товщини ( $h < AO$ ).*

Визначити границі пластів малої товщини на діаграмах градієнт-зондів великих розмірів можливо тільки наближеним способом. В даному випадку границі пластів краще виділяти за допомогою діаграм мікрозондів, екранованого зонда та каверноміра.



1 – пласт високого опору; 2 – зона пониженого уявного опору;  
3 – границі пласта

**Рисунок 1.2 – Приклад визначення границь пласта високого опору на діаграмах градієнт-зондів**

**в) Визначення товщини пластів.** Товщина пластів визначається таким способом:

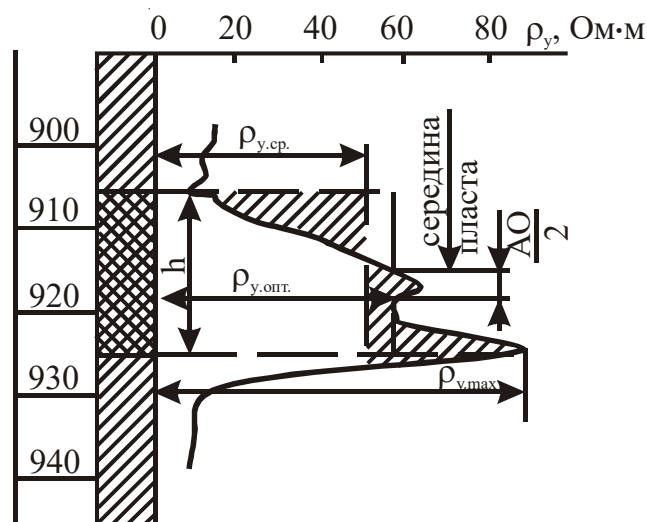
$$h = H_{\text{нід}} - H_{\text{пок}} = H\rho_{y,\text{max}} - H\rho_{y,\text{min}}, \quad (1.1)$$

де  $h$  – товщина пласта, м;  $H_{\text{нід}}$  – глибина залягання підшви пласта, м;  $H_{\text{пок}}$  – глибина залягання покрівлі пласта, м;  $H\rho_{y,\text{max}}$  – глибина точок, в яких  $\rho_y$  приймає максимальне значення, Ом·м;  $H\rho_{y,\text{min}}$  – глибина точок, в яких  $\rho_y$  приймає мінімальне значення, Ом·м.

**г) Зняття характерних значень уявного електричного опору з кривих БКЗ.** Для градієнт-зондів, враховуючи несиметричний характер кривої, напроти пласта можна отримати різні значення геофізичного параметру (уявного опору):  $\rho_{y,\text{max}}$  – максимальне;  $\rho_{y,\text{min}}$  – мінімальне;  $\rho_{y,\text{опт}}$  – оптимальне;  $\rho_{y,\text{сер}}$  – середнє (Рис. 1.3).

В залежності від співвідношення товщини пласта ( $h$ ) до розміру зонда ( $L_3$ ) –  $h/L_3$  слід  $\rho_y$  знімати таким чином:

1. Якщо  $\frac{h}{L_3} > 3 \rightarrow \rho_{y.опт.}$ .
2. Якщо  $1.2 < \frac{h}{L_3} < 3 \rightarrow \rho_{y.ср.}$ .
3. Якщо  $\frac{h}{L_3} < 1.2 \rightarrow \rho_{y.мах.}$ .



**Рисунок 1.3 – Приклад зняття середнього, оптимального та максимального значення опору**

Середнє значення УО відповідає відношенню площі, яка обмежена нульовою лінією діаграми та кривою УО навпроти пласта, до його потужності. Середні значення УО на практиці визначаються за допомогою побудови прямокутника, ширина якого рівна ширині потужності пласта, з основою в нульовій лінії. Якщо площа отриманого прямокутника рівна шуканій площі, то висота прямокутника відповідає середнім значенням УО. Оптимальне значення УО ( $\rho_{y.опт.}$ ) береться в точці на кривій, яка знаходиться на відстані  $-AO/2$  від середини пласта вниз для послідовного або вверх для оберненого зонда.

Бокове каротажне зондування полягає у багаторазовому дослідженні розрізів свердловин зондами різної довжини, які володіють різною глибиною дослідження.

При інтерпретації даних БКЗ для кожного пласта будується фактична крива залежності  $\rho_y$  від довжини зонда  $AO$  ( $L_3$ ). Значення  $\rho_y$  знімаються із діаграм БКЗ, що записані зондами різної

довжини.

Для пластів великої потужності доцільніше будувати криві зондування по середнім значенням УО. Для пластів малої потужності високого опору використовують середні та максимальні значення, а іноді для уточнення й оптимальні значення УО. Оптимальні значення можуть бути використані для зондів, розмір яких менший від потужності пласта (коли розмір зонда не перевищує 0.8 потужності пласта).

При обробці БКЗ навпроти пластів низького опору та малої потужності використовують оптимальні значення УО. Якщо ж потужність пласта низького опору менша 0.8 розміру зонда, то неможливо зняти значення оптимального опору та оцінити дійсний опір пласта за величинами уявних опорів.

Крива зондування, яка побудована за середніми значеннями уявних питомих опорів, називається середньою кривою зондування, за максимальними значеннями – максимальною кривою зондування, а за оптимальними значеннями – оптимальною кривою зондування.

Величини УО  $\rho_y$  (в Ом·м) відкладають по вісі ординат у логарифмічному масштабі з модулем 62.5 мм, а розміри зонда  $AO$  (у м) відкладають по вісі абсцис також у логарифмічному масштабі. Перетин осей абсцис і ординат (осей бланка) з відмітками 1 Ом·м і 1 м вважають початком координат.

На даному логарифмічному бланку також проводять дві взаємно перпендикулярні лінії: одну паралельно вісі ординат, що відтинає на вісі абсцис величину, яка відповідає діаметру свердловини  $d_c$ , а другу паралельно вісі абсцис, що відтинає на вісі ординат величину, яка відповідає питомому електричному опору промивної рідини бурового розчину. Ці прямі називаються осями кривої БКЗ, а точка їх перетину – хрестом кривої (Рис. 1.4).

Кривою БКЗ називається крива залежності УО від довжини зонда при нескінченній потужності пласта. Розрізняють криві БКЗ теоретичні або розрахункові та фактичні або спостережені. Теоретичними кривими БКЗ називаються криві, які отримані шляхом розрахунку або графічних побудов.

При інтерпретації даних БКЗ використовується прийом співставлення фактичної кривої з палеточними кривими. Щоб вибрати відповідну палетку, необхідно встановити тип фактичної кривої зондування. В певних умовах тип кривої та необхідну палетку визначають за рядом явних ознак, а якщо їх буває не достатньо, то тип кривої визначається тільки після співставлення фактичної кривої зондування із двошаровою палеткою.

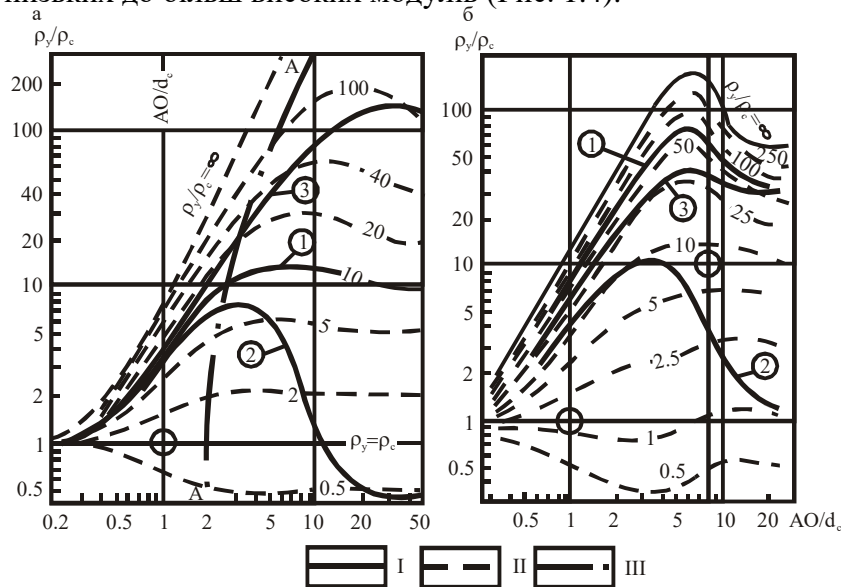
#### **а) Типи кривих зондування.**

1. Двошарові криві спостерігаються в щільних породах, де відсутня зона проникнення ( $D \geq d_c$ ),  $\rho_{зп} = \rho_{п}$ . При накладанні на двошарову палетку, інтерпретуюча крива добре співпадає з палеточними кривими (Рис. 1.4).

2. Тришарова крива зондування спостерігається в пластах великої товщини при умові, що  $\rho_{зп} \neq \rho_{п}$ . Є два різновиди таких кривих:

а) крива підвищуючого проникнення фільтрату промивної рідини в пласт простежується при умові, що  $\rho_c < \rho_{зп} > \rho_{п}$ . Вона характерна для водоносних колекторів з міжзерновою пористістю. Ознакою кривої такого типу є те, що права вітка кривої перетинає палеточні двошарові

криві, переміщуючись від більш високих до низьких модулів (Рис. 1.4).  
 б) крива понижуючого проникнення фільтрату промивної рідини в пласт характерна для продуктивних нафтогазоносних колекторів при умові, що  $\rho_c < \rho_{зп} < \rho_{п}$ . Права вітка кривої переходить від низьких до більш високих модулів (Рис. 1.4).



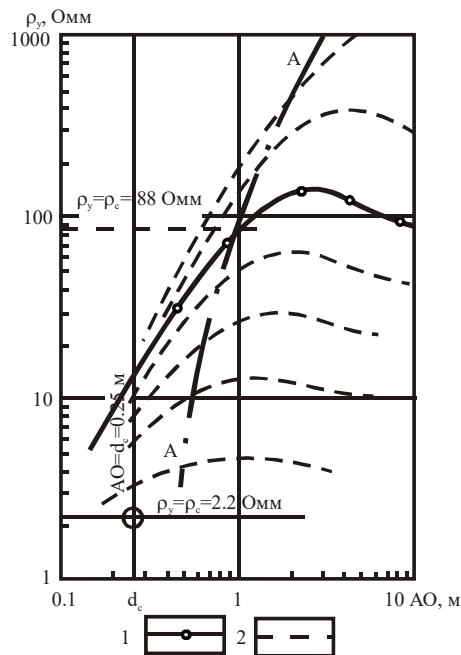
а –  $h = \infty$ ; б –  $h = d_c$ ,  $\rho_{вм} = 10 \rho_c$ ; I – типові криві зондування (позначені цифрами в душках): 1 – двошарові, 2 – тришарові криві підвищуючого проникнення  $\rho_c < \rho_{зп} > \rho_{п}$ , 3 – тришарові криві понижуючого проникнення  $\rho_c < \rho_{зп} < \rho_{п}$ ; II – двошарові палеточні криві; III – геометричне місце точок на палетці, де  $\rho_y/\rho_c = \rho_{п}/\rho_c$  (крива АА)

**Рисунок 1.4 – Типи кривих бокового каротажного зондування**

**б) Інтерпретація двошарових кривих зондування в пластах великої товщини ( $h > 5-6$  м).**  
 Білогарифмічний бланк із нанесеним на ньому точок фактичної кривої зондування, яка має координати  $AO$  і  $\rho_y$ , зіставляється із палеткою двошарових кривих. Крива зондування побудована на логарифмічному бланку в системі координат  $lg \rho_y$  і  $lg AO$ , повинна бути зіставлена з одною із кривих палетки в системі координат  $lg(\rho_y/\rho_c) = lg \rho_y - lg \rho_c$  і  $lg(AO/d_c) = lg AO - lg d_c$ . Система координат бланка і палетки розрізняються на величини відрізка  $lg \rho_c$  і  $d_c$ . відповідно, для співставлення кривої зондування із палеточною кривою достатньо зіставити точку із координатами  $\rho_c$  і  $d_c$ , що називається хрестом фактичної кривої зондування із хрестом палетки, координати якої  $\rho_y/\rho_c$  або  $\rho_y = \rho_c$  і  $AO/d_c = 1$  або  $AO = d_c$ .



При співставленні хрестів бланка і палетки, точки фактичної кривої зондування співпадають із однією з палеточних кривих, або розміщуються між двома кривими палетки. Питомий електричний опір пласта знаходиться за перетином фактичної кривої зондування із кривою *AA* палетки (Рис. 1.5), що є геометричним місцем точок  $\rho_y/\rho_c = \rho_{II}/\rho_c$  на палетці і точок  $\rho_y = \rho_{II}$  на бланку.



1 – інтерпретуюча крива ( $\rho_{II}/\rho_c=40$ );  
 2 – двошарові палеточні криві

**Рисунок 1.5 – Приклад інтерпретації двошарової кривої зондування**

**в) Інтерпретація тришарових кривих зондування в пластах великої товщини ( $h > 5-6$  м) при підвищувальному проникненні фільтрату ( $\rho_c < \rho_{зп} > \rho_n$ ).** При інтерпретації фактичну криву умовно ділять на праву і ліву вітки. Ліву вітку переважно прирівнюють до точок із  $\rho_y$ , які відповідають малим зондам, що в свою чергу характеризують зону проникнення, а праву – із значеннями  $\rho_y$  записаними великими зондами – характеризують питомий опір пласта.

При співставленні фактичної кривої зондування із двошаровою палеткою знаходять модуль лівої вітки або відношення  $\rho_{зп}/\rho_c$ . Останнє дозволяє вибрати групу відповідних палеток

тришарових кривих із таким або близьким модулем  $\rho_{зп}/\rho_c$ . Із даної групи за чітким накладанням із фактичною кривою зондування підбирається палетка із найбільш близькими значеннями модуля  $D/d_c$ . Питомий опір пласта знаходять за точкою ( $\rho_y=\rho_n$ ) перетину фактичної кривої зондування із кривою  $AA$  палетки (Рис. 1.6).

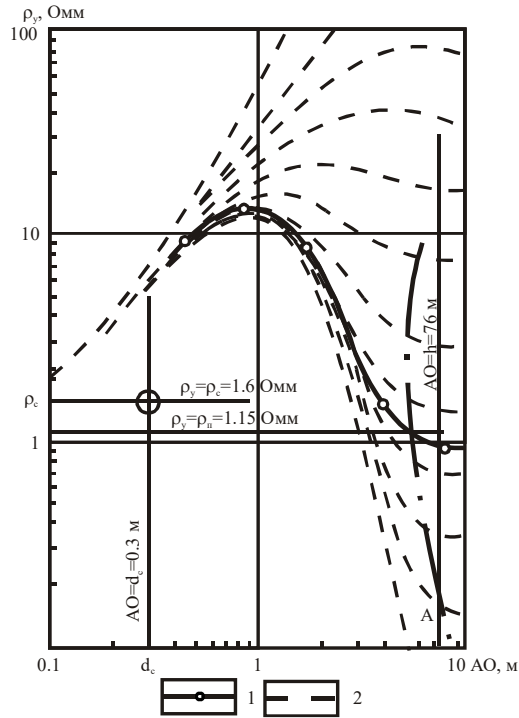
Параметри зони проникнення  $\rho_{зп}$  і  $D$  визначають за відповідними модулями вибраної палетки тришарової кривої –  $\rho_{зп}/\rho_c$  і  $D/d_c$  або в результаті інтерпретації між двома найближчими палетками. При визначенні параметра зони проникнення такими способами  $\rho_{зп}$  і  $D$  близькі до дійсних, якщо значення  $D/d_c$  і  $\rho_{зп}/\rho_c$  є більшими, ніж ті, що наведені в таблиці 1.1.

**Таблиця 2.1 – Граничні значення  $\rho_{зп}/\rho_c$  і  $D/d_c$  еквівалентності кривих БКЗ.**

$\rho_{зп}/\rho_c$	§	20	50	100	200
$D/d_c$	2	3	5	6	8

Якщо значення  $\rho_{зп}/\rho_c$  і  $D/d_c$  не перевищують величин, вказаних в таблиці, то спостерігається еквівалентність кривих зондування і параметри зони проникнення, знайдені за допомогою палеток тришарових кривих, можуть не відповідати дійсним.

При неглибокому проникненні фільтрату бурового розчину в пласт для інтерпретації кривих зондування використовуються палетки “U” – еквівалентності. Така палетка вибирається за величиною відношення  $\rho_n/\rho_c$  правої вітки фактичної кривої зондування. Шукану величину  $\rho_n$  визначають за положенням правої вітки кривої асимптоти на бланку.



1 – інтерпретуюча крива; 2 – палеточна крива

**Рисунок 1.6 – Приклад інтерпретації тришарової кривої зондування**

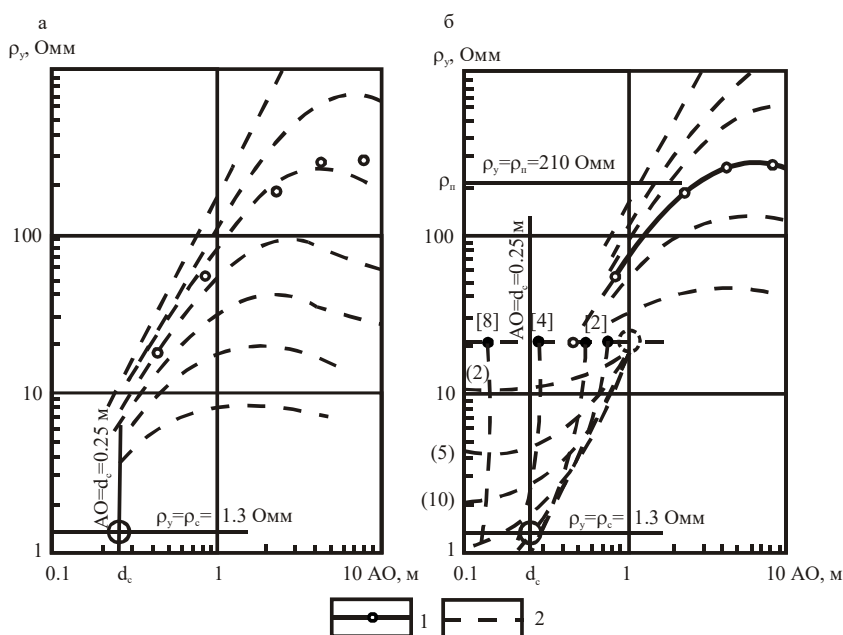
При співставленні вітки кривої зондування з палеточною кривою визначається величина параметра:

$$U = \frac{\rho_{zn} - \rho_n}{\rho_c} \ln \frac{D}{d}. \quad (1.1)$$

За даним параметром можна визначити діаметр зони проникнення  $D$ , якщо відомий опір зони проникнення.

2) **Інтерпретація тришарових кривих зондування в пластах великої товщини ( $h > 6-7$  м) при понижувальному проникненні фільтрату ( $\rho_c < \rho_{zn} < \rho_n$ ).** Крива цього типу з'являється із двохшаровими палеточними кривими. Знаходиться модуль лівої вітки інтерпретуючої

кривої або наближене значення  $\rho_{зп}/\rho_c$ . За даним значенням вибирається група палеток тришарових кривих з близькими значеннями модуля  $\rho_{зп}/\rho_c$ . Величина  $\rho_{п}$  знаходиться за перетином фактичної кривої зондування із кривою  $AA$  палетки. Відношення  $D/d_c$  визначається за величиною модуля палетки, з якою співпала інтерпретуюча крива (Рис. 1.7).



Співставлення кривих: а – перше, б – друге; 1 – інтерпретуюча крива; 2 – палеточні криві; цифри в круглих дужках –  $\rho_{зп}/\rho_c$ ; цифри у квадратних дужках  $D/d_c$

**Рисунок 1.7 – Приклад інтерпретації тришарової кривої зондування за допомогою зведеної палетки**

### 1.2 Порядок виконання роботи

1. Виділити пласти та визначити їхні границі (покрівлю та підшову) відповідно до п. а та п. б на каротажних діаграмах, що були індивідуально видані студенту.
2. Визначити товщину пластів відповідно до п. в.
3. Зняти характерні значення питомого електричного опору із пластів відповідно до п. г.
4. Провести операції відповідно до п. а-г.
5. Побудувати хрест палетки відповідно до вищенаведених правил.
6. На кальці паперу по вісі абсцис у логарифмічному масштабі відкласти довжини зондів БКЗ, а по вісі ординат теж у логарифмічному масштабі – характерні значення питомих опорів, що

відповідають даним зондам. Унаслідок даних побудов отримаємо фактичні криві зондування окремо для кожного продуктивного пласта.

7. Провести співставлення побудованої фактичної кривої зондування із зведеною теоретичною палеткою і встановити тип кривої зондування та шифр тришарової палетки, якщо така має місце.
8. При співставленні фактичної кривої із тришаровою за перетином першої із кривою *AA* визначити дійсний опір пласта. Також тут необхідно визначити діаметр та опір зони проникнення (якщо необхідно).
9. Результати інтерпретації занести у таблицю 1.2.

### 1.3 Контрольні питання

1. Як визначаються границі пластів за даними потенціал-зондів?
2. Як визначаються границі пластів за даними градієнт-зондів?
3. При яких умовах і як необхідно з кривих градієнт-зондів знімати  $\rho_{y,max}$ ?
4. При яких умовах і як необхідно з кривих градієнт-зондів знімати  $\rho_{y,сep.}$ ?
5. При яких умовах і як необхідно з кривих градієнт-зондів знімати  $\rho_{y,opt.}$ ?
6. Як визначається товщина пласта?
7. Як будується фактична крива зондування?
8. Що таке хрест палетки?
9. Що таке двошарова крива?
10. Як встановлюється тип кривої?
11. Що таке тришарова крива понижувального проникнення?
12. Що таке тришарова крива підвищувального проникнення?

**Лабораторна робота №2**  
**ВИЗНАЧЕННЯ ПИТОМОГО ОПОРУ ПЛАСТІВ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ДОСЛІДЖЕНЬ**  
**СВЕРДЛОВИН ЕКРАНОВАНИМИ ЗОНДАМИ**

**Мета роботи.** Ознайомитись з методикою визначення питомого електричного опору пластів-колекторів за даними бокового каротажу (БК).

**2.1 Теоретичні відомості**

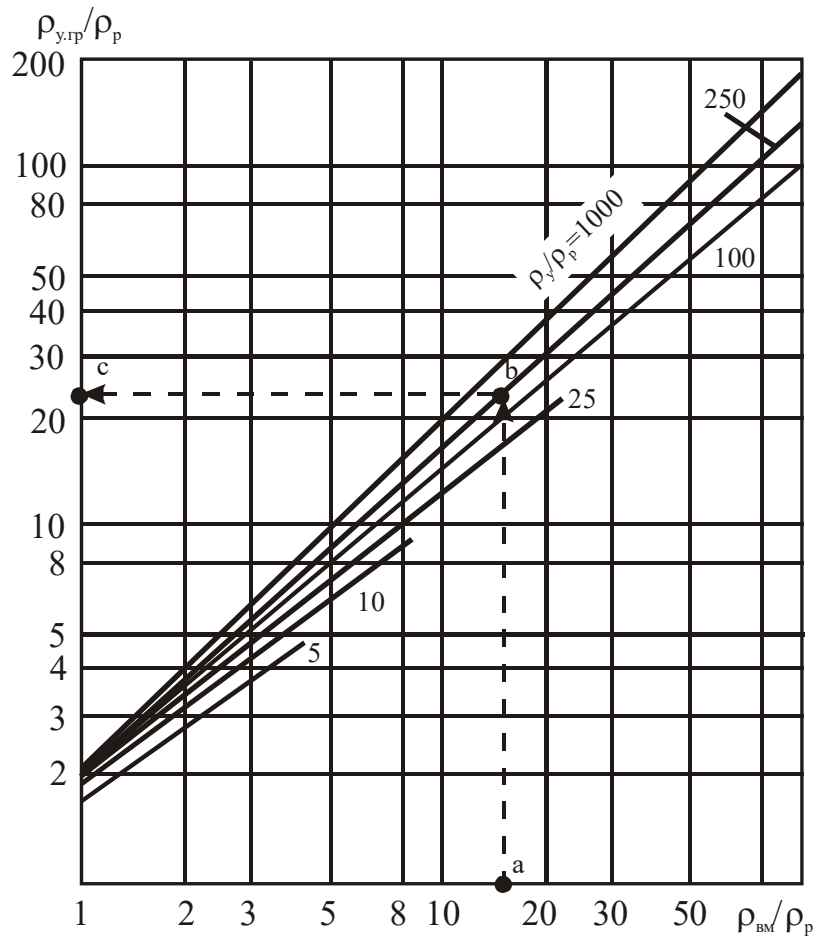
Процес обробки діаграм екранованих зондів включає наступні етапи:

- a)* Перевірка якості діаграмного матеріалу проводиться згідно вимог технічної інструкції і полягає у перевірці записів нульових та градуйованих сигналів, контрольних та повторних замірів. Кінцеві висновки про якість діаграмного матеріалу можна здійснити на основі співставлення результатів обробки даних навпроти опорних пластів. У якості опорних необхідно вибирати кілька потужних однорідних непроникних пластів, значення питомого опору навпроти яких відповідає широкому діапазону зміни цього параметра.
- б)* Виділення об'єктів інтерпретації для різних зондів БК практично проводиться однаково. Криві уявного опору, які отримані екранованими зондами симетричні відносно середини пласта. При різному опорі вміщуючи порід симетрія порушується: максимум кривої зміщується в сторону порід із великим опором, якщо товщина пласта становить не менше 4 м. Навпроти пачки пластів спостерігається чергування симетричних максимумів і мінімумів.

Покази навпроти окремих пластів спотворені – занижені для пластів високого і завищені для пластів низького опору. Границі пласта проводять за точкам, уявний опір  $\rho_{у.гр.}$  яких визначається за виразом:

$$\rho_{у.зр} / \rho_{у.вм} = 2 \cdot \rho_{у} / (\rho_{у} + \rho_{у.вм}), \quad (2.1)$$

де  $\rho_{у}$  – уявний опір інтерпретуючого пласта, Ом·м;  $\rho_{у.вм}$  – уявний опір вміщуючи порід, Ом·м. Для більш точного визначення границі пласта  $\rho_{у.гр.}$  можна використовувати палетку, яка подана на рисунку 2.1.



Шифр кривих –  $\rho_y/\rho_c$

**Рисунок 2.1 – Палетка для визначення  $\rho_{y,гр}$**

в) Зняття характерних значень  $\rho_y$  навпроти пласта проводять способами, які залежать від його будови. Якщо пласт однорідний то показник однорідності  $\delta\rho_y = (\rho_{y,max} - \rho_{y,min}) / \rho_{y,max} < 0.3$ , а уявний коефіцієнт анізотропії  $\lambda_y$  менший від 1.1. В таких випадках навпроти пласта знімають

середньозважене по товщині значення  $\rho_{y, \text{сеп}}$ . При  $0.3 < \delta\rho_y < 0.7$ , ( $\lambda_y=1.1-1.23$ ) то:

$$\rho_y = (\rho_{y, \text{сеп}} - \rho_{y, \text{min.ср}}) / 2, \quad (2.2)$$

де  $\rho_{y, \text{min.ср}}$  – усереднений по площі уявний опір навпроти пластів низького опору. При показнику неоднорідності  $\delta\rho_y > 0.7$  уявний опір визначається за формулою:

$$\rho_y = \sum h / \left( \sum_{i=1}^n (h_i / \rho_{y,i}) \right), \quad (2.3)$$

де  $\sum h$  – товщина неоднорідного пласта, м;  $h_i$  і  $\rho_{y,i}$  – товщина та опір неоднорідного  $i$ -го прошарку.

2) Принцип визначення дійсного питомого опору досліджуваного середовища базується на вивченні характеру розподілу електричного поля екранованого зонда.

Електричне поле трьохелектродного зонда можна порівняти з полем довгого циліндричного заземлення. Використання наближених формул для розрахунку даного поля призводить до наступного виразу, який пов'язує покази зонда із параметрами досліджуваного середовища (при відсутності впливу вміщуючих порід):

$$\rho_y = G_c \cdot \rho_c + G_{zn} \cdot \rho_{zn} + G_n \cdot \rho_n, \quad (2.4)$$

де  $G_c$ ,  $G_{zn}$  і  $G_n$  – відповідно геометричні фактори свердловини, зони проникнення та пласта. Для двошарового середовища формула спрощується і набуває вигляду:

$$\rho_n = b \cdot \rho_y - (b-1) \cdot \rho_c, \quad (2.5)$$

де  $b = 1 / [1 - \lg(d_c / d_s) / \lg(2L / d_s)]$ .

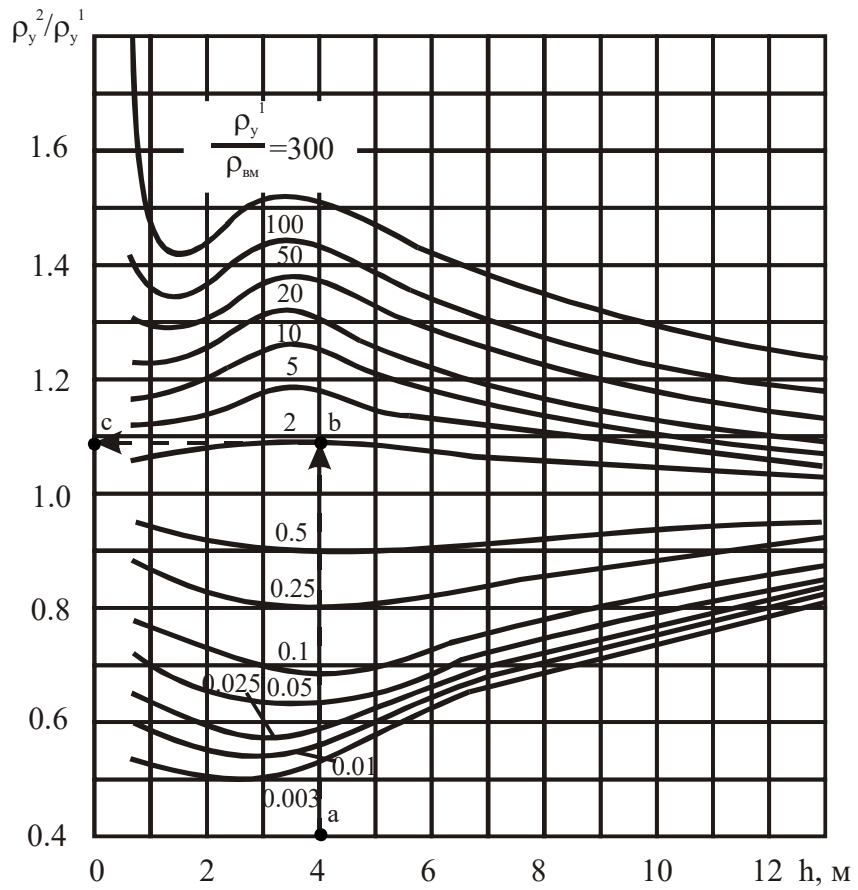
Для апаратури АБК-3 в залежності від діаметра свердловини коефіцієнт  $b$  приймає значення:

$d_c$ , м	0.2	0.25	0.3	0.35	0.4
$b$	1.31	1.39	1.48	1.56	1.64

д) Поправку за вплив ексцентриситету зонда у свердловині вводять у покази зонда із малим радіусом дослідження БК<sub>м</sub> в апаратурі БКС-2, БК-2, Е6, Е і Е9. Покази зондів бокового каротажу із середнім і великим радіусом дослідження не залежать від положення приладу у свердловині, тому в даній поправці немає необхідності (апаратура АБК-3, ТБК, АБК-Т, Е7 та ін.).

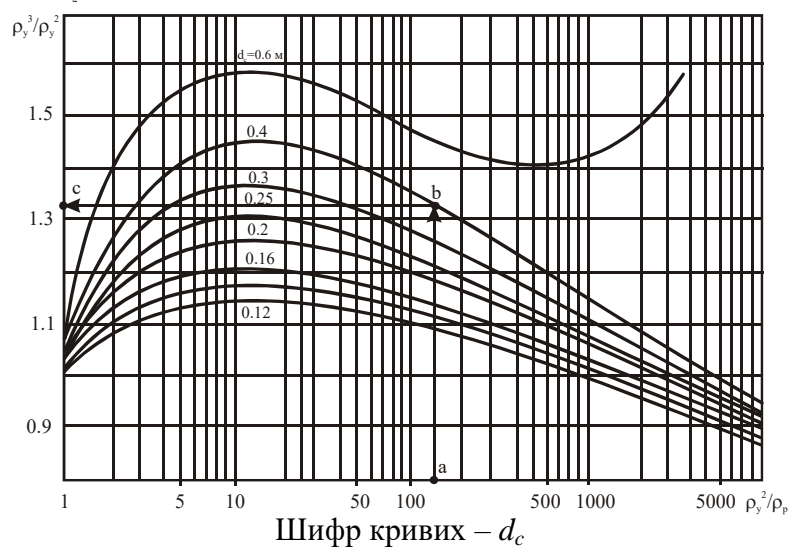


- e) Палетка для врахування товщини пласта при використанні апаратури АБК-Т, БК-2 і БКС-2 містить набір кривих залежності  $\rho_y/\rho_{BM}$  від товщини пласта  $h$  при сталих значеннях  $\rho_y^\infty/\rho_{BM}$  (Рис. 2.2). Кожний набір кривих побудовано для певних значень  $\rho_{BM}/\rho_c$ . Хоча палетки призначені для чітких фіксованих значень  $d_c$ , але їх можна використовувати для широкого діапазону величин  $d_c=(0.14-0.24 \text{ м})$ , оскільки, свердловина здійснює наближено однаковий вплив на покази зондів БК при різній товщині пласта. При великій розбіжності фактичного і палеточного значень  $\rho_{BM}/\rho_c$  поправку за товщину пласта вводять за двома палеткам із ближніми модулями та наступною інтерпретацією.
- є) Поправку за вплив свердловини при інтерпретації діаграм БК вводять наступним чином. Визначають питомий опір промивної рідини. виправляють значення уявного опору за ексцентриситет приладу і обмежену товщину пласта. Використовуючи палетку (Рис. 2.3), визначають виправлене значення опору.



Шифр кривих –  $\rho_y^1/\rho_{BM}$

**Рисунок 2.2 – Палетка для визначення поправки за товщину пласта (БМ-3)**



**Рисунок 2.3 – Палетка для визначення поправки за діаметр свердловини (БМ-3)**

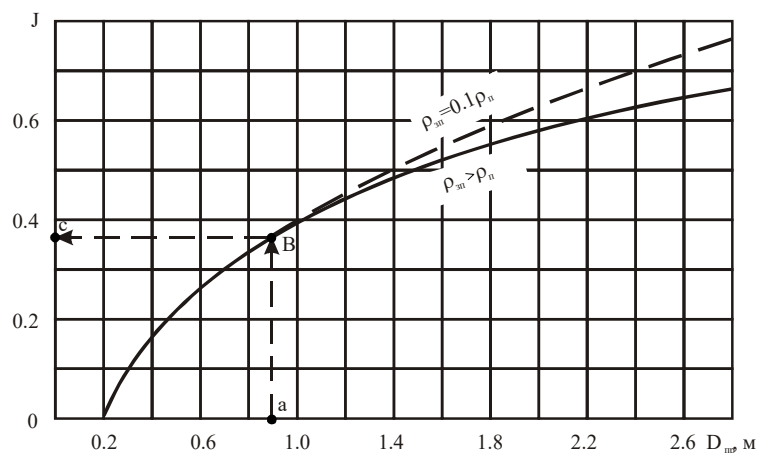
В результаті введення вказаних поправок значення, яке знімається із діаграм екранованих зондів, в пластах без зони проникнення відповідає дійсному опору пласта  $\rho_p$ . При наявності зони проникнення одержаний опір знаходиться в інтервалі між  $\rho_{зп}$  і  $\rho_p$ , наближаючись при сприятливих умовах до  $\rho_{зп}$  або  $\rho_p$ .

**ж)** Врахування впливу зони проникнення фільтрату промивної рідини проводять за допомогою використання псевдогеометричного фактора  $J$ .

Псевдогеометричний фактор  $J$  можна використовувати у пластах із зоною проникнення для певного опору пласта за наближеною формулою:

$$\rho_n \approx \frac{\rho_y^3 - J \cdot \rho_{зп}}{1 - J}. \quad (2.6)$$

Дану формулу можна використовувати, якщо попередньо відомі параметри зони проникнення  $\rho_{зп}$  та  $D$ , оскільки за величиною останнього визначається псевдогеометричний фактор  $J$  (Рис.2.4).



**Рисунок 2.4 – Залежність псевдогеометричного фактору  $J$  зони проникнення від її приведенного діаметру**

### 2.2 Порядок виконання роботи

1. Перевірити якість діаграмного матеріалу у відповідності до п. *a*.
2. Виділити пласти-колектори та визначити їх границі відповідно до п. *б*.
3. Зняти характерні значення уявного опору відповідно до п. *в*.
4. Визначити дійсний питомий опір відповідно до п. *г*.
5. Ввести поправку за ексцентриситет зонда у свердловині відповідно до п. *д*.
6. Ввести поправку за обмежену товщину пласта відповідно до п. *e*.
7. Ввести поправку за вплив свердловини відповідно до п. *є*.
8. Ввести поправку за вплив зони проникнення відповідно до п. *ж*.
9. Результати інтерпретації занести у таблицю 2.1

$$(d_c=0.2\text{м } D_{np} = \frac{0.2 \cdot D}{d_c})$$

### 2.3 Контрольні питання

1. Як здійснюється перевірка якості діаграмного матеріалу БК?
2. Як здійснюється виділення об'єктів інтерпретації за даними БК?
3. Як знімаються характерні значення  $\rho_y$  із діаграм БК?
4. Як вводиться поправка за вплив ексцентриситету зонда у свердловині?
5. Як вводиться поправка за вплив свердловинних умов?

**Лабораторна робота №3**  
**ВИЗНАЧЕННЯ ЕЛЕКТРОПРОВІДНОСТІ ТА ОПОРУ ПЛАСТІВ ЗА ДАНИМИ**  
**ІНДУКЦІЙНОГО КАРОТАЖУ**

**Мета роботи.** Ознайомитись з методикою визначення питомого електричного опору пластів колекторів за даними індукційного каротажу (ІК).

**3.1 Теоретичні відомості**

Індукційний метод базується на вивченні вторинного електромагнітного поля, яке виникає під дією вихрових струмів, що індукуються в гірських породах за допомогою первинного електромагнітного поля. В результаті досліджень отримують криву уявної питомої електричної провідності в лінійному масштабі.

Обробка та інтерпретація діаграм включає в себе наступні етапи:

**а) Перевірка якості діаграмного матеріалу.** Перевірка якості діаграм індукційного каротажу здійснюється у відповідності до вимог технічних інструкцій. Кінцеві висновки про якість діаграм ІК проводять у результаті співставлення значень опорів навпроти опорних пластів. Розбіжність між даними БКЗ і величинами опору, які визначені за даними ІК із внесенням поправки за свердловину та скін-ефект не повинні перевищувати  $\pm 10\%$  для всіх опорних пластів.

Опорні пласти високого опору ( $\rho_n > 30 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ) великої товщини можна використовувати і для уточнення розміщення нульової лінії кривої ІК, якщо розбіжність між визначеними питомими опорами за даними БКЗ та ІК навпроти них перевищує  $\pm 10\%$ . Нульову лінію в даному випадку зміщують. Величину зміщення визначають як різницю між  $\sigma_{y \text{ ІК}}$  та уявною провідністю  $\sigma_{y \text{ БКЗ}}$ , яка визначається за формулою:

$$\sigma_{y \text{ БКЗ}} = \frac{1000}{\rho_n} + \Delta\sigma_c, \quad (3.1)$$

де  $\Delta\sigma_c$  – поправка за вплив свердловини на покази ІК.

**б) Виділення об'єктів інтерпретації і зняття значень уявної електропровідності.** Для пластів обмеженої товщини, породи яких мають однаковий опір знизу та зверху, криві  $\sigma_y$  мають симетричну форму відносно середини пласта. Максимальні (при високій електропровідності) та мінімальні (при низькій електропровідності) значення приурочені до середини пласта. При товщині пласта більше 2 м його границі проводять по точках, які відповідають середині аномалії  $\sigma_y$ . При зменшенні товщини пласта, його границі зміщуються до вершини аномалії і при  $h=1-1.5$  м відповідають точкам, які розміщені приблизно на висоті  $2/3$  аномалії кривої  $\sigma_y$ .

При великій різниці провідності зовнішніх вміщуючих пластів, крива  $\sigma_y$  має асиметричну форму: максимум кривої зміщується в сторону вміщуючих порід із більш високою провідністю.

Неоднорідний пласт, який складається з чергування тонких прошарків з високою та низькою провідністю, характеризується загальною аномалією  $\sigma_y$ ; (окремим прошаркам відповідають незначні відхилення ІК). У випадку, якщо товщина окремих прошарків менша 0.4 м, то пласт характеризується як однорідний, уявна провідність якого близька до електропровідності пачки в цілому.

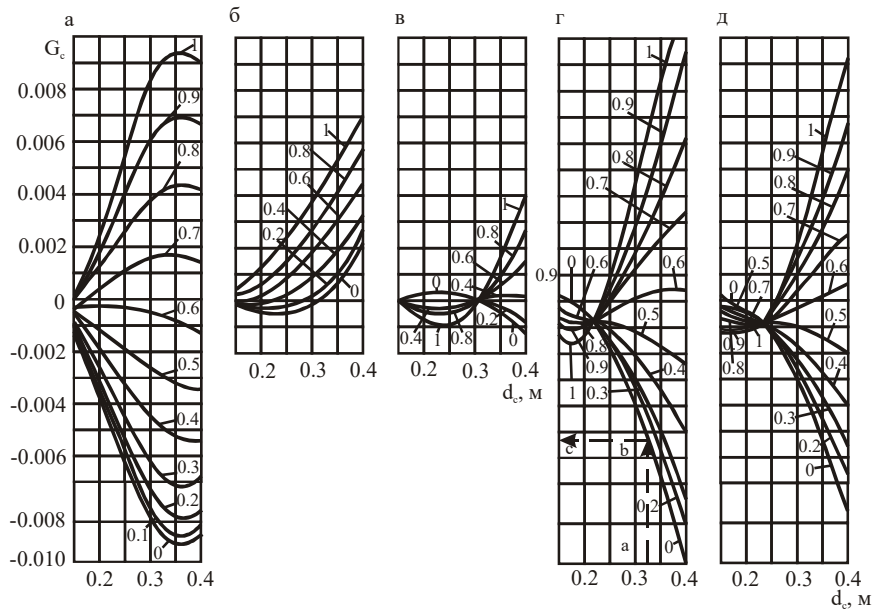
В залежності від товщини пласта і його будови, отримують відповідні значення уявної електропровідності на кривих ІК:

- 1) для потужного пласта ( $h > 2-3$  м) – середньозважене по товщині;
- 2) для тонкого пласта ( $h < 1-2$  м) – екстремальне;
- 3) для пласта, який має проміжну провідність між провідністю вміщуючих порід, – значення на перегині кривої (потужний пласт) або навпроти середини пласта (тонкий пласт).
- 4) навпроти пачки тонких пластів – середнє значення, яке дозволяє перейти до поздовжнього питомого опору пачки в цілому.

**в) Врахування діаметра свердловини.** Для зондів Ф1; 4І1; 8І1.4 і апаратури ВІК проводять за допомогою залежності геометричного фактора свердловини  $G_c$  від його діаметра  $d_c$  (Рис. 3.1). Шифр кривих палеток – значення ексцентриситету зонда ІК у свердловині:

$$\varepsilon_3 = \frac{a}{r_c}, \quad (3.2)$$

де  $a$  – відстань між осями зонда та свердловини, мм;  $r_c$  – радіус свердловини, мм.



а – 6Ф1, б – 4П1, в – 8П1.4, г – 4Ф1, д – 4Ф1.1.

Шифр кривих –  $a/r_c$  ( $a$  – відстань між осями зонда та свердловини,  $r_c$  – радіус свердловини).

**Рисунок 3.1 – Палетка для врахування впливу діаметра свердловини**

Для звичайного не центрованого зонда із відомим радіусом  $r_3$  (90 мм) ексцентриситет  $\varepsilon_3$  розраховують за формулою:

$$\varepsilon_3 = \frac{r_c - r_3}{r_c}. \quad (3.3)$$

Поправку  $\Delta\sigma_c$  за вплив свердловини розраховують, визначивши за відомим  $d_c$  та  $\varepsilon_3$  значення  $G_c$  і за співвідношенням:

$$\Delta\sigma_c = G_c \cdot \sigma_p, \quad (3.4)$$

де  $\sigma_p$  – питома електропровідність промивної рідини.

Для врахування впливу свердловини поправку  $\Delta\sigma_c$  вираховують із вимірної величини  $\sigma_y$ :

$$\sigma_y^g = \sigma_y - \Delta\sigma_c. \quad (3.5)$$

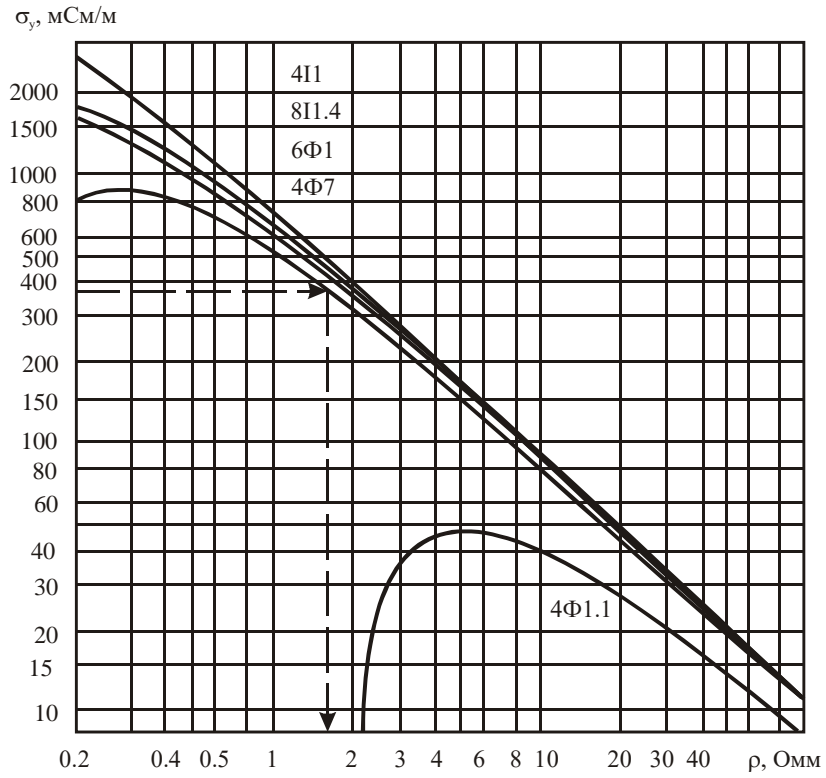
г) **Врахування скін-ефекту.** Це врахування дозволяє перейти від знятого з діаграми значення  $\sigma_y$  до значення  $\rho_y$  для того ж пласта. Для цього використовують спеціальну палетку (Рис. 3.2). Поправку за скін-ефект вводять після введення поправки за вплив свердловини.

