

Міністерство освіти і науки України

**Харківський національний університет імені В.Н.Каразіна
Факультет геології, географії, рекреації і туризму**

Кафедра фундаментальної та прикладної геології

**Методичні вказівки до практичних робіт
з дисципліни:**

ГЕОЛОГІЧНА ІНТЕРПРЕТАЦІЯ ГЕОФІЗИЧНИХ ДАНИХ

Харків -2025

ЗМІСТ

Лабораторна робота №1	
Визначення границь, товщин та опору пластів за	
результатами досліджень свердловин	
неекранованими зондами	4
Лабораторна робота №2	
Визначення питомого опору пластів за результатами	
досліджень свердловин екранованими зондами.	17
Лабораторна робота №3	
Визначення електропровідності та опору пластів за	
даними індукційного каротажу	25
Лабораторна робота №4	

Визначення питомого опору промитої зони пластів за результатами досліджень свердловин мікрометодами електрометрії	33
Лабораторна робота №5	
Використання результатів досліджень свердловин методом самочинної поляризації при встановленні коефіцієнта пористості та глинистості колекторів . . .	46
Лабораторна робота №6	
Оцінка коефіцієнтів пористості та нафтогазонасиченості за результатами досліджень електричними методами.	56
Лабораторна робота №7	
Використання результатів досліджень природної гамма-активності при встановленні коефіцієнта глинистості колекторів.	67
Лабораторна робота №8	
Використання результатів досліджень нейтронними методами при встановленні коефіцієнта пористості колекторів	72
Лабораторна робота №9	
Використання результатів досліджень свердловин акустичними методами при встановленні коефіцієнта пористості колекторів.	77
Лабораторна робота №10	
Літологічне розчленування розрізу свердловини за даними комплексу методів ГДС.	87
Список використаної літератури.	97
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 ρ_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 подошвою пластів високого опору, а відповідно правила їх визначення – аналогічні.

Товщини пластів у кожному приведеному випадку можуть бути встановлені за відомими значеннями глибин границь пластів (подошви 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 вмішуючих порід виділяється аномалією, яка симетрична відносно середини пласта. У зв'язку з цим правила визначення положення покрівлі та підшови пласта за кривою ρ_y потенціал-зонда однакові.

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

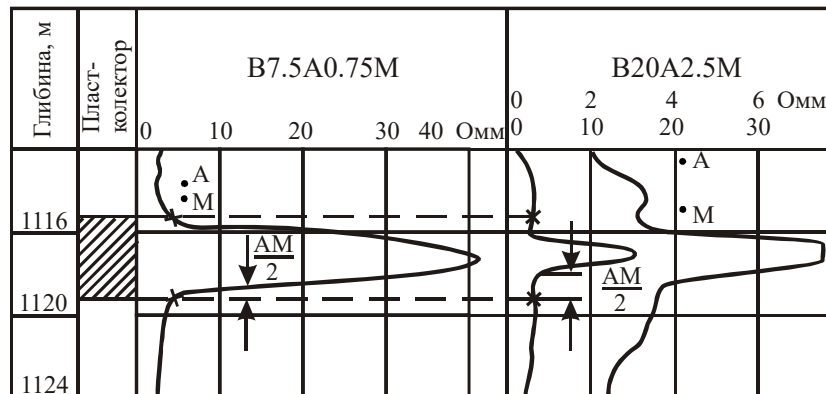


Рисунок 1.1 – Приклад визначення границь пластів високого опору на діаграмах потенціал-зондів

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

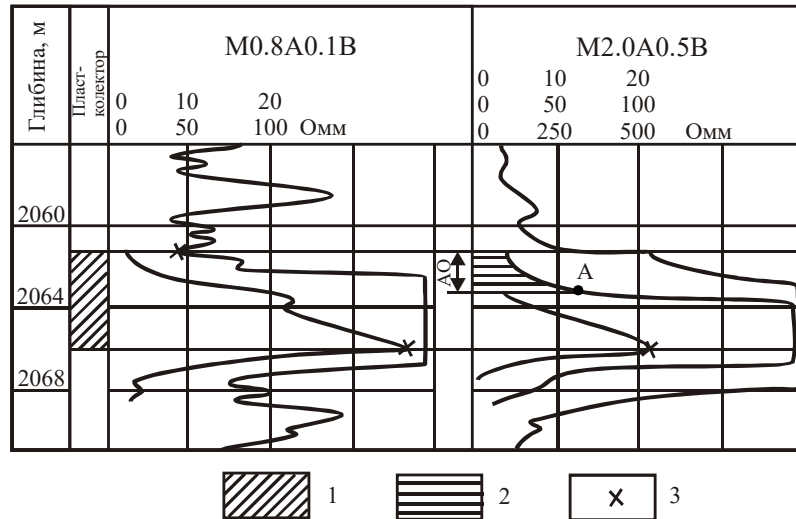
1. На діаграмах ρ_y послідовних градієнт-зондів підшовка та покрівля пласта високого опору знаходиться за допомогою точок, які розміщені на відстанях $MN/2$ ($AB/2$) нижче точок $\rho_{y.max}$ і $\rho_{y.min}$. Якщо відстань MN невелика (0.1–0.25 м) і в заданому масштабі глибин діаграми дане зміщення не має значення, то підшовка 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 ρ_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 ρ_y обернених градієнт-зондів підшовка 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, підшо́ва 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:

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

де h – товщина пласта, м; $H_{\text{під}}$ – глибина залягання підшо́ви пласта, м; $H_{\text{пок}}$ – глибина залягання покрівлі пласта, м; $H\rho_{y,\text{max}}$ – глибина точок, в яких ρ_y приймає максимальне значення, Ом·м; $H\rho_{y,\text{min}}$ – глибина точок, в яких ρ_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 різне 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_z) – h/L_z слід ρ_y знімати таким чином:

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

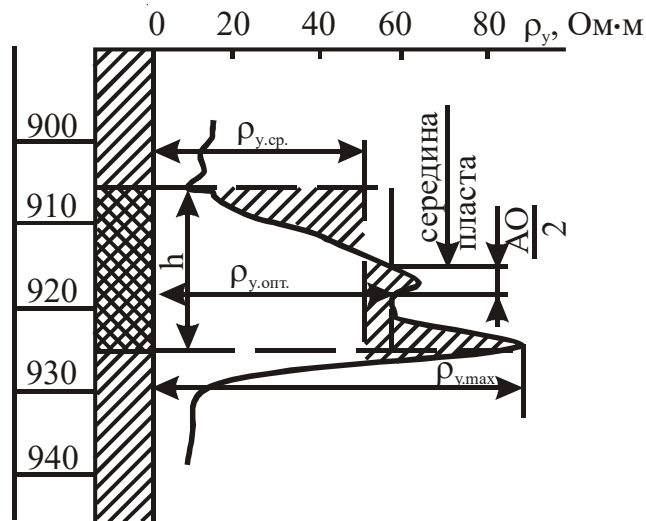


Рисунок 1.3 – Приклад зняття середнього, оптимального та максимального значення опору

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 ρ_y від довжини зонда AO (L_3). Значення ρ_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 ρ_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 масштабу. 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.

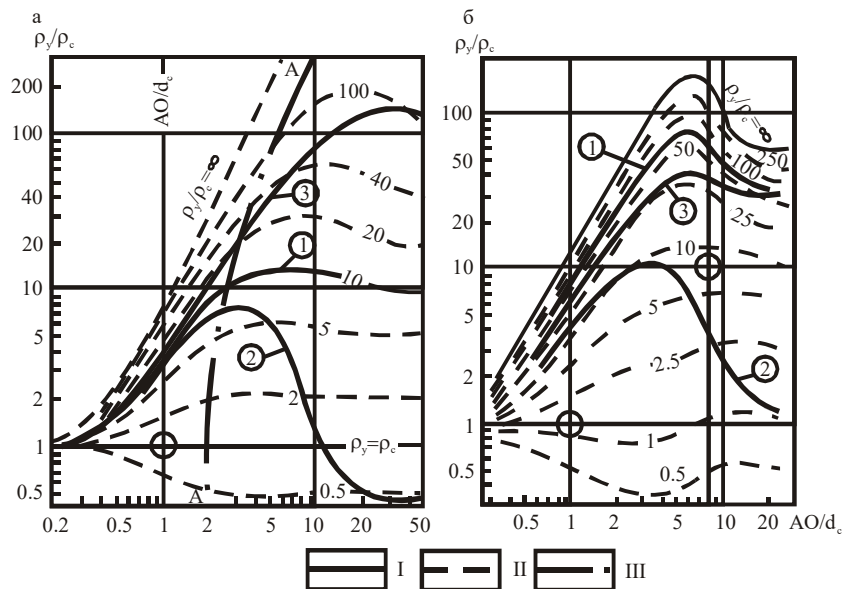
а) Типи кривих зондування.

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 міжзерною 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).

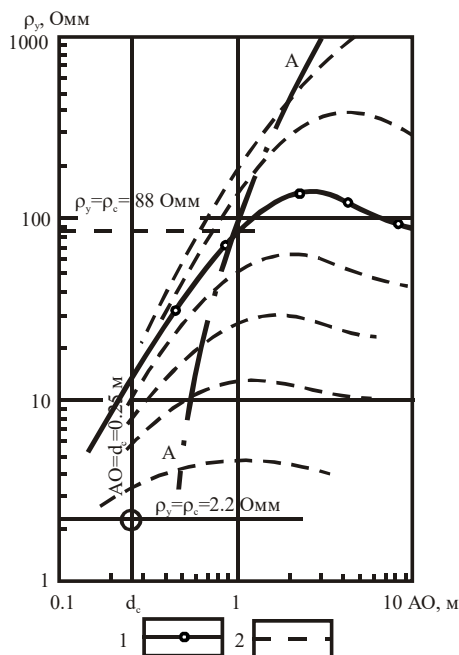


а – $h=\infty$; б – $h=d_c$, $\rho_{\text{вм}}=10 \rho_c$; I – типові криві зондування (позначені цифрами в душках): 1 – двошарові, 2 – тришарові криві підвищуючого проникнення $\rho_c < \rho_{\text{зп}} > \rho_{\text{п}}$, 3 – тришарові криві понижуючого проникнення $\rho_c < \rho_{\text{зп}} < \rho_{\text{п}}$;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

Рисунок 1.4 – Типи кривих бокового каротажного зондування

б) Інтерпретація двошарових кривих зондування в пластах великої товщини ($h > 5-6 \text{ м}$). Білогарифмічний бланк із нанесеним на ньому точок фактичної кривої зондування, яка має координати AO і ρ_y , зіставляється із палеткою двошарових кривих. Крива зондування побудована на логарифмічному бланку в системі координат $lg\rho_y$ і $lgAO$, повинна бути зіставлена з одною із кривих палетки в системі координат $lg(\rho_y/\rho_c) = lg\rho_y - lg\rho_c$ і $lg(AO/d_c) = lgAO - lgd_c$. 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 ρ_c і d_c , що називається хрестом фактичної кривої зондування із хрестом палетки, координати якої ρ_y/ρ_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 $\rho_y/\rho_c = \rho_{\text{п}}/\rho_c$ на палетці і точок $\rho_y = \rho_{\text{п}}$ на бланку.



- 1 – інтерпретуюча крива ($\rho_{п}/\rho_{с}=40$);
 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 ($\rho_{с} < \rho_{зп} > \rho_{п}$). При інтерпретації фактичну криву умовно ділять на праву і ліву вітки. Ліву вітку переважно прирівнюють до точок із $\rho_{у}$, які відповідають малим зондам, що в свою чергу характеризують зону проникнення, а праву – із значеннями $\rho_{у}$ записаними великими зондами – характеризують питомий опір пласта.

При співставленні фактичної кривої зондування із двошаровою палеткою знаходять модуль лівої вітки або відношення $\rho_{зп}/\rho_{с}$. Останнє дозволяє вибрати групу відповідних палеток тришарових кривих із таким або близьким модулем $\rho_{зп}/\rho_{с}$. Із даної групи за чітким накладанням із фактичною кривою зондування підбирається палетка із найбільш близькими значеннями модуля $D/d_{с}$. Питомий опір пласта знаходять за точкою ($\rho_{у} = \rho_{п}$) перетину фактичної кривої зондування із кривою AA палетки (Рис. 1.6).

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

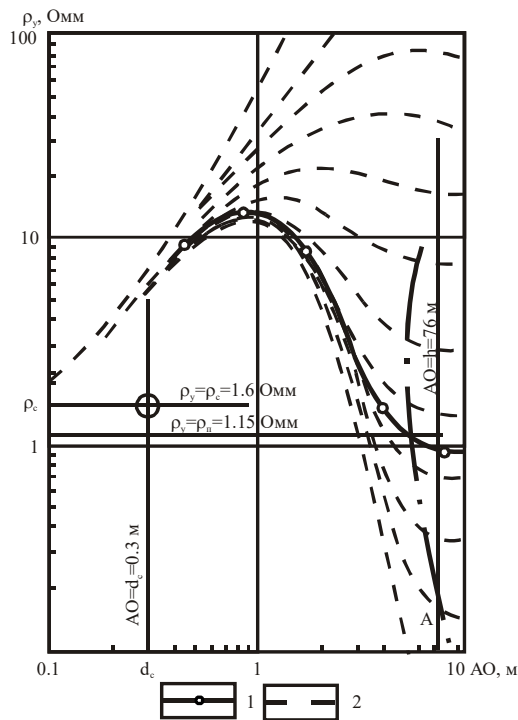
Таблиця 2.1 – Граничні значення $\rho_{зп}/\rho_{с}$ і $D/d_{с}$ еквівалентності кривих БКЗ.

