

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

**Харківський національний університет
імені В.Н.Каразіна**

кафедра фундаментальної та прикладної геології

**ГЕОЛОГІЧНА ІНТЕРПРЕТАЦІЯ
ГЕОФІЗИЧНИХ ДАНИХ**

Конспект лекцій

Укладач: Тищенко І.І.

Харків -2025

ЗМІСТ

ВСТУП.....	4
1 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ДИСЦИПЛІНИ..	5
2 ІНТЕРПРЕТАЦІЯ РЕЗУЛЬТАТІВ БОКОВОГО КАРОТАЖНОГО ЗОНДУВАННЯ.....	8
3 ІНТЕРПРЕТАЦІЯ РЕЗУЛЬТАТІВ БОКОВОГО КАРОТАЖУ.....	27
4 ВИЗНАЧЕННЯ ПИТОМОЇ ЕЛЕКТРОПРОВІДНОСТІ І ПИТОМОГО ЕЛЕКТРИЧНОГО ОПОРУ ЗА ДАНИМИ ІНДУКЦІЙНОГО КАРОТАЖУ.....	37
5 ВИЗНАЧЕННЯ ПИТОМОГО ЕЛЕКТРИЧНОГО ОПОРУ ПРОМИТОЇ ЗОНИ КОЛЕКТОРІВ.....	45
6 ІНТЕРПРЕТАЦІЯ РЕЗУЛЬТАТІВ МЕТОДУ САМОЧИННОЇ ПОЛЯРИЗАЦІЇ.....	57
7 ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТІВ ПОРИСТОСТІ ТА НАФТОГАЗОНАСИЧЕНОСТІ ЗА ДАНИМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕТОДІВ.....	66
8 ІНТЕРПРЕТАЦІЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ГАММА- КАРОТАЖУ.....	76
9 ІНТЕРПРЕТАЦІЯ ДАНИХ НЕЙТРОННОГО ГАММА-КАРОТАЖУ.....	81
10 ІНТЕРПРЕТАЦІЯ ДАНИХ ГАММА-ГАММА ГУСТИННОГО КАРОТАЖУ.....	85
11 ІНТЕРПРЕТАЦІЯ ДАНИХ ІМПУЛЬСНОГО НЕЙТРОН-НЕЙТРОННОГО КАРОТАЖУ.....	90
12 ІНТЕРПРЕТАЦІЯ РЕЗУЛЬТАТІВ АКУСТИЧНОГО КАРОТАЖУ.....	101
13 ІНТЕРПРЕТАЦІЯ РЕЗУЛЬТАТІВ КАВЕРНОМЕТРІЇ.....	110
14 ВИКОРИСТАННЯ ДАНИХ РЕЗИСТИВІМЕТРІЇ ТА ТЕРМОМЕТРІЇ ПРИ ВСТАНОВЛЕННІ МІСЦЬ ПРИПЛИВІВ ТА ЗАКОЛОННИХ ПЕРЕТОКІВ.....	115
15 КОНТРОЛЬ ЗА РОЗРОБКОЮ НАФТОГАЗОВИХ РОДОВИЩ.....	126
16 ВИДІЛЕННЯ КОЛЕКТОРІВ НАФТИ І ГАЗУ. ЇХ ПРОМИСЛОВА ОЦІНКА.....	137
17 КОМПЛЕКСНА ІНТЕРПРЕТАЦІЯ ДАНИХ ГДС...	158

ВСТУП

Дослідження свердловин геофізичними методами здійснюється дистанційно за допомогою телеметричної системи, що дає змогу за даними вимірів геофізичних параметрів вирішувати обернену задачу, тобто вивчати геологічний розріз, розв'язувати ряд технологічних і технічних задач.

За результатами геофізичних досліджень свердловин здійснюється геологічна документація розрізів свердловин, виявлення та промислова оцінка корисних копалин. Геофізичні методи дозволяють отримати необхідні відомості про розріз свердловини при високоефективному бурінні без відбору керну.

Через великі глибини ускладнюється повноцінний виніс керну на поверхню та його вивчення в термобаричних умовах залягання, що приводить до підвищення ролі геофізичного обслуговування свердловин.

В умовах глибоких свердловин ускладнюється інтерпретація первинних матеріалів геофізичних досліджень та потребує введення більш складних прийомів обробки вихідних даних, що зумовлює зростання ролі інтерпретаційних робіт у загальному процесі геофізичного обслуговування свердловин.

Метою даного курсу є вивчення студентами теорії, методики та технології інтерпретації результатів промислово-геофізичних досліджень, ознайомлення з існуючими методиками інтерпретації даних ГДС та визначення колекторських властивостей порід-колекторів.

Завданням курсу є освоєння студентами методичних прийомів обробки та інтерпретації даних ГДС.

1 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ДИСЦИПЛІНИ

Геологічні задачі геофізичних досліджень свердловини

Геофізичні дослідження розрізів свердловин виконуються широким комплексом, який включає електричні, магнітні, радіоактивні, термічні, механічні та геохімічні методи для розв'язку наступних задач:

– *задачі загального характеру* включають:

а) розчленування гірських порід, що складають розрізи свердловин;

б) визначення глибин залягання гірських порід та їх потужності;

в) виділення колекторів;

г) виявлення корисних копалин та вивчення особливостей їх розподілу по площі району;

д) вивчення структури геологічних об'єктів та характеру їх фаціальної мінливості;

е) виділення реперів для кореляції розрізів свердловин з наступним визначенням будови родовища за даними узагальнюючої інтерпретації результатів геофізичних досліджень;

є) стратиграфічне розчленування розрізів, визначення та уточнення геологічного віку порід;

– *задачі детального дослідження* включають:

а) визначення коефіцієнтів пористості, проникності, глинистості та звивистості порових каналів;

б) визначення коефіцієнтів першопочаткового та кінцевого нафтонасичення та газонасичення продуктивних об'єктів, а також коефіцієнтів витіснення нафти і газу;

в) зольності та інших параметрів вугілля;

г) вміст в породах рудних і нерудних корисних копалин.

– *задачі технічного характеру* включають:

а) встановлення викривлення свердловин;

б) встановлення фактичного діаметру свердловин;

в) визначення профілю січення свердловини;

г) визначення висоти підйому, характеру розподілу та степені щеплення цементу в затрубному просторі;

д) виявлення місць припливів і затрубної циркуляції вод у свердловинах;

е) визначення горизонтів, що поглинають воду і

контроль гідравлічного розриву пласта;

є) визначення рівня рідини, місцезнаходження башмаків обсадних колон і металічних предметів, які залишені в свердловинах при аваріях, глибин розміщення вибоїв свердловин.

– задачі при контролі за розробкою включають:

а) динаміки водонафтових, водогазових і газонафтових контактів;

б) дебіту та складу флюїдів у свердловинах;

в) профілів віддачі та приймання пластів;

г) інтервалів прориву нагнітаючих вод;

д) нафтовіддачі пластів.

Для розв'язку перерахованих задач використовуються спеціально розроблені методи інтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин, основи яких викладаються в даному курсі.

Роль вітчизняних і зарубіжних спеціалістів у створенні та удосконаленні способів геологічної інтерпретації даних ГДС

Методики інтерпретації результатів геофізичних досліджень розрізів свердловин розроблені великою групою вчених. Академік В. А. Фок в 1932 р. створив загальну теорію електрометрії свердловин для випадку циліндричних границь розділу. На основі даних досліджень Л. М. Альпіним і С. Г. Комаровим були створені способи визначення питомого електричного опору за даними бокового електричного зондування.

П. М. Белаш і Є. А. Непман разом з В. Н. Дахновим вперше застосували методику електромодельовання процесів електрометрії свердловин на інтеграторах з дротяною сіткою. Результати цих і пізніших досліджень Л. М. Альпіна, А. Є. Кулінковича та інших дозволили більш обґрунтовано підійти до інтерпретації кривих уявного та ефективного опорів у пластах обмеженої потужності.

Коллективом співробітників кафедри промислової геофізики Московського інституту нафтохімічної та газової промисловості розроблена методика визначення фізичних властивостей гірських порід, вивчена їх природа, отримані основні зв'язки між ними. А. С. Семеновим, В. А. Мейером,

А. В. Вешевим, В. А. Комаровим та іншими розроблена методика інтерпретації результатів електричних і магнітних методів дослідження рудних свердловин.

В. А. Арцибашевим, Ю. П. Булашевичем, Г. М. Воскобойниковим, Ю. А. Гуліним, В. П. Іванкіним, Д. А. Кожевниковим, А. П. Очкурим, В. В. Ларіоновим, М. М. Соколовим, Г. Ф. Новиковим, Р. А. Резвановим, Е. М. Філіпповим, Ю. С. Шимилевичем та іншими створені способи інтерпретації даних радіометрії. Д. І. Дьяконовим, Ш. Ф. Мехтієвим, Л. З. Позіним, Е. Б. Чекалюком, Г. А. Черемєнським та іншими розроблена методика інтерпретації термометрії з метою вивчення будови нафтових і газових родовищ та вивчення газових покладів.

Велика кількість методик інтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин розроблена закордонними вченими. Зокрема, розроблено методики інтерпретації даних екранованих зондів та індукційного методу, методів самочинної поляризації, акустичного, радіометрії та комплексної інтерпретації результатів ГДС. Достатньо відомі роботи в області інтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин таких вчених як Г. Арчі, М. Віллі, В. Вінзауер, Л. де Вігте, Г. Гюйо, І. Деван, Р. Десбранд, М. Гондуїн, Г. Долль, М. Мартен, С. Пірсон та багатьох інших.

2 ІНТЕРПРЕТАЦІЯ РЕЗУЛЬТАТІВ БОКОВОГО КАРОТАЖНОГО ЗОНДУВАННЯ

Визначення границь і товщин пластів за даними методу уявного електричного опору

Способи визначення границь і товщин пластів за діаграмами ρ_y базуються на знанні форм кривих уявного опору проти одинарних пластів та їх пачок.

Розглянемо тільки правила визначення границь пластів високого опору, тому що границі пластів низького опору є одночасно або покрівлею, або підшвою пластів високого опору та правила їх визначення аналогічні.

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

Визначення границь пластів на діаграмах потенціал-зондів

На кривих уявного опору, що записані потенціал-зондами, пласт обмеженої потужності при малій розбіжності опорів вміщуючих порід виділяється аномалією, яка симетрична відносно середини пласта. У зв'язку з цим правила визначення положення покрівлі та підшви пласта за кривою ρ_y потенціал-зонда однакові.

Визначення границь потужних пластів ($AM < h < d_c$) високого опору проводиться наступним чином. З достатньою точністю можна користуватись правилом, згідно якого точки кривої ρ_y потенціал-зонда, що відповідають границям пласта, зміщують на відстань $AM/2$ від початку крутого підйому кривої, відносно осі глибин проти пласта, у бік вміщуючих порід низького опору (Рис. 2.1).

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

Визначення границь пластів на діаграмах градієнт-зондів

На діаграмах уявного опору, що записані градієнт-зондами, у більшості випадків границі пластів збігаються з екстремальними значеннями ρ_y .

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

1. На діаграмах ρ_y послідовних градієнт-зондів підшва 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 підшва та покрівля пласта визначаються за точками $\rho_{y,max}$ і $\rho_{y,min}$. Якщо розмір зонда великий і в багато разів перевищує діаметр свердловини, то на кривій ρ_y поблизу покрівлі пласта високого опору спостерігається ділянка зі 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. 2.2).

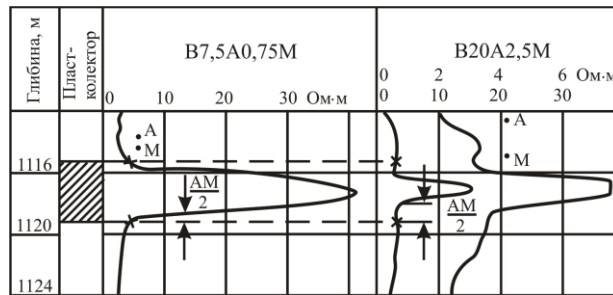
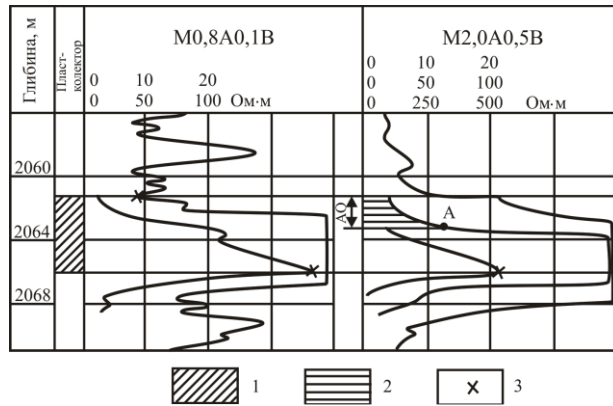


Рисунок 2.1 – Приклад визначення границь пласта високого опору за даними потенціал-зонда



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

Рисунок 2.2 – Приклад визначення границь пласта високого опору за даними градієнт-зонда

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

Пласти малої товщини ($h < AO$). Для визначення границь тонких пластів на діаграмах градієнт-зондів великих розмірів є тільки наближені способи. В даному випадку границі пластів краще виділяти за допомогою діаграм мікрозондів, екранованого зонда та каверноміра.

Зняття характерних значень уявного опору та побудова кривої БКЗ

Для кожного з виділених пластів будують криві залежності UO від розмірів зонда – криві зондування.

Величини UO різні для різних точок пласта. Суттєвими з них є: середнє, максимальне й оптимальне значення уявного опору (Рис. 2.3).

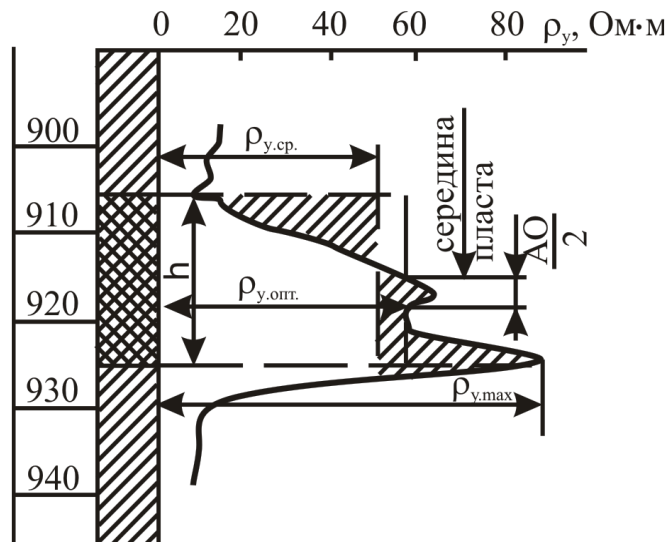


Рисунок 2.3 – Приклад зняття середнього, оптимального та максимального значення опору

Середнє значення UO – відповідає відношенню площі, яка обмежена нульовою лінією діаграми та кривою UO напроти пласта, до потужності пласта. Середні значення UO 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 UO .

Максимальне значення UO – відповідає величині UO в підшві пласта, якщо діаграма записана послідовним градієнт-зондом, а в покрівлі пласта, якщо оберненим градієнт-зондом.

Оптимальне значення UO – найбільш близьке до дійсного питомого опору пласта. Оптимальний опір відповідає опору на кривій UO в точці, яка розміщена вище середини пласта на половину розміру зонда, якщо крива отримана оберненим градієнт-зондом, і нижче середини пласта на половину розміру зонда, якщо крива отримана послідовним градієнт-зондом.

У залежності від співвідношення товщини пласта (h) до розміру зонда (L_3) – h/L_3 слід ρ_y знімати таким чином:

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

Для пластів великої потужності доцільніше будувати криві зондування за середнім значенням UO . Для пластів малої потужності високого опору використовують середні та максимальні значення, а іноді для уточнення й оптимальні значення UO . Оптимальні значення можуть бути використані для зондів, розмір яких менше потужності пласта (коли розмір зонда не перевищує 0,8 потужності пласта).

При обробці БКЗ напроти пластів низького опору та малої потужності користуються оптимальними значеннями UO . Якщо ж потужність пласта низького опору менша 0,8

розміру зонда, то зняття оптимальних значень опорів стає неможливим і оцінити дійсний опір пласта за величинами уявних опорів не можна.

Значення уявних опорів для кожного пласта записують у таблицю, яку використовують для побудови кривих зондування.

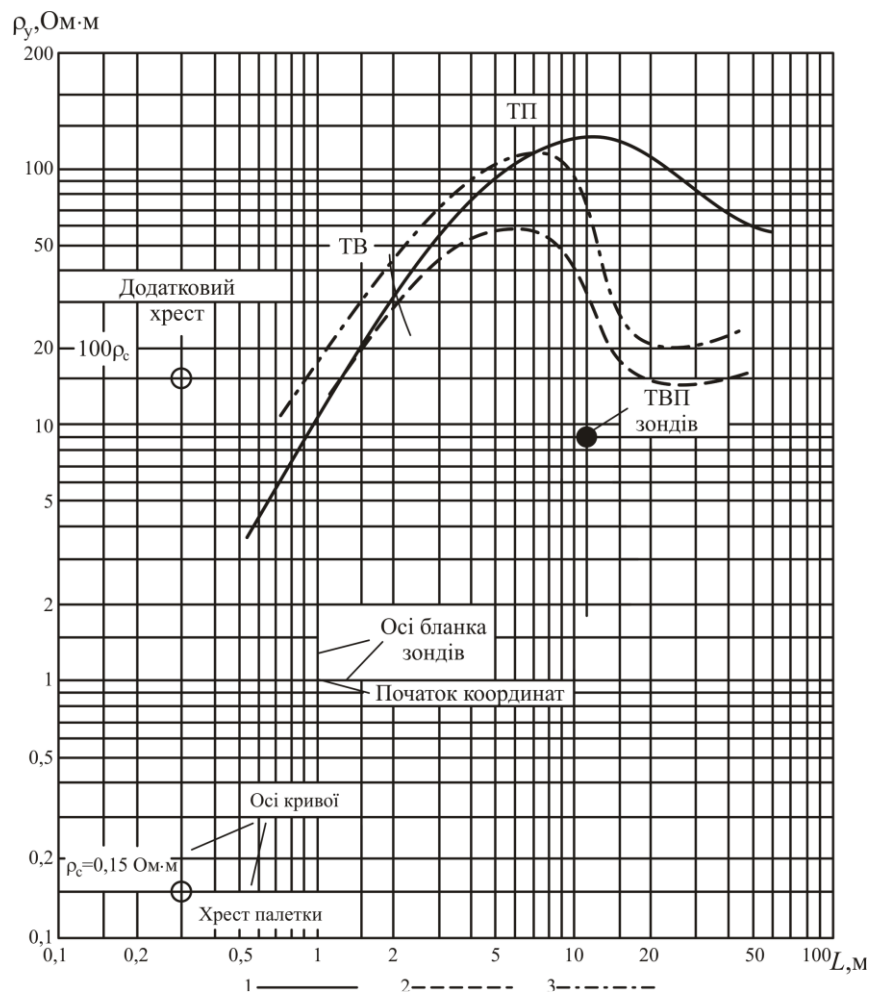
Крива зондування, яка побудована за середніми значеннями уявних питомих опорів, називається середньою кривою зондування, за максимальними значеннями – максимальною кривою зондування і за оптимальними значеннями – оптимальною кривою зондування.

Величини UO (в $Om \cdot m$) відкладають по осі ординат логарифмічного масштабу з модулем 62,5 мм, а розміри зонда (y м) відкладають по осі абсцис також логарифмічного масштабу. Перетинання осей абсцис і ординат (осей бланка) з відмітками 1 $Om \cdot m$ і 1 м вважають початком координат.

На логарифмічній сітці проводять дві взаємно перпендикулярні лінії: одну паралельно осі ординат, що відтинає на осі абсцис величину, яка відповідає діаметру свердловини, а другу паралельно осі абсцис, що відтинає на осі ординат величину опору глинистого розчину. Ці прямі називаються осями кривої БКЗ, а точка перетину їх хрестом палетки (Рис. 2.4).

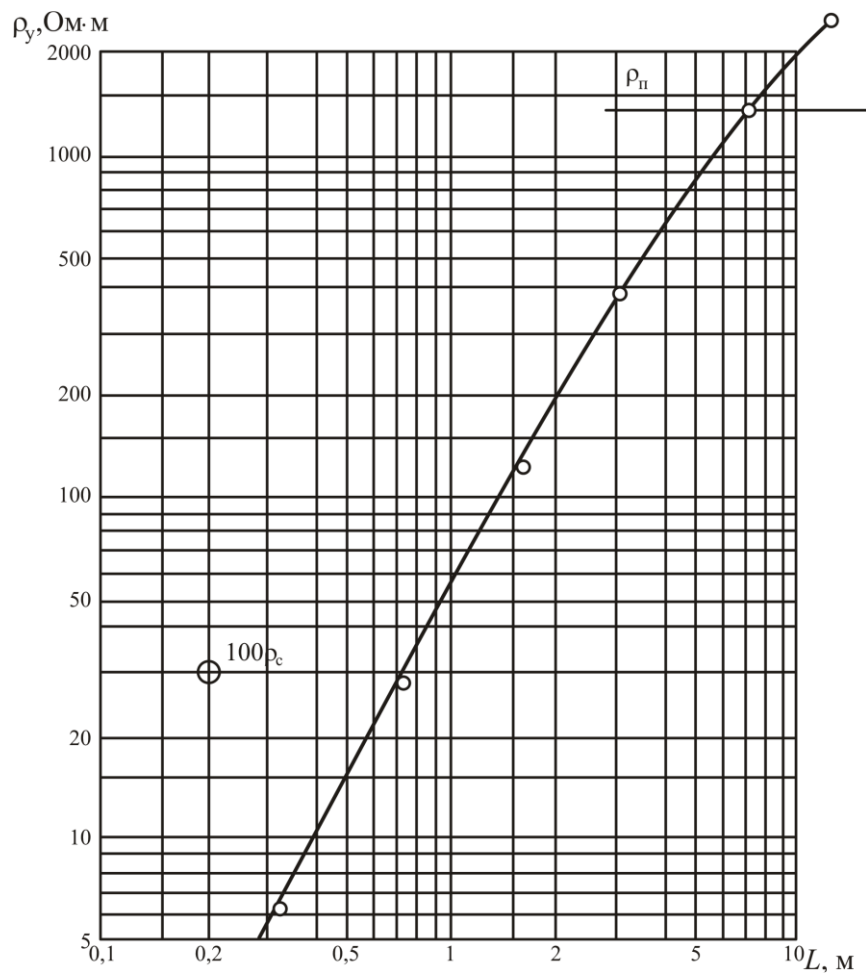
Кривою БКЗ – називається крива залежності UO від довжини зонда при нескінченній потужності пласта. Розрізняють криві БКЗ теоретичні або розрахункові та фактичні або спостережені. *Теоретичними кривими БКЗ* – називаються криві, які отримані шляхом розрахунку або графічних побудов.

Фактичними або спостереженими кривими БКЗ – називаються криві зондування, які побудовані за середніми значенням UO , які зняті на каротажних діаграмах напроти пластів великої потужності. Якщо потужність пласта перевищує в 5-10 разів розмір найбільшого зонда, пласт можна прирівняти до пласта необмеженої потужності та криві БКЗ для нього інтерпретують шляхом безпосереднього їх порівняння з теоретичними кривими (Рис. 2.5).



1 – фактична крива БКЗ; 2 – середня крива зондування;
 3 – максимальна крива зондування

Рисунок 2.4 – Приклад побудови фактичної кривої БКЗ



$\rho_{\epsilon}=0,3 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ – опір розчину; $\rho_{\text{п}}=1400 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ – опір пласта; $h=20 \text{ м}$
Рисунок 2.5 – Фактична крива БКЗ, яка отримана для пласта високого опору великої потужності

У дійсності пласти великої потужності зустрічаються рідко, переважна більшість пластів у розрізі мають кінцеві потужності. Тому криві зондування відрізняються від кривих БКЗ та їх інтерпретація не може бути здійснене шляхом безпосереднього порівняння з кривими БКЗ. Інтерпретація кривої зондування, яка отримана для пласта кінцевої потужності, проводиться шляхом графічної побудови фактичної кривої БКЗ для даного пласта, тобто кривої зондування, яку повинні були б отримати, якщо б досліджуваний пласт був необмеженої потужності.

Фактичну криву БКЗ для пласта високого опору обмеженої потужності будують шляхом нанесення на логарифмічну сітку середньої і максимальної кривих зондування (Рис.2.4).

Середня крива зондування при зондах, які не перевищують 0,1–0,2 потужності пласта, збігається з фактичною кривою БКЗ, а потім відходить від цієї кривої вниз. Дану точку середньої кривої зондування прийнято називати *точкою відходу (ТВ)*. Максимальна крива зондування при невеликих зондах розташовується вище кривої БКЗ, а коли розміри зондів досягають 0,5–0,8 потужності пласта, перетинає її та йде нижче кривої БКЗ. Ця точка називається *точкою перетинання (ТП)*.

Фактична крива БКЗ від свого початку до точки відходу збігається із середньою кривою зондування, потім від точки відходу до точки перетинання проходить між середньою і максимальною кривими зондування з поступовим наближенням до максимальної кривої та після точки перетинання розташовується вище кривих зондування.

Для пласта великого опору, крім точки відходу і точки перетинання, характерними точками є ще положення максимумів і мінімумів максимальних кривих зондування.

Максимум максимальної кривої зондування відповідає зонду, розмір якого дорівнює приблизно 0,7 потужності пласта. Мінімум максимальної кривої зондування спостерігається при зондах, які за своїм розміром близькі до двохкратної потужності пласта.

Положення характерних точок залежить від відношення довжини зонда до потужності пласта й у меншій мірі від співвідношення між опорами пласта, розчину та вміщуючих

(нарколишніх) порід.

Геометричні місця характерних точок (точок відходу та перетинання і положення максимумів і мінімумів) середньої і максимальної кривих зондування пласта великого опору, які отримані в результаті розрахункових і дослідних даних, представлені на палетці ТП-1 (Рис. 2.6, б).

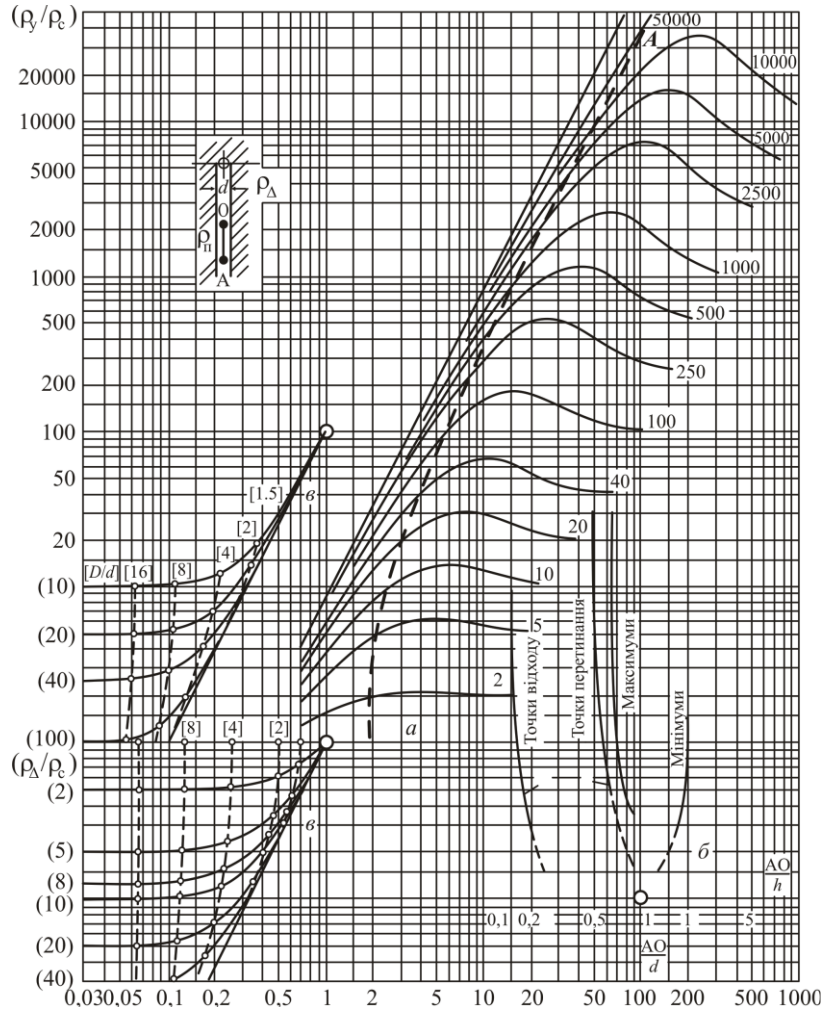
По горизонтальній осі палетки ТП-1 відкладають відношення розміру зонда до потужності пласта AO/h , по вертикальній осі – відношення уявного опору до питомого опору вміщуючих порід ρ_y/ρ_0 . Положення характерних точок на кривій зондування визначається за допомогою палетки ТП-1.

Для користування палеткою ТП-1 на логарифмічну сітку з кривими зондування наносять дві взаємно перпендикулярні прямі, з яких одна паралельна осі ординат і відтинає на осі абсцис величину, яка рівна потужності досліджуваного пласта h , а інша паралельна осі абсцис і відтинає на осі ординат величину, яка рівна питомому опору навколишнього середовища. Точка перетинання двох зазначених прямих називається – *точкою врахування потужності (ТВП)*.

Величина потужності пласта, яка використовується при побудові точки врахування потужності, визначається на підставі границь пластів, які встановлені за допомогою кривих опору. Границі пластів необхідно визначати ретельно, з огляду на особливості зонда.

Опір вміщуючого середовища визначають за даними БКЗ, однак у ряді випадків користуються усередненими значеннями UO , що отримані великими градієнт-зондами, зокрема стандартними зондами.

Якщо питомі опори порід, що залягають у покрівлі пласта і його підшві різні, то в залежності від характеру зонда враховують опір того середовища, що більше позначається на величині UO досліджуваного пласта. Унаслідок цього при оберненому зонді враховують опір порід, що залягають у підшві пласта, а при послідовному – опір порід, що залягають у покрівлі.



а – палетка БКЗ-1-А; б – палетка ТП-1; в – палетка ЕК-2, яка перевернута на 180° біля хреста (склав С.Г. Комаров і Л.М. Альпін)

ρ_y – уявний питомий опір; ρ_c – питомий опір глинистого розчину; ρ_Δ – питомий опір зони проникнення; ρ_n – питомий опір незміненої частини пласта; AO – довжина градієнт-зонда, м; h – потужність пласта, м; D – діаметр зони проникнення; A – геометричні місця точок перетинання кривої БКЗ із правими асимптотами – дійсними питомими опорами пласта

Шифр кривих – ρ_n/ρ_c

Рисунок 2.6 – Зведена палетка БКЗ-С-1

Наступною операцією при побудові фактичної кривої зондування є знаходження положення точок відходу і перетинання на кривій БКЗ. Для цього сітку з кривими зондування накладають на палетку ТП-1 так, щоб точка врахування потужності збіглася з хрестом палетки. При правильному визначенні точки врахування потужності максимум і мінімум кривої зондування попадають на криві максимумів і мінімумів палетки ТП-1. Точка відходу визначається перетинанням середньої кривої зондування з кривою 1 точок відходу палетки, а точка перетинання за перетинанням максимальної кривої зондування – із кривою 2 точок перетинання палетки ТП-1.

На підставі отриманих точок будують фактичну криву БКЗ для пласта високого опору кінцевої потужності.

Фактичні положення характерних точок кривих зондування можуть відрізнятися від положення, які визначаються палеткою ТП-1. Особливо велику розбіжність між даними палетки ТП-1 і дійсним положенням характерних точок можна спостерігати при малій потужності пласта в порівнянні з діаметром свердловини, а також при малій різниці в опорі пласта і навколишніх порід.

Для пластів з низьким опором оптимальна крива зондування є одночасно і фактичною кривою БКЗ. Побудову цієї кривої припиняють на значеннях зондів, які рівні 0,8 потужності пласта.

Суть фактичної кривої БКЗ

При інтерпретації фактичної кривої БКЗ її порівнюють з теоретичними кривими, серед яких знаходять криву, яка відповідає кривій, що інтерпретується.

Теоретичні криві БКЗ подані для пластів необмеженої потужності та виражають залежність уявного питомого опору ρ_y від наступних параметрів: питомого опору досліджуваного пласта ρ_n , питомого опору глинистого розчину ρ_c , питомого опору проміжного циліндричного шару (еквівалентного проміжній зоні, в яку проникає вода з бурового розчину) ρ_Δ , діаметру свердловини d_c , довжини зонда L , питомого опору вміщуючих порід ρ , потужності досліджуваного пласта h .

Для спрощення розрахунку кривих БКЗ були зроблені наступні припущення: зонд розташовується на осі

свердловини; зонди ідеальні; зона проникнення розчину в породу має циліндричну форму з незмінним опором.

Для зручності користування розрахункові криві БКЗ розбиті за типами. Однотипні криві зібрані в палетки кривих БКЗ (Рис. 2.6).

Палеточна крива БКЗ відображає залежність відношення уявного питомого опору до опору розчину ρ_y/ρ_c від відношення довжини зонда до діаметру свердловини L/d_c , для пласта необмеженої потужності з визначеним опором $\rho_{\text{п}}$. Фактична ж крива БКЗ встановлює залежність величин уявного питомого опору ρ_y (Ом·м) від довжини зонда L (м).

Порівняння фактичної кривої БКЗ із палеточною (розрахунковою) спрощується внаслідок використання логарифмічного масштабу. Таке спрощення зв'язане із збереженням форми кривої, яка зображена на логарифмічній сітці, незалежно від вибраного масштабу. Зміна масштабу координат кривої приводить до зміни її положення щодо осей координат. Так, наприклад, зменшення масштабу зміщує криву вправо і вгору, а збільшення – вліво і вниз.

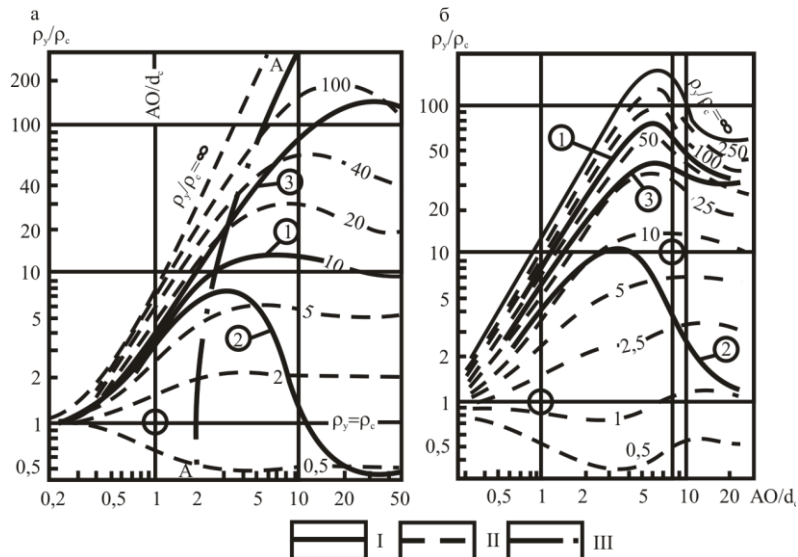
Щоб одержати фактичну криву БКЗ у такому ж масштабі, в якому побудовані палеточні криві, досить скористатися осями кривої, приймаючи за одиничні оцінки точку перетинання (хрест) з координатами опору глинистого розчину ρ_c і діаметру свердловини d_c .