д) **Врахування впливу обмеженої товщини пласта.** Дане врахування необхідне для приведення показів ІК до умов пласта необмеженої товщини. Для введення такої поправки використовують спеціальні палетки (Рис. 3.3, 3.4).

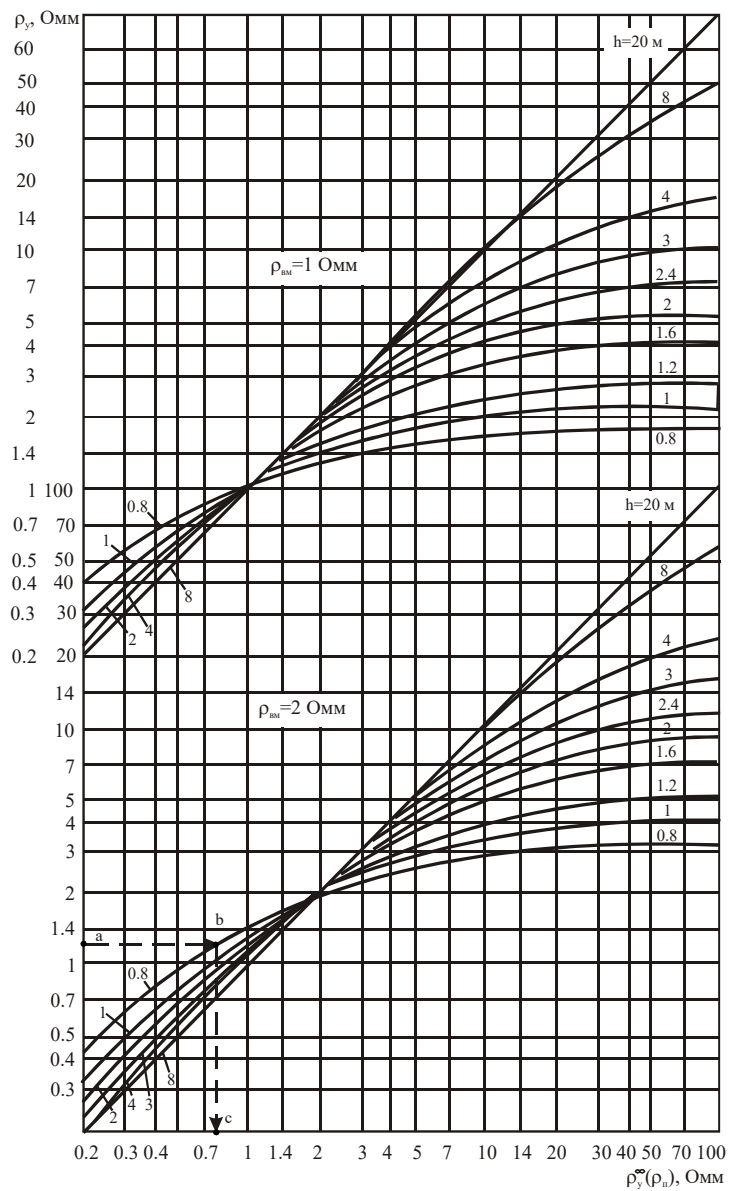
Врахування обмеженої товщини пласта по палеткам здійснюється наступним чином:

- на діаграмах індукційного каротажу знімають дійсне значення уявної електропровідності навпроти продуктивного пласта  $\sigma_y$  та вміщуючих його порід  $\sigma_{y\text{вм}}$  і визначають товщину пласта  $h$ ;
- виправляють покази зонда навпроти пласта та вміщуючих його порід за вплив свердловини та скін-ефекту і переходять до значення  $\rho_y, \rho_{\text{вм}}$ ;
- вибирають палетку, шифр якої найбільш близький до фактичних значень  $\rho_{\text{вм}}$ , і за значенням  $h$  і  $\rho_y$  визначають  $\rho_y^\infty$ . Якщо фактичний опір вміщуючих порід  $\rho_{\text{вм}}$  не відповідає жодному з шифрів палетки, то тоді  $\rho_y^\infty$  визначають за двома

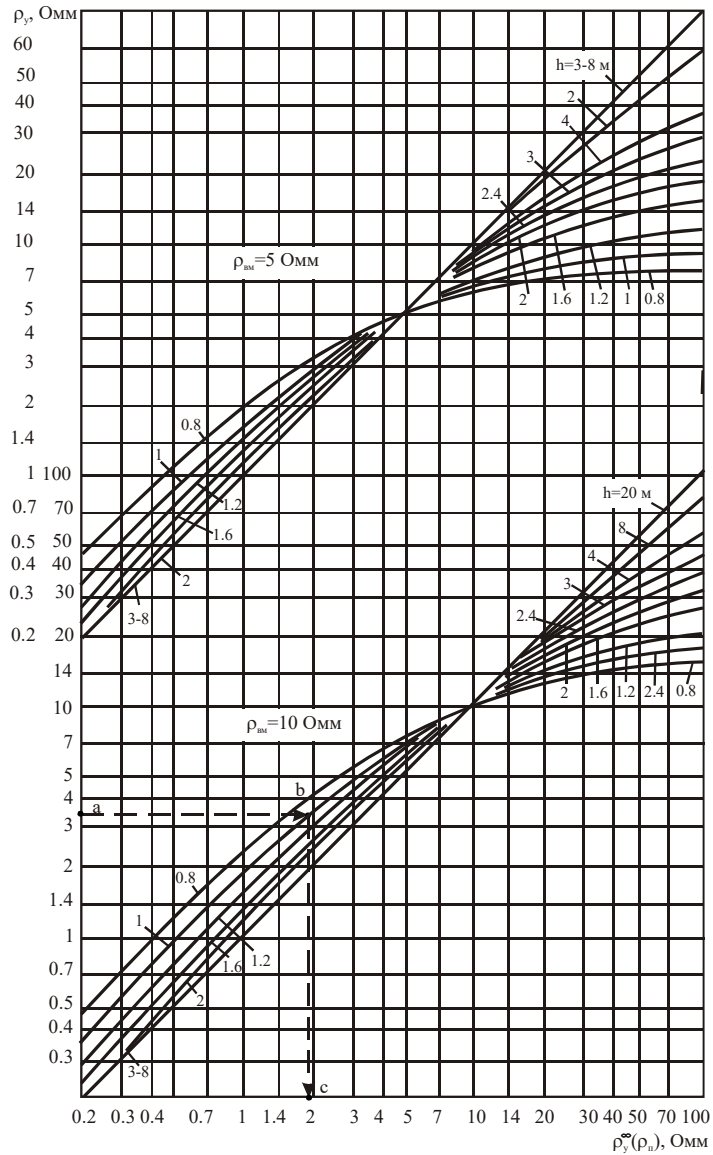




**Рисунок 3.2 – Палетка для визначення поправки за вплив скін-ефекту на покази ІК**



**Рисунок 3.3 – Палетка для визначення поправки за товщину пласта (прилад ПІК-1М)**



**Рисунок 3.4 – Палетка для визначення поправки за товщину пласта (прилад ПІК-1М)**  
 палетками із ближніми значеннями  $\rho_{BM}$  і за допомогою лінійної інтерполяції знаходять  
 результат, який відповідає фактичному значенню  $\rho_{BM}$ .

е) **Врахування зони проникнення.** Необхідно скористатися спеціальними палетками, які представляють собою групу кривих залежностей  $\rho_y$  від  $\rho_n$  або  $\sigma_y$  від  $\sigma_n$ .

Криві розбиті на групи для певних значень діаметра зони проникнення  $D$  та її опору  $\rho_{зп}$ . Зміна діаметра свердловини мало впливає на одержаний результат, що дозволяє зменшити число палеток, які необхідні для інтерпретації. Палетками можна користуватися, якщо відомий питомий опір і діаметр зони проникнення.

### **3.2 Порядок виконання роботи**

1. Провести перевірку якості діаграмного матеріалу у відповідності до п. а.
2. Виділити об'єктів інтерпретації та зняти характерні значення уявної електропровідності у відповідності до п. б.
3. Внести поправку за вплив свердловини у відповідності до п. в.
4. Врахувати вплив скін-ефекту у відповідності до п. г.
5. Врахувати вплив обмеженої товщини пласта у відповідності до п. д.
6. Врахувати вплив зони проникнення у відповідності до п. е.
7. Результати інтерпретації занести у таблицю 3.1.

### **3.3 Контрольні питання**

1. Як проводиться перевірка якості діаграмного матеріалу ІК?
2. Як визначаються границі пластів на діаграмах ІК?
3. Як вводиться поправка за вплив свердловинних умов?
4. Як вводиться поправка за вплив скін-ефекту?
5. Як враховується вплив обмеженої товщини пласта на покази ІК?
6. Як враховується вплив зони проникнення пласта на покази ІК?

**Лабораторна робота №4**  
**ВИЗНАЧЕННЯ ПИТОМОГО ОПОРУ ПРОМИТОЇ ЗОНИ ПЛАСТІВ ЗА**  
**РЕЗУЛЬТАТАМИ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН МІКРОМЕТОДАМИ**  
**ЕЛЕКТРОМЕТРІЇ**

**Мета роботи.** Ознайомитись з методикою визначення питомого електричного опору присвердловинної зони пласта за даними мікрокаротажу (МК) та бокового мікрокаротажу (БМК).

**4.1 Теоретичні відомості**

**4.1.1 Інтерпретація діаграм мікрокаротажу МК**

При вивченні розрізу свердловин за допомогою мікрозондів вимірюють уявний опір присвердловинної зони пласта. Дослідження проводяться двома зондами А0.025М0.025N і А0.05М, відповідно мікроградієнт-зондом та мікропотенціал-зондом. Оскільки їх розміри достатньо малі, то границі пластів на діаграмах МК  $\rho_y$  визначають за різким збільшенням опору у підшві, та різким спадом у покрівлі.

Покази мікрозондів залежать від умов прилягання електродів до стінки свердловини. У зв'язку з тим, що дані умови різні в пластах, які мають різний літологічний склад, діаграми мікрозондів дозволяють проводити літологічне розчленування розрізу та виділяти деякі групи порід.

У кавернах, при відносно низькому опорі навколишніх порід (глини) і умові, що башмак мікрозонда не торкається стінки свердловини, реєструється уявний електричний опір, який близький до опору глинистого розчину ( $\rho_y = \rho_p$ ).

У щільних, а також тріщинуватих породах високого опору покази мікрозондів залежать від характеру прилягання башмака до нерівної стінки свердловини. В такому випадку реєструються різко диференційовані криві опору, оскільки башмак мікрозонда відділений від щільної породи достатньо нерівномірним за своєю товщиною прошарком глинистого розчину.

Пласти із добрими фільтраційно-ємнісними властивостями, на поверхні яких утворюється глиниста кірка, відмічаються відмінністю показів двох зондів ( $\rho_{y\text{МГЗ}} < \rho_{y\text{МПЗ}}$ ). Покази  $\rho_{y\text{МГЗ}}$  мікроградієнт-зонда, який має меншу глибину дослідження, визначаються опором глинистої кірки  $\rho_{\text{ТК}}$ , до якої прилягає башмак мікрозонда. Значення  $\rho_{\text{ТК}}$  наближено рівне  $\rho_p$ , а уявний опір мікроградієнт-зонда – вищий ніж  $\rho_y$  в каверні. Покази МПЗ, який має більшу глибину дослідження, залежать від опору промитої зони пласта-колектора  $\rho_{\text{ПП}}$ . У зв'язку з цим, величина  $\rho_{y\text{МПЗ}}$  у звичайних умовах більша ніж  $\rho_{y\text{МГЗ}}$ . Дане співвідношення може порушуватись, якщо глиниста кірка має велику товщину або відсутня. Тоді покази двох мікрозондів співпадають.

У результаті кількісної інтерпретації діаграм мікрозондів можна оцінити питомий опір промитої зони пласта-колектора  $\rho_{\text{ПП}}$ . Для цього використовують спеціальні палетки, які

представляють собою групу кривих  $\rho_{y \text{ мГз}}/\rho_{\text{ш}}=f(\rho_{y \text{ мПз}}/\rho_{\text{ш}})$  для заданих значень  $\rho_{\text{пп}}/\rho_{\text{ш}}$  і товщини проміжного шару  $h_{\text{ш}}$ . З діаграм знімають значення  $\rho_{y \text{ мГз}}$  і  $\rho_{y \text{ мПз}}$  в інтервалі у якому проводяться дослідження. За величиною  $\rho_{\text{р}}$  для даного інтервалу свердловини та за допомогою групи кривих (Рис. 4.1) визначають  $\rho_{\text{Гк}}$ .

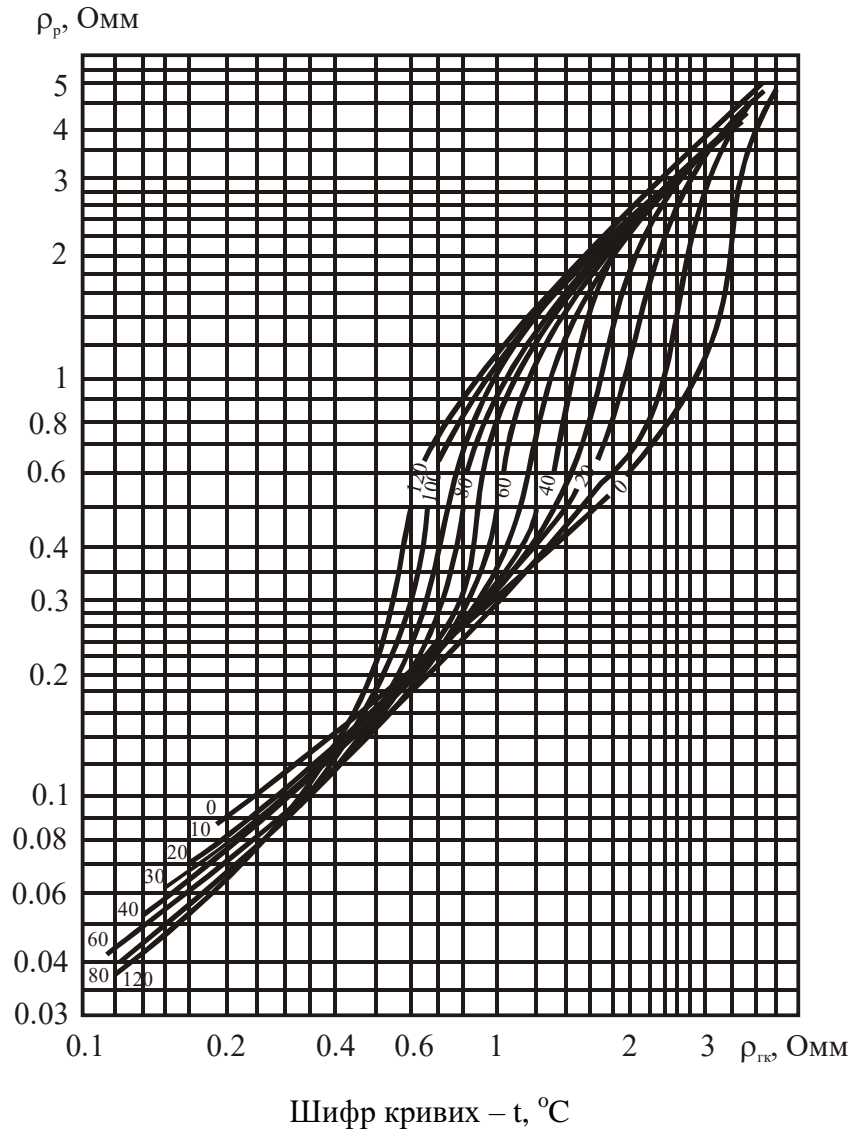
За діаметром свердловини  $d_{\text{с}}$  вибирається найбільш достовірна палетка і на ній знаходять модуль кривої  $\mu$  (Рис. 4.2), який проходить через точку з відомими координатами  $\rho_{y \text{ мГз}}/\rho_{\text{ш}}$  і  $\rho_{y \text{ мПз}}/\rho_{\text{ш}}$ . За величиною даного значення розраховують значення  $\rho_{\text{пп}}=\mu \cdot \rho_{\text{ш}}$ .

#### **4.1.2 Інтерпретація діаграм МБК**

**а)** Обробка діаграм мікробокового каротажу (МБК) починається з перевірки їх якості відповідно до вимог технічної інструкції. Оскільки радіус дослідження МБК складає 10-20 см, то за їх допомогою можна визначити опір присвердловинної зони пласта. В проникних пластах це відповідає опору промитої зони.

Якщо товщина пласта більша 20-30 см, то вона не впливає на покази мікробокового каротажу. У свердловинах, які заповнені промивною рідиною з опором менше 0.5 Ом·м, на покази зонда впливає контактний опір електродів зонда.

Для визначення питомого опору присвердловинної зони пласта за діаграмами мікробокового каротажу проводять наступні операції.



**Рисунок 4.1 – Залежність питомого електричного опору глинистої кірки  $\rho_{ГК}$  від опору промивної рідини  $\rho_p$  при різних температурах**

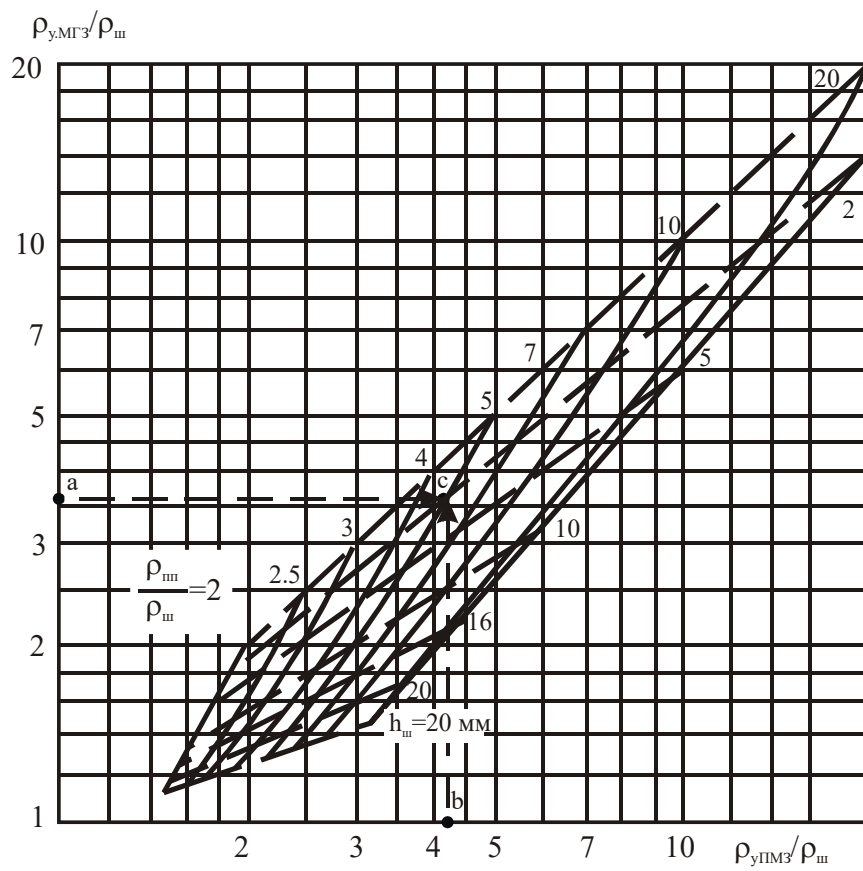


Рисунок 4.2 – Визначення  $\rho_{шн}$  за даними МК



**б) Виділення об'єктів інтерпретації.** Границі пластів проводять по точкам перегину кривої УО, при цьому можна використовувати результати інших методів ГДС.

**в) Навпроти виділених інтервалів знімають середнє значення уявного опору  $\rho_{y.cр}$ , якщо покази навпроти окремих пластів відрізняються не більше ніж на  $\pm 25\%$  від  $\rho_{y.cр}$ .**

При великій неоднорідності пласта відрховується середньогармонічне значення уявного опору:

$$\rho_{y.cр.2} = \frac{h_1 + h_2 + \dots + h_n}{h_1 / \rho_{y.1} + h_2 / \rho_{y.2} + \dots + h_n / \rho_{y.n}}, \quad (4.1)$$

де  $h_1, h_2, \dots, h_n$  – потужність прошарків, м;  $\rho_{y.1}, \rho_{y.2}, \dots, \rho_{y.n}$  – уявні опори даних прошарків, Ом·м.

**з) За значенням  $\rho_p$  і температури пласта знаходять питомий опір глинистої кірки (Рис. 4.1).**

**д) Проміжний шар між електродами зонда та породою понижує уявний опір, якщо його товщина  $h_{ш}$  перевищує 10-15 мм, і тим більше, чим вищий опір пласта і більша товщина шару  $h_{ш}$ . Для двохелектродного мікробокового зонда кількісна оцінка  $\rho_{п}$  можлива для наступних діапазонів вимірювання  $\rho_{п}/\rho_{ш}$  при різних  $h_{ш}$ :**

$h_{ш}$ , мм	10	15	20	30
$\rho_{п}/\rho_{ш}$	1-1500	1-250	1-100	1-35

Товщину проміжного шару  $h_{ш}$ , використовуючи результати мікрокаверноміра, діаграма якого реєструється одночасно з кривою МБК, знаходять за виразом:

$$h_{ш} = \frac{d_n - d_{мк}}{2}, \quad (4.2)$$

де  $d_n$  і  $d_{мк}$  – відповідно номінальний діаметр свердловини, та діаметр свердловини по мікрокавернограмі, мм.

Якщо мікрокавернограма відсутня, то можна використовувати звичайну кавернограму, але знайдену товщину глинистої кірки необхідно виправити за неповне прилягання башмака мікрозонда до глинистої кірки, використовуючи співвідношення між  $h_{ш}$  і  $h_{гк}$ :

$h_{гк}$ , мм	5	10	15	20	25	30
$h_{ш}$ , мм	5	12	18	24	30	37

При малій товщині глинистої кірки (менше 10 мм) її опір  $\rho_{гк}$  приймають за опір проміжного шару  $\rho_{ш}$ . При великій товщині  $h_{гк}$  опір  $\rho_{ш}$  розраховують за формулою:

$$\frac{h_{ш}}{\rho_{ш}} = \frac{h_{зк}}{\rho_{зк}} + \frac{h_{ш} - h_{зк}}{\rho_p}. \quad (4.3)$$

е) Для безпосереднього визначення питомого опору присвердловинної зони пласта-колектора необхідно вибрати відповідну палетку. Палетки двохелектродного мікробокового зонда побудовані для фіксованих значень опору проміжного шару (0.05, 0.1, 0.2 і  $\geq 0.5$  Ом·м) і представляють собою групу кривих залежності  $\rho_y/\rho_{ш}$  від  $\rho_{пп}/\rho_{ш}$ , шифром яких є товщина проміжного шару  $h_{ш}$  (Рис. 4.3, 4.4, 4.5, 4.6). При інтерпретації використовують палетку з величиною  $\rho_{ш}$ , яка найбільш близька до фактичного значення  $\rho_{ш}$ . Визначивши  $\rho_y/\rho_{ш}$  і знаючи  $h_{ш}$ , за палеткою знаходять  $\rho_{пп}/\rho_{ш}$  і в подальшому  $\rho_{пп}$ . При відсутності зони проникнення дана величина відповідає питомому опору пласта, в проникних пластах – опору промитої зони. На практиці інтерпретацію мікрокаротажу та мікробокового каротажу в деяких випадках проводять комплексно. З цією метою використовують комплексні палетки інтерпретації даних МК і БМК (Рис. 4.7, 4.8).

#### 4.2 Порядок виконання роботи

Обробка діаграм МК та БМК проводиться в такій послідовності:

1. Перевірити якість діаграмного матеріалу мікрометодів у відповідності до п. а.
2. Виділити продуктивні інтервали у відповідності до п. б.

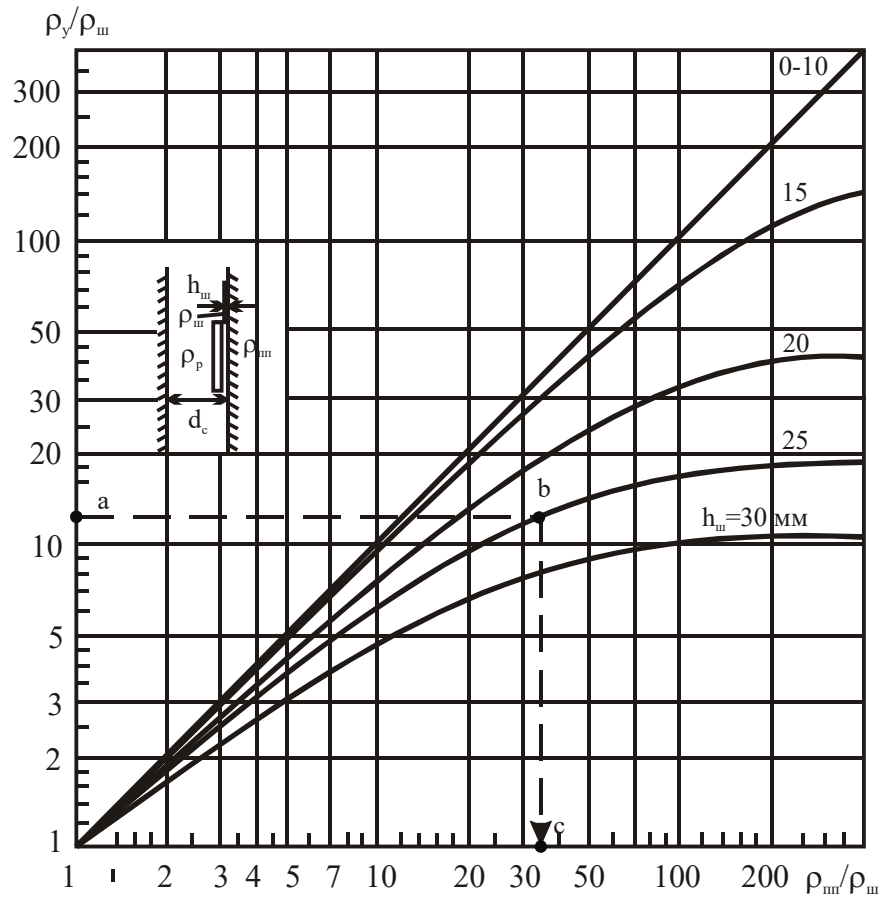


Рисунок 4.3 – Визначення  $\rho_{ш}$  за даними БМК ( $\rho_{ш} \geq 0.5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ )

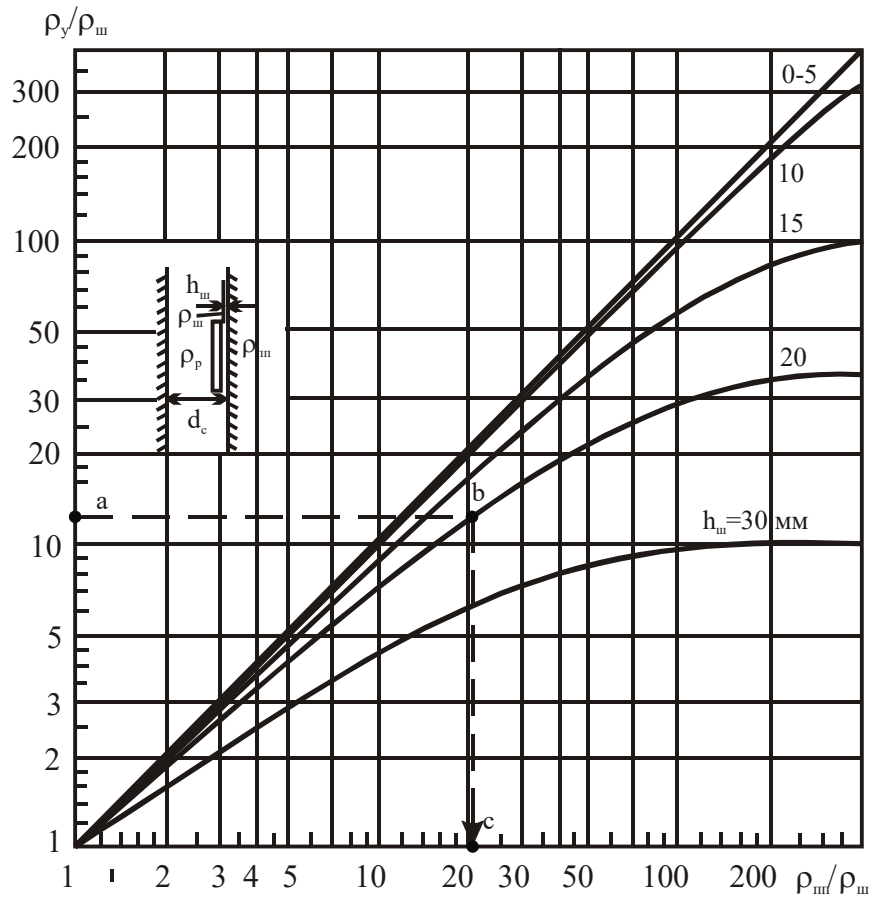


Рисунок 4.4 – Визначення  $\rho_{ш}$  за даними БМК ( $\rho_{ш}=0.2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ )

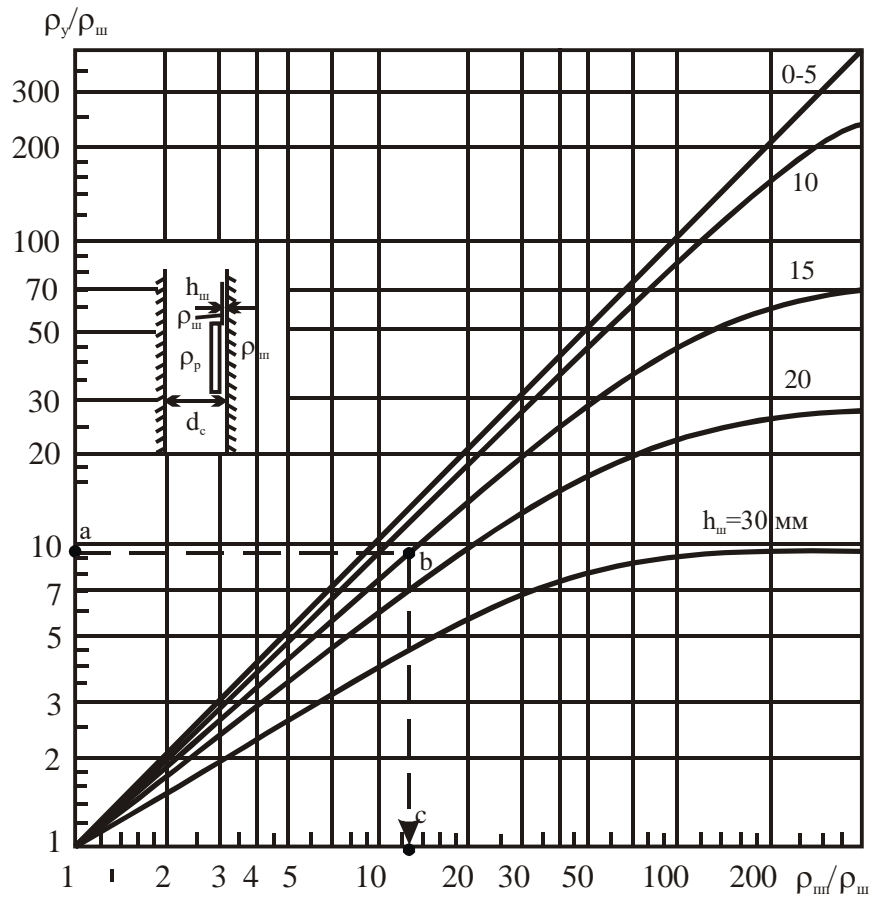


Рисунок 4.5 – Визначення  $\rho_{ш}$  за даними БМК ( $\rho_{ш}=0.1 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ )

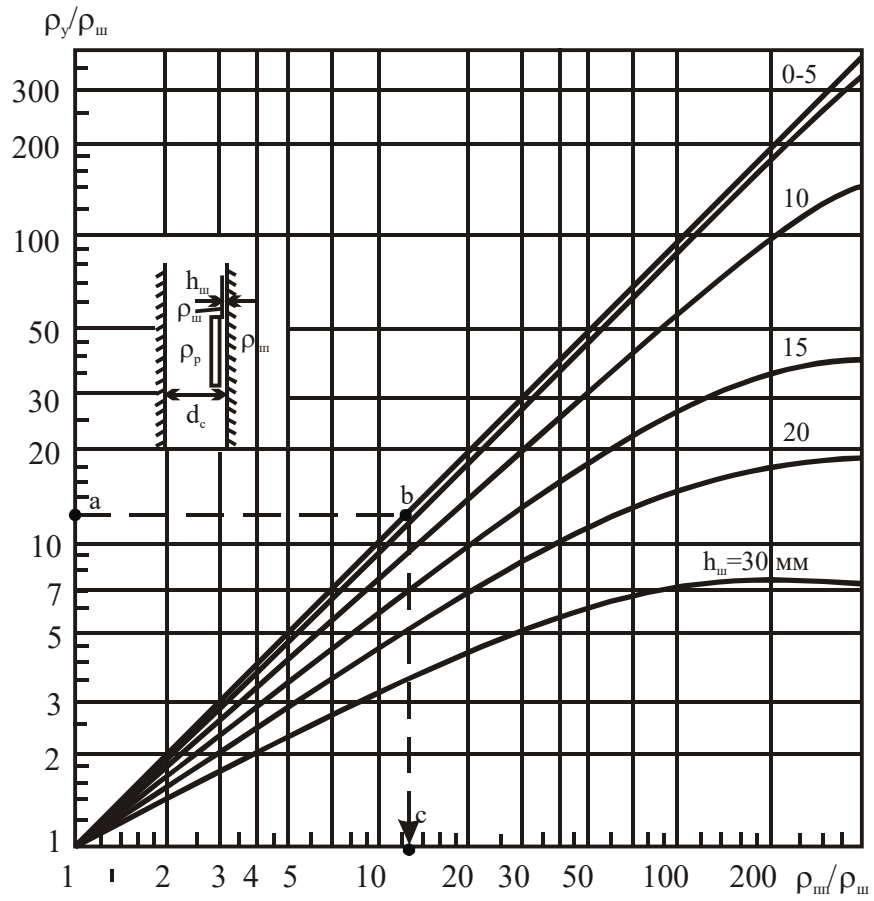
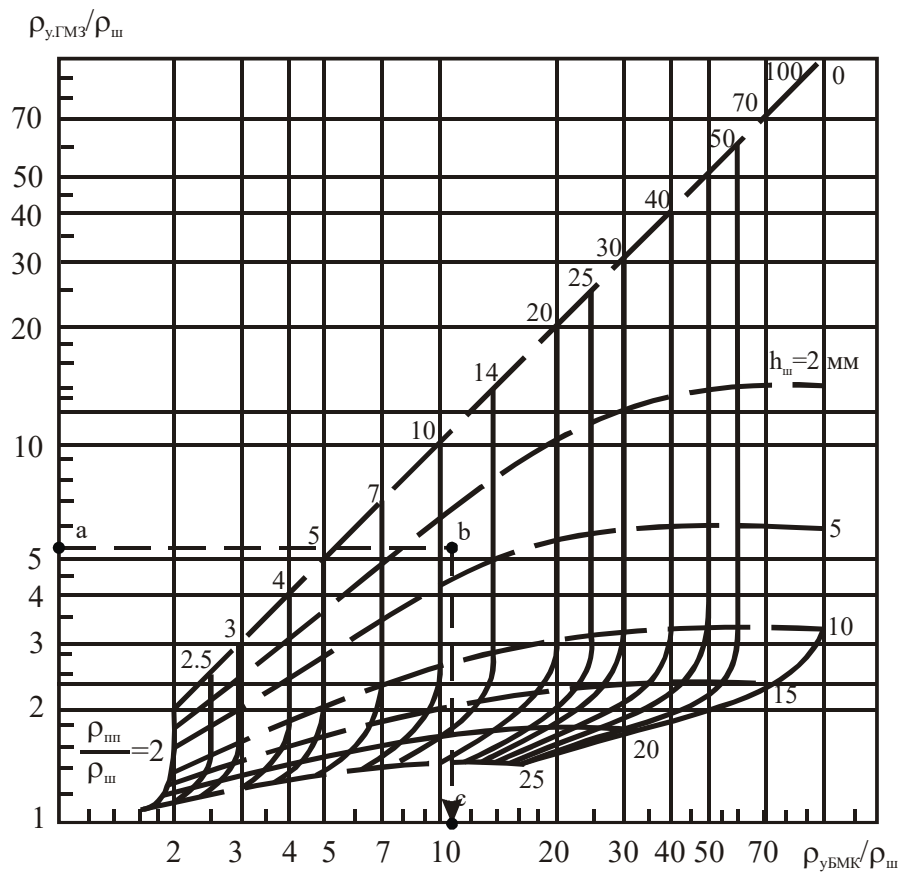
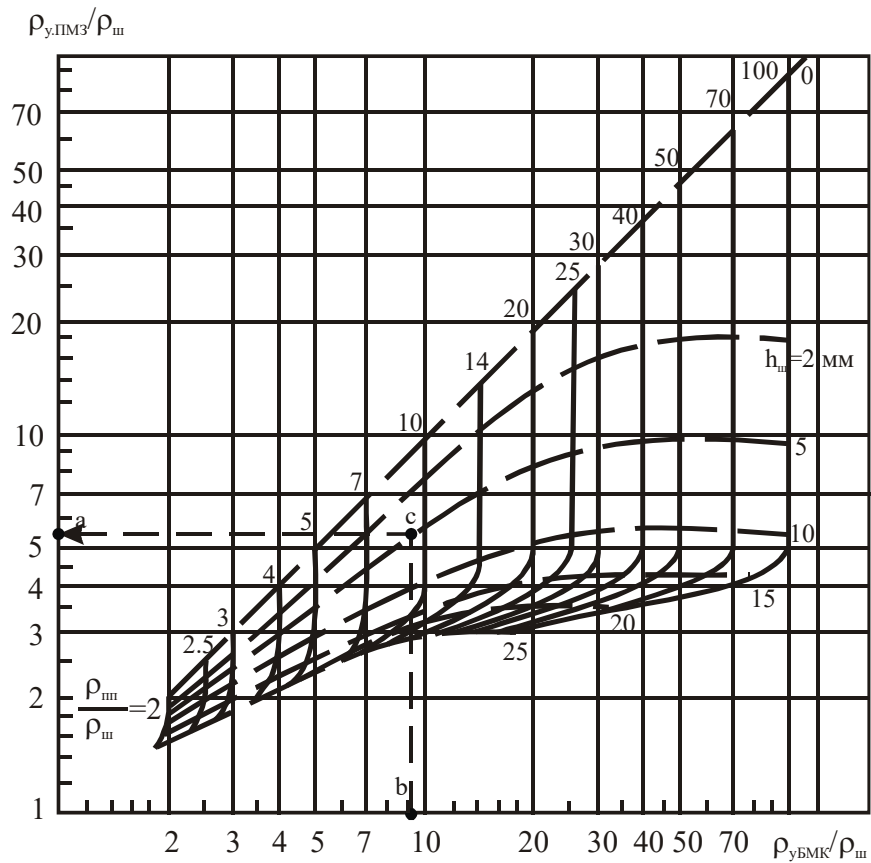


Рисунок 4.6 – Визначення  $\rho_{ш}$  за даними БМК ( $\rho_{ш}=0.05$  Ом·м)



**Рисунок 4.7 – Визначення  $\rho_{ш}$  і  $h_{ш}$  за даними мікроградієнт-зонда і БМК**



**Рисунок 4.8 – Визначення  $\rho_{ш}$  і  $h_{ш}$  за даними мікропотенціал-зонда і БМК**

3. Із виділених пластів зняти характерні значення  $\rho_{у,МГЗ}$ ,  $\rho_{у,ПМЗ}$  та  $\rho_{у,БМК}$  уявного опору у відповідності до п. в.
4. Знайти питомий опір глинистої кірки  $\rho_{ГК}$  у відповідності до п. г.
5. Знайти товщину проміжного шару  $h_{ш}$  у відповідності до п. д.
6. Знайти дійсний опір промітої зони пласта  $\rho_{ш}$  у відповідності до п. е.
7. Результати інтерпретації занести у таблицю 4.1.



### 4.3 Контрольні питання

1. Як проводиться перевірка якості діаграмного матеріалу мікрометодів?
2. Як проводиться виділення продуктивних інтервалів по МК і МБК?
3. Як знімаються характерні значення  $\rho_{у\text{ МГЗ}}$ ,  $\rho_{у\text{ МПЗ}}$  та  $\rho_{у\text{ МБК}}$  уявного опору?
4. Як визначається питомий опір глинистої кірки  $\rho_{ГК}$ ?
5. Що таке проміжний шар?
6. Як визначається товщина проміжного шару  $h_{ш}$ ?
7. Як визначається дійсний опір промітної зони пласта  $\rho_{пш}$  по МК та МБК?

**Лабораторна робота №5**  
**ВИКОРИСТАННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН МЕТОДОМ**  
**САМОЧИННОЇ ПОЛЯРИЗАЦІЇ ПРИ ВСТАНОВЛЕННІ КОЕФІЦІЄНТА**  
**ПОРИСТОСТІ ТА ГЛИНИСТОСТІ КОЛЕКТОРІВ**

**Мета роботи.** Ознайомитись із методикою визначення коефіцієнта пористості та глинистості за даними методу самочинної поляризації (СП).

### 5.1 Теоретичні відомості

Осадові гірські породи різного генезису – теригенні, карбонатно-хемогенні, як правило, вміщують певну кількість глинистого (пелітового) матеріалу. Глинистість часто суттєво впливає на колекторські властивості порід або є завадою при визначенні останніх за результатами досліджень свердловин промислово-геофізичними методами.

Необхідність визначення об'ємного, масового чи відносного вмісту глинистих частинок у породі викликана високою дисперсністю глинистих мінералів, що обумовлює високий вміст адсорбованої на їхній поверхні води й обмінних гідратованих катіонів, а також присутністю в глинистих мінералах хімічно зв'язаної води. Шари води товщиною  $2\text{-}5 \cdot 10^{-5}$  мм на поверхні і у субкапілярах агрегатів глинистих частинок змінюють електричні і пружні характеристики порід. З підвищенням глинистості різко погіршуються колекторські властивості порід, від чого залежить їхня здатність бути промисловими колекторами.

Окрім глинистих частинок, високою дисперсністю і, отже, високою питомою поверхнею володіє тонкозерниста алевритова фракція у теригенних розрізах і нерозчинний залишок карбонатних порід. Тому у нафтогазопромисловій практиці поняття “глинистість” неоднозначне: в одних випадках за глинистість приймають вміст  $K_{\text{гл1}}$  у породі пелітового матеріалу – частинок розміром менше за 0.01 мм незалежно від їхнього мінерального складу, в іншому – вміст  $K_{\text{гл2}}$  глинистих мінералів, основною особливістю яких можна вважати наявність хімічно зв'язаної води, в третьому – (у карбонатних відкладах) вміст  $K_{\text{гл3}}$  нерозчинного залишку.

Обробка каротажних діаграм методу ПС включає такі етапи:

*a)* Діаграма СП не має нульової лінії. Горизонтальний масштаб, зареєстрованої кривої СП, показує число мілівольтів, що припадає на відрізок 2 см. Знаками «-» і «+» на краях цього відрізка вказують полярність кривої СП. Знаки «-» і «+» розташовані так, що відхилення кривої вліво означає зменшення потенціалу, вправо – його збільшення.

Через відсутність на діаграмі СП нульової лінії в якості умовної нульової лінії, від якої знімають відхилення кривої СП, використовують лінію глин. Більша частина осадових порід у теригенному, карбонатному, вулканогенному розрізах і їх різновидностях відзначається відхиленням кривої СП вліво від лінії глин. Лінія глин для значних інтервалів розрізу (200-300 м) зберігається практично сталою і проходить паралельно осі глибин. Поступове відхилення лінії глин вправо з глибиною на значних інтервалах розрізу пов'язане із впливом геотермічного градієнта і ущільненням глин з глибиною. Різкий зсув лінії глин вправо або

вліво з глибиною – ознака спотворення діаграми СП поляризацією електродів. Така діаграма – брак і для інтерпретації не використовується.

**б)** Границі пластів на кривій СП відповідають точкам перегину зареєстрованої кривої СП. Дане універсальне правило визначення границь за кривою СП реалізується, якщо отримати криву градієнта СП із кривої потенціалу СП шляхом диференціювання останньої на ЕОМ або графічним шляхом, або за точками екстремальних значень на кривій градієнта СП у свердловині. При виділенні одинарних пластів, які характеризуються від'ємною аномалією СП, користуються одним з наступних правил визначення границь. Якщо товщина пласта становить більше 3 діаметрів свердловини ( $h > 3d_c$ ), то в такому випадку границі пласта знаходяться на половині аномалії кривої СП. Якщо  $h < 3d_c$ , то тоді границі пласта зміщуються до  $\Delta U_{СП, \max}$ .