$\rho_{зп}/\rho_{с}$	8	20	60	100	200
----------------------	---	----	----	-----	-----

D/d_c	2	3	5	6	8
---------	---	---	---	---	---

Якщо значення ρ_{zn}/ρ_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 ρ_{zn}/ρ_c правої вітки фактичної кривої зондування. Шукану величину ρ_{zn} визначають за положенням правої вітки кривої асимптоти на бланку.



1 – інтерпретуюча крива; 2 – палеточна крива

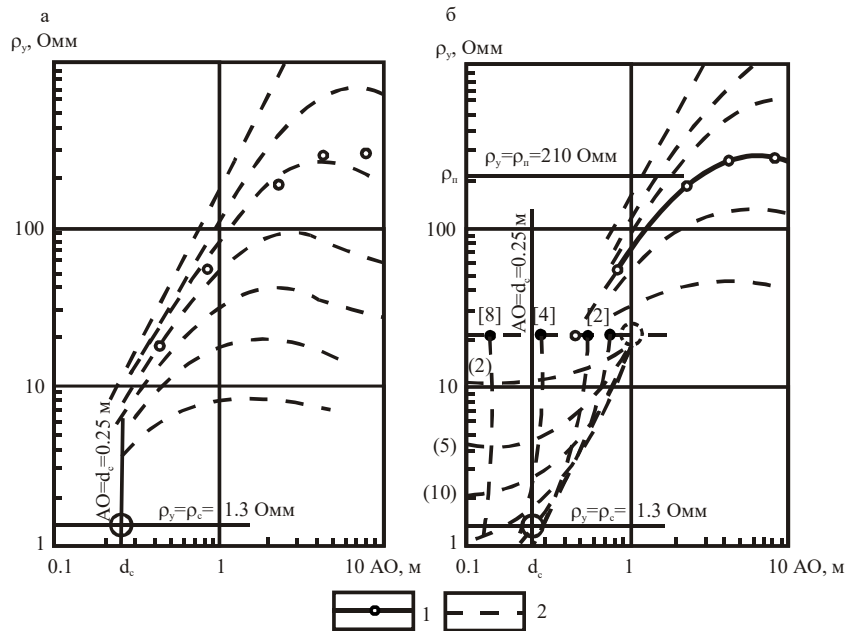
Рисунок 1.6 – Приклад інтерпретації тришарової кривої зондування

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.

г) *Інтерпретація тришарових кривих зондування в пластах великої товщини ($h > 6-7$ м) при понижувальному проникненні фільтрату ($\rho_c < \rho_{зп} < \rho_n$).* Крива цього типу з'являється із двошаровими 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 ρ_n знаходиться за перетином фактичної кривої зондування із кривою АА 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:

а) 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 вибрати кілька потужних однорідних непроникних пластів, значення питомого опору навпроти яких відповідає широкому діапазону зміни цього параметра.

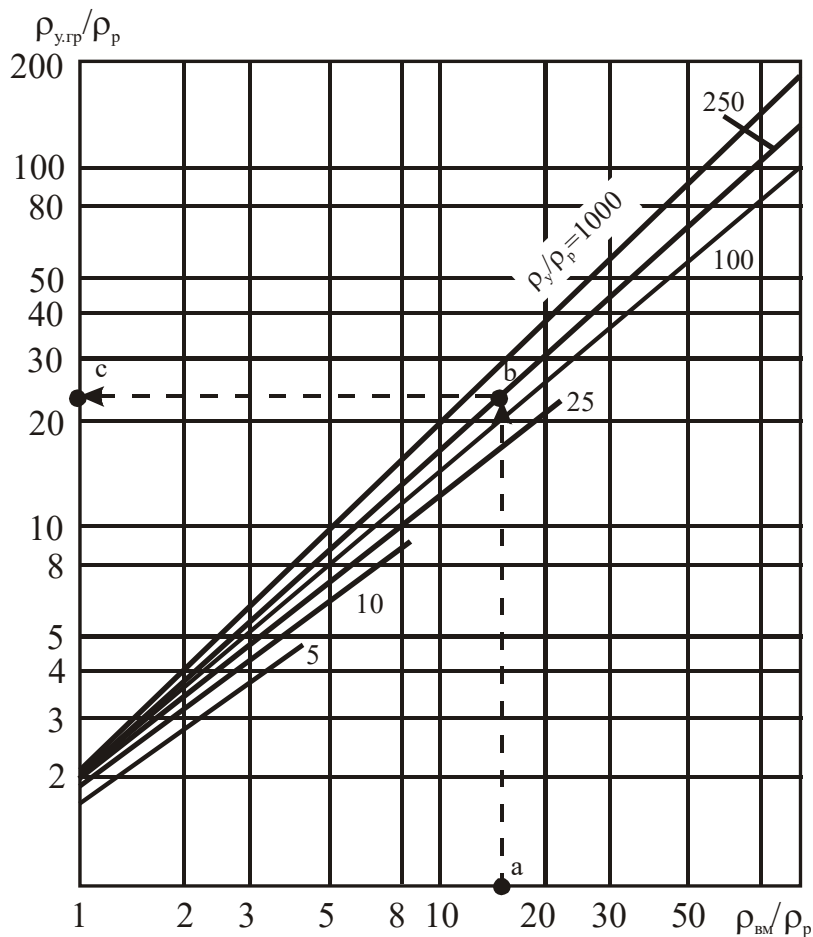
б) Виділення об'єктів інтерпретації для різних зондів БК практично проводиться однаково. Криві уявного опору, які отримані екранованими зондами симетричні відносно середини пласта. При різному опорі вміщуючи порід симетрія порушується: максимум кривої зміщується в сторону порід із великим опором, якщо 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 – ρ_y/ρ_c

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

в) Зняття характерних значень ρ_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 λ_y менший від 1.1. В таких випадках навпроти пласта знімають середньозважене по товщині значення $\rho_{y,ср}$. При $0.3 < \delta\rho_y < 0.7$, ($\lambda_y=1.1-1.23$) то:

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

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

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

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

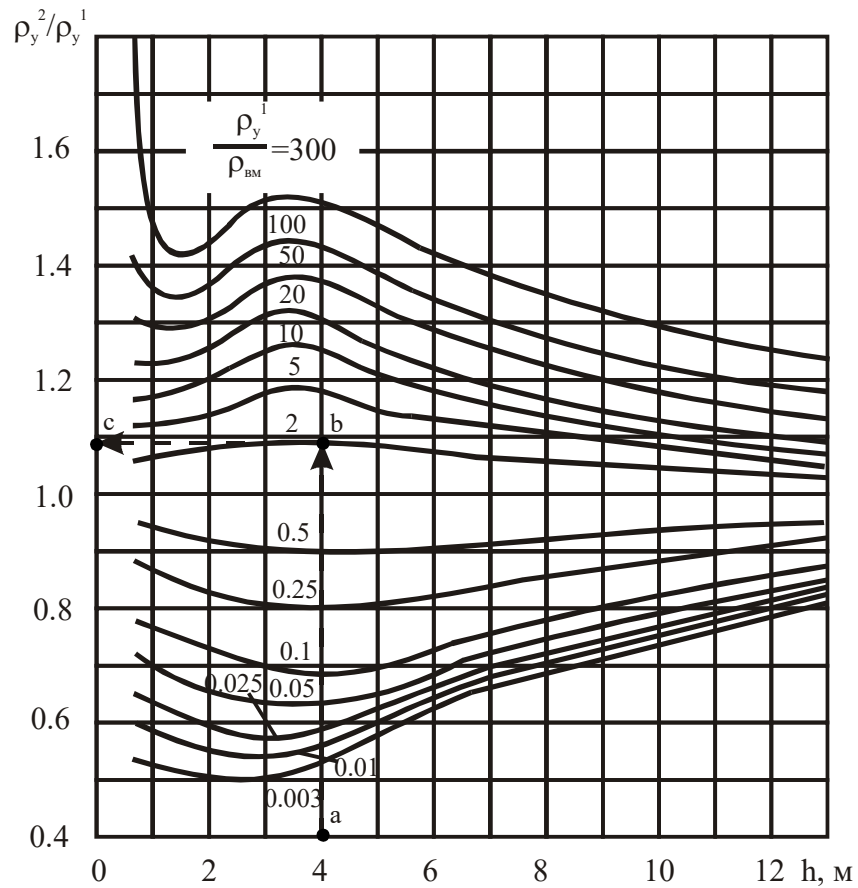
$d_c, \text{ м}$	0.2	0.25	0.3	0.35	0.4
b	1.31	1.39	1.48	1.56	1.64

д) Поправку за вплив ексцентриситету зонда у свердловині вводять у покази зонда із малим радіусом дослідження $БК_m$ в апаратурі БКС-2, БІК-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.).

е) Палетка для врахування товщини пласта при використанні апаратури АБК-Т, БІК-2 і БКС-2 містить набір кривих залежності $\rho_y / \rho_{вм}$ від товщини пласта h при сталих значеннях $\rho_y^\infty / \rho_{вм}$ (Рис. 2.2). Кожний набір кривих побудовано для певних значень $\rho_{вм} / \rho_c$. 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 $\rho_{вм} / \rho_c$ 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 – ρ_y^1/ρ_{BM}

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

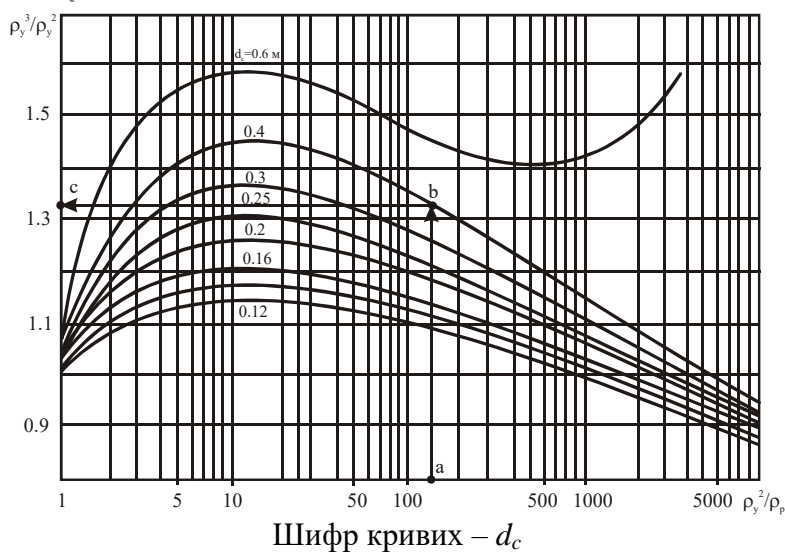


Рисунок 2.3 – Палетка для визначення поправки за діаметр свердловини (БМ-3)

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

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:

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

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

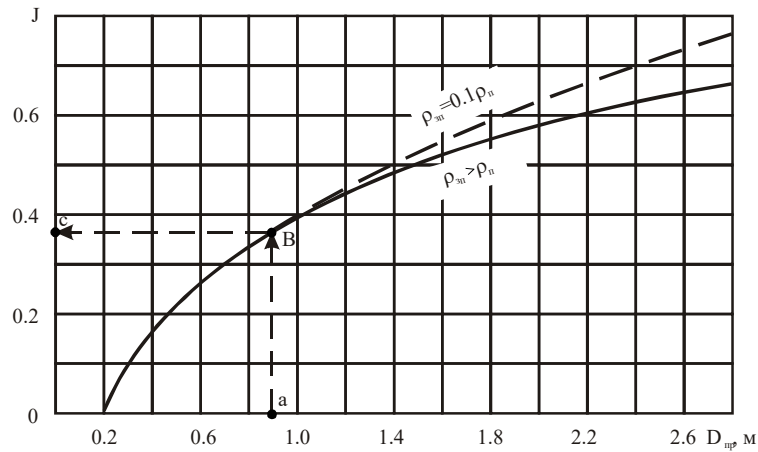


Рисунок 2.4 – Залежність псевдогеометричного фактору J зони проникнення від її приведенного діаметру

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 поправки за обмежену товщину пласта відповідно до п. *е*.
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 ρ_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 опорів, 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 σ_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 σ_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 σ_y .

При великій різниці провідності зовнішніх вміщуючих пластів, крива σ_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 σ_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.

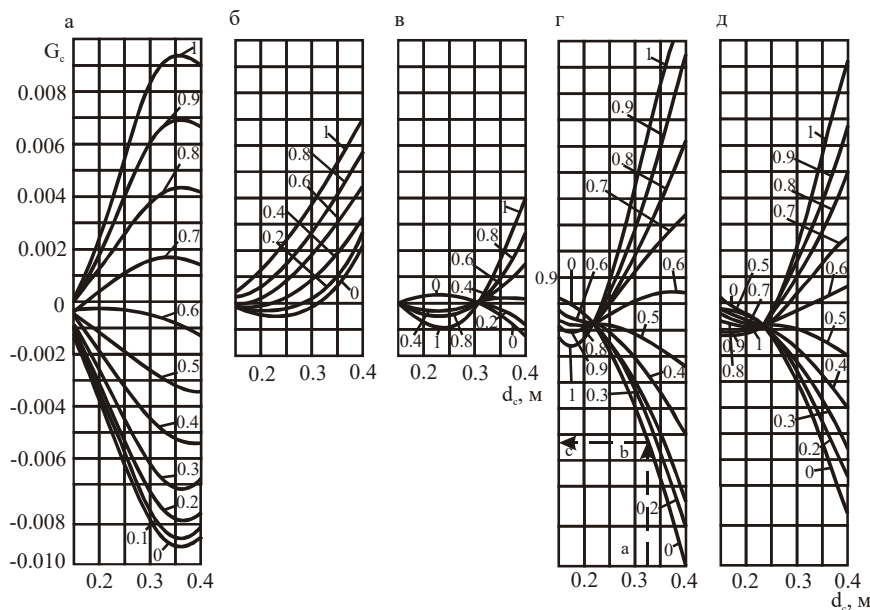
В залежності від товщини пласта і його будови, отримують відповідні значення уявної електропровідності на кривих ІК:

- 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 – 4І1, в – 8І1.4, 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 ε_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 ε_3 значення G_c і за співвідношенням:

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

де σ_p – питома електропровідність промивної рідини.