При інтерпретації фактичної кривої БКЗ її накладають на одну з палеток. При накладенні необхідно дотримувати паралельність осей координат палетки і логарифмічної сітки, та співпадання хрестів фактичної кривої БКЗ і палетки. За знайденою розрахунковою кривою БКЗ встановлюють питомий опір пласта, наявність проникнення розчину в пласт і глибину проникнення.

Палетки БКЗ. Основні прийоми і способи палеточної інтерпретації даних БКЗ

Розрізняють криві БКЗ двох основних типів: двошарові та тришарові.

1. Двошарові криві спостерігаються в щільних породах, де відсутня зона проникнення ($D \geq d_c$), $\rho_{\text{зп}} = \rho_{\text{п}}$. При накладанні на двошарову палетку, інтерпретуюча крива добре співпадає з палеточними кривими (Рис. 2.7).



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

Рисунок 2.7 – Типи кривих бокового каротажного зондування

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

а) крива підвищуючого проникнення фільтрату промивної рідини в пласт простежується при умові, що $\rho_c < \rho_{зп} > \rho_p$. Вона характерна для водоносних колекторів з міжзерновою пористістю. Ознакою кривої такого типу є те, що права вітка кривої перетинає палеточні двошарові криві, переміщуючись від більш високих до низьких модулів (Рис. 2.7).

б) крива понижуючого проникнення фільтрату промивної рідини в пласт характерна для продуктивних нафтогазоносних колекторів при умові, що $\rho_c < \rho_{зп} < \rho_p$. Права вітка кривої переходить від низьких до більш високих модулів (Рис. 2.7).

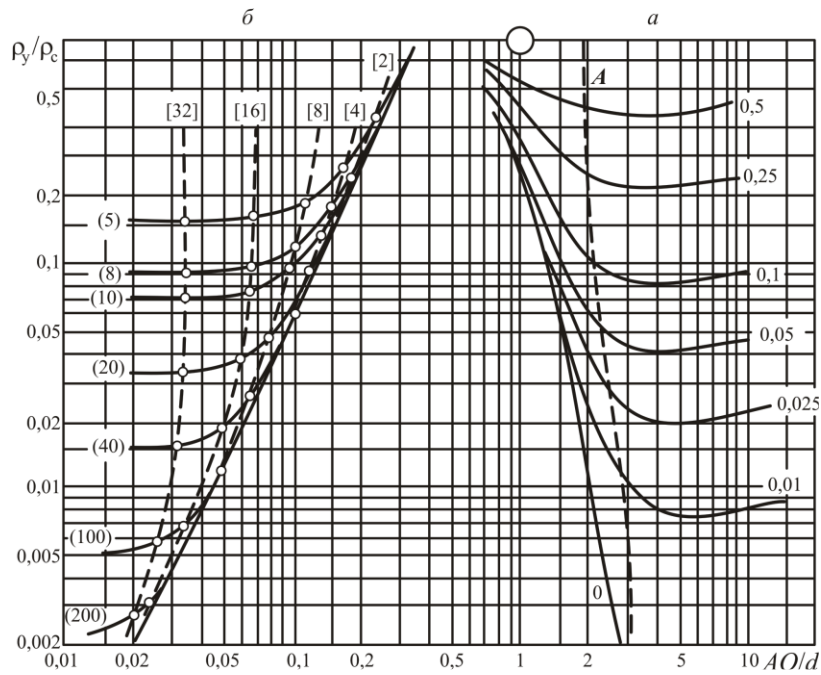
Двошарові криві БКЗ

Двошарові криві БКЗ розраховані для умов, коли проникнення розчину в пласт відсутнє. При цьому можливі наступні випадки:

а) опір бурового розчину ρ_c , що заповнює стовбур свердловини, менший від опору пласта ($\rho_c < \rho_n$),

б) опір бурового розчину більший від опору пласта ($\rho_c > \rho_n$).

Двошарові розрахункові криві БКЗ згруповані в палетку, яка позначається БКЗ-1, що у свою чергу підрозділяються на палетки БКЗ-1-А і БКЗ-1-Б. Перша з них застосовується при ($\rho_c < \rho_n$) (Рис. 2.6, а), а друга при ($\rho_c > \rho_n$) (Рис. 2.8, а).



а – БКЗ-1-Б; б – ЕК-3, повернута на 180° біля хреста

Шифр кривих ρ_n/ρ_c ; (ρ_n/ρ_c); [D/d]

Рисунок 2.8 – Зведена палетка БКЗ-С-2

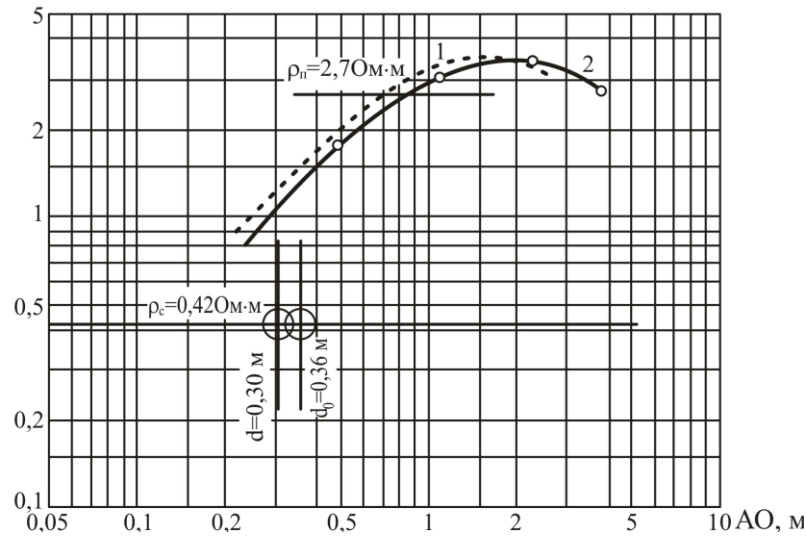
Праві вітки кривих палетки БКЗ-1 асимптотично наближаються до значень питомого опору пласта.

На палетках зображена крива A , що є геометричним місцем точок перетинання кривих БКЗ із їх правими асимптотами.

Двошарові криві БКЗ позначають одним відносним параметром $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{с}}$, що називається – *модулем кривої БКЗ* і є шифром кривої.

Палетки БКЗ-1-А і БКЗ-1-Б застосовують при інтерпретації двошарових фактичних кривих БКЗ. За допомогою цих палеток визначають питомий опір пласта $\rho_{\text{п}}$ у точці перетинання зіставленої розрахункової кривої БКЗ і кривої A палетки. Ці палетки застосовують також і у випадку, якщо діаметр свердловини збільшений у порівнянні з номінальним. Такі криві БКЗ інтерпретують шляхом переміщення фактичних кривих БКЗ до сполучення їх з палеточними кривими БКЗ (Рис. 2.9).

$\rho_{\text{у}}$, Ом·м



d_0 – фактичний діаметр свердловини; d – номінальний діаметр свердловини; 1 – фактична крива БКЗ при відсутності збільшення діаметра; 2 – фактична крива БКЗ

Рисунок 2.9 – Приклад фактичної кривої БКЗ для випадку збільшення діаметра

Дійсний питомий опір пласта $\rho_{\text{п}}$ визначається при цьому звичайним способом за перетином кривої A із знайденою

палеточною кривою БКЗ.

Дійсні значення ρ_c і діаметра свердловини d_c (у тому випадку, якщо в інтервалі БКЗ відсутні дані кавернограми) визначаються координатами хреста палетки відносно осей бланка фактичної кривої зондування при сполученні фактичної і палеточної кривих зондування.

Тришарові криві БКЗ

Тришарові криві БКЗ розраховані для випадку проникнення розчину в пласт. При розкритті проникних пластів під дією надлишкового тиску в свердловині глинистий розчин проникає в пори породи. Звичайно, глинисті частки затримуються в порах і утворюють на стінці свердловини глинисту кірку, внаслідок чого проникнення розчину в пласт згодом різко сповільнюється або припиняється зовсім.

Дослідами продавлювання глинистого розчину в пісковики встановлено, що глинистий розчин проникає на невелику глибину (кілька см), а вода, яка відфільтрувалась з глинистого розчину – на велику глибину. Опори глинистого розчину та води, що відфільтрувалась, приблизно однакові та отримані за даними БКЗ відомості про глибину проникнення розчину в пласт у дійсності відбивають загальне проникнення рідини, яке надалі називається – *проникненням розчину*.

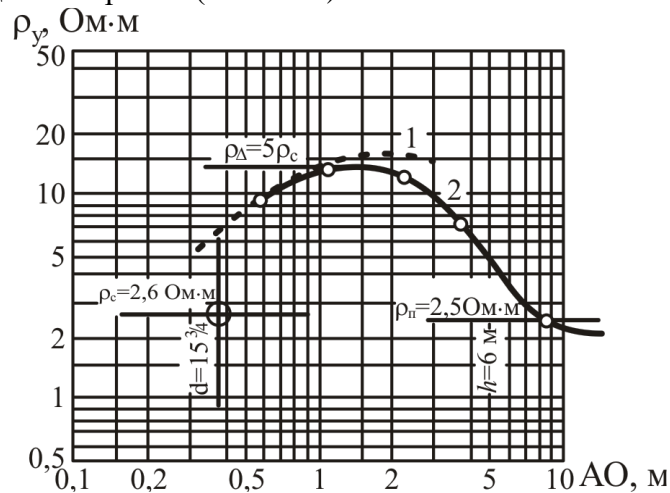
Глибина проникнення залежить від якості розчину. При бурінні на високоякісних глинистих розчинах (приготовлених на глинах з високою колоїдальністю і підвищеною в'язкістю) глибина проникнення розчину в пласт значно менша, ніж при бурінні на недоброякісному глинистому розчині. Згодом глибина проникнення розчину збільшується. Це підтверджується повторними каротажними дослідженнями пластів, при яких відзначається більш глибоке проникнення розчину в порівнянні з попередніми замірами.

При проникненні глинистого розчину в пласт навколо свердловини утвориться шар діаметром D .

Питомий опір цього шару має проміжне значення між опором розчину й опором незміненої частини пласта. Розрізняють два випадки проникнення розчину: підвищувальне та понижувальне. Проникнення розчину, що викликає *підвищення опору пласта*, звичайно спостерігається при бурінні на прісному розчині, мінералізація якого нижче

мінералізації пластової води.

При проникненні розчину, що викликає *підвищення опору пласта*, задовольняється умова $\rho_c < \rho_\Delta > \rho_\pi$, де ρ_c – опір глинистого розчину, ρ_Δ – опір проміжного шару (у межах проникнення розчину) і ρ_π – опір незміненої частини пласта. Фактичні криві БКЗ у цьому випадку мають форму припіднятих кривих (Рис. 2.10).

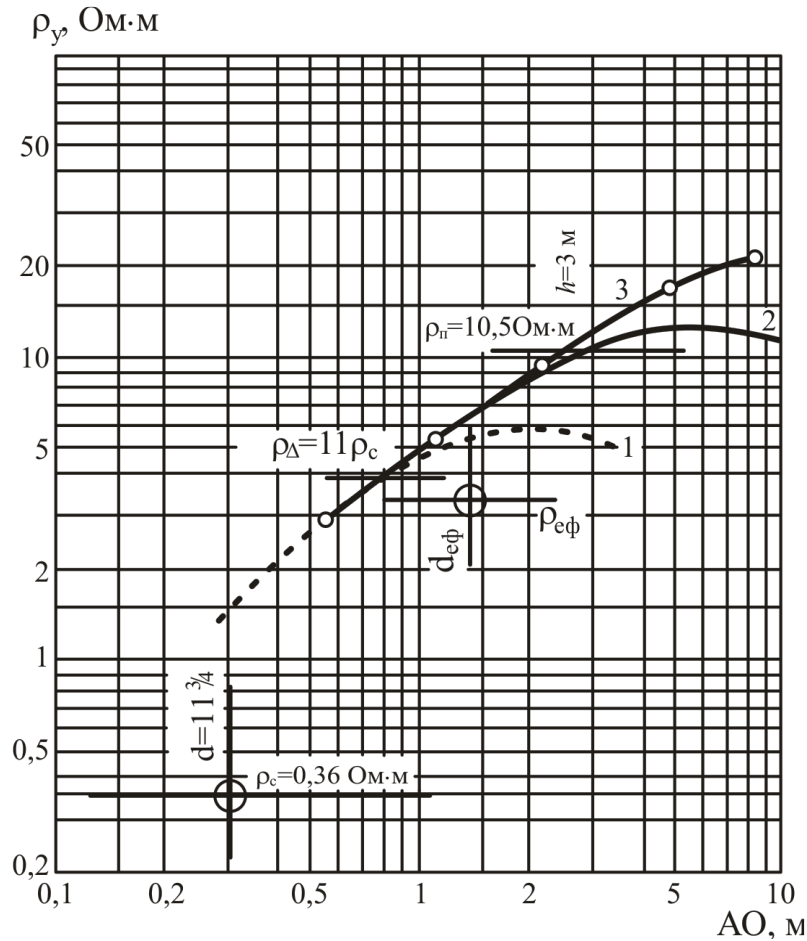


1 – фактична двошарова крива БКЗ; 2 – фактична тришарова крива БКЗ;
 $D=10d$

Рисунок 2.10 – Форма кривих БКЗ у випадку підвищувального проникнення глинистого розчину

Проникнення розчину, яке викликає зниження опору пласта, звичайно спостерігається при застосуванні глинистого розчину, приготовленого на сильно мінералізованій воді. При цьому виконується умова $\rho_c < \rho_\Delta < \rho_\pi$ і криві БКЗ мають форму опущених (Рис. 2.11).

Тришарові криві БКЗ визначаються п'ятьма параметрами: опором пласта ρ_π , опором зони проникнення розчину ρ_Δ , опором глинистого розчину ρ_c , діаметром зони проникнення D і діаметром свердловини d . Але в зв'язку з тим, що криві БКЗ будують на подвійному логарифмічному бланку, форма кривих БКЗ і їх розміщення на палетках БКЗ визначається трьома відносними параметрами, а саме: ρ_Δ/ρ_c , D/d і ρ_π/ρ_c .



1 – фактична двошарова крива БКЗ; 2 – палеточна крива БКЗ; 3 – фактична тришарова крива БКЗ; $D=4d$; $d_{\text{эф}}$ і $\rho_{\text{эф}}$ – ефективний діаметр свердловини та питомий опір свердловин

Рисунок 2.11 – Форма кривих БКЗ у випадку понижувального проникнення глинистого розчину

Приналежність тришарової кривої БКЗ до підвищувального або понижувального проникнення розчину визначається відношенням ρ_{π}/ρ_{Δ} . Якщо ρ_{π}/ρ_{Δ} менше одиниці, має місце підвищувальне проникнення розчину, якщо ж більше – понижувальне проникнення розчину.

На одній і тій же палетці наносять звичайно криві, що відповідають підвищувальному і понижуючому проникненню розчину.

Тришарові палетки БКЗ позначаються двома відносними параметрами: ρ_{Δ}/ρ_c та D/d .

Кожна крива на палетці БКЗ зображує залежність відношення ρ_y/ρ_c від відносного розміру зонда L/d при заданих параметрах ρ_{Δ}/ρ_c , D/d і ρ_n/ρ_c , із них перші два параметри відбивають шифр палетки, а третій – шифр кривої.

Тришарові розрахункові криві БКЗ для випадку підвищувального проникнення розчину (припідняті криві) згруповані також у спеціальні – так звані палетки БКЗ-У. Криві цих палеток визначаються деяким параметром U , що залежить від усіх параметрів, які характеризують тришарову криву БКЗ.

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?

3 ІНТЕРПРЕТАЦІЯ РЕЗУЛЬТАТІВ БОКОВОГО КАРОТАЖУ

Розрізняють трьохелектродний та багатоелектродні екрановані зонди.

Покази трьохелектродного екранованого зонда залежать від його розмірів. Збільшення загальної довжини L зонда приводить до зростання степені фокусування струму та збільшення радіусу дослідження. Довжина центрального електрода l не відіграє істотної ролі. Однак не слід робити її занадто великою, тому що це збільшує вплив товщини пластів, або занадто малою, тому що це значно утрудняє виміри та різко погіршується їх точність, особливо при $l \ll 0,3d_c$. Зі зменшенням діаметра зонда d_z зростає вплив свердловини. Значення d_z не рекомендується брати меншим ніж $0,25d_c$. Товщину ізоляційних прокладок між електродами зонда варто брати можливо меншою, тому що її збільшення приводить до зменшення густини струму центрального електрода.

Вплив вміщуючих порід на покази зонда при $h \geq 4d_c$ незначний при відсутності проникнення та при наявності підвищувального проникнення фільтрату ПР. У випадку понижуючого проникнення цей вплив може бути значним.

Багатоелектродні екрановані зонди представляють собою установку з електродами малого розміру на кабелі. Останнім часом застосовують зонди із секційними об'ємними електродами циліндричної форми. Серед багатоелектродних зондів найбільшого поширення одержали семиелектродні та дев'ятиелектродні зонди.

Вплив обмеженої товщини пласта починається при $L \geq 0,4h$. Спочатку зменшення товщини пласта приводить до зниження уявного опору (максимальне зниження при $L=h$), а потім – до його збільшення (при $L > 1,6h$ опір стає більшим, ніж опір проти пласта необмеженої потужності). Максимальне перевищення показів у порівнянні з показами проти пласта необмеженої товщини спостерігається при $L_3=h$. Якщо ж товщина пласта ще менша, то уявний опір знижується. У випадку дуже тонких пластів ($L_3 \gg h$) покази проти пласта стають нехарактерними. Вплив обмеженої товщини пласта тим більший, чим менше відношення питомого опору

вміщуючих порід до питомого опору ПР (так само як і для трьохелектродного зонда).

Процес обробки діаграм екранованих зондів включає наступні основні етапи:

- перевірку якості діаграм;
- виділення об'єктів інтерпретації;
- зняття характерних значень уявного опору;
- введення поправки за вплив ексцентриситету зонда в свердловині;
- введення поправки за обмежену товщину пласта;
- введення поправки за вплив свердловини;
- введення поправки за вплив зони проникнення фільтрату ПР.

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 напроти опорних пластів. У якості опорних необхідно вибирати кілька потужних однорідних непроникних пластів, значення питомого опору напроти яких відповідає широкому діапазону зміни цього параметра. Визначають питомий опір цих пластів за даними БКЗ і БК. При гарній якості матеріалу розбіжність у визначеннях не повинна перевищувати $\pm 10\%$. У випадку розбіжності (завищення або заниження) показів БК для всіх опорних пластів на однакову величину припустимі виправлення масштабу шляхом введення коефіцієнта, єдиного для всього діапазону уявного опору. Не можна коректувати всю криву БК за опорними пластами, які представляють частину діапазону уявного питомого опору.

Для анізотропного опорного пласта з даними БК необхідно зіставляти поздовжній питомий опір, який визначається за правою частиною вітки кривої БКЗ. При цьому розбіжність у визначеннях не повинна перевищувати $\pm 20\%$. У випадку, якщо за опорні приймають проникні пласти, доцільно використати ті, у яких надійно визначаються питомий опір і діаметр зони проникнення. Це дозволяє за тришаровими палетками надійно проінтерпретувати криву БК

і порівняти отримані результати з даними БКЗ. Розбіжність не повинна перевищувати $\pm 20\%$.

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 вміщуючих порід симетрія порушується: максимум кривої зміщується в сторону порід із великим опором, якщо товщина пласта становить не менше 4 м. Напроти пачки пластів спостерігається чергування симетричних максимумів і мінімумів.

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

$$\rho_{y.зр} / \rho_{y.вм} = 2 \cdot \rho_y / (\rho_y + \rho_{y.вм}), \quad (3.1)$$

де ρ_y – уявний опір інтерпретуючого пласта, Ом·м; $\rho_{y.вм}$ – уявний опір вміщуючих порід, Ом·м.

Для більш точного визначення границі пласта $\rho_{y.гр.}$ можна використовувати палетку, яка подана на рисунку 3.1.

Зняття характерних значень ρ_y напроти 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 напроти пласта знімають середньозважене по товщині значення $\rho_{y.ср.}$. При $0,3 < \delta\rho_y < 0,7$, ($\lambda_y=1,1-1,23$) то:

$$\rho_y = (\rho_{y.ср.} - \rho_{y.min.ср}) / 2, \quad (3.2)$$

де $\rho_{y.min.ср}$ – усереднений по площі уявний опір напроти пластів низького опору.

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

$$\rho_y = \sum h / \left(\sum_{i=1}^n (h_i / \rho_{y,i}) \right), \quad (3.3)$$

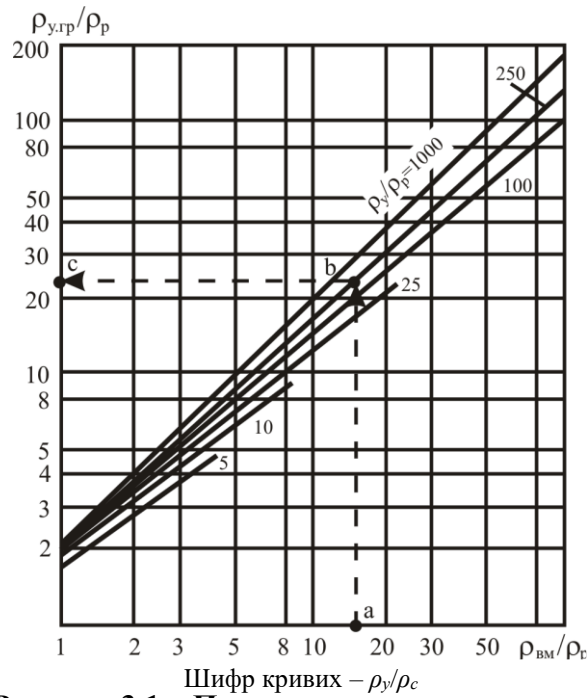


Рисунок 3.1 – Палетка для визначення $\rho_{y,гр}$

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

У міру зменшення товщини прошарків різниця між значеннями $\rho_{y,сер}$ і ρ_y зменшується і при $h_i \leq 0,2$ м вони практично збігаються. Такий неоднорідний пласт для БК можна розглядати як однорідний анізотропний пласт.

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):

$$\rho_y = G_c \cdot \rho_c + G_{zn} \cdot \rho_{zn} + G_n \cdot \rho_n, \quad (3.4)$$

де G_c , G_{zn} і G_n – відповідно геометричні фактори свердловини, зони проникнення та пласта.

Для двошарового середовища формула спрощується і набуває виду:

$$\rho_y = G_c \cdot \rho_c + G_n \cdot \rho_n. \quad (3.5)$$

Для визначення питомого опору пласта в даному випадку можна рекомендувати наступний вираз:

$$\rho_n = b \cdot \rho_y - (b - 1) \cdot \rho_c, \quad (3.6)$$

де $b = 1 / [1 - \lg(d_c / d_3) / \lg(2L / d_3)]$.

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

d_c , м	0,2	0,25	0,3	0,35	0,4
b	1,31	1,39	1,48	1,56	1,64

Однак, точність наближених формул не завжди достатня, тому для вивчення розподілу електричного поля широко застосовують моделювання, на підставі якого отримані відповідні номограми, що дозволяють більш точно визначати дійсний питомий опір пластів.

При визначенні дійсного питомого опору необхідно враховувати вплив свердловини, вміщуючих порід і зони проникнення на покази зонда, для чого побудовані номограми й палетки екранованих зондів.

Поправку за вплив ексцентриситету зонда у свердловині вводять у покази зонда із малим радіусом дослідження БК_м 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 зонд БК_б апаратури БКС-2 і БІК-2, зонди БК_с і БК_б апаратури Е9).

Уявний опір, який виміряний нецентрованим зондом, занижений (особливо при великих величинах ρ_n / ρ_p і d_c) у

порівнянні з уявним опором, який отриманий при положенні зонда на осі свердловини. Найбільш ефективний спосіб усунення впливу ексцентриситету на покази малих зондів БК – центрування приладу за допомогою центраторів.

Палетка для врахування товщини пласта при використанні апаратури АБК-Т, БК-2 і БКС-2 містить набір кривих залежності $\rho_y/\rho_{\text{вм}}$ від товщини пласта h при сталих значеннях $\rho_y^\infty/\rho_{\text{вм}}$. Кожний набір кривих побудовано для певних значень $\rho_{\text{вм}}/\rho_c$. 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 $\rho_{\text{вм}}/\rho_c$ поправку за товщину пласта вводять за двома палеткам із ближніми модулями та наступною інтерпретацією. Дані палетки побудовані для випадку відсутності зони проникнення фільтрату ПР у пласт.

Вплив обмеженої товщини для пластів із зоною проникнення істотно відрізняється від того, яке спостерігається для непроникних пластів, і враховується зазначеним вище способом за двошаровими палетками, насамперед у випадку понижуючого проникнення. Врахування впливу обмеженої товщини пласта роблять за допомогою поправочних кривих, використовуючи відомі значення h , $\rho_y/\rho_{\text{зп}}$, $\rho_{\text{зп}}/\rho_{\text{вм}}$ і задане, а потім уточнене в процесі інтерпретації значення D . Однак точність визначень невелика.

Аналогічні палетки отримані і для комплексних апаратур типу Е. Для того, щоб скористатися цими палетками, необхідно керуватись значеннями ρ_y , $\rho_{\text{вм}}$, h . Приклад такої палетки наведений на рисунку 3.2. За вихідними даними $\rho_{y1}/\rho_{\text{вм}}$ і h одержуємо виправлене значення ρ_{y2} . Введення виправлень за обмежену товщину пласта проводять при цьому без врахування можливої наявності зони проникнення.

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. 3.3), визначають виправлене значення опору.

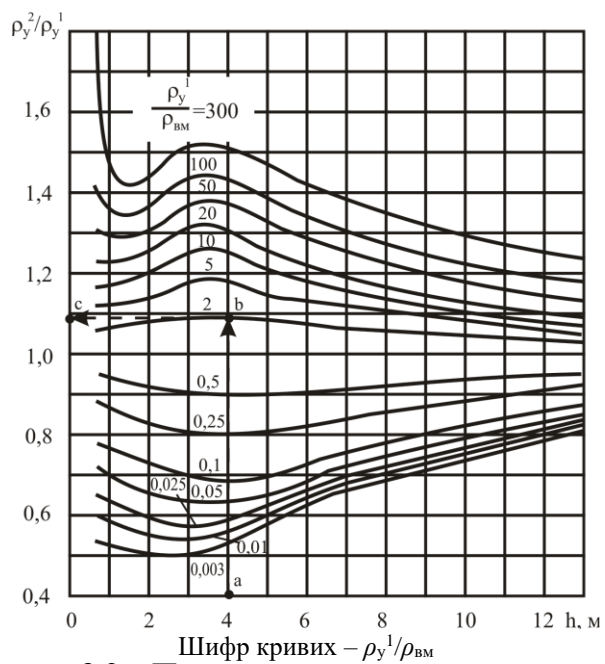


Рисунок 3.2 – Палетка для визначення поправки за товщину пласта (БМ-3)

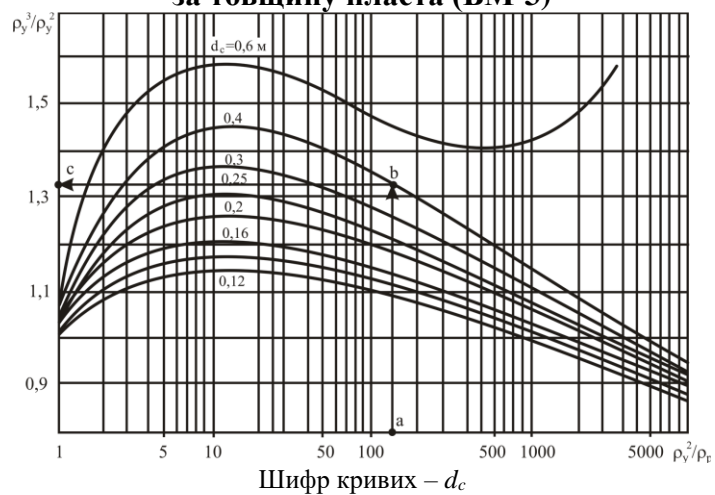


Рисунок 3.3 – Палетка для визначення поправки за діаметр свердловини (БМ-3)

У 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 $\rho_{\text{п}}$.

Для врахування впливу зони проникнення фільтрату промивної рідини можна скористатися тришаровими палетками БК-3 для пластів із проникненням або ж поняттям псевдогеометричного фактору зонда J .

Палетки БК-3 для пластів із проникненням представляють собою групу кривих залежності $\rho_{\text{у}}/\rho_{\text{р}}$ від $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{р}}$, які згруповані на окремих аркушах для значень $\rho_{\text{вм}}=1, 10, 25, 100$ і $1000\rho_{\text{р}}$, $h=4, 8, 16, 32d_{\text{с}}$ і ∞ ; $d_{\text{с}}=16,3$ і $23,3$ см. Криві розбиті на три групи, які відповідають значенням діаметру зони проникнення $D=2, 4, 8d_{\text{с}}$ і зміщені одна відносно іншої по осі ординат на величину модуля логарифмічної шкали. Шифр кривих – $\rho_{\text{зп}}/\rho_{\text{р}}$. За допомогою цих палеток можна оцінити $\rho_{\text{п}}$ пласта, якщо визначені незалежним способом питомий опір $\rho_{\text{зп}}$ і діаметр зони проникнення D .

Для цього вибирають палетку зі значеннями $\rho_{\text{вм}}$, h , $d_{\text{с}}$, які найбільш близькі до фактичних, і за величиною $\rho_{\text{у}}/\rho_{\text{р}}$ на кривій із заданими величинами $\rho_{\text{зп}}/\rho_{\text{р}}$ і $D/d_{\text{с}}$ знаходять $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{р}}$. Розглянуті палетки використовуються для апаратур АБК-3, ТБК, АБК-Т, Е1, Е4.

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

$$\rho_{\text{п}} \approx \frac{\rho_{\text{у}}^3 - J \cdot \rho_{\text{зп}}}{1 - J}, \quad (3.7)$$

якщо відомі $\rho_{\text{зп}}$ і діаметр зони проникнення D , оскільки за величиною D визначається значення J . Із цією метою використовують залежність фактору J від D . Приклад такої залежності для апаратур Е1, Е4 й Е7 наведений на рисунку 3.4. Аналогічні залежності побудовані для зондів БК, що використовуються в апаратурах Е6 і Е9. Опір зони

проникнення можна оцінити за малими зондами БКЗ або мікроекранованому зонді. Для оцінки діаметра зони проникнення у випадку гранулярних колекторів можна використати наступне практичне правило: значенням $K_{п}=20$, 20-15, 15-10 і 10-5% відповідно відповідають величини $D/d_c=2, 3, 5$ і 10.

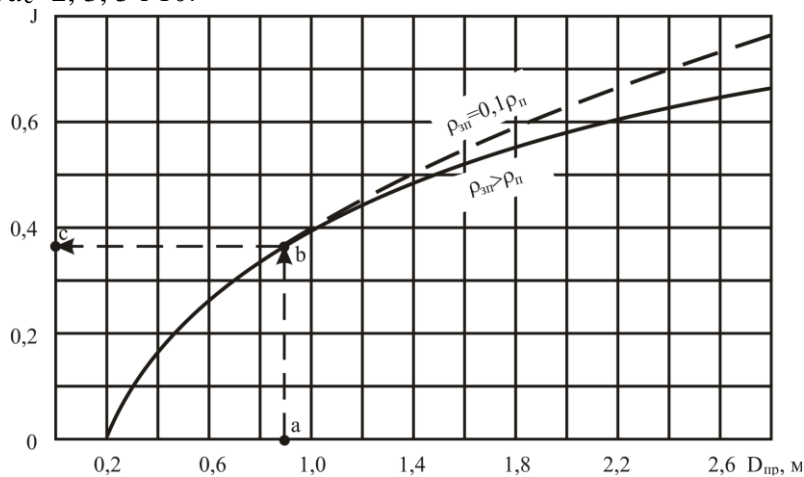


Рисунок 3.4 – Залежність псевдогеометричного фактору J зони проникнення від її приведеного діаметру

Графіки $J=f(D)$ на рисунку 3.4 та інші, які розміщені в альбомі палеток, побудовані для $d_c=0,2$ м, однак вони можуть бути використані й для інших діаметрів свердловин. При цьому необхідно для знаходження значень J відкладати не фактичний, а приведений діаметр зони проникнення $D_{пр}$, який розраховується за формулою:

$$D_{пр} = \frac{0,2D}{d_c}. \quad (3.8)$$

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?
6. Як вводиться поправка за вплив товщини пласта?
7. Як вводиться поправка за вплив зони проникнення?

4 ВИЗНАЧЕННЯ ПИТОМОЇ ЕЛЕКТРОПРОВІДНОСТІ І ПИТОМОГО ЕЛЕКТРИЧНОГО ОПОРУ ЗА ДАНИМИ ІНДУКЦІЙНОГО КАРОТАЖУ

Індукційний метод служить для визначення питомої електричної провідності порід і базується на вивченні вторинного електромагнітного поля, яке виникає під дією вихрових струмів, що індуковані в породах за допомогою первинного електромагнітного поля.

В результаті досліджень отримують криву уявної питомої електричної провідності в лінійному масштабі.

На відміну від інших методів електрометрії свердловини, індукційний метод може проводитись в сухих свердловинах та в свердловинах, в яких розчин на нафтовій основі.

Важливими властивостями індукційних зондів є радіальні та вертикальні характеристики, які показують зміну геометричних факторів ділянок середовища по мірі віддалення їх від зонда.

Радіальна характеристика визначає радіус дослідження зонда і степінь впливу на його покази свердловини, зони проникнення і не затрутої зони пласта.

Вертикальна характеристика зонда дає уяву про степінь впливу на його покази вміщуючих порід. Із цією метою додатково до основних генераторної та вимірювальної котушок вводять інші генераторні та приймальні котушки, так звані фокусуючі.

Для оцінки питомого опору порід за даними індукційного каротажу часто користуються наближеною теорією Г. Доля.

У зв'язку з цим уявну електричну провідність неоднорідного середовища можна визначити наступним чином:

$$\sigma_k = G_c \cdot \sigma_p + G_{zn} \cdot \sigma_{zn} + G_n \cdot \sigma_n + G_{вм} \cdot \sigma_{вм}, \quad (4.1)$$

де σ_p , σ_{zn} , σ_n , $\sigma_{вм}$, і G_p , G_{zn} , G_n , $G_{вм}$ – відповідно, питома провідність і геометричний фактор промивної рідини, зони проникнення, незміненої частини пласта та вміщуючих порід.

Обробка та інтерпретація діаграм включає в себе

наступні етапи:

- перевірка якості діаграмного матеріалу;
- виділення об'єктів інтерпретації;
- зняття значень уявної електропровідності;
- врахування впливу свердловини;
- врахування впливу скін-ефекту;
- врахування впливу обмеженої товщини пласта;
- врахування впливу зони проникнення.

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 напроти опорних пластів. Розбіжність між даними БКЗ і величинами опору, які визначені за даними ІК із внесенням поправки за свердловину та скін-ефект не повинні перевищувати $\pm 10\%$ для всіх опорних пластів.

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

$$\sigma_{y \text{ БКЗ}} = \frac{1000}{\rho_n} + \Delta\sigma_c, \quad (4.2)$$

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

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

розміщенні 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 напроти середини пласта (тонкий пласт).