**в)** Аномалію  $\Delta U_{СП}$  в одинарному пласті при ручній обробці визначають: в однорідному пласті за максимальним відхиленням (якщо пласт виділяється симетричною аномалією), в неоднорідному пласті за середнім значенням показів СП,  $E_s$  розраховують за формулою:

$$E_s = \frac{\Delta U_{СП}}{V_{СП}}. \quad (5.1)$$

Для геологічної інтерпретації діаграм СП використовують значення  $E_s$  в окремих пластах, або відносні значення  $\alpha_{СП} = E_s/E_s^{\max}$ , де  $E_s^{\max}$  – максимальне значення  $E_s$  у досліджуваній ділянці розрізу.

**г)** Для визначення  $\rho_v$  використовують аномалію СП навпроти пласта чистого пісковика або вапняку, який залягає в щільних високодисперсних глинах. Підставляючи в рівняння:

$$E_{sT} = 70 \frac{T_{пл} + 273}{293} \cdot \lg \left( \frac{\rho_\phi}{\rho_e} \right) \quad (5.2)$$

відомі значення  $E_{sT}$ ,  $T_{пл}$ ,  $\rho_\phi$ , розв'язують його відносно  $\rho_v$ . За графіками  $\rho_v = f(C_v)$  для різних  $T_{пл}$  знаходять  $C_v$ .

**д)** При визначенні коефіцієнта пористості у досліджуваній частині розрізу свердловини вибирається опорний пласт з можливо найбільшою сталою та відомою пористістю низького опору, який створює на кривій  $U_{СП}$  найбільшу негативну аномалію  $\Delta U_{СП, оп}$ .

Якщо потужність опорного пласта відносно мала та його опір великий, в амплітуду  $\Delta U_{СП, оп}$  вводиться поправка за потужність і опір. Виправлене значення:

$$\Delta U_{СП, оп}^\infty = \frac{\Delta U_{СП, оп}}{V_{СП}}, \quad (5.3)$$

де коефіцієнт  $\nu_{СП}$ , для заданих відношень  $\rho_{п}/\rho_{р}$  і  $h/d_c$ , визначається за допомогою кривих, які приведені на рисунку 5.1.

У тих випадках, коли коефіцієнт пористості опорного пласта не дорівнює найбільшому значенню  $K_{п}$ , для якого  $\Delta U_{СП.оп}/\Delta U_{СП}^{\max}=1$ , попередньо розраховується величина  $\Delta U_{СП}^{\max}$  у пласті з максимальною пористістю. З цією метою при відомій величині коефіцієнта пористості опорного пласта по кривій залежності коефіцієнта  $\alpha_{СП}=\Delta U_{СП}/\Delta U_{СП}^{\max}=f(K_{п})$  (Рис. 5.2) знаходять значення  $\alpha_{СП}$ , яке відповідає коефіцієнту пористості і  $\Delta U_{СП.оп}$  приводиться до  $\Delta U_{СП}^{\max}$  :

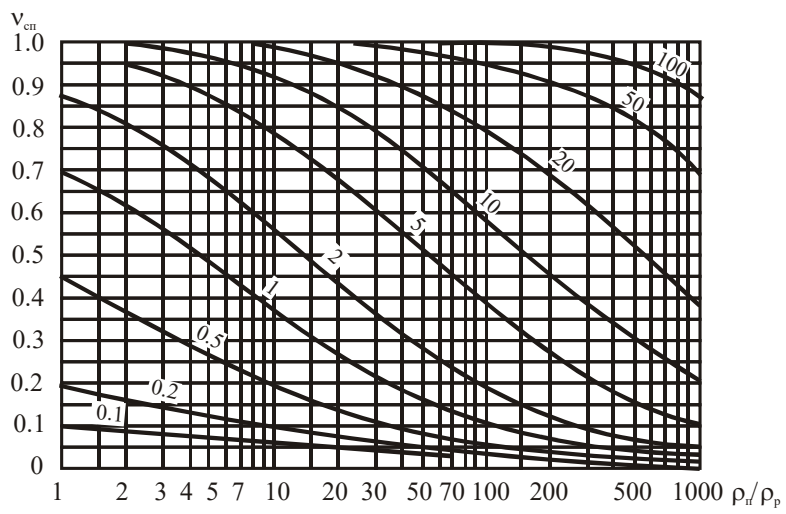
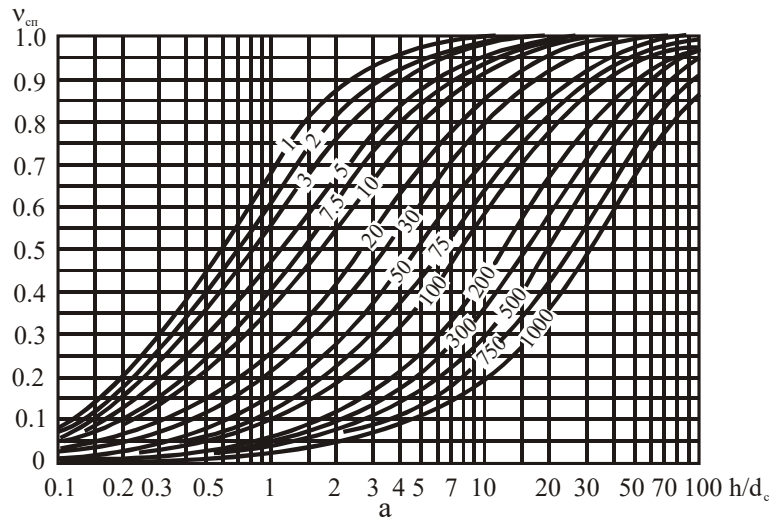
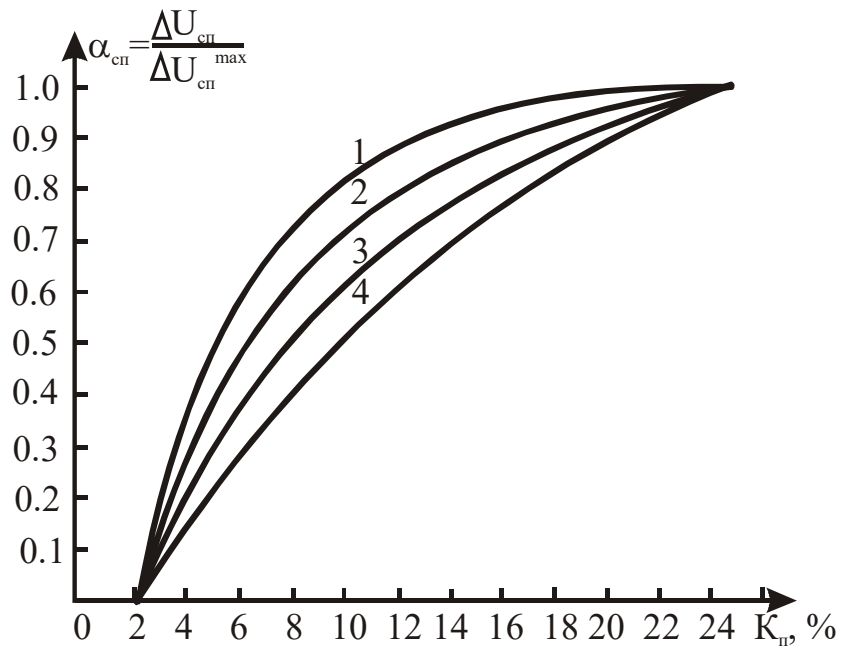


Рисунок 5.1 – Криві залежності а –  $v_{кр}=f(h/d_c)$  при  $\rho_n/\rho_p=const$  (шифр кривих); б –  $v_{кр}=f(\rho_n, \rho_p)$  при  $h/d_c=const$  (шифр кривих);  $\rho_n=\rho_{вм}$



Криві 1, 2, 3 і 4 – для колекторів різного типу (використання тієї чи іншої кривої встановлюється за співставленням з даними лабораторних досліджень керну)

**Рисунок 5.2 – Залежність коефіцієнта  $\alpha_{CP} = \Delta U_{CP} / \Delta U_{CP}^{max}$  від коефіцієнта пористості**

$$\Delta U_{CP}^{max} = \frac{\Delta U_{CP, on}^{\infty}}{\alpha_{CP}}. \quad (5.4)$$

Далі для досліджуваних пластів розраховується амплітуда аномалії  $\Delta U_{CP}$  для значень потенціалу в породах мінімальної пористості. За потужністю кожного пласта і його опору

використовуючи палетку, яка приведена на рисунку 5.1, знаходять поправочні коефіцієнти  $v_{СП}$ , після чого розраховують виправлені значення амплітуд:

$$\Delta U_{СП}^{\infty} = \frac{\Delta U_{СП}}{v_{СП}}. \quad (5.5)$$

Тоді розраховують відношення  $\Delta U_{СП}^{\infty}/\Delta U_{СП}^{\max}$  і за однією із кривих, які приведені на рисунку 5.2, для однотипних порід визначають коефіцієнт пористості порід.

У тих випадках, коли в розрізі свердловин відсутній колектор з витриманою та відомою пористістю, як опорний пласт може бути використаний інший літотип (не обов'язково високопористий) з витриманими дифузійно-адсорбційними властивостями (не змінюється мінеральний склад і структура, наприклад щільний неглинистий вапняк або ангідрит, що залягає серед глин). Амплітуда аномалії  $\Delta U_{СП, оп}$  у цьому пласті приймаються за еталон, відносно якого на основі вимірів амплітуд аномалій  $\Delta U_{СП}$  в інших пластах з відомою пористістю складається еталонна крива:

$$\frac{\Delta U_{СП}}{\Delta U_{СП, оп}} = f(K_n). \quad (5.6)$$

Ця крива використовується для визначення коефіцієнта пористості так само як і криві, які складені для випадку, коли опорний пласт є колектором з високою пористістю.

е) Кількісно глинистість характеризують масовим вмістом фракції ( $C_{гл}$ ) у мінеральній матриці породи з розмірами зерен менше 0.01 мм або вмістом нерозчинного залишку (Рис. 5.3):

$$C_{зл} = m_{0.01}/m, \quad (5.7)$$

де  $m_{0.01}$  – маса фракції з розмірами зерен менше 0,01 мм;  $m$  – маса мінеральної матриці, включаючи і тонкозернисту фракцію.

Об'ємна глинистість породи ( $K_{гл}$ ) при рівності мінеральних густин глинистої фракції ( $\sigma_{гл}$ ) і основного породоутворюючого мінералу ( $\sigma_{ск}$ ) визначається виразом:

$$K_{зл} = C_{зл}(1 - K_n). \quad (5.8)$$

Відносна глинистість  $\eta_{гл}$  характеризує ступінь заповнення глинистими частинками простору між зернами породи:

$$\eta_{2л} = \frac{K_{2л}}{K_{2л} + K_n}. \quad (5.9)$$

Теригенні породи з розсіяною глинистістю в більшості випадків залишаються колекторами, якщо  $\eta_{гл} < 0.45$ . При великих значеннях  $\eta_{гл}$  фазові проникності для води, нафти і газу прямують до нуля. Такі породи містять тільки зв'язану (залишкову) воду.

У пластах-колекторах і не колекторах з розсіяною глинистістю визначають значення відносної глинистості  $\eta_{гл}$  за графіком  $\alpha_{СП} = f(\eta_{гл})$  для досліджуваних відкладів (Рис. 5.4).

У пластах-колекторах із шаруватою глинистістю за значенням  $\alpha_{СП}$  визначають вміст глинистих прошарків у пачці  $\chi_{гл}$  за допомогою палеток, які приведені на рисунку 5.5, використовуючи значення електричних параметрів даного розрізу.



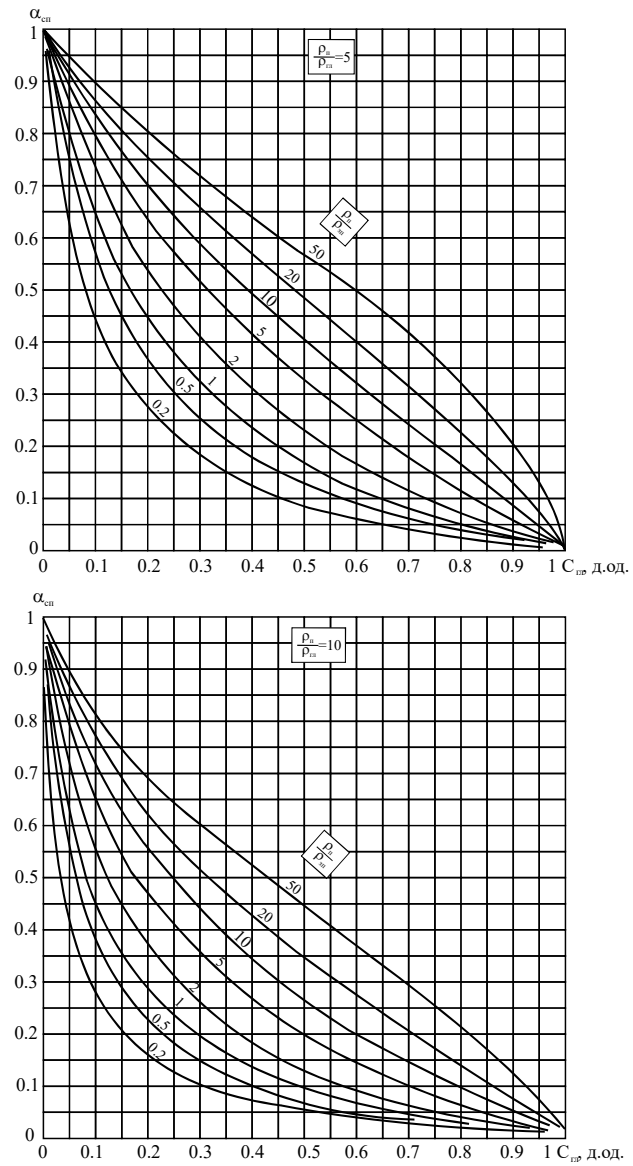
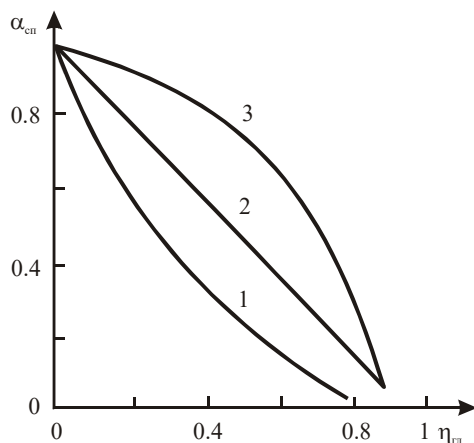
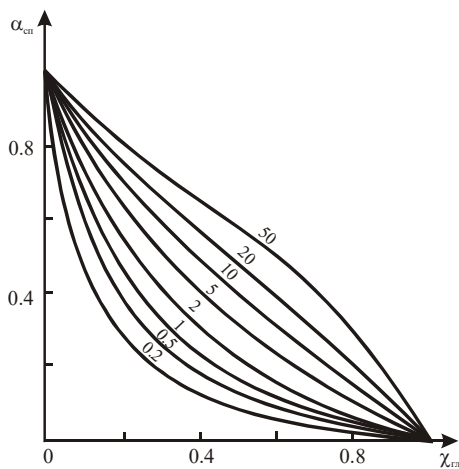


Рисунок 5.3 – Розрахункова залежність  $\alpha_{СП}=f(C_{2л})$  для піщаників



**Рисунок 5.4 – Кореляційна залежність  $\alpha_{сп}=f(\eta_{сп})$  для теригенних відкладів з високою (1), середньою (2), низкою (3) активністю глинистого матеріалу і низкою (1), середньою (2), високою (3) мінералізацією пластових вод**



Шифр кривих –  $\rho_{зп}/\rho_{п}$  ( $\rho_{вп}/\rho_{р}=5$ )

**Рисунок 5.5 – Розрахункова залежність  $\alpha_{сп}=f(\chi_{сп})$  для піщаників із шаруватою глинистістю**

**5.2 Порядок виконання роботи**

1. Перевірити якість діаграмного матеріалу у відповідності до п.а.
2. Виділити продуктивні пласти та визначити їх границі у відповідності до п.б.
3. Зняти характерні значення  $\Delta U_{cn}$  із кривих СП навпроти виділених продуктивних пластів та розрахувати статистичну амплітуду  $E_s$  у відповідності до п. в.
4. Визначити питомий електричний опір пластових вод  $\rho_v$  у відповідності до п. г.
5. Визначити коефіцієнт пористості пластів-колекторів у відповідності до п.д.
6. Визначити коефіцієнти глинистості порід-колекторів у відповідності до п. е.
7. Результати інтерпретації занести у таблицю 6.1.

### 5.3 Контрольні питання

1. Що називають глинистістю?
2. Які є типи глинистості в залежності від характеру розміщення тонкодисперсних частинок у породі?
3. За рахунок яких процесів виникають потенціали самочинної поляризації?
4. В яких одиницях вимірюються потенціали самочинної поляризації?
5. Що таке лінія глин і пісковиків?
6. Як визначається відносна глинистість за даними СП?

**Лабораторна робота №6**  
**ОЦІНКА КОЕФІЦІЄНТІВ ПОРИСТОСТІ ТА НАФТОГАЗОНАСИЧЕНОСТІ ЗА**  
**РЕЗУЛЬТАТАМИ ДОСЛІДЖЕНЬ ЕЛЕКТРИЧНИМИ МЕТОДАМИ**

**Мета роботи.** Ознайомитись із методикою визначення коефіцієнта пористості та нафтогазонасиченості за даними питомого електричного опору пласта, одержаного одним із методів електричного каротажу (БКЗ, БК, ІК, МК та БМК).

**6.1 Теоретичні відомості**

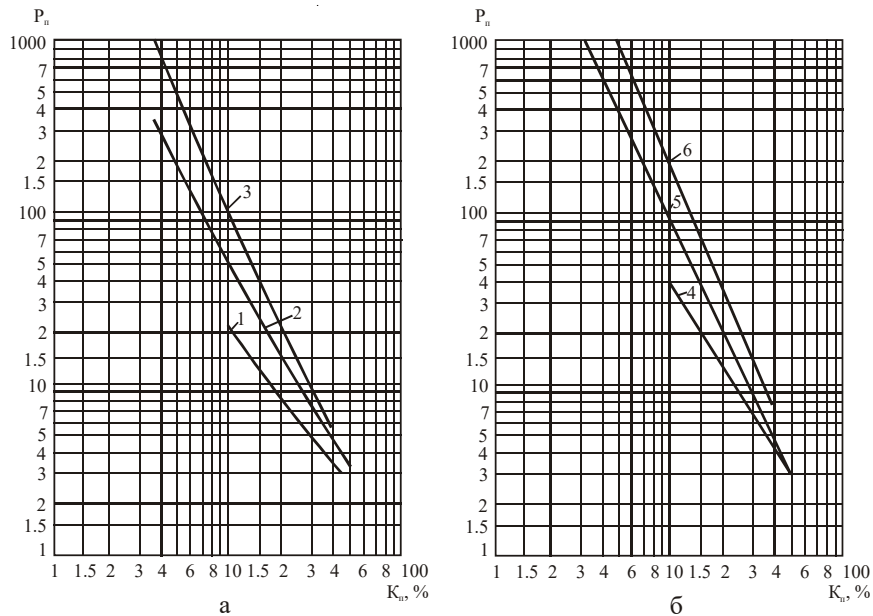
Коефіцієнт пористості гірських порід можна визначити за допомогою різних електричних або радіоактивних методів дослідження розрізів нафтогазових свердловин. Однак ефективність цих розрахунків в конкретних геологічних умовах для різних методів неоднакова. При вивченні піщано-глинистих порід-колекторів достовірні результати дають електричні методи, а при вивченні гранулярних карбонатних порід – радіоактивні методи. Визначення коефіцієнта пористості тріщинуватих порід проводиться по результатам комплексної інтерпретації електричних і радіоактивних методів дослідження розрізів свердловин. Однак найбільш частіше для визначення коефіцієнта пористості використовують електричні методи.

**6.1.1 Визначення коефіцієнта пористості  
за даними опору незміненої частини пласта**

За таких умов пористість гірських порід визначається за допомогою кореляційної залежності  $P_n=f(K_n)$  (Рис.6.1). В найпростішому варіанті дану залежність можна представити у наступному вигляді:

$$P_n = \frac{a}{K_n^m}, \quad (6.1)$$

де  $P_n$  – параметр пористості, або так званий відносний опір;  $K_n$  – коефіцієнт пористості, д.од.;  $a$  і  $m$  – структурні елементи, які залежать від типу породи, характеру її насичення та структури порового простору.



1 – рихлі пісковики; 2 – слабозцементовані пісковики; 3 – середньо-зцементовані пісковики; 4 – рихлі вапняки; 5 – вапняки та доломіти крупнокристалічні, середньо ущільнені; 6 – вапняки та доломіти щільні, тонкокристалічні

**Рисунок 6.1 – Осереднені криві залежності параметра  $P_n$  від коефіцієнта пористості  $K_n$  для піщаних (а) і карбонатних (б) порід**

Дані структурні елементи визначаються лабораторним шляхом. Для теоретичних розрахунків приймається, що  $a=1$ , а  $m=2$ .

Так званий параметр пористості, або як ще називають відносний опір для водоносних пластів визначають за формулою:

$$P_n = \frac{\rho_{en}}{\rho_e}, \quad (6.2)$$

де  $\rho_{вп}$  – опір водоносного пласта при його 100 %-му насиченні водою, Ом·м;  $\rho_в$  – опір води, яка насичує даний пласт, Ом·м.

Питомий електричний опір водоносного пласта знаходиться за даними таких методів, як БКЗ, БК та ІК, а пластової води – за даними лабораторних аналізів, або даних методу ПС.

### **6.1.2 Визначення коефіцієнта пористості за даними опору промитої зони пласта**

При використанні опору промитої зони пласта  $\rho_{пш}$  для чистого неглинистого водоносного колектора параметр пористості  $P_n$  визначається за формулою:

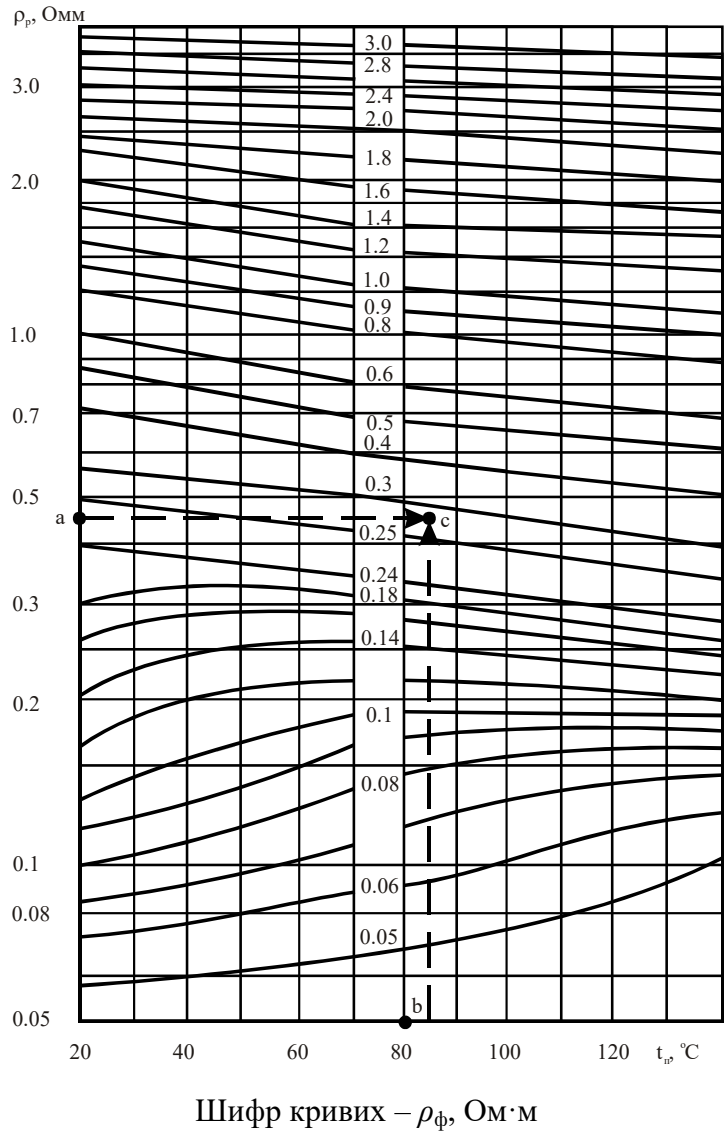
$$P_n = \frac{\rho_{пш}}{\rho_{\phi}}, \quad (6.3)$$

де  $\rho_{\phi}$  – опір фільтрату промивної рідини, Ом·м. Він визначається за допомогою спеціального графіка (Рис. 6.2).

У глинистому колекторі параметр пористості рівний:

$$P_n = \frac{\rho_{пш}}{\rho_{\phi} \cdot \Pi_n}, \quad (6.4)$$

де  $\Pi_n$  – параметр поверхневої провідності, який враховує зміну параметра  $P_n$  в залежності від мінералізації пластової води.



**Рисунок 6.2 – Залежність питомого електричного опору фільтрату промивної рідини від опору промивної рідини при різних температурах**  
 Параметр  $\Pi_{II}$  визначається для заданого питомого опору фільтрату промивної рідини  $\rho_{\phi}$ ,

враховуючи глинистість колектора  $C_{\text{гл}}$ , або геофізичні параметри ( $\alpha_{\text{пс}}, \Delta I_{\gamma}$ ), які побічно залежать від глинистісті.

У чистому неглинистому нафтогазоносному колекторі параметр пористості рівний:

$$P_n = \frac{\rho_{nn}}{\rho_{\phi} \cdot P_{\text{нз}}}, \quad (6.5)$$

де  $P_{\text{нз}}$  – параметр залишкового нафтогазонасичення у промитій зоні пласта. Величина  $P_{\text{нз}}$  визначається за формулою:

$$P_{\text{нз}} = \frac{1}{(1 - K_{\text{нз}})^2}, \quad (6.6)$$

де  $K_{\text{нз}}$  – коефіцієнт залишкового нафтогазонасичення у промитій зоні пласта-колектора. Зазвичай наближено  $K_{\text{нз}}=0.2-0.3$ .

Для заглинизованого колектора у формулу (6.5) в знаменнику вводять параметр  $\Pi_n$ :

$$P_n = \frac{\rho_{nn}}{\rho_{\phi} \cdot P_{\text{нз}} \cdot \Pi_n}. \quad (6.7)$$

### **6.1.3 Визначення коефіцієнта пористості за даними опору зони проникнення пласта**

При визначенні пористості за даними питомого опору зони проникнення  $\rho_{\text{зп}}$ , параметр пористості  $P_n$  розраховується за формулою для нафтогазонасиченого пласта-колектора:

$$P_n = \frac{\rho_{\text{зп}}}{\rho_{\phi\text{в}} \cdot P_{\text{нз}}}. \quad (6.8)$$

Для водоносного пласта-колектора:

$$P_n = \frac{\rho_{\text{зп}}}{\rho_{\phi\text{в}}} = \frac{\rho_{\text{зп}}}{\rho_{\phi}} \cdot \frac{\rho_{\phi}}{\rho_{\phi\text{в}}}. \quad (6.9)$$

Параметр  $P_{\text{нз}}$  зони проникнення визначається за формулою (6.6) з використанням величини  $K_{\text{нз}}=0.3-0.4$ .



Опір суміші води із фільтратом промивної рідини  $\rho_{\text{фв}}$ , яка заповнює пори у зоні проникнення, залежить від вмісту  $Z$  (0.06) залишку пластової води у зоні проникнення. Значення  $\rho_{\text{фв}}$  за даними  $\rho_{\text{ф}}$  і  $\rho_{\text{в}}$  визначається наступним чином:

$$\frac{1}{\rho_{\text{фв}}} = \frac{Z}{\rho_{\text{в}}} + \frac{1-Z}{\rho_{\text{ф}}}. \quad (6.10)$$

Також величину  $\rho_{\text{фв}}$  можна визначити за формулою:

$$\rho_{\text{фв}} = \frac{\rho_{\text{зн}}}{P_{\text{н}} \cdot P_{\text{п}}} = \frac{\rho_{\text{зн}}}{P_{\text{н}}} \cdot \frac{\rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{вп}}}. \quad (6.11)$$

#### 6.1.4 Визначення коефіцієнта нафтогазонасиченості

Коефіцієнти нафтонасичення  $K_{\text{н}}$  і газонасичення  $K_{\text{г}}$  порід визначаються за параметром насичення  $P_{\text{н}}(P_{\text{г}}) = \rho_{\text{нп}} / \rho_{\text{вп}}$ . Для розрахунку  $P_{\text{н}}$  необхідно знати питомий опір нафтоносної або газоносної породи  $\rho_{\text{нп}}$ , що досліджується, та її опір  $\rho_{\text{вп}}$  при 100 %-му насиченні пор пластовою водою.

Опір  $\rho_{\text{нп}}$  нафтоносної породи визначається за допомогою діаграм уявного та ефективного опорів. Опір  $\rho_{\text{вп}}$  розраховується за даними коефіцієнта пористості  $K_{\text{п}}$  породи та опору пластових вод  $\rho_{\text{в}}$ :

$$\rho_{\text{вп}} = P_{\text{п}} \rho_{\text{в}}, \quad (6.12)$$

або [якщо колекторські властивості нафтоносного (газонасного) об'єкта достатньо стабільні] приймається рівним його опору за межами контуру нафтоносності (газонасиченості) і, зокрема, на ділянках колектора, що знаходиться нижче початкового водонафтового контакту.

Після визначення  $\rho_{\text{нп}}$  і  $\rho_{\text{вп}}$  розраховується величина параметра насичення:

$$P_{\text{н}} = \frac{\rho_{\text{нп}}}{\rho_{\text{вп}}}. \quad (6.13)$$

Величина параметра насичення практично не залежить від коефіцієнта пористості колекторів даного типу і є обернено-степенною функцією коефіцієнта водонасичення  $K_{\text{в}}$  породи:

$$P_{\text{н}} = \frac{a}{K_{\text{в}}^n}, \quad (6.14)$$

де  $a$  і  $n$  – структурні елементи, які залежать від типу колектора, структури порового простору та типу заповнювача пор. При цьому показник степеня різко збільшується з переходом від гідрофільних до гідрофобних колекторів.

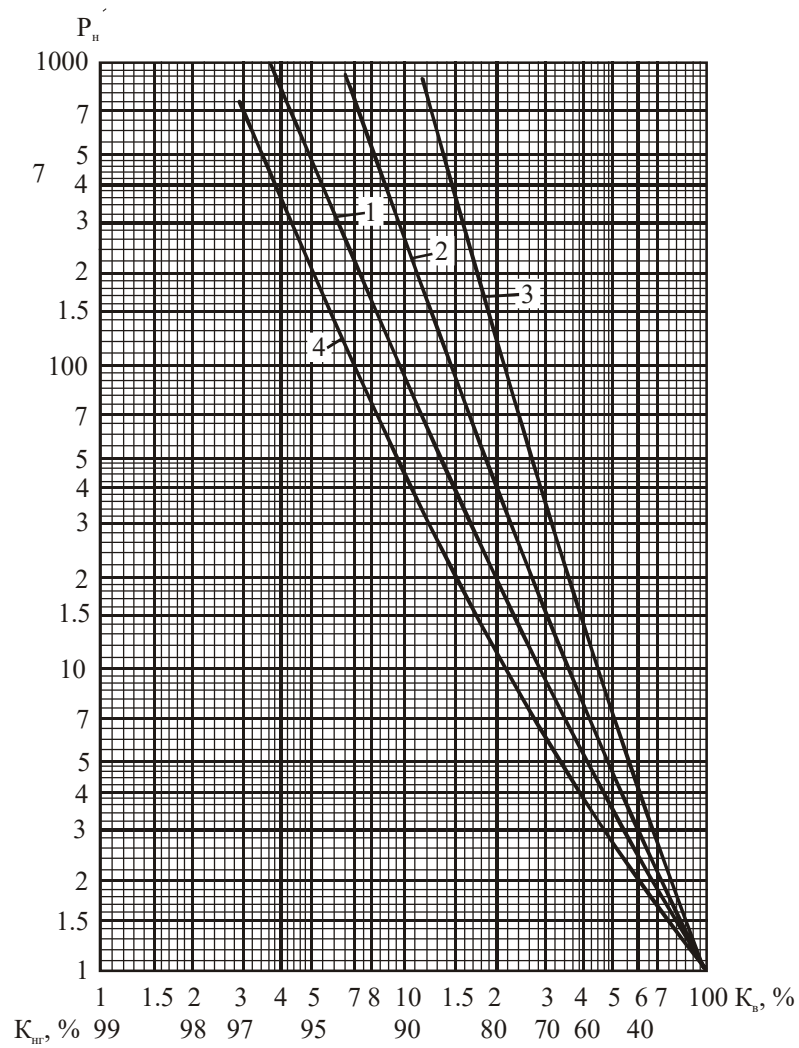
Коефіцієнт водонасичення пов'язаний із коефіцієнтом нафтогазонасичення наступним чином:

$$K_{нз} = 1 - K_{г} . \quad (6.15)$$

За розрахованим значенням  $P_{н}$  визначаються коефіцієнти  $K_{н}$  або  $K_{г}$  ( $K_{нг}=1-K_{в}$ ) (при атмосферному тиску) за номограмою (Рис. 6.3).

Зокрема, наприклад, для  $P_{н}=90$  будуть отримані наступні значення  $K_{в}$  і  $K_{н}$ :

- 1) карбонатний колектор –  $K_{в}=7.4$  %,  $K_{н}=92.6$  %;
- 2) піщано-глинистий гідрофільний колектор –  $K_{в}=11$  %,  $K_{н}=89$  %;
- 3) піщано-глинистий слабо-гідрофобний колектор –  $K_{в}=16.1$  %,  $K_{н}=83.9$  %;
- 4) піщано-глинистий гідрофобний колектор –  $K_{в}=26.5$  %,  $K_{н}=73.5$  %.



1, 2, 3 – відповідно, піщано-глинисті гідрофільні, слабо-гідрофобні та гідрофобні породи; 4 – карбонатні породи

**Рисунок 6.3 – Залежність параметра насичення  $P_n$  від коефіцієнта водонасичення  $K_v$  (нафтогазонасичення  $K_{нг}$ ) породи**

Як видно з цього прикладу, неврахування гідрофобності колектора може призвести до значних

похибок при визначенні коефіцієнта нафтонасичення колектора. Другим фактором, який понижує точність визначення коефіцієнта  $K_n$ , є глинистість.

У тому випадку, коли тонкі глинисті прошарки чергуються з нафто- і газоносними піщаниками та свердловина розкриває пласти з кутом зустрічі близьким до  $90^\circ$ , за даними виміру уявного опору великими зондами визначається повздовжній питомий опір  $\rho_{t,n}$  пачки. При цьому для нафтогазонасної глинистої породи:

$$\rho_{n,z} = \rho_{t,n} = \frac{\rho_{gl} \cdot \rho_{np}}{(1 - \chi_{gl}) \cdot \rho_{gl} + \chi_{gl} \cdot \rho_{np}}, \quad (6.16)$$

де  $\rho_{gl}$ ,  $\rho_{np}$  – відповідно питомий опір глин і нафтогазонасичених пісковиків потужністю  $h_p$ ;  $\chi_{gl}$  – вміст глинистих прошарків сумарною потужністю  $h_{gl}$  [ $\chi_{gl} = h_{gl} / (h_{gl} + h_p)$ ] у сумарній потужності досліджуваного об'єкта, яка рівна  $h_{gl} + h_p$ .

У тому випадку, коли пачка досліджуваних піщано-глинистих відкладів водоносна, за даними виміру уявного опору великими градієнт-зондами визначається питомий опір:

$$\rho_{v,z} = \rho_{t,v} = \frac{\rho_{gl} \cdot \rho_{vn}}{(1 - \chi_{gl}) \cdot \rho_{gl} + \chi_{gl} \cdot \rho_{vn}}, \quad (6.17)$$

де  $\rho_{t,v}$  – питомий повздовжній опір пачки.

Таким чином, у глинистих пісках і піщаниках величина відношення:

$$\frac{\rho_{n,z}}{\rho_{v,z}} = P_{n,z} = \frac{\rho_{np} (1 - \chi_{gl}) \cdot \rho_{gl} + \chi_{gl} \cdot \rho_{vn}}{\rho_{vn} (1 - \chi_{gl}) \cdot \rho_{gl} + \chi_{gl} \cdot \rho_{np}} \quad (6.18)$$

не дорівнює параметру насичення  $P_n$ .

Розв'язуючи рівняння (6.18) відносно  $P_n = \rho_{np} / \rho_{vn}$ , одержимо:

$$\begin{aligned} P_n &= P_{n,z} \frac{(1 - \chi_{gl}) \cdot \rho_{gl}}{(1 - \chi_{gl}) \cdot \rho_{gl} - (P_{n,z} - 1) \chi_{gl} \cdot \rho_{vn}} = \\ &= P_{n,z} \frac{1}{1 - (P_{n,z} - 1) \frac{\chi_{gl} \cdot \rho_{vn}}{1 - \chi_{gl} \cdot \rho_{gl}}} \end{aligned} \quad (6.19)$$

З формули (6.19) випливає, що дійсне значення  $P_n$  завжди більше величини  $P_{n,g}$  розрахованої

за даними відношень питомих опорів, які виміряні у свердловині в нафтогазоносному і водоносному колекторах.

У тому випадку, коли точне значення  $\rho_{вп}$  невідоме, при  $\chi_{гл} < 0.5$  і  $1 - \rho_{вп}/\rho_{гл} < 0.2$ , а також при  $\chi_{гл} < 0.25$  і  $0.2 < 1 - \rho_{вп}/\rho_{гл} < 0.5$  або  $\chi_{гл} < 0,1$  і  $0.5 < 1 - \rho_{вп}/\rho_{гл} < 1.5$  розрахунок  $P_n$  може бути виконаний за наближеною формулою:

$$P_n = P_{н.з} \frac{1}{1 - (P_{н.з} - 1) \frac{\chi_{зл} \rho_{вп}}{1 - \chi_{зл} \rho_{зл}}}. \quad (6.20)$$

### 6.2 Порядок виконання роботи

1. Визначити коефіцієнт пористості за вищенаведеними формулами для конкретних умов.
2. Проведені розрахунки занести у таблицю 6.1.
3. Визначити коефіцієнт нафтогазонасичення за вищенаведеними формулами для конкретних умов.
4. Проведені розрахунки занести у таблицю 6.2.

### 6.3 Контрольні питання

1. Що таке коефіцієнт пористості?
2. Які існують види пористості в залежності від характеру взаємозв'язку між ними і руху флюїду в них?
3. Як визначається коефіцієнт пористості за опором незмінної частини пласта?
4. Як визначається коефіцієнт пористості за опором промитої зони пласта?
5. Як визначається коефіцієнт пористості за опором зони проникнення пласта?
6. Що таке коефіцієнт нафтогазонасичення?
7. Що таке коефіцієнт водонасичення?
8. Як змінюється коефіцієнт нафтогазонасичення із зміною глинистості?
9. Що таке параметр насичення?

**Лабораторна робота №7**  
**ВИКОРИСТАННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕНЬ ПРИРОДНОЇ ГАММА-**  
**АКТИВНОСТІ ПРИ ВСТАНОВЛЕННІ КОЕФІЦІЄНТА ГЛИНИСТОСТІ**  
**КОЛЕКТОРІВ**

**Мета роботи.** Ознайомитись із методикою визначення коефіцієнта глинистості за даними методу гамма-каротажу (ГК).

**7.1 Теоретичні відомості**

Схема інтерпретації діаграм гамма-каротажу включає наступні етапи:

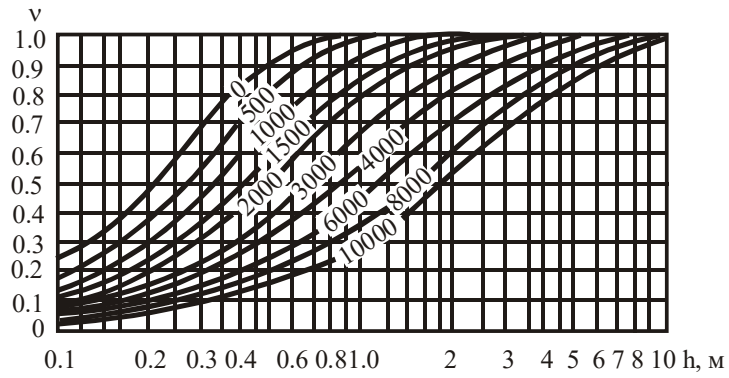
- а)** Границі пластів-колекторів за даними ГК проводяться по точкам, які лежать на середині аномалії даної кривої.
- б)** Покази із діаграм ГК знімаються виходячи із наступних правил: 1) у потужних пластах з  $h > V \cdot \tau / 1200$ , знімається середнє значення  $I_{\gamma, \text{ср}}$ ; 2) у пластах з  $1 < h < V \cdot \tau / 1200$  максимальне або мінімальне.
- в)** Виміряна інтенсивність приводиться до умовної необмеженої товщини пласта за допомогою поправки  $\nu$  (Рис. 7.1). Для визначення цієї поправки необхідно мати потужність пласта  $h$ , швидкість реєстрації діаграми ГК  $\nu$  і сталу часу  $\tau$ . Тоді:

$$I_{\gamma, \infty} = \frac{I_{\gamma, n} - I_{\gamma, \text{вм}}}{\nu} + I_{\gamma, \text{вм}}, \quad (7.1)$$

де  $I_{\gamma, \text{вм}}$  – інтенсивність гамма-випромінювання нижче лежачих вміщуючи порід.

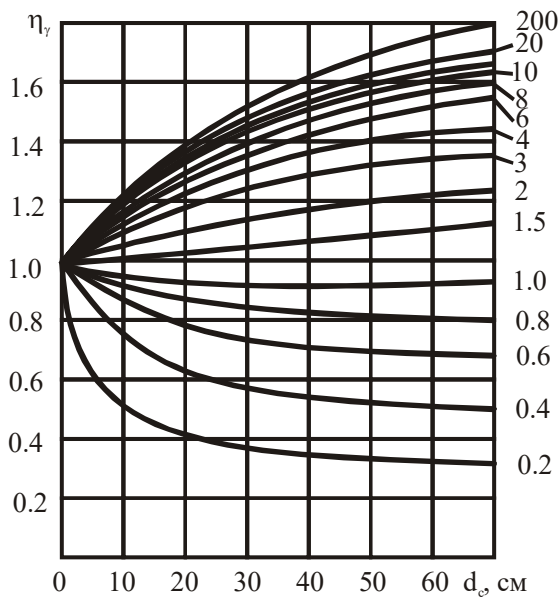
Дана поправка вноситься тільки при інтерпретації глинистих пластів.

- 2) Отримана інтенсивність  $I_{\gamma, \infty}$  приводиться до стандартних свердловинних умов  $I_{\gamma, \text{ст}}$  за допомогою поправки  $\eta$ . Для цього необхідні значення  $d_c$ , відношення радіоактивності, відповідно  $\gamma_{\text{п}}/\gamma_{\text{р}} = I_{\gamma, \text{п}}/I_{\gamma, \text{мін}}(\eta_d)$ ;  $h_{\text{ГК}}$ ,  $\delta_{\text{ГК}}$  або  $\gamma_{\text{ГК}}/\gamma_{\text{р}}(\eta_{\text{ГК}})$  і параметра свердловини  $\varepsilon = (d_c - d_{\text{п}})/d_c \cdot (\eta_d)$ , а також значення інтенсивності  $I_{\gamma, \text{ф}}$  апаратного і космічного фону. Поправка  $\eta_{\gamma}$  (Рис. 7.2) вводиться в покази без фону за формулою:



Шифр кривих –  $\nu \cdot \tau$

**Рисунок 7.1 – Криві залежності  $v=f(h)$**



Шифр кривих –  $\gamma_n/\gamma_p$

**Рисунок 7.2 – Залежність  $\eta=f(d_c)$**

$$I_{\gamma.cm} = (I_{\gamma.n} - I_{\gamma.\phi}) \cdot \eta_{\gamma} + I_{\gamma.\phi} \quad (7.2)$$

У результаті введення всіх поправок будуть отриманні покази  $I_{\gamma.ct}$ , які приведені до стандартних свердловинних умов при  $d_c=d_n$ . Це означає, що покази ГК корегуються тільки навпроти тих пластів, в яких є відхилення діаметра свердловини від номінального, тобто утворились каверни або глиниста кірка.

Отримана інтенсивність відноситься до інтенсивності, яка спостерігалась б в нескінченному об'ємі глинистого розчину  $(I_{\gamma.ct}-I_{\gamma.\phi})/(I_{\gamma.p}-I_{\gamma.\phi})$ . Для цього необхідно знати  $I_{\gamma.p}$ , яка отримується в результаті вимірювань у великій ємності з глинистим розчином або шляхом розрахунку  $I_{\gamma.p}=Cq_p$  якщо визначена  $q_p$ , або за даними вимірів у каверні, яку утворила порода низької активності.

За величиною відносної інтенсивності та відповідної номограми дійсне значення  $n=q_{II}/q_p$ , тоді при відповідному значенню  $q_p$  розраховують  $q_{II}$ .

д) Наступний етап обробки полягає у визначенні подвійного різницевого параметра:

$$\Delta I_{\gamma} = \frac{I_{\gamma.n} - I_{\gamma.on1}}{I_{\gamma.on2} - I_{\gamma.on1}}, \quad (7.3)$$

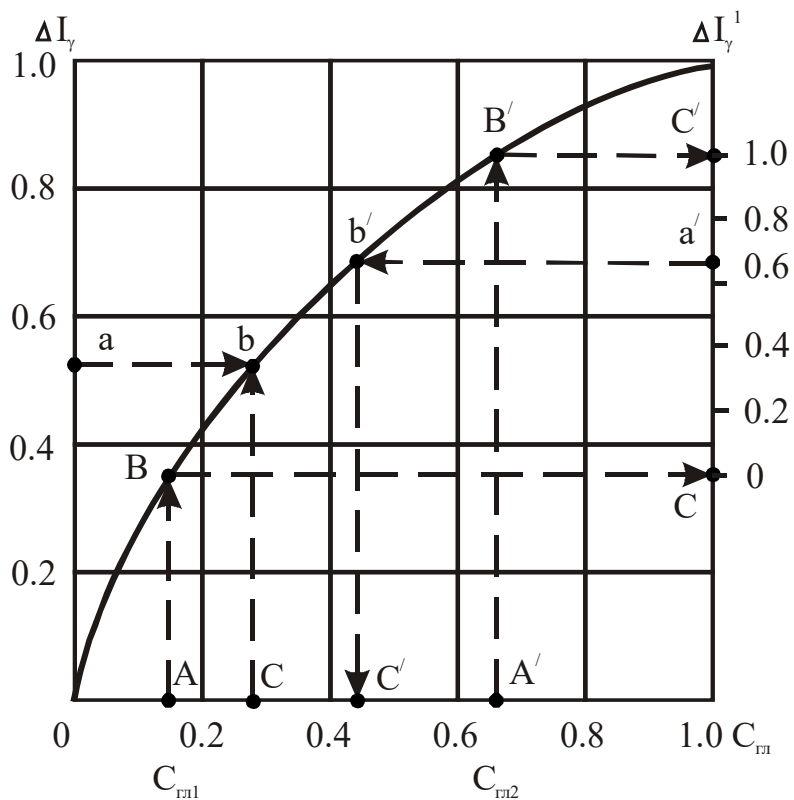
де  $I_{\gamma.on1}$  та  $I_{\gamma.on2}$  – опорні пласти, що відповідають пластам чистих глин та чистих пісковиків.