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

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

г) Врахування скін-ефекту. Це врахування дозволяє перейти від знятого з діаграми значення σ_y до значення ρ_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 σ_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 ρ_y визначають ρ_y^∞ . Якщо фактичний опір вміщуючих порід $\rho_{\text{вм}}$ не відповідає жодному з шифрів палетки, то тоді ρ_y^∞ визначають за двома

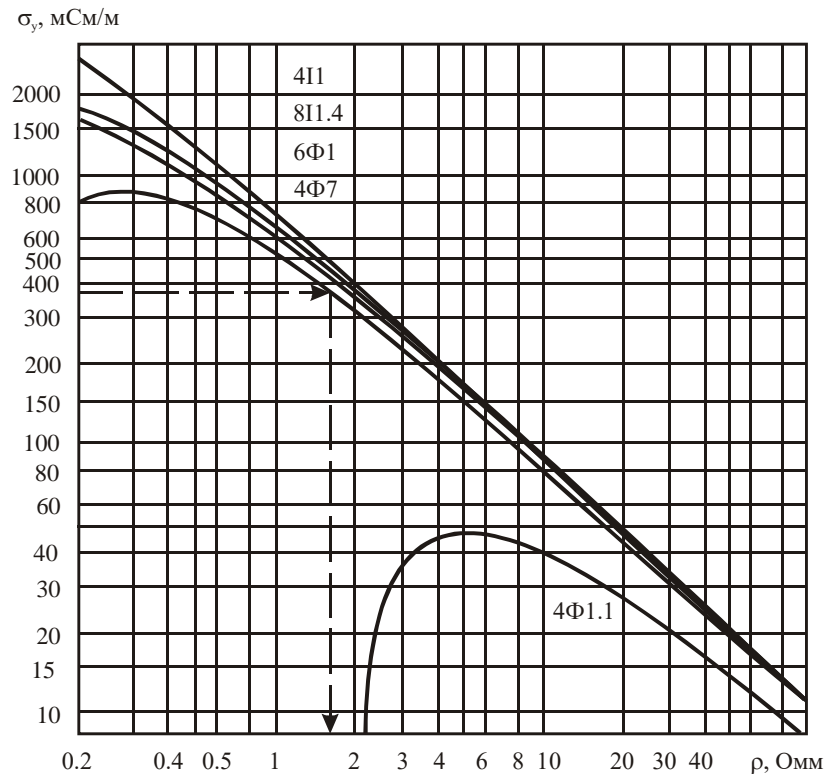


Рисунок 3.2 – Палетка для визначення поправки за вплив скін-ефекту на покази ІК

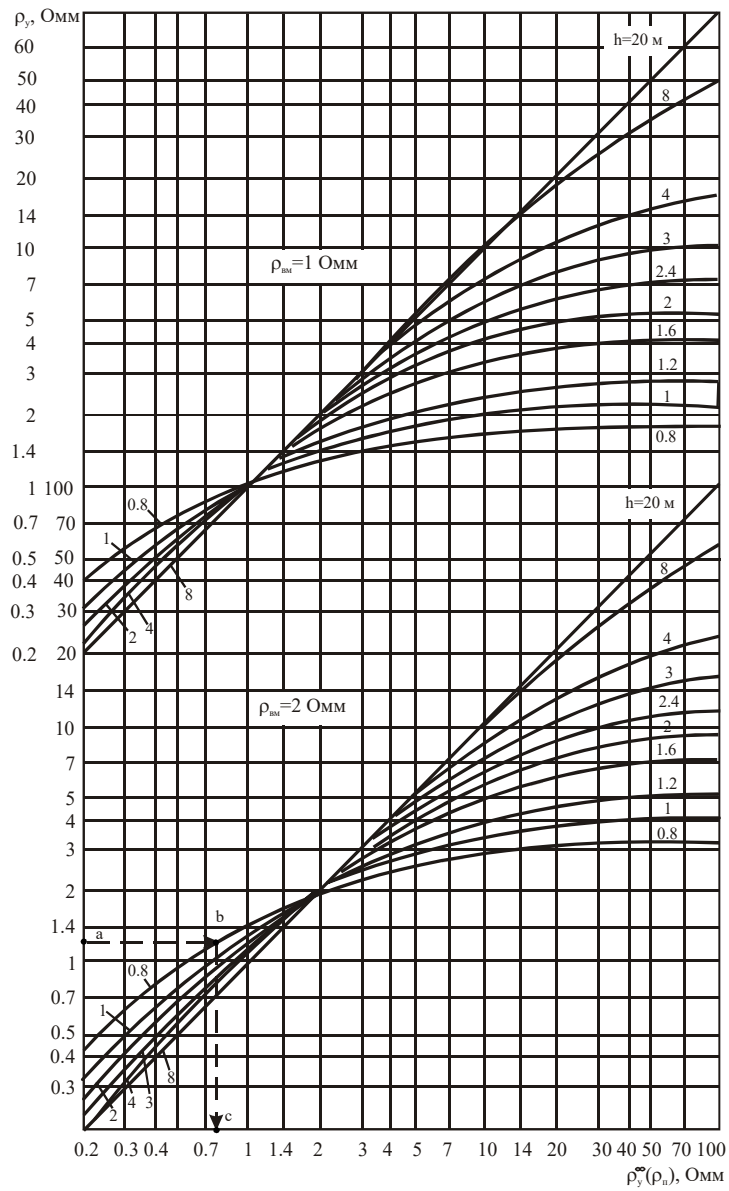


Рисунок 3.3 – Палетка для визначення поправки за товщину пласта (прилад ПК-1М)

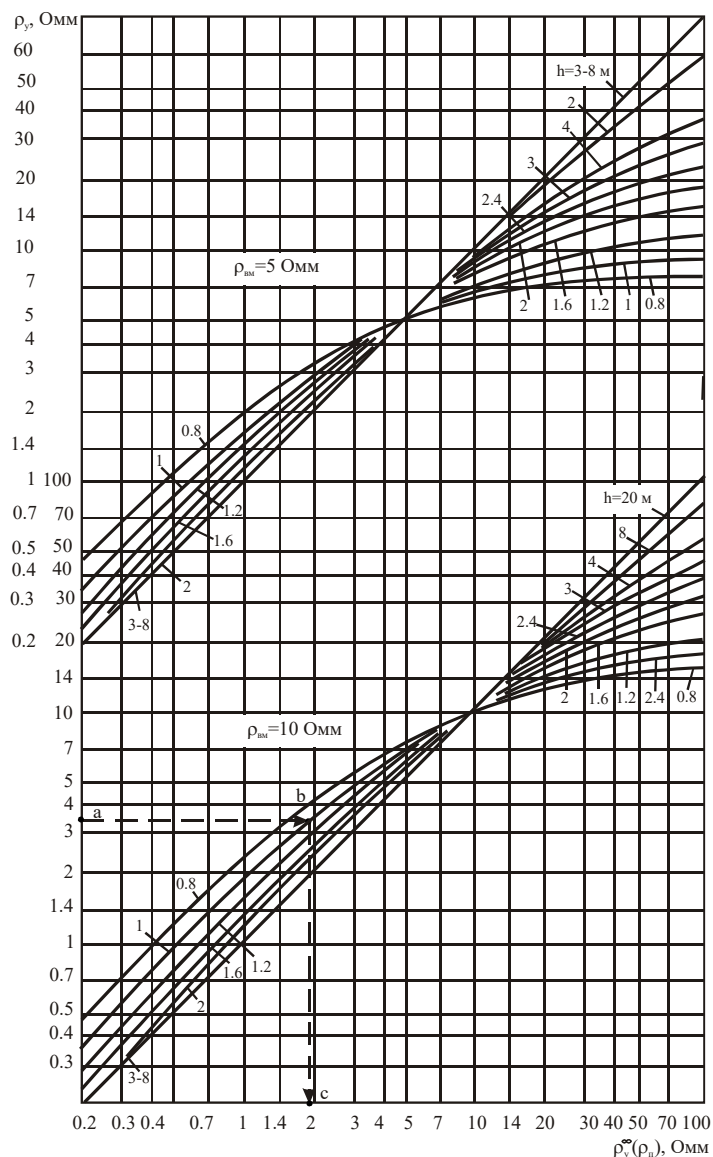


Рисунок 3.4 – Палетка для визначення поправки за товщину пласта (прилад ПІК-1М)
 палетками із ближніми значеннями $\rho_{\text{вм}}$ і за допомогою лінійної інтерполяції знаходять результат, який відповідає фактичному значенню $\rho_{\text{вм}}$.

е) **Врахування зони проникнення.** Необхідно скористатися спеціальними палетками, які представляють собою групу кривих залежностей ρ_y від $\rho_{\text{п}}$ або σ_y від $\sigma_{\text{п}}$.

Криві розбиті на групи для певних значень діаметра зони проникнення D та її опору $\rho_{\text{зп}}$. 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 ρ_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 ($\rho_{y_{МГЗ}} < \rho_{y_{МПЗ}}$). Покази $\rho_{y_{МГЗ}}$ мікроградієнт-зонда, який має меншу глибину дослідження, визначаються опором глинистої кірки $\rho_{ГК}$, до якої прилягає башмак мікрозонда. Значення $\rho_{ГК}$ наближено рівне ρ_p , а уявний опір мікроградієнт-зонда – вищий ніж ρ_y в каверні. Покази МПЗ, який має більшу глибину дослідження, залежать від опору промитої зони пласта-колектора $\rho_{ПП}$. 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. Тоді покази двох мікрозондів співпадають.

У результаті кількісної інтерпретації діаграм мікрозондів можна оцінити питомий опір промитої зони пласта-колектора $\rho_{ПП}$. Для цього використовують спеціальні палетки, які представляють собою групу кривих $\rho_{y_{МГЗ}}/\rho_{ПП} = f(\rho_{y_{МПЗ}}/\rho_{ПП})$ для заданих значень $\rho_{ПП}/\rho_{П}$ і товщини проміжного шару $h_{П}$. З діаграм знімають значення $\rho_{y_{МГЗ}}$ і $\rho_{y_{МПЗ}}$ в інтервалі у якому проводяться дослідження. За величиною ρ_p для даного інтервалу свердловини та за

допомогою групи кривих (Рис. 4.1) визначають $\rho_{тк}$.

За діаметром свердловини d_c вибирається найбільш достовірна палетка і на ній знаходять модуль кривої μ (Рис. 4.2), який проходить через точку з відомими координатами $\rho_{у мтз}/\rho_{ш}$ і $\rho_{у мпз}/\rho_{ш}$. За величиною даного значення розраховують значення $\rho_{пш}=\mu \cdot \rho_{ш}$.

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.

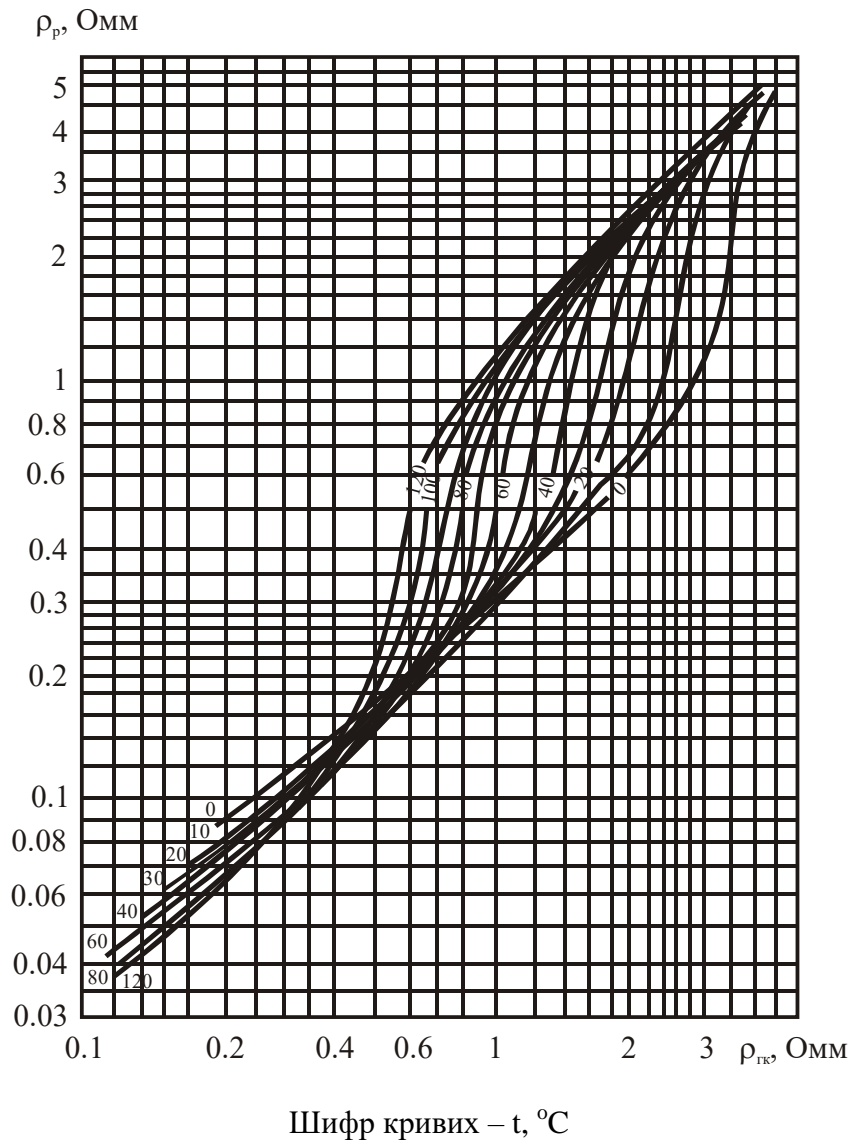


Рисунок 4.1 – Залежність питомого електричного опору глинистої кірки $\rho_{ГК}$ від опору промивної рідини ρ_p при різних температурах