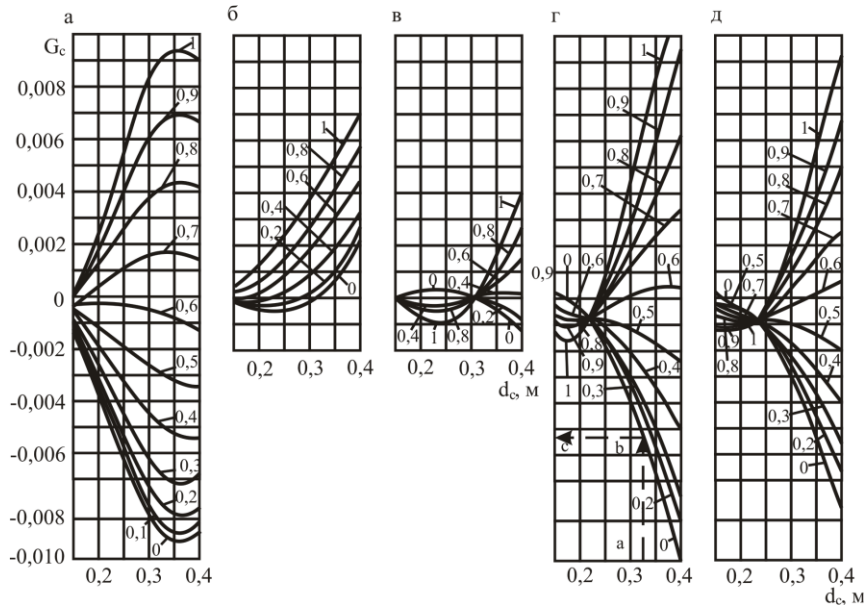
4) напроти пачки тонких пластів – середнє значення, яке дозволяє перейти до поздовжнього питомого опору пачки в цілому.

Врахування діаметра свердловини. Для зондів Ф1; 4П1; 8П1.4 і апаратури ВІК проводять за допомогою залежності геометричного фактора свердловини G_c від його діаметра d_c (Рис. 4.1). Шифр кривих палеток – значення ексцентриситету зонда ІК у свердловині:

$$\varepsilon_3 = \frac{a}{r_c}, \quad (4.3)$$

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

Для звичайного не центрованого зонда із відомим радіусом r_3 ексцентриситет ε_3 розраховують за формулою:



а – 6Ф1; б – 4П1; в – 8П1,4; г – 4Ф1; д – 4Ф1,1.
 Шифр кривих – a/r_c (a – відстань між осями зонда та свердловини, r_c – радіус свердловини).

Рисунок 4.1 – Палетка для врахування впливу діаметра свердловини

$$\varepsilon_3 = \frac{r_c - r_3}{r_c}. \quad (4.4)$$

Поправку $\Delta\sigma_c$ за вплив свердловини розраховують, визначивши за відомим d_c та ε_3 значення G_c і за співвідношенням:

$$\Delta\sigma_c = G_c \cdot \sigma_p, \quad (4.5)$$

де σ_p – питома електропровідність промивної рідини.

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

$$\sigma_y^g = \sigma_y - \Delta\sigma_c. \quad (4.6)$$

Врахування скін-ефекту. Дане врахування дозволяє перейти від знятого з діаграми значення σ_y до значення ρ_y для того ж пласта. Для цього використовують спеціальну палетку (Рис. 4.2). Поправку за скін-ефект вводять після введення поправки за вплив свердловини.

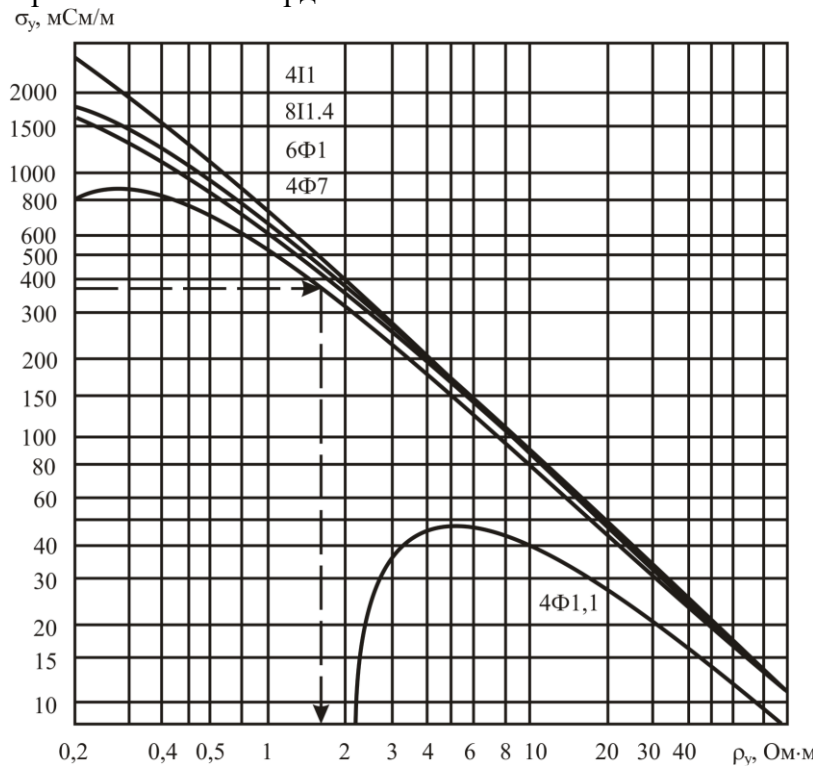


Рисунок 4.2 – Палетка для визначення поправки за вплив скін-ефекту на покази ІК

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. 4.3, 4.4).

Врахування обмеженої товщини пласта за допомогою палеток здійснюється наступним чином:

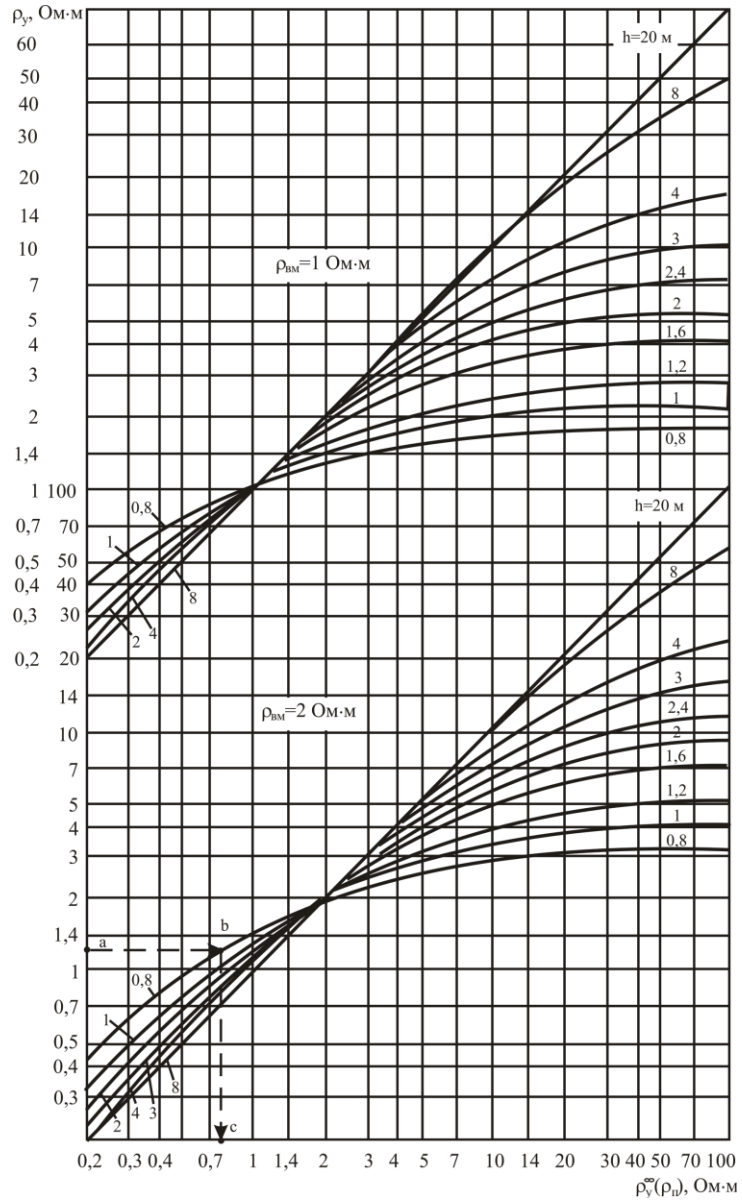


Рисунок 4.3 – Палетка для визначення поправки за товщину пласта (прилад ПК-1М)

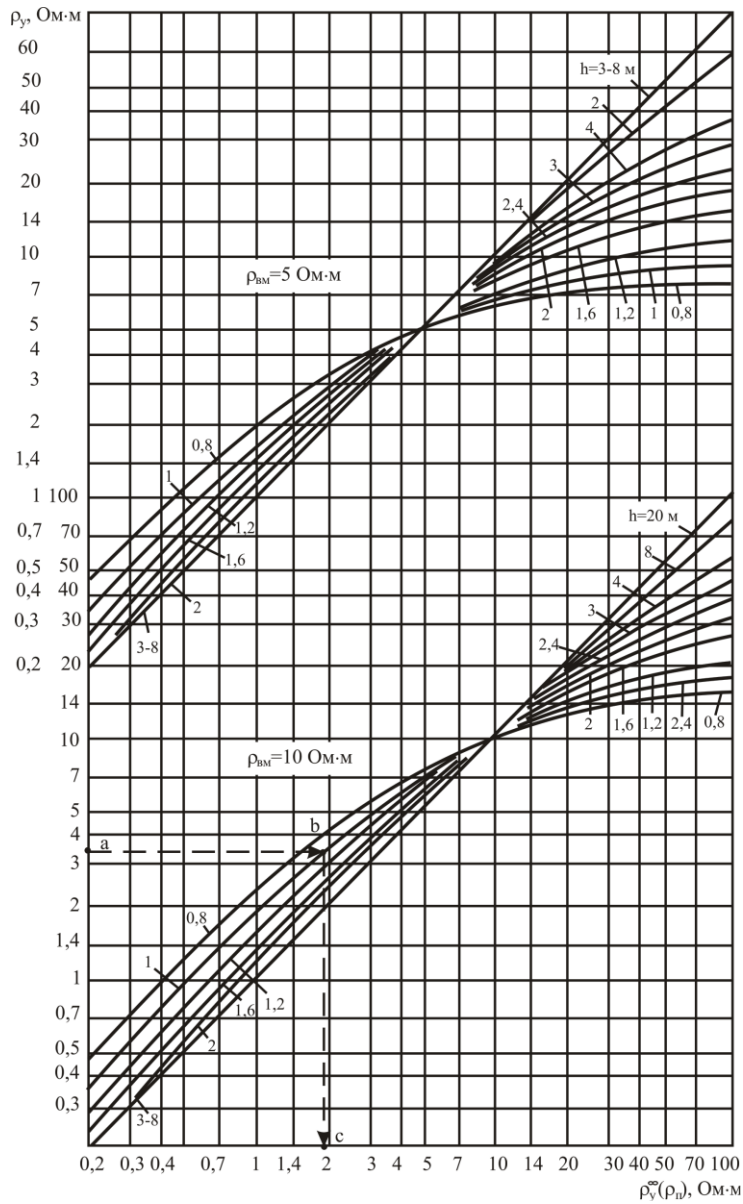


Рисунок 4.4 – Палетка для визначення поправки за товщину пласта (прилад ПК-1М)

– на діаграмах індукційного каротажу знімають дійсне значення уявної електропровідності напроти продуктивного пласта σ_y та вміщуючих його порід $\sigma_{y\text{ВМ}}$ і визначають товщину пласта h ;

– виправляють покази зонда напроти 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 палетками із ближніми значеннями $\rho_{\text{ВМ}}$ і за допомогою лінійної інтерполяції знаходять результат, який відповідає фактичному значенню $\rho_{\text{ВМ}}$.

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 кількість палеток, які необхідні для інтерпретації. Палетками можна користуватися, якщо відомий питомий опір і діаметр зони проникнення.

Контрольні питання

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

5 ВИЗНАЧЕННЯ ПИТОМОГО ЕЛЕКТРИЧНОГО ОПОРУ ПРОМИТОЇ ЗОНИ КОЛЕКТОРІВ

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. Оскільки башмак мікрозонда відділений від щільної породи достатньо нерівномірним за своєю товщиною прошарком глинистого розчину, то реєструються різко диференційовані криві при достатньо високих показах на діаграмах двох зондів. Аналогічно виділяються пористі, але слабопроникні та літологічні різниці, що не руйнуються (глини, пісковики і глинисті алевроліти). Вони відрізняються від щільних порід тільки на декілька меншими значеннями ρ_y .

Пласти із добрими фільтраційно-ємнісними властивостями, на поверхні яких утворюється глиниста кірка, відмічаються відмінністю показів двох зондів ($\rho_{y\text{ мГЗ}} < \rho_{y\text{ мПЗ}}$). Покази $\rho_{y\text{ мГЗ}}$ мікроградієнт-зонда, який має меншу глибину дослідження, визначаються опором глинистої кірки $\rho_{ГК}$, до якої прилягає башмак мікрозонда. Значення $\rho_{ГК}$ наближено рівне ρ_p , а уявний опір мікроградієнт-зонда – вищий ніж ρ_y в каверні. Покази $\rho_{y\text{ мПЗ}}$, який має більшу глибину дослідження,

залежать від опору промитої зони пласта-колектора $\rho_{пп}$. У зв'язку з цим, величина $\rho_{у\text{мпз}}$ у звичайних умовах більша ніж $\rho_{у\text{мгз}}$. Дане співвідношення може порушуватись, якщо глиниста кірка має велику товщину або відсутня. Тоді покази двох мікрозондів співпадають.

У результаті кількісної інтерпретації діаграм мікрозондів можна оцінити питомий опір промитої зони пласта-колектора $\rho_{пп}$. Для цього використовують спеціальні палетки, які представляють собою групу кривих $\rho_{у\text{мгз}}/\rho_{ш}=f(\rho_{у\text{мпз}}/\rho_{ш})$ для заданих значень $\rho_{пп}/\rho_{ш}$ і товщини проміжного шару $h_{ш}$. З діаграм знімають значення $\rho_{у\text{мгз}}$ і $\rho_{у\text{мпз}}$ в інтервалі у якому проводяться дослідження. За величиною ρ_p для даного інтервалу свердловини та за допомогою групи кривих (Рис. 5.1) визначають $\rho_{гк}$.

За діаметром свердловини d_c вибирається найбільш достовірною палетка і на ній знаходять модуль кривої μ (Рис. 5.2), який проходить через точку з відомими координатами $\rho_{у\text{мгз}}/\rho_{ш}$ і $\rho_{у\text{мпз}}/\rho_{ш}$. За величиною даного значення розраховують значення $\rho_{пп}=\mu \cdot \rho_{ш}$.

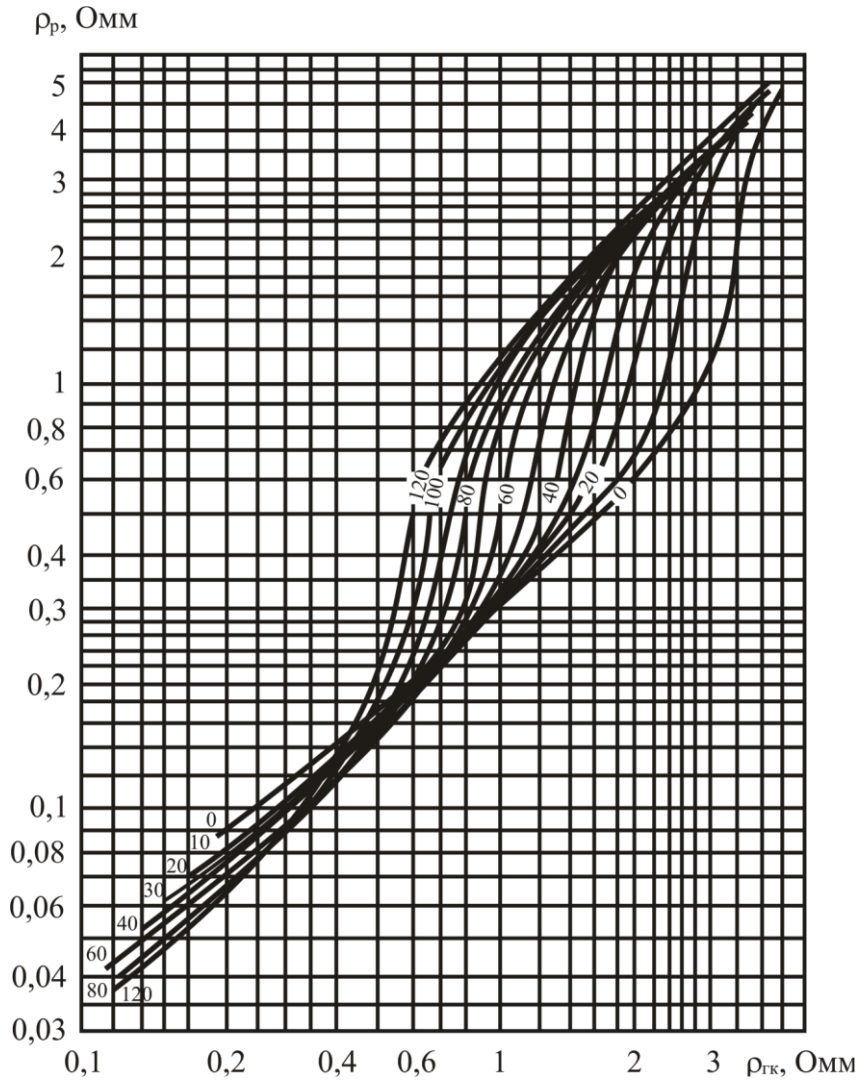
Інтерпретація діаграм МБК

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.

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

Напроти виділених інтервалів знімають середнє значення уявного опору $\rho_{у.ср}$, якщо покази напроти окремих пластів відрізняються не більше ніж на $\pm 25\%$ від $\rho_{у.ср}$.



Шифр кривих – t, °С

Рисунок 5.1 – Залежність питомого електричного опору глинистої кірки $\rho_{гк}$ від опору промивної рідини ρ_p при різних температурах

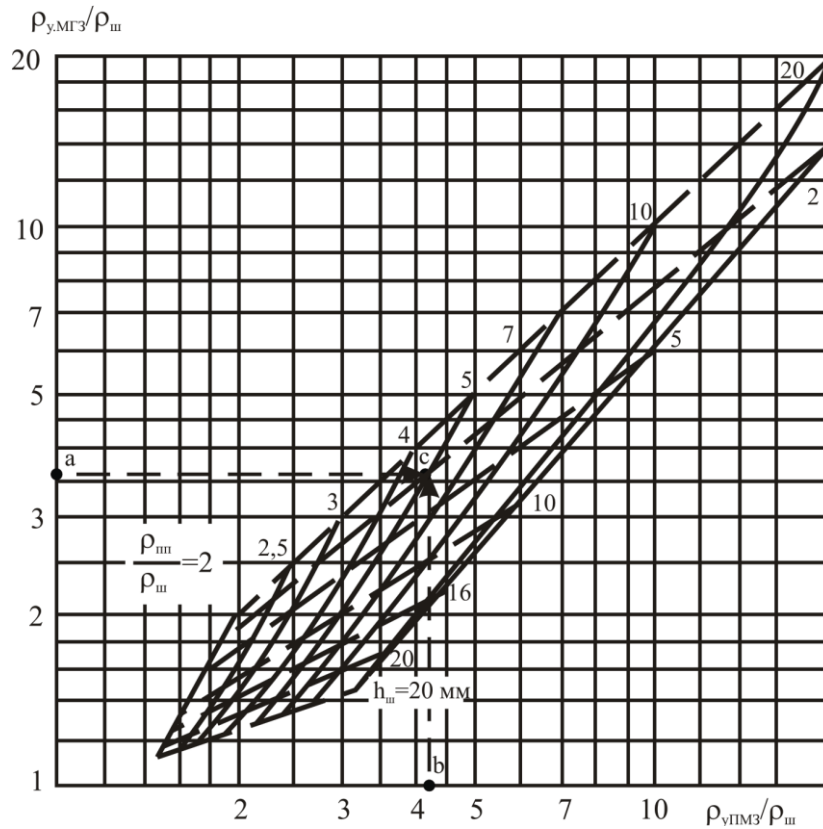


Рисунок 5.2 – Визначення $\rho_{\text{пл}}$ за даними МК

При великій неоднорідності пласта розраховується середньогармонічне значення уявного опору:

$$\rho_{y.c.p.z} = \frac{h_1 + h_2 + \dots + h_n}{h_1 / \rho_{y.1} + h_2 / \rho_{y.2} + \dots + h_n / \rho_{y.n}}, \quad (5.1)$$

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.

За значенням ρ_p і температури пласта знаходять питомий опір глинистої кірки (Рис. 5.1).

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 $h_{ш}$:

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

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

$$h_{ш} = \frac{d_n - d_{мк}}{2}, \quad (5.2)$$

де d_n і $d_{мк}$ – відповідно номінальний діаметр свердловини, та діаметр свердловини за мікрокавернограмою, 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 $h_{гк}$:

$h_{гк}, \text{мм}$	5	10	15	20	25	30
$h_{ш}, \text{мм}$	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:

$$\frac{h_{ш}}{\rho_{ш}} = \frac{h_{гк}}{\rho_{гк}} + \frac{h_{ш} - h_{гк}}{\rho_p}. \quad (5.3)$$

Для безпосереднього визначення питомого опору присвердловинної зони пласта-колектора необхідно вибрати відповідну палетку. Палетки двохелектродного мікробокового

зонда побудовані для фіксованих значень опору проміжного шару (0,05; 0,1; 0,2 і $\geq 0,5$ Ом·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. 5.3, 5.4, 5.5, 5.6). 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 МБК (Рис. 5.7, 5.8).

5.3 Контрольні питання

1. Як проводиться перевірка якості діаграмного матеріалу мікрометодів?
2. Як проводиться виділення продуктивних інтервалів за даними МК і МБК?
3. Як знімаються характерні значення $\rho_{у мгз}$, $\rho_{у мпз}$ та $\rho_{у мБК}$ уявного опору?
4. Як визначається питомий опір глинистої кірки $\rho_{гк}$?
5. Що таке проміжний шар?
6. Як визначається товщина проміжного шару $h_{ш}$?
7. Як визначається питомий опір проміжного шару $\rho_{ш}$?
8. Як визначається дійсний опір промитої зони пласта $\rho_{пп}$ за даними МК, МБК та в комплексі МК і МБК?

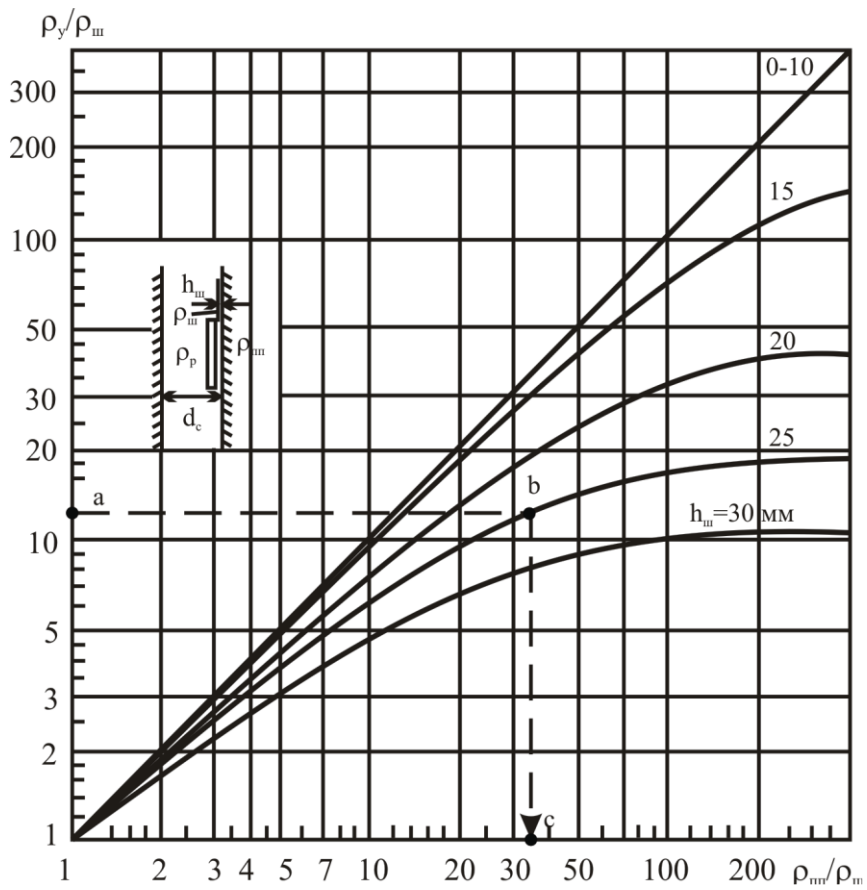


Рисунок 5.3 – Визначення $\rho_{ш}$ за даними МБК
 ($\rho_{ш} \geq 0,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$)

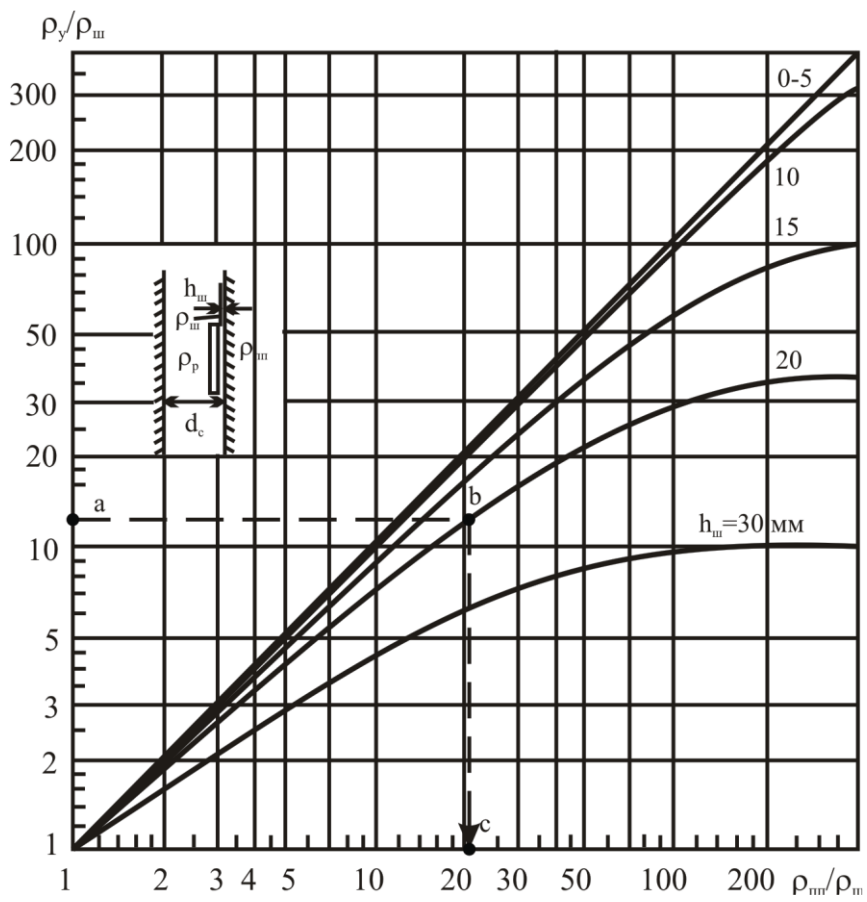


Рисунок 5.4 – Визначення $\rho_{шп}$ за даними МБК
 ($\rho_{ш}=0,2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$)

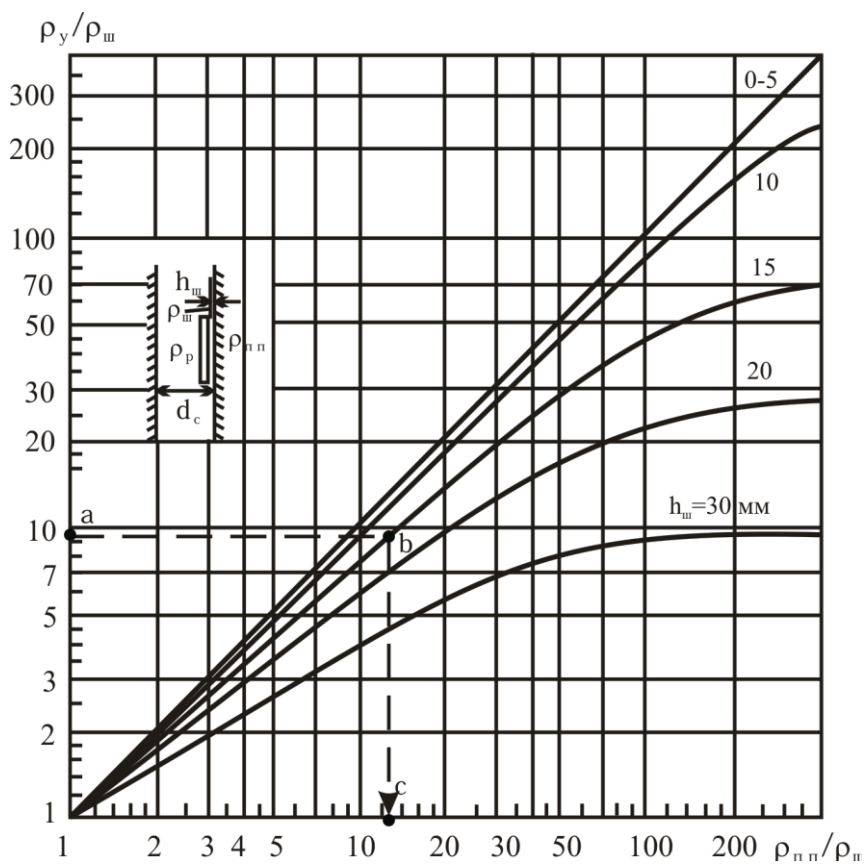


Рисунок 5.5 – Визначення $\rho_{ш}$ за даними МБК
($\rho_{ш}=0,1 \text{ Ом}\cdot\text{м}$)

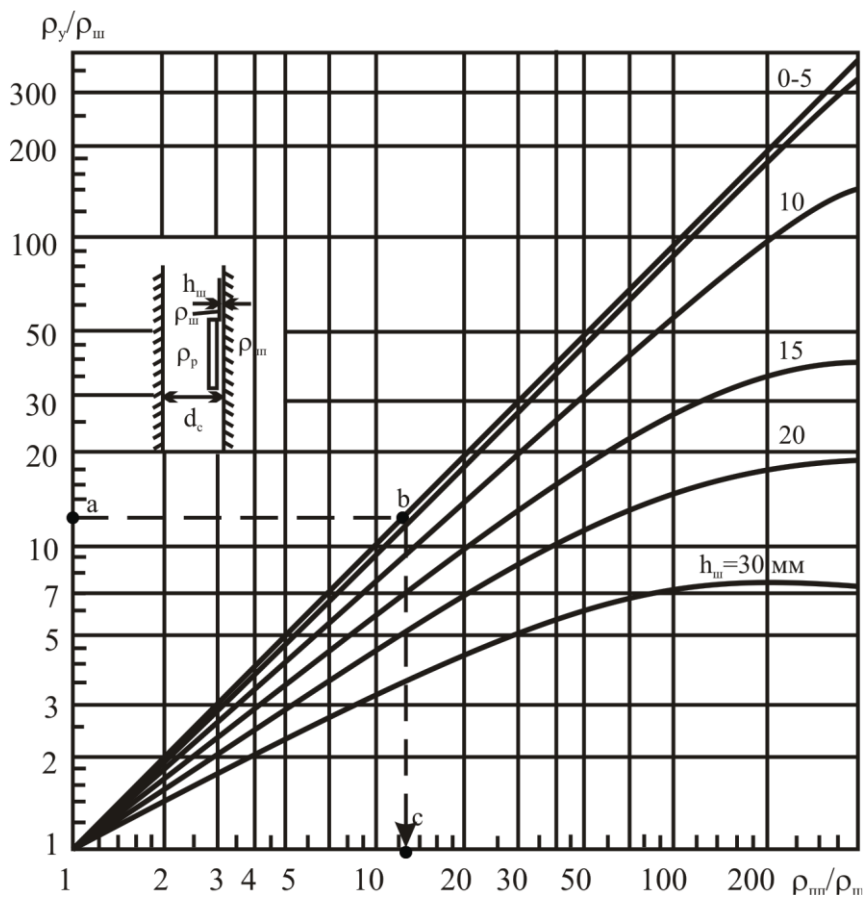


Рисунок 5.6 – Визначення $\rho_{шп}$ за даними МБК
($\rho_{ш}=0,05\text{ Ом}\cdot\text{м}$)

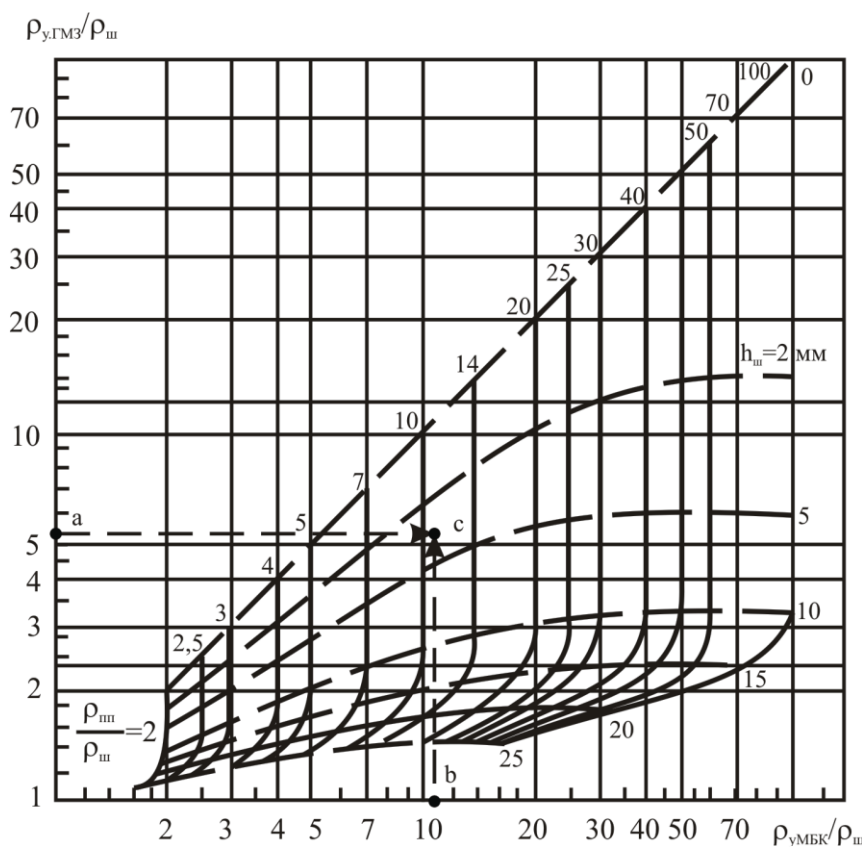


Рисунок 5.7 – Визначення $\rho_{ш}$ і $h_{ш}$ за даними мікроградієнт-зонда і МБК

6 ІНТЕРПРЕТАЦІЯ РЕЗУЛЬТАТІВ МЕТОДУ САМОЧИННОЇ ПОЛЯРИЗАЦІЇ

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

Через відсутність на діаграмі ПС нульової лінії в якості умовної нульової лінії, від якої знімають відхилення кривої ПС, використовують лінію глин. Більша частина осадових порід у теригенному, карбонатному, вулканогенному розрізах і їх різновидностях відзначається відхиленням кривої ПС 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 ПС поляризацією електродів. Така діаграма – брак і для інтерпретації не використовується.