е) Кінцевим етапом обробки є використання імперичних зв'язків  $\Delta I_{\gamma}=f(K_{гл})$  або  $\Delta I_{\gamma}=f(C_{гл})$  (Рис. 7.3).

## 7.2 Порядок виконання роботи

1. Виділити пласти та зняти характерні значення інтенсивності гамма-випромінювання відповідно до п. а та б.
2. Привести визначену інтенсивність гамма-випромінювання до умов необмеженої товщини пласта відповідно до п. в.
3. Привести попередньо визначену інтенсивність гамма-випромінювання до стандартних свердловинних умов у відповідності до п. з.





Вихідні дані:  $\Delta I_{\gamma} = (I_{\gamma} - I_{\gamma C_{\text{глі}}}) / (I_{\gamma C_{\text{глі}}=100} - I_{\gamma C_{\text{глі}}=0})$ ;  
 $C_{\text{глі}1}$ ;  $C_{\text{глі}2}$ ;  $\Delta I_{\gamma}^1 = (I_{\gamma} - I_{\gamma C_{\text{глі}1}}) / (I_{\gamma C_{\text{глі}2}} - I_{\gamma C_{\text{глі}1}})$

**Рисунок 7.3 – Залежність подвійного різницевого параметра від масової глинистості**

4. Визначити подвійний різницевий параметр у відповідності до п. д.
5. Визначити коефіцієнти глинистості у відповідності до п. е.
6. Результати інтерпретації занести у таблицю 7.1.

### 7.3 Контрольні питання

1. Чим обумовлена висока природна радіоактивність глинистих порід?
2. В яких одиницях вимірюється природна радіоактивність?
3. Як визначаються границі пластів за даними ГК?
4. Як приводяться дані ГК до умов необмеженої товщини пласта?

5. Як приводяться дані ГК до стандартних свердловинних умов?
6. Як визначається подвійний різницевий параметр?
7. Як визначається масова глинистість за даними подвійного різницевого параметра?

**Лабораторна робота №8**  
**ВИКОРИСТАННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕНЬ НЕЙТРОННИМИ МЕТОДАМИ**  
**ПРИ ВСТАНОВЛЕННІ КОЕФІЦІЄНТА ПОРИСТОСТІ КОЛЕКТОРІВ**

**Мета роботи.** Ознайомитись із методикою визначення коефіцієнта пористості за даними нейтронного гамма-каротажу (НГК).

**8.1 Теоретичні відомості**

Розглянемо послідовність процедури кількісної інтерпретації діаграм НГК і НК-Т, які отримані за допомогою відповідних однозондових приладів.

- а) Визначення границь пластів.** Границі пластів з аномальними показами відносно вміщуючих порід  $I_{ny}$ ,  $I_{nn}$  (максимум або мінімум) визначають за правилом, яке використовується при інтерпретації діаграм ГК (див. лаб.7).
- б) Зняття показів.** Покази із діаграм НГК, НК-Т знімають так само, як і з діаграм ГК: 1) у потужних пластах з  $h > V \cdot \tau / 1200$ , знімається середнє значення  $I_{ny,cp}$ ; 2) у пластах з  $1 < h < V \cdot \tau / 1200$  максимальне або мінімальне.
- в) Врахування впливу фону природної радіоактивності** виконується тільки при інтерпретації діаграм НГК, оскільки при реєстрації діаграм НК-Т вплив природної радіоактивності порід відсутній. Розраховується різниця:

$$I_{ny,p} - k \cdot I_{\gamma,p} = I_{ny}, \quad (8.1)$$

де  $I_{ny,p}$ ,  $I_{\gamma,p}$  – зареєстровані покази НГК, ГК, які виправлені за вплив інерційності радіометра;  $k$  – відношення ефективності рахунку в каналах ГК і НГК. Для приладів з газорозрядними лічильниками величина  $k$  визначається відношенням числа лічильників у каналах ГК, НГК і складає 0.5. Для ДРСТ-1  $k=0.3-0.35$ , для ДРСТ-3  $k=0.15$ . Дана поправка вводиться при умові, що криві ГК та НГК реєструвались в однакових одиницях вимірювання (імп/хв).

- г) Врахування впливу інерційності радіометра або приведення показів  $I_{ny}$  до умов пласта необмеженої товщини** виконується так само, як і при інтерпретації діаграм ГК. Виправлене значення  $I_{\infty}$  у пласті розраховують за формулою:

$$I_{\infty} = \frac{I_{ny,\gamma} - I_{ny,vm}}{\nu} + I_{ny,vm} = \frac{1}{\nu} I_{ny,n} - \frac{1-\nu}{\nu} I_{ny,vm}, \quad (8.2)$$

де  $I_{ny,n}$ ,  $I_{ny,vm}$  – інтенсивності, які реєструються навпроти пласта і вміщуючих порід, ум.од;  $\nu$  – поправочний коефіцієнт (завжди  $\nu \leq 1$ ), який визначається за палеткою (Рис. 8.1) для заданих  $h$  і  $V \cdot \tau$ .

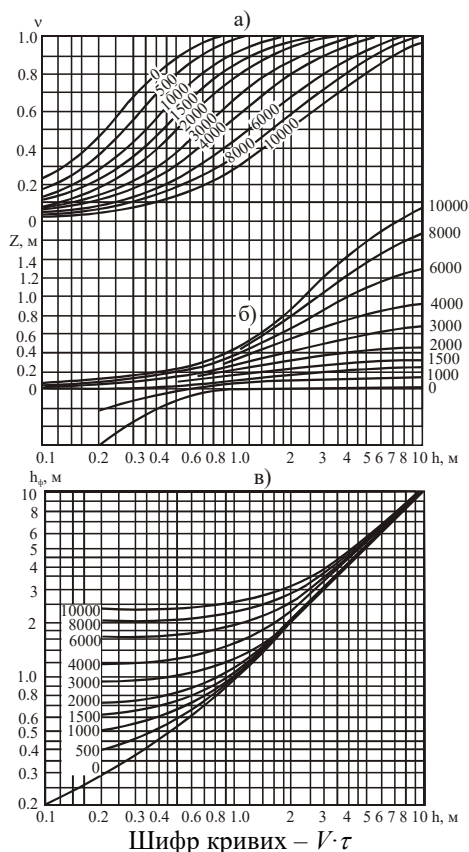


Рисунок 8.1 – Криві залежності  $\nu=f(h)$  [а],  $Z=f(h)$  [б] і  $h_\phi=f(h)$  [в]

д) **Визначення коефіцієнта нейтронної пористості  $K_{н.н.}$**  Першим кроком цього етапу є відновлення шкали  $I_{ny}$  в умовних одиницях, використовуючи покази НК від опорних пластів розрізу свердловини. Найчастіше використовують опорні пласти, у яких покази НК максимальні ( $I_{ny.max}$ ) і мінімальні ( $I_{ny.min}$ ). Значення  $I_{ny.max}$  характерні для щільних пластів-вапняків з  $K_{п}=1-2\%$ , а також ангідриту, у якого  $K_{п}<1\%$ . Значення  $I_{ny.min}$  характерні для глинистих пластів, які відмічаються на кавернограмі перевищенням  $d_c$  над  $d_n$ ; для них вводять поняття еквівалентної нейтронної пористості  $K_{пн.екв}$  із найбільш ймовірним значенням 40%. Бажано, щоб пласти з  $I_{ny.max}$  і  $I_{ny.min}$  були не одинарними в досліджуваному інтервалі розрізу і були також присутні у різних його ділянках та дозволяли б провести на діаграмі НК лінії стійких значень  $I_{ny.max}$ ,  $I_{ny.min}$ , які рівнобіжні осі глибин. На діаграмі НК-Т дані лінії проводять відповідно до показів у щільних пластах і розмитих глинах, на діаграмі НГК за показами в цих же пластах, які виправлені за вплив гамма-фону. На шкалі  $\omega$

фіксують точки із значеннями  $\omega=40\%$  і  $\omega=1\%$ . Шкала  $I_{n\gamma}$  в умовних одиницях переводиться у шкалу подвійного різницевого параметра  $\Delta I_{n\gamma}$  або  $\Delta I_{nn}$ :

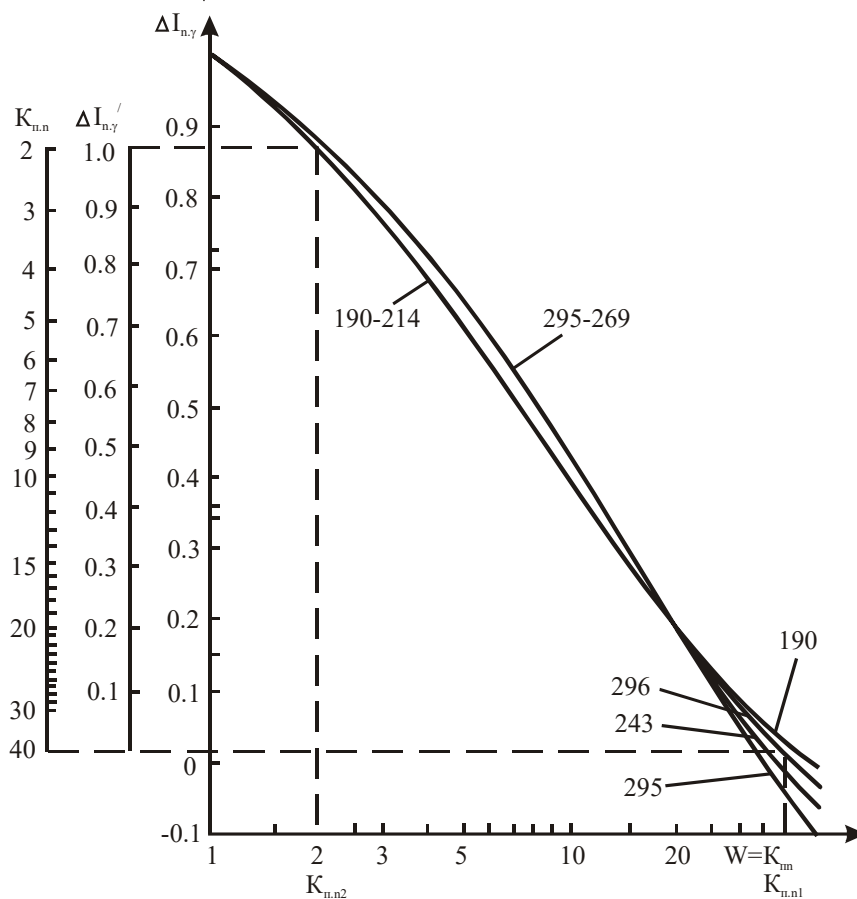
$$\begin{aligned}\Delta I_{n\gamma} &= \frac{I_{n\gamma x} - I_{n\gamma \min}}{I_{n\gamma \max} - I_{n\gamma \min}}, \\ \Delta I_{nn} &= \frac{I_{nn x} - I_{nn \min}}{I_{nn \max} - I_{nn \min}},\end{aligned}\quad (8.3)$$

де  $I_{n\gamma x}$  і  $I_{nn x}$  – відповідно покази НГК (без впливу гамма-фону) і НК-Т навпроти досліджуваного пласта.

Величини  $\Delta I_{n\gamma}$  і  $\Delta I_{nn}$  змінюються від 0 у пласті розмитих глин до 1 у щільних породах.

Побудувавши шкалу  $\Delta I_{n\gamma}$  або  $\Delta I_{nn}$ , складають шкалу  $\omega$ , використовуючи для цього відповідну палеточну криву так, як це показано на рисунку 10.2.

Потім, розраховуючи в кожному пласті, який підлягає інтерпретації, параметр  $\Delta I_{n\gamma x}$  або  $\Delta I_{nn x}$ , за допомогою графіка (Рис. 8.2) знаходять відповідне значення  $K_{nn}$ .



Шифр кривих –  $d_c$ , мм;  $\Delta I_{n,\gamma}'$  – опорна амплітуда  
**Рисунок 8.3 – Залежність  $\Delta I_{n,\gamma} = f(W)$  для вапняків**

### 8.2 Порядок виконання роботи

1. Виділити продуктивні пласти відповідно до п. а.
2. Зняти характерні значення інтенсивності вторинного гамма-випромінювання  $I_{n,\gamma}$  відповідно до п. б.
3. Внести поправку за впливу фону природної радіоактивності відповідно до п. в.
4. Внести поправку за інерційність радіометра або привести покази  $I_{n,\gamma}$  до умов необмеженої товщини пласта відповідно до п. г.

5. Визначити коефіцієнт нейтронної пористості  $K_{mn}$  відповідно до п. д.
7. Результати інтерпретації занести у таблицю 8.1.

### **8.3 Контрольні питання**

1. Що називають водневим індексом?
2. Чому рівний водневий індекс дистильованої води?
3. Як визначаються границі пластів за даними НГК?
4. Як вводиться поправка за вплив фону природної радіоактивності?
5. Як вводиться поправка за інерційність радіометра?
6. Як визначається коефіцієнт нейтронної пористості за даними НГК?

**Лабораторна робота №9**  
**ВИКОРИСТАННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН АКУСТИЧНИМИ**  
**МЕТОДАМИ ПРИ ВСТАНОВЛЕННІ КОЕФІЦІЄНТА ПОРИСТОСТІ КОЛЕКТОРІВ**

**Мета роботи.** Ознайомитись із методикою визначення коефіцієнта пористості за даними акустичного каротажу (АК).

**9.1 Теоретичні відомості**

При акустичному каротажі визначаються характеристики (швидкість поширення, амплітуда, затухання, спектральний склад та ін.) пружних хвиль, які поширюються від випромінювача до приймача, що розташовані на певній відстані у свердловині.

Щоб уникнути впливу умов вимірювання на реєструючі параметри, застосовують трьохелементний вимірювальний зонд, у якому є два вимірювачі і один приймач. З допомогою такого зонда вимірюється інтервальний час  $\Delta T$  поширення пружних хвиль:

$$\Delta T = \frac{T_2 - T_1}{S}, \quad (9.1)$$

де  $T_1$  і  $T_2$  – час проходження пружних хвиль від випромінювачів до приймача, мкс;  $S$  – база зонда, м.

Ефективність затухання хвиль:

$$\alpha_n = \frac{1}{S} \ln \frac{A_1}{A_2} \text{ (м}^{-1}\text{)}, \quad (9.2)$$

де  $A_1$  і  $A_2$  – амплітуда пружних хвиль, які зареєстровані приймачем відповідно від першого та другого випромінювача, В.

*Визначення міжзернової пористості.* Відомий ряд теоретичних і емпіричних формул, які встановлюють зв'язок між міжзерною пористістю порід і швидкістю (інтервальним часом) повздожньої хвилі у них. Найбільше поширення у практиці набуло емпіричне рівняння середнього часу:

$$K_n = \frac{\Delta T_n - \Delta T_{ск}}{\Delta T_p - \Delta T_{ск}}, \quad (9.3)$$

де  $\Delta T_n$ ,  $\Delta T_p$  і  $\Delta T_{ск}$  – відповідно інтервальний час у пласті, рідині, яка заповнює пори (вода, фільтрат, нафта або газ) і в мінеральному складі породи, мкс/м.

Рівняння середнього часу справедливе для визначення пористості неглинистих міжзернових колекторів, які залягають на глибинах 2500-3000 м. Для порід, які залягають на менших



глибинах, а також нафтогазоносних і глинистих необхідно вносити поправки за глибину залягання, насиченість і глинистість.

Значення інтервального часу у мінеральному скелеті  $\Delta T_{ск}$  отримують у лабораторії при дослідженні керна матеріалу в умовах, максимально наближених до пластових.

Рекомендовані величини  $\Delta T_{ск}$  основних породоутворюючих мінералів наведені у таблиці 9.1.

**Таблиця 9.1 – Значення  $\Delta T_{ск}$  у породах з різним мінеральним складом**

Порода	$\Delta T_{ск}$ , мкс/м	V, м/с
Пісковик, добре зцементований	170	5900
Пісковик, ущільнений, слабозцементований	182	5500
Вапняк	155	6400
Доломіт	142	7050
Ангідрит	164	6100
Гіпс	171	5850
Кухонна сіль	217-230	4350-4600
Кварц	164	6100
Польовий шпат	170	5900
Слюда	178	5620
Кальцит	155	6450

У полімінеральних породах, якщо відомий наближений вміст компонентів, що складають мінеральний скелет для розрахунків використовують середньозважені значення  $\Delta T_{ск}$ .

При відсутності надійних даних про  $\Delta T_{ск}$  дана величина може бути уточнена одним із таких способів:

1. Співставлення інтервального часу  $\Delta T_{п}$  із питомим опором водонасичених порід.
2. Співставлення інтервального часу із значеннями пористості, одержаних за даними іншого методу (НГК, ЕК).
3. Співставлення інтервального часу із значеннями пористості визначеної на керні. Цей спосіб придатний при значному виносі керна. Якщо пористість змінюється мало, то для кожного пласта визначають:

$$\Delta T_{ск} = \frac{\Delta T - K_n \cdot \Delta T_p}{1 - K_n} . \quad (9.4),$$

Тоді розраховані значення  $\Delta T_{ск}$  усереднюються.

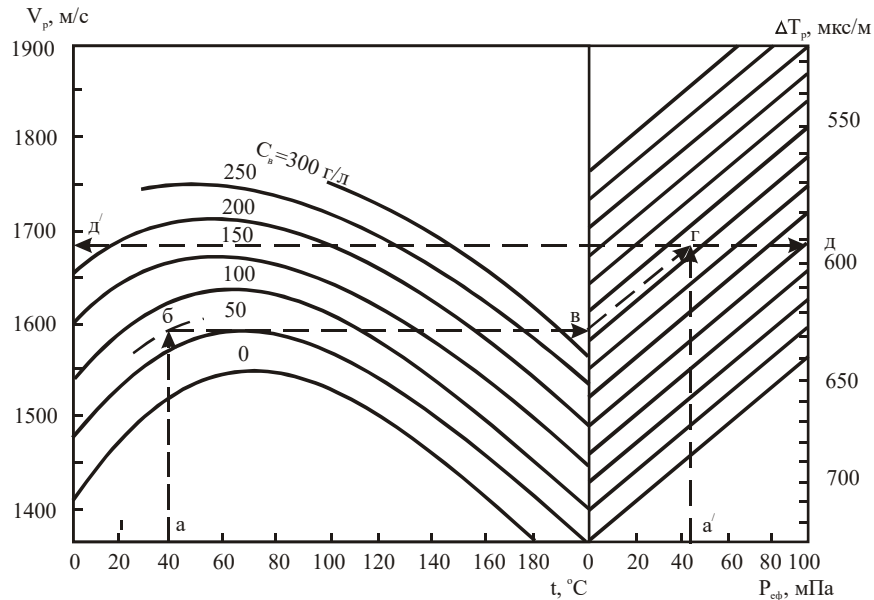
Якщо пори породи-колектора заповнені мінералізованою рідиною то:

$$\Delta T_p = \frac{1 \cdot 10^6}{1470 + C_e}, \quad (9.5)$$

де  $C_e$  – мінералізація пластової води, г/л.

Також можна визначити інтервальний час проходження пружних хвиль у рідині графічним шляхом при заданій мінералізації пластової води  $C_e$ , ефективному тиску  $P_{ef}$  і температурі  $t$ . (Рис. 9.1).

При збільшенні гідростатичного тиску приріст швидкості пружних хвиль у воді складає 0.02 м/с на 1 м глибини. З підвищенням температури швидкість пружних хвиль у воді спочатку збільшується, досягаючи максимуму при певній температурі (для дистильованої води  $v=1555,5$  м/с при  $t=73.95$  °С) і зменшується при подальшому підвищенні температури. При підвищенні мінералізації води максимум приросту швидкості зменшується по абсолютній величині і зміщується у сторону менших температур. Із збільшенням мінералізації від 0 до 300 г/л максимальний приріст швидкості зменшується від 80 до 20 м/с.



а, а', б – вихідні дані; в, г – переміщення по номограмі, д і д' шуканів величини  $\Delta T_p$  і  $v_p$   
**Рисунок 9.1 – Номограма для визначення інтервального часу у рідині  $\Delta T_p$ , та швидкості  $V_p$  при заданій мінералізації  $C_v$  (кг/м<sup>3</sup>), тиску  $P_{\text{еф}}$  і температурі  $t$  (розчин NaCl) (по даним фірми Герхард-Оуен)**

При визначенні пористості за допомогою рівняння середнього часу наближене значення  $\Delta T_p$  становить 600 мкс/м у сильноцементованих породах, насичених високо-мінералізованою водою. На швидкість поширення пружних хвиль у гірських породах суттєвий вплив здійснює диференційний тиск –  $\Delta P$  різниця гірського і пластового тисків. При відсутності гірського і пластового тисків в осадових породах диференційний тиск  $\Delta P$  може бути визначений за формулою:

$$\Delta P = (1.011 - 0.014)H, \quad (9.6)$$

де  $H$  – глибина залягання пласта, м.

*Поправка за нафтонасиченість.* У сильноцементованих пісковиках і карбонатних породах з

різною пористістю не спостерігається суттєвого збільшення  $\Delta T_p$  у нафтоносній частині пласта у порівнянні з водоносною. Таким чином:

- при розрахунку міжзернової пористості карбонатних порід поправка за нафтонасиченість не вводиться;
- в пісковиках пористістю 10-25 % вводиться поправка, що дорівнює 0.95;
- в слабозцементованих і високопористих ( $K_p=30-35$  %) пісковиках поправочний коефіцієнт за нафтонасиченість приймається рівним 0.9.

*Поправка за газонасиченість.* У пористих ( $K_p > 15$  %) газонасичених пісковиках інтервальний час  $\Delta T_p$  і ефективне затухання  $\alpha$  можуть бути завищені за рахунок впливу газу. Для розрахунку дійсної пористості таких пісковиків, необхідно перемножити значення, обчислене за формулою (9.3) на поправочний коефіцієнт 0.8.

Для низькопористих пісковиків ( $K_p < 15$  %) і в карбонатних породах поправка за газонасиченість не вводиться.

Критерієм для введення поправки за газонасиченість є збільшене у порівнянні з міжзерновими водонасиченими породами значення затухання пружних хвиль, що свідчить про невеликі розміри зони проникнення і вплив газу на швидкість поздовжніх хвиль.

*Визначення пористості глинистих міжзернових колекторів.* Глинисті пісковики і алевроліти відрізняються підвищеними значеннями інтервального часу  $\Delta T_p$  у порівнянні з чистими пісковиками.

На глибинах більше 2000 м глинисті колектори характеризуються значеннями  $\Delta T_p$  рівними або меншими, ніж навпроти чистих неглинистих колекторів з пористістю більшою відносно перших. Але при значному збільшенні глинистості ( $K_{гл} > 0.3-0.4$ ) великі питомі значення  $\Delta T_{гл}$  компенсуються зменшенням пористості. Значення  $\Delta T_p$  зрівнюється, а тоді збільшується, відносно чистих пісковиків.

Незалежно від виду розміщення глинистих частинок у колекторів (у вигляді прошарків, гранул, дисперсної глинистості) ефективна пористість глинистих порід визначається за формулою:

$$K_n = \frac{\Delta T_n - \Delta T_{ск}}{\Delta T_p - \Delta T_{ск}} - K_{зл} \frac{\Delta T_{зл} - \Delta T_{ск}}{\Delta T_p - \Delta T_{ск}}, \quad (9.7)$$

де  $K_{гл}$  – глинистість, д.од.

Глинистість порід-колекторів визначається за даними ГК або ПС.

Дисперсні глинисті частинки гірських порід знаходяться під дією гідростатичного тиску, а не під дією різниці тисків  $\Delta P$ . Значення  $\Delta T_{гл}$  у них не перевищує величини інтервального часу в неущільнених глинах і є рівним  $\Delta T_p$ . У цьому випадку:

$$K_n = \frac{\Delta T_n - \Delta T_{ck}}{\Delta T_p - \Delta T_{ck}} - K_{zл}. \quad (9.8)$$

Визначення пористості глинистих колекторів відповідно до рівнянь (9.7 і 9.8) дає однозначні результати в глинистих пісковиках і алевролітах при відносній глинистості  $[K_{гл}/(K_{гл}+K_n)]$ , яка не перевищує 0.4–0.5.

*Оцінка пористості тріщинуватих колекторів.* Інтервальний час  $\Delta T_n$  у тріщинуватих породах визначається сумою тріщинуватої і міжзернової пористості за винятком наявності вертикальних тріщин, вздовж яких поширюється хвиля (заниження  $\Delta T_n$  за рахунок вертикальних тріщин співвимірна з похибкою його вимірювання при АК). Загальна пористість тріщинуватих і тріщинувато-порових колекторів визначається за рівнянням середнього часу. Його величина близька до загальної пористості цих порід, яка визначена іншими методами (НГК або ГГК-Г).

У випадку, коли визначене по АК і НГК значення пористості у тріщинуватих породах менше граничного, при якому міжзернові породи віддають флюїд, колектор може бути віднесений до тріщинуватого. При більших значеннях загальної пористості він є тріщинувато-поровий.

Величина тріщинуватої пористості по АК не визначається, але у випадку порід з хаотичним розташуванням тріщин, які насичені високомінералізованим розчином, тріщинувата пористість визначається за допомогою рівняння А.М. Нечая:

$$\frac{1}{P_n} = \frac{2 \cdot K_{n,mp}}{3} + \frac{(K_n^{AK})^m (3 - 2 \cdot K_{n,mp})}{3 - K_{n,mp}}, \quad (9.9)$$

де  $P_n$  – відносний опір;  $m$  – показник степеня пористості.

При насичені порід низькомінералізованим розчином або нафтою (електронний опір колектора мало залежить від тріщинуватості) визначити таким способом коефіцієнт тріщинуватої пористості не вдається.

*Оцінка пористості кавернозних колекторів.* У кавернозних породах поширення пружних хвиль інше ніж у породах з міжзерновою пористістю. Оскільки розміри каверн, як правило, менші за довжину пружної хвилі, остання поширюється переважно по скелету породи, огинаючи каверни за рахунок явищ дифракції. Коефіцієнт пористості, визначений у кавернозних породах за рівнянням (9.3), близький до суми міжзернової та тріщинуватої пористості і значно (іноді у кілька разів) занижений у порівнянні із загальною пористістю порід. Загальна пористість таких порід повинна визначатись за даними інших методів (НГК або ГГК-Г).

У кавернозних породах пористість визначається за рівнянням середнього часу, а різниця значень загальної (визначеної по НГК) і розрахованої по АК пористостей складає мінімально

можливу величину кавернозної пористості  $K_{п.кав}$ :

$$K_{п.кав} > K_{п.НГК} - K_{п.АК}. \quad (9.10)$$

Інтерпретацію даних АК можна подати в такій послідовності:

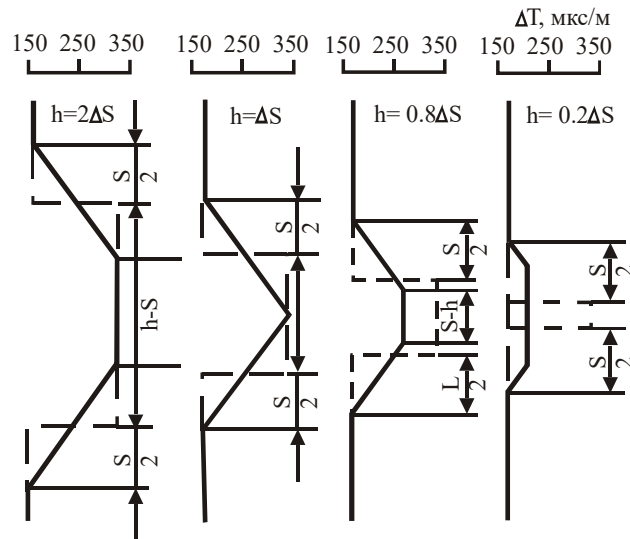
- а) Оцінка якості діаграм.** Діаграми  $\Delta T_{п}$  придатні для інтерпретації при умові, що:
- криві  $T_1$  і  $T_2$  двохелементних зондів в загальних рисах повторюють одна одну;
  - значення  $\Delta T_{п} = T_2 - T_1$  в еталонних середовищах відповідають характерним для них значенням (Табл. 9.2);
  - повторні криві  $T_1$  і  $T_2$  відрізняються від первісних не більше ніж на 1.5 %, а криві  $\Delta T_{п}$  – не більше ніж на 3 %.

**Таблиця 9.2 – Характерні покази  $\Delta T_{п}$  в опорних середовищах**

Середовище	$\Delta T_{п}$ , мкс/м	Примітка
Каверни великого діаметру	580 – 600	Макс. покази
Цільні вапняки ( $K_{п} < 1\%$ )	155 – 160	Макс. покази
Цільні доломіти ( $K_{п} < 1\%$ )	140 – 145	Мін. покази
Незацементована обсадна колона	185	Мін. покази

Криві  $T_1$ ,  $T_2$ ,  $\Delta T$ , які не задовольняють жодної умови, є спотвореними і інтерпретації не підлягають. Найбільш важливі недолік кривої  $\Delta T_{п}$  – наявність помилкових аномалій (“викидів”), що іноді виходять за межі інтервалу  $\Delta T_{п.min} - \Delta T_{п.max}$ .

**б) Визначення границь пластів.** Крива інтервального часу реєструється в лінійному масштабі так, що величина  $\Delta T_{п}$  зростає зліва направо. Крива затухання  $\alpha$  реєструється в лінійному або логарифмічному масштабі. Таким чином, породи з високою пористістю і підвищеним поглинанням енергії хвиль відзначаються на фоні порід, що вміщують пласт, максимумами на кривих  $\Delta T_{п}$  і  $\alpha$ . Аномалії зазначених параметрів симетричні відносно середини пласта. Його границі при будь-якому співвідношенні розміру зонда  $L$  і товщини пласта  $h$  знаходять по точках, які зміщені на відстань  $S/2$  від початку аномалії до середини пласта (Рис. 9.2).



**Рисунок 9.2 – Теоретичні форми аномалій і визначення границь пластів на діаграмах АК. S – база зонда**

**в) Зняття характерних значень  $\Delta T_{\text{п}}$ .** Зняття значень  $\Delta T_{\text{п}}$  в межах аномалії проводять для ділянок розрізу, які відмічаються номінальним діаметром  $d_{\text{н}}$  або  $d_{\text{с}} < d_{\text{н}}$  на кавернограмі; пласти де  $d_{\text{с}} > d_{\text{н}}$  не інтерпретуються. Оскільки до уваги не приймаються пласти товщиною  $h < L$ , вплив вміщуючих порід на  $\Delta T_{\text{п}}$  не враховують. Вплив швидкості підйому  $v$  зонда і сталості  $\tau$  інтегруючої комірки на  $\Delta T_{\text{п}}$  нехтується при  $v < 1000$  м/год,  $\tau < 0.5$  с.

Маючи інтервальний час проходження пружної хвилі у пласті, скелеті породи та рідині, яка заповнює пори колектора, за рівнянням середнього часу можна знайти коефіцієнт пористості.

### 9.2 Порядок виконання роботи

1. Перевірити якість діаграмного матеріалу відповідно до п. а.
2. Виділити пласти-колектори та визначити їх границі відповідно до п. б.
3. Зняти характерні значення  $\Delta T_{\text{п}}$  відповідно до п. в.
4. Із таблиці, яка подана вище визначити інтервальний час проходження пружних хвиль в скелеті породи. Мінералогічний склад скелету породи задається викладачем індивідуально для кожного студента.
5. Маючи температуру на глибині залягання пласта-колектора, тиск та мінералізацію пластової води за номограмою що наведена на рисунку 9.1 знайти  $\Delta T_{\text{р}}$ .
6. За рівнянням середнього часу (9.3) знайти коефіцієнт пористості.

7. Результати інтерпретації занести у таблицю 9.3.

### **11.3 Контрольні питання**

1. Як вводиться поправка за нафтонасиченість при визначенні  $K_p$  за даними АК?
2. Як вводиться поправка за газонасиченість при визначенні  $K_p$  за даними АК?
3. Як здійснюється перевірка якості діаграмного матеріалу АК?
4. Як визначаються границі пластів за даними АК?
5. Як знімаються характерні значення  $\Delta T_p$  із діаграм АК?



## **Лабораторна робота №10 ЛІТОЛОГІЧНЕ РОЗЧЛЕНУВАННЯ РОЗРІЗУ СВЕРДЛОВИНИ ЗА ДАНИМИ КОМПЛЕКСУ МЕТОДІВ ГДС**

**Мета роботи.** Ознайомитись із методикою літологічного розчленування розрізів свердловин за даними ГДС.

### **10.1 Теоретична частина**

Літологічна різновидність гірських порід (глини, глинисті сланці, алевроліти, аргіліти, пісковики, вапняки, гіпси, ангідрити, конгломерати, солі і т.д.) визначається наявністю в них хімічних елементів, текстури, структури, цементуючого матеріалу і т.д., що в свою чергу відображається на результатах вимірювання геофізичних параметрів. Таким чином, кожна літологічна різновидність гірських порід має свою геофізичну характеристику.

Чим більше використовується даних від різних геофізичних методів при розв'язку поставленої задачі, тим точніше вона вирішується.

Враховуючи те, що в розрізі свердловин не завжди проводиться повний комплекс методів ГДС, тому нами розглядається характеристика тільки тих методів, які виконуються майже по всіх розрізах свердловин. До таких методів відносяться:

- метод уявного електричного опору (УО);
- метод самочинної поляризації (СП);
- кавернометрія;
- гамма-каротаж (ГК);
- нейтронний-гамма каротаж (НГК).

Нижче наводиться коротка характеристика геофізичних параметрів для різних літологічних різновидностей.

#### ***Глини***

- УО – характер кривої монотонний, значення уявного опору змінюється від 1 до 10 Ом, крива зондування – двошарова;
- СП – крива монотонна без аномалій (максимальні значення додатних потенціалів);
- ДС – як правило збільшений діаметр свердловини, у порівнянні з номінальним діаметром;
- ГК – збільшені або навіть максимальні значення інтенсивності гамма-випромінювання, якщо в розрізі свердловин немає явних радіоактивних елементів, значення природної радіоактивності змінюється в межах від 20 до 40 мкР/год.;
- НГК – найменші значення і змінюються в межах від 1.0 до 1.2 ум.од.

#### ***Пісковики***

- УО – крива не монотонна, значення уявного опору може змінюватись в широких діапазонах, у залежності від зміни коефіцієнта пористості та характеру флюїду, від 1 до 1000 Ом, крива зондування – тришарова;

- СП – наявність аномалії, величина якої залежить від пористості та глинистості. При збільшенні пористості аномалія кривої СП збільшується, а при збільшенні глинистості – зменшується;
- ДС – як правило, діаметр свердловини рівний номінальному, але може бути і випадок, коли діаметр свердловини менший за номінальний, що спричиняється утворенням глинистої кірки на стінках свердловини проти пісковиків;
- ГК – як правило, невеликі значення природної радіоактивності і змінюються в межах від 2 до 4 мкР/год, із збільшення глинистості пісковиків природна радіоактивність збільшується;
- НГК – середні значення, в основному, визначаються характером флюїду, яким заповнені пори (вода, нафта, газ). При насиченні прісною водою чи нафтою будемо мати середні значення – (1.2-1.4) ум.од., а у випадку насичення мінералізованою водою з наявністю NaCl, KCl значення вторинної гамма-активності будуть великі, як і для щільних гірських порід.

#### ***Вапняки***

- УО – крива УО слабодиференційована, УО змінюється в широких діапазонах у залежності від тих же факторів, що і для пісковиків. Фактична крива БКЗ – тришарова, якщо є проникнення бурового розчину в пласт;
- СП – наявність аномалії СП, величина якої залежить від тих же факторів, що і для пісковиків. Необхідно мати на увазі, що форма кривої СП має різне зображення, в залежності від характеру пористості вапняків;
- ДС – як правило, діаметр свердловини рівний номінальному діаметру, але можуть бути і інші характеристики, якщо вапняк кавернозний, тріщинуватий, тоді діаметр свердловини більший за номінальний;
- ГК – як правило, невеликі значення – від 2 до 4 мкР/год;
- НГК – великі значення і змінюються в межах від 3.0 до 5.0 ум.од.

#### ***Гідрохімічні осадки (солі NaCl, KCl)***

- УО – великі значення для зондів, розмір яких набагато більший діаметра свердловини; двошарова крива БКЗ;
- СП – аномалії, як правило, невеликі, але вони можуть мати різний характер у залежності від часу заміру після проходження їх долотом;
- ДС – як правило, збільшений діаметр свердловини за рахунок розчинення солей;
- ГК – дуже малі значення для NaCl – 2-3 мкР/год і великі проти KCl;
- НГК – великі значення як для солей NaCl, так і для KCl, але для останніх значно більші значення за рахунок наявності як Cl, так і K<sup>40</sup>.

### **10.2 Порядок виконання роботи**

1. Виділити на діаграмному матеріалі комплексу методів ГДС пласти, для яких необхідно визначити літологію.
2. Визначити значення геофізичних параметрів із врахуванням характеру кривої геофізичного

- параметру.
3. Провести порівняння значень геофізичних параметрів з характеристикою, яка дається в теоретичній частині даної лабораторної роботи.
  4. Оформляють звіт.
  5. Результати інтерпретації занести у таблицю 10.1.

### **10.3 Контрольні питання**

1. У чому полягає методика літологічного розчленування розрізів свердловин за даними ГДС?
2. Дайте характеристику окремих літологічних різновидностей гірських порід за даними комплексу методів ГДС.
3. З якими труднощами зустрічаються при літологічному розчленуванні гірських порід за даними ГДС?

**Таблиця 1.1 – Результати визначення товщин та характерних значень питомого електричного опору пластів за даними електричного каротажу**

№ п/п	Інтервал глибин пластів, м	Товщина пласта (h), м	Діаметр свердловини (d <sub>c</sub> ), м	Опір свердловини (ρ <sub>c</sub> ), Ом	Покази зондів БКЗ					Примітки
					A0.4M0.1N	A1.0M0.1N	A2.0M0.5N	A4.0M0.5N	A8.0M1.0N	
1.	868-872	4	0.205	0.21	ρ <sub>опт./</sub> 6.3	ρ <sub>ср./</sub> 7.2	ρ <sub>ср./</sub> 7.6	ρ <sub>max./</sub> 7.1	ρ <sub>ср./</sub> 7.5	
2.										

**Таблиця 1.2 – Результати визначення опору пластів за результатами досліджень свердловин неекранованими зондами**

№ п/п	Інтервал глибин пластів, м	h, м	d <sub>c</sub> , м	ρ <sub>c</sub> , Ом·м	Покази зондів БКЗ					D/d <sub>c</sub>	D, м	ρ <sub>зп/</sub> ρ <sub>c</sub>	ρ <sub>зп</sub> , Ом·м	ρ <sub>п</sub> , Ом·м	Тип кривих
					A0.4M0.1N	A1.0M0.1N	A2.0M0.5N	A4.0M0.5N	A8.0M1.0N						
1.	868-872	4	0.205	0.21	ρ <sub>опт./</sub> 6.3	ρ <sub>ср./</sub> 7.2	ρ <sub>ср./</sub> 7.6	ρ <sub>max./</sub> 7.1	ρ <sub>ср./</sub> 7.5	0.31	0.68	1.2	2.8	5.7	β-ох шара
2.															

**Таблиця 2.1 – Результати визначення питомого опору пластів за результатами досліджень свердловин екранованими зондами**

№ п/п	Інтервал глибин пластів, м	$h$ , м	$d_c$ , м	$\rho_c$ , Ом·м	$\rho_{вм}$ , Ом·м	$\rho_{зп}$ , Ом·м	$\rho_y$ , Ом·м	$\rho_{y.гр.}$ , Ом·м	$\rho_y^1$ , Ом·м	$\rho_y^2$ , Ом·м	$\rho_y^3$ , Ом·м	$D$ , м	$D_{пр}$ , м	Дійсний опір пласта $\rho_{п}$ , Ом·м
1.	868-872	4	0.205	0.21	5.6	2.8	26	6	23	25.4	27	2	1.8	22.7
2.														

**Таблиця 3.1 – Результати визначення електропровідності та опору пластів за даними індукційного каротажу**

№ п/п	Інтервал глибин пластів, м	$h$ , м	$d_c$ , м	$\rho_c$ , Ом·м	$\sigma_y$ , мСм/м	$\rho_{вм}$ , Ом·м	Ексцентриситет зонда $\varepsilon_3$	Геометричний фактор свердловини ( $G_c$ )	Виміряна величина електропровідності ( $\sigma_y^в$ ), мСм/м	Уявний опір пласта $\rho_y$ , Ом·м	Дійсний опір пласта $\rho_{п}$ , Ом·м
1.	868-872	4	0.205	0.21	78	2.5	0.8	0.0036	80	10	12.7
2.											

**Таблиця 4.1 – Результати визначення питомого опору промітої зони пластів за результатами досліджень свердловин мікрометодами електрометрії**

№ п/п	Інтервал глибин пластів, м	$h$ , м	$d_c$ , м	$\rho_c$ , Ом·м	$\rho_{ГК}$ , Ом·м	$h_{ГК}$ , мм	$h_{ш}$ , мм	$\rho_{ш}$ , Ом·м	МГЗ $\rho_{у\text{ МГЗ}}$ , Ом·м	МПЗ $\rho_{у\text{ МПЗ}}$ , Ом·м	МБК $\rho_{у\text{ МБК}}$ , Ом·м	Опір промітої зони	
												МК $\rho_{пп}$ , Ом·м	МБК $\rho_{пп}$ , Ом·м
1.	868-872	4	0.205	0.21	0.67	25	30	0.68	13	17.5	22	12.7	18.5

Таблиця 5.1 – Результати визначення коефіцієнтів пористості та глинистості за даними ПС

№ п/п	Інтервал глибин пластів, м	$h$ , м	$d_c$ , м	$\rho_c$ , Ом·м	$\Delta U_{СП}$ , мВ	$\Delta E_s$ , мВ	$\rho_B$ , Ом·м	$\alpha_{СП}$	$K_p$ , %	$C_{ГЛ}$ , %	$\eta_{ГЛ}$
1.	868-872	4	0.205	0.21	70	71.4	0.86	0.7	12.3	18	24
2.											

Таблиця 6.1 – Результати визначення коефіцієнта пористості

№ п/п	Інтервал глибин пластів, м	$z_{пл}$ , м	$d_c$ , м	$\rho_c$ , Ом·м	$\rho_{\phi}$ , Ом·м	$\rho_B$ , Ом·м	$\rho_{пп}^{МК}$ , Ом·м	$\rho_{пп}^{БК}$ , Ом·м	$\rho_{зп}$ , Ом·м	$Z$	$\rho_{фв}$ , Ом·м	$\rho_p^1$	$\rho_p^2$	$\rho_p^3$	$K_p^1$ , %	$K_p^2$ , %	$K_p^3$ , %
1.	868-872	4	205	0.21	0.45	0.08	2.6	2.6	1.5	0.06	0.18	1.8	1.5	3	5.5	5.5	5.5
2.																	

Таблиця 6.2 – Результати визначення коефіцієнта нафтогазонасичення

№ п/п	Інтервал глибин пластів, м	$z_{пл}$ , м	$d_c$ , м	$\rho_c$ , Ом·м	$\rho_p^1$	$\rho_p^2$	$\rho_p^3$	$K_p^1$ , %	$K_p^2$ , %	$K_p^3$ , %	$\rho_{вп}^1$ , Ом·м	$\rho_{вп}^2$ , Ом·м	$\rho_{вп}^3$ , Ом·м	$\rho_{пн}$	$\rho_{н}^1$	$\rho_{н}^2$	$\rho_{н}^3$	$K_{нг}^1$ , %	$K_{нг}^2$ , %	$K_{нг}^3$ , %
1.	868-872	4	205	0.21	1.8	1.5	3	5.2	5.4	5.5	1.1	1.3	1.6	15.6	12	34	8	84.5	91	64
2.																				

**Таблиця 7.1 – Результати визначення коефіцієнта глинистості за даними ГК**

№ п/п	Інтервал глибин пластів, м	$h$ , м	$d_c$ , м	$I_\gamma$ , МКР/ГОД	$I_\gamma^{VM}$ , МКР/ГОД	$I_{\gamma_{св}}$ , МКР/ГОД	$I_{\gamma_{ст}}$ , МКР/ГОД	$\Delta I_\gamma$	$C_{гп}$ , %
1.	868-872	4	0.205	9	7	13.6	15.2	0.6	36
2.									

**Таблиця 8.1 – Результати визначення коефіцієнта пористості за даними НГК**

№ п/п	Інтервал глибин пластів, м	$h$ , м	$d_c$ , м	$I_\gamma$ , МКР/ГОД	$I_{п\gamma}$ , ум.од.	$I_{с\text{оп}\gamma}$ , ум.од.	$\Delta I_{п\gamma}$	$K_{п.п}$ , %
1.	868-872	4	0,205	8	1.23	1.15	0.6	10.6
2.								

94

**Таблиця 9.3 – Результати визначення коефіцієнта пористості за даними АК**

№ п/п	Інтервал глибин пластів, м	$h$ , м	$d_c$ , м	$C_b$ , г/л	$P_{сф}$ , МПа	$t$ , °C	$\Delta T_{п}$ , мкс/м	$\Delta T_{ск}$ , мкс/м	$\Delta T_{р}$ , мкс/м	$K_{п}$ , %
1.	868-872	4	0.205	8						
2.										