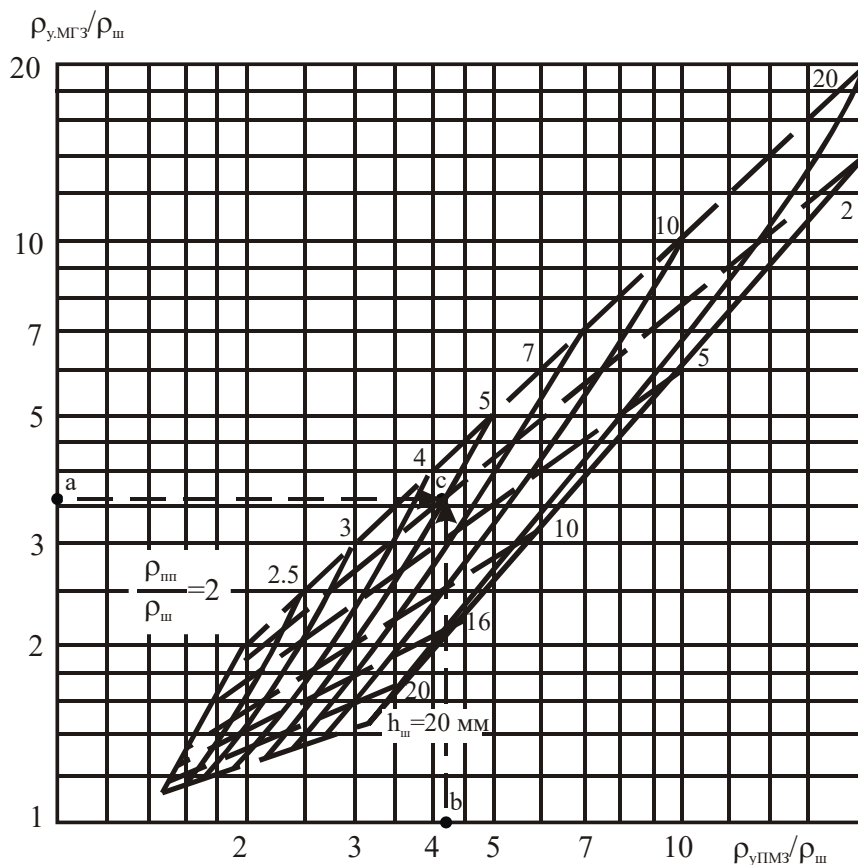


Рисунок 4.2 – Визначення $\rho_{ш}$ за даними МК

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 $\rho_{y,ср}$, якщо покази навпроти окремих пластів відрізняються не більше ніж на $\pm 25\%$ від $\rho_{y,ср}$.

При великій неоднорідності пласта відраховується середньогармонічне значення уявного опору:

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

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.

г) За значенням ρ_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	6	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:

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

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 ≥ 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*.

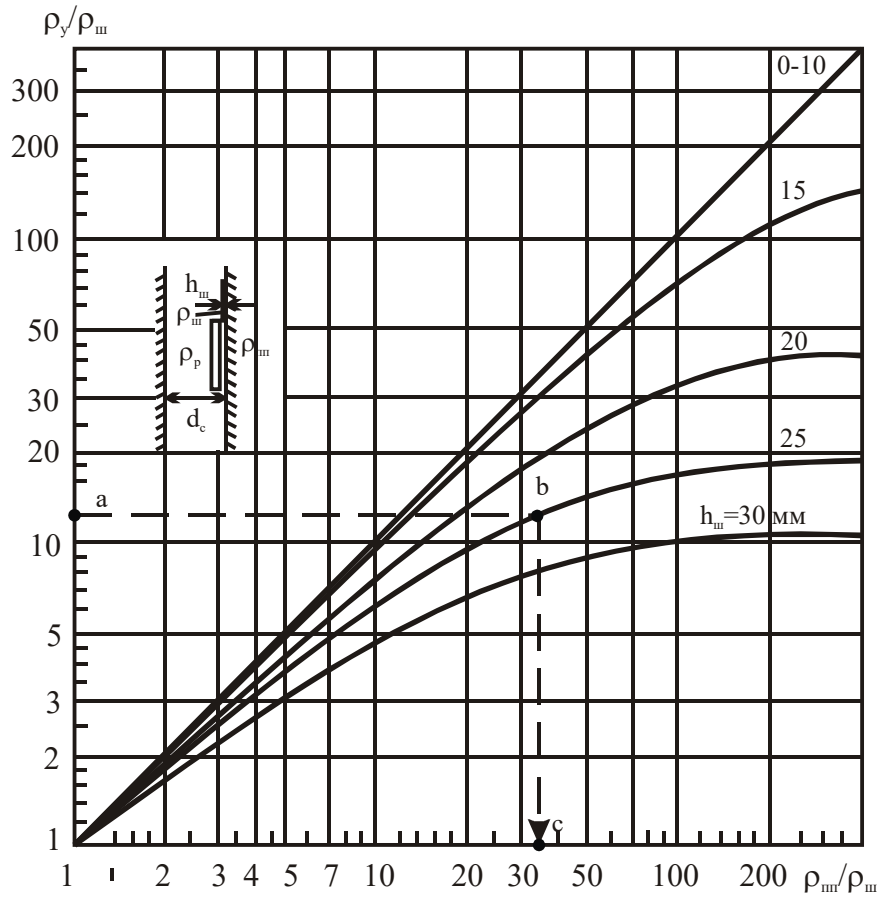


Рисунок 4.3 – Визначення $\rho_{ш}$ за даними БМК ($\rho_{ш} \geq 0.5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$)

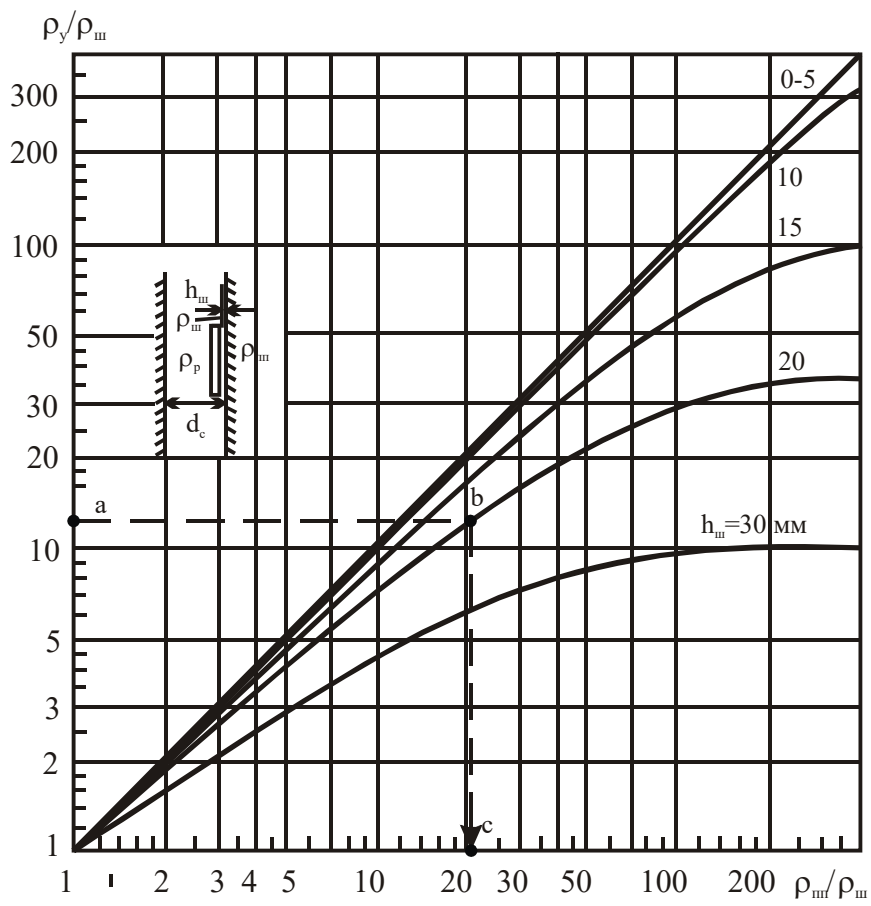


Рисунок 4.4 – Визначення $\rho_{ш}$ за даними БМК ($\rho_{ш}=0.2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$)

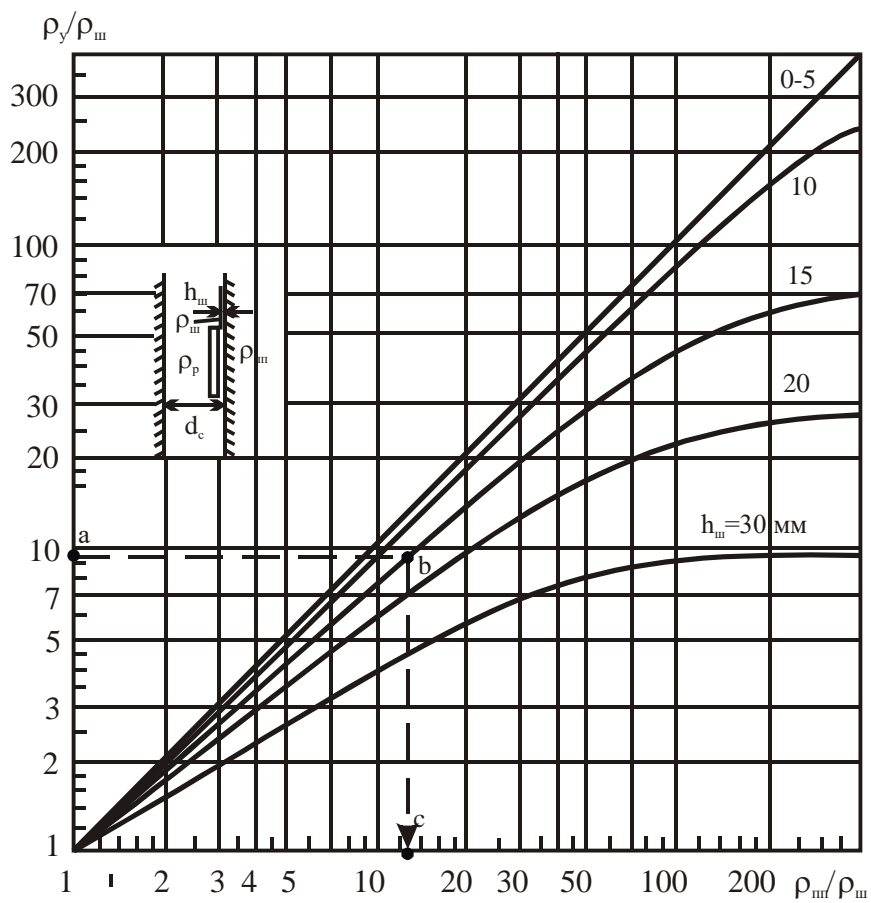


Рисунок 4.5 – Визначення $\rho_{ш}$ за даними БМК ($\rho_{ш}=0.1 \text{ Ом}\cdot\text{м}$)