Границі пластів на кривій ПС відповідають точкам перегину зареєстрованої кривої ПС. Дане універсальне правило визначення границь за кривою ПС реалізується, якщо отримати криву градієнта ПС із кривої потенціалу ПС шляхом диференціювання останньої на ЕОМ або графічним шляхом, або за точками екстремальних значень на кривій градієнта ПС у свердловині. При виділенні одинарних пластів, які характеризуються від'ємною аномалією ПС, 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 ПС. Якщо $h < 3d_c$, то тоді границі пласта зміщуються до $\Delta U_{\text{ПС,max}}$.

Аномалію $\Delta U_{\text{ПС}}$ 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 ПС, E_s розраховують за формулою:

$$E_s = \frac{\Delta U_{ПС}}{\nu_{ПС}}. \quad (6.1)$$

де $\nu_{ПС}$ – поправочний коефіцієнт за свердловинні умови.

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

При інтерпретації діаграм ПС вирішують наступні задачі.

1. Визначення ρ_v при температурі пласта і розрахунок мінералізації пластової води C_v , яка відповідає ρ_v .

Для визначення ρ_v використовують аномалію ПС напроти пласта чистого пісковика або вапняку, який залягає в щільних високодисперсних глинах. За графіками $\rho_\phi = f(\rho_p)$ для різних $T_{пл}$ знаходять ρ_ϕ (Рис. 6.1). Підставляючи в рівняння:

$$E_{sT} = 70 \frac{T_{пл} + 273}{293} \cdot \lg \left(\frac{\rho_\phi}{\rho_v} \right) \quad (6.2)$$

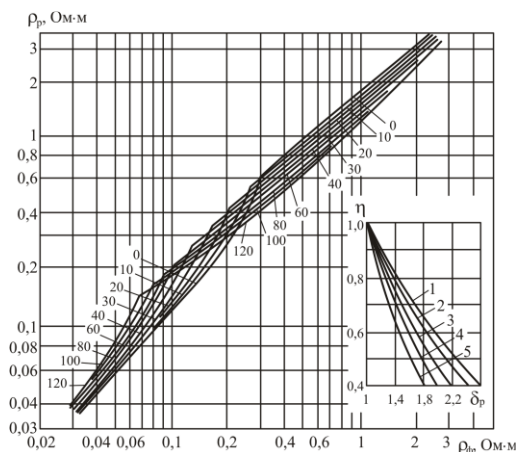
відомі значення E_{sT} , $T_{пл}$, ρ_ϕ , розв'язують його відносно ρ_v . За графіками $\rho_v = f(C_v)$ для різних $T_{пл}$ знаходять C_v (Рис. 6.2).

2. Визначення коефіцієнта пористості.

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 $U_{ПС}$ найбільшу негативну аномалію $\Delta U_{ПС.оп}$.

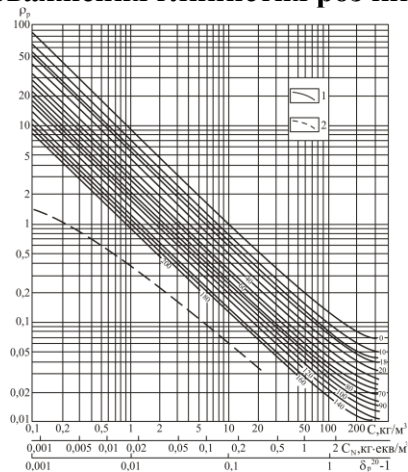
Якщо потужність опорного пласта відносно мала та його опір великий, в амплітуду $\Delta U_{ПС.оп}$ вводиться поправка за потужність і опір. виправлене значення:

$$\Delta U_{ПС.оп}^\infty = \frac{\Delta U_{ПС.оп}}{\nu_{ПС}}, \quad (6.3)$$



шифр кривих – температура, °С
 вміст, %: 1 – 90 бариту; 2 – 60 бариту або 70 гематиту; 3 – 40 бариту або 46 гематиту; 4 – 20 бариту або 23 гематиту; 5 – 100 глини

Рисунок 6.1 – Залежність питомого електричного опору фільтрату ρ_{ϕ} від опору ρ_r при густині розчину менше $1,3 \text{ г/см}^3$ і поправки $\eta = \rho_{\phi} / \rho_r$ за густину δ_r для обважнених глинистих розчинів



Шифр кривих — температура, °С
Рисунок 6.2 – Залежність питомого електричного опору розчину хлористого натрію від його концентрації (1) і густини (при 20 °С) (2)

де коефіцієнт $\eta_{ПС}$, для заданих відношень $\rho_{п}/\rho_{р}$ і h/d_c , визначається за допомогою кривих, які приведені на рисунку 6.3.

У тих випадках, коли коефіцієнт пористості опорного пласта не дорівнює найбільшому значенню $K_{п}$, для якого $\Delta U_{ПС.оп}/\Delta U_{ПС}^{max}=1$, попередньо розраховується величина $\Delta U_{ПС}^{max}$ у пласті з максимальною пористістю. З цією метою при відомій величині коефіцієнта пористості опорного пласта на кривій залежності коефіцієнта $\alpha_{ПС}=\Delta U_{ПС}/\Delta U_{ПС}^{max}=f(K_{п})$ (Рис. 6.4) знаходять значення $\alpha_{ПС}$, яке відповідає коефіцієнту пористості і $\Delta U_{ПС.оп}$ приводиться до $\Delta U_{ПС}^{max}$:

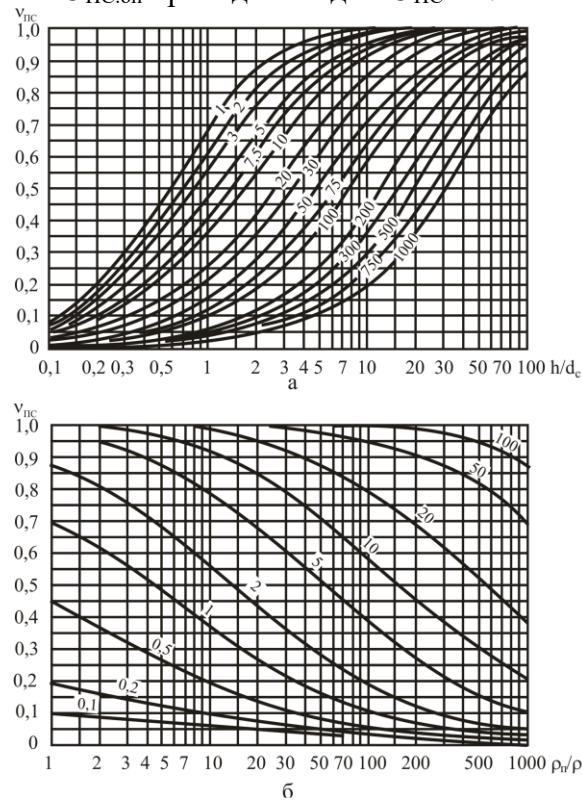
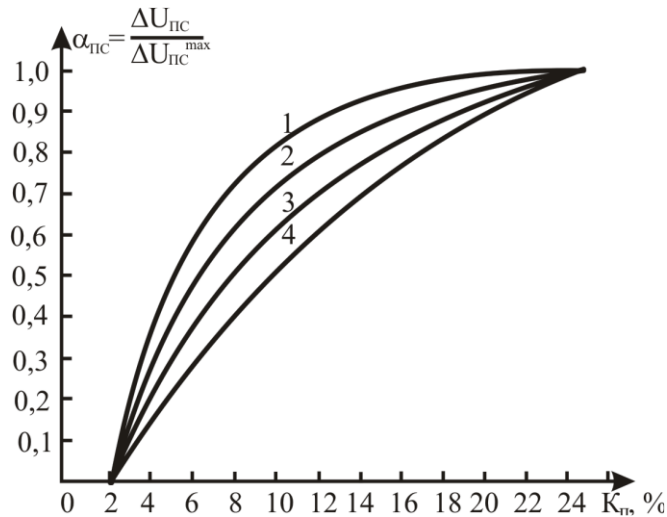


Рисунок 6.3 – Криві залежності а – $\eta_{ПС}=f(h/d_c)$ при $\rho_{п}/\rho_{р}=const$ (шифр кривих); б – $\eta_{ПС}=f(\rho_{п}, \rho_{р})$ при $h/d_c=const$ (шифр кривих); $\rho_{п}=\rho_{вм}$



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

Рисунок 6.4 – Залежність коефіцієнта $\alpha_{ПС} = \Delta U_{ПС} / \Delta U_{ПС}^{\max}$ від коефіцієнта пористості

$$\Delta U_{ПС}^{\max} = \frac{\Delta U_{ПС,оп}^{\infty}}{\alpha_{ПС}}. \quad (6.4)$$

Далі для досліджуваних пластів розраховується амплітуда аномалії $\Delta U_{ПС}$ для значень потенціалу в породах мінімальної пористості. За потужністю кожного пласта і його опору використовуючи палетку, яка приведена на рисунку 6.3, знаходять поправочні коефіцієнти $\alpha_{ПС}$, після чого розраховують виправлені значення амплітуд:

$$\Delta U_{ПС}^{\infty} = \frac{\Delta U_{ПС}}{\alpha_{ПС}}. \quad (6.5)$$

Розраховують відношення $\Delta U_{ПС}^{\infty} / \Delta U_{ПС}^{\max}$ і за однією із кривих, які приведені на рисунку 6.4, 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 з витриманими дифузійно-адсорбційними властивостями (наприклад щільний неглинистий вапняк або ангідрит, що залягає серед глин). Амплітуда аномалії $\Delta U_{ПС, оп}$ у цьому пласті приймається за еталон, відносно якої на основі вимірів амплітуд аномалій $\Delta U_{ПС}$ в інших пластах з відомою пористістю складається еталонна крива:

$$\frac{\Delta U_{ПС}}{\Delta U_{ПС, оп}} = f(K_n). \quad (6.6)$$

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

3. Визначення глинистості порід.

Кількісно глинистість характеризують масовим вмістом фракції ($C_{гл}$) у мінеральній матриці породи з розмірами зерен менше 0.01 мм або вмістом нерозчинного залишку (Рис. 6.5):

$$C_{гл} = m_{0,01} / m, \quad (6.7)$$

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:

$$K_{гл} = C_{гл}(1 - K_n). \quad (6.8)$$

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

$$\eta_{гл} = \frac{K_{гл}}{K_{гл} + K_n}. \quad (6.9)$$

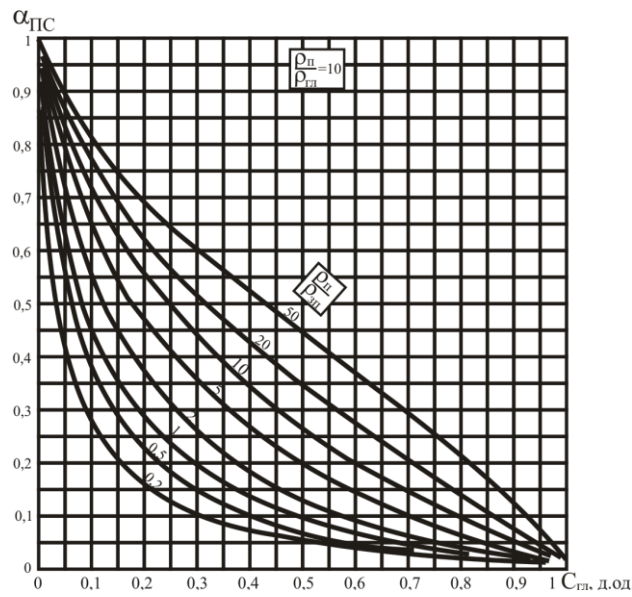
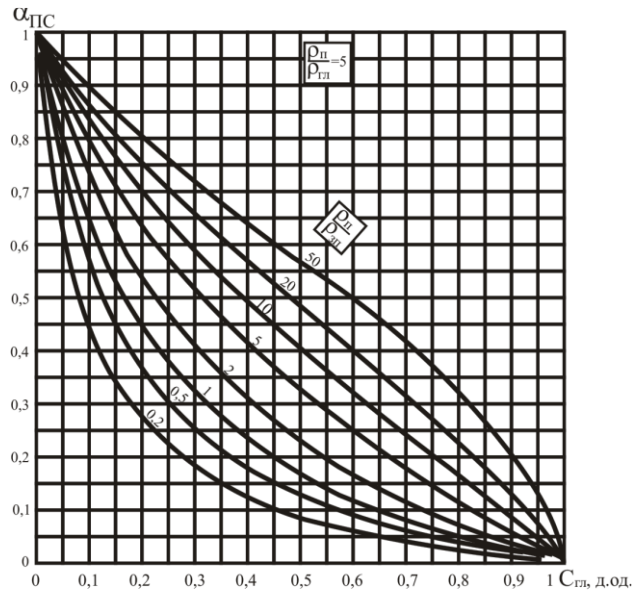


Рисунок 6.5 – Розрахункова залежність $\alpha_{ПС}=f(C_{гп})$ для пісковиків

Теригенні породи з розсіяною глинистістю в більшості випадків залишаються колекторами, якщо $\eta_{\text{гл}} < 0,45$. При великих значеннях $\eta_{\text{гл}}$ 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 $\eta_{\text{гл}}$ за графіком $\alpha_{\text{ПС}} = f(\eta_{\text{гл}})$ для досліджуваних відкладів (Рис. 6.6). Група кореляційних кривих $\alpha_{\text{ПС}} = f(\eta_{\text{гл}})$ для відкладів різних регіонів і віку виявляє закономірний перехід від графіка 1 до графіка 3 у міру росту мінералізації пластових вод і зменшення адсорбційної активності глинистого матеріалу відкладів.

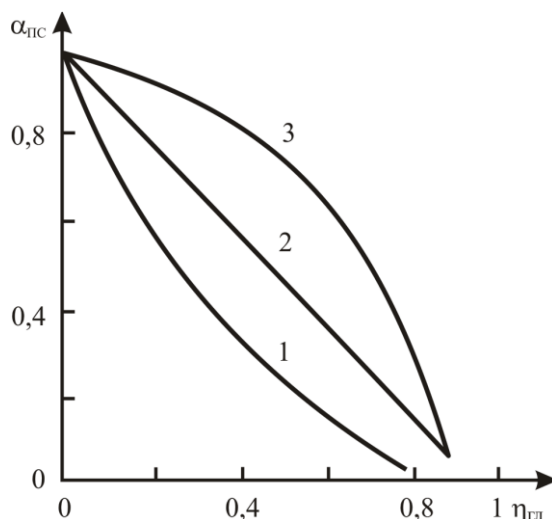
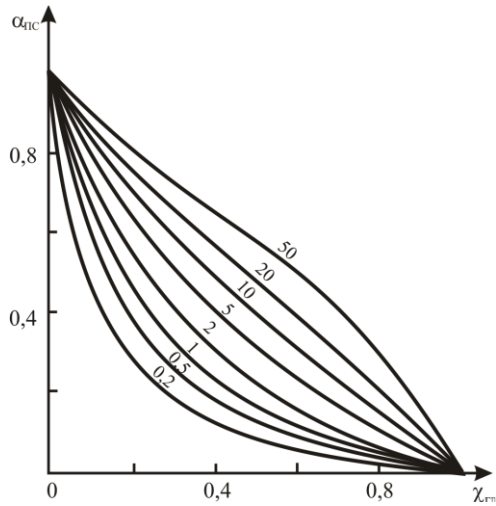


Рисунок 6.6 – Кореляційна залежність $\alpha_{\text{ПС}} = f(\eta_{\text{гл}})$ для теригенних відкладів з високою (1), середньою (2), низкою (3) активністю глинистого матеріалу і низкою (1), середньою (2), високою (3) мінералізацією пластових вод

У пластах-колекторах із шаруватою глинистістю за значенням $\alpha_{\text{ПС}}$ визначають вміст глинистих прошарків у пачці $\chi_{\text{гл}}$ за допомогою палеток, які приведені на рисунку 6.7, використовуючи значення електричних параметрів даного розрізу.



Шифр кривих – $\rho_{\text{гл}}/\rho_{\text{п}}$ ($\rho_{\text{вл}}/\rho_{\text{р}}=5$)

Рисунок 6.7 – Розрахункова залежність $\alpha_{\text{ПС}}=f(\chi_{\text{ГЛ}})$ для пісковиків із шаруватою глинистістю

Контрольні питання

1. Що називають глинистістю?
2. Які є типи глинистості в залежності від характеру розміщення тонкодисперсних частинок у породі?
3. За рахунок яких процесів виникають потенціали самочинної поляризації?
4. В яких одиницях вимірюються потенціали самочинної поляризації?
5. Що таке лінія глин і пісковиків?
6. Яким чином проводять границі пластів за даними ПС?
7. Як знімають значення з кривих ПС?
8. Як визначають опір пластових вод за даними ПС?
9. Як визначається коефіцієнт пористості за даними ПС?
10. Як визначається відносна глинистість за даними ПС?

7 ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТІВ ПОРИСТОСТІ ТА НАФТОГАЗОНАСИЧЕНОСТІ ЗА ДАНИМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕТОДІВ

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 за результатами комплексної інтерпретації електричних і радіоактивних методів дослідження розрізів свердловин. Однак найбільш частіше для визначення коефіцієнта пористості використовують електричні методи.

Визначення коефіцієнта пористості за даними опору незміненої частини пласта

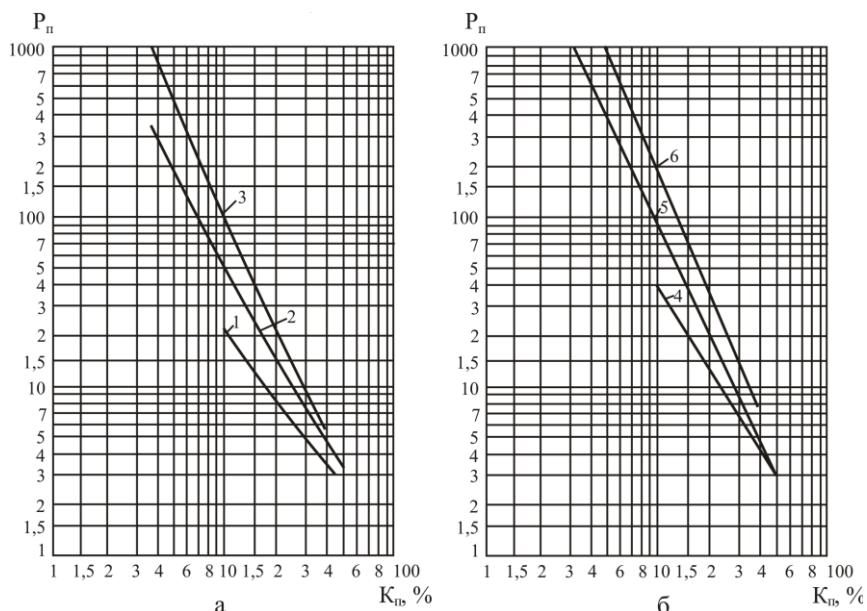
За таких умов пористість гірських порід визначається за допомогою кореляційної залежності $P_n=f(K_n)$ (Рис.7.1). В найпростішому варіанті дану залежність можна представити у наступному вигляді:

$$P_n = \frac{a}{K_n^m}, \quad (7.1)$$

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.

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:



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

Рисунок 7.1 – Осереднені криві залежності параметра P_n від коефіцієнта пористості K_n для піщаних (а) і карбонатних (б) порід

$$P_n = \frac{\rho_{вп}}{\rho_v}, \quad (7.2)$$

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.

*Визначення коефіцієнта пористості за даними опору
промитої зони пласта*

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

$$P_n = \frac{\rho_{nn}}{\rho_{\phi}}, \quad (7.3)$$

де ρ_{ϕ} – опір фільтрату промивної рідини, Ом·м. Він визначається за допомогою спеціального графіка (Рис. 7.2).

У глинистому колекторі параметр пористості рівний:

$$P_n = \frac{\rho_{nn}}{\rho_{\phi} \cdot \Pi_n}, \quad (7.4)$$

де Π_n – параметр поверхневої провідності, який враховує зміну параметра $P_{п}$ в залежності від мінералізації пластової води.

Параметр Π_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:

$$P_n = \frac{\rho_{nn}}{\rho_{\phi} \cdot P_{нз}}, \quad (7.5)$$

де $P_{нз}$ – параметр залишкового нафтогазонасичення у промитій зоні пласта.

Величина $P_{нз}$ визначається за формулою:

$$P_{нз} = \frac{1}{(1 - K_{нз})^2}, \quad (7.6)$$

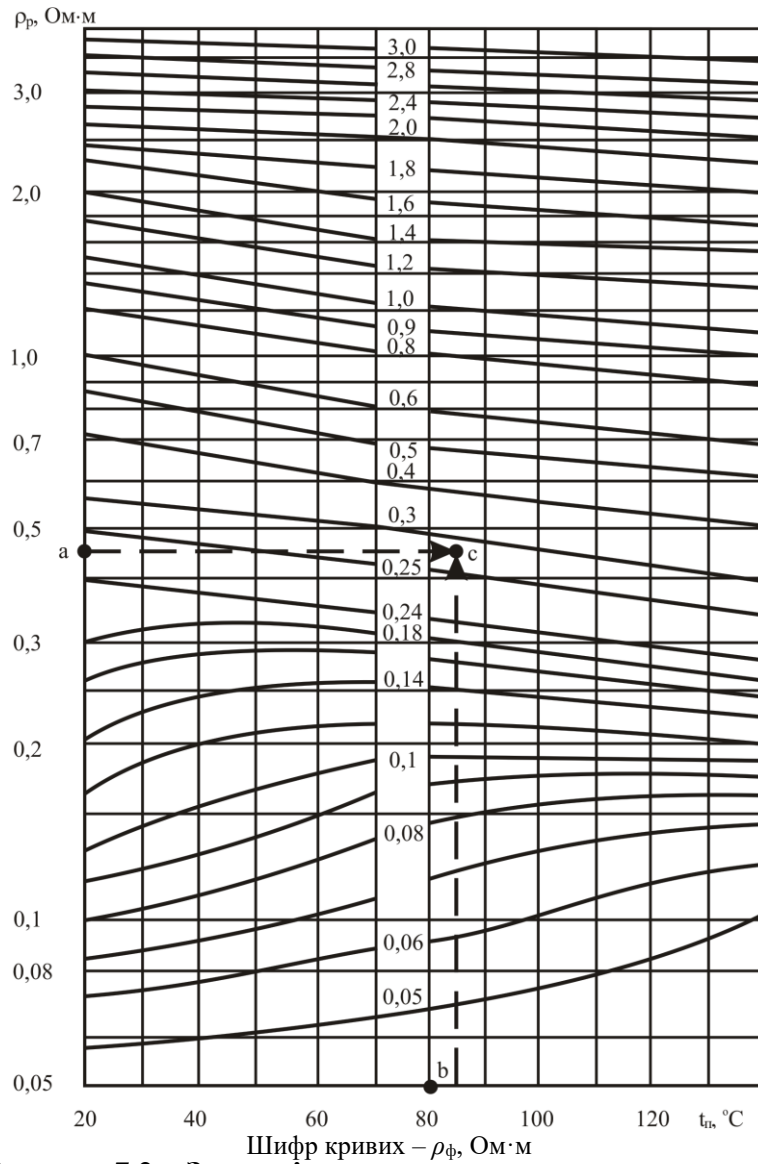


Рисунок 7.2 – Залежність питомого електричного опору фільтрату промивної рідини від опору промивної рідини при різних температурах

де $K_{нз}$ – коефіцієнт залишкового нафтогазонасичення у промитій зоні пласта-колектора. Зазвичай наближено $K_{нз}=0,2-0,3$.

Для заглинизованого колектора у формулу (7.5) в знаменнику вводять параметр Π_n :

$$P_n = \frac{\rho_{nn}}{\rho_{\phi} \cdot P_{нз} \cdot \Pi_n}. \quad (7.7)$$

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:

$$P_n = \frac{\rho_{zn}}{\rho_{\phi в} \cdot P_{нз}}. \quad (7.8)$$

Для водоносного пласта-колектора:

$$P_n = \frac{\rho_{zn}}{\rho_{\phi в}} = \frac{\rho_{zn}}{\rho_{\phi}} \cdot \frac{\rho_{\phi}}{\rho_{\phi в}}. \quad (7.9)$$

Параметр $P_{нз}$ зони проникнення визначається за формулою (7.6) з використанням величини $K_{нз}=0,3-0,4$.

Опір суміші води із фільтратом промивної рідини $\rho_{\phi в}$, яка заповнює пори у зоні проникнення, залежить від вмісту Z (0,06) залишку пластової води у зоні проникнення. Значення $\rho_{\phi в}$ за даними ρ_{ϕ} і $\rho_{в}$ визначається наступним чином:

$$\frac{1}{\rho_{\phi в}} = \frac{Z}{\rho_{в}} + \frac{1-Z}{\rho_{\phi}}. \quad (7.10)$$

Також величину $\rho_{\phi в}$ можна визначити за формулою:

$$\rho_{фв} = \frac{\rho_{зн}}{\Pi_n \cdot P_n} = \frac{\rho_{зн}}{\Pi_n} \cdot \frac{\rho_v}{\rho_{вп}}. \quad (7.11)$$

Визначення коефіцієнта нафтогазонасиченості за даними електричних методів

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

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

$$\rho_{вп} = P_n \rho_v, \quad (7.12)$$

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

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

$$P_n = \frac{\rho_{нп}}{\rho_{вп}}. \quad (7.13)$$

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

$$P_n = \frac{a}{K_v^n}, \quad (7.14)$$

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:

$$K_{н2} = 1 - K_{г}. \quad (7.15)$$

За розрахованими значеннями P_n визначаються коефіцієнти K_n або K_g ($K_{нг} = 1 - K_v$) (при атмосферному тиску) за номограмою (Рис. 7.3).

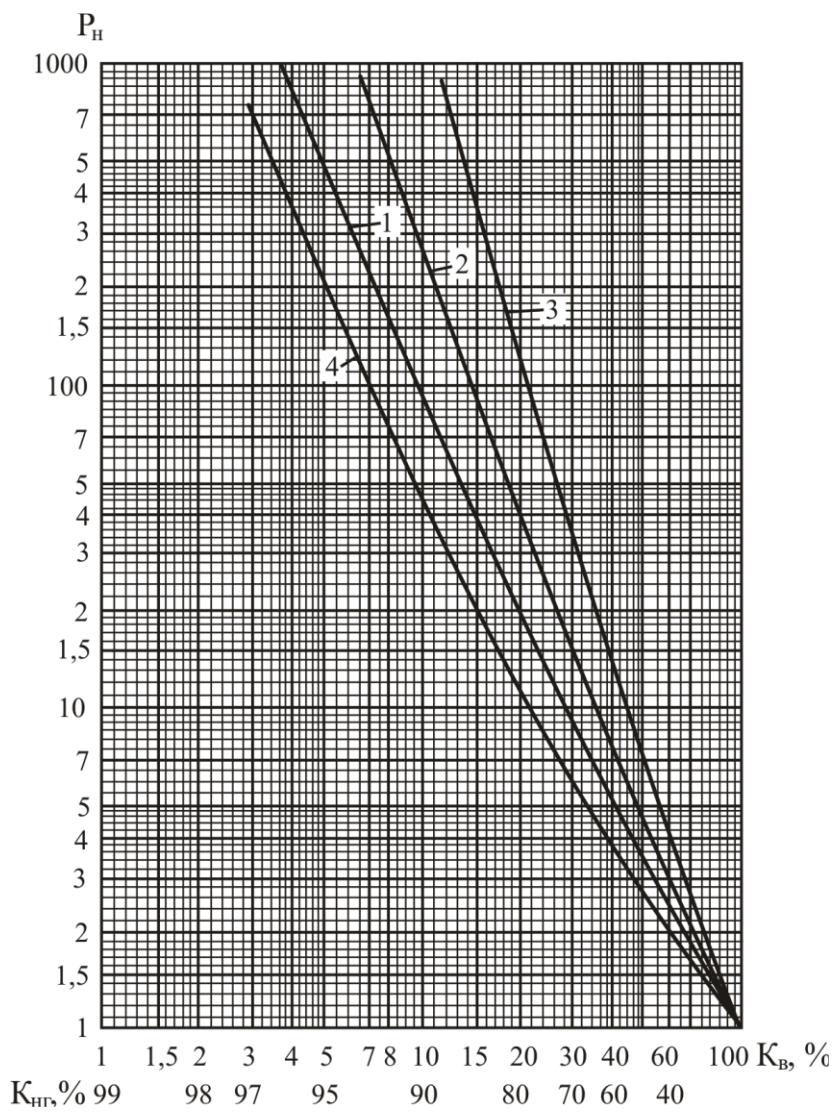
Зокрема, наприклад, для $P_n = 90$ будуть отримані наступні значення K_v і K_n :

- 1) карбонатний колектор – $K_v = 7,4$ %, $K_n = 92,6$ %;
- 2) піщано-глинистий гідрофільний колектор – $K_v = 11$ %, $K_n = 89$ %;
- 3) піщано-глинистий слабо-гідрофобний колектор – $K_v = 16,1$ %, $K_n = 83,9$ %;
- 4) піщано-глинистий гідрофобний колектор – $K_v = 26,5$ %, $K_n = 73,5$ %.

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 пісковиками та свердловина розкриває пласти з кутом зустрічі близьким до 90° , за даними виміру уявного опору великими зондами визначається повздовжній питомий опір $\rho_{т,н}$ пачки. При цьому для нафтогазонасної глинистої породи:

$$\rho_{нп,г} = \rho_{т,н} = \frac{\rho_{гг} \cdot \rho_{нп}}{(1 - \chi_{гг}) \cdot \rho_{гг} + \chi_{гг} \cdot \rho_{нп}}, \quad (7.16)$$



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

Рисунок 7.3 – Залежність параметра насичення P_H від коефіцієнта водонасичення K_B (нафтогазонасичення K_{HG}) породи

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

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

$$\rho_{\text{вп},z} = \rho_{\text{т.в}} = \frac{\rho_{\text{зл}} \cdot \rho_{\text{вп}}}{(1 - \chi_{\text{зл}}) \cdot \rho_{\text{зл}} + \chi_{\text{зл}} \cdot \rho_{\text{вп}}}, \quad (7.17)$$

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

Таким чином, у глинистих пісковиках величина відношення:

$$\frac{\rho_{\text{нп},z}}{\rho_{\text{вп},z}} = P_{\text{н.з}} = \frac{\rho_{\text{нп}} (1 - \chi_{\text{зл}}) \cdot \rho_{\text{зл}} + \chi_{\text{зл}} \cdot \rho_{\text{вп}}}{\rho_{\text{вп}} (1 - \chi_{\text{зл}}) \cdot \rho_{\text{зл}} + \chi_{\text{зл}} \cdot \rho_{\text{нп}}} \quad (7.18)$$

не дорівнює параметру насичення $P_{\text{н}}$.

Розв'язуючи рівняння (7.18) відносно $P_{\text{н}} = \rho_{\text{нп}}/\rho_{\text{вп}}$, отримаємо:

$$\begin{aligned} P_{\text{н}} &= P_{\text{н.з}} \frac{(1 - \chi_{\text{зл}}) \cdot \rho_{\text{зл}}}{(1 - \chi_{\text{зл}}) \cdot \rho_{\text{зл}} - (P_{\text{н.з}} - 1) \chi_{\text{зл}} \cdot \rho_{\text{вп}}} = \\ &= P_{\text{н.з}} \frac{1}{1 - (P_{\text{н.з}} - 1) \frac{\chi_{\text{зл}} \cdot \rho_{\text{вп}}}{1 - \chi_{\text{зл}} \cdot \rho_{\text{зл}}}}. \end{aligned} \quad (7.19)$$

З формули (7.19) випливає, що дійсне значення $P_{\text{н}}$ завжди більше величини $P_{\text{н.г}}$, яка розрахована за даними відношення питомих опорів, що виміряні у свердловині в нафтогазонасиченому і водоносному колекторах.

У тому випадку, коли точне значення $\rho_{\text{вп}}$ невідоме, при $\chi_{\text{гл}} < 0,5$ і $1 - \rho_{\text{вп}}/\rho_{\text{гл}} < 0,2$, а також при $\chi_{\text{гл}} < 0,25$ і $0,2 < 1 - \rho_{\text{вп}}/\rho_{\text{гл}} < 0,5$

або $\chi_{гг} < 0,1$ і $0,5 < 1 - \rho_{вп} / \rho_{гг} < 1,5$ розрахунок P_n може бути виконаний за наближеною формулою:

$$P_n = P_{n.г} \frac{1}{1 - (P_{n.г} - 1) \frac{\chi_{гг} \rho_{вп}}{1 - \chi_{гг} \rho_{гг}}} . \quad (7.20)$$

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?

8 ІНТЕРПРЕТАЦІЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ГАММА-КАРОТАЖУ

Теоретичні криві інтенсивності випромінювання напроти пластів обмеженої потужності для всіх методів радіометрії практично симетричні відносно середини пласта, якщо вміщуючі породи володіють однаковими властивостями. При реєстрації діаграм інтенсивності випромінювання I_γ у свердловинах спостерігається спотворення теоретичних форм кривих у пластах обмеженої товщини за рахунок інерційності вимірювального каналу.

У зв'язку з цим на форму кривої інтенсивності I_γ напроти тонкого пласта впливають швидкість реєстрації діаграми V і стала часу інтегруючої комірки $\tau=RC$, яка включена на виході вимірювального каналу. Для врахування впливу даних факторів на амплітуду аномалії та форму кривої використовують розрахункові залежності $v=\Delta I_\gamma/\Delta I_{\gamma\infty}=f(h)$ (Рис. 8.1, а). В даному випадку $\Delta I_{\gamma\infty}=I_{\gamma\infty}-I_{\gamma\text{вм}}$ – амплітуда, яка отримана при необмеженій потужності пласта, або при нескінченно малій швидкості переміщення свердловинного приладу; $\Delta I_\gamma=I_\gamma-I_{\gamma\text{вм}}$ – амплітуда, що реєструється.

На рисунку 8.1,б дані графіки $Z=f(h)$, які дозволяють знаходити положення підосви пласта на відстані Z нижче точки, яка відповідає половині амплітуди аномалії кривої ΔI_γ . На рисунку 8.1, в приведений зв'язок фіктивної товщини h_f із дійсною. За h_f приймається ширина аномалії кривої ΔI_γ на половині її висоти від основи.

На практиці границі пластів-колекторів за даними ГК проводяться по точках, які лежать на середині аномалії даної кривої.

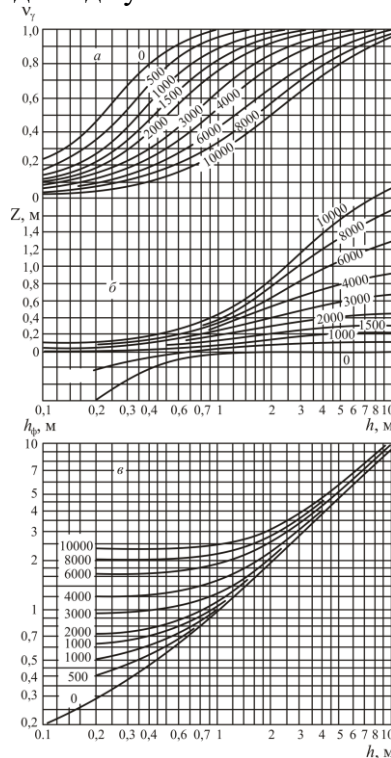
Покази із діаграм ГК знімаються виходячи із наступних правил: 1) у потужних пластах з $h>V\cdot\tau/1200$, знімається середнє значення $I_{\gamma,\text{ср}}$; 2) у пластах з $1<h<V\cdot\tau/1200$ максимальне або мінімальне.