**Таблиця 10.1 – Результати літологічного розчленування розрізу свердловини**

№ п/п	Інтервал глибин пластів, м	$h$ , м	$d_c$ , м	$\rho_c$ , Ом·м	$D$ , м	$\rho_{зп}$ , Ом·м	$\rho_{п}$ , Ом·м	$\Delta U_{пс}$ , мВ	$I_\gamma$ , МКР/ГОД	$I_{п\gamma}$ , ум.од.	$\Delta T_{п}$ , мкс/м	Тип породи
1.	868-872	4	0.205	0,21	0.68	2.8	5.7					





Методичні вказівки для  
самостійної роботи студентів  
по дисципліні:

«Геологічна інтерпретація геофізичних даних»

*Конспект лекцій*

**Харків- 2024**

**ЗМІСТ**

ВСТУП..... 5

0

1	ОСНОВНІ ВИДИ ТА ЕТАПИ ОБРОБКИ І ІНТЕРПРЕТАЦІЇ ДАНИХ ГДС. ЇХ ОСОБЛИВОСТІ.....	6
1.1	Етапи інтерпретації даних ГДС.....	6
1.2	Індивідуальна, оперативна та зведена інтерпретація	9
1.3	Поточкова і попластова інтерпретація даних ГДС	11
2	КОМП'ЮТЕРИЗОВАНА ОБРОБКА І ІНТЕРПРЕТАЦІЯ ДАНИХ БКЗ, БК ТА ІК.....	14
2.1	Визначення границь та товщин пластів.....	14
2.2	Зняття показів з кривих каротажу.....	23
2.3	Попередній аналіз вхідних даних. Оцінка якості матеріалів БКЗ, БК та ІК за допомогою АС “Геопошук”.....	29
2.4	Теоретичні основи інтерпретації даних БКЗ.....	39
2.5	Визначення приведених опорів по БКЗ, БК та ІК.....	44
2.6	Оцінка типу проникнення промивної рідини в пласт.....	46
2.7	Вибір способу інтерпретації.....	40
2.8	Інтерпретація даних БКЗ, БК та ІК способом приведених кривих.....	51
2.9	Інтерпретація даних БКЗ, БК та ІК способом мінімізації.....	56
2.10	Аналіз питомих опорів по зондах БКЗ, ІК та БК	58
2.11	Анізотропія і її врахування в процесі обробки даних електрометрії.....	61
3	ОБРОБКА І ІНТЕРПРЕТАЦІЯ ДАНИХ МІКРОБОКОВОГО КАРОТАЖУ.....	64
4	ІНТЕРПРЕТАЦІЯ ДІАГРАМ МІКРОКАРОТАЖУ..	73
5	ОБРОБКА І ІНТЕРПРЕТАЦІЯ ДАНИХ ПС.....	77
6	ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ПОРИСТОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ЗА ДАНИМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕТОДІВ.....	91
6.1	Визначення коефіцієнта пористості за даними питомого електричного опору незміненої частини	

пласта.....	91
6.2 Визначення коефіцієнта пористості за даними опору промитої зони пласта.....	92
6.3 Визначення коефіцієнта пористості за даними опору зони проникнення пласта.....	94
7 ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА НАФТОГАЗОНАСИЧЕННЯ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ЗА ДАНИМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕТОДІВ.....	96
8 ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ПРОНИКНОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ.....	1001

## ВСТУП

Основним засобом вивчення і документування геологічного розрізу, що розкривається

свердловинами, є геофізичні дослідження свердловин (ГДС). Контроль розробки нафтових і газових родовищ також здійснюють із використанням даних, отриманих шляхом геофізичних досліджень свердловин – експлуатаційних і нагнітальних.

Результати вимірювання, що отримуються безпосередньо в процесі свердловинних досліджень, схильні до впливу багатьох чинників, у зв'язку, з чим для вилучення інформації ці результати необхідно відповідним чином проінтерпретувати. З цієї причини геофізичні дослідження свердловин відповідно до технології робіт можна розділити на геофізичні вимірювання в свердловинах і інтерпретацію результатів вимірювання.

Виміряні параметри фізичних полів пов'язані з характеристиками зонда, фізичними і геометричними параметрами досліджуваних порід і свердловини. Ці зв'язки визначають шляхом вирішення прямих задач теоретичним шляхом, або (в окремих випадках) шляхом моделювання. Безпосередня мета геофізичних досліджень в свердловині полягає в тому, щоб по вимірних параметрах полів, перетворених в геофізичні параметри, визначити геологічну і петрофізичну характеристики розкритих свердловиною порід і встановити наявність корисних копалини в них.

Перехід від результатів ГДС до геологічних даних полягає у вирішенні сукупності задач, обернених по відношенню до геофізичних вимірювань в свердловині. Такий перехід називається вирішенням обернених задач каротажу, або інтерпретацією результатів геофізичних досліджень в свердловині.

## **1 ОСНОВНІ ВИДИ ТА ЕТАПИ ОБРОБКИ І ІНТЕРПРЕТАЦІЇ ДАНИХ ГДС. ЇХ ОСОБЛИВОСТІ**

### **1.1 Етапи інтерпретації даних ГДС**

Інтерпретацію даних ГДС зазвичай розділяють на три етапи.

**Перший етап – попередня обробка даних ГДС** – полягає в підготовці результатів вимірювань до інтерпретації. Сюди входить:

- подання результатів у фізичних одиницях вимірювання;
- оцінка якості цифрових записів каротажу;
- ув'язка каротажних кривих ГДС по глибинам програмним шляхом або введенням величини зсуву кожної геофізичної кривої в ту чи іншу сторону після перегляду кривих на планшеті;
- усунення апаратних перешкод;
- введення поправок у методи радіометрії, індукційного методу та методу потенціалів

самочинної поляризації.

**Другий етап – геофізична інтерпретація** – зводиться до визначення фізичних властивостей пластів по величинах, вимірюваних при каротажі. Геофізична інтерпретація складається з наступних процедур при проведенні попластової інтерпретації:

1. Обробка методів електрометрії: а) розчленування геологічного розрізу свердловини на пласти по кривих уявного опору, зняття показів  $\rho_y$ ; б) введення поправок за обмежену товщину в покази бокового і індукційного методів; в) оцінка питомого електричного опору бурового розчину; г) оцінка значень питомого електричного опору пласта і зони проникнення; д) визначення водневмісту пластів за даними НГК та ін.

2. Трансформація (розчленування по пластах) кривих всіх геофізичних методів, окрім градієнт-зондів, зняття показів;

3. Ув'язка границь пластів всіх трансформованих кривих, формування єдиних границь пластів по розрізу свердловини;

4. Формування висновку результатів геофізичної інтерпретації в табличному або графічному вигляді.

Мета геофізичної інтерпретації полягає в тому, щоб виключити вплив чинників, що спотворюють величину вимірюваного фізичного параметра, і отримати дійсні величини фізичного параметра, який властивий об'єкту дослідження. Врахування сторонніх чинників при геофізичній інтерпретації вимагає окрім застосування результатів основного вимірювання ще і додаткових даних, які отримують або в результаті вимірювань іншими методами, або на основі апріорної інформації. Тому геофізична інтерпретація, як правило, комплексна.

**Третій етап – геологічна інтерпретація.** Геологічна інтерпретація полягає у визначенні геологічних властивостей гірських порід по сукупності даних, отриманих при геофізичній інтерпретації, з використанням апріорної геологічної та петрофізичної інформації. Приклад геологічної інтерпретації – виділення нафтоносних і газоносних пластів, оцінка їх пористості, проникності, коефіцієнтів нафто- і газонасичення, ступеня обводнення та ін.

Геологічна інтерпретація включає наступні операції:

1. Літологічне розчленування геологічного розрізу, виділення колекторів;

2. Оцінка колекторських властивостей пластів-колекторів – коефіцієнтів пористості, глинистості, нафтогазонасичення;

3. Проведення нормалізації для вирішення різних задач – виділення колекторів, оцінки характеру насичення, визначення типу колектора та ін., вивід результатів обробки на планшет;

4. Видача висновків результатів інтерпретації в табличному і графічному видах.

Геологічна інтерпретація є комплексною, оскільки завдання, що поставлені перед нею, завжди

вирішуються з використанням даних декількох видів каротажу і апріорних геологічних даних. Геологічна інтерпретація базується на петрофізичних дослідженнях і узагальненні даних ГДС, в результаті яких отримують середні значення геологічних параметрів, що властиві об'єкту або групі об'єктів дослідження, а також залежності між ними і фізичними параметрами порід.

Зазвичай через складну будову гірських порід отримати достовірні фізично-обґрунтовані залежності між фізичними та геологічними параметрами вдається тільки в окремих випадках.

У більшості інших випадках доводиться користуватися емпіричними формулами, які наближено описують зв'язок між фізичними і геологічними характеристиками порід.

Широкого застосування при геологічній інтерпретації набули парні і багатовимірні кореляційні залежності. Такого роду залежності (математичні моделі), як правило не описують фізичні явища, але в ймовірностно-статистичному відношенні бувають достатньо чіткими і в більшості випадків забезпечують необхідну точність.

Важливу роль в геологічній інтерпретації відіграють узагальнення і сумісний аналіз геофізичних і геологічних даних (насамперед результатів дослідження керну, даних випробування, даних про вік порід та ін.). На основі узагальнення встановлюють граничні значення геофізичних і фізичних параметрів, що використовуються для поділу досліджуваних об'єктів на класи, наприклад колекторів і неколекторів, нафтогазоносних та водоносних і тому подібне. Встановлюють і якісні ознаки, які допомагають вивчити геологічний об'єкт. До таких ознак можуть бути віднесені: наявність або відсутність глинистої кірки, розмиття свердловини, форма аномалії навпроти пласта, форма кривої зондування і тому подібне. При геологічній інтерпретації необхідно враховувати мінливість фізичних і петрофізичних властивостей порід в межах одного геологічного об'єкту, а також похибки вимірювань при геофізичних дослідженнях в свердловині і петрофізичних дослідженнях зразків порід. Тому геологічна інтерпретація і оцінка її результатів вимагають ймовірностно-статистичного підходу.

Вирішення задачі геологічної інтерпретації в загальному пов'язане із створенням узагальнених систем петрофізичних рівнянь (різних фізичних властивостей, що використовують для опису, однакового набір первинних геологічних параметрів порід) і розробкою ефективних математичних алгоритмів, які забезпечують вирішення систем цих рівнянь. Це можна здійснити тільки на основі застосування методів інтерпретації з використанням сучасних ЕОМ.

## **1.2 Індивідуальна, оперативна та зведена інтерпретація**

В залежності від задач, які можна вирішити та використаних початкових геолого-геофізичних даних, інтерпретацію геофізичних досліджень свердловин розділяють на: індивідуальну,

оперативну (комплексну) і зведену.

**Індивідуальна обробка** – дані кожного метода ГДС обробляються індивідуально і незалежно один від одного, по наступним етапам:

- введення апаратурних поправок – отримання геофізичного параметра;
- виключення радіальної та осевої неоднорідності середовища – отримання фізичних властивостей;
- використання петрофізичного рівняння – знаходження однієї з колекторських властивостей досліджуваного середовища.

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

**Зведену інтерпретацію** проводять по окремих пластах або родовищах з метою узагальнення всіх наявних по них геологічних і геофізичних даних. При цьому повинна бути виконана якомога повніша оцінка пласта – його геометричних параметрів, колекторських властивостей, характеру насичення та ін. В результаті зведеної інтерпретації зазвичай видають початкові дані для підрахунку запасів нафти і газу та для проектування розробки та дорозвідки пласта, а також формують рекомендації про удосконалення прийомів інтерпретації і уточнення критеріїв.

Таким чином, інтерпретація геофізичних вимірювань в свердловині є завершальним етапом геофізичних досліджень, в результаті якого за даними ГДС складають висновки про нафтогазоносність розрізу свердловин, про фільтраційно-ємнісні властивості пластів і інші характеристики, які необхідні для визначення запасів нафти і газу та розробки родовища.

### **1.3 Поточкова і попластова інтерпретація даних ГДС**

В існуючих автоматизованих системах, обробка геофізичної інформації реалізується у двох видах – у попластовій і поточковій.

**Попластова інтерпретація** полягає в апроксимації безперервної геофізичної кривої ступінчастою, з виділенням квазіоднорідних інтервалів, у межах яких приписується одне значення геофізичного параметра, що не змінюється по глибині. Можливість заміни безперервної геофізичної кривої ступінчастою обумовлена тим, що властивості геологічних об'єктів, які розкриті свердловиною, порівняно мало змінюються всередині об'єкта, а зміна властивостей при переході від одного об'єкта до іншого відбувається доволі швидко, майже сходинково. Це дозволяє виділяти в розрізі свердловини окремі пласти з незмінними по товщині властивостями. На геофізичних кривих завжди можна виділити характерні точки, що відповідають границям пластів. Правила виділення границь формалізовані для всіх методів ГДС на основі аналізу теоретичних кривих, розрахованих для однорідних одиночних пластів. Але в той же час реальні пласти тільки з певним наближенням можуть вважатися однорідними. Можна сформулювати два критерії, що дозволяють той чи інший інтервал відносити до пласта або, навпаки, розчленовувати його на кілька пластів. По-перше, це критичне значення товщини інтервалу. При товщині менше критичної в пласті неможливо визначити дійсне значення параметра при попластовій інтерпретації. По-друге, це ступінь однорідності виділеного інтервалу, тобто ступінь відмінності в показах методу, в сусідніх інтервалах. Але поняття однорідності пласта змінюється в залежності від методу ГДС та вертикальної характеристики зонда. Тому одна і та ж частина розрізу свердловини за кривими різних методів може бути по-різному розчленована на пласти.

Прямі задачі каротажу, що покладені в основу попластової інтерпретації, вирішуються переважно теоретично для простих моделей: для пласта необмеженої потужності без, та наявною зоною проникнення, для пласта обмеженої товщини без проникнення в однорідних вміщуючих породах.

При попластовій інтерпретації є можливість визначити параметри зони проникнення, хоча при цьому зона проникнення зазвичай розглядається в спрощеному вигляді, як об'єкт із незмінною величиною фізичного параметра.

**Поточкова інтерпретація** дозволяє проводити безпосередню обробку оцифрованих геофізичних кривих і отримувати результати інтерпретації у вигляді безперервної (від точки до точки) функції глибини. Можливість проведення поточної інтерпретації пов'язана з можливістю відновлення безперервного розподілу будь-яких фізичних властивостей порід по стовбуру свердловини. Цей підхід не вимагає відбиття границь і виділення пластів. В найбільш загальному вигляді задача поточної інтерпретації базується на математичному апараті зворотної фільтрації, при якому в кожній точці розрізу враховується вплив вміщуючих порід. Тому відновлена каротажна крива при чіткому вирішенні задачі вільна від впливу вертикальної характеристики зонда. Загальна теорія фільтрації методів ГДС, в якій враховані не тільки просторові характеристики зондів, але і



похибки вимірювань, отримала назву теорії оптимальної фільтрації геофізичних кривих. У математичному відношенні задача оптимальної фільтрації зводиться до вирішення операторного керування першого роду, в якому оператор описує ефекти просторового усереднення фізичних полів, вимірних величин і перехідні процеси, що зумовлені зміною цих величин уздовж стовбура свердловини. В існуючих автоматизованих системах інтерпретації найбільш поширені програми попласової інтерпретації. Однак з урахуванням існуючих обмежень доцільно використовувати обидва підходи в залежності від конкретної геологічної ситуації і кола задач, які необхідно вирішити. Поточкова обробка каротажних кривих ефективно використовується при вирішенні ряду окремих задач, наприклад, при врахуванні впливу інтегруючої комірки на криві радіоактивного каротажу.

У ряді програм обробки даних ІК шляхом поточної обробки вноситься поправка на скін-ефект і на діаметр свердловини. Існує також комплекс програм, що не вимагають врахування вміщуючих порід або апаратних спотворень, які найдоцільніше враховувати без попереднього розчленовування на пласти. Прикладом таких програм є програми обробки даних кавернометрії і профілометрії.

У існуючих системах інтерпретації найбільш поширені програми попласової інтерпретації. Однак застосовуються і системи, які орієнтовані в основному на програми поточної інтерпретації. З урахуванням обмежень в області застосування попласової і поточної інтерпретації доцільно, особливо в умовах складних розрізів, використовувати обидва підходи залежно від конкретної геологічної ситуації.

### **Контрольні запитання**

1. На які етапи поділяється інтерпретація даних ГДС?
2. Що таке геофізична інтерпретація?
3. Що таке геологічна інтерпретація?
4. Що таке оперативна інтерпретація?
5. Що таке зведена інтерпретація?

## **2 КОМП'ЮТЕРИЗОВАНА ОБРОБКА І ІНТЕРПРЕТАЦІЯ ДАНИХ БКЗ, БК ТА ІК**

### **2.1 Визначення границь та товщин пластів**

#### **2.1.1 Визначення границь та товщин пластів за даними методу БКЗ. Способи визначення**

границь і товщин пластів за діаграмами уявного питомого електричного опору  $\rho_y$  базуються на знанні форм кривих питомого електричного опору навпроти поодиноких пластів та їх пачок.

Розглянемо тільки правила визначення границь пластів високого питомого електричного опору, оскільки границі пластів низького питомого електричного опору є одночасно або покрівлею, або підшовою пластів високого опору, а відповідно правила їх визначення – аналогічні.

Товщини пластів у кожному приведеному випадку можуть бути встановлені за відомими значеннями глибин границь пластів (підшови та покрівлі).

**Визначення границь пластів по діаграмах потенціал-зондів.** На кривих питомого електричного опору, які записані потенціал-зондами, пласт обмеженої потужності при малій розбіжності опорів вміщуючих порід виділяється аномалією, яка симетрична відносно середини пласта. У зв'язку з цим правила визначення положення покрівлі та підшови пласта за кривою  $\rho_n$  потенціал-зонда однакові.

Визначення границь потужних пластів ( $AM < h < d_c$ ) високого питомого електричного опору проводиться наступним чином. Точки кривої  $\rho_n$  потенціал-зонда, що відповідають границям пласта, зміщують на відстань  $AM/2$  від початку крутого підйому кривої, відносно осі глибин навпроти пласта, у бік вміщуючих порід низького питомого електричного опору (рис. 2.1).

При визначенні границь пластів малої та середньої товщини діаграми потенціал-зондів використовуються рідко.

**Визначення границь пластів по діаграмах градієнт-зондів.** На діаграмах електричного опору, які записані градієнт-зондами, у більшості випадків границі пластів збігаються з екстремальними значеннями  $\rho_y$ .

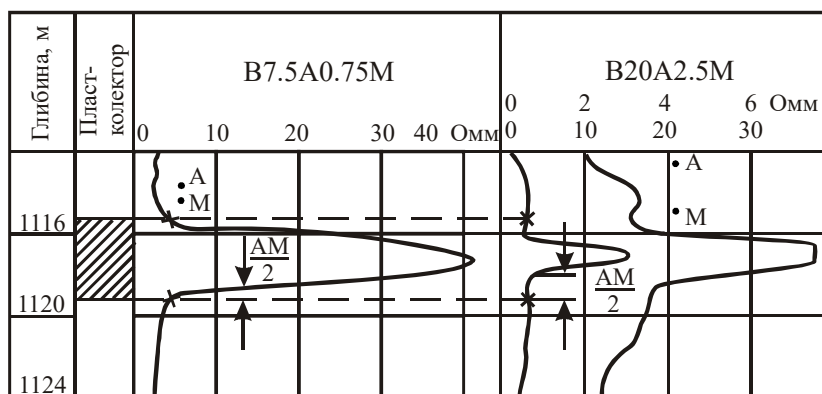
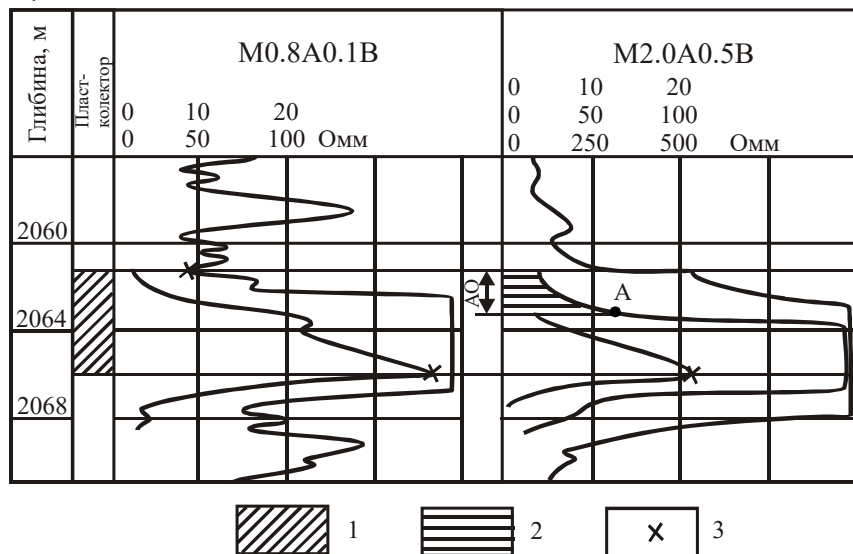


Рисунок 2.1 – Приклад визначення границь пластів високого опору на діаграмах потенціал-зондів

*Пласти великої та середньої товщини ( $AO < h < d_c$ ).*

1. На діаграмах  $\rho_n$  послідовних градієнт-зондів підосва та покрівля пласта високого опору знаходиться за допомогою точок, які розміщені на відстанях  $MN/2$  ( $AB/2$ ) нижче точок  $\rho_{y,max}$  і  $\rho_{y,min}$ . Якщо відстань  $MN$  невелика (0.1-0,25 м) і в заданому масштабі глибин діаграми дане зміщення не має значення, то підосва та покрівля пласта визначаються за точками  $\rho_{y,max}$  і  $\rho_{y,min}$ . Якщо розмір зонда великий і в багато разів перевищує діаметр свердловини, то на кривій  $\rho_n$  поблизу покрівлі пласта високого питомого електричного опору спостерігається ділянка із заниженим питомим електричним опором (на теоретичних кривих він дорівнює розміру зонда  $AO$ ), а точка  $\rho_{y,min}$  у покрівлі пласта практично не відзначається. У цих випадках покрівля знаходиться на відстані, яка рівна розміру зонда, вище точки  $A$  (рис. 2.2).



1 – пласт високого опору; 2 – зона пониженого уявного опору; 3 – границі пласта

Рисунок 2.2 – Приклад визначення границь пласта високого опору на діаграмах градієнт-зондів

2. На діаграмах обернених градієнт-зондів підшва та покрівля пласта високого питомого електричного опору знаходяться за допомогою точок, які зміщені на  $MN/2$  ( $AB/2$ ) вверх від точок  $\rho_{y,max}$  і  $\rho_{y,min}$ . Дане зміщення враховується тільки при великих масштабах глибин або великих відстанях  $MN$ . Використовуючи зонди великих розмірів, підшва пласта встановлюється аналогічно способу, який викладений у п. 1 для покрівлі пласта.

*Пласти малої товщини ( $h < AO$ ).*

Визначити границі пластів малої товщини на діаграмах градієнт-зондів великих розмірів можливо тільки наближеним способом. В даному випадку границі пластів краще виділяти за допомогою діаграм мікрозондів, екранованого зонда та каверноміра.

**Визначення товщини пластів.** Товщина пластів визначається наступним чином:

$$h = H_{\text{під}} - H_{\text{пок}} = H\rho_{y,max} - H\rho_{y,min}, \quad (2.1)$$

де  $h$  – товщина пласта, м;

$H_{\text{під}}$  – глибина залягання підшви пласта, м;

$H_{\text{пок}}$  – глибина залягання покрівлі пласта, м;

$H\rho_{y,max}$  – глибина точок, в яких  $\rho_y$  приймає максимальне значення, Ом·м;

$H\rho_{y,min}$  – глибина точок, в яких  $\rho_y$  приймає мінімальне значення, Ом·м.

**2.1.2 Визначення границь та товщин пластів за даними методу БК.** Виділення об'єктів інтерпретації для різних зондів БК практично проводиться однаково. Криві питомого електричного опору, які отримані екранованими зондами симетричні відносно середини пласта. При різному електричному опорі вміщуючих порід симетрія порушується: максимум кривої зміщується в сторону порід із великим електричним опором, якщо товщина пласта становить не менше 4 м. Навпроти пачки пластів спостерігається чергування симетричних максимумів і мінімумів.

Покази навпроти окремих пластів спотворені – занижені для пластів високого і завищені для пластів низького питомого електричного опору. Границі пласта проводять за точками, питомий електричний опір  $\rho_{п.гр.}$  яких визначається за виразом:

$$\rho_{y,гр} / \rho_{y,вм} = 2 \cdot \rho_y / (\rho_y + \rho_{y,вм}), \quad (2.2)$$

де  $\rho_y$  – уявний електричний опір інтерпретуючого пласта, Ом·м;

$\rho_{y,вм}$  – уявний електричний опір вміщуючих порід, Ом·м.

Визначення товщин пластів за даними БК проводиться аналогічно як і для методу БКЗ.

**2.1.3** **Визначення границь та товщин пластів за даними методу ІК.** Для пластів обмеженої товщини, породи яких мають однаковий питомий електричний опір знизу та зверху, криві індукційного каротажу (ІК) мають симетричну форму відносно середини пласта. Максимальні (при високій електропровідності) та мінімальні (при низькій електропровідності) значення притаманні до середини пласта. При товщині пласта більше 2 м його границі проводять по точках, які відповідають середині аномалії  $\sigma_y$ . При зменшенні товщини пласта, його границі зміщуються до вершини аномалії і при  $h=1-1.5$  м відповідають точкам, які розміщені приблизно на висоті 2/3 аномалії кривої  $\sigma_y$ .

При великій різниці провідності зовнішніх вміщуючих пластів, крива  $\sigma_y$  має асиметричну форму: максимум (мінімум) кривої зміщується в сторону вміщуючих порід із більш високою (низькою) питомою електропровідністю. Особливо це стосується пластів малої товщини ( $h < 1,5$  м).

Якщо пласт має питому електропровідність, яка знаходиться в межах провідності вище- і нижчезалягаючих порід, то крива  $\sigma_y$  плавно переходить від одного до другого значення електропровідності вміщуючих порід. При товщині пласта більше 2 м навпроти його середини міститься горизонтальна площадка або перегин на кривій  $\sigma_y$ . При меншій товщині крива ІК має таку ж саму форму, що і крива при одній границі розділу.

Для пласта із ступінчастим зменшенням провідності в напрямку до підшви (або покрівлі) пласта характерна крива  $\sigma_n$  асиметричної форми: більш крутий підйом спостерігається навпроти покрівлі (підшви) пласта, а ступінчастій зміні електропровідності відповідає пологий спад  $\sigma_y$ . Аналогічна ситуація спостерігається для пласта із ступінчастим збільшенням електропровідності до підшви (або покрівлі) пласта.

Неоднорідний пласт, який складається з чергування тонких прошарків та високою і низькою електропровідністю, характеризується загальною аномалією  $\sigma_y$ ; (окремим прошаркам відповідають незначні відхилення ІК). У випадку, якщо товщина окремих прошарків менша 0,4 м, то пласт характеризується як однорідний, питома електропровідність якого близька до електропровідності пачки в цілому.

Визначення товщин пластів за даними ІК проводиться аналогічно, як і для методу БКЗ.

**2.1.4** **Визначення границь пластів за допомогою АС “Геопошук”.** Автоматизована система обробки і інтерпретації даних ГСД “Геопошук” дозволяє автоматично здійснювати розбивку розріза на пропластки. Це здійснюється за допомогою команди **Технология/Обработка пропластков** (рис. 2.3). Цей модуль (що складається з одного діалогу) краще всього завантажувати з планшета, але можна його запустити і з меню **Пуск/GeoPoisk/Обработка пропластков**. У даній програмі є

таке поняття як пропластки та пласти. Пласти це великі по потужності масиви, пласти, горизонти, а пропластки це – малі по потужності (кілька метрів) пласти.

Розчленування розрізу на пласти виконується в двох режимах: автоматичному та ручному. Слід зауважити, що одержані результати можуть бути скориговані за допомогою екранного редактора.

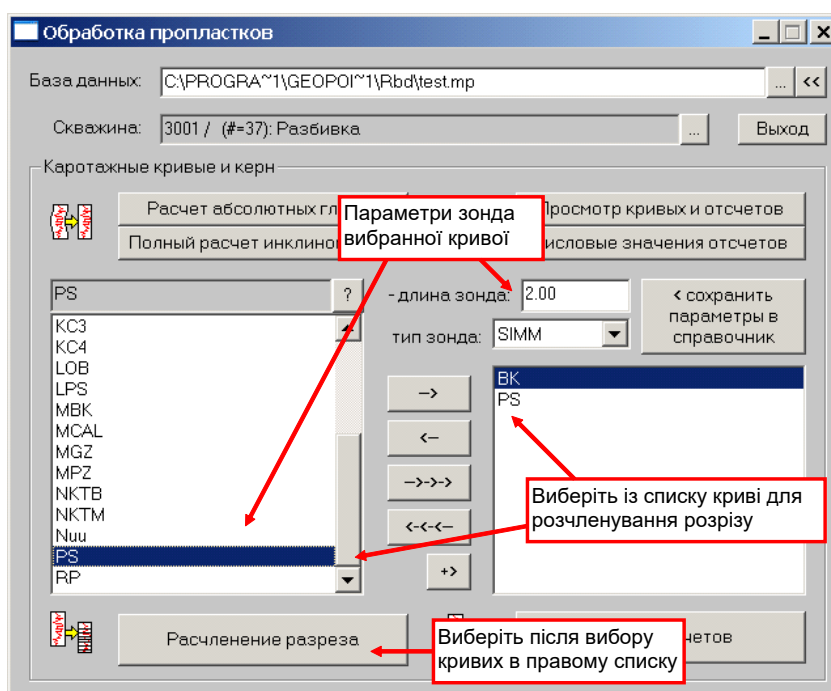


Рисунок 2.3 – Вигляд контекстного вікна  
**Обработка пропластков**

Автоматичний режим виділення границь пластів містить в собі два варіанти рішень. Перший з них використовує симетричні криві ГДС і рекомендується для літологічного розчленування. Керування детальністю розчленування проводиться за допомогою двох констант: мінімально допустимої товщини пласта та рівнем детальності.

Другий режим роботи програми передбачає виділення границь пластів по асиметричних

(градієнт) зондах з використанням методу екстремумів. Рекомендується використовувати криві, які записані зондами БКЗ довжиною  $L=1,05$  м або  $L=2,25$  м залежно від їх диференціації.

Ручний режим використовується в тонкошаруватих та складнобудованих розрізах. На екрані дисплею по базовій кривій ГДС відмічаються характерні точки (граничі пластів), які записуються в базу даних і можуть бути використані як варіанти розчленування розрізу.

В подальшому необхідно задати у правий список кілька кривих для розчленування розрізу. Наприклад, PS та BK, або GK, IK, BK. Для коректного розчленування розрізу в програмі **Обработка пропластков** повинна міститись інформація про зонди кожної обраної кривої. Це параметри: **довжина зонда** і **тип зонда**. Якщо підвести курсор мишки до списку **Тип зонда**, то з'явиться рядок з докладним описом вибраного типу.

Для зміни типу або довжини зонда, необхідно вибрати **Сохранить параметры в справочник**. При додаванні в правий список кривої, для якої не встановлені параметри зонда з'явиться діалог для зручного вивода параметрів (рис. 2.4). Після того як криві вибрані, необхідно вибрати функцію **Расчленение разреза**, аж тоді з'явиться відповідне діалогове вікно (рис. 2.5):

Чим вищий відсоток детальності розчленування, тим рідше будуть проводитись границі пропластків у розрізі. В результаті розчленування розрізу свердловини на пропластки у базі даних створюються файл гис.ZK і гис.ZP.

Розчленування розрізу відбувається прямо в базі даних, тому якщо відкритий модуль ПЛАНШЕТ з полями поточної свердловини обов'язково в планшет треба викликати команду **Данные/Восстановить данные из базы** для синхронізації даних в планшеті і в базі.

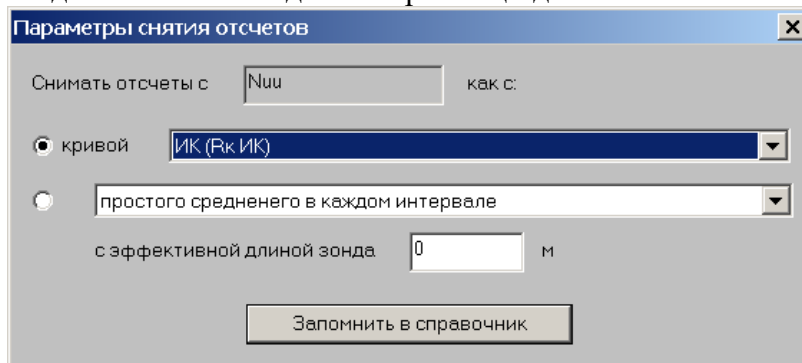


Рисунок 2.4 – Вид контекстного меню для встановлення параметрів зонда

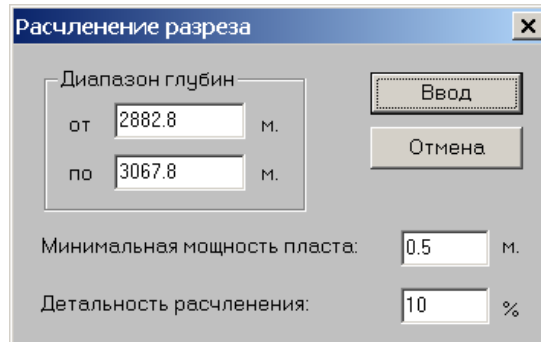


Рисунок 2.5 – Контекстне меню вікна розчленування розрізу

Як уже вище згадувалось у АС “Геопошук” можна вручну редагувати границі пропластів. Редагування границь пропластків здійснюється в режимі редагування пропластків (команда **Данные/Редактирование пропластков/Изменение глубины и значения**) на полі Крива і Форма. В результаті переходу в режим редагування у вікні планшета з'явиться діалогове вікно для редагування пропластків. На полі **Крива** зручно мати кілька кривих і ще ZK+ZP (це границі пропластків), а в полі **Форма** будь-який метод ГДС або ZK+ZP, або ZK-ZP (потужність). Полів **Крива** і **Форма** на планшеті може бути кілька, зміни границь пропластків в будь-якому полі автоматично змінює границі і в інших полях тієї ж свердловини.

Автоматизована система обробки і інтерпретації даних ГДС “Геопошук” дозволяє автоматично визначати як товщини пластів, так і пропластків. Значення товщин пластів відображаються у полі **Пласти**, а пропластків у полі **Форма** (попластовий параметр ZK-ZP).

## 2.2 Зняття показів з кривих каротажу

**2.2.1 Зняття показів характерних значень уявного електричного опору з кривих БКЗ.** Для градієнт зондів, враховуючи несиметричний характер кривої, напроти пласта можна отримати різні значення геофізичного параметру (уявного електричного опору):  $\rho_{y,max}$  – максимальне;  $\rho_{y,min}$  – мінімальне;  $\rho_{y,opt}$  – оптимальне;  $\rho_{п,сер}$  – середнє (рис. 2.6).

В залежності від співвідношення товщини пласта ( $h$ ) до розміру зонда ( $L_3$ ), необхідно з кривих градієнт-зонда знімати  $\rho_{п}$  наступним чином:



1. Якщо  $\frac{h}{L_3} > 3 \rightarrow \rho_{y.ont}$ .
2. Якщо  $1,2 < \frac{h}{L_3} < 3 \rightarrow \rho_{y.cp}$ .
3. Якщо  $\frac{h}{L_3} < 1,2 \rightarrow \rho_{y.max}$ .

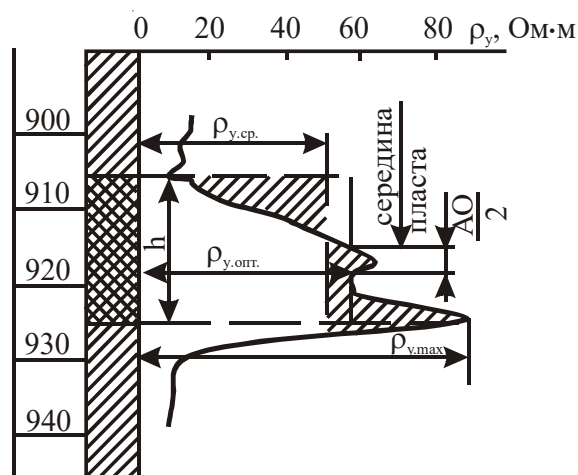


Рисунок 2.6 – Приклад зняття середнього, оптимального та максимального значення уявного електричного опору

Середнє значення уявного опору (УО) відповідає відношенню площі, яка обмежена нульовою лінією діаграми та кривою УО напроти пласта, до його потужності. Середні значення УО на практиці визначаються за допомогою побудови прямокутника, ширина якого рівна ширині потужності пласта, з основою в нульовій лінії. Якщо площа отриманого прямокутника рівна шуканій площі, то висота прямокутника відповідає середнім значенням УО. Оптимальне значення УО ( $\rho_{y.opt}$ ) береться в точці на кривій, яка знаходиться на відстані  $AO/2$  від середини пласта вниз для послідовного або вверх для оберненого зонда.

### 2.2.2 Зняття показів характерних значень уявного електричного опору з кривих БК.

Зняття характерних значень  $\rho_y$  навпроти пласта здійснюють способами, які залежать від його будови. Якщо пласт однорідний то показник однорідності  $\delta\rho_y = (\rho_{y.\max} - \rho_{y.\min}) / \rho_{y.\max} < 0,3$ , а уявний коефіцієнт анізотропії  $\lambda_y$  менший від 1.1. В таких випадках навпроти пласта знімають середньозважене по товщині значення  $\rho_{y.\text{cp}}$ . При  $0,3 < \delta\rho_y < 0,7$ , ( $\lambda_y=1,1-1,23$ ) то:

$$\rho_y = (\rho_{y.\text{cep}} - \rho_{y.\min.\text{cp}}) / 2, \quad (2.3)$$

де  $\rho_{y.\min.\text{cp}}$  – усереднений по площі уявний електричний опір навпроти пластів низького опору.

При показнику неоднорідності  $\delta\rho_y > 0,7$  уявний електричний опір визначається за формулою:

$$\rho_y = \sum h / (\sum_{i=1}^n (h_i / \rho_{y.i})), \quad (2.4)$$

де  $\Sigma h$  – товщина неоднорідного пласта, м;

$h_i$  і  $\rho_{y.i}$  – товщина та уявний електричний опір неоднорідного  $i$ -го прошарка.

**2.2.3 Зняття показів характерних значень електропровідності з кривих ІК.** В залежності від товщини пласта і його будови, отримують відповідні значення уявної електропровідності на кривих ІК:

- 1) для потужного пласта ( $h > 2-3$  м) – середньозважене по товщині;
- 2) для тонкого пласта ( $h < 1-2$  м) – екстремальне;
- 3) для пласта, який має проміжну провідність між провідністю вміщуючих порід, – значення на перегині кривої (потужний пласт) або навпроти середини пласта (тонкий пласт).
- 4) навпроти пачки тонких пропластків – середнє значення, яке дозволяє перейти до поздовжньої електропровідності пачки в цілому.

**2.2.4 Зняття та редагування характерних значень геофізичних параметрів методів БКЗ, БК та ІК за допомогою АС “Геопошук”.** Після отримання границь пластів проводиться визначення характерних значень геофізичних параметрів пропластків та коригування показів геофізичних параметрів на екрані монітору з використанням АС "Геопошук".

На практиці при інтерпретації матеріалів ГДС теригенних розрізів, як правило, застосовується поплатова модель. Для такої моделі вирішена більшість прямих задач каротажу. Характерні значення параметрів ГДС пласта і допоміжна інформація є підставою для розв’язку оберненої задачі.

Зняття характерних значень з кривих ГДС є алгоритмічно нескладною процедурою. У пластах великої потужності ( $H > 5L$ ) за характерні приймаються середні значення геофізичних параметрів між границями незалежно від типу і довжини зонда. Методика зняття показів пластів середньої потужності ( $1,3 \leq H \leq 5L$ ) залежатиме від типу зонда. Для асиметричних зондів знімаються значення уявного електричного опору  $\rho_n$ :

$$\rho_y = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n a_i, \quad (2.5)$$

де  $a_i$  – поточкові значення уявного електричного опору діаграми градієнт-зонда в інтервалі оптимальних значень;

$n$  – кількість значень уявного електричного опору на діаграмах для визначення оптимального значення уявного електричного опору пласта, яке відраховується від підшови пласта і визначається за формулою:

$$n = (Z_p - Z_k - L) / \Delta, \quad (2.6)$$

де  $Z_k, Z_p$  – відповідно покрівля і підшовка пласта, м;

$\Delta$  – крок квантування діаграми, м;

$L$  – довжина зонда, м.

Для симетричних зондів оптимальні значення пластових характеристик також розраховуються за формулою (2.5), але розрахунки проводять в інтервалі  $[Z_k + 0,5L, Z_p - 0,5L]$ , тобто береться середнє значення діаграми після відступу на половину довжини зонда від покрівлі та підшови всередину пласта.

Для тонких пластів ( $H < 1,3L$ ) по всіх зондах знаходять екстремальні значення. Якщо параметри вміщуючих порід більше параметрів пласта, то знімають мінімальні значення, в іншому випадку – максимальні.

Під час автоматичної реєстрації каротажних діаграм або їхнього напівавтоматичної оцифровки нерідко трапляються зсуви записів по глибині. Через це екстремуми на тонких пластах для окремих методів (особливо градієнт-зондів) можуть виявитися поза загальними границями. Тому запропоновано ввести пошук екстремумів у розширених границях  $E$  навколо покрівлі та підшови пласта:

$$E = Z_k \pm m \cdot \Delta = Z_p \pm m \cdot \Delta, \quad (2.7)$$

де  $m$  – припустиме число кроків квантування для пошуку екстремумів за межами границь пласта.

В алгоритмі зняття показів передбачено обмеження для надто тонких пластів. Практика інтерпретації показує, що для пластів, товщина яких в тричі менша довжини зонда, покази настільки спотворені впливом вміщуючих порід, що не можуть бути виправлені і, отже, є непридатними для інтерпретації.

Для тонких пластів за умови  $0,3L \leq H \leq 1,3L$  в алгоритмі для градієнт-зондів, ІК та БК передбачено введення поправок за обмежену товщину пласта і вплив вміщуючих порід з метою приведення показів до пластів необмеженої товщини, на які розраховані інтерпретаційні алгоритми. Поправки розраховуються методом нелінійного регресійного аналізу та за допомогою спеціальних палеток.

Для зняття показів може бути використано три групи границь: електричні, літологічні та загальні, їх отримують на етапі відбиття границь за відповідним набором методів ГДС. Зняття показів може виконуватись за всіма методами або вибірково. Вибір відповідних кривих здійснюється інтерпретатором.

Рекомендується екранний перегляд отриманих границь та показів шляхом їх накладання на відповідні каротажні діаграми з метою оцінки достовірності результату або їх уточнення оператором за допомогою екранного графічного редактора.

Зняття характерних значень геофізичних параметрів у АС “Геопошук” здійснюється за допомогою команди **Технология/Обработка пропластков** (рис. 2.3). У даному контекстному меню необхідно вибрати криві з яких будуть зніматись геофізичні параметри, а тоді задати команду **Снятие Отсчетов**. Зняття показів відбувається прямо в базі даних, тому якщо у Вас відкритий **ПЛАНШЕТ** з полями поточної свердловини обов'язково необхідно задати в Планшеті команду **Данные/Восстановить данные из базы** для синхронізації даних в планшеті і в базі даних.

Редагування значень геофізичних параметрів в програмі **ПЛАНШЕТ** можна здійснювати на полях **Крива** і **Форма** в режимі **Данные/Редактирование пропластков (DBM) / Изменение глубины и значения**. Але все ж таки краще використовувати режим **Данные / Редактирование пропластков/Изменение значений**. Цей режим не дозволяє редагувати границі, щоб випадково не змістити (видалити) границю пропластка.

Для вибору попластового параметра необхідно натиснути лівою кнопкою мишки на пропласток в полі **Форма** або на сходинову криву попластового параметра в полі **Крива**. Якщо пропласток вибраний, він виділяється сірим кольором, а в діалозі редагування пропластків

встановлюються значення покрівлі/підосви вибраного пропластка і значення вибраного попластового параметра.

Значення попластового параметра можна змінювати:

- у діалозі редагування пропластків;
- за допомогою мишки на полях типу Крива (потягнувши за криву вліво/вправо при нажатій лівій кнопці мишки);
- за допомогою клавіатури (Shift+←, Shift+ →— зміна значення на 1 %, Ctrl+←, Ctrl+ →— зміна значення на 5 %)←→.

У режимі редагування подвійним клацанням лівою кнопкою мишки в полі **Крива** встановлюється значення попластового параметра по мишці.

Якщо в полі Крива декілька попластових параметрів, то для того, щоб поміняти вибраний попластовий параметр в цьому полі, можна натиснути кнопку «+» або «-» поряд з ім'ям параметра в діалозі редагування або стрілки влево/вправо на клавіатурі.

### 2.3 Попередній аналіз вхідних даних. Оцінка якості матеріалів БКЗ, БК та ІК за допомогою АС “Геопошук”

Попередній аналіз починається з оцінки товщини пласта ( $H$ ), як різниці між глибинами залягання підосви та покрівлі пласта. При товщині пласта менше 0,6 м визначення його електричних параметрів не виконується внаслідок спотворення характерних значень (показів) по таких пластах впливом вміщуючих порід.

Далі визначається кількість зондів (показів параметрів), що беруть участь в інтерпретації. Не рекомендується включати в обробку ті зонди, довжина яких більш як в три рази перевищує товщину пласта.