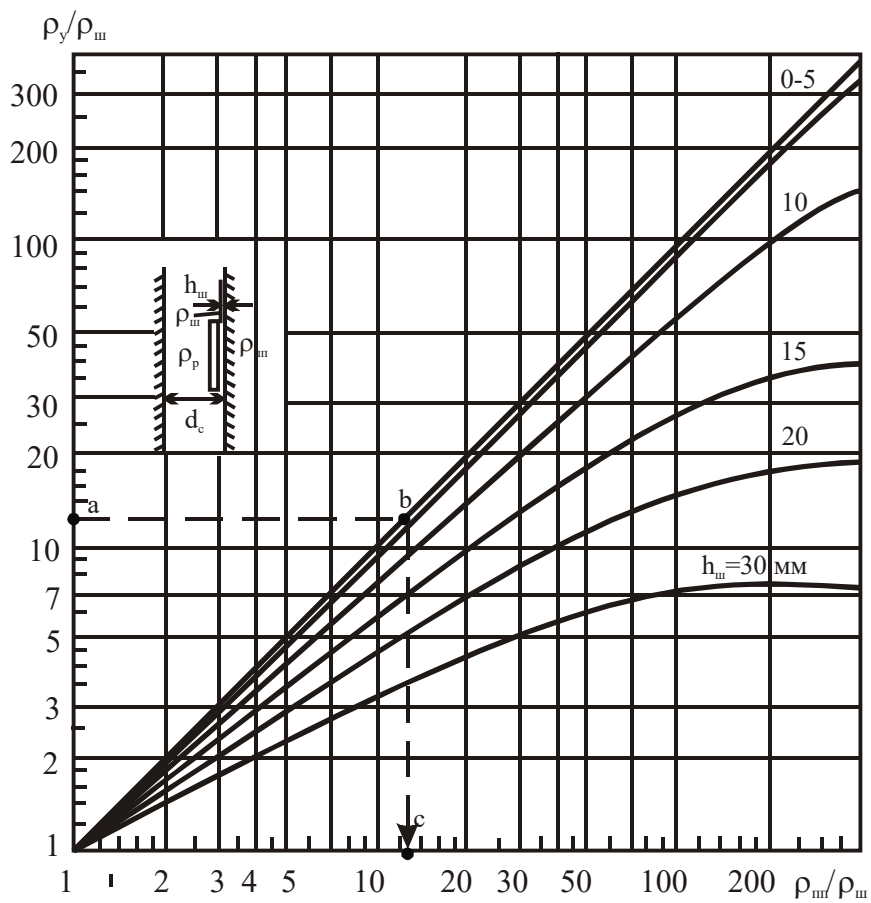


Рисунок 4.6 – Визначення $\rho_{ш}$ за даними БМК ($\rho_{ш}=0.05 \text{ Ом}\cdot\text{м}$)

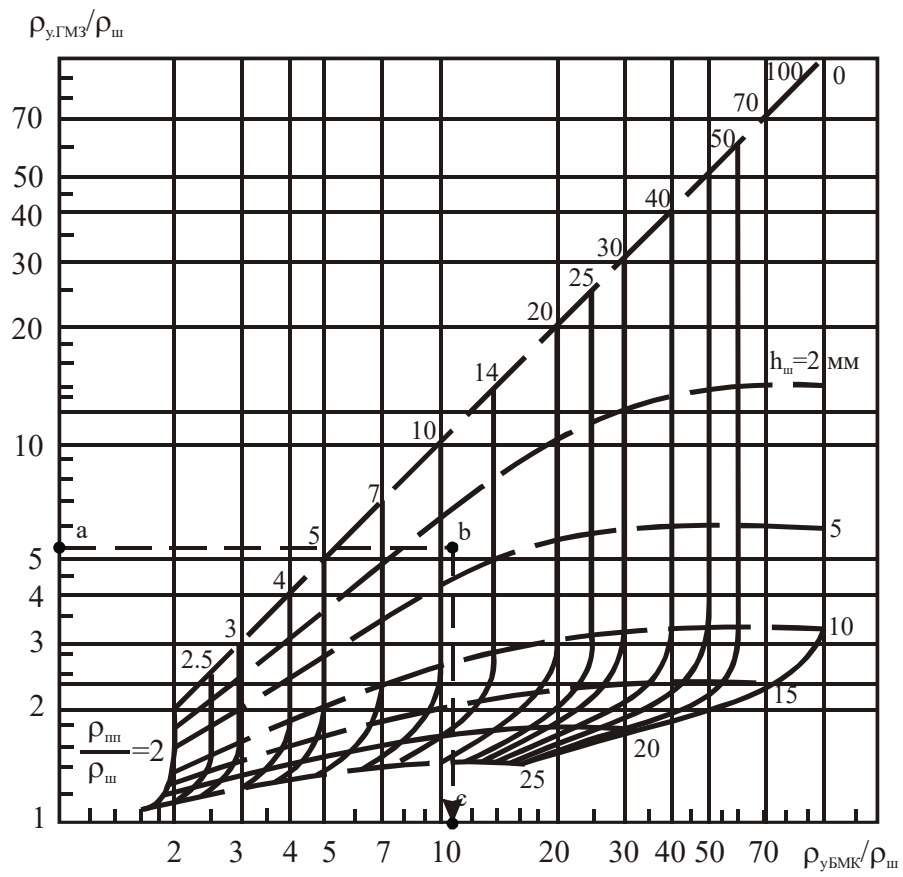


Рисунок 4.7 – Визначення $\rho_{ш}$ і $h_{ш}$ за даними мікроградієнт-зонда і БМК

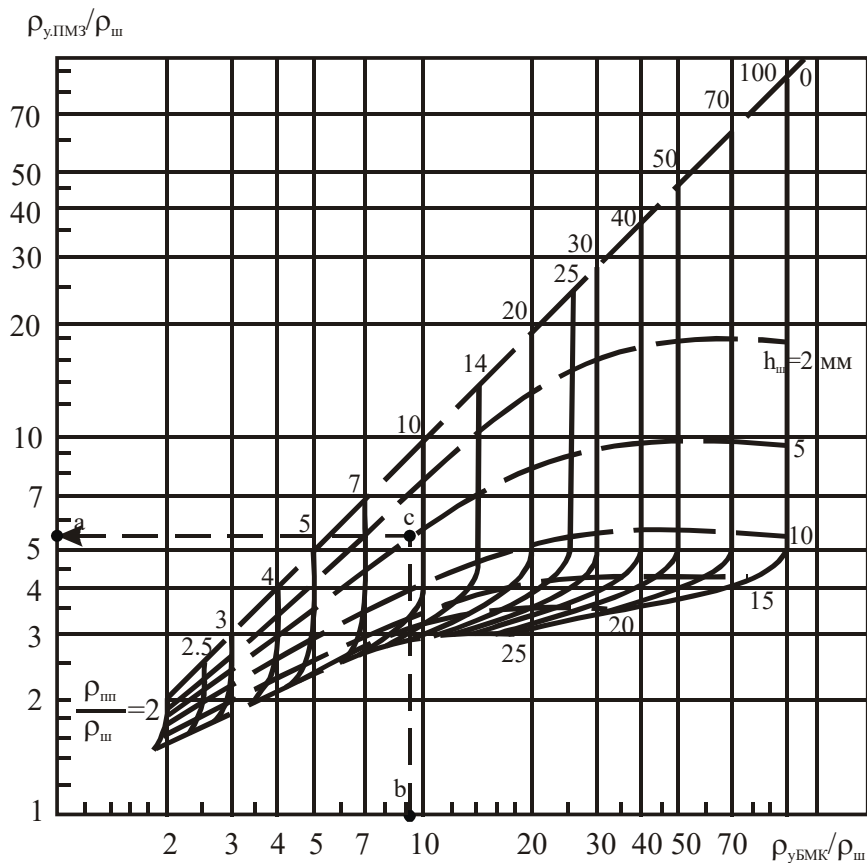


Рисунок 4.8 – Визначення $\rho_{ш}$ і $h_{ш}$ за даними мікропотенціал-зонда і БМК

3. Із виділених пластів зняти характерні значення $\rho_{у\text{ МГЗ}}$, $\rho_{у\text{ МПЗ}}$ та $\rho_{у\text{ МБК}}$ уявного опору у відповідності до п. в.
4. Знайти питомий опір глинистої кірки $\rho_{тк}$ у відповідності до п. з.
5. Знайти товщину проміжного шару $h_{ш}$ у відповідності до п. д.
6. Знайти дійсний опір промитої 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 $\rho_{тк}$?
5. Що таке проміжний шар?

6. Як визначається товщина проміжного шару $h_{ш}$?
7. Як визначається дійсний опір промитої зони пласта $\rho_{пн.}$ 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 $2-5 \cdot 10^{-5}$ 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 $K_{глі1}$ у породі пелітового матеріалу – частинок розміром менше за 0.01 мм незалежно від їхнього мінерального складу, в іншому – вміст $K_{глі2}$ глинистих мінералів, основною особливістю яких можна вважати наявність хімічно зв'язаної води, в третьому – (у карбонатних відкладах) вміст $K_{глі3}$ нерозчинного залишку.

Обробка каротажних діаграм методу ПС включає такі етапи:

а) 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 ρ_v використовують аномалію СП навпроти пласта чистого пісковику 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} , $T_{пл}$, ρ_ϕ , розв'язують його відносно ρ_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 $V_{СП}$, для заданих відношень ρ_n/ρ_p 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_p , 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 $\alpha_{СП} = \Delta U_{СП}/\Delta U_{СП}^{max} = f(K_p)$ (Рис.

5.2) знаходять значення $\alpha_{СП}$, яке відповідає коефіцієнту пористості і $\Delta U_{СП,оп}$ приводиться до $\Delta U_{СП}^{max}$:

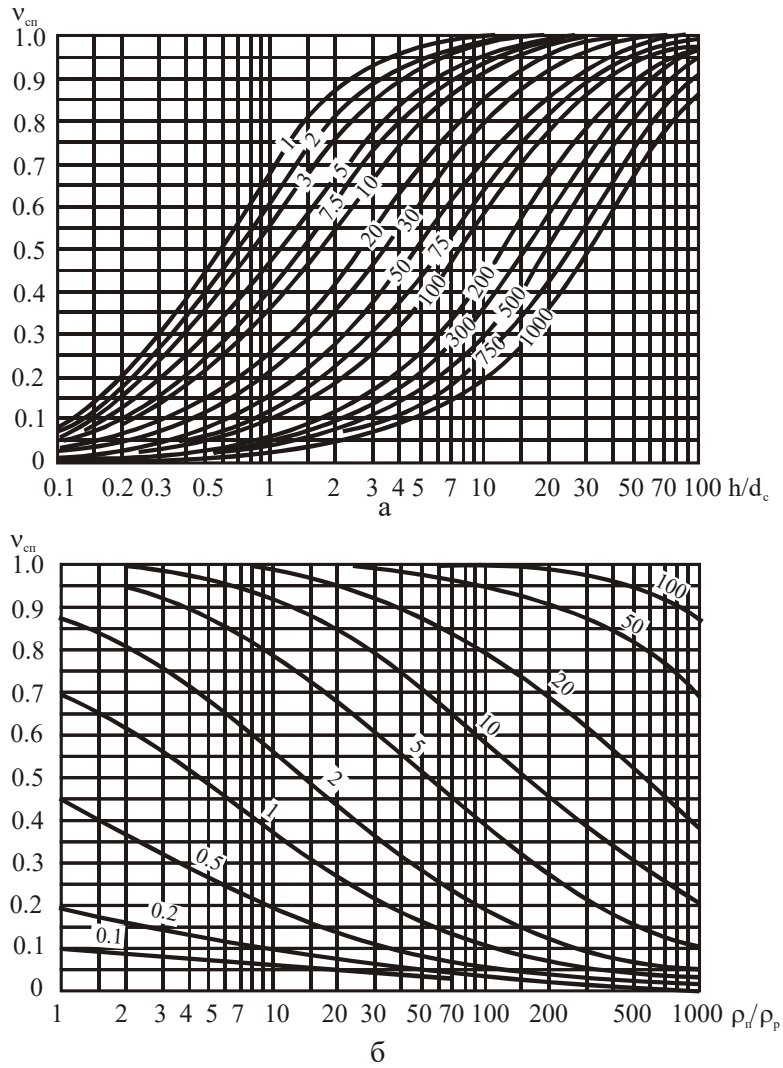
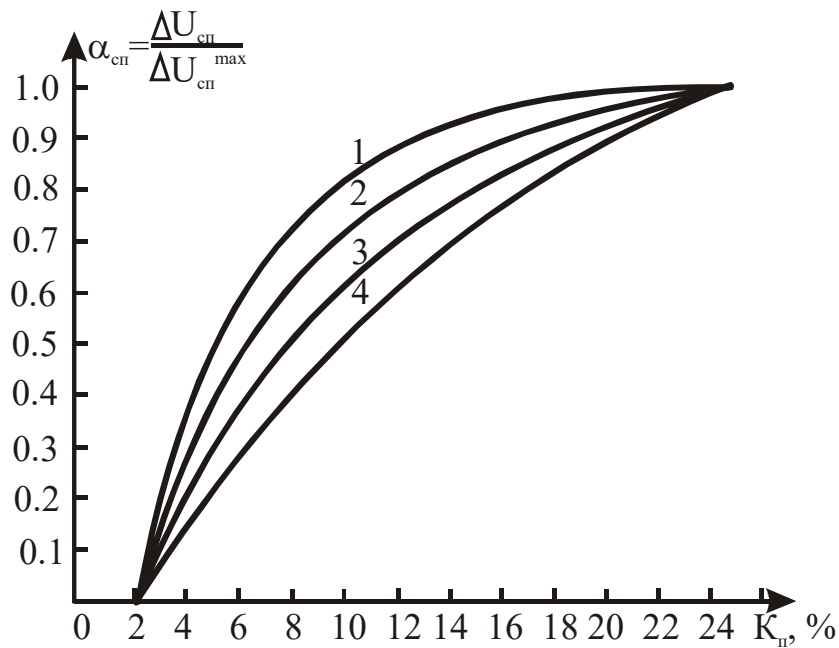


Рисунок 5.1 – Криві залежності а – $v_{СП}=f(h/d_c)$ при $\rho_n/\rho_p=const$ (шифр кривих); б – $v_{СП}=f(\rho_n, \rho_p)$ при $h/d_c=const$ (шифр кривих); $\rho_n=\rho_{ВМ}$



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 ΔU_{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_{CP} , після чого розраховують виправлені значення амплітуд:

$$\Delta U_{CP}^{\infty} = \frac{\Delta U_{CP}}{V_{CP}} . \quad (5.5)$$

Тоді розраховують відношення $\Delta U_{CP}^{\infty} / \Delta U_{CP}^{\max}$ 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:

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

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.