Виміряна інтенсивність приводиться до умовної необмеженої товщини пласта за допомогою поправки v (Рис. 8.1,а). Поправка v , яка дозволяє привести покази напроти пласта до умов нескінченної потужності, є амплітудною поправкою, тому вона вводиться в амплітуду

$\Delta I_\gamma = I_\gamma - I_{\gamma \text{ в.м.}}$, де в якості $I_{\gamma \text{ в.м.}}$ береться інтенсивність напроти нижнього пласта, так як реєстрація діаграм здійснюється при русі свердловинного приладу знизу вверх. Якщо відхилення кривої знімають від нульової лінії, виправлена інтенсивність випромінювання розраховується за формулою:

$$I_{\gamma \infty} = \frac{I_\gamma - I_{\gamma \text{ в.м.}}}{\nu} + I_{\gamma \text{ в.м.}} = \frac{1}{\nu} I_\gamma - \frac{1-\nu}{\nu} I_{\gamma \text{ в.м.}}, \quad (8.1)$$

де $I_{\gamma \text{ в.м.}}$ – інтенсивність гамма-випромінювання нижче лежачих вміщуючих порід, I_γ – інтенсивність гамма-випромінювання проти пласта, що досліджується.



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

Отримана інтенсивність $I_{\gamma\infty}$ приводиться до стандартних свердловинних умов $I_{\gamma\text{ст}}$ за допомогою поправки η . Для цього необхідні значення діаметра свердловини d_c , густини бурового розчину δ_p , а також значення інтенсивності $I_{\gamma\phi}$ апаратного і космічного фону. Поправка η_γ (Рис. 8.2) вводиться в покази без фону за формулою:

$$I_{\gamma\text{ст}} = (I_{\gamma n} - I_{\gamma\phi}) \cdot \eta_\gamma + I_{\gamma\phi}. \quad (8.2)$$

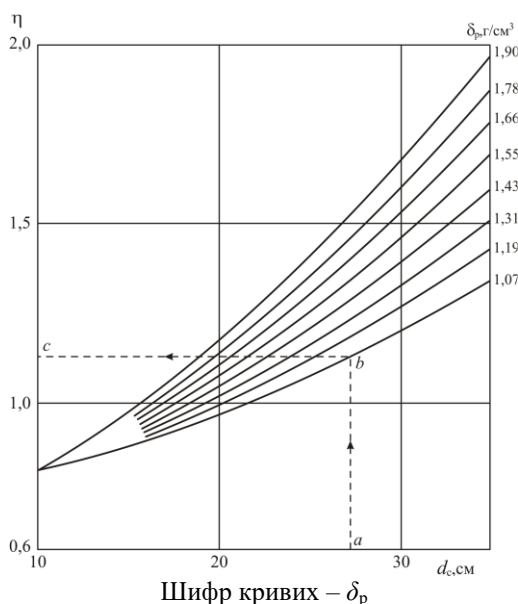


Рисунок 8.2 – Залежність $\eta=f(d_c)$

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

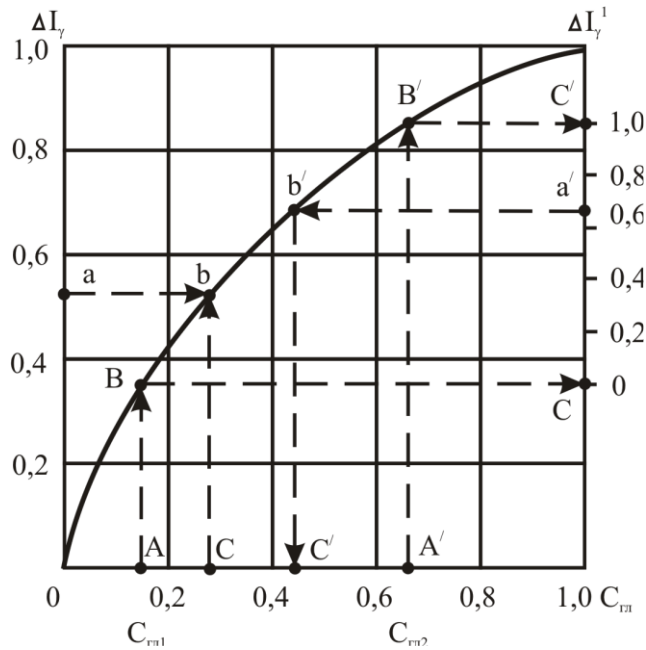
Отримана інтенсивність відноситься до інтенсивності, яка спостерігалась б в нескінченному об'ємі глинистого розчину $(I_{\gamma\text{ст}}-I_{\gamma\phi})/(I_{\gamma p}-I_{\gamma\phi})$. Для цього необхідно знати $I_{\gamma p}$, яка отримується в результаті вимірювань у великій ємності з

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.

Щоб виключити вплив фонові інтенсивності при проведенні кількісної інтерпретації використовують відносний різницевий параметр (подвійний різницевий параметр) (Рис. 8.3) :

$$\Delta I_{\gamma} = \frac{I_{\gamma} - I_{\gamma C_{2l1}}}{I_{\gamma C_{2l2}} - I_{\gamma C_{2l1}}}, \quad (8.3)$$

де $I_{\gamma C_{Гл 1}}$ і $I_{\gamma C_{Гл 2}}$ – покази проти опорних пластів з низкою і високою глинистістю відповідно.



Вихідні дані: $\Delta I_{\gamma} = (I_{\gamma} - I_{\gamma C_{Гл}}) / (I_{\gamma C_{Гл=100}} - I_{\gamma C_{Гл=0}})$;

$C_{Гл 1}$; $C_{Гл 2}$; $\Delta I_{\gamma}^1 = (I_{\gamma} - I_{\gamma C_{Гл 1}}) / (I_{\gamma C_{Гл 2}} - I_{\gamma C_{Гл 1}})$

Рисунок 8.3 – Залежність подвійного різницевого параметра від масової глинистісті

Для виключення впливу свердловини необхідно, щоб свердловинні умови проти всіх трьох пластів (досліджуваного і двох опорних) були однаковими. В іншому випадку приводять покази проти всіх пластів до єдиних «стандартних» умов.

Палетка (Рис. 8.3) побудована в результаті усереднення конкретних залежностей, які отримані для різних відкладів, з припущенням, що в якості опорних прийняті пласти з глинистістю 0 і 100 %. Однак на практиці пласти з глинистістю 100 % – практично не зустрічаються. Тому якщо глинистість опорних пластів має значення $C_{\text{гл}1}$ і $C_{\text{гл}2}$, які не рівні 0 і 100%, то масштаб осі необхідно перебудувати так, як це показано. у правій частині палетки (Рис. 8.3).

Оскільки вид даної залежності може помітно змінюватися, бажано уточнити її для конкретних відкладів шляхом зіставлення ΔI_{γ} і $C_{\text{гл}}$ за даними свердловин, що буряться з відбором керну, або за вимірами радіоактивності зразків порід з різною глинистістю. Останній спосіб вимагає обережності, оскільки розбіжність спектральної чутливості лабораторних і свердловинних радіометрів може привести до помітного розходження залежностей, які отримані різними способами, особливо в поліміктових колекторах.

Кінцевим етапом обробки є використання імперичних зв'язків $\Delta I_{\gamma}=f(K_{\text{гл}})$ або $\Delta I_{\gamma}=f(C_{\text{гл}})$ (Рис. 8.3) для визначення глинистості порід-колекторів.

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

9 ІНТЕРПРЕТАЦІЯ ДАНИХ НЕЙТРОННОГО ГАММА-КАРОТАЖУ

В даний час у промисловому масштабі в нафтових і газових свердловинах виконуються дослідження: нейтронним гамма-методом НГК в однозондовому варіанті (апаратура ДРСТ-3-90 і СП-62) із зондом НГК-60, нейтрон-нейтронним методом по теплових нейтронах ННК-Т в однозондовому варіанті (апаратура ДРСТ-3-90) із зондом НК-Т-50; нейтрон-нейтронним методом по теплових нейтронах у багатозондовому варіанті (апаратура К-7) і двозондовому варіанті (апаратура РК4-841, РКС-2 і РКС-3).

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

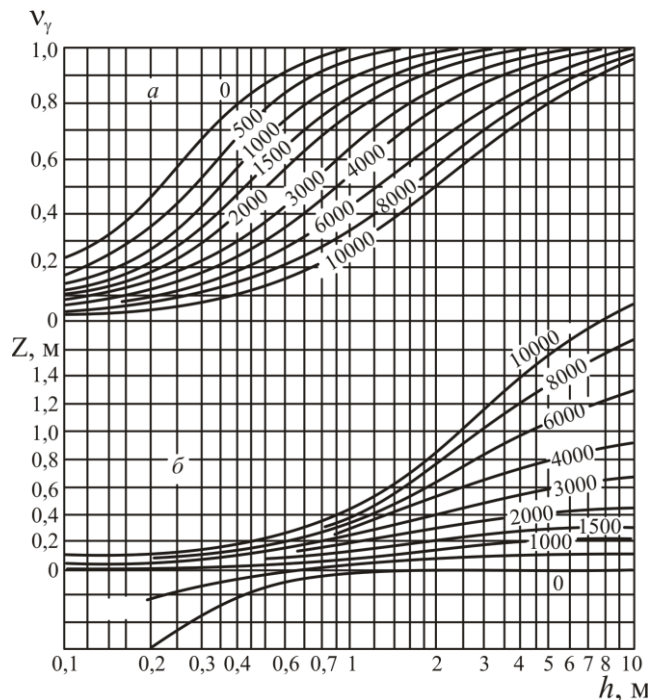
Визначення границь пластів. Границі пластів з аномальними показами відносно вміщуючих порід $I_{n\gamma}$, I_{nn} (max або min) визначають за правилом, яке використовується при інтерпретації діаграм ГК, а саме: границі пластів-колекторів за даними НГК або НК-Т проводяться по точках, які лежать на середині аномалії даної кривої.

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 $I_{n\gamma, \text{cp}}$, за винятком зони товщиною $h = V \cdot \tau / 1200$, де покази спотворені інерційністю радіометра; 2) у пластах з $1 < h < V \cdot \tau / 1200$ максимальне або мінімальне.

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

$$I_{\infty} = \frac{I_{n\gamma, \gamma} - I_{n\gamma, \text{BM}}}{\nu} + I_{n\gamma, \text{BM}} = \frac{1}{\nu} I_{n\gamma, n} - \frac{1 - \nu}{\nu} I_{n\gamma, \text{BM}}, \quad (9.1)$$

де $I_{n\gamma, n}$, $I_{n\gamma, \text{BM}}$ – інтенсивності, які реєструються напроти пласта і вміщуючих порід, ум.од; ν – поправочний коефіцієнт (завжди $\nu \leq 1$), який визначається за палеткою (Рис. 9.1) для заданих h і $V \cdot \tau$.



Шифр кривих – $v \cdot \tau$

Рисунок 9.1 – Криві залежності $v=f(h)$ [а], $Z=f(h)$ [б]

Врахування впливу фону природної радіоактивності виконується тільки при інтерпретації діаграм НГК, оскільки при реєстрації діаграм НК-Т вплив природної радіоактивності порід відсутній. Розраховується різниця:

$$I_{n\gamma p} - k \cdot I_{\gamma p} = I_{n\gamma}, \quad (9.2)$$

де $I_{n\gamma p}$, $I_{\gamma p}$ – зареєстровані покази НГК, ГК, які виправлені за вплив інерційності радіометра; k – відношення ефективності рахунку в каналах ГК і НГК. Для приладів з газорозрядними лічильниками величина k визначається відношенням кількості 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).

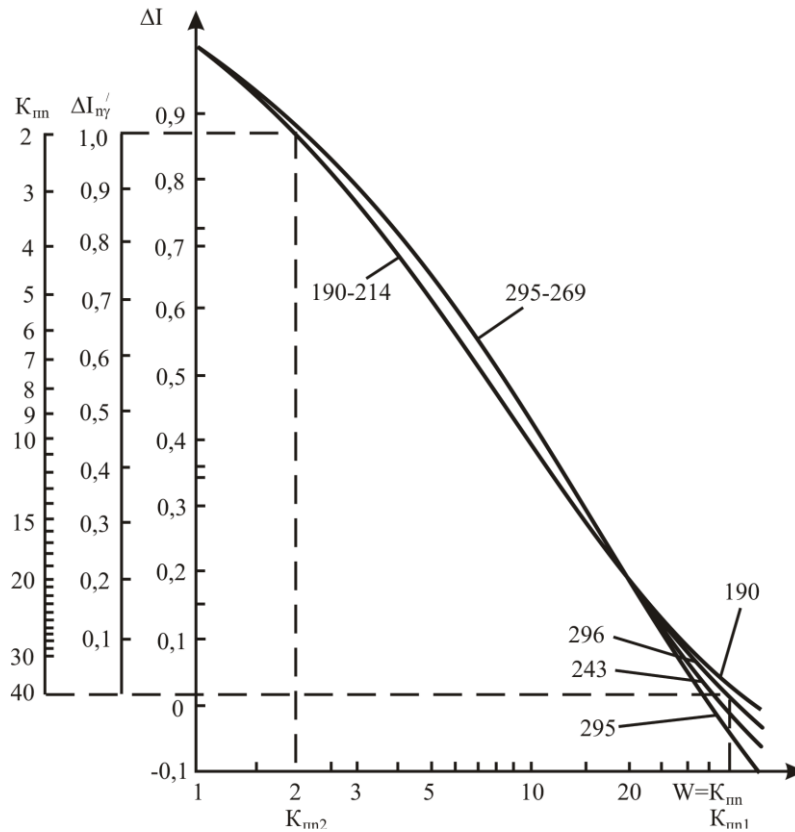
Визначення коефіцієнта нейтронної пористості $K_{пн}$. Першим кроком цього етапу є відновлення шкали $I_{n\gamma}$ в умовних одиницях, використовуючи покази НК від опорних пластів розрізу свердловини. Найчастіше використовують опорні пласти, у яких покази НК максимальні ($I_{n\gamma,max}$) і мінімальні ($I_{n\gamma,min}$). Значення $I_{n\gamma,max}$ характерні для щільних пластів-вапняків з $K_{пн}=1-2\%$, а також ангідриту, у якого $K_{пн}<1\%$. Значення $I_{n\gamma,min}$ характерні для глинистих пластів, які відмічаються на кавернограмі перевищенням d_c над d_n ; для них вводять поняття еквівалентної нейтронної пористості $K_{пн,екв}$ із найбільш ймовірним значенням 40% . Бажано, щоб пласти з $I_{n\gamma,max}$ і $I_{n\gamma,min}$ були не одинарними в досліджуваному інтервалі розрізу і присутні у різних його ділянках та дозволяли б провести на діаграмі НК лінії стійких значень $I_{n\gamma,max}$, $I_{n\gamma,min}$, 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 $I_{n\gamma}$ в умовних одиницях переводиться у шкалу подвійного різницевого параметра $\Delta I_{n\gamma}$ або ΔI_{nn} :

$$\Delta I_{n\gamma} = \frac{I_{n\gamma x} - I_{n\gamma min}}{I_{n\gamma max} - I_{n\gamma min}}, \quad \Delta I_{nn} = \frac{I_{nn x} - I_{nn min}}{I_{nn max} - I_{nn min}}, \quad (9.3)$$

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

Величини $\Delta I_{n\gamma}$ і ΔI_{nn} змінюються від 0 у пласті розмитих глин до 1 у щільних породах. Побудувавши шкалу $\Delta I_{n\gamma}$ або ΔI_{nn} , складають шкалу ω , використовуючи для цього відповідну палеточну криву так, як це показано на рисунку 9.2.

Потім, розраховуючи в кожному пласті, який підлягає інтерпретації, параметр $\Delta I_{n\gamma x}$ або $\Delta I_{nn x}$, за допомогою графіка (Рис. 9.2) знаходять відповідне значення $K_{пн}$. При розрахунку $\Delta I_{n\gamma}$, ΔI_{nn} у значення $I_{n\gamma x}$, $I_{nn x}$ вводиться поправка тільки за відмінність d_c від d_n у відповідних пластах.



Шифр кривих – d_c , мм; $\Delta I_{n\gamma}$ – опорна амплітуда
Рисунок 9.2 – Залежність $\Delta I_{n\gamma}=f(W)$ для вапняків

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?

10 ІНТЕРПРЕТАЦІЯ ДАНИХ ГАММА-ГАММА ГУСТИННОГО КАРТАЖУ

У методі розсіяного гамма-випромінювання вимірюється інтенсивність вторинного гамма-випромінювання $I_{\gamma\gamma}$, яке виникає при опроміненні породи потоком гамма-квантів. Розрізняють густинний ГГК-Г і селективний ГГК-С методи. Для вивчення розрізів нафтових і газових свердловин використовують ГГК-Г, в якому порода опромінюється потоком твердих гамма-квантів з енергією $E_{\gamma} \approx 1$ МеВ. У цьому випадку значення $I_{\gamma\gamma}$, що реєструється, визначається електронною густиною породи δ_e . При розмірі зонда $L_{\gamma\gamma} > 10$ см (на практиці використовують $L_{\gamma\gamma} = 15-40$ см) величина $I_{\gamma\gamma}$ росте з пониженням електронної густини δ_e породи і зменшенням товщини l проміжного шару із пониженою густиною, що відокремлює прилад від стінки свердловини. При реєстрації $I_{\gamma\gamma}$ приладом із притискним пристроєм проміжним шаром є глиниста кірка.

Електронна δ_e та об'ємна δ_n густини середовища, представленого однаковими атомами, пов'язані наступним співвідношенням:

$$\delta_e = \frac{2Z}{M} \delta_n, \quad (10.1)$$

де Z – атомний номер; M – відносна атомна маса.

Оскільки для основних породоутворюючих мінералів осадових порід величина $2Z/M$ близька до 1, $\delta_e \approx \delta_n$, і, отже, величина $I_{\gamma\gamma}$, що реєструється, характеризує об'ємну густину породи δ_n . Для водню відношення $\delta_e/\delta_n = 2$, у зв'язку з чим у високопористих породах при заповненні пор водою δ_e відрізняється від δ_n . Для полімінеральних гірських порід:

$$\delta_e = \sum_{i=1}^n k_i \delta_{ei}, \quad (10.2)$$

де k_i і δ_{ei} – відповідно об'ємний вміст і електронна густина i -го мінералу.

Для дослідження необсаджених нафтових і газових свердловин застосовують двозондові свердловинні прилади з апаратурою, що забезпечує одержання діаграми $I_{\gamma\gamma}$ у лінійному масштабі густини δ_n , яка не спотворена впливом проміжного шару. Однозондові свердловинні прилади дозволяють реєструвати діаграму $I_{\gamma\gamma}$ в масштабі δ_n , яка спотворена впливом товщини та густини проміжного пласту, для виключення впливу яких потрібна додаткова обробка діаграми.

Для одержання масштабу густини апаратура ГГК калібрується на поверхні за допомогою еталонних середовищ. Для перевірки калібрування в свердловинах використовуються покази ГГК напроти пластів з відомою густиною. Як еталонні середовища і опорні пласти в свердловинах використовуються матеріали та породи, густини яких приведені в таблиці 10.1. У ній поряд з об'ємною приведена еквівалентна густина середовища, яка враховує відмінність δ_n від δ_e .

Таблиця 10.1 – Характеристика густини еталонних середовищ та опорних пластів

Еталонні середовища	$\delta_n \cdot 10^3$, кг/м ³	$\delta_{екв} \cdot 10^3$, кг/м ³	Опорні пласти	$\delta_n \cdot 10^3$, кг/м ³	$\delta_{екв} \cdot 10^3$, кг/м ³
Алюміній	2,7	2,61	Щільний вапняк ($K_n < 1\%$)	2,7	2,7
Мармур	2,7	2,7	Щільний доломіт	2,8	2,8
Сірка	1,96	1,91	Ангідрит	2,95	2,95

Об'ємна густина повністю водонасиченої породи δ_n пов'язана з коефіцієнтом пористості K_n наступним співвідношенням:

$$\delta_n = \delta_{ск}(1 - K_n) + \delta_v K_n, \quad (10.3)$$

де $\delta_{ск}$, δ_v – густини мінерального скелета породи та води, що насичує пори, у кг/м³. При складному складі скелета, що містить n компонентів, $\delta_{ск}$ розраховують за формулою (10.2).

При наявності в порах, крім води, нафти і газу густина δ_p рідини, що складається із суміші води, нафти і газу,

розраховується за формулою:

$$\delta_p = K_v \delta_v + K_n \delta_n + K_g \delta_g, \quad (10.4)$$

де δ_n , δ_g і K_n , K_g – густини та об’ємний вміст нафти і газу.

При наявності в породах крім води тільки нафти або тільки газу у формулі (10.4) вважають, відповідно, $K_g=0$ або $K_n=0$.

Величину $\delta_{ск}$ при відомому мінеральному складі породи беруть з табличних значень δ і δ_e (Табл. 10.2). Для більшості породоутворюючих мінералів значення δ і δ_e відрізняються незначно. Для цих мінералів при мономінеральному складі скелету $\delta_{ск} \approx \delta_e$. Виключення складають гіпс, галіт і деякі глинисті мінерали, для яких у якості $\delta_{ск}$ береться виправлене значення, з урахуванням розбіжності між δ і δ_e .

Таблиця 10.2 – Густина і електронна густина порід і деяких мінералів

Мінерал	$\delta \cdot 10^3$, кг/м ³	$\delta_e \cdot 10^3$, кг/м ³
Кварц	2,65	2,647
Кальцит	2,71	2,709
Доломіт	2,85	2,844
Ангідрит	2,95	2,9488
Гіпс	2,32	2,37
Галіт	2,18	2,09
Ортоклаз, мікроклін	2,57	2,549
Каолініт	2,65	2,63
Монтморилоніт без води	3,36	3,26
Монтморилоніт з масовим вмістом води 26%	2,2	2,255
Гідромусковіт	2,78	2,78

Діаграми ГГК реєструються в масштабі об’ємної густини породи δ_p . Шкала густини, яка реєструється за допомогою апаратури РКС-1, лінійна, а за допомогою апаратури РГП-2 – нелінійна, причому в тому чи іншому випадках максимальна густина $\delta_p = \delta_{ск}$ ($K_p=0$) розміщується ліворуч, а мінімальна – праворуч.

Правила визначення границь пластів і зняття значень δ_p у межах аномалії $I_{\gamma\gamma}$ такі ж, як і при інтерпретації діаграм усіх методів радіометрії. Границі пластів-колекторів за даними

ГГК-П проводяться за допомогою точок, які лежать на середині аномалії даної кривої.

Покази із діаграм ГГК знімаються виходячи із наступних правил: 1) у потужних пластах з $h > V \cdot \tau / 1200$, знімається середнє значення $I_{\gamma\gamma, \text{ср}}$; 2) у пластах з $1 < h < V \cdot \tau / 1200$ максимальне або мінімальне.

Заключним етапом інтерпретації діаграми ГГК є визначення не густини δ_n , а пов'язаної з нею пористості порід. Ці визначення базуються на розв'язку рівнянь (10.3) і (10.4). При розрахунку K_n за густиною δ_n , яка встановлена за допомогою гамма-гамма каротажу, значення δ_b , δ_n , δ_f і $\delta_{ск}$ беруть з довідника, при цьому величину δ_b знаходять з врахуванням мінералізації та температури води, величину δ_n – для заданих термобаричних умов і газового фактора, величину δ_f – з врахування термобаричних умов залягання колектора. Значення δ_n , які знімаються з діаграм ГГК, використовуються безпосередньо для розрахунку K_n .

Величина K_n для найпростішого випадку мономінерального скелету і насичення пор водою розраховується на підставі формули (10.3):

$$K_n = \frac{\delta_{ск} - \delta_n}{\delta_{ск} - \delta_b}. \quad (10.5)$$

При складному складі скелету і рідини в порах у якості $\delta_{ск}$ використовується значення δ , яке розраховане за формулою (10.2) при відомому складі скелету, а замість δ_b величина δ_p , яка розрахована за формулою (10.4), виходячи із складу рідини та густини її компонентів при пластових умовах.

При оцінці вмісту компонент рідини в порах продуктивного колектора враховують, що радіус дослідження ГГК 10-15 см.

Літологічне розчленування розрізу виконують звичайно при комплексній інтерпретації діаграм електрометрії, радіометрії та акустичного каротажу з використанням діаграм ГГК. Найбільш ефективне використання ГГК при розв'язку цієї задачі в карбонатно-

гідрохімічному розрізі, компоненти якого – пласти вапняків, доломітів, гіпсу, ангідриту і кам'яної солі, мають істотно відмінні значення $\delta_{ск}$.

Контрольні питання

1. Які модифікації ГГК Ви знаєте?
2. Як виділяють границі пласта за даними ГГК-Г?
3. Як знімають покази із діаграм ГГК-Г?
4. Як визначається густина скелету породи, якщо відомий його мінералогічний склад?
5. Як визначається густина рідини, що заповнює пори?
6. Як визначається коефіцієнт пористості за даними ГГК-Г?

11 ІНТЕРПРЕТАЦІЯ ДАНИХ ІМПУЛЬСНОГО НЕЙТРОН-НЕЙТРОННОГО КАРОТАЖУ

ІННК використовується, в основному, для визначення нейтроннопоглинаючої активності гірських порід, яка залежить від наявності в породі елементів з аномально-високим січенням поглинання теплових нейтронів і дозволяє знайти пласти, які збагачені такими елементами, визначити вміст вказаного елемента. До числа таких елементів відноситься хлор. Вміст хлору служить індикатором мінералізованої пластової води, а величина нейтроннопоглинаючої активності порід дозволяє розділити пласти, які насичені соляною водою, нафтою або газом і в сприятливих умовах кількісно визначити нафтогазонасиченість пластів.

Двезондові модифікації ІННК дозволяють визначити вміст водню в гірських породах. ІННК заснований на опромінюванні гірських порід нейтронами від імпульсного джерела швидких нейтронів і реєстрації теплових нейтронів або гамма-квантів радіаційного захоплення (ІНГК) через деякий час після припинення роботи імпульсного джерела (час затримки τ^*).

Швидкі нейтрони, які випромінюються джерелом за деякий час (10^{-3} - 10^{-1} мс), гальмуються у навколишньому середовищі за короткий час (10^{-2} - 10^{-1} мс) і далі поступово поглинаються атомами середовища. В однорідному середовищі кількість нейтронів в часі зменшується за експоненціальним законом:

$$N = N_0 \exp(-At^*), \quad (11.1)$$

$$N = N_0 \exp(-t^* / \tau), \quad (11.2)$$

де N_0 – константа, яка пропорційна потужності джерела; A – нейтроннопоглинаюча активність середовища; $\tau=1/A$ – середній час життя теплових нейтронів в середовищі.

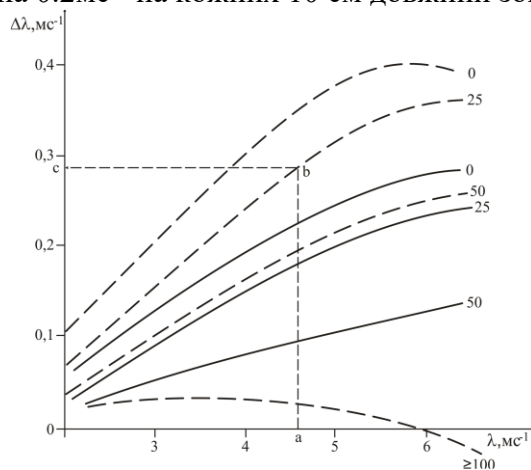
Величина A визначається за формулою:

$$A = V \sum_i N_i \sigma_i, \quad (11.3)$$

де V – швидкість теплових нейтронів (2200м/с, при $t=20^\circ\text{C}$); σ_i – січення поглинання нейтронів атомом i -го елемента; N_i – концентрація атомів i -го елемента.

В неоднорідному середовищі закон зміни кількості нейтронів більш складніший. Але, якщо нейтронопоглинаюча здатність пласта $A_{\text{п}}$ нижча, ніж в свердловинному середовищі $A_{\text{с}}$, то густина нейтронів в свердловині, починаючи з деякого часу (0.7-1)мс, також зменшується за експоненціальним законом $\exp(-\lambda t)$, причому часовий декремент λ буде близьким до $A_{\text{п}}$.

Різниця $\Delta\lambda = \lambda - A_{\text{п}}$ залежить, в основному, від нейтронопоглинаючих властивостей пласта, діаметра свердловини і її розчину, а також від деяких особливостей приладу, в першу чергу від довжини зонда. Графіки для визначення $\Delta\lambda$ зондами ІННК-40 приведені на рисунках 11.1 і 11.2. Найбільш часто $\Delta\lambda$ має величину порядку (0,3-0,5)мс⁻¹. Збільшення довжини зонда приводить до зменшення λ і $\Delta\lambda$ приблизно на 0.2мс⁻¹ на кожних 10 см довжини зонда.



Суцільні лінії: $d_{\text{с}}=214\text{мм}$, $d_{\text{к}}=146\text{мм}$.

Пунктирні лінії: $d_{\text{с}}=214\text{мм}$, $d_{\text{к}}=168\text{мм}$.

Рисунок 11.1 – Поправка за вплив обсадженої свердловини на результати ІННК (прилад ІГН-6 на стінці свердловини, розчин прісний, час затримки >0,9мс⁻¹)

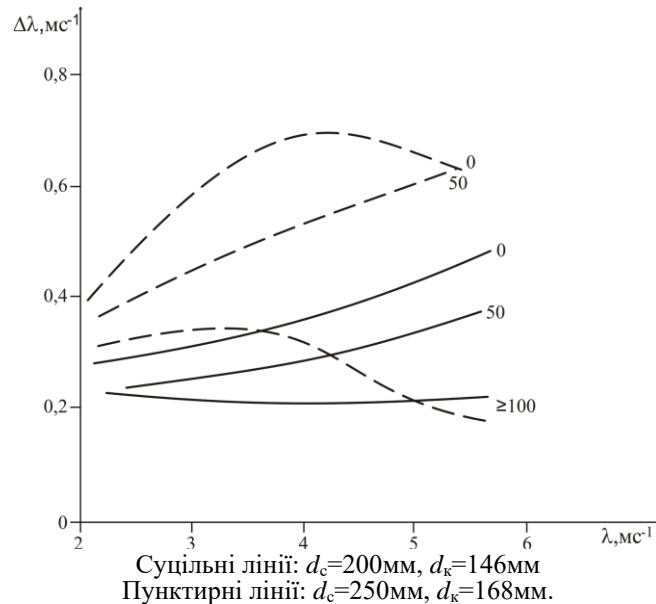


Рисунок 11.2 – Поправка за вплив свердловини на результати ІННК (обсаджена свердловина, прилад ІГН-4)

Поправка $\Delta\lambda$ для ІННК менша. Більш слабкий вплив свердловини, характеру їх заповнення і положення приладу в свердловині є перевагою ІНГК перед ІННК. Недоліком його є наявність фону гамма-випромінювання від природної радіоактивності порід, складне проведення вимірів при великих t^* .

Радіус зони дослідження ІННК за нейтронно-поглинаючими властивостями середовища зростає з ростом часу затримки і при часі затримки біля 1 мс складає 20-30см в залежності від властивостей пласта.

Тому дійсну нейтроннопоглинаючу активність пласта можна визначати лише при відсутності зони проникнення фільтрату в пласт, тобто в обсаджених свердловинах після розформування зони.

Нейтроннопоглинаюча активність пласта є середня від нейтроннопоглинаючої активності окремих фаз породи.

Для нафтонасичених порід з однорідним скелетом:

$$A_{\text{п}}=A_{\text{ск}}(1-K_{\text{п}})+A_{\text{р}}K_{\text{п}}, \quad (11.4)$$

$$A_p = A_v K_v + A_n K_n + A_g K_g, \quad (11.5)$$

де $A_{ск}$, A_v , A_n , A_g – нейтроннопоглинаюча активність скелету, води, нафти і газу в пластових умовах.

Для глинистих порід:

$$A_{пг} = A_{ск}(1 - K_{пг} - K_{гл}) + A_{гл}K_{гл} + A_p K_{пг}, \quad (11.6)$$

де $A_{ск}$, $A_{гл}$ – відносяться до неглинистого скелету і до глинистої фракції.

Значення нейтроннопоглинаючої активності деяких мінералів і матеріалів приведені в таблиці 11.1.

Таблиця 11.1 – Середній час життя теплових нейтронів τ і нейтронно-поглинаюча активність A для деяких мінералів

№ п/п	М і н е р а л и	τ ,мс	A ,мс ⁻¹
1	Кварц	1,1	0,9
2	Кальцит	0,63	1,59
3	Доломіт	0,96	1,04
4	Ангідрит	0,36	2,78
5	Гіпс	0,25	4,0
6	Галіт	0,006	1,67
7	Ортоклаз	0,30	3,3
8	Альбіт	0,63	1,59
9	Апортит	0,66	1,51
10	Сидерит	0,09	1,1
11	Каолініт	0,36	2,78
12	Монтморилоніт	0,4	2,5
13	Вода прісна	0,207	4,83
14	Вода пластова	0,04-0,2	4,83-25
15	Нафта	0,21	4,75
16	Газ	0,3-3,0	0,33-3,3

Ці мінімальні величини, відносяться до чистих матеріалів. Скелет породи містить деяку кількість сумішей з аномальними поглинаючими елементами нейтронів (бор та інші), тому $A_{ск}$ для вапняків і пісковиків може бути помітно вище значень $A_{ск}$ для кальциту, доломіту та кварцу.

Значення $A_{ск}$ розраховується за даними хімічного аналізу керну.

Величина $A_{ск}$ (в $мс^{-1}$) для розчину NaCl з мінералізацією C (г/л) розраховують за формулою $A_v=4.83+0.077C$. Для нафти (C_xH_y) з густиною δ_n : $A_n=[43.5y/(12x+y)]\delta_n$, для метану $A_{CH_4}=11\delta_{CH_4}$. При t° від 0 до $40^\circ C$, і $p<30MPa$ $A_{CH_4}=0.0775p$.

Вплив густини породи на густину нейтронів при заданому часі затримки великий. Густина нейтронів різко зменшується при збільшенні діаметру свердловини, віддалення приладу від стінки свердловини, а також при збільшенні нейтроннопоглинаючої активності рідини, яка заповняє свердловину. Вплив свердловини на густину гамма-випромінювання радіаційного захоплення менше. Вплив свердловини на декремент затухання часу λ , який визначений за вимірами двох і більше часових каналів, порівняно невеликий, якщо рідина в свердловині більш поглинаюча, ніж пласт. В іншому випадку, цей вплив при великих діаметрах свердловини може бути значнішим.

Поправка за вплив свердловини для вітчизняних приладів і деяких значень діаметру свердловини і обсадженої колони показана на рисунку 11.3.

За показами ІНК I_1 і I_2 при затримках часу t_1^* і t_2^* , які більші за 0.9 мс, визначається часовий декремент λ , який відповідає уявному значенню нейтроннопоглинаючої активності пласта:

$$\lambda = (\ln I_1 - \ln I_2) / (t_2^* - t_1^*). \quad (11.7)$$

Для визначення дійсної активності A_n за λ враховується поправка за вплив свердловини $\Delta\lambda$, яка визначається за допомогою рисунку 11.3.