Виконується перше наближення уявного електричного опору (УЕО) ( $\rho_y$ ), за яке приймається значення УО по зонду максимальної довжини ( $L$ ), де зберігається нерівність  $L < 0,8H$ . Оцінюються границі діапазону можливих значень  $\rho_n$  (максимальне –  $\rho_n^{max}$  та мінімальне –  $\rho_n^{min}$ ).

$$\rho_n^{max} = 4,0\rho_y^{max}, \rho_n^{min} = 0,2\rho_y^{min}, \quad (2.8)$$

де  $\rho_y^{max}$  та  $\rho_y^{min}$  – відповідно максимальне та мінімальне значення  $\rho_y$ .

Співвідношення (2.8) отримано шляхом аналізу теоретичних моделей кривих БКЗ для реальних середовищ.

Виконується наближений контроль верхньої границі відношення  $\rho_y/\rho_c$  для контролю та виправлення випадкових похибок. З цією метою розраховуються відношення  $L_1 = \rho_y^{(1)} / \rho_c$  та  $L_2 = \rho_y^{(2)} / \rho_c$ , які відповідно співставляються з граничними значеннями:

$$\overset{\infty}{L}_1 = 8(L_1 / d_c)^2 \text{ та } \overset{\infty}{L}_2 = 8(L_2 / d_c)^2, \quad (2.9)$$

де  $L_1, L_2$  – довжини першого та другого градієнт-зондів;  
 $d_c$  – діаметр свердловини.

При відсутності грубих похибок в значеннях  $\rho_y^{(1)}$  та  $\rho_y^{(2)}$  повинно зберігатись співвідношення  $L_1 < \overset{\infty}{L}_1; L_2 > \overset{\infty}{L}_2$ .

Випадок виконання співвідношення  $L_1 < \overset{\infty}{L}_1; L_2 > \overset{\infty}{L}_2$  свідчить, що занижено і підлягає виправленню  $\rho_c$ :

$$\rho_c = \begin{cases} \rho_y^{(1)} / \overset{\infty}{L}_1 & \text{за умови } \overset{\infty}{L}_1 / L_1 > \overset{\infty}{L}_2 / L_2 \\ \rho_y^{(2)} / \overset{\infty}{L}_2 & \text{за умови } \overset{\infty}{L}_1 / L_1 \leq \overset{\infty}{L}_2 / L_2 \end{cases} \quad (2.10)$$

За умови  $L_1 < \overset{\infty}{L}_1; L_2 > \overset{\infty}{L}_2$  виправляється  $\rho_y^{(1)}$ .

$\overline{\rho_y^{(1)}} = \overset{\infty}{L}_1 \rho_c$ , а у випадку  $L_1 < \overset{\infty}{L}_1; L_2 > \overset{\infty}{L}_2$  вважається, що груба похибка існує по зонду два і виправляється  $\rho_y^{(2)}$ :

$$\overline{\rho_y^{(2)}} = \overset{\infty}{L}_2 \rho_c. \quad (2.11)$$

Для врахування значного впливу вміщуючих порід на покази зондів електрокаротажу передбачено введення поправок у покази за вплив вміщуючих порід. Рівняння для введення поправок отримано в результаті статистичного аналізу даних палеточного матеріалу, який було виконано в КГВ УкрДГРІ.

Програмою ELECTRA вираховується і вводиться в значення знятих показів відповідний

поправочний коефіцієнт.

Програма обробки даних електрометрії забезпечує засоби контролю якості вхідних даних та виправлення систематичних похибок у покази по зондах та опорі промивної рідини.

Вирішення завдання здійснюється за методикою опорних пластів. В якості опорних можуть бути використані пласти великої товщини (більш ніж 6 м), тобто пласти, в яких принаймні 4 зонди не спотворені впливом вміщуючих порід. В цій ситуації перевага надається пластим без проникнення (їх повинно бути не менше трьох). В загальному випадку кількість опорних пластів повинна бути не менше п'яти, їх виділення виконується автоматично, або вручну на екрані дисплею. Для входу в цей режим необхідно скористатися відповідною піктограмою головного меню ("Електрометрія"). "Висвітлюється" панель програми (рис. 2.7). Тепер, обравши послідовно потрібні пункти меню на цій панелі, виконується вибір завантаження даних, з якими необхідно працювати (меню **Данные/Загрузить**).

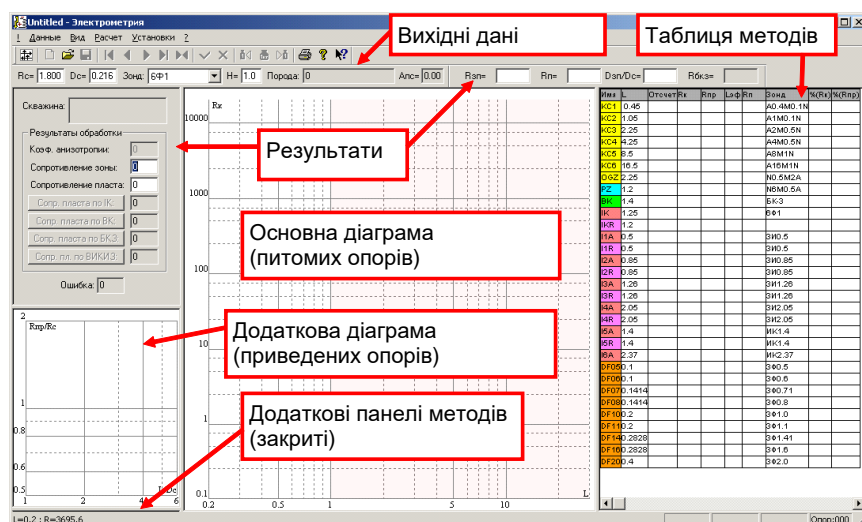


Рисунок 2.7 – Загальний вигляд вікна модуля "Електрометрия"

Наступні дії відносяться безпосередньо до вибору опорних прошарків. Для автоматичного вибору використовується послідовність вибору пунктів меню на панелі "Електрометрия" (меню **Расчет/Опорные пропратки/Выбрать**).

Дані про автоматично обрані прошарки висвітлюються на панелі (рис. 2.8). Можна розглянути

дані про кожний обраний прошарок, гортаючи послідовно ці прошарки за допомогою кнопок на панелі, залишити прошарок опорним, або виключити його з ряду опорних (рис. 2.8). Для "ручного" вибору опорних прошарків використовуються ті ж самі пункти меню, тобто послідовним "гортанням" проглядаються наявні прошарки і потрібні з них за допомогою кнопки встановлюються опорними.

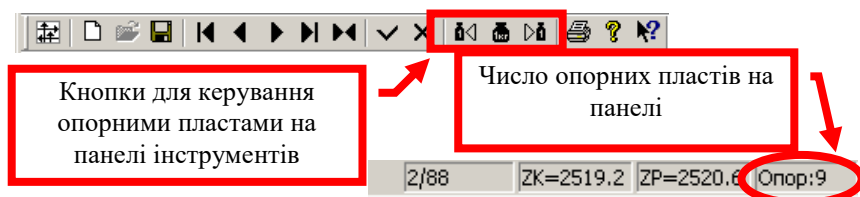


Рисунок 2.8 – Загальний вигляд панелі відображення опорних пластів

Після вибору опорних прошарків можна автоматично підібрати оптимальне значення опору промивної рідини, якщо воно заздалегідь невідоме, або уточнити відоме значення. Необхідність в корекції ПЕО промивної рідини (ПР) виникає **достатньо** часто **не тільки** через недостатню точність **резистивіметрії**, **але перш за все** тому, що її покази відсутні.

Оцінка ПЕО ПР в свердловині може проводитися на основі значення ПЕО розчину на поверхні з поправкою за температуру ПР. За відсутності даних термометра температуру оцінюють по середніх характеристиках родовища, або за допомогою термоградієнта. Часто ПЕО ПР задають константою, яку визначають по аналогії з сусідніми свердловинами в тих же інтервалах глибин. Всі ці підходи забезпечують недостатню точність визначення ПЕО ПР.

За наявності комплекту 4-5 зондів БКЗ можна уточнити ПЕО ПР шляхом мінімізації розбіжності – сумарного відхилення теоретичних значень ПЕО від фактичних. Для цього використовується команда меню **Расчет/Оценка качества/Уточнить RS**. Програма запустить ітеративну процедуру оптимізації. Після декількох кроків підбору буде запропонований поправочний коефіцієнт:

Якщо він дорівнює 1, програма не зуміла суттєво зменшити розбіжність шляхом масштабування ПЕО ПР. Ви можете підтвердити вибір програми, або **ввести** поправочний коефіцієнт самостійно. Програма перерахує всі **пропластки**, зокрема **опорні**.

Після вибору опорних пропластків використовуйте команди **Исправить БКЗ**, **Исправить ИК**, **Исправить БК** меню **Расчет/Контроль качества**.

Приклад виправлення систематичної помилки двохметрового градієнт-зонда по команді **Исправить зонд** представлений на рис. 2.9, 2.10, 2.11. На відміну від перерахованих спеціальних



команд ця команда підбирає поправочні коефіцієнти лінійною регресією.

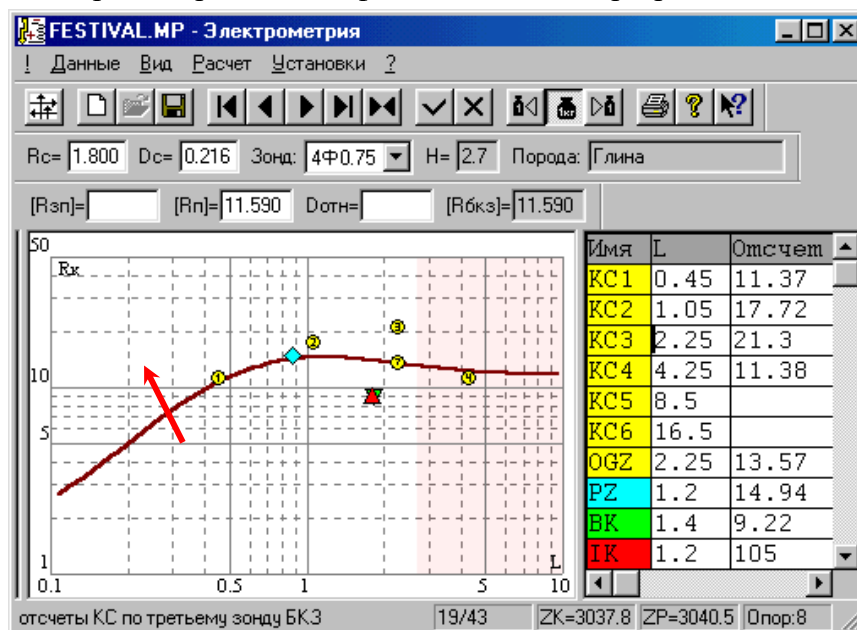


Рисунок 2.9 – Вхідне положення показів двохметрового градієнт-зонда (КС3)

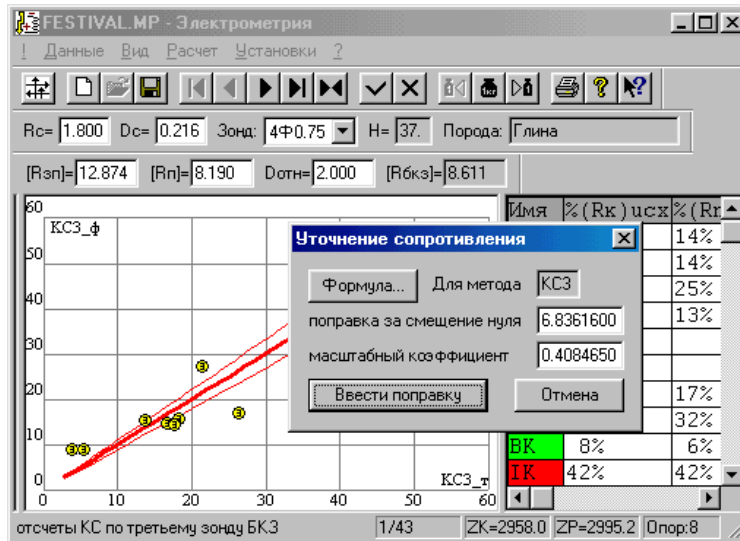


Рисунок 2.10 – Визначення похибки для зонда КСЗ з візуалізацією розподілу даних по команді **Исправить зонд**

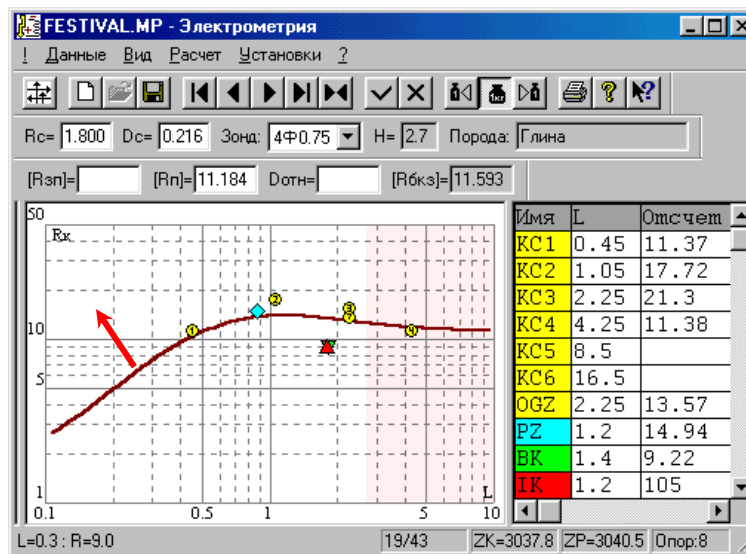


Рисунок 2.11 – Положення показів зонда КСЗ після внесення поправки

Контроль за якістю показів бокового каротажу (БК) виконується за допомогою даних БКЗ по опорних пластах. Вимоги до опорних пластів наступні: оцінка питомого опору за їх даними повинна бути стійкою, а діапазон значень опорів достатнім. Інформація про якість БК та кількісну характеристику поправочного коефіцієнта відображається на екран монітора.

Індукційні методи ІК, ІКЗ, ВІКІЗ здійснюють основний вплив на оцінку ПЕО незмінної частини малопотужних пластів через велику глибину проникнення при відносно хорошій вертикальній роздільній здатності. Однак через конструктивні особливості фокусуючих зондів, у порівнянні із зондами БКЗ, що безпосередньо вимірюють електричний опір між прилягаючими до стінки свердловини електродами, покази індукційних методів частіше бувають спотворені. Завданням контролю якості індукційного каротажу є його узгодження із показами інших зондів по набору опорних пропластків великої товщини перш, ніж він буде використаний для оцінки ПЕО в малих за товщиною пропластках.

Контроль за якістю індукційного каротажу (ІК) виконується аналогічно (рис. 2.12-2.14). Відмінність полягає тільки у властивості помилки – значення ІК можуть змінюватись з глибиною (найчастіше зростають), простежується дрейф нуля приладу. Рівняння дрейфу нуля і оцінка якості ІК виводяться на екран монітору.

Процес оцінки якості бокового та індукційного каротажу повністю екранізований, починаючи з виділення опорних пластів за характерними точками діаграм та співставлення вхідних матеріалів до візуалізації виправлених каротажних кривих, з прийняттям остаточного рішення перед записом їх в базу даних. Всі розрахункові та графічні процедури технологічно об'єднані в один програмний комплекс.

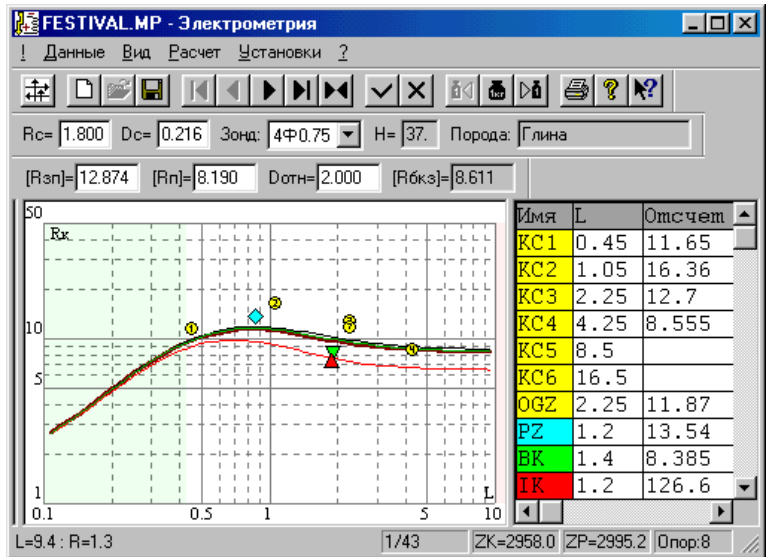


Рисунок 2.12 – Вхідні дані по зонду ІК

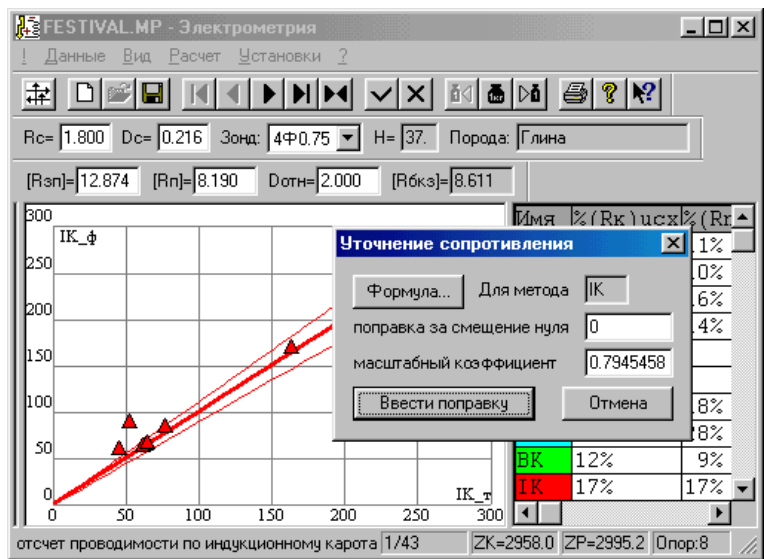


Рисунок 2.13 – Визначення похибки із візуалізацією розподілу даних

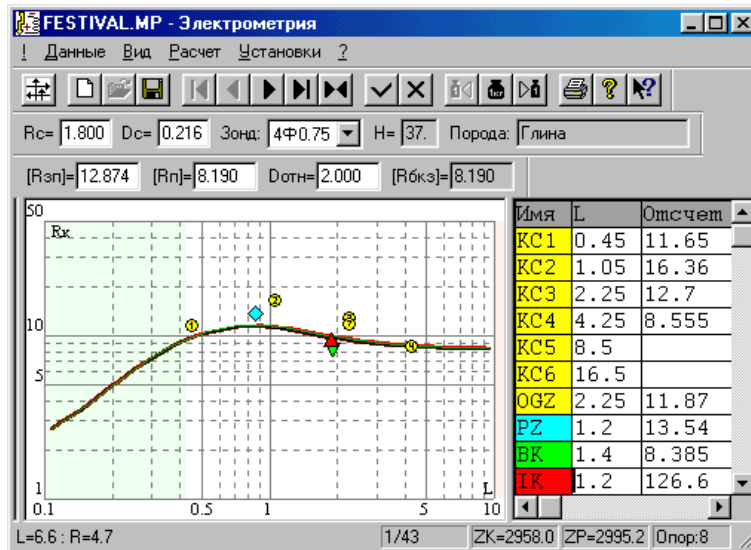


Рисунок 2.14 – Положения зонда ИК після внесення поправки

Систематичну похибку вимірювань добре видно на графіку зіставлення теоретичних і фактичних значень ПЕО різних методів в опорних пропластках. Для того, щоб вивести цей графік на поле основної діаграми використовується команда меню **Вид/Режим контролю качества**. У режимі контролю якості, коли на полі основної діаграми виводиться графік теоретичних і фактичних значень ПЕО, основна діаграма поточного пропластка виводиться замість додаткової діаграми (рис. 2.15).

Після внесення поправки і перегляду її впливу на всі пропластки, зміни можна запам'ятати в БД (команда **Запомнить** меню **Расчет/Проверка качества**). Для перегляду списку виконаних в поточному сеансі роботи виправлень використовуйте команду **История** меню **Расчет/Проверка качества**

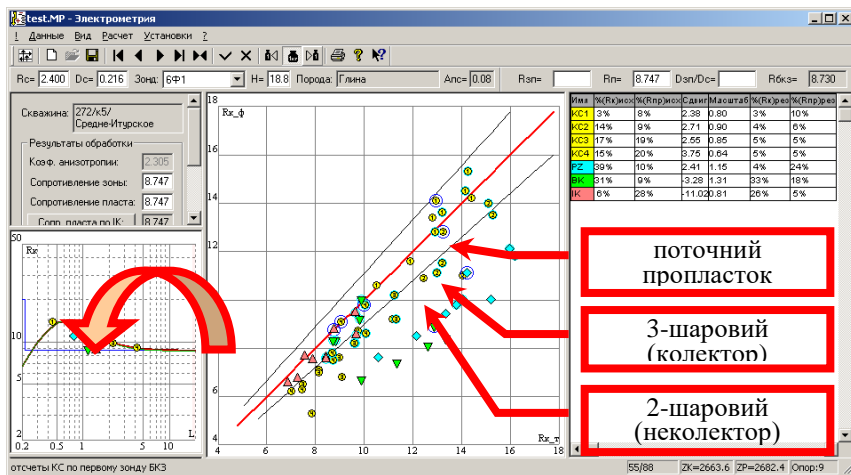


Рисунок 2.15 – Вид меню в режимі контролю якості діаграм

## 2.4 Теоретичні основи інтерпретації даних БКЗ

При інтерпретації даних БКЗ використовується прийом співставлення фактичної кривої БКЗ з палеточними кривими. Щоб вибрати відповідну палетку, необхідно встановити тип фактичної кривої зондування. В певних умовах тип кривої та необхідну палетку визначають за рядом явних ознак, а якщо їх буває не достатньо, то тип кривої визначається тільки після співставлення фактичної кривої зондування із двошаровою палеткою.

Кривою БКЗ називається крива залежності УО від довжини зонда при нескінченній потужності пласта. Розрізняють криві БКЗ теоретичні або розрахункові та фактичні або спостережені. Теоретичними кривими БКЗ називаються криві, які отримані шляхом розрахунку або графічних побудов.

### Типи кривих зондування.

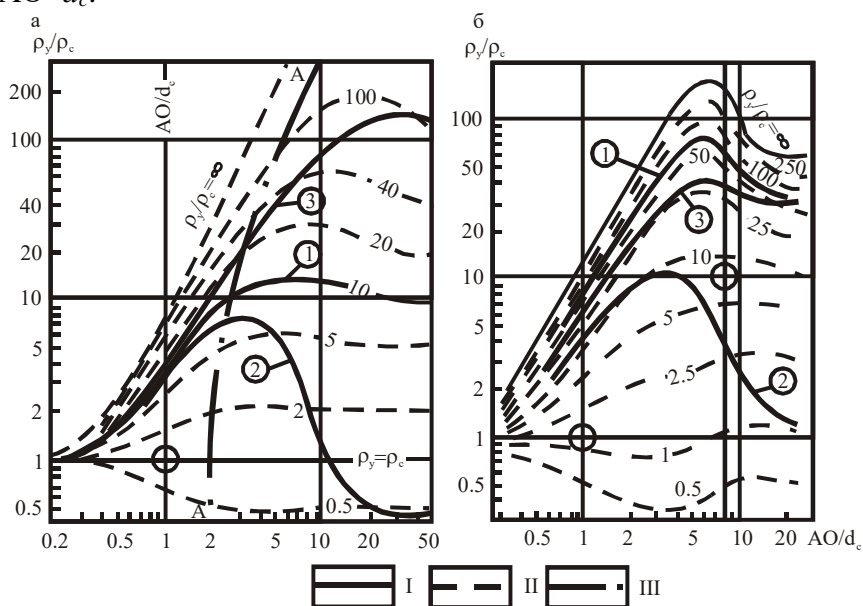
1. Двошарові криві спостерігаються в щільних породах, де відсутня зона проникнення ( $D \geq d_c$ ),  $\rho_{зп} = \rho_{п}$ . При накладанні на двошарову палетку, інтерпретуюча крива добре співпадає з палеточними кривими (рис. 2.16).
2. Тришарова крива зондування спостерігається в пластах великої товщини при умові, що

$\rho_{зп} \neq \rho_{п}$ . Є два різновиди таких кривих:

а) крива підвищуючого проникнення фільтрату промивної рідини в пласт спостерігається при умові, що  $\rho_c < \rho_{зп} > \rho_{п}$ . Вона характерна для водоносних колекторів з міжзерною пористістю. Ознакою кривої такого типу є те, що права вітка кривої перетинає палеточні двошарові криві, переміщуючись від більш високих до низьких модулів (рис. 2.16).

б) крива понижуючого проникнення фільтрату промивної рідини в пласт характерна для продуктивних нафтогазоносних колекторів при умові, що  $\rho_c < \rho_{зп} < \rho_{п}$ . Права вітка кривої переходить від низьких до більш високих модулів (рис. 2.16).

в) інтерпретація двошарових кривих зондування в пластах великої товщини ( $h > 5-6$  м). Білогарифмічний бланк із нанесеним на ньому точок фактичної кривої зондування, яка має координати  $AO$  і  $\rho_y$ , співставляється із палеткою двошарових кривих. Крива зондування побудована на логарифмічному бланку в системі координат  $lg\rho_y$  і  $lgAO$ , повинна бути співставлена з одною із кривих палетки в системі координат  $lg(\rho_y/\rho_c) = lg\rho_y - lg\rho_c$  і  $lg(AO/d_c) = lgAO - lgd_c$ . Система координат бланка і палетки відрізняються на величини відрізка  $lg\rho_c$  і  $d_c$ . Відповідно, для співставлення кривої зондування із палеточною кривою достатньо співставити точку із координатами  $\rho_c$  і  $d_c$ , що називається хрестом фактичної кривої зондування із хрестом палетки, координати якої  $\rho_y/\rho_c$  або  $\rho_y = \rho_c$  і  $AO/d_c = 1$  або  $AO = d_c$ .



а –  $h=\infty$ ; б –  $h=d_c$ ,  $\rho_{вм}=10 \rho_c$ ; I – типові криві зондування (позначені цифрами в дужках): 1 – двошарові, 2 – тришарові криві підвищуючого проникнення  $\rho_c < \rho_{зп} > \rho_n$ , 3 – тришарові криві понижуючого проникнення  $\rho_c < \rho_{зп} < \rho_n$ ; II – двошарові палеточні криві; III – геометричне місце точок на палетці, де  $\rho_y/\rho_c = \rho_n/\rho_c$  (крива AA)

Рисунок 2.16 – Типи кривих бокового каротажного зондування

При співставленні хрестів бланка і палетки, точки фактичної кривої зондування співпадають із однією з палеточних кривих, або розміщуються між двома кривими палетки. Питомий електричний опір пласта знаходиться за перетином фактичної кривої зондування із кривою AA палетки, що є геометричним місцем точок  $\rho_y/\rho_c = \rho_n/\rho_c$  на палетці і точок  $\rho_y = \rho_n$  на бланку.

**Інтерпретація тришарових кривих зондування в пластах великої товщини ( $h > 5-6$  м) при підвищуючому проникненні фільтрата ( $\rho_c < \rho_{зп} > \rho_n$ ).** При інтерпретації фактичну криву умовно ділять на праву і ліву вітки. Ліву вітку переважно прирівнюють до точок із  $\rho_y$ , які відповідають малим зондам, що в свою чергу характеризують зону проникнення, а праву – із значеннями  $\rho_y$  записаними великими зондами – характеризують питомий опір пласта.

При співставленні фактичної кривої зондування із двошаровою палеткою знаходять модуль лівої вітки або відношення  $\rho_{зп}/\rho_c$ . Останнє дозволяє вибрати групу відповідних палеток тришарових кривих із таким або близьким модулем  $\rho_{зп}/\rho_c$ . Із даної групи за чітким співпадінням із фактичною кривою зондування підбирається палетка із найбільш близькими значеннями модуля  $D/d_c$ . Питомий опір пласта знаходять за точкою ( $\rho_y = \rho_n$ ) перетину фактичної кривої зондування із кривою AA палетки (рис. 2.17).

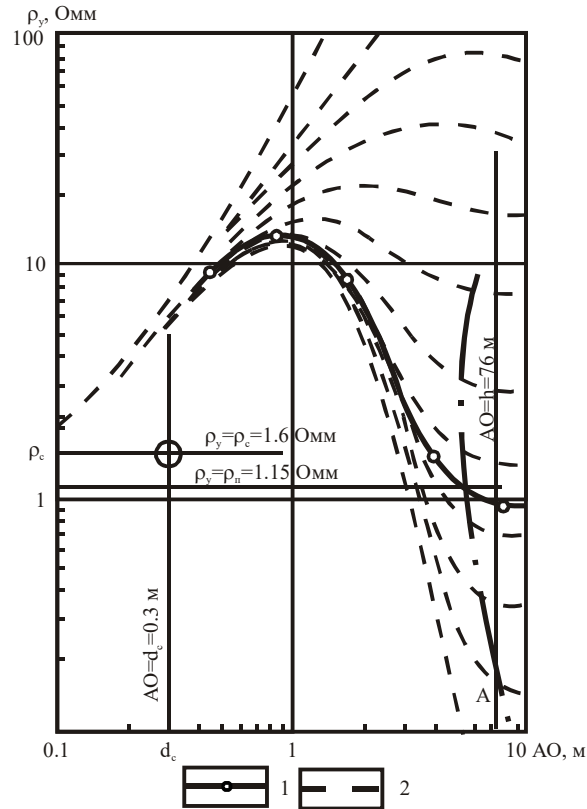
Параметри зони проникнення  $\rho_{зп}$  і  $D$  визначають за відповідними модулям вибраної палетки тришарової кривої –  $\rho_{зп}/\rho_c$  і  $D/d_c$  або в результаті інтерпретації між двома найближчими палетками. При визначенні параметра зони проникнення такими способами  $\rho_{зп}$  і  $D$  близькі до дійсних, якщо значення  $D/d_c$  і  $\rho_{зп}/\rho_c$  є більшими, ніж ті, що наведені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Граничні значення  $\rho_{зп}/\rho_c$  і  $D/d_c$  еквівалентності кривих БКЗ.

$\rho_{зп}/\rho_c$	8	20	60	100	200
$D/d_c$	2	3	5	6	8

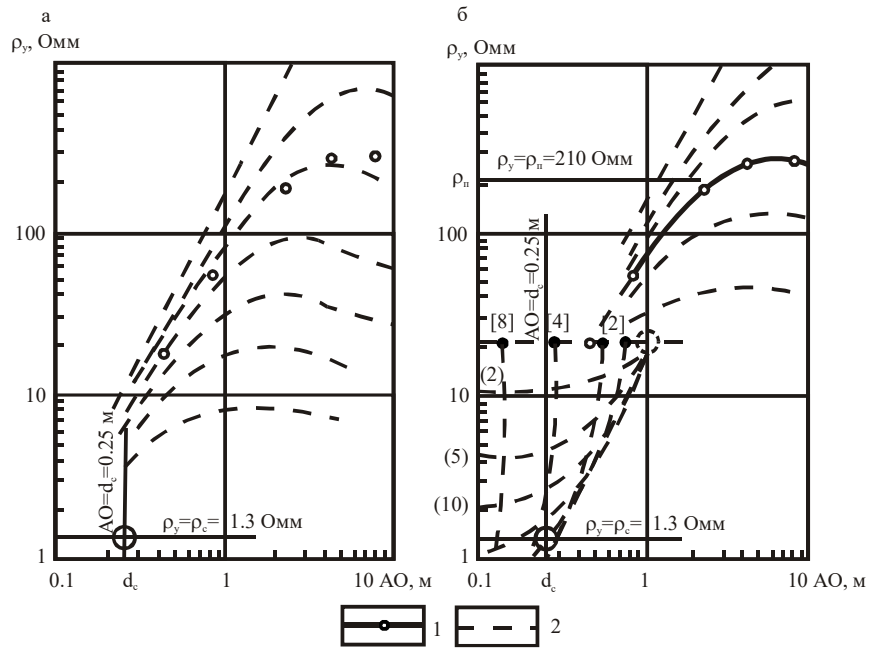
Якщо значення  $\rho_{зп}/\rho_c$  і  $D/d_c$  не перевищують величин, вказаних в таблиці, то спостерігається еквівалентність кривих зондування і параметри зони проникнення, знайдені за допомогою палеток тришарових кривих, можуть не відповідати дійсним.





1 – інтерпретуюча крива; 2 – палеточна крива  
 Рисунок 2.17 – Приклад інтерпретації тришарової кривої зондування

**Інтерпретація тришарових кривих зондування в пластах великої товщини ( $h > 6-7$  м) при понижаючому проникненні фільтрата ( $\rho_c < \rho_{zn} < \rho_n$ ).** Крива цього типу співставляється із двошаровими палеточними кривими. Знаходять модуль лівої вітки інтерпретуючої кривої або наближене значення  $\rho_{zn}/\rho_c$ . За даним значенням вибирається група палеток тришарових кривих з близькими значеннями модуля  $\rho_{zn}/\rho_c$ . Величина  $\rho_n$  знаходиться за перетином фактичної кривої зондування із кривою  $AA$  палетки. Відношення  $D/d_c$  визначається за величиною модуля палетки, з якою співпала інтерпретуюча крива (рис. 2.18).



Співставлення кривих: а – перше, б – друге; 1 – інтерпретуюча крива; 2 – палеточні криві; цифри в круглих душках –  $\rho_{zn}/\rho_c$ ; цифри у квадратних душках  $D/d_c$

Рисунок 2.18 – Приклад інтерпретації тришарової кривої зондування за допомогою зведеної палетки

## 2.5 Визначення приведених опорів по БКЗ, БК та ІК

Під приведеними опорами приймають уявні опори, які виправлені за вплив свердловини і вміщуючих порід. Виправлення за вплив свердловини виконується шляхом інтерпретації даних за умови відсутності зони проникнення. По кожному  $j$ -зонду ( $j=1,2,\dots,n$ ) визначають такий опір  $\rho_{npj}$  при якому відхилення розрахованого (теоретичного) уявного опору  $\rho_y$  від фактичного (виміряного в свердловині) є мінімальним, при чому виконується співвідношення:

$$\frac{\rho_{ymj} - \rho_{y\phi j}}{\rho_{y\phi j}} \leq CN1, \quad (2.12)$$

де  $CNI$  – константа, закладена в програмі.

Мінімізація виразу (2.12) виконується методом направленою градієнтного спуску. Пошук приведених опорів проводиться в інтервалі  $\rho_{np}^{\min} \leq \rho_{np} \leq \rho_{np}^{\max}$  де:

$$\rho_{np}^{\max} = 5,0\rho_y^{\max}; \quad \rho_n^{\min} = 0,2\rho_y^{\min}. \quad (2.13)$$

При виході за його границі  $\rho_{np}$  присвоюються граничні значення. Розрахунок  $\rho_{ym}$  виконується табличним способом шляхом двовимірного пошуку з подальшою інтерполяцією значень  $\rho_{ym}/\rho_c$  для заданих на вході величин  $\rho_{np}/\rho_c$  і  $L/d$ .

Приведені опори по зондах ІК отримуються шляхом виправлення вимірних значень провідності і уявного опору за скін-ефект і впливи свердловини. Розрахунки виконуються по аналітичним формулам, виведених шляхом апроксимації табличних і графічних залежностей.

Розрахунок приведенного опору по БК виконується по формулі:

$$\rho_{np}^{BK} = \frac{\rho_y^{BK} - \rho_c}{Q_1} + \rho_c, \quad (2.14)$$

$$\text{де } Q_1 = \lg^2(\rho_y^{BK} / \rho_c) \times (0,02d_c + 0,012) + \frac{0,045}{d_c} + 0,563.$$

## 2.6 Оцінка типу проникнення промивної рідини в пласт

Як відомо, наявність зони проникнення значно ускладнює інтерпретацію матеріалів електричного каротажу і суттєво впливає на достовірність питомого опору пласта. Тому визначення наявності проникнення фільтрату бурового розчину і його типу є дуже важливим етапом інтерпретації. Відомо декілька способів оцінки типу проникнення, які зводяться до аналізу кривих БКЗ або співвідношень показів зондів. У програмі “Геопошук” реалізований розроблений в УкрДГРІ алгоритм оцінки наявності і типу проникнення шляхом аналізу радіальних змін приведених опорів. Очевидно, що при понижаючому проникненні відбувається монотонне збільшення приведених опорів, а за відсутності проникнення приведені опори будуть однаковими або близькими між собою (у межах похибки) і відповідатимуть питомому опору пласта (див. рис.

2.19-2.21).

Для практичної реалізації цих **положень** будується залежність приведених опорів від їх довжини. Приведені опори по **градієнт-зондам** доповнюються приведеними опорами по індукційному та **боковому** каротажу з своїми ефективними довжинами. **Отримана** приведена крива електричного каротажу апроксимується прямою:

$$\lg \rho_{np}^i = a \lg(L_i / d_c) + b, \quad (2.15)$$

де  $a$  – кутовий коефіцієнт прямої;

$b$  – вільний член.

Висновок про тип проникнення здійснюється на підставі значення  $a$ :

при  $a > 0$ ;  $|a| > CN2$  – понижаюче проникнення фільтрату бурового розчину в пласт;

при  $a < 0$ ;  $|a| > CN2$  – підвищуюче проникнення фільтрату бурового розчину в пласт.

У інших випадках передбачається, що проникнення відсутнє. Тут  $CN2$  – константа, закладена в програму.

При встановленні наявності проникнення ще раз перевіряється, наскільки воно є значимим. З цією метою виключається перший зонд, і процес повторюється без нього. Якщо співвідношення  $a < 0$ ;  $|a| > CN2$  зберігається, то приймається рішення про наявність проникнення; при цьому константа  $CN2$  знижується в 1,5 разу. При порушенні співвідношення вважається, що проникнення відсутнє.

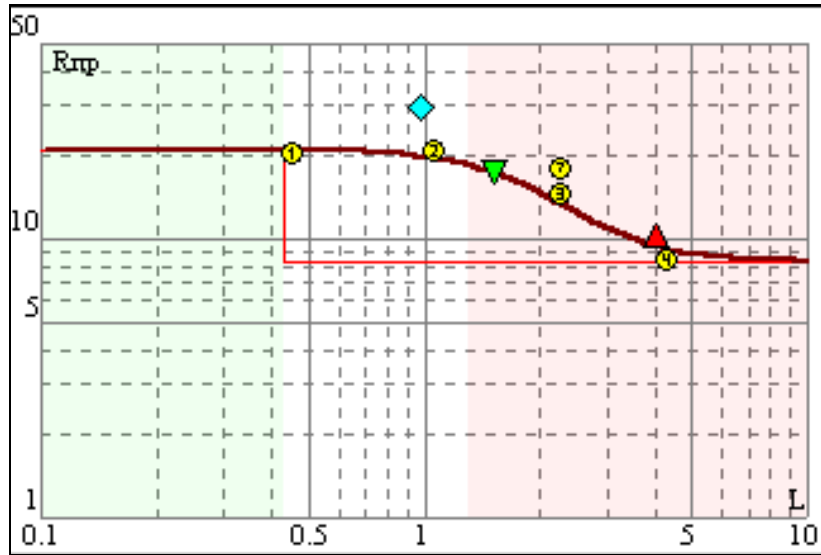


Рисунок 2.19 – Підвищуюче проникнення фільтрату бурового розчину в пласт ( $\rho_c < \rho_{зп} > \rho_{п}$ )

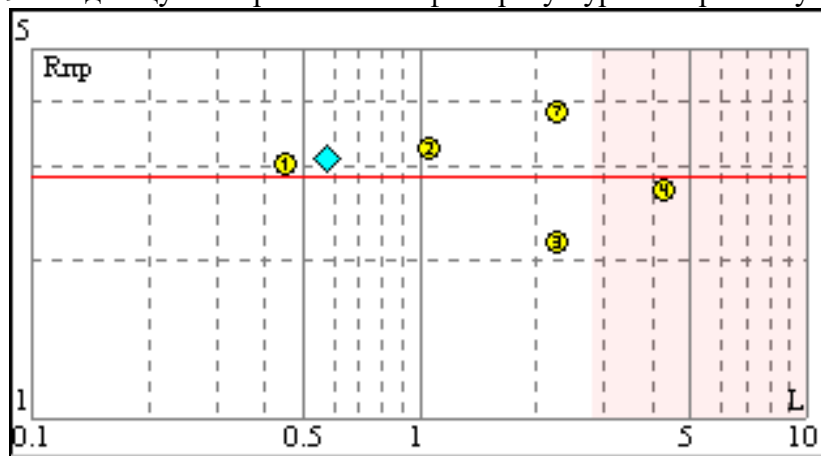


Рисунок 2.20 – Відсутність проникнення фільтрату бурового розчину в пласт (двошарове середовище)

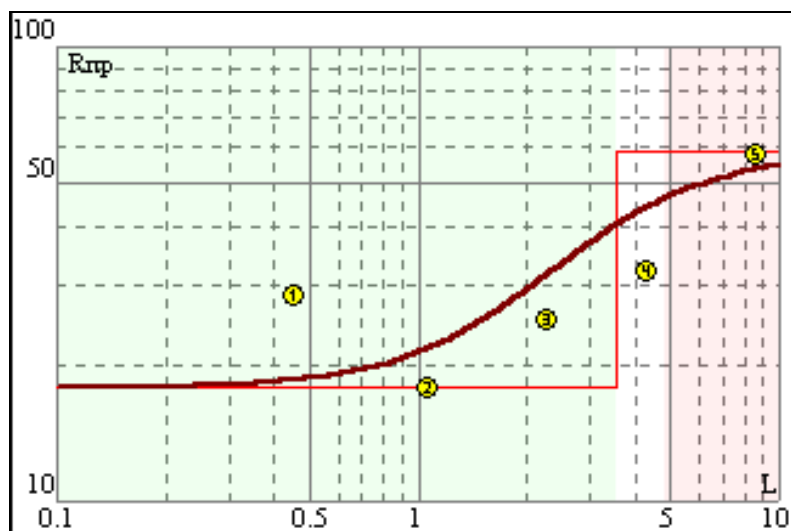


Рисунок 2.21 – Понижаюче проникнення фільтрату бурового розчину в пласт ( $\rho_c < \rho_{zn} < \rho_n$ )

Лінійна апроксимація проводиться не менше ніж при трьох зондах БКЗ. Разом з цим це умова, особливо в пластах малої товщини, часто не виконується. Тому для вирішення цього завдання використовуються дані ІК і БК. Приймаються такі рішення:

$\rho_{np}^{(1)} > \rho_{np}^{(2)} > \rho_{np}^{IK} (\rho_{np}^{BK})$  – підвищуюче проникнення фільтрату бурового розчину в пласт;

$\rho_{np}^{(1)} < \rho_{np}^{(2)} < \rho_{np}^{IK} (\rho_{np}^{BK})$  – понижаюче проникнення фільтрату бурового розчину в пласт.

У всіх інших випадках передбачається, що проникнення не встановлене. У вищенаведених виразах один із фокусуєчих зондів може бути відсутнім. При загальній кількості зондів менше трьох визначення проникнення не проводиться.

Аналіз дещо ускладнюється при встановленому максимальному коефіцієнті анізотропії (більшому 1). В цьому випадку підвищуюче проникнення може бути замінене на двошарове середовище, якщо коефіцієнт анізотропії, розрахований відповідно до моделі Кунца-Морена [9], опиниться менше порогового значення.

Слід відмітити, що в діалоговому режимі, особливо в умовах низької якості вхідних даних і малої кількості зондів, проникнення може бути задане примусово інтерпретатором (команди **Двухслойная среда**, **Повышающее проникновение**, **Понижающее проникновение** меню **Установки**).

## 2.7 Вибір способу інтерпретації

Після оцінки типу проникнення проводиться вибір способу інтерпретації. При кількості зондів БКЗ не менше чотирьох, або різнотипних зондів не менше п'яти використовується спосіб приведених кривих. Виняток становлять пласти підвищуючого проникнення з відношенням  $\rho_{zn}/\rho_c > 100$ , де приведена крива неточно апроксимується рівнянням логістичного типу. В цьому випадку використовується спосіб мінімізації вихідних і розрахункових значень уявних опорів. Відмовитися від використання методу приведених кривих при автоматичному розрахунку можна, вибравши пункт «Авторасчет методом минимизации» в діалозі налаштування параметрів (Установки/Параметры). Якщо пункт «Расчеты как в программе Киев» не відмічений, при автоматичному розрахунку параметри пропластка, отримані методом приведених кривих, уточнюються методом мінімізації. Спосіб інтерпретації окремого пропластка інтерпретатор може задати примусово за допомогою команд меню **Расчет** (див. рис. 2.22).

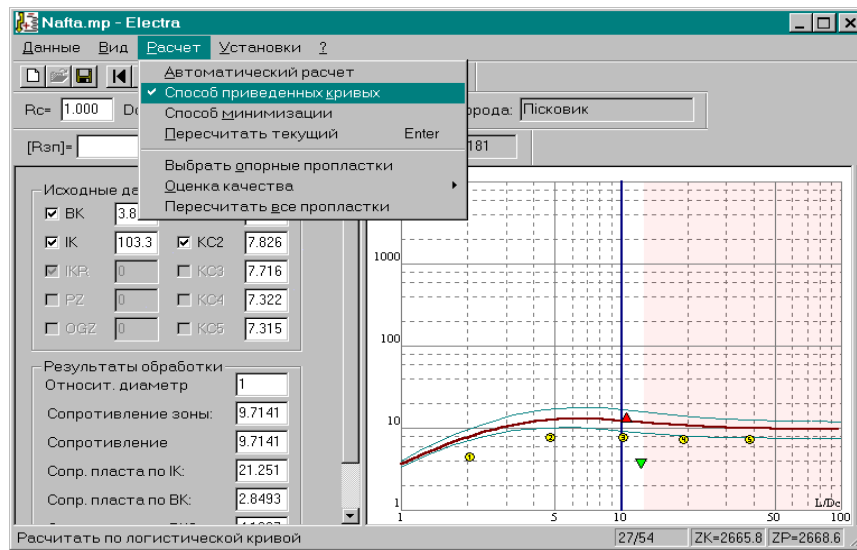


Рисунок 2.22 – Вид меню для зміни способу обробки

Наближена початкова оцінка опору зони проникнення  $\rho_{zn}$  починається з визначення опорів

ближньої зони  $\rho_{БЗ}$  як середнього арифметичного приведених опорів по перших двох зондах.