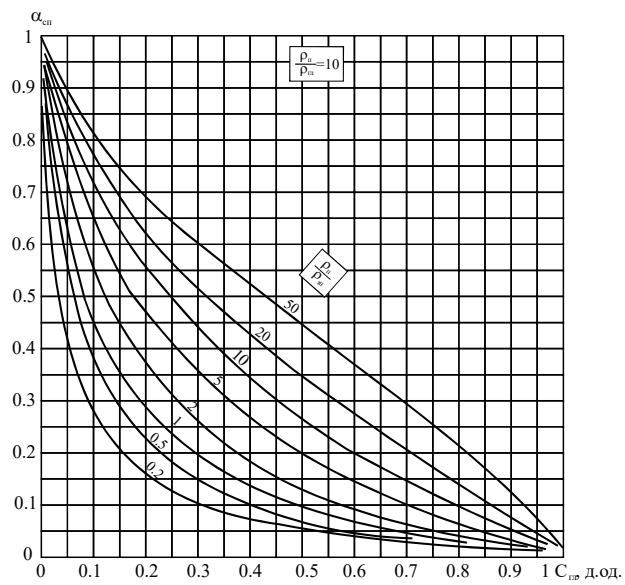
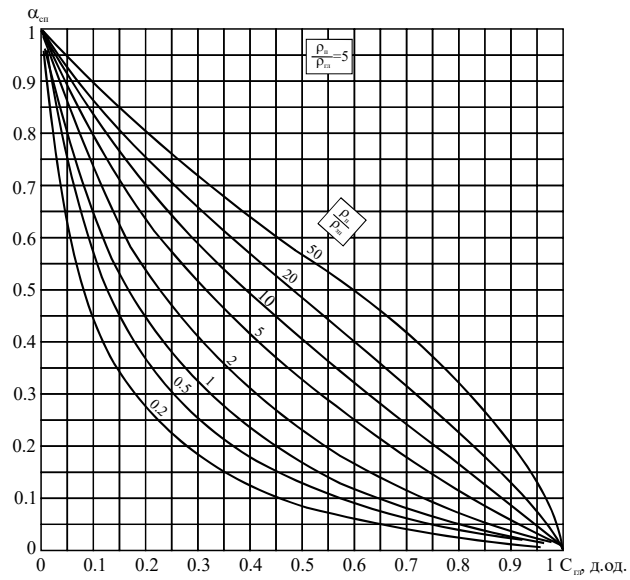


Рисунок 5.3 – Розрахункова залежність $\alpha_{СП}=f(C_{2л})$ для піщаників

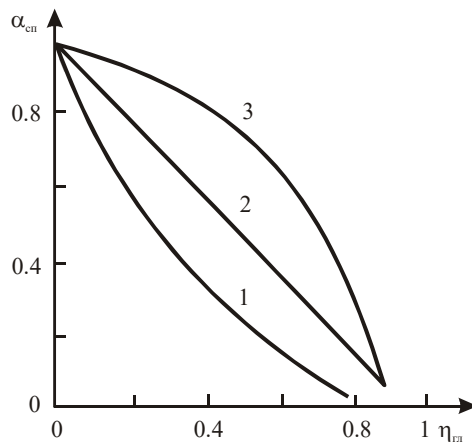
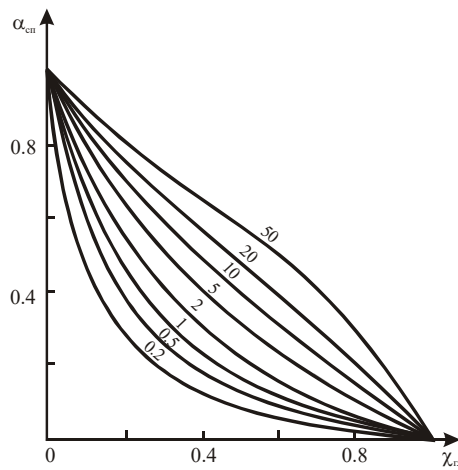


Рисунок 5.4 – Кореляційна залежність $\alpha_{СП}=f(\eta_{СП})$ для теригенних відкладів з високою (1), середньою (2), низкою (3) активністю глинистого матеріалу і низкою (1), середньою (2), високою (3) мінералізацією пластових вод



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

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 ΔU_{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 ρ_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

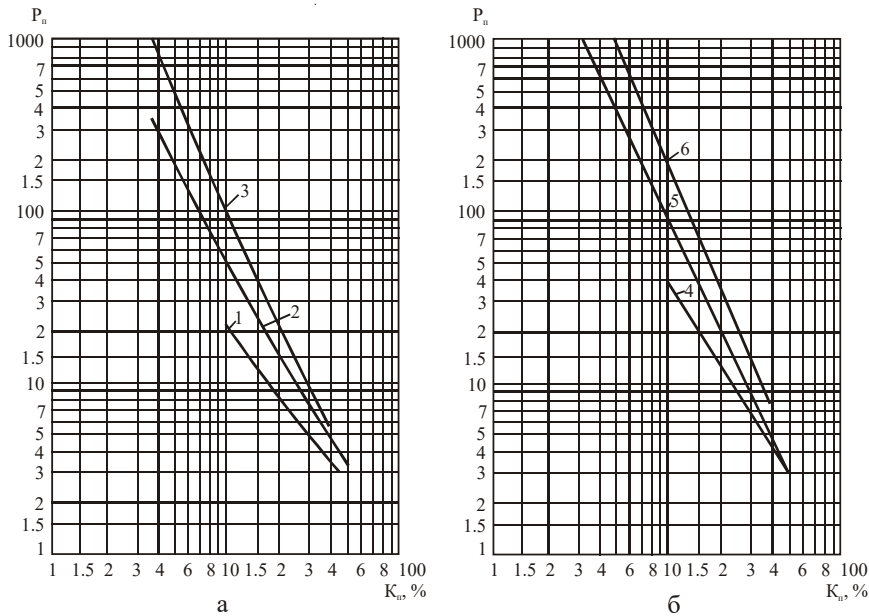
Коефіцієнт пористості гірських порід можна визначити за допомогою різних електричних або радіоактивних методів дослідження розрізів нафтогазових свердловин. Однак ефективність цих розрахунків в конкретних геологічних умовах для різних методів неоднакова. При вивченні піщано-глинистих порід-колекторів 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:

$$P_n = \frac{\rho_{вп}}{\rho_v}, \quad (6.2)$$

де $\rho_{вп}$ – опір водоносного пласта при його 100 %-му насиченні водою, Ом·м; ρ_v – 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 $\rho_{пп}$ для чистого неглинистого водоносного колектора параметр пористості P_n визначається за формулою:

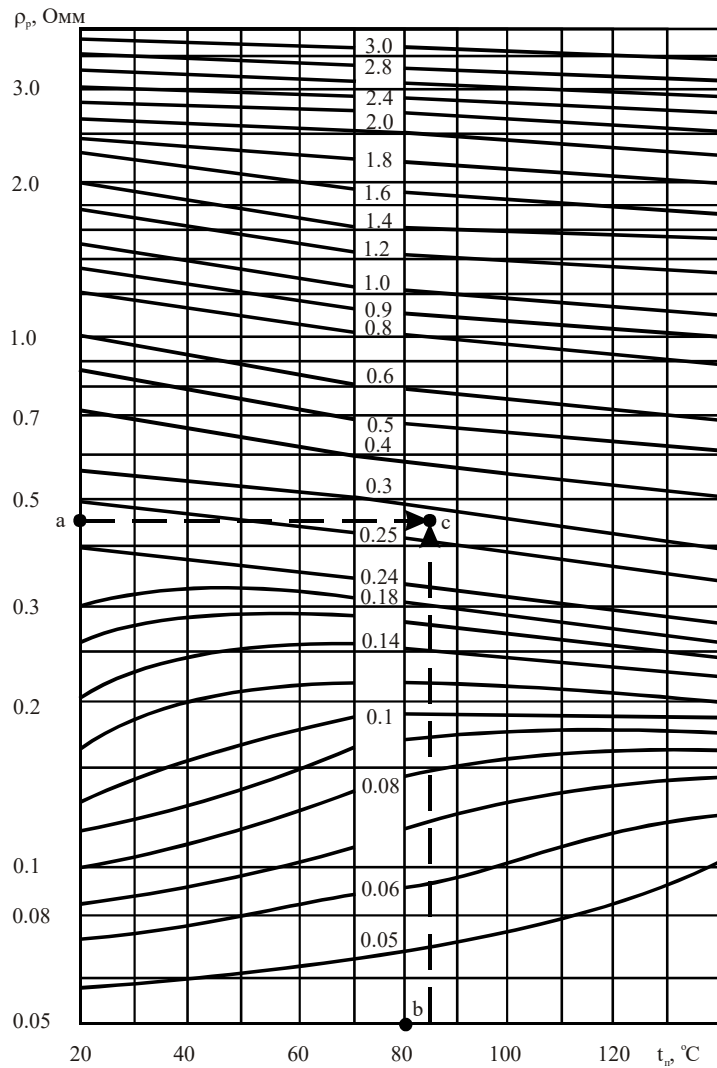
$$P_n = \frac{\rho_{nn}}{\rho_\phi}, \quad (6.3)$$

де ρ_ϕ – опір фільтрату промивної рідини, Ом·м. Він визначається за допомогою спеціального графіка (Рис. 6.2).

У глинистому колекторі параметр пористості рівний:

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

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



Шифр кривих – ρ_ϕ , Ом·м

Рисунок 6.2 – Залежність питомого електричного опору фільтрату промивної рідини від опору промивної рідини при різних температурах

Параметр P_n визначається для заданого питомого опору фільтрату промивної рідини ρ_ϕ , враховуючи глинистість колектора $C_{гл}$, або геофізичні параметри ($\alpha_{пс}$, ΔI_γ), які побічно залежать від глинистості.

У 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 за формулою:

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

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 Π_n :

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

6.1.3 Визначення коефіцієнта пористості за даними опору зони проникнення пласта

При визначенні пористості за даними питомого опору зони проникнення ρ_{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 із 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 ρ_{ϕ} і ρ_{ϵ} 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:

$$\rho_{\phi\epsilon} = \frac{\rho_{zn}}{\Pi_n \cdot P_n} = \frac{\rho_{zn}}{\Pi_n} \cdot \frac{\rho_{\epsilon}}{\rho_{\phi n}}. \quad (6.11)$$

6.1.4 Визначення коефіцієнта нафтогазонасиченості

Коефіцієнти нафтонасичення K_n і газонасичення K_g порід визначаються за параметром насичення $P_n(P_g)=\rho_{np}/\rho_{вп}$. Для розрахунку P_n необхідно знати питомий опір нафтоносної або газоносної породи ρ_{np} , що досліджується, та її опір $\rho_{вп}$ при 100 %-му насиченні пор пластовою водою.

Опір ρ_{np} нафтоносної породи визначається за допомогою діаграм уявного та ефективного опорів. Опір $\rho_{вп}$ розраховується за даними коефіцієнта пористості K_p породи та опору пластових вод ρ_w :

$$\rho_{en} = P_n \rho_e, \quad (6.12)$$

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

Після визначення ρ_{np} і $\rho_{вп}$ розраховується величина параметра насичення:

$$P_n = \frac{\rho_{np}}{\rho_{en}}. \quad (6.13)$$

Величина параметра насичення практично не залежить від коефіцієнта пористості колекторів даного типу і є обернено-степенною функцією коефіцієнта водонасичення K_b породи:

$$P_n = \frac{a}{K_b^n}, \quad (6.14)$$

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.

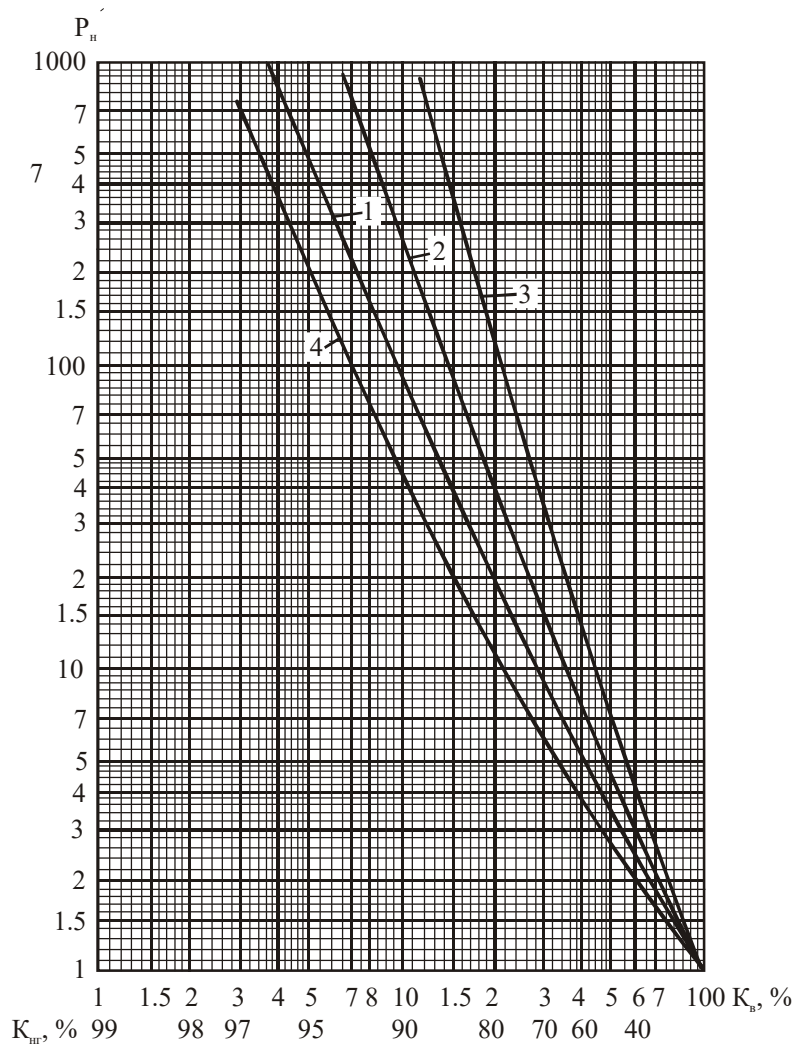
Коефіцієнт водонасичення пов'язаний із коефіцієнтом нафтогазонасичення наступним чином:

$$K_{ng} = 1 - K_b. \quad (6.15)$$

За розрахованим значенням P_n визначаються коефіцієнти K_n або K_g ($K_{ng}=1-K_b$) (при атмосферному тиску) за номограмою (Рис. 6.3).