Якщо виміри проводяться великою кількістю каналів, то доцільно побудувати залежність $\ln I$ від t^* або $I=f(t^*)$ в напівлогарифмічному масштабі. За сукупністю точок на графіку, відповідних каналів з різними t^* проводиться середня лінія, яка при $t^*>(0,7-1)$ мс може бути апроксимована прямою лінією. Нахил цієї кривої, точніше, час за який I зменшується в e разів – є уявний середній час життя теплових нейтронів, який протилежний часовому декременту, тобто $\tau=\lambda^{-1}$.

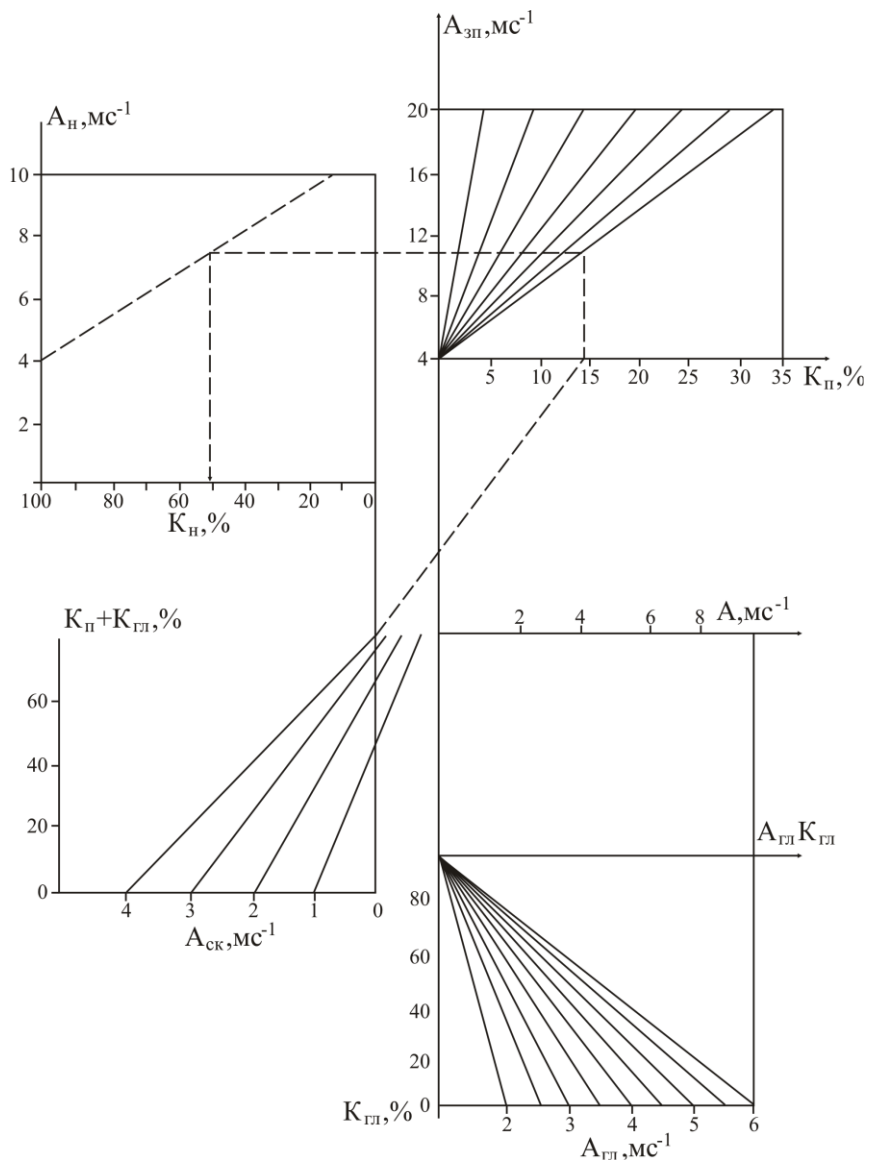


Рисунок 11.3 – Визначення коефіцієнта нафтогазонасиченості за даними ІННК

Визначення A_p і K_n (K_r) при відомих $A_{ск}$, $A_{гл}$, K_p , $K_{гл}$ виконується за номограмою (Рис. 11.4) або за формулою:

$$A_p = A_B K_B + A_n K_n + A_r K_r \quad (11.8)$$

Для визначення K_n або K_r зручно користуватися номограмою (Рис. 11.4). Зручність таких графіків в тому, що при їх побудові по осям можуть бути відкладені не тільки їх уявні значення, а і розраховані, виходячи з дійсних значень і поправок за вплив свердловини, характер насичення пластів.

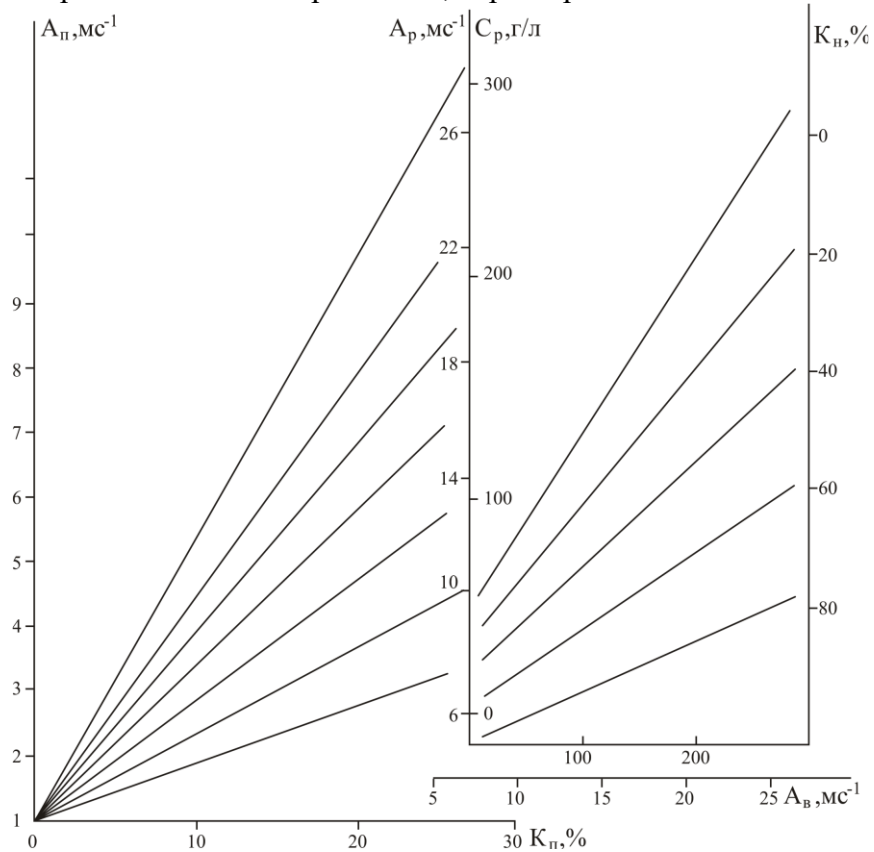


Рисунок 11.4 – Визначення K_n за даними ІНК
 Визначення A_n і K_r в пластах з трьохфазним насиченням можливе за комплексом значень питомого електричного

опору, нейтроннопоглинаючої активності та коефіцієнта пористості при відомих значеннях нейтроннопоглинаючої активності скелету, води, газу і нафти в пластових умовах. За значеннями ρ_n визначають K_v , за залежністю A_n – величину A_p , а потім розв'язують відносно K_n і K_g систему рівнянь:

$$A_p = A_v K_v + A_n K_n + A_g K_g, \quad (11.9)$$

$$1 = K_v + K_n + K_g. \quad (11.10)$$

Для підвищення точності визначення K_n і K_g необхідно знати коефіцієнт змішування пластової води і фільтрату в зоні проникнення з метою визначення мінералізації зв'язаної води у вказаній зоні.

Розділення водонасичених і нафтонасичених пластів за даними ІННК базується на хлорвмістності, K_n визначається задовільно тільки при достатньо високій мінералізації води 50 г/л в пластах високої пористості (25-30) і 100 г/л в пластах середньої пористості (20-15). Якісне розділення водонасичених і нафтонасичених пластів можливе при мінералізації, яка у два рази менша відносно вказаних величин.

При розділенні водонасичених і газонасичених пластів вплив мінералізації вод знижується по мірі зменшення пластового тиску. Якісно визначити K_n і K_g можна тільки при достатньо точному значенні нейтроннопоглинаючої активності скелету, глинистої компоненти та її об'ємного вмісту.

Із вищесказаного видно, що найкраще визначити K_n (точніше вміст водню) за відношенням показів двох зондів при однакових часах затримки або при реєстрації всіх нейтронів чи гамма-квантів незалежно від часу затримки.

За умовами фільтрації флюїдів інтервал продуктивного пласта є перехідною зоною, в якій одночасно знаходяться незв'язані вуглеводні та вода. У залежності від фазової проникності породи для вуглеводнів і води перехідна зона ділиться на три частини:

- 1) нижня, в якій основну долю потоку відіграє вода, із значеннями водонасиченості в підшві від K_v до значень $K_{v,кр}$;
- 2) середня – з водонасиченням від $K_{v,кр}$ до K_v , в якій велику долю потоку відіграють вуглеводні і незначну – вода;

3) верхня – з відносною водонасиченістю від K_b до залишкової, в якій відносна проникність для води рівна нулю і можлива тільки однофазна фільтрація нафти або газу.

Підрахунок запасів вуглеводнів реалізується окремо для чистих покладів, перша з яких характеризується безводними припливами нафти або газу і верхня частина перехідної зони, а друга – сумісним припливом нафти і води (середня частина перехідної зони). Відповідно встановлюються положення двох контактів: VHK_1 ($ГВК_1$) і VHK_2 ($ГВК_2$). В заключному інтервалі між першим і другим контактами, можуть отриматись значні запаси нафти або газу. Запаси вуглеводнів, що добуваються в перехідних зонах, визначають і застосовуються більш низький коефіцієнт нафтогазовіддачі, ніж для загальної частини покладу, яка розміщена вище першого контакту.

Стандарті методи виділення в продуктивному розрізі газонасичених інтервалів і встановлення положень ГНК базуються на проведенні повторних вимірів імпульсними видами нейтронного каротажу, переважно, в обсаджених свердловинах, в процесі розформування зони проникнення. В окремих випадках перший вимір виконується у відкритому стовбурі при глибокій зоні проникнення, а повторний в обсаджених свердловинах після її розформування. В останній час для розв'язку даної задачі використовуються такі методи НК, ІННК, АК, ГГКГ, які виконані при заповненні свердловини промивною рідиною на нафтовій основі при неглибоких зонах проникнення і після її заміни на водяну промивну рідину.

Визначення коефіцієнтів нафтонасичення (K_n) за даними ІННК можливе, якщо $\lambda_b \geq \lambda_n$. Умови виконуються при значній мінералізації пластової води, відсутності зони проникнення, що досягається при бурінні на рівновазі або на ПР з неглибоким проникненням, наприклад на вапняково-бітумній ПР.

При відомій пористості порід і розрахункових значеннях $\tau_{ск}$, τ_b і τ_n коефіцієнт нафтонасичення визначають за формулою:

$$K_n = \frac{\lambda_{ск} \cdot (1 - K_n) + \lambda_g \cdot K_n - \lambda_{нп}}{K_n \cdot (\lambda_g - \lambda_n)}. \quad (11.11)$$

Визначення коефіцієнтів газонасичення базується на різноманітності декременту затухання в газі та воді. Ефективність методики збільшується з ростом мінералізації води, зменшенням пластового тиску. Густина газу менша у порівнянні із нафтою. Якщо при дуже високих пластових тисках обмеження в мінералізації вод, практично так як і при визначенні K_n , то при $p_{пл}=20$ МПа ці вимоги дещо менші 20-30 г/л при $K_n=20$ %, а при $p_{пл}$ менше 10 МПа і $K_n=20-30$ % в неглинистих пластах можливе визначення K_g незалежно від C_v .

Також при визначенні водонафтового, газонафтового і газоводяного контактів застосовується імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж по теплових нейтронах.

Для літологічного розчленування розрізу свердловин використовують середній час життя теплових нейтронів, який характеризує поглинаючі властивості гірської породи. Найбільш високими значеннями τ_{nn} характеризуються такі основні породоутворюючі мінерали як кварц (1065 мкс), доломіт (956 мкс) і кальцит (630 мкс). Понижені – для глинистих і поліміктових пісковиків і глинистих порід (300-330 мкс), а також хлорвмісних солей, гірські породи, які збагачені елементами з атомами високого січення захоплення нейтронів.

Визначення характеру насичення колекторів і встановлення ВНК, ГВН і ГНК базуються на різному вмісті водню та хлору продуктивних і водоносних пластів.

ІНГК краще використовувати, точність у ньому більша і глибинність дослідження у випадку проникнення прісної води в нафтовий пласт також більша, ніж у ІННК. Вплив свердловини на покази ІНГК менший, ніж на покази ІННК і при однакових часових затримках швидкість руху при ІНГК в 5-10 разів вища, ніж при ІННК. Вища чутливість до вмісту водню.

Отже, ІНМ дозволяють розділяти газonosні пласти від водоносних, які насичені мінералізованою водою, а при не дуже великих пластових тисках – також від нафтоносних пластів і пластів, які насичені водою. У випадку значної різниці значень A_n для газу і води можливо якісно визначити насичення.

Для якісного визначення коефіцієнту K_g , як і K_n

необхідна повна відсутність зони проникнення, а також знання мінералізації зв'язаної води в зоні дослідження методу. Якщо пористість або глинистість колекторів суттєво міняється, дані ІННК або ІНГК обробляються в комплексі з показами методів, які чутливі до коливань $K_{п}$ (НГК, ГГК, АК та інші) та $K_{гл}$ (ПС, ГК та інші), або використовують спосіб повторних і тимчасових замірів.

Контрольні питання

1. У чому переваги імпульсних нейтронних методів перед стаціонарними?
2. Дайте визначення "середнього часу життя теплових нейтронів" і викладіть способи його визначення.
3. Дайте характеристику водонафтового та газорідного контактів за даними ІННК.
4. Яким чином визначається коефіцієнт нафтогазонасиченості за даними ІННК?
5. Які задачі можна вирішити за даними ІННК?

12 ІНТЕРПРЕТАЦІЯ РЕЗУЛЬТАТІВ АКУСТИЧНОГО КАРОТАЖУ

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 параметри, які реєструються, застосовують трьохелементний вимірювальний зонд, у якому є два випромінювачі та один приймач. З допомогою такого зонда вимірюється інтервальний час ΔT поширення пружних хвиль:

$$\Delta T = \frac{T_2 - T_1}{S}, \quad (12.1)$$

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

Ефективність затухання хвиль:

$$\alpha_n = \frac{1}{S} \ln \frac{A_1}{A_2} \text{ (м}^{-1}\text{)}, \quad (12.2)$$

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:

$$K_n = \frac{\Delta T_n - \Delta T_{ск}}{\Delta T_p - \Delta T_{ск}}, \quad (12.3)$$

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 кернового матеріалу в умовах, які максимально наближені до пластових.

Рекомендовані величини $\Delta T_{ск}$ основних породоутворюючих мінералів наведені у таблиці 12.1.

Таблиця 12.1 – Значення $\Delta T_{ск}$ у породах з різним мінеральним складом

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

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

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

1. Співставлення інтервального часу $\Delta T_{п}$ із питомим опором водонасичених порід.

2. Співставлення інтервального часу із значеннями пористості, яка отримана за даними іншого методу (НГК, ЕК).

3. Співставлення інтервального часу із значеннями пористості, яка визначена на керні. Цей спосіб придатний при значному виносі керну. Якщо пористість змінюється мало, то для кожного пласта визначають:

$$\Delta T_{ск} = \frac{\Delta T - K_n \cdot \Delta T_p}{1 - K_n} . \quad (12.4),$$

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

Якщо пори породи-колектора заповнені мінералізованою рідиною то:

$$\Delta T_p = \frac{1 \cdot 10^6}{1470 + C_v} , \quad (12.5)$$

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_v , ефективному тиску $P_{еф}$ і температурі t . (Рис. 12.1).

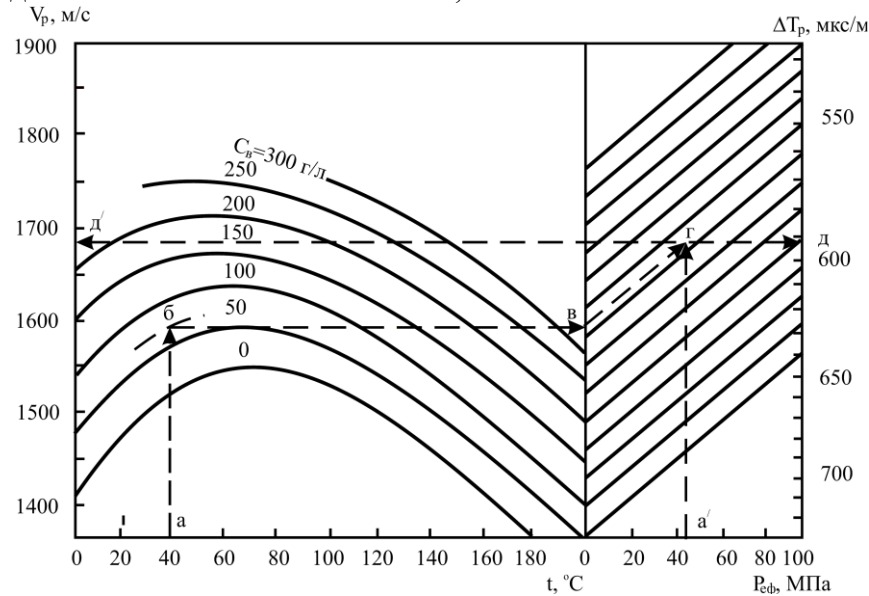
При збільшенні гідростатичного тиску приріст швидкості пружних хвиль у воді складає 0,02 м/с на 1 м глибини. З підвищенням температури швидкість пружних хвиль у воді спочатку збільшується, досягаючи максимуму при певній температурі (для дистильованої води $V=1555,5$ м/с при $t=73,95$ °С) і зменшується при подальшому підвищенні температури. При підвищенні мінералізації води максимум приросту швидкості зменшується за абсолютною величиною та зміщується у сторону менших температур. Із збільшенням мінералізації від 0 до 300 г/л максимальний приріст швидкості зменшується від 80 до 20 м/с.

При визначенні пористості за допомогою рівняння середнього часу наближене значення ΔT_p становить 600 мкс/м у сильноцементованих породах, які насичені високо-мінералізованою водою. На швидкість поширення пружних хвиль у гірських породах суттєвий вплив здійснює диференціальний тиск – ΔP різниця гірського і пластового тисків. При відсутності гірського і пластового тисків в

осадових породах диференційний тиск ΔP може бути визначений за формулою:

$$\Delta P = (1,011 - 0,014)H, \quad (12.6)$$

де H – глибина залягання пласта, м.



а, б – вихідні дані: мінералізація C_v (кг/м³), тиск $P_{эф}$ і температура t ;
в, г – переміщення по номограмі, д шукані величини ΔT_p і V_p

Рисунок 12.1 – Номограма для визначення інтервального часу ΔT_p та швидкості V_p у рідині (розчин NaCl)

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;
- у пісковиках з пористістю 10-25 % вводиться поправка, що дорівнює 0.95;
- у 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, яке розраховане за формулою (12.3) на поправочний коефіцієнт 0,8.

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

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

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

На глибинах більше 2000 м глинисті колектори характеризуються значеннями ΔT_p рівними або меншими, ніж напроти чистих неглинистих колекторів з пористістю більшою відносно перших. Але при значному збільшенні глинистості ($K_{gl} > 0,3-0,4$) великі питомі значення ΔT_{gl} 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:

$$K_n = \frac{\Delta T_n - \Delta T_{ск}}{\Delta T_p - \Delta T_{ск}} - K_{gl} \frac{\Delta T_{gl} - \Delta T_{ск}}{\Delta T_p - \Delta T_{ск}}, \quad (12.7)$$

де K_{gl} – 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 ΔT_{gl} у них не перевищує величини

інтервального часу в неущільнених глинах і є рівним ΔT_p . У цьому випадку:

$$K_n = \frac{\Delta T_n - \Delta T_{ск}}{\Delta T_p - \Delta T_{ск}} - K_{зл}. \quad (12.8)$$

Визначення пористості глинистих колекторів відповідно до рівнянь (12.7 і 12.8) 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 (зниження ΔT_n за рахунок вертикальних тріщин співвимірна з похибкою його вимірювання при АК). Загальна пористість тріщинуватих і тріщинувато-порових колекторів визначається за рівнянням середнього часу. Його величина близька до загальної пористості цих порід, яка визначена іншими методами (НГК або ГГК-Г).

У випадку, коли значення пористості визначене за даними АК і НГК 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 за даними АК не визначається, але у випадку порід з хаотичним розташуванням тріщин, які насичені високомінералізованим розчином, тріщинувата пористість визначається за допомогою рівняння А.М. Нечая:

$$\frac{1}{P_n} = \frac{2 \cdot K_{n.mp}}{3} + \frac{(K_n^{AK})^m (3 - 2 \cdot K_{n.mp})}{3 - K_{n.mp}}, \quad (12.9)$$

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

Оцінка пористості кавернозних колекторів. У кавернозних породах поширення пружних хвиль інше ніж у

породах з міжзерною пористістю. Оскільки розміри каверн, як правило, менші за довжину пружної хвилі, остання поширюється переважно в скелеті породи, огинаючи каверни за рахунок явищ дифракції. Коефіцієнт пористості, який визначений у кавернозних породах за рівнянням (12.3), 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 за НГК) і розрахованої за АК пористостей складає мінімально можливу величину кавернозної пористості $K_{п.кав}$:

$$K_{п.кав} > K_{п.НГК} - K_{п.АК}. \quad (12.10)$$

Інтерпретацію даних АК можна подати в такій послідовності:

а) *Оцінка якості діаграм.* Діаграми ΔT_p придатні для інтерпретації при умові, якщо:

– криві T_1 і T_2 двохелементних зондів в загальних рисах повторюють одна одну;

– значення $\Delta T_p = T_2 - T_1$ в еталонних середовищах відповідають характерним для них значенням (Табл. 12.2);

– повторні криві T_1 і T_2 відрізняються від первинних не більше ніж на 1.5 %, а криві ΔT_p – не більше ніж на 3 %.

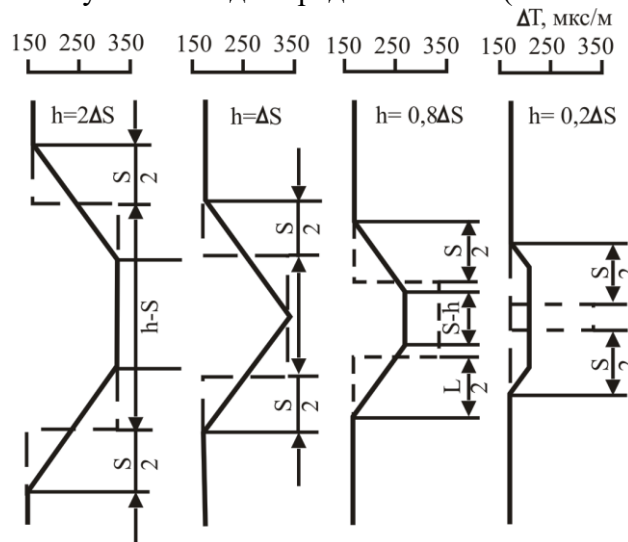
Таблиця 12.2 – Характерні покази ΔT_p в опорних середовищах

Середовище	ΔT_p , мкс/м	Примітка
Каверни великого діаметру	580 – 600	Макс. покази
Щільні вапняки ($K_p < 1\%$)	155 – 160	Макс. покази
Щільні доломіти ($K_p < 1\%$)	140 – 145	Мін. покази
Незацементована обсадна колона	185	Мін. покази

Криві T_1 , T_2 , ΔT , які не задовольняють жодної умови, є спотвореними та інтерпретації не підлягають. Найбільш

важливий недолік кривої $\Delta T_{\text{п}}$ – наявність помилкових аномалій (“викидів”), що іноді виходять за межі інтервалу $\Delta T_{\text{п.min}} - \Delta T_{\text{п.max}}$.

б) *Визначення границь пластів.* Крива інтервального часу реєструється в лінійному масштабі так, що величина $\Delta T_{\text{п}}$ 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 $\Delta T_{\text{п}}$ 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. 12.2).



S – база зонда

Рисунок 12.2 – Теоретичні форми аномалій та визначення границь пластів на діаграмах АК

в) *Зняття характерних значень $\Delta T_{\text{п}}$.* Зняття значень $\Delta T_{\text{п}}$ в межах аномалії проводять для ділянок розрізу, які відмічаються номінальним діаметром $d_{\text{н}}$ або $d_{\text{с}} < d_{\text{н}}$ на кавернограмі; пласти де $d_{\text{с}} > d_{\text{н}}$ не інтерпретуються. Оскільки до уваги не приймаються пласти товщиною $h < L$, вплив

вміщуючих порід на $\Delta T_{\text{п}}$ не враховують. Вплив швидкості підйому V зонда і сталої τ інтегруючої комірки на $\Delta T_{\text{п}}$ нехтується при $V < 1000$ м/год, $\tau < 0,5$ с.

г) *Визначення $K_{\text{п}}$ за даними АК.* Маючи інтервальний час проходження пружної хвилі у пласті, скелеті породи та рідині, яка заповнює пори колектора, за рівнянням середнього часу знаходимо коефіцієнт пористості.

Контрольні питання

1. Як визначаються границі пластів за даними АК?
2. Як знімаються характерні значення $\Delta T_{\text{п}}$ із діаграм АК?
3. Як здійснюється перевірка якості діаграмного матеріалу АК?
4. Як визначається коефіцієнт пористості за даними АК без врахування глинистості?
5. Як визначається коефіцієнт пористості за даними АК з врахуванням глинистості?
6. Як вводиться поправка за нафтонасиченість при визначенні $K_{\text{п}}$ за даними АК?
7. Як вводиться поправка за газонасиченість при визначенні $K_{\text{п}}$ за даними АК?

13 ІНТЕРПРЕТАЦІЯ РЕЗУЛЬТАТІВ КАВЕРНОМЕТРІЇ

Обвалення гірських порід у процесі буріння та утворення глинистої кірки, яка звужує діаметр свердловини d_c , що є характерним для багатьох порід, дозволяє вивчати їх за даними властивостями.

Криву зміни діаметру d_c свердловини із глибиною – кавернограму використовують для наступних цілей: 1) визначення геологічного розрізу свердловини; 2) вивчення її технічного стану; 3) визначення середнього діаметру свердловини на заданій глибині, який необхідний для інтерпретації більшості геофізичних методів дослідження свердловин.

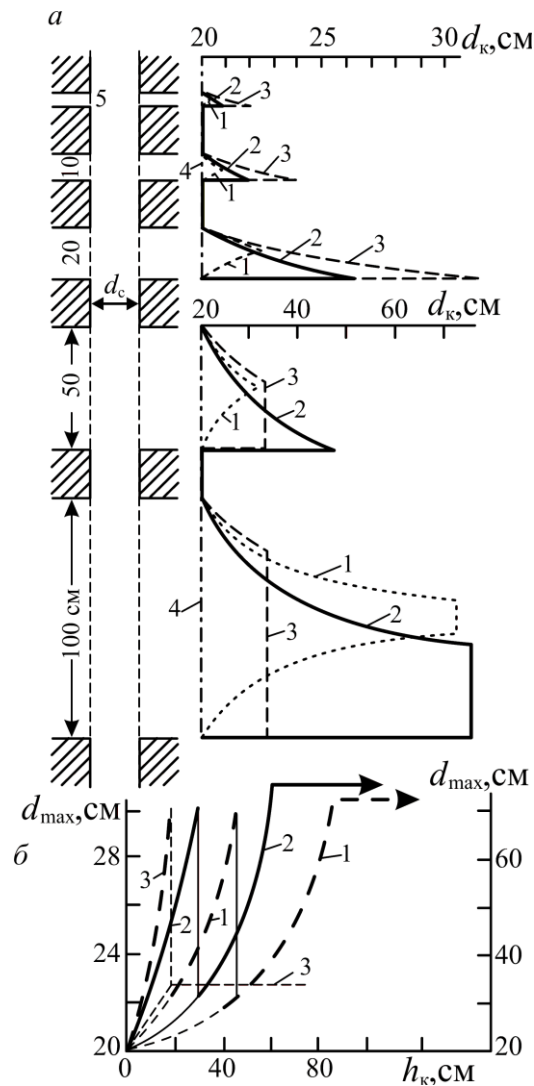
Кавернограми у більшості випадків дозволяють визначити з великою точністю положення границь порід, у яких змінюється діаметр свердловини. При визначенні границь порід, що відрізняються характером зміни діаметру свердловини, варто враховувати особливості конструкцій каверномірів (Рис. 13.1). У залежності від конструкції каверномірів правила відбиття границь та їх визначення будуть наступними:

1. Границі пласта, який утворює каверну, відносяться до точок a і b кавернограми (Рис. 13.2, $в$), починаючи з яких відзначається зміна діаметру свердловини.

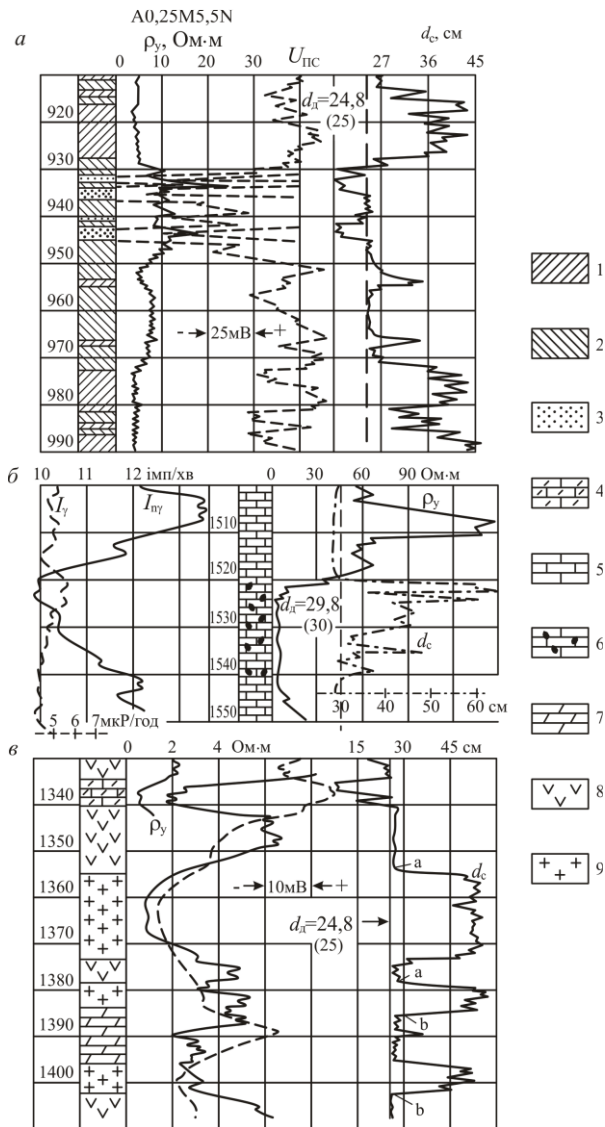
2. Плавний хід d_c у покрівлі породи, яка утворює каверну, може не відповідати дійсності та відбуватися внаслідок стиску важелів каверноміра підшоною покриваючих відкладів.

3. Діаметр каверни визначається з достатньою точністю тільки в тому випадку, коли він не перевищує діаметра найбільшого розкриття каверноміра, і потужність породи, яка утворює каверну, приблизно перевищує довжину важелів каверноміра. Якщо каверни мають невеликий розмір уздовж утворюючої свердловини, граничне значення діаметра, яке відзначене каверноміром, не перевершує величин, які встановлюються за кривими, що наведені на рисунку 13.1, $б$.

Гірські породи за характером зміни в них діаметру свердловини підрозділяються на три типи.



1 – ромбовидний каверно мір КР; 2 – важельний каверномір СКС;
 3 – коротковажельний мікрокаверномір; 4 – лінія діаметру свердловини
Рисунок 13.1 – Кавернограми проти каверн необмеженого діаметру різної висоти h_k (а) і залежність максимальних показів каверноміра d_{max} від h_k для каверномірів різних конструкцій (б)



а – піщано-глинистий розріз; *б* – карстові карбонати; *в* – соляний розріз
 1 – глини калієві та натрієві; 2 – глини кальцієві та алевритові;
 3 – пісковики; карбонати: 4 – тріщинуваті та пористі; 5 – щільні;
 6 – карстові; 7 – мергелі; 8 – ангідрити; 9 – галіт

Рисунок 13.2 – Приклади кавернограм

До порід першого типу відносяться породи, в яких діаметр свердловини відповідає діаметру долота. Це щільні піщаники, вапняки, доломіти, ангідрити та більшість магматичних і метаморфічних порід.

Другий тип поєднує наступні породи, які утворюють каверни:

- глини й глинисті сланці, які легко розмиваються струменем глинистого розчину та, що обвалюються внаслідок набрякання глинистих часток і переходу їх у розчин (Рис. 13.2, а). Найбільш сильно розмиваються глини та глинисті сланці, які представлені тонкодисперсними глинистими мінералами, що активно набухають, – монтморилонітом, нонтронітом, бейделітом та іншими, в умовах, коли обмінними є катіони калію та натрію. Обвалення значно знижується в глинах, які містять поглинені іони кальцію та магнію. Діаметр свердловини в глинах залежить від якості глинистого розчину. Чим нижча концентрація солей у глинистому розчині та чим більше вільної води, тим інтенсивніше відбувається набрякання глинистих часток та їх наступне обвалення, що збільше діаметр свердловини;

- піски – пливуні;

- кавернозні вапняки та доломіти, які утворюють великі каверни, особливо карстові порожнечі (Рис. 13.2, б). Однак у цих відкладах звичайно спостерігається незначне збільшення діаметра свердловини, що пояснюється невеликими розмірами пустот по вертикалі;

- сильно тріщинуваті, переважно із ізотропною тріщинуватістю вапняки й доломіти, обвалення яких відбувається під дією ударів бурового інструмента. У цих породах діаметр свердловини збільшується незначно – на 5-10 см відносно номінального;

- кам'яна сіль та інші гідрохімічні осади (Рис. 13.2, в), які володіють високою розчинністю;

- вугілля, що легко розтріскуються і обрушуються при проходці їх свердловиною.

До третього типу відносяться породи, в яких на поверхнях перетину свердловиною утворюється зменшення діаметру свердловини:

- проникні пісковики, вапняки, доломіти, рідше мергелі, і ангідрити з тріщинуватою пористістю (Рис. 13.1, 13.2, а,

в). У вапняках і доломітах із ізотропною тріщинуватістю утворення глинистої кірки часто спостерігається після виникнення каверни. Звуження діаметра свердловини відбувається за рахунок осідання на її стінці твердих часток із глинистого розчину при його фільтрації в породу.

– деякі пластичні глини при в'язких глинистих розчинах, які не містять вільної води.

Зазначені ознаки поділу порід за зміною діаметра свердловини дають можливість виділяти основні типи порід, більш точна градація яких виконується на підставі комплексної інтерпретації даних інших геофізичних методів дослідження свердловин.