Далі визначається  $\rho_{zn}$  з наступних співвідношень:

– для понижаючого проникнення:

$$\rho_{zn}^{(1)} = \begin{cases} \rho_{np}^{(1)} & \rho_{<p} / \rho_c \leq 100 \\ \rho_{БЗ} & \text{за умови } \rho_{БЗ} / \rho_c > 100 \end{cases} \quad (2.16)$$

– для підвищуючого проникнення:

$$\rho_{zn}^{(1)} = \begin{cases} \rho_{np}^{(1)} \text{ при } \rho_{БЗ} / \rho_c \leq 40 \\ \rho_{БЗ} \text{ при } 40 < \rho_{БЗ} / \rho_c \leq 100 \\ \rho_{np}^{(2)} \text{ при } 100 < \rho_{БЗ} / \rho_c \leq 300 \\ 0.5(\rho_{np}^{(2)} + \rho_{np}^{(3)}) \text{ при } 300 < \rho_{БЗ} / \rho_c \leq 500 \end{cases} \quad (2.17)$$

Для виключення грубих помилок в оцінці  $\rho_{zn}$  встановлені границі його можливих значень. Аналіз теоретичних моделей кривих БКЗ показав, що у випадку підвищуючого проникнення  $\rho_{zn} \leq 1.6\rho_y^{max}$  а при понижаючому проникненні  $\rho_{zn} \geq 0.6\rho_y^{min}$  де  $\rho_y^{max}$ ,  $\rho_y^{min}$  – відповідно максимальне і мінімальне значення уявних опорів.

Початкова оцінка опору **пропластків** визначається аналогічно, тобто по двох щонайдовших зондах (ІК, БК).

Розглянемо способи інтерпретації БКЗ і комплексу зондів.

## 2.8 Інтерпретація даних БКЗ, БК та ІК способом приведених кривих

Як згадувалось вище, приведена крива електричного каротажу являє собою залежність приведених опорів по зондах БКЗ, ІК, БК від довжини зондів, **виражених** в одиницях діаметру **свердловини**. Вона відтворює радіальну зміну УЕО пласта від його **присвердловинної** зони до незміненої **частини пласта**. За відсутності проникнення ця залежність буде близькою до прямої лінії, яка паралельна осі абсцис (**рис. 2.19-2.21**). За наявності проникнення приведені опори змінюватимуться монотонно, **тому що** кожен з них, залежно від ефективного радіусу досліджень, **відображає** опір на відповідній глибині неоднорідної зони. Аналіз такої залежності на багатьох моделях показав, що вона відповідає відомому логістичному закону.



$$Y_i = \frac{A}{1 + 10^{a+bx_i}} + t, \quad (2.18)$$

де  $A = c - t$ ,  $t = \lg R_{zn}$ ,  $c = \lg R_n$ ;

$a, b$  – коефіцієнти, які визначають характер кривої;

$Y_i = \lg R_{np^i}$ ;  $x_i = \lg(L_i / r)$ ;  $r$  – радіус свердловини навпроти пласта.

Ліві асимптоти логістичної кривої відображають опір зони проникнення, а праві – опір пласта. Вони можуть бути визначені шляхом розв'язання рівняння (2.18) відносно асимптот  $c$  і  $t$ :

$$c_i = \frac{y_i - t}{V_i} + t, \quad (2.19)$$

$$t_i = \frac{y_i - cV_i}{1 - V_i}, \quad (2.20)$$

$$V_i = \frac{1}{1 + 10^{a+bx_i}}. \quad (2.21)$$

Оскільки при зміні асимптот ( $c$  і  $t$ ) змінюються параметри  $a$  і  $b$ , то розрахунки проводяться ітеративно. За перше наближення асимптот  $c$  і  $t$  приймаються логарифми заздалегідь сформованих оцінок опору зони проникнення і пласта:

$$c_0 = \lg \rho_{zn}^{(0)}, \quad t_0 = \lg \rho_n^{(0)}. \quad (2.22)$$

Потім визначається коефіцієнти  $a$  і  $b$  у рівнянні шляхом рішення системи Ферхюльєта.

Далі розраховується теоретична приведена крива:

$$Y_i = \frac{c_0 - t_0}{1 + 10^{a_0 + b_0 x_i}} + t \quad (2.23)$$

і визначається відносна середня похибка апроксимації:

$$S_a = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left| \frac{y_i^T - y_i^\Phi}{y_i^\Phi} \right|, \quad (2.24)$$

де  $y_i^T$   $y_i^\Phi$  – відповідно, розрахована і вхідна величини приведених опорів в логарифмах.

При невеликих значеннях похибки, коли  $S_a \langle CN3$  допускається, що асимптоти задані правильно ( $CN3$  – допустима похибка апроксимації), тобто перші наближення відповідають опорам зони проникнення і пласта. Тоді:

$$\rho_n = 10^c, \quad \rho_{zn} = 10^t \quad (2.25)$$

При невиконанні нерівності  $S_a \langle CN3$  приймається рішення про уточнення асимптот. Якщо пункт «Расчеты как в программе Киев» (Установки/Параметри) не відмічений, пошук ведеться ітеративно у всіх чотирьох напрямках з вибором напрямку найбільшого поліпшення на кожному етапі.

У режимі «Расчеты как в программе Киев» уточнення асимптот відбувається в двох напрямках по черзі. Спочатку визначається напрям (права або ліва асимптота). Для цього визначається параметр, який відображає градієнт приведеної кривої в її новій частині.

При понижаючому проникненні:

$$\beta = \frac{\alpha}{\sqrt{(\rho_{np}^{(n)} / \rho_{np}^{(1)} - 1) \times 1.25}}, \quad (2.26)$$

а при підвищуючому проникненні:

$$\beta = \frac{\alpha(\lg \rho_{np}^{(1)} + 0.5)}{\lg(\rho_{np}^{(1)} / \rho_{np}^{(n)}) + 0.5}. \quad (2.27)$$

У виразах (2.26) і (2.27)  $\alpha$  – кутовий коефіцієнт прямої, отриманий шляхом лінійної апроксимації перших трьох значень приведених опорів.

Уточнення лівої асимптоти  $t$  виконується при  $\beta > 0,70$  (підвищуюче проникнення) і при  $\beta > 0,20$  (понижаюче проникнення). У інших випадках виконується корекція правої асимптоти.

Мінімізація величин  $t$  і  $c$  здійснюється з постійним кроком у напрямку підйому приведеної кривої (асимптота  $t$  при підвищуючому проникненні і асимптота  $c$  при понижаючому проникненні) і у напрямку спаду (асимптота  $t$  при понижаючому проникненні і асимптота  $c$  при підвищуючому проникненні) до тих пір, поки похибка апроксимації не стане мінімальною. При цьому кожного разу для нових значень  $t$  або  $c$  повторюється розрахунок нових значень коефіцієнтів  $a$  і  $b$ .

Як бачимо, визначення асимптот є основною процедурою при інтерпретації способом

приведених кривих. Через це важливо знати похибку оцінки асимптот, тому що вони є практично похибкою інтерпретації. З цією метою після мінімізації проводяться розрахунки  $c_i$  і  $t_i$  для кожного з інформативних зондів, а потім визначаються їх середньозважені величини і похибки визначення  $c$  і  $t$ .

Третім параметром, який визначається при інтерпретації БКЗ і комплексу різнотипних зондів, є діаметр зони проникнення.

У режимі «Расчеты как в программе Киев» вибирається формула оцінки діаметру зони отримана шляхом регресійного аналізу. Як показує аналіз групи приведених кривих для різних моделей пластів, параметр  $D/d$  головним чином залежить від точки перегину приведеної кривої ( $x_0$ ). Нескладно показати, що:

$$x_0 = 10^{-a/b} . \quad (2.28)$$

Окрім величини  $x_0$ ,  $D/d$  залежить від значень  $\rho_n$  і  $\rho_{zn}$  та їх співвідношень. Статистичний аналіз повного спектру приведених кривих для можливих геоелектричних моделей дозволив встановити такі залежності. Для пластів із понижаючим проникненням:

$$D/d = 0,3726 x_0 - 1,4515 \lg(\rho_{zn} / \rho_c) + 3,2531 \lg(\rho_n / \rho_c) + 1,390 \quad \dots\dots (2.29)$$

а з підвищуючим проникненням:

$$D/d = (3,301 \lg x_0 - 0,966 \lg(\rho_{zn} / \rho_c) - 0,087)2 \quad (2.30)$$

Якщо пункт «Расчеты как в программе Киев» не відмічений, за  $D/d$  приймається точка, в якій теоретичний опір, визначений по логістичній кривій, дорівнює середньому арифметичному опору зони і пласта.

Таким чином, способом приведених кривих визначаються всі три необхідні параметри:  $\rho_n$ ,  $\rho_{zn}$ ,  $D/d$ .

## 2.9 Інтерпретація даних БКЗ, БК та ІК способом мінімізації

Цей спосіб застосовується в тих випадках, коли неможливо побудувати приведену криву, коли цього вимагають параметри налаштування, або як альтернативний спосіб в діалоговому режимі. Визначення параметрів пропластка ( $\rho_n$ ,  $\rho_{zn}$ ,  $D/d$ ) здійснюється в наступному порядку.

На першому етапі використовуються тільки покази по БКЗ. Перше наближення опору пласта

визначається із співвідношень:

$$\rho_n^{(1)} = \begin{cases} \rho_{np}^{(n)} & L^{(n)} < 0.8H \\ \rho_{np}^{(n-1)} & \text{за умови } L^{(n-1)} \leq 0.8H \leq L^{(n)} \\ 1/3(\rho_{np}^{(n-2)} + \rho_{np}^{(n-1)} + \rho_{np}^{(n)}) & L^{(n-1)} > 0.8H \end{cases} \quad (2.31)$$

Перше наближення опору зони проникнення визначається із співвідношень (2.16, 2.17).

Уточнення  $\rho_n, \rho_{zn}, D/d$  виконується методом покоординатного направленої градієнта спуску в такій послідовності.

Спочатку закріплюється координата  $\rho_{zn} = \rho_{zn}^{(1)}$ . Пошук оптимальної величини  $\rho_{zn}$  виконується шляхом збільшення її у випадку підвищуючого проникнення фільтрату бурового розчину в пласт, і зменшення у випадку понижаючого проникнення.

Для кожного  $\rho_{zn}$  визначається ряд значень  $D/d$  по формулі:

$$(D/d)_i = (CN4)^k, \quad (2.32)$$

де  $i=0,1,2,\dots$ ,

$k$  – показник ступеня.

Далі, при присвоєному  $\rho_{zn}$  для кожного  $(D/d)$  визначається вектор умовних опорів пласта і визначається функція мінімізації:

$$M_i = \frac{1}{n} \sum_{j=1}^n \left| \frac{\rho_{ym}ij - \rho_{y\phi}j}{\rho_{y\phi}j} \right| + \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left| \frac{\rho_yij - \rho_yi}{\rho_yi} \right|, \quad (2.33)$$

де  $\rho_{ym}ij$  – теоретичні (розрахункові) значення уявних опорів градієнт-зондів, які отримані по відомих формулах і палеткам;

$\rho_{y\phi}j$  – вхідні (вимірні) значення уявних опорів по **градієнт-зондам**, ІК і БК;

$\rho_yij$  – уявні опори по зондах  $i$ -того значення  $D/d$ ;

$\rho_yi$  – середня величина умовних опорів для  $i$ -того значення  $D/d$ ;

$n$  – загальна кількість зондів.

Визначення  $\rho_{ym}$  здійснюється шляхом інтерполяції по таблиці теоретичних значень  $\rho_y$  для вхідних параметрів  $(L/d, \rho_n, \rho_{zn}, D/d)$ .

За оптимальне значення  $D/d$  приймається така його величина, при якій спостерігається мінімум функції, тобто  $M_{min}=M$ . Далі значення  $M_{min}$  порівнюється з порогом і, якщо воно менше допустимого, вважається, що рішення знайдене. Інакше припускається, що неточно задане значення  $\rho_{zn}$ ; воно змінюється на один крок і знову відшукується оптимальне значення  $D/d$ . Процес повторюється до тих пір, поки  $M_{min}$  не стає допустимою, або поліпшення після чергової ітерації стане менше порогового.  $\rho_{zn}$ ,  $D/d$  які брали участь в набутті оптимального значення функції, приймаються за параметри зони проникнення. За наявності менше чим трьох зондів величина  $D/d$  не визначається (приймається  $D/d=1$ ). Отримані при оптимальних величинах  $\rho_{zn}$  і  $D/d$  умовні опори пласта приймаються за питомі.

На другому етапі виконується аналіз питомих опорів по БКЗ спільно із опорами ІК/БК з метою визначення найбільш вірогідного значення УЕО **пропластка**.

Документація більшості приладів включає **палетки** для виправлення показів зонда за зону проникнення. Програма Електрометрії виконує поправку за зону проникнення для зондів ІК (6Ф1, 7П.6, 8В1.4, 3В1) і БК (БК-3) по формулах, **отриманих** в УкрДГРІ шляхом високоточної апроксимації цих теоретичних таблиць і **палеток**. Для тих зондів ІК (4В1, 4Ф0.75, 5Ф1.2), для яких розробникам невідома формула поправки за зону проникнення, опір **пропластка** визначається по комплексних **палетках** БКЗ-ІК-БК таким чином:

- 1) по  $\rho_{zn}$  і  $D/d$  і опору пласта по БКЗ визначається умовна довжина зонда ІК;
- 2) по умовній довжині і значенню уявного опору, методом мінімізації (аналогічно зонду БКЗ) визначається питомий опір пласта по ІК.

В результаті виходить комплекс питомих опорів по БКЗ, ІК і БК, що дає **підстави** для визначення найбільш вірогідної оцінки **загального** опору **пропластка**.

## 2.10 Аналіз питомих опорів по зондах БКЗ, ІК та БК

Аналіз питомих опорів по окремих зондах полягає в тому, щоб, залежно від геоелектричних умов (рівня  $\rho_n/\rho_c$  типу проникнення, потужність пласта, кількості інформативних зондів і так далі), виділити найбільш інформативні в конкретних умовах оцінки і надати їм перевагу при оцінці кінцевого, найбільш вірогідного значення УЕО. Тут застосовується аналіз інформативності зондів в конкретних умовах пропластка.

Інформативність зондів БКЗ і їх радіальні характеристики для різних геоелектричних моделей різні, але для конкретного пропластка вони визначаються, в основному, довжиною зонда. Аналіз точності оцінки  $\rho_n$  на теоретичних моделях показав, що при  $\rho_n/\rho_c > 100$  перший градієнт-зонд ( $L=0,45$ ) практично неінформативний (похибка перевищує 100%), а при  $\rho_n/\rho_c > 250$

неінформативний і другий зонд. Також неінформативними є малі зонди, яких ефективна довжина менша діаметру зони проникнення.

По зондах, що залишилися, визначається середньозважене значення  $\rho_n$ .

$$\bar{\rho}_n = \frac{\sum_{i=m}^n \rho_{ni} W_i}{\sum_{i=m}^n W_i}. \quad (2.34)$$

Похибка оцінки  $\rho_n$  визначається за допомогою формули:

$$\sigma_\rho = \sum_{i=m}^n \left| \frac{\rho_{ni} - \bar{\rho}_n}{\bar{\rho}_n} \right| W_i / \sum_{i=m}^n W_i, \quad (2.35)$$

де  $m$  – індекс першого інформативного зонда;

$n$  – кількість зондів, які беруть участь в оцінці;

$W_i$  – вага  $i$ -того зонда, дорівнює його ефективній довжині.

За наявності не менше трьох градієнт-зондів, ІК і БК результат, як правило, буває достовірним. Але дуже часто, особливо в пластах обмеженої потужності кількість зондів, які беруть участь в інтерпретації, менша. Тоді приймаються такі рішення. При недостатній кількості градієнт-зондів перевага віддається зонду ІК у випадку підвищуючого проникнення, а також низьких опорів ( $\rho_n/\rho_c < 10$ ); при  $\rho_n/\rho_c > 100$ , а також у випадку підвищуючого проникнення, за УЕО пласта приймається  $\rho_n$  по БК.

За участю зонда ІК 7П1.6, спочатку визначається загальне значення  $\rho_n$  по ІК шляхом аналізу активної і реактивної складових цього зонда.

Якщо зонд ІК відсутній, то тоді:

$$\rho_n = \begin{cases} \rho_n^{БК} & \text{коли } \bar{\rho}_1 / \rho_c \geq 100 \\ \rho_n & \text{коли } \bar{\rho}_1 / \rho_c < 100 \end{cases} \text{ де } \bar{\rho}_1 = 0.5(\rho_n^{БК} + \rho_n^{(2)}). \quad (2.36)$$

Коли при інтерпретації відсутній зонд БК, то тоді:

$$\rho_n = \begin{cases} \frac{\rho_n^{ИК}}{\rho_2} & \text{коли } \frac{\overline{\rho_2} \leq 10}{\overline{\rho_1} > 10} \end{cases} \text{ де } \overline{\rho_1} = 0.5(\rho_n^{БК} + \rho_n^{(2)}). \quad (2.37)$$

де  $\rho_n$  – питомий опір за даними іншого градієнт-зонда ( $L=1.05$ ).

Якщо загальне число зондів менше ніж три і ІК/БК відсутні, за УЕО приймається приведений опір зонда максимальної довжини.

На практиці інтерпретації зустрічаються випадки відсутності або незадовільної якості показів **градієнт-зондів**. Тоді інтерпретуються **тільки** дані ІК і БК в такій послідовності. Спочатку визначаються приведені опори по ІК і БК. Потім визначається наявність проникнення по **розбіжностям** приведених опорів:

$$\sigma = \frac{\left| \rho_{np}^{ИК} - \rho_{np}^{БК} \right|}{\left| \rho_{np}^{ИК} + \rho_{np}^{БК} \right|}. \quad (2.38)$$

## 2.11 Анізотропія і її врахування в процесі обробки даних електрометрії

Відомо, що явище анізотропії нерідко призводить до того, що анізотропні пласти характеризуються як пласти з проникненням. Іноді впливом анізотропії пояснюється систематичне відхилення кривих від звичайного вигляду, яке в більшості випадків є просто результатом неякісних вимірювань.

Для того, щоб застерегти від помилок того або іншого характеру, необхідно ввести в процес обробки можливість врахування впливу анізотропії.

Електрична анізотропія може бути двох типів: мікроанізотропія і макроанізотропія. Мікроанізотропія – анізотропія, яка спостерігається на зразках порід. Вона обумовлена чергуванням тонких пропластків матеріалу з різним питомим опором. Питомий опір є максимальним в напрямі, перпендикулярному площині нашарування порід, що викликають анізотропію. Це УЕО називається поперечним ( $\rho_n$ ). У напрямі нашарування УЕО мінімальний. Назвемо його повздовжній ( $\rho_l$ ). Тоді коефіцієнт анізотропії:

$$\lambda = \sqrt{\rho_n / \rho_t}; \quad (2.39)$$

Розглядається також середній опір анізотропного середовища ( $\bar{\rho}$ ).

$$\bar{\rho} = \sqrt{\rho_n \rho_t}. \quad (2.40)$$

Макроанізотропія спостерігається **напроти** пластів, які **представлені** чергуванням малопотужних, однак виділених **пропластків**, з різним питомим опором, при цьому **дані пропластки** можуть і не проявляти анізотропію. Тоді розрахунок здійснюється по формулах (по відомих значеннях  $\rho$  і  $h$  пропластків):

$$\rho_n = \sum_{i=1}^n \rho_i h_i / \sum_{i=1}^n h_i; \quad \rho_t = \frac{\sum_{i=1}^n h_i}{\sum_{i=1}^n \frac{h_i}{\rho_i}}; \quad \bar{\rho} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n \rho_i h_i}{\sum_{i=1}^n \frac{h_i}{\rho_i}}}; \quad (2.41)$$

$$\lambda = \frac{\sqrt{\left(\sum_{i=1}^n \rho_i h_i\right) \left(\sum_{i=1}^n \frac{h_i}{\rho_i}\right)}}{\sum_{i=1}^n h_i}. \quad (2.42)$$

Не варто нехтувати і так званим ефектом “парадоксу анізотропії”, через який, якщо зонд розміщений **перпендикулярно** до нашарування порід (вплив **свердловини** не враховується), тоді уявний опір, дорівнює питомому опору **пропластка** у напрямі нашарування. Це явище **призводить** до того, що значення, **отримане напроти** потужної анізотропної товщі (вплив **свердловини** відсутній), не дає **можливості** встановити товщу ізотропною або анізотропною.

Аналітичне рішення задачі зв'язку УЕО навпроти анізотропного пласта необмеженої потужності з електричними параметрами цього пласта і з урахуванням впливу свердловини було отримано з припущенням, що свердловина має форму циліндра, зонд розміщений по осі свердловини, а площини нашарування є перпендикулярною до цієї осі.



### **Контрольні питання**

1. Яким чином визначаються границі пластів за даними градієнт-зондів?
2. Яким чином визначаються границі пластів за даними потенціал-зондів?
3. Яким чином визначаються границі пластів за даними БК?
4. Яким чином визначаються границі пластів за даними ІК?
5. Що таке крива зондування?
6. Які типи кривих зондування Ви знаєте?
7. Яка умова понижаючого проникнення фільтрату бурового розчину в пласт?
8. Яка умова підвищуючого проникнення фільтрату бурового розчину в пласт?
9. Що таке приведений питомий електричний опір?
10. Що покладено в основу інтерпретації даних БКЗ, БК та ІК способом приведених кривих?
11. Що покладено в основу інтерпретації даних БКЗ, БК та ІК способом мінімізації?

### **3 ОБРОБКА І ІНТЕРПРЕТАЦІЯ ДАНИХ МІКРОБОКОВОГО КАРОТАЖУ**

Мікрозонди застосовують для вивчення електричного опору гірських порід в промитій зоні – найближчій до свердловини частини зони проникнення пласта-колектора, а також для визначення питомого електричного опору промивальної рідини. Найважливіше значення мають мікрозонди, які

поділяються на звичайні – градієнт- і потенціал-зонди малих розмірів, і з фокусуванням струму – зонди бокового мікрокаротажу.

Радіус дослідження МБК складає 10-20 см, то і відповідно за їх допомогою можна визначити опір присвердловинної зони пласта та виділити тонкі прошарки.

Для визначення питомого опору присвердловинної зони пласта ручним способом за діаграмами мікробокового каротажу проводять наступні операції.

Границі пластів проводять по точкам різкого перегину кривої УЕО, при цьому можна використовувати результати інших методів ГДС.

Навпроти виділених інтервалів знімають середнє значення уявного опору  $\rho_{y,cp}$ , якщо покази навпроти окремих пластів відрізняються не більше ніж на  $\pm 25\%$  від  $\rho_{y,cp}$ . Для однорідних пластів із кривих БМК знімають екстремальне значення уявного електричного опору.

При великій неоднорідності пласта відраховується середньо гармонічне значення уявного опору:

$$\rho_{y,cp,z} = \frac{h_1 + h_2 + \dots + h_n}{h_1 / \rho_{y,1} + h_2 / \rho_{y,2} + \dots + h_n / \rho_{y,n}}, \quad (3.1)$$

де  $h_1, h_2, \dots, h_n$  – товщина прошарків, м;

$\rho_{y,1}, \rho_{y,2}, \dots, \rho_{y,n}$  – уявні опори даних прошарків, Ом·м.

За номограмою типу  $\rho_c = f(\rho_{zk})$  (шифр кривих  $t_n$  – температура пласта на заданій глибині) визначається питомий опір глинистої кірки.

Проміжний шар (глиниста кірка плюс буровий розчин який знаходиться між електродами зонда БМК та глинистою кіркою) між електродами зонда та породою понижує уявний електричний опір, якщо його товщина  $h_{ш}$  перевищує 10-15 мм, і тим більше, чим вищий опір пласта та більша товщина шару  $h_{ш}$ .

Товщину проміжного шару  $h_{ш}$ , використовуючи результати мікрокаверноміра, діаграма якого реєструється одночасно з кривою МБК, знаходять за виразом:

$$h_{ш} = \frac{d_n - d_{mk}}{2}, \quad (3.2)$$

де  $d_n$  і  $d_{mk}$  – відповідно номінальний діаметр свердловини, та діаметр свердловини по мікрокавернограмі, мм.

Якщо мікрокавернограма відсутня, то можна використовувати звичайну кавернограму, але знайдену товщину глинистої кірки необхідно виправити за неповне прилягання башмака мікрозонда до глинистої кірки, використовуючи співвідношення між  $h_{ш}$  і  $h_{зк}$ :

$h_{зк}$ , мм	5	10	15	20	25	30
$h_{ш}$ , мм	6	12	18	24	30	37

При малій товщині глинистої кірки (менше 10 мм) її опір  $\rho_{зк}$  приймають за опір проміжного шару  $\rho_{ш}$ . При великій товщині  $h_{зк}$  опір  $\rho_{ш}$  розраховують за формулою:

$$\frac{h_{ш}}{\rho_{ш}} = \frac{h_{зк}}{\rho_{зк}} + \frac{h_{ш} - h_{зк}}{\rho_p}. \quad (3.3)$$

Для безпосереднього визначення питомого опору присвердловинної зони пласта-колектора необхідно вибрати відповідну палетку. Палетки двохелектродного мікробокового зонда побудовані для фіксованих значень опору проміжного шару (0,05; 0,1; 0,2 і  $\geq 0,5$  Ом) і представляють собою групу кривих залежності  $\rho_y/\rho_{ш}$  від  $\rho_{nm}/\rho_{ш}$ , шифром яких є товщина проміжного шару  $h_{ш}$  (рис. 3.1). При інтерпретації використовують палетку з величиною  $\rho_{ш}$ , яка найбільш близька до фактичного значення  $\rho_{ш}$ . Визначивши  $\rho_y/\rho_{ш}$  і знаючи  $h_{ш}$ , за палеткою знаходять  $\rho_{nm}/\rho_{ш}$  і в подальшому  $\rho_{nm}$ . При відсутності зони проникнення дана величина відповідає питомому опору пласта, в проникних пластах – опору промитої зони.

Інтерпретація даних МБК за допомогою спеціалізованих програм обробки та інтерпретації здійснюється дещо по іншому. Під час інтерпретації тонкошаруватих розрізів важливе значення має якість діаграм МБК, що використовуються для виділення колекторів, оцінки їхньої пористості, насичення тощо. На практиці автоматизованої обробки та інтерпретації бракує способів оцінки якості діаграми МБК, що знижує можливість, а нерідко робить узагалі неможливим використання методу для розв'язання зазначених вище задач.

Водночас наявність інформації про пористість або опір присвердловинної зони окремих (назвемо їх опорними) пластів у багатьох випадках надає можливість оцінити якість діаграми МБК і систематичні похибки, а також внести необхідну корекцію масштабу запису МБК.

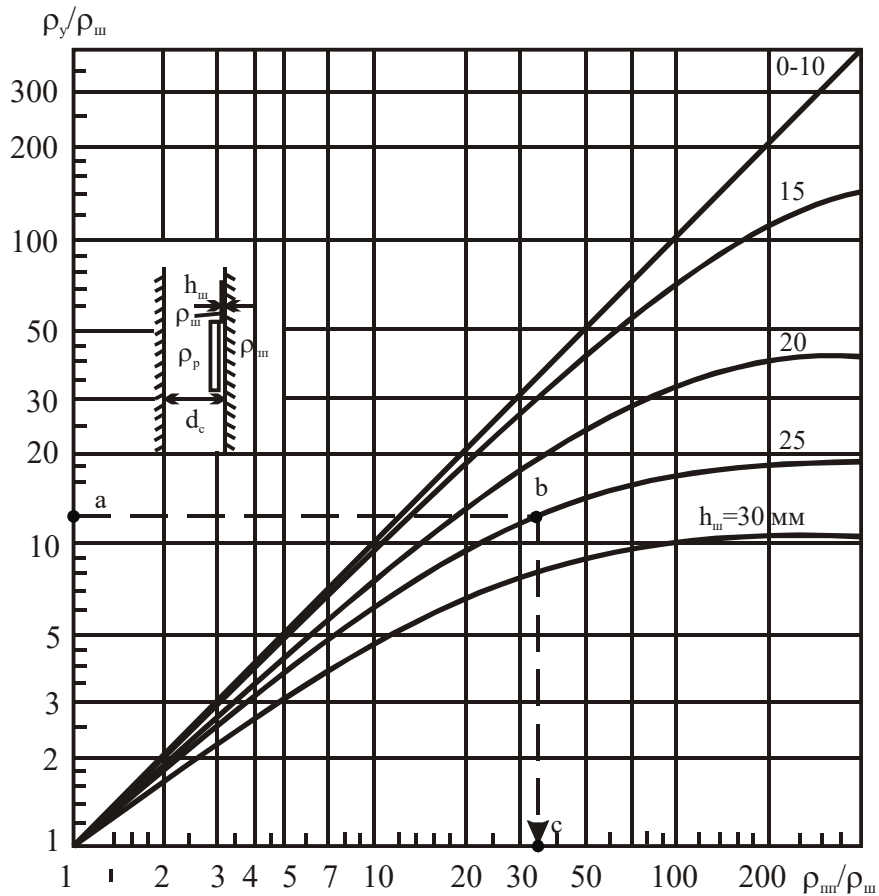


Рисунок 3.1 – Визначення  $\rho_{ш}$  за даними МБК ( $\rho_{ш} \geq 0,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ )

Контроль МБК за даними БКЗ здійснюється в такій послідовності. Спочатку в досліджуваному інтервалі виділяються опорні пласти. Зважаючи на те, що покази МБК, окрім опору присвердловинної зони, значною мірою залежать від діаметра свердловини, головною умовою для виділення опорних пластів є покази каверноміра. Із практики інтерпретації МБК відомо, що за умови:

$$(d_n - h_k^m) \leq d_c \leq 1,1d_n. \quad (3.4)$$

вплив діаметра свердловини невеликий.

Тут  $h_k^m$  – максимальна товщина глинистої кірки ( $h_k^m \leq 0,04$  м),  $d_n, d_c$  – відповідно номінальний і фактичний діаметр свердловини. Наведене співвідношення є першою умовою для виділення опорних пластів. Другою умовою є товщина пласта, яка суттєво впливає на покази довгих зондів БКЗ. Для достовірного визначення зони проникнення потрібно мінімум три неспотворених значень УЕО, тобто товщина опорного пласта має становити не менше 3 м.

Для стійкого розв'язання задачі рекомендується більше чотирьох опорних пластів. У такому випадку спочатку в опорних пластах визначаються приведені опори за зондами БКЗ. Потім виконується їхня апроксимація за методом найменших квадратів:

$$\lg \rho_{np_i} = a + b \lg x_i, \quad (3.5)$$

де  $x_i = 2L/d_c$ .

Коли кутівий коефіцієнт  $b$  за модулем не перевищує критичного значення (задається інтерпретатором), то проникнення вважається несуттєвим і тоді обмежуються лінійною апроксимацією. Екстраполюючи пряму (3.5) на стінку свердловини і вважаючи при цьому, що в цьому рівнянні  $x_i = 1$ , отримаємо приведений опір, який можна прийняти за опір промитої зони пласта. Таким чином:

$$\rho_{nn}^{БКЗ} = 10^a. \quad (3.6)$$

За наявності в розрізі достатнього числа пластів без проникнення,  $\rho_{nn}$  за БКЗ можна оцінити методом побудови залежності  $\rho_y^{БМК} = f(\rho_n^{БКЗ})$ , і за отриманим рівнянням виправити криву МБК.

Коли ж значення коефіцієнта  $b$  більше критичного, то приведені опори повторно апроксимуються, але вже рівнянням логістичного типу:

$$\lg \rho_{np_i} = (c - t) / (1 + 10^{a+b \lg x_i}) + t, \quad (3.7)$$

де  $c, t$  – відповідно права і ліва асимптоти кривої (3.7), що характеризують відповідно опір

незміненої частини пласта і промітої зони:

$$c = \lg \rho_n; \quad t = \lg \rho_{nn}, \quad (3.8)$$

де  $a$  і  $b$  – коефіцієнти рівняння, що визначають характер кривої (3.7).

З рівняння (3.7) отримаємо:

$$t_i = \frac{\lg \rho_{np_i} (1 + P) - C}{P}, \quad (3.9)$$

де  $P = 10^{a+bx_i}$

Очевидно, що на стінці свердловини  $x_i=1$ , тому  $P=10^a$ . Найвагомим із приведених опорів для екстраполяції кривої (3.7) на стінку свердловини є опір першого зонда ( $np_1$ ):

$$\rho_{nn}^{БКЗ} = 10^a. \quad (3.10)$$

де  $t_i = (\lg \rho_{np_i} (1 + 10^a) - C) / 10^a$ .

Зауважимо, що побудова приведеної кривої (3.7) виконується тільки при наявності не менше чотирьох показів БКЗ. Інакше  $\rho_{nn}$  розраховується за формулою (3.5) та (3.6).

Очевидно, що якість оцінки  $\rho_{nn}^{МБК}$  прямим чином залежатиме від якості позірного опору за МБК. Таким чином, на основі зіставлення  $\rho_{nn}^{БКЗ}$  і  $\rho_{nn}^{МБК}$  можна зробити висновок про якість вимірів МБК. З цією метою розраховується співвідношення:

$$C_{kj} = \rho_{nnj}^{БКЗ} / \rho_{nnj}^{МБК}, \quad (3.11)$$

де  $j=1, 2, \dots, n$ ;  $n$  – кількість опорних пластів.

Якщо величина  $C_{kj}$  більшості пластів (більше 70 %) однотипна, тобто є симетричне завищення або заниження  $\rho_{nn}^{МБК}$  у порівнянні з  $\rho_{nn}^{БКЗ}$ , то тоді визначається поправочний коефіцієнт:

$$\bar{C}_k = \frac{1}{n-1} \left( \sum_{j=1}^n C_{kj} - C_{ke} \right), \quad (3.12)$$

де  $C_{ke}$  – екстремальне значення  $C_{kj}$ , що визначається із розрахунку  $\bar{C}_k$ .

На завершальному етапі проводиться виправлення показів за МБК ( $\rho_y^{MBK}$ ).

Враховуючи лінійний характер зв'язку  $\rho_y^{MBK} = f(\rho_{nn}^{BKЗ})$ , можна визначити:

$$\rho_{к.вип}^{MBK} = \bar{C}_k \cdot \rho_y^{MBK}. \quad (3.13)$$

Виправлене значення питомого електричного опору за МБК, за вплив свердловини відповідає питомому електричному опору промитої зони пласта, за значенням якого в подальшому можна визначити пористість порід-колекторів.

Для оцінки якості БМК рекомендується використовувати також значення пористості за опорними пластами. Через параметр пористості  $P_n = f(K_n)$ , використовуючи спеціальні залежності, можна визначити для всіх опорних пластів теоретичне значення опору промитої зони за МБК  $\rho_{nn}^T$  із виразів (рекомендується середньозважене значення):

$$\rho_{nn}^T = P_n \cdot \rho_{cm} / K_{в.пн}^2 \text{ і } \rho_{nn}^T = P_n \cdot \rho_{cm} \cdot П \cdot P_{нз}, \quad (3.14)$$

де  $\rho_{cm}$  – опір суміші пластової води;

$K_{в.пн}$  – коефіцієнт водонасиченої промитої зони;

$P_{нз}$  – параметр залишкового нафтогазонасичення.

Потім, використовуючи вирази (3.11) і (3.12), маємо можливість подібним чином знайти поправочний множник і виправити вхідні покази за МБК. Різниця тільки в тому, що замість значення  $\rho_{nn}$  за БКЗ використовується  $\rho_{nn}$  за  $K_n$  формули (3.14). Ці положення використані в другому способі оцінки якості МБК – за пористість опорних пластів.

Цей алгоритм використовується у технології “Геопошук”. На відповідних ділянках – виділення опорних пластів і виправлення показів МБК, введено діалоговий режим, що дає можливість інтерпретатору брати участь у прийнятті рішень і за необхідності вносити свої корективи.

### Контрольні питання

1. Яким чином здійснюється оцінка якості даних БМК?

2. Як встановлюються границі пластів за даними МБК?
3. Як знімаються характерні значення  $\rho_{у\text{ МБК}}$  з кривих МБК?
4. Як визначається питомий опір глинистої кірки  $\rho_{тк}$ ?
5. Що таке проміжний шар?
6. Як визначається товщина проміжного шару  $h_{ш}$ ?
7. Як визначається дійсний опір промітної зони пласта  $\rho_{ш.}$  за даними МБК?



#### 4 ІНТЕРПРЕТАЦІЯ ДІАГРАМ МІКРОКАРОТАЖУ

При дослідженні розрізів свердловин за допомогою мікрозондів (МК) вимірюють уявний опір присвердловинної зони пласта. Дослідження проводяться двома зондами А0,025М0,025N і А0,05М, відповідно мікроградієнт-зондом (МГЗ) та мікропотенціал-зондом (МПЗ). Оскільки їх розміри достатньо малі, то границі пластів на діаграмах МК  $\rho_y$  визначають за різким збільшенням опору у підшві, та різким спадом у покрівлі.

У кавернах, при відносно низькому опорі навколишніх порід (глини) і умові, що башмак мікрозонда не торкається стінки свердловини, реєструється уявний електричний опір, який близький до опору глинистого розчину ( $\rho_y = \rho_c$ ).

У щільних, а також тріщинуватих породах високого опору покази мікрозондів залежать від характеру прилягання башмака до нерівної стінки свердловини. В такому випадку реєструються різко диференційовані криві опору, оскільки башмак мікрозонда віддалений від щільної породи достатньо нерівномірним за своєю товщиною прошарком глинистого розчину,

Пласти із добрими фільтраційно-ємнісними властивостями, на поверхні яких утворюється глиниста кірка, відмічаються неспівпаданням показів двох зондів ( $\rho_{y, мгз} < \rho_{y, мпз}$ ). Покази  $\rho_{y, мгз}$  мікроградієнт-зонда, який має меншу глибину дослідження, визначаються опором глинистої кірки  $\rho_{ек}$ , до якої прилягає башмак мікрозонда. Значення  $\rho_{ек}$  наближено рівне  $\rho_c$ , а уявний опір мікроградієнт-зонда – більший ніж  $\rho_y$  в каверні. Покази МПЗ, який має більшу глибину дослідження, залежать від опору промитої зони пласта-колектора  $\rho_{пт}$ . У зв'язку з цим величина  $\rho_{y, мпз}$  у звичайних умовах більша ніж  $\rho_{y, мгз}$ . Дане співвідношення може порушуватись, якщо глиниста кірка має велику товщину або відсутня взагалі. В такому випадку покази двох мікрозондів співпадають.

На кривих МК помилково виділяються як колектори тонкі ущільнені прошарки в товщі колектора, навпроти яких башмак мікрозонда нещільно прилягає до стінки свердловини.

Додатні прирости на кривих МК можуть бути відсутні при дуже товстій глинистій кірці, коли обидва мікрозонди вивчають глинисту кірку, при бурінні свердловини на технічній воді в умовах відсутності кірок і сильно порізаних кривих МК, а також у свердловинах, пробурених на мінералізованих ПР ( $\rho_c < 0,2$  Ом·м). В останніх покази обидвох зондів навпроти колекторів відрізняються несуттєво внаслідок близькості питомих опорів глинистої кірки і промитої зони.

На практиці дані МК в більшості випадків використовують для якісної інтерпретації, а саме виділення порід-колекторів та визначення ефективної товщини із залученням інших методів ГДС. Автоматизована система “Геопошук” дозволяє у комплексі із іншими методами виділити породи-колектори автоматичним способом а в подальшому відкоригувати ці границі вручну. Особливо чітко можна прослідкувати породи-колектори шляхом встановлення у планшеті заливки між кривими градієнт- і потенціал-зондами.

Інколи використовують дані МК для кількісної інтерпретації. У результаті кількісної інтерпретації діаграм мікрозондів можна оцінити питомий опір промітої зони пласта-колектора  $\rho_{nn}$ . Для цього використовують спеціальні палетки, які представляють собою групу кривих  $\rho_{y.mz}/\rho_{uw}=f(\rho_{y.mz}/\rho_{uw})$  для заданих значень  $\rho_{nn}/\rho_{uw}$  і товщини проміжного шару  $h_{uw}$ . З діаграм МК знімають значення  $\rho_{y.mz}$  і  $\rho_{y.mz}$  навпроти виділених порід-колекторів. За величиною  $\rho_c$  та температурою пласта на заданій глибині визначають  $\rho_{гк}$ .

За діаметром свердловини  $d_c$  вибирається найбільш достовірні палетка і на ній знаходять модуль кривої  $\mu$  (рис. 4.2), який проходить через точку з відомими координатами  $\rho_{y.mz}/\rho_{uw}$  і  $\rho_{y.mz}/\rho_{uw}$ . За величиною даного значення розраховують значення  $\rho_{nn}=\mu \cdot \rho_{uw}$ .

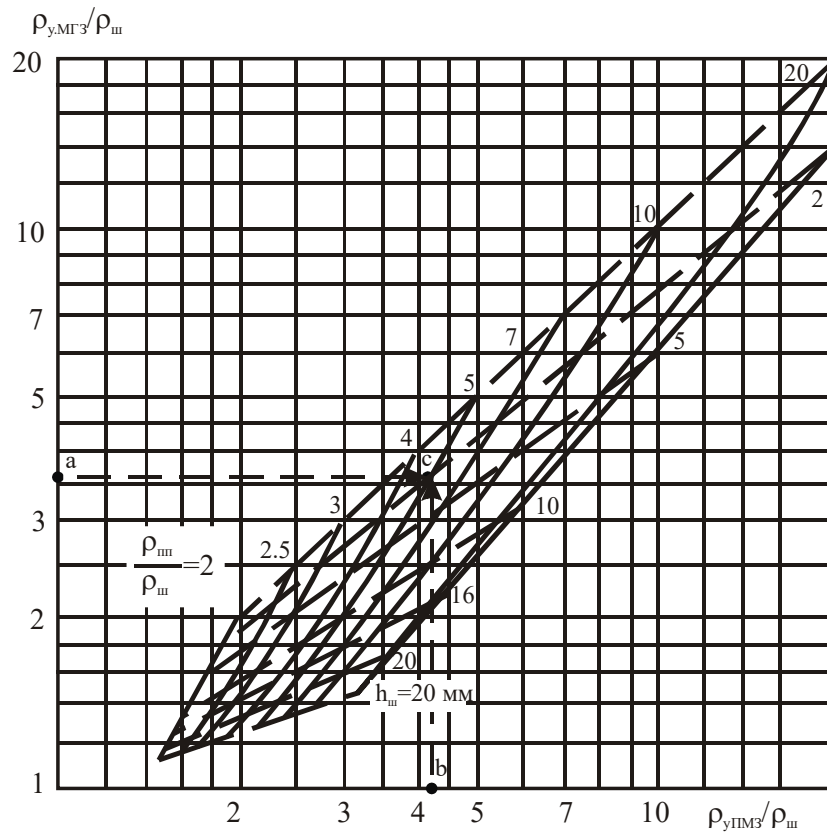


Рисунок 4.1 – Номограма для визначення  $\rho_{ni}$  за даними МК

### Контрольні питання

1. Як встановлюються границі пластів за даними МК?
2. Як знімаються характерні значення  $\rho_{у, МГЗ}$ ,  $\rho_{у, МПЗ}$  з кривих МК?
3. Як визначається питомий опір глинистої кірки  $\rho_{TK}$ ?

4. Що таке проміжний шар?
5. Як визначається товщина проміжного шару  $h_{ш}$ ?
6. Як визначається дійсний опір промитої зони пласта  $\rho_{пш}$  за даними МК?

## 5 ОБРОБКА І ІНТЕРПРЕТАЦІЯ ДАНИХ ПС

Необхідність визначення об'ємного, масового чи відносного вмісту глинистих частинок у породі викликана високою дисперсністю глинистих мінералів, що обумовлює високий вміст адсорбованої на їхній поверхні води й обмінних гідратованих катіонів, а також присутністю в глинистих мінералах хімічно зв'язаної води. Шари води товщиною  $2-5 \cdot 10^{-5}$  мм на поверхні і у субкапілярах агрегатів глинистих частинок змінюють електричні і пружні характеристики гірських

порід. З підвищенням глинистості різко погіршуються колекторські властивості порід, від чого залежить їхня здатність бути промисловими колекторами.

Окрім глинистих частинок, високою дисперсністю і, отже, високою питомою поверхнею володіє тонкозерниста алевритова фракція у теригенних розрізах і нерозчинний залишок карбонатних порід. Тому у нафтогазопромисловій практиці поняття “глинистість” неоднозначне: в одних випадках за глинистість приймають вміст  $K_{211}$  у породі пелітового матеріалу – частинок розміром менше за 0,01 мм незалежно від їхнього мінерального складу, в іншому – вміст  $K_{212}$  глинистих мінералів, основною особливістю яких можна вважати наявність хімічно зв’язаної води, в третьому – (у карбонатних відкладах) вміст  $K_{213}$  нерозчинного залишку.

Основною причиною виникнення природного електричного поля (потенціалів самочинної поляризації), яке реєструється методом самочинної поляризації (ПС), у свердловинах є дифузія іонів на границях двох середовищ, які вміщують розчини електролітів різної концентрації. Для більшості гірських порід осадового комплексу, які представляють собою дисперсні пористі середовища, пори яких заповнені пластовою водою стрибки потенціалів на границях визначаються також дифузійними властивостями.

Метод ПС є одним із основних методів електрометрії для дослідження розрізів нафтових і газових свердловин. Він дозволяє вирішувати ряд геологічних задач, які пов’язані з вивченням літології порід, встановленням границь пластів, проведення кореляції розрізів, виділення порід-колекторів, визначення мінералізації пластових вод і фільтрату промивної рідини, виявлення в пластах місць прориву прісних нагнітальних вод, визначення коефіцієнта глинистості, пористості, проникності та нафтонасиченості порід.