Зокрема, наприклад, для $P_n=90$ будуть отримані наступні значення K_b і K_n :

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



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_w (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° , за даними виміру уявного опору великими зондами визначається повздовжній питомий опір $\rho_{t, n}$ пачки. При цьому для нафтогазонасної глинистої породи:

$$\rho_{нн,з} = \rho_{т.н} = \frac{\rho_{зл} \cdot \rho_{нп}}{(1 - \chi_{зл}) \cdot \rho_{зл} + \chi_{зл} \cdot \rho_{нп}}, \quad (6.16)$$

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

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

$$\rho_{вн,з} = \rho_{т.в} = \frac{\rho_{зл} \cdot \rho_{вп}}{(1 - \chi_{зл}) \cdot \rho_{зл} + \chi_{зл} \cdot \rho_{вп}}, \quad (6.17)$$

де $\rho_{т.в}$ – питомий повздовжній опір пачки.

Таким чином, у глинистих пісках і піщаниках величина відношення:

$$\frac{\rho_{нн,з}}{\rho_{вн,з}} = P_{н,з} = \frac{\rho_{нп} (1 - \chi_{зл}) \cdot \rho_{зл} + \chi_{зл} \cdot \rho_{вп}}{\rho_{вп} (1 - \chi_{зл}) \cdot \rho_{зл} + \chi_{зл} \cdot \rho_{нп}} \quad (6.18)$$

не дорівнює параметру насичення $P_{н}$.

Розв'язуючи рівняння (6.18) відносно $P_{н} = \rho_{нп} / \rho_{вп}$, одержимо:

$$\begin{aligned} P_{н} &= P_{н,з} \frac{(1 - \chi_{зл}) \cdot \rho_{зл}}{(1 - \chi_{зл}) \cdot \rho_{зл} - (P_{н,з} - 1) \chi_{зл} \cdot \rho_{вп}} = \\ &= P_{н,з} \frac{1}{1 - (P_{н,з} - 1) \frac{\chi_{зл} \cdot \rho_{вп}}{1 - \chi_{зл} \cdot \rho_{зл}}}. \end{aligned} \quad (6.19)$$

З формули (6.19) випливає, що дійсне значення $P_{н}$ завжди більше величини $P_{н,г}$ розрахованої за даними відношень питомих опорів, які виміряні у свердловині в нафтогазонасному 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 $P_{н}$ може бути виконаний за наближеною формулою:

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

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 незміненої 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.

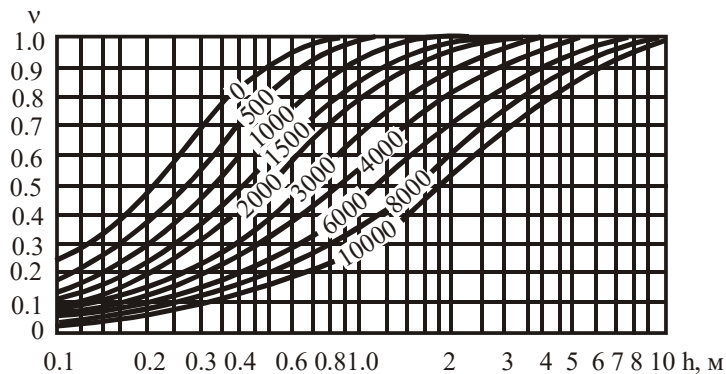
в) Виміряна інтенсивність приводиться до умовної необмеженої товщини пласта за допомогою поправки ν (Рис. 7.1). Для визначення цієї поправки необхідно мати потужність пласта h , швидкість реєстрації діаграми ГК ν і сталу часу τ . Тоді:

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

де $I_{\gamma, \text{в.м}}$ – інтенсивність гамма-випромінювання нижче лежачих вмшуючи порід.

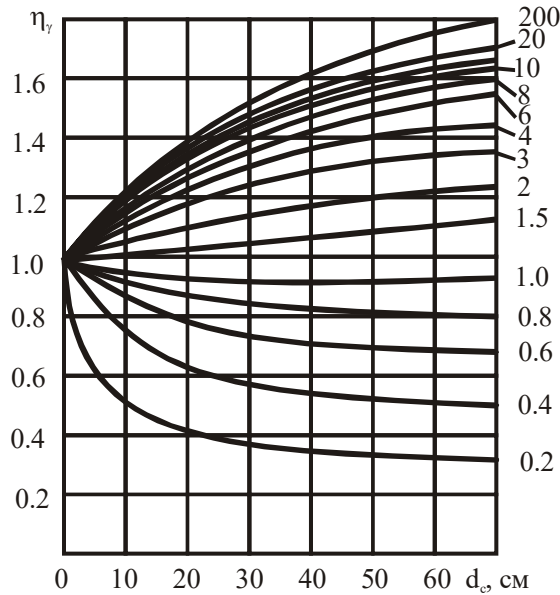
Дана поправка вноситься тільки при інтерпретації глинистих пластів.

г) Отримана інтенсивність $I_{\gamma, \infty}$ приводиться до стандартних свердловинних умов $I_{\gamma, \text{ст}}$ за допомогою поправки η . 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 $I_{\gamma, \text{ф}}$ апаратурного і космічного фону. Поправка η_{γ} (Рис. 7.2) вводиться в покази без фону за формулою:



Шифр кривих – $\nu \cdot \tau$

Рисунок 7.1 – Криві залежності $\nu=f(h)$



Шифр кривих – γ_n/γ_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 отримані 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 $n=q_n/q_p$, тоді при відповідному значенню q_p розраховують q_n .

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

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

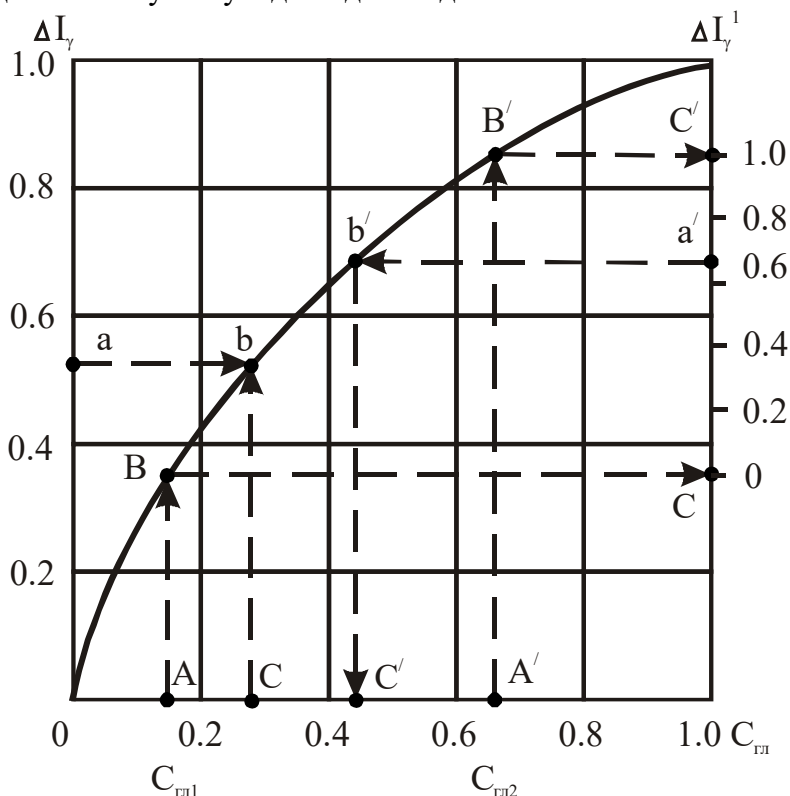
де $I_{\gamma.on1}$ та $I_{\gamma.on2}$ – опорні пласти, що відповідають пластам чистих глин та чистих пісковиків.

е) Кінцевим етапом обробки є використання імперичних зв'язків $\Delta I_\gamma=f(K_{гг})$ або

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

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:

$$I_{nyр} - k \cdot I_{\gammaр} = I_{ny}, \quad (8.1)$$

де $I_{nyр}$, $I_{\gammaр}$ – 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_{∞} у пласті розраховують за формулою:

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

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

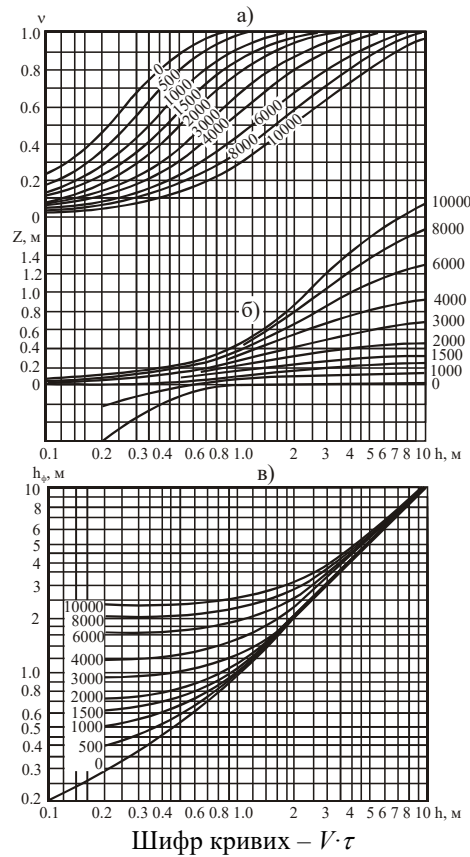


Рисунок 8.1 – Криві залежності $v=f(h)$ [а], $Z=f(h)$ [б] і $h_{\phi}=f(h)$ [в]

д) **Визначення коефіцієнта нейтронної пористості $K_{n.n}$.** 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 кавернограми перевищенням d_c над d_n ; для них вводять поняття еквівалентної нейтронної пористості $K_{пн экв}$ 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 ω фіксують точки із значеннями $\omega=40\%$ і $\omega=1\%$. Шкала I_{ny} в умовних одиницях переводиться у шкалу подвійного різницевого параметра ΔI_{ny} або $\Delta I_{пн}$:

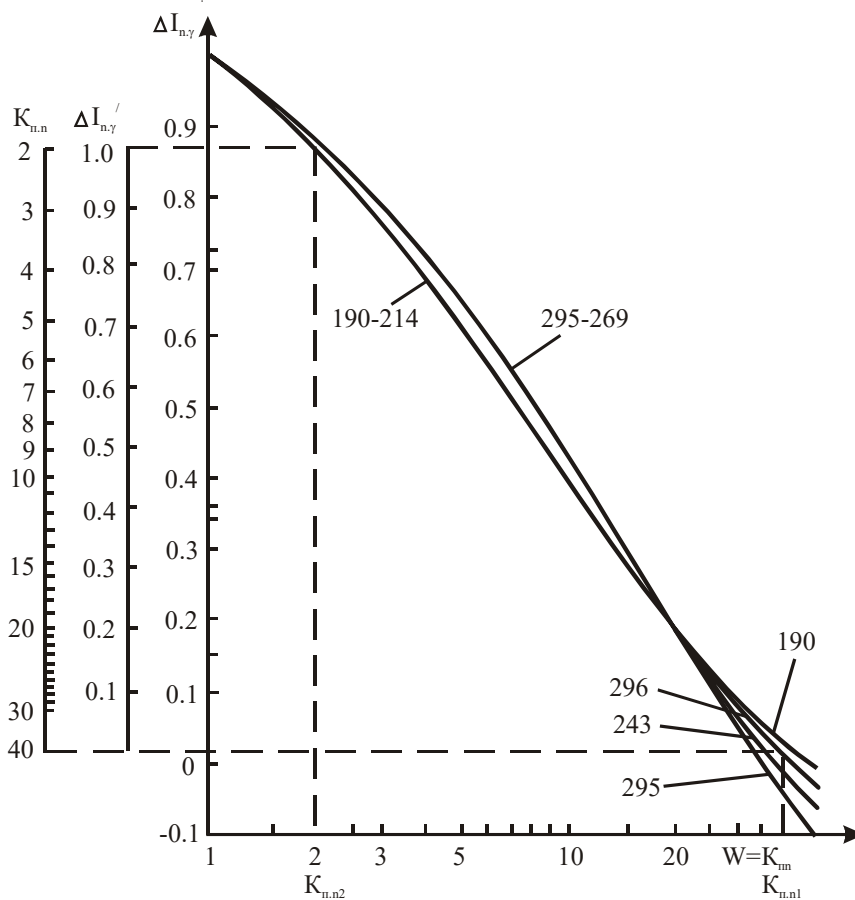
$$\Delta I_{ny} = \frac{I_{nyx} - I_{ny \min}}{I_{ny \max} - I_{ny \min}},$$

$$\Delta I_{nn} = \frac{I_{nnx} - I_{nn \min}}{I_{nn \max} - I_{nn \min}}, \quad (8.3)$$

де I_{nyx} і I_{nnx} – відповідно покази НГК (без впливу гамма-фону) і НК-Т навпроти досліджуваного пласта.