Інтерпретація діаграм кіркоміра

Вірогідність інтерпретації діаграм мікрозондів і радіометрії свердловин багато в чому залежить від знання товщини глинистої кірки, яка визначається найбільш точно кіркоміром.

Кіркомір дозволяє безпосередньо вимірювати товщину глинистої кірки в місці розташування датчиків приладу. Як наслідок цього, інтерпретація діаграм кіркоміра елементарно проста і зводиться до зняття $h_{гк}$ в масштабі запису кривої у точці, в якій визначається товщина глинистої кірки.

Чим менша щільність глинистої кірки та міцніші породи, що складають стінку свердловини, тим точніше визначається $h_{гк}$. Похибки, що обумовлюють зменшення $h_{гк}$, можливі при значному ущільненні глинистої кірки, якщо її товщина визначається після тривалого проміжку часу з моменту утворення кірки. Навпаки, деяке перебільшення $h_{гк}$ відносно дійсного значення, кіркомір дає при вимірах $h_{гк}$ на стінках порід, що набухають та пухких порід.

Контрольні питання

1. Що таке фактичний діаметр свердловини?
2. Як виділяють границі пласта за даними кавернометрії?
3. Які породи зумовлюють збільшення діаметра свердловини?
4. Які породи зумовлюють зменшення діаметра свердловини?

14 ВИКОРИСТАННЯ ДАНИХ РЕЗИСТИВИМЕТРІЇ ТА ТЕРМОМЕТРІЇ ПРИ ВСТАНОВЛЕННІ МІСЦЬ ПРИПЛИВІВ ТА ЗАКОЛОННИХ ПЕРЕТОКІВ

При визначенні резистивіметром місця припливу води в свердловину застосовують два способи: відтартування та продавлювання.

Спосіб відтартування.

При визначенні місця припливу води способом відтартування свердловину промивають до отримання однорідної рідини (бурового розчину або води) по всьому стовбурі свердловини. Мінералізація промивної рідини повинна відрізнитися від мінералізації води, що в свердловину. Наприклад, якщо пласта поступає мінералізована вода, то свердловина повинна бути заповнена прісною водою і навпаки. Стовп рідини в свердловині повинен забезпечити тиск, що перевищує тиск пласта (приплив повинен бути «задавлений»). Після промивки свердловини проводять контрольний вимір опору розчину, який у разі правильної підготовки свердловини відзначає однорідність опору розчину стовбура свердловини. Після чого, поступово знижують статичний рівень шляхом відтартуванням рідини свердловини.

Після відтартування заміряють опір рідини в свердловині. Поява припливу спостерігається при співставленні контрольної кривої з вимірною, що зумовлено зоною підвищених або знижених опорів проти місця припливу. Зміна опору розчину проти місця припливу пов'язана з різномірністю рідини, яка обумовлена припливом у свердловину пластової води. Приклад визначення місця припливу води у свердловину способом відтартування зображений на рисунку 14.1.

Спосіб продавлювання.

Спосіб продавлювання заснований на припущенні, що пласт, який досліджується, одночасно є і таким, що поглинає. Способом продавлювання визначають не місце припливу води пласта в свердловину, а місце поглинання рідини пластом. При роботі цим способом добиваються, щоб свердловина була заповнена однорідною рідиною. У цьому переконуються провівши контрольний вимір резистивіметром.

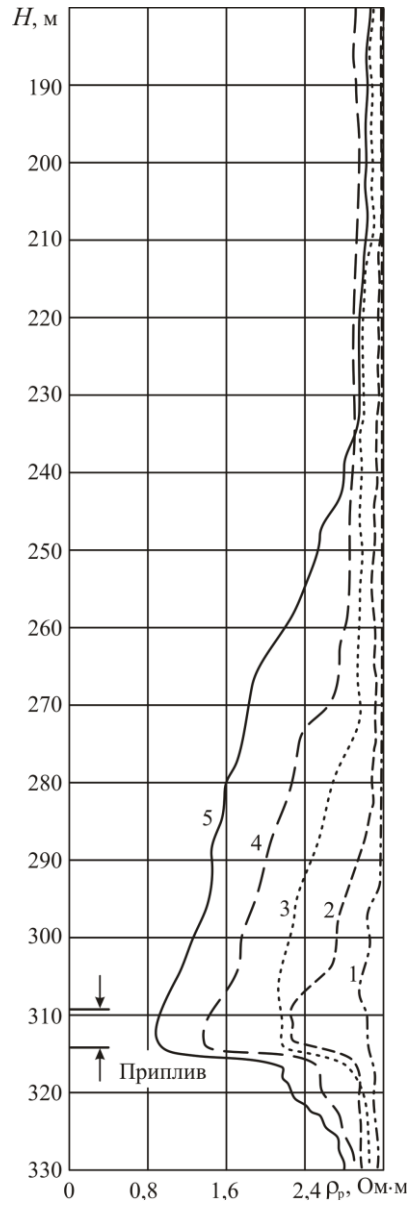


Рисунок 14.1 – Визначення місця припливу резистивіметром (спосіб відтартування)

Потім в свердловину закачують розчин або воду з опором відмінним від опору рідині, яка заповнює свердловину. За допомогою серії вимірів резистивіметром простежують переміщення розділу між рідинами. Глибина, нижче за яку межа розділу не переміщується, не дивлячись на продовження закачування, є нижньою межею поглинаючого пласта. Рідину продавлюють або під тиском, або доливанням рідини в свердловину до гирла, якщо статичний рівень припливу нижчий за гирло свердловини.

Вимір резистивіметром проводиться після закачування в свердловину відповідних порцій рідини. Способом продавлювання користуються у випадках, коли устаткування свердловини дозволяє легше здійснити продавлювання розчину, чим відтартування, або коли свердловина газує і існує небезпека викиду підчас відтартування. Приклад визначення місця припливу води способом продавлювання зображений на рисунку 14.2.

За наявності устаткування для промивки свердловини та відтартування, місце припливу переважно визначають способом відтартування. При малих дебетах визначення місця припливу проводиться тільки способом відтартування.

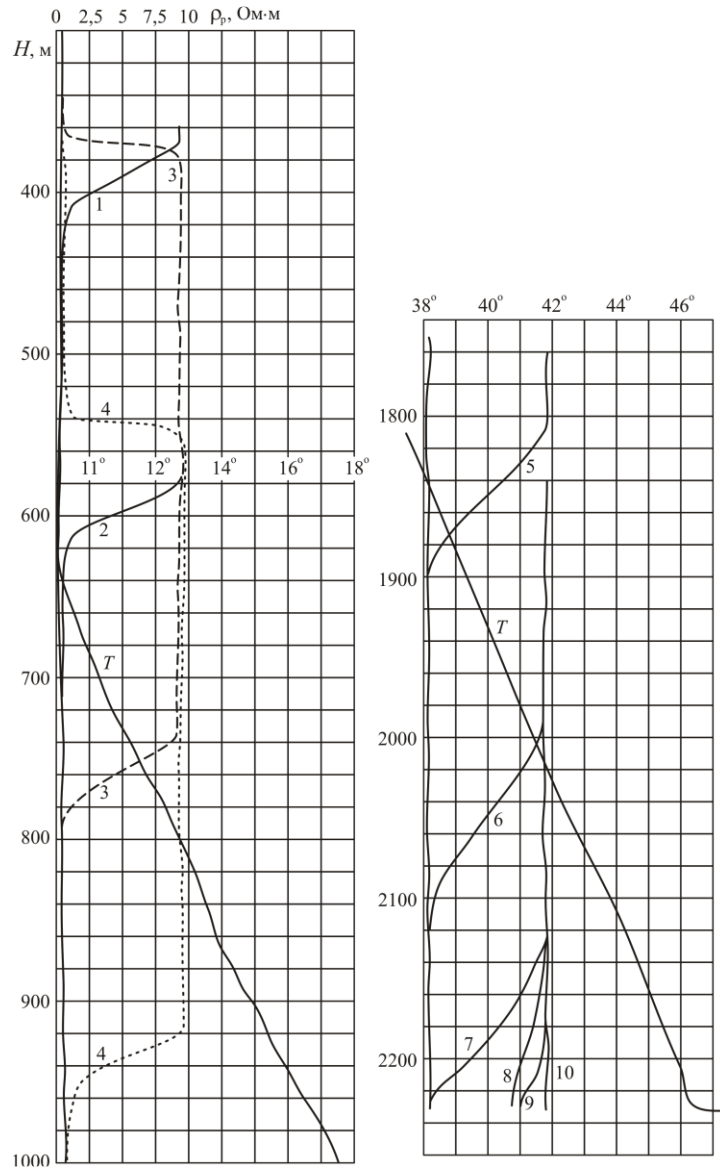
Визначення місць припливів води термометром

Глинистий розчин у свердловині згодом нагрівається до температури навколишніх порід, і температурний режим свердловини, як уже було зазначено, називається сталим. При сталому режимі зміна температури з глибиною відповідає геотермічному градієнту району робіт. Роботи, які проведені в свердловині та зв'язані з циркуляцією розчину, приводять до того, що температура розчину стає відмінною від температури навколишнього середовища. Тепловий режим свердловини в цьому випадку називається несталим.

Місця припливу води в свердловину термометром визначають двома способами: відтартування і продавлювання.

Спосіб відтартування.

Підготовка свердловини для проведення робіт з визначення місця припливу води способом відтартування полягає в її промиванні для створення несталого теплового режиму. Контрольний вимір термометром проводять для перевірки підготовки свердловини. Він повинний показати відсутність температурних аномалій по стовбурі свердловини.

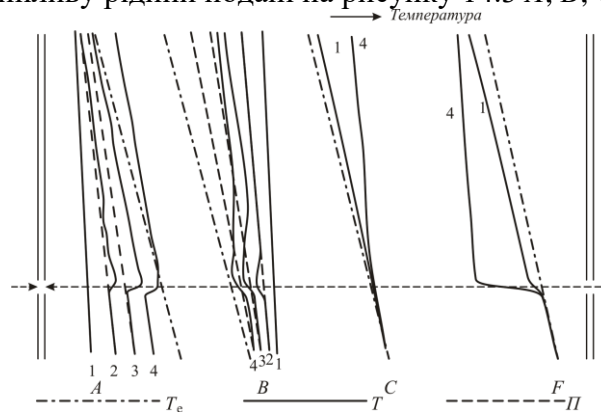


1-10 – порядкові номери вимірів резистивіметром; T – температурна крива
Рисунок 14.2 – Визначення місця припливу води методом продавлювання

На кривій контрольного виміру можуть бути отримані аномалії, які пов'язані з рухом рідини за трубами.

Подальший порядок робіт аналогічний проведенню робіт для визначення місць припливу води способом відтартування за допомогою резистивіметра. Місце припливу рідини в свердловину відзначається за підвищенням або зниженням температури внаслідок того, що температура води припливу відрізняється від температури рідини, яка заповнює свердловину. Іноді визначення місця припливу води термометром способом відтартування виробляється при сталому тепловому режимі. Для цього свердловину, заповнену водою, залишають на кілька днів у спокої, а потім роблять відтартування.

Місце надходження рідини відзначається на кривій за поступовим відходом отриманої температурної кривої вище місця припливу від її положення при сталому тепловому режимі. При цьому способі визначення місця припливу необхідне надходження великої кількості рідини; місце припливу відзначається неточно, тому застосовувати при сталому режимі спосіб відтартування для визначення місця припливу стає недоцільним. Схематичні криві визначення місця припливу рідини подані на рисунку 14.3 *A, B, C*.



A, B – метод відтартування при підготовці свердловини промиванням;
C – метод відтартування при сталому тепловому режимі; *F* – метод продавлювання при сталому тепловому режимі; 1, 2, 3, 4 – номери вимірів;
T – температурна крива; *П* – температурна крива при відсутності припливу або затрубного руху; *T_c* – природна температурна крива

Рисунок 14.3 – Визначення місця припливу термометром

Спосіб продавлювання

Спосіб продавлювання може бути успішно застосований при сталому або майже сталому тепловому режимі для районів з високим геотермічним градієнтом. Свердловину при цьому заповнюють водою (глинистий розчин може закупорити поглинаючий пласт) і після контрольного виміру, що підтвердив наявність у свердловині відповідного температурного режиму, приступають до продавлювання. Для продавлювання може бути використана будь-яка рідина. Замір термометром проводиться після закачування в свердловину 50-100 м³ рідини; послідовними повтореннями цих операцій уточнюють нижню границю поглинання рідини. При роботі з термометром немає необхідності задавлювати у пласт весь стовп рідини, тому цей метод дозволяє виявляти пласти з меншим поглинанням рідини, чим при роботі способом продавлювання з резистивіметром.

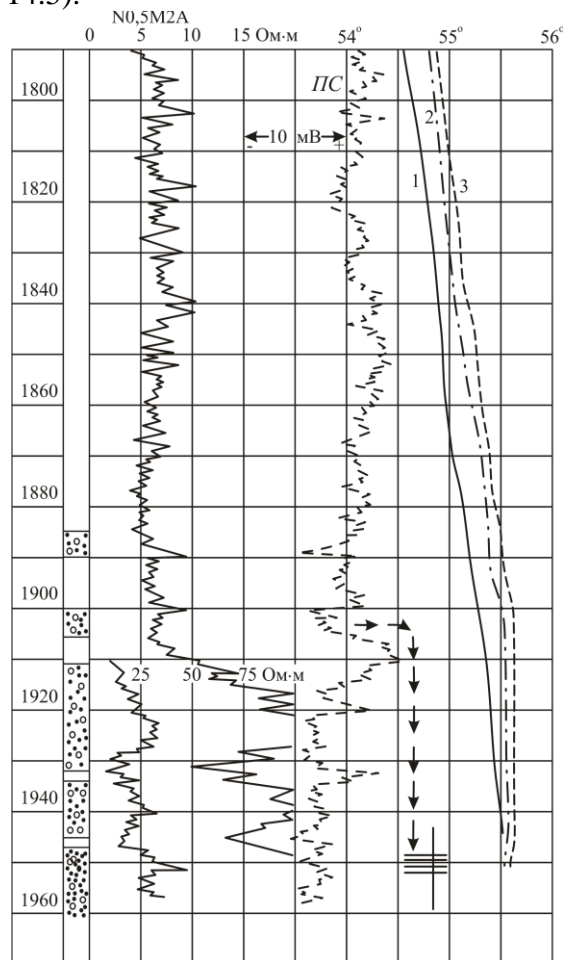
При продавлюванні місце припливу відзначається стрибком температури, тому що нижче місця припливу температура свердловини залишається незмінною, а вище зменшується внаслідок задавлювання в пласт верхньої, більш холодної води (Рис.14.3, F).

Визначення затрубного руху води.

У ряді випадків місце припливу води в свердловину і пласт, що обводнює свердловину, знаходяться на різних глибинах. Вода, перш ніж потрапити в свердловину, рухається в затрубному просторі і через ушкодження в колоні попадає в свердловину. У таких випадках місця обводнювання можна установити шляхом визначення затрубного руху води. З'ясування затрубного руху рідини може бути потрібне і у тому випадку, якщо є підозри про обводнення пласта унаслідок циркуляції води за обсадними трубами.

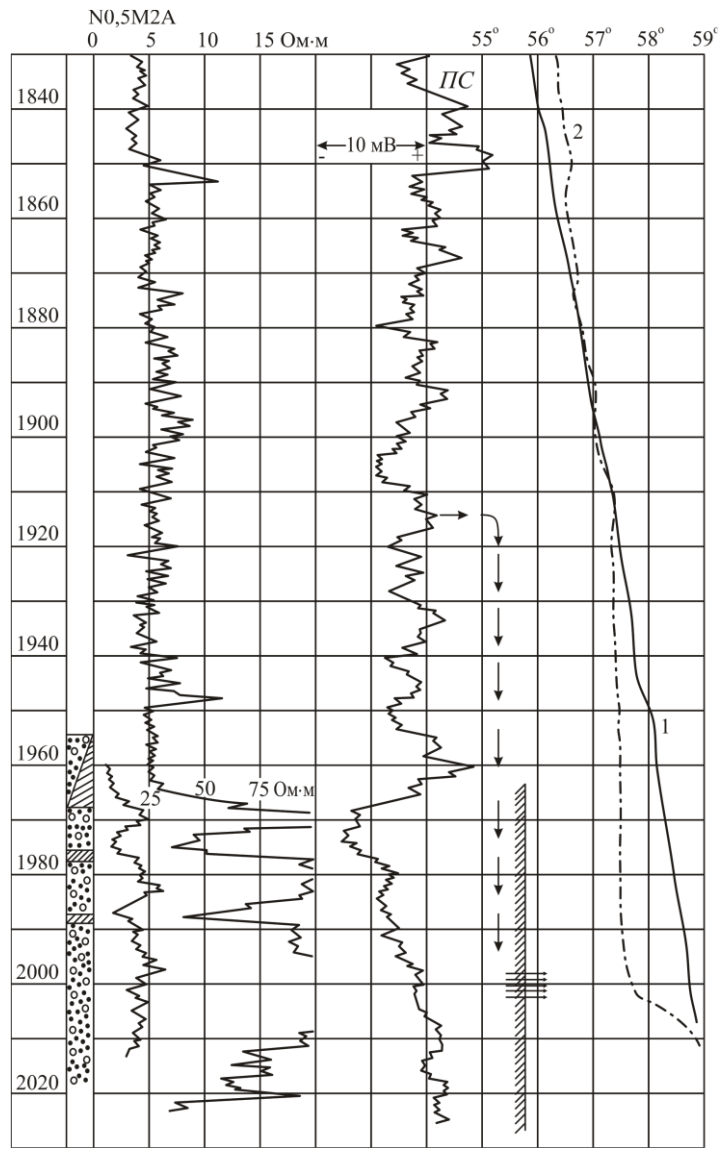
Затрубний рух рідини визначають за допомогою температурних вимірів за наступною методикою. Свердловину промивають звичайно холодною водою (створюється несталий температурний режим) так, щоб температура вздовж стовбура була сталою. Сталість температури перевіряють контрольним виміром. Якщо затрубний рух відбувається тільки в момент припливу, то викликають приплив відтартуванням. Після закінчення деякого часу (декількох годин) кілька разів вимірюють

температуру. На температурних кривих відзначається збільшення температури у зв'язку із загальним прогрівом свердловини і появою ділянки з відносно сталою температурою, якою відзначається інтервал затрубного руху (Рис. 14.4; 14.5).



1 – контрольний вимір температури, рівень устя; 2 – вимір при рівні 100 м;
3 – вимір при рівні 400 м

Рисунок 14.4 – Визначення затрубного руху рідини методом відтартування при підготовці свердловини промиванням



1 – контрольний вимір температури, рівень в устя;
 2 – вимір при рівні 386 м

Рисунок 14.5 – Визначення затрубного руху рідини методом відтартування при сталому тепловому режимі

У деяких випадках успішні результати можуть бути отримані і при наявності в свердловині сталого режиму. Температурні виміри при цьому проводяться в свердловині без підготовки (при необхідності виклику припливу) або після зниження рівня.

На інтервалах відсутності затрубного руху крива показує безупинний ріст температури з глибиною, наближаючись до природної температурної кривої. На ділянках, проти яких спостерігається рух води, температура буде залишатися досить сталою та відповідати температурі циркулюючої води. Наявність ділянок з постійною температурою (прямих або випологуючих по вертикалі ліній) і дає уяву про наявність затрубного руху.

У свердловині, яка переливається водою, можна за допомогою термометра визначити місце припливу і ділянку затрубного руху води. Для цього вимір слід проводити двічі: при переливанні свердловини водою і після припинення переливання. У деяких випадках затрубний рух рідини може відбуватися без виходу в свердловину.

Такі випадки визначаються прямолінійними ділянками на температурній кривій при проведенні виміру в свердловині зі сталим тепловим режимом або у свердловині, яка підготовлена до виміру промиванням.

У районах з малим геотермічним градієнтом результати визначення затрубного руху рідини виходять дуже чіткі, тоді як у районах з великим геотермічним градієнтом проведення цих робіт вимагає дуже ретельної підготовки свердловини.

Спільне застосування резистивіметра і термометра.

У випадках, коли в свердловині є приплив води і можливий затрубний рух рідини, визначають місце припливу води резистивіметром, а потім інтервал затрубної циркуляції – термометром. На практиці місце припливу води в свердловину, в основному, визначають за допомогою резистивіметра, що дозволяє одержати більш точні дані. Для одержання більш повних зведень про характер припливу бажано робити виміри як резистивіметром, так і термометром.

На рисунку 14.6 приведений приклад визначення місця припливу і затрубного руху рідини в свердловині за допомогою резистивіметра і термометра.

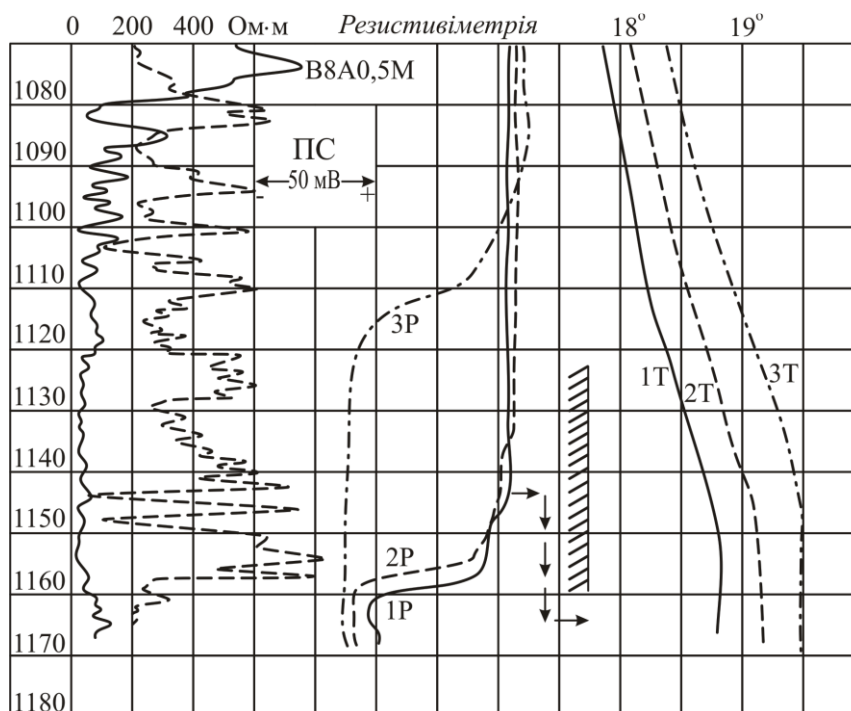


Рисунок 14.6 – Приклад визначення місця припливу і затрубного руху рідини.

Збіг місць припливу води, які визначені резистивіметром і термометром, при відсутності характерних температурних аномалій, указує на відсутність затрубного руху рідини. На температурній кривій у свердловині в ряді випадків відзначаються аномальні ділянки (максимуми або мінімуми), які пов'язані з різною теплопровідністю гірських порід. Тому при інтерпретації температурної кривої необхідно одночасно зіставляти її з геолого-каротажним розрізом.

Результати вимірів резистивіметром або термометром з визначення місця припливу води в затрубній циркуляції оформляють у виді зведеної діаграми, таблиці і пояснювальної записки.

На зведеній діаграмі викреслюють отримані криві або найбільш характерні з них. Для кожного виміру варто вказати порядковий номер виміру, час початку і кінця виміру, при

спуску або підйомі проводили вимір, рівень рідини на початку і кінці виміру, характер підготовчої операції (відтартування, продавлювання), кількість відібраної (залитої) рідини, технічні зведення (сила струму, масштаби). Іноді на зведеній діаграмі викреслюють діаграму електричного каротажу і геологічний розріз.

У пояснювальній записці викладають історію свердловини та її стан перед підготовкою до вимірів, конструкцію свердловини і проведені в ній роботи. У заключній частині записки повинні бути зазначені результати вимірів і висновки, що стосуються припливів води і затрубного руху рідини.

Контрольні питання

1. Які є способи визначення місць припливу за даними термометрії?
2. Поясніть фізичну суть визначення місць припливу флюїду за даними термометрії способом продавлювання.
3. Поясніть фізичну суть визначення місць припливу флюїду за даними термометрії способом відтартування.
4. Поясніть фізичну суть визначення місць припливу флюїду за даними резистивіметрії способом продавлювання.
5. Поясніть фізичну суть визначення місць припливу флюїду за даними резистивіметрії способом відтартування.
6. Поясніть принцип визначення затрубного руху рідини за даними термометрії.
7. Поясніть принцип спільного використання термометрії та резистивіметрії при встановленні заколонних перетоків.

15 КОНТРОЛЬ ЗА РОЗРОБКОЮ НАФТОГАЗОВИХ РОДОВИЩ

Контроль пересування водонафтового контакту та визначення поточного значення залишкової нафтонасиченості

Визначення переміщення ВНК, коефіцієнтів поточної та залишкової нафтонасиченості, а також нафтовіддачі $k_{н.т}$, $k_{н.о}$, $\eta_{н.т}$, $\eta_{н.к}$ здійснюється при дослідженні необсаджених і обсаджених свердловин різного призначення. Найбільш точні дані про ВНК і названі вище коефіцієнти отримують при вивченні не обсаджених і обсаджених неперфорованих свердловин за даними комплексу методів електрометрії та радіометрії.

Положення ВНК у не обсаджених свердловинах, контрольних свердловинах із відкритим стовбуром або обсаджених неметалічною колоною в продуктивній частині розрізу, а також у додаткових свердловинах, які пробурені в процесі експлуатації родовища, встановлюють аналогічно визначенню границь першопочаткового ВНК.

Положення ВНК в обсаджених неперфорованих свердловинах визначають методами радіометрії.

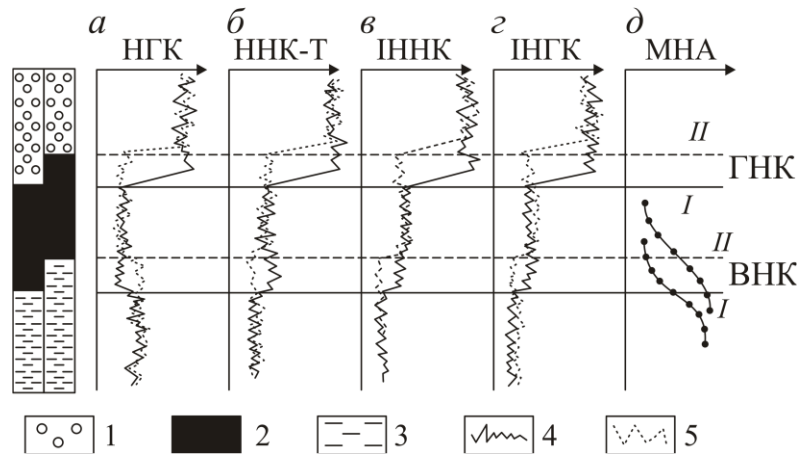
1. Нейтронний гамма-картаж.

Водонафтовий контакт надійно встановлюється в пластах, у яких нафта витісняється водою, що містить хлор, із мінералізацією вище 120-150 г/л при $k_n \geq 20\%$. Контакт нафтовода фіксується на кривих НГК збільшенням $I_{п\gamma}$ напроти водоносної частини пласта по відношенню до нафтоносної до 15 %. Положення ВНК встановлюють за початком спаду інтенсивності $I_{п\gamma}$ (Рис. 15.1,а).

Спектрометричний нейтронний гамма-картаж найбільш чутливий до вмісту хлору в пласті. При реєстрації захопленого гамма-випромінювання з енергією 4-5.6 MeV перевищення $I_{п\gamma}$ на границі ВНК складає 50-100 %.

2. Нейтрон-нейтронний картаж густини теплових нейтронів.

При витісненні нафти мінералізованою водою ВНК відмічається на кривих ННК-Т зменшенням показів $I_{пТ}$ напроти його водоносної частини. Положення ВНК фіксується за початком підйому кривої $I_{пТ}$ (Рис. 15.1, б).



1 – газ; 2 – нафта; 3 – вода; 4 – початковий замір; 5 – повторний замір

Рисунок 15.1 – Визначення початкового і поточного положення ВНК і ГНК за даними радіометрії

3. Імпульсний нейтрон-нейтронний картаж.

У водоносній частині пласта середній час життя теплових нейтронів менший, ніж у нафтоносній. Контакт вода-нафта відмічається за початком збільшення $I_{\text{нТ}}$ (Рис. 15.1, в).

4. Імпульсний нейтронний гамма-картаж.

Даний метод дозволяє визначити положення поточного ВНК за величиною $\tau_{\text{п}}$ аналогічно ІННК (Рис. 15.1, г).

5. Картаж наведеної радіоактивності.

Водоносна частина пласта фіксується підвищеними показами наведеної гамма-активності у порівнянні з нафтоносною внаслідок більшого вмісту ядер натрію та хлору нижче ВНК. Метод ефективний при визначенні положення ВНК у випадку мінералізації пластових вод за NaCl вище 40 г/л. Границю ВНК визначають у точці, яка знаходиться на середині аномалії між нафтоносною та водоносною частинами пласта (Рис. 15.1, д).

6. Картаж радіохімічного ефекту.

При визначенні поточного положення ВНК зіставляють заміри природної радіоактивності до і в процесі переміщення ВНК. Природна радіоактивність напроти обводненої частини пласта інколи аномально зростає, а гамма-активність

нафтоносної його частини залишається незмінною.

7. Картаж радіоактивних ізотопів.

Положення ВНК відмічається підвищенням інтенсивності гамма-випромінювання напроти водоносної частини пласта у випадку закачування активованої води, а при закачуванні радіоактивної нафти інтенсивність гамма-випромінювання зростає напроти нафтоносної частини пласта. Границя ВНК відмічається аналогічно відбиванні ВНК за даними НГК у випадку закачування активованої води та аналогічно ННК-Т при використанні активованої нафти (Рис. 15.2).

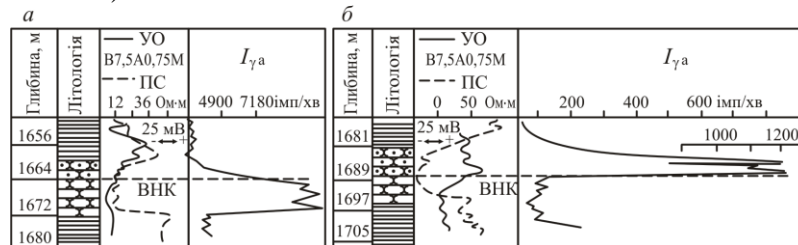


Рисунок 15.2 – Приклад відбивки ВНК за результатами вимірювань $I_{\gamma a}$ після закачування в пласт активованої рідини (а) і активованої рідини із додаванням милонафту (б)

8 Картаж індикації елементами з аномальними нейтронними властивостями.

У випадку закачування в пласт водних розчинів хлористого кадмію контакт нафта-вода відмічається за НГК у точці спаду I_{ny} , за ННК-Т – у точці підйому $I_{пT}$, при використанні в якості активатора борної кислоти ВНК фіксується за НГК і ННК-Т у точці початку спаду I_{ny} і $I_{пT}$ (Рис. 15.3).

Положення ВНК за даними НГК, ННК-Т, ІННК, ІНГК, КНА впевнено визначають у випадку заміщення нафти мінералізованою водою ($C_B \geq 120-150$ г/л при $k_{п} \geq 25$ %). При низькій мінералізації пластових вод і водах, що закачуються, ($C_B > 15$ г/л при $k_{п} \geq 20$ %) переміщення ВНК встановлюють тільки за результатами високоточних визначень декременту затухання теплових нейтронів за даними ІННК ($\lambda_{п} = 1/\tau_{п}$). Відмінність $\lambda_{п}$ для нафтоносної та водоносної частин пласта у

випадку ідентичності колекторських властивостей складає 8-10 %.

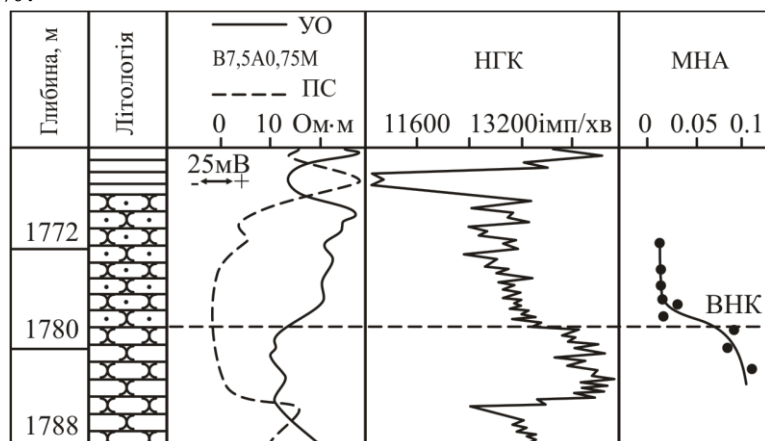


Рисунок 15.3 – Визначення початкового і поточного положення ВНК і ГНК за даними радіометрії

Коефіцієнт поточної нафтонасиченості визначають у необсаджених оціночних контрольних і додаткових свердловинах методами електрометрії та в обсаджених свердловинах, в основному за даними ІННК.

Необсажені свердловини. У випадку витіснення нафти пластовою водою та водою, що закачуються, з мінералізацією, яка близька до пластової, коефіцієнт поточної нафтонасиченості пласта $k_{н.т}$ визначають за методиками, які аналогічні оцінці коефіцієнта початкової нафтонасиченості пласта k_n . Однак при цьому використовують залежність $P_n=f(k_v)$, яка отримана при поточному значенні коефіцієнта водонасиченості. Використовуючи залежність $P_n=f(k_{в.з})$, яка отримана за величиною коефіцієнтів залишкової водонасиченості, приводить до зниження $k_{н.т}$.

При витісненні нафти із пласта прісними водами, що закачуються, найбільшу важкість складає оцінка мінералізації суміші пластової та нагнітаючої вод. Визначенні $k_{н.т}$ проводять за величиною параметра насичення:

$$P_n = \rho_{н.п.об} / \rho_{в.п.об}, \quad (15.1)$$

де $\rho_{н.п.об}$ – питомий електричний опір обводненого

продуктивного пласта; $\rho_{в.п.об}$ – питомий електричний опір обводненого продуктивного пласта при 100 %-ному насиченні порового простору сумішшю пластової води з нагнітаючою, яке розраховане за співвідношенням:

$$\rho_{в.п.об} = P_n^* \cdot \rho_{см}, \quad (15.2)$$

де P_n^* – параметр пористості, який встановлений при мінералізації $C_{см}$, що відповідає даній стадії обводнення пласта, та враховує вплив поверхневої провідності.

Параметр P_n^* знаходиться за залежністю $P_n^* = f(k_n)$, яка побудована для конкретних продуктивних пластів при відомих пористості, глинистості та $\rho_{см}$.

Питомий електричний опір суміші пластової води з нагнітальною визначають за даними метода ПС двома способами.

1. Спосіб М.Х.Хуснулліна полягає у встановленні $\rho_{см}$ за результатами замірів потенціалів ПС у свердловинах, які заповнені двома розчинами різної мінералізації з наступним розв'язуванням системи двох рівнянь відносно $\rho_{см}$:

$$\Delta U_{ПС1} = -k_{ПС} \lg \frac{\rho_{\phi 1}}{\rho_{см}} \quad \text{і} \quad \Delta U_{ПС2} = -k_{ПС} \lg \frac{\rho_{\phi 2}}{\rho_{см}}, \quad (15.3)$$

де $\Delta U_{ПС1}$, $\Delta U_{ПС2}$ – зареєстровані різниці потенціалів ПС напроти обводненого пласта відповідно при відомому електричному опорі фільтрату ПР $\rho_{\phi 1}$ і $\rho_{\phi 2}$; $k_{ПС}$ – коефіцієнт аномалії СП.