Криві ПС не мають нульової лінії. На діаграмах кривих ПС можуть бути нанесені умовні “нульові” лінії – лінія глин та пісковиків. “Нульова” лінія глин проводиться за максимальними значеннями потенціалу  $U_{nc}$  навпроти потужних однорідних глинистих товщ. Дана умовна лінія займає переважно крайнє праве положення. Лінія глин для значних інтервалів розрізу (200-300 м) зберігається практично сталою і проходить паралельно осі глибин. Поступове відхилення лінії глин вправо з глибиною на значних інтервалах розрізу пов’язане із впливом геотермічного градієнта і ущільненням глин з глибиною. Різкий зсув лінії глин вправо або вліво з глибиною є ознакою спотворення діаграми ПС поляризацією електродів. Така діаграма – брак і для інтерпретації не використовується. Лінія пісковиків встановлюється за максимальними від’ємними амплітудами кривої ПС і займає, як правило, крайнє ліве розміщення. Від рівня лінії глин знімається амплітуда  $\Delta U_{nc}$ .

Якщо вміщуючі породи характеризуються близькими величинами природної електрохімічної активності, то аномалія кривої  $U_{nc}$  в такому пласті симетрична відносно його середини. При

товщині пласта  $h$ , яка перевищує три розміри діаметра свердловини  $d_c$ , границі пластів складають половину максимального відхилення амплітуди  $\Delta U_{nc}$  від лінії глин, при  $h < 3d_c$  – більше половини максимального відхилення аномалії  $\Delta U_{nc}$ , і тим ближче зміщуються границі пласта до максимуму, чим менше  $h$  (рис. 5.1).

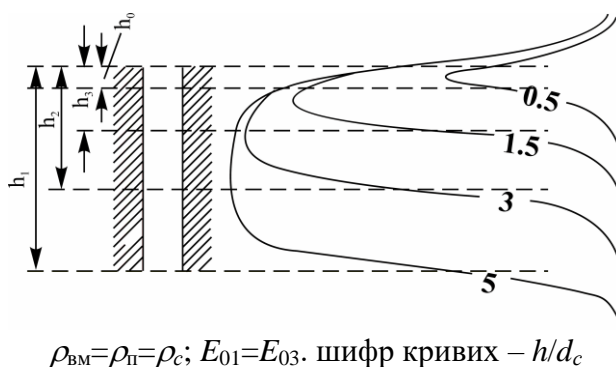


Рисунок 5.1 – Теоретичні криві потенціалу ПС в пластах різної товщини

Масштаб кривої ПС виражається числом мілівольт на 1 сантиметр і повинен бути вибраний таким, щоб амплітуди відхилення кривих знаходились у межах 2-7 см. Якщо максимальні відхилення амплітуд ПС не перевищують 2 см, слід реєструвати криву ПС у меншому масштабі. Переважно використовуються масштаби 5, 10 і 12,5 мВ/см. Знаками «-» і «+» на краях цього відрізка вказують полярність кривої ПС. Знаки «-» і «+» розташовані так, що відхилення кривої вліво означає зменшення потенціалу, вправо – його збільшення.

Вертикальний масштаб глибин – 1:200 і 1:500; у випадку тонкошаруватого розрізу – 1: 50.

Аномалію  $\Delta U_{nc}$  в однорідному пласті при ручній обробці визначають: в однорідному пласті за максимальним відхиленням (якщо пласт виділяється симетричною аномалією), в неоднорідному пласті за середнім значенням показів ПС.

Для визначення питомого електричного опору пластових вод  $\rho_e$  використовують аномалію ПС навпроти пласта чистого пісковика або вапняку, який залягає в щільних високодисперсних глинах. Значення  $\rho_e$  визначають з виразу:

$$E_{nct} = 70 \frac{t_{nl} + 273}{293} \cdot \lg \left( \frac{\rho_\phi}{\rho_e} \right), \quad (5.1)$$

де  $t_{пл}$  – пластова температура, °С;

$\rho_{\phi}$  – опір фільтрату бурового розчину, Омм;

$E_{ncr}$  – статистична амплітуда дифузійно-адсорбційного потенціалу при температурі пласта 18 °С.

Знаючи питомий електричний опір пластових вод за графіком типу  $\rho_e=f(C_e)$  для різних  $t_{пл}$  можна знайти мінералізацію води  $C_e$ , яка насичує пори гірських порід.

В потужних пластах амплітуда відхилення кривої ПС наближена до величини ЕРС  $E_{nc}$ , в тонких пластах – менша  $E_{nc}$ , чим менша товщина пласта, тим більша різниця між цими величинами.

При інтерпретації діаграм СП великий практичний інтерес представляє перехід від величини максимального відхилення кривої ПС навпроти пласта  $\Delta U_{nc}^{max}$  до  $E_{nc}$ , яка створює поле ПС. Величина  $E_{nc}$  рівна повному падінню потенціала по напрямку струмових ліній природного поля. Амплітуда ПС складає тільки частину  $E_{nc}$  і відповідає падінню потенціала по свердловині.

Зниження  $\Delta U_{nc}$  навпроти пласта малої потужності відносно статистичної амплітуди відхилення  $E_{nc}$  характеризується коефіцієнтом:

$$v_{СП} = \frac{\Delta U_{СП}}{E_{СП}} \text{ або } E_{СП} = \frac{\Delta U_{СП}}{v_{СП}}, \quad (5.2)$$

де  $v_{nc}$  – поправочний коефіцієнт, який враховує вплив питомого електричного опору пласта, промивної рідини і вміщуючих порід на потенціали самочинної поляризації (рис. 5.2).

Розрахункові криві ПС для пластів різної потужності при однаковому питомому електричному опорі всіх середовищ (рис. 5.1) наглядно ілюструють зниження  $\Delta U_{nc}$  відносно статистичної амплітуди  $E_{nc}$  для пластів товщиною  $h$  менше чотирьох діаметрів свердловини ( $h/d_c < 4$ ).

При збільшенні питомого електричного опору пласта  $\rho_n$  і вміщуючих порід  $\rho_{вм}$  відносно питомого електричного опору промивної рідини  $\rho_c$  амплітуда  $\Delta U_{nc}$  зменшується. На рисунку 5.2 подана палетка, яка відображає залежність  $v_{СП}=f(h/d_c)$  при  $\rho_n/\rho_p=const$  і  $v_{nc}=f(\rho_n, \rho_p)$  при  $h/d_c=const$ ;  $\rho_n=\rho_{вм}$  питомий електричний опір пласта і вміщуючих порід однаковий ( $\rho_n=\rho_{вм}$ ), зона проникнення відсутня ( $D=d_c$ ). При збереженні заданих умов палетка може бути використана для визначення поправочного коефіцієнта  $v_{nc}$  і розрахунку  $E_{nc}$  по замірах  $\Delta U_{nc}$ .

Як уже вище згадувалось у потужних пластах при однакових питомих електричних опорах всіх середовищ ( $\rho_c=\rho_n=\rho_{вм}$ ) струм зосереджується безпосередньо поблизу границь порід: границі відмічаються різким збільшенням потенціала  $\Delta U_{nc}$ . Як видно із рис. 5.1 та рис. 5.3, границі потужного пласта необхідно відмічати в точках, які відповідають половині амплітуди відхилення

кривої ПС. Границі тонкого пласта відмічаються в точках, які зміщені відносно середини амплітуди відхилення кривої ПС до максимального її значення. Зміщення повинно бути тим більше, чим менша товщина пласта (рис. 5.1)

Якщо питомий електричний опір пласта і вміщуючи порід великий у порівнянні з опором промивної рідини, струмові лінії витягуються по свердловині, прагнучи захопити великий об'єм породи.



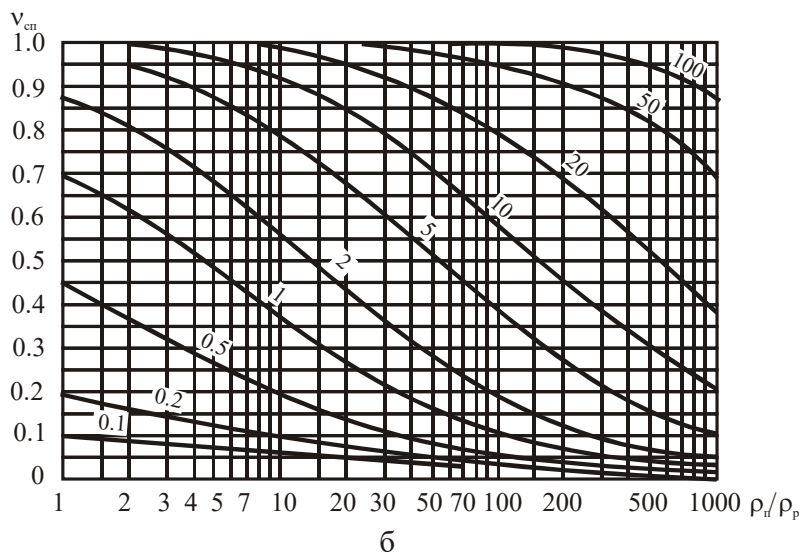
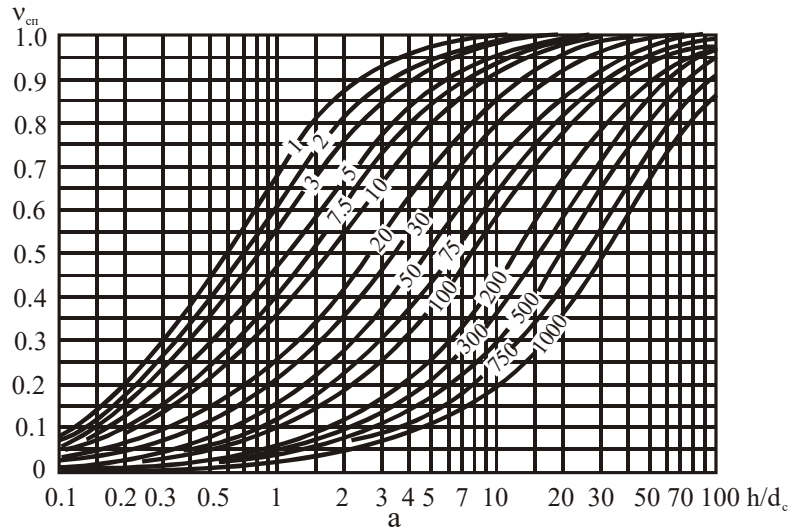
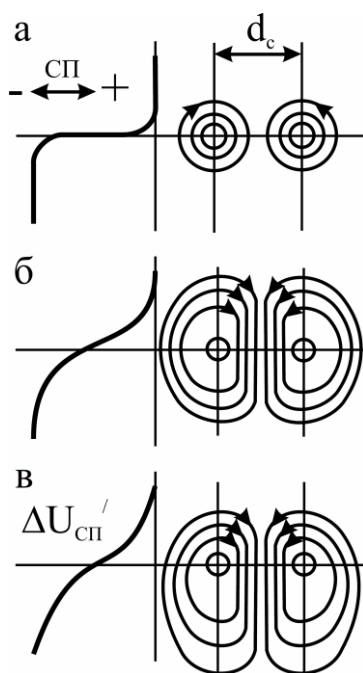


Рисунок 5.2 – Криві залежності а –  $v_{nc}=f(h/d_c)$  при  $\rho_n/\rho_p=const$  (шифр кривих); б –  $v_{nc}=f(\rho_n, \rho_p)$  при  $h/d_c=const$  (шифр кривих);  $\rho_n=\rho_{вм}$   
 Величина  $\Delta U_{nc}$  поблизу границь пласта змінюється поступово. В результаті крива ПС

навпроти границь пласта виположується. Внаслідок симетричного розподілу питомих опорів точки перегину на кривій ПС відповідають границям пласта і співпадають з половиною максимума відхилення кривої ПС від лінії глин (рис. 5.3).



а –  $\rho_c = \rho_n = \rho_{\text{вм}} = 1$  Омм; б –  $\rho_c = 1$  Омм,  $\rho_n = \rho_{\text{вм}} = 500$  Омм; в –  $\rho_c = \rho_{\text{вм}} = 1$  Омм,  $\rho_n = 500$  Омм

Рисунок 5.3 – Розподіл струмів ПС і форма кривих ПС при різному співвідношенні питомих опорів промивної рідини  $\rho_c$ , проникного пласта  $\rho_n$  і вміщуючи порід (глин)  $\rho_{\text{вм}}$ .

У тому випадку, коли питомий електричний опір проникного пласта  $\rho_n$  більший від питомого електричного опору промивної рідини  $\rho_c$  і вміщуючи порід  $\rho_{\text{вм}}$  (рис. 5.3), при  $\rho_c = \rho_{\text{вм}}$  щільність струму ПС значно більша у вміщуючих породах, ніж в проникному пласті високого опору. При цьому крива ПС навпроти границь пласта виположена. Границі пласта по кривій ПС відмічаються ближче до вміщуючи порід меншого опору. Достовірне визначення границь пластів у цьому випадку доволі складне.

При визначенні коефіцієнта пористості, за даними ПС, у досліджуваній частині розрізу свердловини вибирається опорний пласт низького опору з можливо найбільшою сталою та відомою пористістю, який створює на кривій  $U_{nc}$  найбільшу негативну аномалію  $\Delta U_{nc.on}$ .

Якщо потужність опорного пласта відносно мала та його опір великий, в амплітуду  $\Delta U_{nc.on}$  вводиться поправка за потужність і опір. виправлене значення розраховується по формулі:

$$\Delta U_{nc.on}^{\infty} = \frac{\Delta U_{nc.on}}{V_{nc}}. \quad (5.3)$$

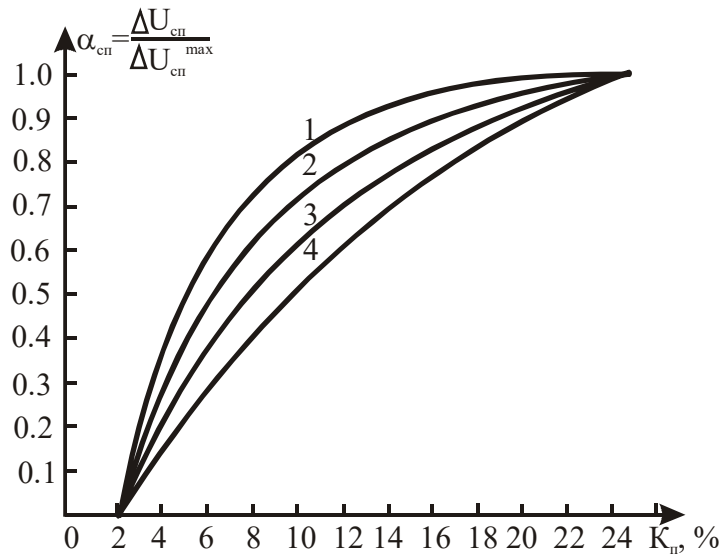
У тих випадках, коли коефіцієнт пористості опорного пласта не дорівнює найбільшому значенню  $K_n$ , для якого  $\Delta U_{nc.on}/\Delta U_{nc}^{max}=1$ , попередньо розраховується величина  $\Delta U_{nc}^{max}$  у пласті з максимальною пористістю. З цією метою при відомій величині коефіцієнта пористості опорного пласта по кривій залежності відносної амплітуди  $\alpha_{nc}=\Delta U_{nc}/\Delta U_{nc}^{max}=f(K_n)$  (рис. 5.4) знаходять значення  $\alpha_{nc}$ , яке відповідає коефіцієнту пористості і  $\Delta U_{nc.on}$  приводиться до  $\Delta U_{nc}^{max}$ :

$$\Delta U_{nc}^{max} = \frac{\Delta U_{nc.on}^{\infty}}{\alpha_{nc}}. \quad (5.4)$$

Для досліджуваних пластів розраховується амплітуда аномалії  $\Delta U_{nc}$  для значень потенціалу в породах мінімальної пористості. В подальшому необхідно виправити значення амплітуди ПС за вплив товщини пласта та його питомого електричного опору за формулою:

$$\Delta U_{nc}^{\infty} = \frac{\Delta U_{nc}}{V_{nc}}. \quad (5.5)$$

Тоді розраховують відношення  $\Delta U_{nc}^{\infty}/\Delta U_{nc}^{max}$  і за однією з кривих, які приведені на рис. 5.4, для однотипних порід визначають коефіцієнт пористості гірських порід.



Криві 1, 2, 3 і 4 – для колекторів різного типу (використання тієї чи іншої кривої встановлюється за співставленням з даними лабораторних досліджень керну)

Рисунок 5.4 – Залежність коефіцієнта  $\alpha_{pc} = \Delta U_{pc} / \Delta U_{pc}^{max}$  від коефіцієнта пористості

У тих випадках, коли в розрізі свердловин відсутній колектор з витриманою та відомою пористістю, як опорний пласт може бути використаний інший літотип (не обов'язково високопористий) з витриманими дифузійно-адсорбційними властивостями (незмінний мінеральний склад і структура, наприклад щільний неглинистий вапняк або ангідрит, що залягає серед глин). Амплітуда аномалії  $\Delta U_{pc,оп}$  у цьому пласті приймаються за еталон, відносно якого на основі вимірів амплітуд аномалій  $\Delta U_{pc}$  в інших пластах з відомою пористістю складається еталонна крива:

$$\frac{\Delta U_{nc}}{\Delta U_{nc,оп}} = f(K_n). \quad (5.6)$$

Ця крива використовується для визначення коефіцієнта пористості так само як і криві, які складені для випадку, коли опорний пласт є колектором з високою пористістю.

Окрім пористості порід-колекторів, за даними ПС також визначають їх глинистість. Кількісно глинистість характеризують масовим вмістом фракції ( $C_{гл}$ ) у мінеральній матриці породи з

розмірами зерен менше 0,01 мм або вмістом нерозчинного залишку (рис. 5.5):

$$C_{zл} = m_{0,01} / m, \quad (5.7)$$

де  $m_{0,01}$  – маса фракції з розмірами зерен менше 0,01 мм;

$m$  – маса мінеральної матриці, включаючи і тонкозернисту фракцію.

Об'ємна глинистість породи ( $K_{zл}$ ) при рівності мінеральних густин глинистої фракції ( $\sigma_{zл}$ ) і основного породоутворюючого мінералу ( $\sigma_{ск}$ ) визначається виразом:

$$K_{zл} = C_{zл} (1 - K_n). \quad (5.8)$$

де  $K_n$  – коефіцієнт пористості.

Відносна глинистість  $\eta_{zл}$  характеризує ступінь заповнення глинистими частинками простору між зернами породи:

$$\eta_{zл} = \frac{K_{zл}}{K_{zл} + K_n}. \quad (5.9)$$

Теригенні породи з розсіяною глинистістю в більшості випадків залишаються колекторами, якщо  $\eta_{zл} < 0,45$ . При великих значеннях  $\eta_{zл}$  фазові проникності для води, нафти і газу прагнуть до нуля. Такі породи містять тільки зв'язану (залишкову) воду.

У пластах-колекторах і не колекторах з розсіяною глинистістю визначають значення відносної глинистісті  $\eta_{zл}$  за графіком  $\alpha_{нс} = f(\eta_{zл})$  для досліджуваних відкладів (рис. 5.6).

У пластах-колекторах із шаруватою глинистістю за значенням  $\alpha_{сп}$  визначають вміст глинистих прошарків у пачці  $\chi_{zл}$  за допомогою палеток, які приведені на рис. 5.7, використовуючи значення електричних параметрів даного розрізу.

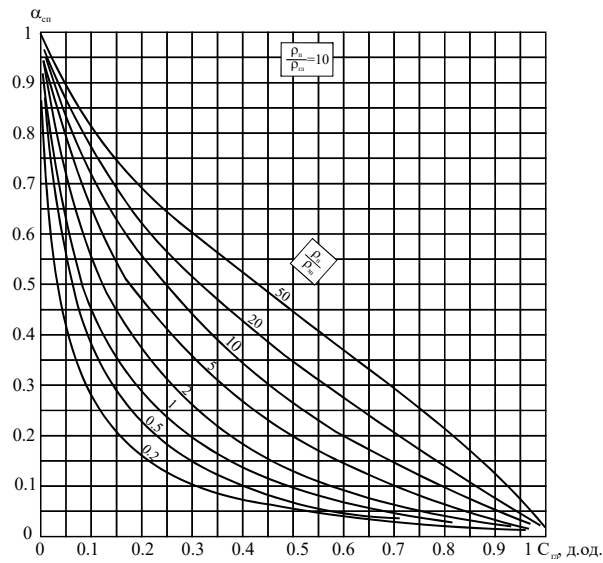
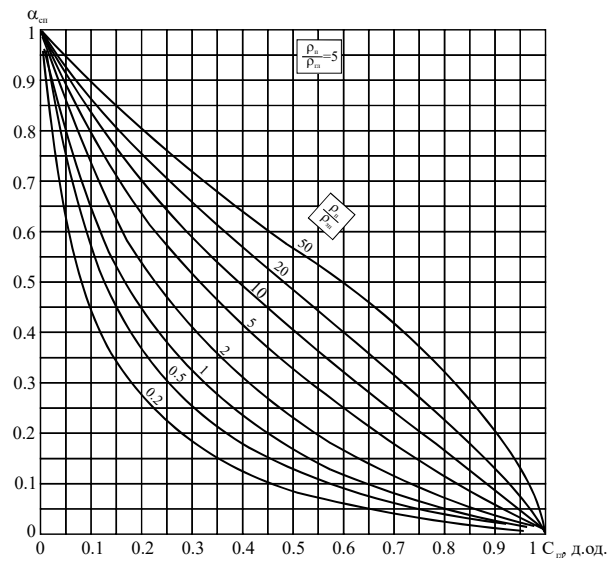


Рисунок 5.5 – Розрахункова залежність  $\alpha_{nc}=f(C_{2л})$  для піщаників

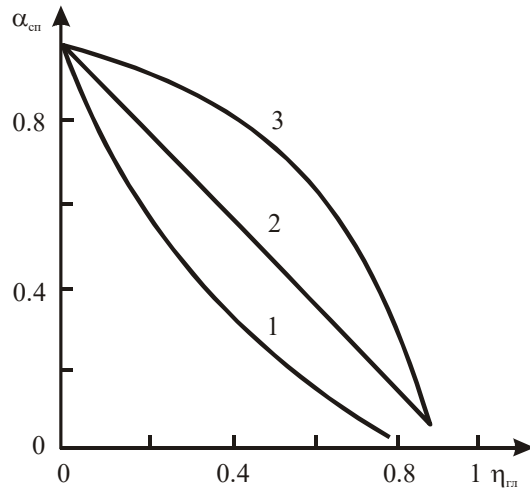
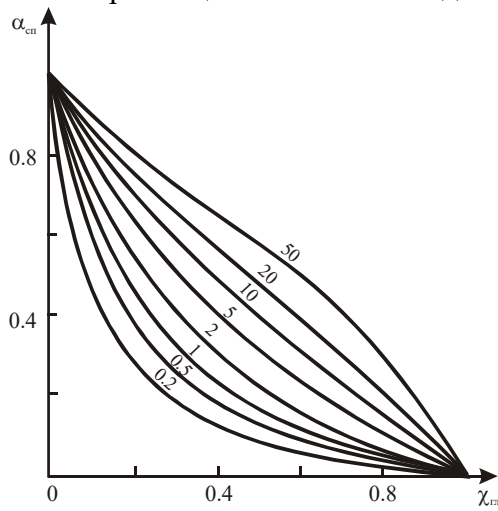


Рисунок 5.6 – Кореляційна залежність  $\alpha_{nc}=f(\eta_{nc})$  для теригенних відкладів з високою (1), середньою (2), низкою (3) активністю глинистого матеріалу і низкою (1), середньою (2), високою (3) мінералізацією пластових вод



Шифр кривих –  $\rho_{zn}/\rho_n$  ( $\rho_{вп}/\rho_c=5$ )

Рисунок 6.5– Розрахункова залежність  $\alpha_{nc}=f(\chi_{nc})$  для піщаників із шаруватою глинистістю

**Контрольні питання**

1. Що називають глинистістю?
2. Які є типи глинистості в залежності від характеру розміщення тонкодисперсних частинок у породі?
3. За рахунок яких процесів виникають потенціали самочинної поляризації?
4. В яких одиницях вимірюються потенціали самочинної поляризації?
5. Що таке лінія глин і пісковиків?
6. Як визначається відносна глинистість за даними СП?

## **6 ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ПОРИСТОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ЗА ДАНИМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕТОДІВ**

Коефіцієнт пористості гірських порід можна визначити за даними електричних, радіоактивних



та акустичних методів дослідження розрізів нафтогазових свердловин. Однак ефективність цих розрахунків в конкретних геологічних умовах для різних методів неоднакова. При вивченні піщано-глинистих порід-колекторів достовірні результати дають електричні методи, а при вивченні гранулярних карбонатних порід – радіоактивні методи. Визначення коефіцієнта пористості тріщинуватих порід-колекторів здійснюється за результатами комплексної інтерпретації електричних і радіоактивних методів дослідження розрізів свердловин. Однак найбільш частіше для визначення коефіцієнта пористості використовують електричні методи.

### **6.1 Визначення коефіцієнта пористості за даними питомого електричного опору незміненої частини пласта**

За даними електричних методів дослідження свердловин пористість гірських порід визначається за кореляційною залежністю типу  $P_n=f(K_n)$ . В найпростішому варіанті дану залежність можна представити наступним виразом:

$$P_n = \frac{a}{K_n^m}, \quad (6.1)$$

де  $P_n$  – параметр пористості, або так званий відносний опір;

$K_n$  – коефіцієнт пористості, д.од.;

$a$  і  $m$  – структурні елементи, які залежать від типу породи, характеру її насичення та структури порового простору.

Структурні елементи  $a$  і  $m$  визначаються лабораторним шляхом. Для теоретичних розрахунків приймається, що  $a=1$ , а  $m=2$ .

Так званий параметр пористості, або як ще називають відносний опір для водоносних пластів визначають за формулою:

$$P_n = \frac{\rho_{en}}{\rho_v}, \quad (6.2)$$

де  $\rho_{en}$  – опір водоносного пласта при його 100 %-ному насиченні водою, Ом·м;

$\rho_v$  – опір води, яка насичує даний пласт, Ом·м.

Питомий електричний опір водоносного пласта визначається за даними таких методів, як БКЗ, БК та ІК, а пластової води – за даними лабораторних аналізів, або даних методу ПС.

## 6.2 Визначення коефіцієнта пористості за даними опору промитій зоні пласта

При використанні опору промитій зоні пласта  $\rho_{nn}$  для чистого неглинистого водоносного колектора параметр пористості  $P_n$  визначається за формулою:

$$P_n = \frac{\rho_{nn}}{\rho_\phi}, \quad (6.3)$$

де  $\rho_\phi$  – опір фільтрату промивної рідини, Ом·м. Він визначається за номограмою типу  $\rho_\phi = f(t_n)$ , де  $\rho_\phi$  – шифр кривих.

У глинистому колекторі параметр пористості визначається за виразом:

$$P_n = \frac{\rho_{nn}}{\rho_\phi \cdot \Pi_n}, \quad (6.4)$$

де  $\Pi_n$  – параметр поверхневої провідності, який враховує зміну параметра  $P_n$  в залежності від мінералізації пластової води.

Параметр  $\Pi_n$  визначається для заданого питомого опору фільтрату промивної рідини  $\rho_\phi$ , враховуючи глинистість колектора  $C_{гп}$ , або геофізичні параметри ( $\alpha_{nc}$ ,  $\Delta I_\gamma$ ), які побічно залежать від глинистості.

В чистому неглинистому нафтогазоносному колекторі параметр пористості рівний:

$$P_n = \frac{\rho_{nn}}{\rho_\phi \cdot P_{нз}}, \quad (6.5)$$

де  $P_{нз}$  – параметр залишкового нафтогазонасичення у промитій зоні пласта.

Величина  $P_{нз}$  визначається по формулі:

$$P_{нз} = \frac{1}{(1 - K_{нз})^2}, \quad (6.6)$$

де  $K_{нз}$  – коефіцієнт залишкового нафтогазонасичення у промитій зоні пласта-колектора. Зазвичай

наближено  $K_{нз}=0,2-0,3$ .

Для заглинизованого колектора у формулу (6.5) в знаменнику вводять параметр  $\Pi_n$  і тоді:

$$P_n = \frac{\rho_{нз}}{\rho_{\phi} \cdot P_{нз} \cdot \Pi_n}. \quad (6.7)$$

### 6.3 Визначення коефіцієнта пористості за даними опору зони проникнення пласта

При визначенні пористості за даними питомого електричного опору зони проникнення  $\rho_{zn}$ , параметр пористості  $P_n$  розраховується за формулою для нафтогазонасиченого пласта-колектора:

$$P_n = \frac{\rho_{zn}}{\rho_{\phi\epsilon} \cdot P_{нз}}. \quad (6.8)$$

Для водоносного пласта-колектора:

$$P_n = \frac{\rho_{zn}}{\rho_{\phi\epsilon}} = \frac{\rho_{zn}}{\rho_{\phi}} \cdot \frac{\rho_{\phi}}{\rho_{\phi\epsilon}}. \quad (6.9)$$

Параметр  $P_{нз}$  зони проникнення визначається за формулою (6.6) з використанням величини  $K_{нз}=0,3-0,4$ .

Опір суміші води з фільтратом промивної рідини  $\rho_{\phi\epsilon}$ , яка заповнює пори у зоні проникнення залежить від вмісту  $Z$  (0,06) залишку пластової води у зоні проникнення. Значення  $\rho_{\phi\epsilon}$  за даними  $\rho_{\phi}$  і  $\rho_{\epsilon}$  визначається наступним чином:

$$\frac{1}{\rho_{\phi\epsilon}} = \frac{Z}{\rho_{\epsilon}} + \frac{1-Z}{\rho_{\phi}}. \quad (6.10)$$

Також величину  $\rho_{\phi\epsilon}$  можна визначити за формулою:

$$\rho_{\phi\epsilon} = \frac{\rho_{zn}}{\Pi_n \cdot P_n} = \frac{\rho_{zn}}{\Pi_n} \cdot \frac{\rho_{\epsilon}}{\rho_{\phi\epsilon n}}. \quad (6.11)$$

### **Контрольні питання**

1. Що таке коефіцієнт пористості?
2. Які існують види пористості в залежності від характеру взаємозв'язку між ними і руху флюїду в них?
3. Як визначається коефіцієнт пористості за опором незміненої частини пласта?
4. Як визначається коефіцієнт пористості за опором промитої зони пласта?
5. Як визначається коефіцієнт пористості за опором зони проникнення пласта?

## 7 ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА НАФТОГАЗОНАСИЧЕННЯ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ЗА ДАНИМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕТОДІВ

В гірських породах поровий простір може бути заповнений нафтою, газом або водою. Ступінь заповнення порового простору тим, чи іншим флюїдом характеризує коефіцієнт насичення. Коефіцієнт нафтогазонасичення рівний відношенню об'єму порового простору до об'єму нафти чи газу, які знаходяться в порах породи-колектора.

Коефіцієнти нафтонасичення  $K_n$  і газонасичення  $K_g$  порід визначаються за параметром насичення  $P_n(P_g) = \rho_{nn} / \rho_{gn}$ . Для розрахунку  $P_n$  необхідно знати питомий опір нафтоносної або газозносної породи  $\rho_{ngn}$  та її опір  $\rho_{gn}$  при 100 %-ному насиченні пор пластовою водою.

Опір  $\rho_{ngn}$  нафтогазозносної породи визначається за даними електричного каротажу. Опір  $\rho_{gn}$  розраховується за даними коефіцієнта пористості  $K_n$  породи та опору пластових вод  $\rho_w$ :

$$\rho_{gn} = P_n \rho_w, \quad (7.1)$$

або [якщо колекторські властивості нафтоносного (газозносного) пласта доволі стабільні] приймається рівним його опору за межами контура нафтоносності (газозносності) і, зокрема, на ділянках колектора, які знаходяться нижче початкового водонафтового (газонафтового) контакту.

Після визначення  $\rho_{ngn}$  і  $\rho_{gn}$  розраховується величина параметра насичення:

$$P_n = \frac{\rho_{ngn}}{\rho_{gn}}. \quad (7.2)$$

Величина параметра насичення практично не залежить від коефіцієнта пористості колекторів даного типу і є обернено-степенною функцією коефіцієнта водонасичення  $K_g$  породи:

$$P_n = \frac{a}{K_g^n}, \quad (7.3)$$

де  $a$  і  $n$  – структурні елементи, які залежать від типу колектора, структури порового простору та типу заповнювача пор. При цьому показник степеня різко збільшується з переходом від гідрофільних до гідрофобних колекторів.

Коефіцієнт водонасичення пов'язаний з коефіцієнтом нафтогазонасиченням наступним чином:

$$K_{н2} = 1 - K_{г}. \quad (7.4)$$

За розрахованим значенням  $P_n$  визначаються коефіцієнти  $K_n$  або  $K_2$  ( $K_{н2}=1-K_g$ ) (при атмосферному тиску).

Зокрема, наприклад, для  $P_n=90$  будуть отримані наступні значення  $K_g$  і  $K_n$ :

- 1) карбонатний колектор –  $K_g=7,4$  %,  $K_n=92,6$  %;
- 2) піщано-глинистий гідрофільний колектор –  $K_g=11$  %,  $K_n=89$  %;
- 3) піщано-глинистий слабо-гідрофобний колектор –  $K_g=16,1$  %,  $K_n=83,9$  %;
- 4) піщано-глинистий гідрофобний колектор –  $K_g=26,5$  %,  $K_n=73,5$  %.

Як впливає з вище наведеного, неврахування гідрофобності колектора може призвести до значних похибок при визначенні коефіцієнта нафтонасичення колектора. Другим фактором, який понижує точність визначення коефіцієнта  $K_n$ , є глинистість.

У тому випадку, коли тонкі глинисті прошарки чергуються з нафто- і газоносними піщаниками та свердловина розкриває пласти з кутом зустрічі, близьким до  $90^\circ$ , за даними виміру уявного опору великими зондами визначається повздовжній питомий опір  $\rho_{t,n}$  пачки. При цьому для нафтогазонасної глинистої породи:

$$\rho_{н2n,z} = \rho_{t,n} = \frac{\rho_{гл} \cdot \rho_{н2n}}{(1 - \chi_{гл}) \cdot \rho_{гл} + \chi_{гл} \cdot \rho_{н2n}}, \quad (7.5)$$

де  $\rho_{гл}$ ,  $\rho_{н2n}$  – відповідно питомий опір глини і нафтогазонасичених піщаників потужністю  $h_n$ ;  $\chi_{гл}$  – вміст глинистих прошарків сумарною потужністю  $h_{гл}$  [ $\chi_{гл}=h_{гл}/(h_{гл}+h_n)$ ] у сумарній потужності досліджуваного об'єкта, яка рівна  $h_{гл}+h_n$ .

У тому випадку, коли пачка досліджуваних піщано-глинистих відкладів водоносна, за даними виміру уявного опору великими градієнт-зондами визначається питомий опір:

$$\rho_{гн,z} = \rho_{t,g} = \frac{\rho_{гл} \cdot \rho_{гн}}{(1 - \chi_{гл}) \cdot \rho_{гл} + \chi_{гл} \cdot \rho_{гн}}, \quad (7.6)$$

де  $\rho_{t,g}$  – питомий повздовжній опір пачки.

Таким чином, у глинистих пісках і піщаниках величина відношення рівна:

$$\frac{\rho_{нгп,з}}{\rho_{вп,з}} = P_{н,з} = \frac{\rho_{нгп} (1 - \chi_{зл}) \cdot \rho_{зл} + \chi_{зл} \cdot \rho_{вп}}{\rho_{вп} (1 - \chi_{зл}) \cdot \rho_{зл} + \chi_{зл} \cdot \rho_{нгп}}, \quad (76.7)$$

не дорівнює параметру насичення  $P_n$ .

Розв'язуючи рівняння (7.7) відносно  $P_n = \rho_{нгп} / \rho_{вп}$ , одержимо:

$$\begin{aligned} P_n &= P_{н,з} \frac{(1 - \chi_{зл}) \cdot \rho_{зл}}{(1 - \chi_{зл}) \cdot \rho_{зл} - (P_{н,з} - 1) \chi_{зл} \cdot \rho_{вп}} = \\ &= P_{н,з} \frac{1}{1 - (P_{н,з} - 1) \frac{\chi_{зл} \cdot \rho_{вп}}{1 - \chi_{зл} \cdot \rho_{зл}}} \end{aligned} \quad (7.8)$$

З формули (7.8) випливає, що дійсне значення  $P_n$  завжди більше величини  $P_{н,з}$ , яка розрахована за даними відношення питомих опорів, що виміряні у свердловині в нафтогазоносному і водоносному колекторах.

У тому випадку, коли точне значення  $\rho_{вп}$  невідоме, при  $\chi_{зл} < 0,5$  і  $1 - \rho_{вп} / \rho_{зл} < 0,2$ , а також при  $\chi_{зл} < 0,25$  і  $0,2 < 1 - \rho_{вп} / \rho_{зл} < 0,5$  або  $\chi_{зл} < 0,1$  і  $0,5 < 1 - \rho_{вп} / \rho_{зл} < 1,5$  розрахунок  $P_n$  може бути виконаний за наближеною формулою:

$$P_n = P_{н,з} \frac{1}{1 - (P_{н,з} - 1) \frac{\chi_{зл} \cdot \rho_{вп}}{1 - \chi_{зл} \cdot \rho_{зл}}}. \quad (7.9)$$

### Контрольні питання

1. Що таке коефіцієнт нафтогазонасичення?
2. Що таке коефіцієнт водонасичення?
3. Яка залежить коефіцієнт нафтогазонасичення від водонасичення?  
Як змінюється коефіцієнт нафтогазонасичення із зміною глинистості?
4. Що таке параметр насичення?

## 8 ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ПРОНИКНОСТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ

Властивість гірських порід пропускати рідини, газу і їх суміші при наявності перепаду тисків називається проникністю. Проникність поділяється на фізичну (або абсолютну), фазову (або ефективну) і відносну.

Фізичною (абсолютною) проникністю називається проникність породи при фільтрації однорідної рідини або газу. Кількісно фізична проникність оцінюється коефіцієнтом проникності  $K_{np}$ . Цей коефіцієнт встановлює характер пропорційності швидкості  $v_\phi$  фільтрації рідини градієнту  $\Delta P/\Delta L$  тиску, який викликає фільтрацію:

$$v_\phi = K_{np} \frac{\Delta P / \Delta L}{\mu} = \frac{Q}{S} \text{ (рівняння Дарсі),} \quad (8.1)$$

де  $v_\phi$  – швидкість фільтрації однорідної рідини (газу);

$\Delta P/\Delta L$  – градієнт тиску ( $\Delta P$  – перепад тиску в Па;  $L$  – довжина пористого взірця в м);

$\mu$  – питома в'язкість рідини (газу) в Па·с;

$Q$  – об'ємний розхід рідини (газу) в одиницю часу в м<sup>3</sup>/с через січення  $S$  в м<sup>2</sup> пористого середовища. Звідси випливає:

$$K_{np} = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{S \cdot \Delta P}. \quad (8.2)$$

Одиницями вимірювання проникності в фізичній і технічній системах є см<sup>2</sup> і м<sup>2</sup>.

Практично одиницею вимірювання проникності є дарсі (Д). Проникністю в 1 дарсі володіє зразок породи площиною 1 см<sup>2</sup> і довжиною 1 см, через який при перепаді тиску в 1 Ат розхід рідини в'язкістю 1 сПз складає см<sup>3</sup>/сек. За звичай проникність породи вимірюється більш меншими одиницями – мілідарсі (мД), які складають 0,001 частини дарсі. Проникність гірських порід змінюється в широких межах – від долей до 2000-3000 фм<sup>2</sup> і більше. При фільтрації в породах-колеторах нафтогазоводяних сумішей проникність для кожної фази (нафта, газ, вода) буде відрізнятися від абсолютної.

Сума фазових проникностей завжди менша від абсолютної, що зумовлено взаємним впливом



фаз в одночасному потоці різних флюїдів. На практиці часто замість фазової визначають відносну проникність  $K_{np.від}$ , яка рівна відношенню фазової проникності до фізичної.

Величина відносної проникності залежить від фазових характеристик сумішей, змочуваності породи (гідрофільна, гідрофобна, проміжна) і конфігурації пор. На рис. 8.1 наведені залежності відносної проникності від нафто і водонасичення.

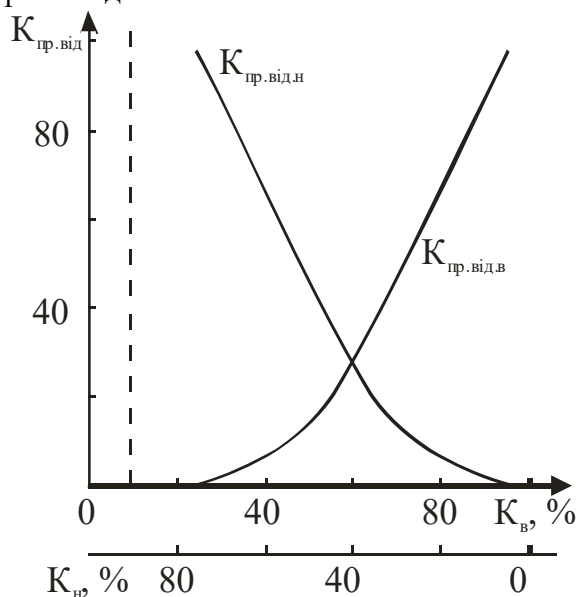


Рисунок 8.1 – Залежність відносної проникності від нафто- і водонасиченості

Як видно, при мінімальній (залишковій) нафто- або водонасиченості  $K_{np.від,н} = K_{np,н} / K_{np}$  прямує до нуля. В цих умовах буде спостерігатись фільтрація тільки однієї фази. Таким чином, володіючи даними про залишкову водонасиченість і дійсну насиченість порід-колекторів, можна прогнозувати очікуваний із них продукт (нафта, вода або нафта з водою.)

Коефіцієнт проникності необхідно знати при визначенні ефективної товщини колектора і уточнення його однорідності, як об'єкта розробки. Відомі наступні способи оцінки коефіцієнта проникності  $K_{np}$  теригенних міжзернових гідрофільних колекторів: 1) визначення  $K_{np}$  в гранично нафтогазонасиченому колекторі по його питомому опору  $\rho_n$ ; 2) визначення  $K_{np}$  в колекторі із любым характером насичення, включаючи недонасичені колектори, у перехідній зоні та повністю водонасичені за діаграмами методу ПС і ГК; 3) за результатами випробування випробувачами пластів на трубах і на кабелю.

1. Фізичною передумовою визначення  $K_{np}$  за даними методу опору є наявність теоретичного

зв'язку, який впливає із формули Козені-Кармана, між коефіцієнтами пористості  $K_n$ , проникності  $K_{np}$  і мінімальною водонасиченістю  $K_{e.3e}$ :

$$K_{np} = \frac{(1 - K_{e.3e})^3 \tau_{3e}^2 K_n}{f T_{ф.с.к}^2 K_{e.3e}^2}, \quad (8.3)$$

де  $f$ ,  $T_{ф.с.к}$  – відповідно коефіцієнт форми січення і звивистості порових каналів;  
 $\tau_{3e}$  – товщина шару зв'язаної води.

У випадку підстановки у вираз (8.3) відомих рівнянь  $P_n = a_n / K_n^m$  і  $P_n = a_n / K_e^n$  отримаємо:

$$K_{np} = \frac{\tau_{3e}^2 (1 - P_n^{-1/n})^3 P_n^{n/2}}{P_n}, \quad (8.4)$$

де  $n$  – показник степеня у формулі  $P_n = a_n / K_e^n$ , який пов'язує  $P_n$  і  $K_e$ . При  $n=2$  вираз (8.3) спрощується:

$$K_{np} = \tau_{3e}^2 (1 - P_n^{-1/2})^3 P_n / P_n. \quad (8.5)$$

Враховуючи складність визначення величини  $\tau_{3e}$ , яка залежить від хімічного складу пластової води, природи поверхневої провідності твердої фази і умов формування нафтового (газового) покладу, дуже часто використовують спрощену емпіричну залежність:

$$K_{np} = a P_n^b, \quad (8.6)$$

де  $a$  і  $b$  – константи, які характерні для колекторів досліджуваних покладів.

Для визначення величини  $K_{np}$  за допомогою залежностей, які описуються рівняннями (8.4) – (8.6), виконують наступні операції: 1) визначають за даними методу опору величину  $\rho_n$  продуктивного пласта; 2) розраховують значення  $P_n$  при відомих  $P_n$  і  $\rho_e$ ; 3) використовуючи конкретну залежність між  $P_n$  і  $K_{np}$  для досліджуваного об'єкта, визначають величину  $K_{np}$ , яка відповідає розрахованому значенню  $K_{np}$ .

2. Якщо продуктивний горизонт представлений теригенними колекторами з глинистим цементом, вміст якого змінюється в широких межах, спостерігається кореляційна залежність між коефіцієнтом проникності  $K_{np}$  і параметрами, які характеризують глинистість –  $C_{2л}, K_{2л}, \eta_{2л}$ . Це і є основною причиною наявності зв'язку між  $K_{np}$  і відносними амплітудами  $\alpha_{nc}$  і  $\Delta I_\gamma$ . В чистих і слабозцементованих колекторах величини  $\alpha_{nc}$  і  $\Delta I_\gamma$  практично не пов'язані з параметром  $K_{np}$ , оскільки в таких колекторах величина  $K_{np}$  залежить від середнього діаметра і ступені відсортованості зерен скелету породи. Для окремих родовищ з глинистими колекторами більш тісною є кореляційна залежність між комплексним параметром  $\alpha_{nc}/\Delta I_\gamma$  і  $K_{np}$ .

Описаний спосіб визначення  $K_{np}$  реалізується наступним чином: 1) по діаграмам методів ПС і ГК в досліджуваному пласті визначають значення  $\alpha_{nc}$  і  $\Delta I_\gamma$ ; 2) по величині вибраного параметра знаходять значення  $K_{np}$ .

3. Випробовувачі пластів на трубах і кабелю дозволяють поряд з відбором проб флюїду зареєструвати криві відновлювального тиску, за допомогою яких можна розрахувати коефіцієнт ефективної проникності колектора.

### Контрольні питання

1. Що називають абсолютною проникністю порід-колекторів?
2. Що називають фазовою проникністю порід-колекторів?
3. Які одиниці вимірювання проникності?
4. В яких межах змінюється проникність гірських порід?
5. Які є способи оцінки коефіцієнта проникності?