Величини ΔI_{ny} і ΔI_{nn} змінюються від 0 у пласті розмитих глин до 1 у щільних породах. Побудувавши шкалу ΔI_{ny} або ΔI_{nn} , складають шкалу ω , використовуючи для цього відповідну палеточну криву так, як це показано на рисунку 10.2.

Потім, розраховуючи в кожному пласті, який підлягає інтерпретації, параметр ΔI_{nyx} або ΔI_{nnx} , за допомогою графіка (Рис. 8.2) знаходять відповідне значення K_{nn} .



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

8.2 Порядок виконання роботи

1. Виділити продуктивні пласти відповідно до п. *a*.
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 ΔT 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) повздовжньої 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 ΔT_n , ΔT_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 кернавого матеріалу в умовах, максимально наближених до пластових.

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

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

Порода	$\Delta T_{\text{ск}}$, 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 $\Delta T_{\text{ск}}$.

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

1. Співставлення інтервального часу $\Delta T_{\text{п}}$ 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:

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

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

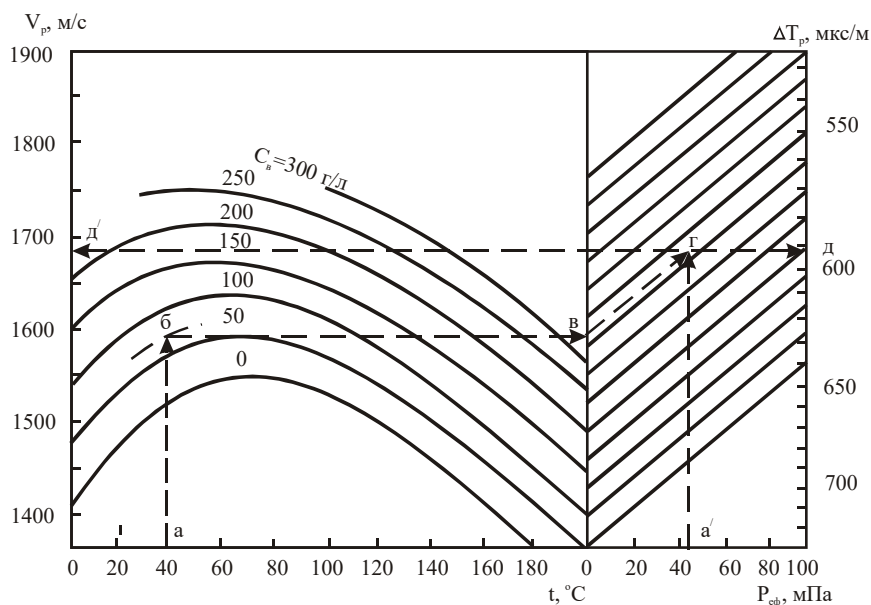
Якщо пори породи-колектора заповнені мінералізованою рідиною то:

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

де C_v – мінералізація пластової води, г/л.

Також можна визначити інтервальний час проходження пружних хвиль у рідині графічним шляхом при заданій мінералізації пластової води C_b , 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 $t=73.95$ °C) 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' шуканих величини ΔT_p і v_p

Рисунок 9.1 – Номограма для визначення інтервального часу у рідині ΔT_p , та швидкості

**V_p при заданій мінералізації C_v (кг/м³), тиску $P_{\text{еф}}$ і температурі t
(розчин NaCl) (по даним фірми Герхард-Оуен)**

При визначенні пористості за допомогою рівняння середнього часу наближене значення ΔT_p становить 600 мкс/м у сильнозцементованих породах, насичених високо-мінералізованою водою. На швидкість поширення пружних хвиль у гірських породах суттєвий вплив здійснює диференційний тиск – ΔP різниця гірського і пластового тисків. При відсутності гірського і пластового тисків в осадових породах диференційний тиск ΔP 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 сильнозцементованих пісковиках і карбонатних породах з різною пористістю не спостерігається суттєвого збільшення ΔT_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 ΔT_p і ефективне затухання α 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 позовжніх хвиль.

Визначення пористості глинистих міжзернових колекторів. Глинисті пісковики і алевроліти відрізняються підвищеними значеннями інтервального часу ΔT_p у порівнянні з чистими пісковиками.

На глибинах більше 2000 м глинисті колектори характеризуються значеннями ΔT_p рівними або меншими, ніж навпроти чистих неглинистих колекторів з пористістю більшою відносно перших. Але при значному збільшенні глинистості ($K_{\text{гл}}>0.3-0.4$) великі питомі значення $\Delta T_{\text{гл}}$ компенсуються зменшенням пористості. Значення ΔT_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 ΔP . Значення $\Delta T_{гл}$ у них не перевищує величини інтервального часу в неущільнених глинах і є рівним ΔT_p . У цьому випадку:

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

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 ΔT_n у тріщинуватих породах визначається сумою тріщинуватої і міжзернової пористості за винятком наявності вертикальних тріщин, вздовж яких поширюється хвиля (заниження ΔT_n за рахунок вертикальних тріщин співвимірні 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
Щільні вапняки ($K_{п} < 1$ %)	155 – 160	Макс. покази
Щільні доломіти ($K_{п} < 1$ %)	140 – 145	Мін. покази
Незацементована обсадна колона	185	Мін. покази

Криві T_1 , T_2 , ΔT , 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 $\Delta T_{п.мін}-\Delta T_{п.макс}$.

б) Визначення границь пластів. Крива інтервального часу реєструється в лінійному масштабі так, що величина $\Delta T_{п}$ зростає зліва направо. Крива затухання α 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 α . 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).

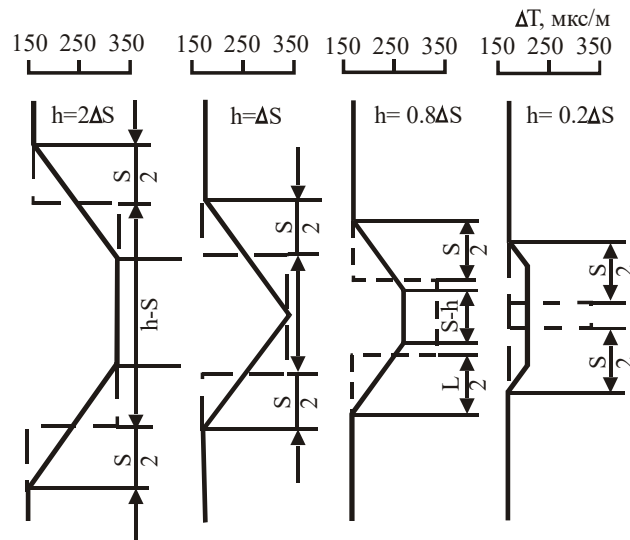


Рисунок 9.2 – Теоретичні форми аномалій і визначення границь пластів на діаграмах АК. S – база зонда

в) Зняття характерних значень $\Delta T_{п}$. Зняття значень $\Delta T_{п}$ в межах аномалії проводять для ділянок розрізу, які відмічаються номінальним діаметром d_n або $d_c < d_n$ на кавернограмі; пласти де $d_c > d_n$ не інтерпретуються. Оскільки до уваги не приймаються пласти товщиною $h < L$, вплив вміщуючих порід на $\Delta T_{п}$ не враховують. Вплив швидкості підйому v зонда і сталої τ інтегруючої комірки на $\Delta T_{п}$ 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 $\Delta T_{п}$ 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 $\Delta T_{р}$.
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 $K_{п}$ за даними АК?
2. Як вводиться поправка за газонасиченість при визначенні $K_{п}$ за даними АК?

3. Як здійснюється перевірка якості діаграмного матеріалу АК?
4. Як визначаються границі пластів за даними АК?
5. Як знімаються характерні значення $\Delta T_{\text{п}}$ 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 K⁴⁰.

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 _c), м	Опір свердловини (ρ _c), 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 _{опт./6.3}	ρ _{ср./7.2}	ρ _{ср./7.6}	ρ _{max./7.1}	ρ _{ср./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 _c , м	ρ _c , Ом·м	Покази зондів БКЗ					D/d _c	D, м	ρ _{зп/ρ_c}	ρ _{зп} , Ом·м	ρ _п , 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 _{опт./6.3}	ρ _{ср./7.2}	ρ _{ср./7.6}	ρ _{max./7.1}	ρ _{ср./7.5}	0.31	0.68	1.2	2.8	5.7	3-ох шарова
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	ρ _c , Ом·м	ρ _{вм} , Ом·м	ρ _{зп} , Ом·м	ρ _у , Ом·м	ρ _{у.гр.} , Ом·м	ρ _{у¹} , Ом·м	ρ _{у²} , Ом·м	ρ _{у³} , Ом·м	D, м	D _{пр} , м	Дійсний опір пласта ρ _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	ρ_c , Ом·м	σ_y , мСм/м	$\rho_{вм}$, Ом·м	Ексцентриситет зонда ε_3	Геометричний фактор свердловини (G_c)	Виміряна величина електропровідності (σ_y^B), мСм/м	Уявний опір пласта ρ_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	ρ_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
2.													

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

№ п/п	Інтервал глибин пластів, м	h , м	d_c , м	ρ_c , Ом·м	$\Delta U_{сп}$, мВ	ΔE_s , мВ	ρ_v , Ом·м	$\alpha_{сп}$	$K_{п}$, %	$C_{гл}$, %	$\eta_{гл}$
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	$h_{пл}$, м	d_c , м	ρ_c , Ом·м	$\rho_{ф}$, Ом·м	ρ_v , Ом·м	$\rho_{пп}^{МК}$, Ом·м	$\rho_{пп}^{БК}$, Ом·м	$\rho_{зп}$, Ом·м	Z	$\rho_{фв}$, Ом·м	P_p^1	P_p^2	P_p^3	$K_{п}^1$, %	$K_{п}^2$, %	$K_{п}^3$, %
1.	868-872	4	0.205	0.21	0.45	0.08	2.6	2.6	1.5	0.06	0.18	1.8	1.5	1.3	15.5	15.5	15.5
2.																	

Таблиця 6.2 – Результати визначення коефіцієнта нафтогазонасичення

№ п/п	Інтервал глибин пластів, м	$h_{пл}$, м	d_c , м	ρ_c , Ом·м	$P_{п1}$	$P_{п2}$	$P_{п3}$	$K_{п1}$, %	$K_{п2}$, %	$K_{п3}$, %	$\rho_{ВП1}$, Ом·м	$\rho_{ВП2}$, Ом·м	$\rho_{ВП3}$, Ом·м	$\rho_{п}$, Ом·м	$P_{н1}$	$P_{н2}$	$P_{н3}$	$K_{нг1}$, %	$K_{нг2}$, %	$K_{нг3}$, %
1.	868-872	4	0.205	0.21	1.8	1.5	1.3	15.2	15.4	15.5	1.1	1.3	1.6	15.6	12	34	58	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_γ , мкР/год	$I_\gamma^{ВМ}$, мкР/год	$I_{\gamma\infty}$, мкР/год	$I_{уст}$, мкР/год	ΔI_γ	$C_{гл}$, %
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_γ , мкР/год	$I_{п\gamma}$, ум.од.	$I_{\infty п\gamma}$, 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	$C_{в}$, 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	ρ_c , Ом·м	D , м	$\rho_{зп}$, Ом·м	$\rho_{п}$, Ом·м	$\Delta U_{пс}$, мВ	I_γ , 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					

Список використаних джерел

1. Петровський, О. П. Теоретичні основи обробки геофізичної інформації : підручник. Ч. 1 / О. П. Петровський, Ю. Ф. Ткаченко. - Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2013. - 312 с.
2. Курганський В. М., Тішаєв І. В. Електричні та електромагнітні методи дослідження свердловин: Навчальний посібник - К.: Видавничо-поліграфічний центр "Київський університет", 2011.-175 с.
3. Коваль Я. М. Обробка і інтерпретація даних ГДС: конспект лекцій. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2021. – 105 с.
4. Красножон М.Д. Комплексна інтерпретація матеріалів ГДС з використанням комп'ютерної технології «Геопошук» / М.Д.Красножон, В.Д.Косаченко. Монографія. – К., УрдГРІ, 2007. – 254 с.
5. Радіоактивні методи геофізичних досліджень свердловин: підручник / С.А. Вижва, В.І. Онищук, І.І. Онищук, О.В. Шабатура. – К.: Видавничо-поліграфічний центр “Київський університет”, 2021. – 269 с.
6. Орлов О.О. Нафтопромислова геологія. Підручник / О.О.Орлов, М.І.Євдошук, В.Г. Омельченко та ін. – К., Наукова думка, 2005, - 432 с.
7. Федоришин Д. Д., Федорів В. В., Коваль Я. М. Інтерпретація результатів геофізичних досліджень свердловин/ навчальний посібник. Івано-Франківськ/ ІФНТУНГ, 2020. 185 с.
8. Doveton John H. Geologic Log Analysis Using Computer Methods. Geological Survey University of Kansas Lawrence, Kansas, U.S.A., AAPG Computer Applications in Geology, No. 2, 1994, 177p.