2. Спосіб Г.С.Кузнецова і Є.І.Леонтьєва полягає в оцінці $\rho_{см}$ за кривою потенціалів ПС, які зареєстровані в обводненій свердловині.

Питомий електричний опір суміші пластової води з нагнітальною визначають для однорідного обводненого пласта за формулою:

$$\lg \rho_{см} = \frac{\Delta U_{ПС}^{об} + (A_{да.зл} - A_{да.н}) \cdot \lg \rho_{\phi} - A_{да.н} \cdot \lg \rho_d}{A_{да.зл} - 2A_{да.н}} \quad (15.3)$$

у випадку неоднорідного пласта для кожного обводненого прошарку:

$$\lg \rho_{cm i} = \frac{\Delta U_{ПС}^{об} (i-1) + (A_{да.п i-1} - A_{да.п i}) \cdot \lg \rho_{\phi} - A_{да.п i} \cdot \lg \rho_{cm i-1}}{A_{да.п i-1} - 2A_{да.п i}}, \quad (15.4)$$

де $\Delta U_{ПС}^{об}$, $\Delta U_{ПС(i-1)-1}^{об}$ – відповідно приріст потенціалів ПС напроти обводненого однорідного пласта відносно умовної нульової лінії глин і напроти і-го прошарку відносно (і-1)-го прошарку за кривою ПС обводненого пласта; $A_{да.гл}$, $A_{да.п}$, $A_{да.п i-1}$, $A_{да.п i}$ – дифузійно-адсорбційна активність глини, однорідного пласта, (і-1)-го і і-го прошарків відповідно; ρ_{cm} , $\rho_{cm i-1}$, $\rho_{cm i}$ – опір суміші пластової води з нагнітальною в однорідному обводненому пласті, в (і-1)-м і і-м прошарках відповідно.

Величину $A_{да.гл}$ знаходять за результатами лабораторних досліджень кернавого матеріалу з введенням поправки за температуру пласта. Дифузійно-адсорбційну активність обводнених пластів і прошарків розраховують за формулою:

$$A_{да.п} = A_{да.гл} - \frac{\Delta U_{ПС в}}{\lg(\rho_{\phi} / \rho_{в})}, \quad (15.5)$$

де $\Delta U_{ПС в}$ – встановлена амплітуда потенціалів ПС напроти досліджуваного пласта для випадку відсутності його обводнення.

Даний спосіб оцінки ρ_{cm} не враховує можливої наявності потенціалів фільтрації, а також впливу зміни температури пласта у результаті його обводнення на дифузійно-адсорбційну активність пласта.

Оцінку $k_{н.т}$ продуктивного пласта, обводненого прісними нагнітальними водами, проводять за емпіричними або теоретичними залежностями $P_{н} = f(k_{н.т})$, які побудовані для конкретних продуктивних пластів із врахуванням мінералізації суміші пластової води з нагнітальною та коефіцієнтів пористості.

Похибка визначення $k_{н.т}$ зменшується зі зниженням

степені обводненості пласта і його глинистості.

Обсаджені свердловини. Методика визначення коефіцієнтів поточного і залишкового нафтонасичення за даними ІННК розроблена Ф. А. Алексєєвим, Я. Н. Басіним і Д. М. Сребродольським. В її основі лежить величина декремента затухання теплових нейтронів для порід у цілому $\lambda_{\text{п}}$, яка зв'язана з колекторськими властивостями та нафтонасиченістю порід і описується рівнянням:

$$\lambda_n = \lambda_{\text{ск}}(1 - k_n) + k_n[\lambda_{\text{в}} + k_n(\lambda_n - \lambda_{\text{в}})] + k_{\text{зл}}(\lambda_{\text{зл}} - \lambda_{\text{ск}}), \quad (15.6)$$

де $\lambda_{\text{ск}}$, $\lambda_{\text{в}}$, λ_n , $\lambda_{\text{зл}}$ – відповідно, декременти затухання для скелета породи з нульовою глинистістю, води, нафти в пластових умовах і глинистого матеріалу.

Результати ІННК дозволяють оцінити коефіцієнти поточної та залишкової нафтонасиченості при наступних умовах: нафту із пласта витісняють водою з мінералізацією 200-250 г/л при $k_{\text{п}}=10-15\%$ або $C_{\text{в}} \geq 100-150$ г/л при $k_{\text{п}} > 15-20\%$. У неглинистих високопористих колекторах можливо оцінювати величину k_n і при мінералізації 30-100 г/л.

Коефіцієнт поточної та залишкової нафтонасиченості розраховують за формулою:

$$k_n = \frac{k_n(\lambda_{\text{в}} - \lambda_{\text{ск}}) - (\lambda_n' - \lambda_{\text{ск}}')}{k_n(\lambda_{\text{в}} - \lambda_n)}, \quad (15.7)$$

де $\lambda_{\text{п}}' = \lambda_{\text{п}} - k_{\text{зл}}(\lambda_{\text{зл}} - \lambda_{\text{ск}})$ – виправлена за глинистість величина декремента затухання.

Значення $\lambda_{\text{ск}}$ і $\lambda_{\text{зл}}$ знаходять розрахунковим шляхом за результатами хімічного аналізу керну, $\lambda_{\text{в}}$ і λ_n оцінюють за вимірюваннями ІННК у неглинистих опорних пластах з відомими $k_{\text{п}}$, k_n і $\lambda_{\text{ск}}$ з використанням вищенаведеної формули, а також розрахунковим шляхом за даними хімічного аналізу води і нафти.

Коефіцієнти пористості та глинистості визначають за даними ГДС або за даними керну.

При достатньо великому часі затримки (більше 0,7-1,2 мс) виміряні уявні значення декремента затухання $\lambda_{\text{к}} = 1/\tau_{\text{к}}$

відрізняються від дійсної його величини $\lambda_{\text{п}}$ не більше ніж на 10-15 %, тому коефіцієнти $k_{\text{н.т}}$ і $k_{\text{н.з}}$ можна визначати за вище наведеною формулою, замінюючи в ній дійсні значення декрементів затухання твердих компонентів і флюїдів породи їх уявними величинами.

При графічному способі визначення $k_{\text{н.т}}$ і $k_{\text{н.з}}$ використовують опорні водоносні та нафтоносні пласти з відомими $k_{\text{н}}$ і $k_{\text{п}}$.

Найбільш достовірні відомості про $k_{\text{н.з}}$ отримують за результатами електрометричних досліджень свердловин, які пробурені у вироблених ділянках покладу, де витіснення нафти відбувається пластовою або нагнітальною водою. При визначенні $k_{\text{н.з}}$ користаються залежністю $P_{\text{н}} = \rho_{\text{н.п.об}} / \rho_{\text{вп}} = f(k_{\text{в}})$, яка побудована для конкретних продуктивних відкладів за величиною поточної водонасиченості.

При використанні результатів екранованих мікрозондів визначення $k_{\text{н.з}}$ проводять за величиною параметра насичення:

$$P_{\text{н.з}} = \rho_{\text{пп.н}} / \rho_{\text{вф}} P_{\text{п}} \Pi_{\text{п}}, \quad (15.8)$$

де $\rho_{\text{пп.н}}$ – покази екранованого мікрозонда в нафтоносній частині пласта; $\rho_{\text{вф}}$ – питомий опір суміші фільтрату ПР і не витісненої пластової води; $\Pi_{\text{п}}$ – параметр поверхневої провідності; $P_{\text{п}}$ – параметр пористості.

При наявності в розрізі свердловини сусіднього водоносного пласта з близькими колекторськими властивостями до пласта, що вивчається, параметр $P_{\text{н.з}}$ розраховують за формулою:

$$P_{\text{н.з}} = \frac{\rho_{\text{пп.н}}}{\rho_{\text{пп.в}}}, \quad (15.9)$$

де $\rho_{\text{пп.в}}$ – покази екранованого мікрозонда у водоносній частині пласта.

Другий спосіб оцінки $k_{\text{н.з}}$ базується на дослідженні присвердловинної зони продуктивного пласта методами електрометрії у випадку наявності в ній залишкової нафти і при повній її промивці хімреагентами.

Дослідження здійснюються в наступній послідовності:

- перший замір питомого опору $\rho_{н.оп}$ при залишковій нафті в зоні проникнення;
- закачування водних розчинів із поверхнево-активними речовинами (ПАР) і з мінералізацією близькою до пластової води; у результаті цього хімічного заводнення відбувається повне витіснення нафти із присвердловинної зони пласта;
- подальше закачування пластової води, у результаті чого відбувається повна водонасиченість даної зони (знищуються ПАР, $k_v \approx 100\%$);
- другий замір питомого опору $\rho_{вп}$.

Коефіцієнт $k_{н.з}$ оцінюється за формулою:

$$k_{н.з} = 1 - \left(\frac{\rho_{н.оп}}{\rho_{вп}} \right)^{\frac{1}{n}}, \quad (15.10)$$

де n – показник степені в емпіричному зв'язку виду $P_n = k_v^{-n}$.
 Існує також спосіб оцінки $k_{н.з}$ за даними комплексної інтерпретації результатів ГДС, наприклад комплексування методів індукційного, екранованого мікрозонда і акустичного каротажу.

Визначення $k_{н.з}$ проводять і в лабораторних умовах (центрифугування зразків кернавого матеріалу).

Можливе визначення коефіцієнтів витіснення за величинами об'ємної вологості промитої частини пласта $\omega_{пп} = k_p k_{впп}$ і об'ємної вологості незатрутої обводненої частини пласта:

$$k_{еум} = \frac{\omega_{пп} - \omega_n}{k_p k_n} = \frac{\omega_{пп} - \omega_n}{k_n - \omega_n}. \quad (15.11)$$

Ф. І. Котяхов пропонує оцінювати за керном, який відібраний із продуктивних пластів при бурінні на звичайній ПР, за формулою:

$$k_{\text{вит.к}} = \frac{1 - k_{\text{в}} - b \cdot k_{\text{н.з}}}{1 - k_{\text{в}}} - k_{\text{вит.г}}, \quad (15.12)$$

де $k_{\text{в}}$ – коефіцієнт початкової водонасиченості; $k_{\text{н.з}}$ – величина залишкової нафтонасиченості, яка знайдена за керном; b – об’ємний коефіцієнт пластової нафти; $k_{\text{вит.г}}$ – коефіцієнт додаткового витіснення нафти за рахунок її розгазовування при падінні пластового тиску до атмосферного, що визначається за номограмою.

Контроль пересування газорідних контактів і визначення поточного коефіцієнта газонасиченості

Визначення переміщення ГРК, коефіцієнтів поточної та залишкової газонасиченості, а також газовіддачі проводять на основі промислово-геофізичних досліджень експлуатаційних, контрольних і оціночних свердловин.

Поточне положення ГВК встановлюють за результатами геофізичних досліджень необсаджених або обсаджених неметалічною колоною оціночних і контрольних свердловин аналогічно визначенню границь першопочаткового ВНК.

В обсаджених неперфорованих свердловинах поточне положення ГВК встановлюють за кривими методів НГК, ННК-Т, ННК-НТ, ІННК і ІНГК, за підвищеними значеннями реєструючої інтенсивності напроти газоносної частини пласта в порівнянні з водоносною незалежно від мінералізації підстиляючих вод.

За даними термометрії в перфорованих свердловинах контакт газ-вода фіксується посередині нижньої ділянки температурної аномалії, яка виникає за рахунок дросельного ефекту.

За даними АК газоносна частина пласта фіксується високими значеннями інтервального часу проходження пружних коливань і великими значеннями коефіцієнта затухання.

Поточне положення ГНК встановлюють за кривими НГК, ННК-Т, ННК-НТ, ІННК, ІНГК аналогічно як і ГВК.

У випадку визначення коефіцієнта поточної $k_{\text{г.т}}$ або залишкової $k_{\text{г.з}}$ газонасиченості за даними ІННК основу складає величина декремента затухання теплових нейтронів газоносного пласта $\lambda_{\text{п.г}}$, яка пов’язана з колекторськими

властивостями та газонасиченістю. Коефіцієнти $k_{г.т}$ і $k_{г.з}$ розраховують за формулою, яка наведена вище для нафтоносної частини пласта, замінюючи λ_n на $\lambda_{г.т}$.

Контрольні питання

1. Дайте геофізичну характеристику при встановленні водонафтового контакту в закритому стовбурі свердловини.
2. Дайте геофізичну характеристику при встановленні водонафтового контакту у відкритому стовбурі свердловини.
3. Дайте геофізичну характеристику при встановленні газорідинних контактів у закритому стовбурі свердловини.
4. Дайте геофізичну характеристику при встановленні газорідинних контактів у відкритому стовбурі свердловини.
5. Охарактеризуйте методики визначення поточного значення нафтогазонасиченості у відкритому стовбурі свердловини.
6. Охарактеризуйте методики визначення поточного значення нафтогазонасиченості у закритому стовбурі свердловини.

16 ВИДІЛЕННЯ КОЛЕКТОРІВ НАФТИ І ГАЗУ. ЇХ ПРОМИСЛОВА ОЦІНКА

16.1 Виділення нафтогазоносних колекторів за даними комплексу методів ГДС

Практично жодним з геофізичних методів окремо не можна встановити однозначно нафтоносність і газоносність колекторів. У зв'язку з цим виділення промислово газоносних і нафтоносних об'єктів (особливо в розвідувальних свердловинах) повинне проводитися на підставі комплексних геофізичних досліджень і подальшого сумісного аналізу діаграмних матеріалів з урахуванням геологічної документації розрізів свердловин. Тільки за такої умови можна точніше встановити наявність нафтоносних і газоносних колекторів і вивчити промислові ресурси родовища, витративши на цю мінімальну кількість засобів і часу.

Для прогнозу ймовірної продуктивності породи, окрім способу зіставлення нормованих кривих, рекомендуються наступні комплексні параметри, що знаходяться в прямій залежності від параметра насичення колектора і що досягають найбільших значень в породах, що містять нафту і газ:

$$[\rho_n, \rho_{nn}, U_{ПС}] = \frac{\rho_\phi}{\rho_\epsilon} P_{nn} \alpha'_{ПС} \frac{\rho_n}{\rho_{nn}}; \quad (16.1)$$

$$[\rho_n, \rho_{nn}, \Delta I_\gamma] = \frac{\rho_\phi}{\rho_\epsilon} \frac{P_{nn}}{\left(1 + (\Delta I_\gamma)^{1/a_{21}} \frac{\rho_\phi}{\rho_{21}}\right)^m} \frac{\rho_n}{\rho_{nn}}; \quad (16.2)$$

$$[\rho_n, \Delta T] = \frac{\left[c_{\Delta T} \left(\frac{\Delta T_n}{\Delta T_{m\epsilon}} - 1 \right) \right]^m}{a_n} \frac{\rho_n}{\rho_\epsilon}; \quad (16.3)$$

$$[\rho_n, \Delta I_\gamma] = \frac{[c_{\gamma\gamma} \Delta I_\gamma]^m}{a_n} \frac{\rho_n}{\rho_\epsilon}; \quad (16.4)$$

$$[\rho_n, \Delta I_{n\gamma}, \Delta I_\gamma] = \frac{\left[a(1 - \Delta I_{n\gamma})^2 + b\Delta I_{n\gamma} - \varpi_{2l} (\Delta I_\gamma)^{1/a_{2l}} \right]^m}{a_n} \frac{\rho_n}{\rho_\phi}, \quad (16.5)$$

або при відомій залежності ΔI_γ від об'ємного вмісту гігроскопічно зв'язаної і кристалізаційної води у всьому об'ємі породи:

$$[\rho_n, \Delta I_{n\gamma}, \Delta I_\gamma]^* = \frac{\left[a(1 - \Delta I_{n\gamma})^2 + b\Delta I_{n\gamma} - (\Delta I_\gamma)^g \right]^m}{a_n} \frac{\rho_n}{\rho_\phi}, \quad (16.6)$$

У формулах (16.1) – (16.6) $[\rho_n, \rho_{nn}, \Delta U_{ПС}], [\rho_n, \rho_{nn}, \Delta I_\gamma], [\rho_n, \Delta T], [\rho_n, \Delta I_{\gamma\gamma}], [\rho_n, \Delta I_{n\gamma}, \Delta I_\gamma]$ – умовні позначення комплексних параметрів, які базуються на використанні різних фізичних властивостей гірських порід і параметрів, що заміряні в свердловині; $a=0,24+0,0004 \cdot d_c$, $b=(0,4+0,004 \cdot d_c) \cdot 10^{-2}$; $1/a_{гл}$ – середнє значення показника степені в залежності $K_{гл}=(\Delta I_\gamma)^{1/a_{гл}}$; g і r – те ж, в залежностях $\omega_{к+г}=(\Delta I_\gamma)^g$ і $\Pi_n=\alpha^r_{ПС}$; $c_{\Delta T}$ і $c_{\gamma\gamma}$ – коефіцієнти пропорційності в залежностях $K_n=c_{\Delta T}[(\Delta T-1)/(\Delta T_{тв})]$, $K_n=c_{\gamma\gamma} \cdot \Delta I_{\gamma\gamma}$.

Якщо ρ_ϕ , ρ_ϕ і a_n сталі величини, то для якісної оцінки насичення можуть бути використані простіші зв'язки:

$$[\rho_n, \rho_{nn}, U_{ПС}]^* = \rho_{nn} P_{nn} \alpha'_{ПС} \rho_n; \quad (16.7)$$

$$[\rho_n, \rho_{nn}, \Delta I_\gamma]^* = \frac{P_{nn}}{\left(1 + (\Delta I_\gamma)^{1/a_{2l}} \frac{\rho_\phi}{\rho_{2l}} \right)^m} \frac{\rho_n}{\rho_{nn}}; \quad (16.8)$$

$$[\rho_n, \Delta T]^* = \left[c_{\Delta T} \left(\frac{\Delta T_n}{\Delta T_{тв}} - 1 \right) \right]^m \rho_n; \quad (16.9)$$

$$[\rho_n, \Delta I_{\gamma\gamma}]^* = [c_{\gamma\gamma} \Delta I_{\gamma\gamma}]^m \rho_n; \quad (16.10)$$

$$[\rho_n, \Delta I_{n\gamma}, \Delta I_\gamma]^* = \left[a(1 - \Delta I_{n\gamma})^2 + b\Delta I_{n\gamma} - \varpi_{2l} (\Delta I_\gamma)^{1/a_{2l}} \right]^m \rho_n, \quad (16.11)$$

$$[\rho_n, \Delta I_{n\gamma}, \Delta I_\gamma]^{**} = [a(1 - \Delta I_{n\gamma})^2 + b\Delta I_{n\gamma} - (\Delta I_\gamma)^g]^m \rho_n \cdot (16.12)$$

Нафтогазоносні колектори можуть бути виділені або на підставі розрахунку перерахованих комплексних параметрів в окремих точках розрізу свердловини, що вивчається, або шляхом побудови кривих за даними параметрами з використанням засобів електронно-обчислювальної техніки.

Одноточасний розрахунок декількох комплексних параметрів полегшує рішення задачі та виключає похибки у виводах, які обумовлені неоднорідністю колектора.

За кордоном для встановлення вірогідної нафтогазоносності об'єкту, що вивчається, і наближеної оцінки K_B використовуються палетки, на яких в системі координат $y = 1/\sqrt{\rho_n}$ і $x = K_n(\Delta T, \delta_n)$ нанесені лінійні залежності $1/\sqrt{\rho_n} = f(K_n)$ для заданих значень $K_B = \text{const}$. Положення точки з вимірними значеннями y і x відносно сітки прямих $K_B = \text{const}$ визначає ймовірне значення $K_n = 1 - K_B$.

Проте вважається, що точність рішення задачі буде більша при використанні палетки залежностей $lg(1/P_\omega) = f(K_n)$ при $K_B = \text{const}$.

Для виділення нафтогазоносних колекторів фахівці фірми «Шлюмберже» використовують також способи: 1) відношення опорів, 2) порівняння коефіцієнта пористості, 3) порівняння параметрів пористості, які отриманих різними способами.

1. У способі відношення опорів ймовірне нафтогазонасичення колектора встановлюється на підставі вимірювань ρ_y зондами великого і малого розмірів та ймовірного співвідношення $K_{B \text{ пп}} = K_B^{1/5}$. Очікуване значення K_B розраховується за відношенням

$$K_B = \left(\frac{\rho_{nn} \rho_\epsilon}{\rho_n \rho_\phi} \right)^{\frac{5}{8}} \cdot (16.13)$$

У водонасичених колекторах $K_B \approx 1$. При заповненні

порового простору вуглеводнями, що не витісняються; $\rho_{пп}/\rho_{п} \approx \rho_{ф}/\rho_{в}$. За наявності вуглеводнів, що витісняються, $\rho_{пп}/\rho_{п} < \rho_{ф}/\rho_{в}$.

2. У способі порівняння коефіцієнта пористості зіставляються значення $K_{п}$, які отримані за даними нейтронного і гамма-методів, та узгоджена за точкою густини вапняку. Розбіжності між кривими зазвичай свідчить про: 1) зміну літологічного розрізу, зокрема наявності глин; 2) наявність вуглеводнів.

У останньому випадку ймовірне значення $K_{п} = (K_{пн} + K_{пγγ})/2$.

3. У способі порівняння параметра пористості зіставляються значення P_{ω} , отримані за даними вимірювання $\rho_{у}$ зондами великого

$$P_{\omega} = \frac{\rho_{п}}{\rho_{в}} = \frac{P_{п}}{K_{в}^2} \quad (16.14)$$

і малого розмірів

$$P_{\omega mn} = \frac{\rho_{mn}}{\rho_{ф}} = \frac{P_{п}}{K_{в mn}^2}, \quad (16.15)$$

з параметром пористості, розрахованим за даними нейтронного і гамма-гамма методів

$$P_{п n \gamma \gamma} = \frac{1}{\left(\frac{K_{п n} + K_{п \gamma \gamma}}{2} \right)^2}. \quad (16.16)$$

У водонасичених колекторах $P_{\omega} \approx P_{\omega пп} \approx P_{п n \gamma \gamma}$.

У нафтогазоносних колекторах, що містять рухомі вуглеводні, $P_{\omega} > P_{\omega пп} > P_{п n \gamma \gamma}$.

Ймовірні значення $K_{в}$ і $K_{в пп}$ розраховуються за формулами

$$K_{\epsilon} = \sqrt{\frac{P_{nn\gamma\gamma}}{P_{\omega}}}, \quad (16.17)$$

$$K_{\epsilon nn} = \sqrt{\frac{P_{nn\gamma\gamma}}{P_{\omega nn}}}. \quad (16.18)$$

Ймовірність нафтогазонасичення колектора визначає величина нерівності $K_{в\text{пп}} > K_{в}$.

Для найбільш обґрунтованого випробування продуктивних горизонтів і, в основному, при необхідності спуску обсадної колони на ділянки розрізу, де за геофізичними даними виділяються передбачувані нафтогазонасні колектори, слід відбирати зразки порід бічним ґрунтоносом і випробовувати перспективні інтервали випробувачами пластів. Сумісний аналіз результатів лабораторних досліджень відібраних порід, рідин пластів і газів та геофізичних даних дозволяє внести корективи до розглянутих вище залежностей і тим самим забезпечити найбільш однозначне виділення промислових нафтогазонасних колекторів.

Розділення нафтоносних і газонасних колекторів

Про ймовірну газонасність колектора свідчать наступні ознаки:

- 1) різке збільшення концентрації газу в промивній рідині при незначному вмісті важких фракцій та відсутності помітної люмінесценції розчину і шламу;
- 2) дуже високий питомий опір рихлих неглинистих порід;
- 3) значне збільшення фіктивного діаметру свердловини $d_{с\text{фікт}}$;
- 4) великі амплітуди негативних аномалій температур;
- 5) підвищена інтенсивність радіаційного γ -випромінювання;
- 6) значні позитивні прирости $\Delta I_{\text{п}\gamma}$ при повторному дослідженні свердловини після обсадження і розформування зони проникнення та при вимірюванні $I_{\text{п}\gamma}$ зондами двох розмірів;

7) підвищена інтенсивність $I_{nT\tau}$ при записі з великим часом затримки.

Тверді бітуми (асфальти, озокерит та ін. породи) відмічаються високими опорами, позитивними аномаліями $\Delta U_{пс}(\rho_p > \rho_v)$ і $\Delta T/(T_p > T_n)$, низькими значеннями діелектричної проникності та інтенсивностей I_{ny} , I_n , нульовим значенням індексу вільного флюїду і часто відсутністю зони проникнення фільтрату промиваної рідини, яке встановлюється аналізом кривих ρ_y (ρ_{ef}), що зареєстровані зондами з різним радіусом дослідження.

16.2 Визначення коефіцієнта проникності колекторів

Проникні породи в більшості випадків достатньо чітко виділяються на діаграмах геофізичних параметрів, що реєструються в свердловинах. У цих породах спостерігається проникнення фільтрату промивної рідини, що змінює фізичні властивості присвердловинної зони в часі, утворення на стінках свердловини потовщеної глинистої кірки, що знижує уявний опір, який виміряний мікрозондами, виникнення на діаграмах $U_{пс}$ негативних аномалій (при $\rho_f > \rho_p$) і інші явища.

Геофізичні методи у багатьох випадках дозволяють кількісно оцінювати коефіцієнт проникності, що базується на двох положеннях:

1) коефіцієнт фізичної проникності згідно рівнянню Козені-Кармана:

$$K_{np} = 10^{14} \cdot \left(\frac{4 \cdot K_{n.d}^3}{T_z^2 \cdot S_\phi^2} \right) [\phi m^2] \quad (16.19)$$

залежить від коефіцієнта динамічної пористості, звивистості порових каналів і питомої поверхні; ці параметри з достатньою точністю або наближено можуть бути встановлені геофізичними методами;

2) висота підйому капілярних вод в нафтогазоносному колекторі (встановлюється за геофізичними даними) визначається співвідношенням між середньостатистичним діаметром і питомою поверхнею порових каналів, від якого, у

свою чергу, залежить коефіцієнт проникності.

Слід зазначити, що в більшості випадків за допомогою геофізичних методів оцінюють величини, які мало що відрізняються від тих, що входять у формулу (16.19): $K_{п}$ замість $K_{п.д}$, T_e замість T_r , S_a або $S_{гр}$ замість $S_{ф}$. У зв'язку з цим оцінити $K_{пр}$ за геофізичними даними з необхідною точністю можна в тих випадках, коли між S_a або $S_{гр}$, з одного боку, і $S_{ф}$ – з іншого, та між $K_{п.д}$ і $K_{п}$ встановлені достатньо тісні зв'язки.

Як було сказано вище, методика визначення коефіцієнта проникності за геофізичними даними базується на використанні формули (16.19), яку можна зобразити у виді наступних рівнянь:

$$K_{пр} = 4 \frac{(1 - b_n K_{6.36})^{2+m_0(1-K_n)+K_n}}{P_n^{1+2m_0-(m_0-1)K_n} S_{ф}^2} 10^{14} \approx$$

$$\approx 4 \frac{(1 - b_n K_{6.36})^{2+m_0}}{P_n^{1+2m_0} S_{ф}^2} 10^{14} ; \quad (16.20)$$

$$K_{пр} = \frac{4 \cdot 10^{14}}{T_e^{\frac{m_0+2-(m_0-1)K_n}{2}} (m_0-1)(1-K_n) S_{ф}^2} \approx \frac{4 \cdot 10^{14}}{T_e^{\frac{2+m_0}{2}} S_{ф}^2} ; \quad (16.21)$$

$$\approx \frac{4 \cdot 10^{14}}{(\beta_e T_e)^{\frac{2+m_0}{m_0-1}} S_{ф}^2}$$

$$K_{пр} = 4 \frac{K_n^{2+m_0-(m_0-1)K_n}}{S_{ф}^2} 10^{14} \approx 4 \frac{K_n^{2+m_0}}{S_{ф}^2} 10^{14}; \quad (16.22)$$

Метод потенціалів самочинної поляризації

Можливість визначення коефіцієнта проникності колекторів за даними потенціалів самочинної поляризації фізично обґрунтована наявністю наступних зв'язків:

1) обернено пропорційної (квадратичної) залежності між

коефіцієнтом проникності $K_{\text{пр}}$ і питомою поверхнею $S_{\text{ф}}$ каналів фільтрації;

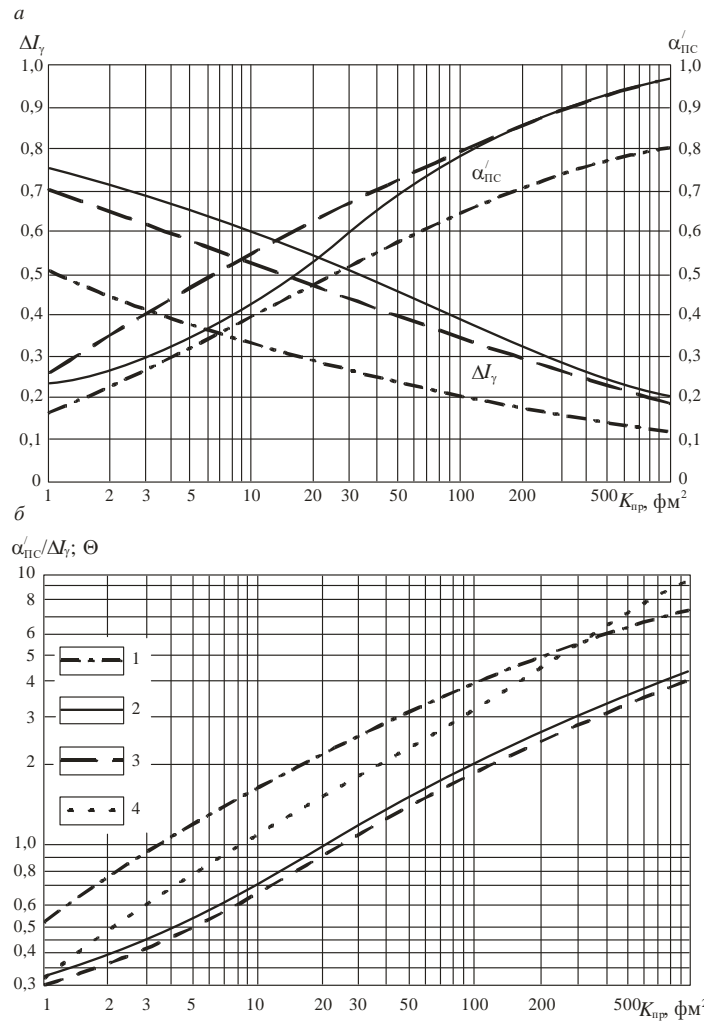
2) залежності між $S_{\text{ф}}$ і адсорбційною питомою поверхнею $S_{\text{а}}$ колектора;

3) прямої залежності між $S_{\text{а}}$ і дифузійно-адсорбційною активністю $A_{\text{да}}$.

Перераховані зв'язки вказують на існування між $K_{\text{пр}}$ і $\alpha_{\text{ПС}}$ достатньо тісної прямої залежності. Її характерна особливість – різке зниження інтенсивності зв'язку в області проникності більше 200 фм^2 (Рис. 16.1, а). Згасання пояснюється тим, що в області високих значень $K_{\text{пр}}$ основним чинником, який визначає його величину, є не глинистість колектора, від якої залежать значення $\alpha_{\text{ПС}}$, а розміри перетину макрокапілярів, що мало впливають на параметр $A_{\text{да}}$ і $\alpha_{\text{ПС}}$, та структура порового простору, яка контролює величину $T_{\text{г}}$.

Підвищити інтенсивність зв'язку між $A_{\text{да}}$ і $\alpha_{\text{ПС}}$ і $K_{\text{пр}}$ в області середніх і високих значень останнього можливо, використовуючи для оцінки $K_{\text{пр}}$ функцію $\Theta = A \cdot \alpha_{\text{ПС}} / (C - \alpha_{\text{ПС}})$ (A – коефіцієнт, числове значення якого встановлюється експериментально; $C = 1 / (1 - K_{\text{в.зв.мін}})$ і $K_{\text{в.зв.мін}}$ – мінімальний вміст зв'язаної води в чистому неглинистому колекторі, зазвичай коливається в межах $0,02 - 0,15$, яке залежне від мінерального складу колектора і зростає із збільшенням його дисперсності та неоднорідності). На рисунку 16.1,б дана функція $\Theta = f(K_{\text{пр}})$ для залежності $\alpha'_{\text{ПС}} = f(K_{\text{пр}})$, яка приведена на рисунку 16.2,а, крива 1.

Визначення коефіцієнта проникності методом потенціалів самочинної поляризації практично здійснюється за залежностями $A_{\text{да}} = f(K_{\text{пр}})$ і $\alpha'_{\text{ПС}} = \Delta U_{\text{ПС}}^{\infty} / \Delta U_{\text{ПС оп}}^{\infty} = f(K_{\text{пр}})$ (Рис. 16.1,а) ($\Delta U_{\text{ПС оп}}^{\infty}$ – гранична величина амплітуди аномалії $\Delta U_{\text{ПС}}$ в пласті з відомою високою проникністю) і $\Theta = f(K_{\text{пр}})$, побудованих за даними зіставлення вимірювань $U_{\text{ПС}}$ в свердловинах з величинами $K_{\text{пр}}$. Останні розраховуються за коефіцієнтом продуктивності колектора (в умовах добротності його розкриття та точного визначення потужності працюючих інтервалів за даними дебітометрії) або (що менш точно) за значеннями $K_{\text{пр}}$, які отримані за даними аналізу керна, з поправкою за вплив ефективної напруги.



1 – піщані колектори девону; 2 – колектори юри; 3 – колектори крейди; 4 – залежність Θ від $K_{пр}$

Рисунок 16.1 – Залежності між коефіцієнтом проникності $K_{пр}$ і $\alpha'_{пс}$, ΔJ_γ (а), $\alpha'_{пс}/\Delta J_\gamma$, Θ (б)

Незначна диференціація кривих $A_{да}=f(K_{пр})$ і $\alpha'_{пс}=f(K_{пр})$ в області високої проникності є основним недоліком способу визначення $K_{пр}$ за $\alpha'_{пс}$. У колекторах з низькою проникністю, навпаки, навіть значні похибки в оцінці $K_{пр}$ опорного пласта

мало відзначаються на величині $\Delta U_{\text{ПС}}^{\infty} / \Delta U_{\text{ПС оп}}^{\infty}$ і, таким чином, не вносять великих помилок до визначення $K_{\text{пр}}$.

Отже, спосіб потенціалів самочинної поляризації слід застосовувати переважно для визначення коефіцієнтів проникності глинистих колекторів низької проникності.

Метод гамма-активності

Можливість визначення коефіцієнта проникності за даними γ -активності виходить з прямого і достатньо тісного зв'язку між K_{γ} і $K_{\text{гл}}$ колектора, від яких багато в чому залежить коефіцієнт проникності.

Для наближеної оцінки коефіцієнта проникності може бути використана залежність $\Delta J_{\gamma}(K_{\gamma})=f(K_{\text{пр}})$, яка побудована на підставі статистичної обробки результатів зіставлення $K_{\gamma}(\Delta J_{\gamma})$ колекторів з їх проникністю, знайденою за допомогою інших методів. Як видно з рисунку 16.1,а, зв'язок між ΔJ_{γ} і $K_{\text{пр}}$ недостатньо різка, що виключає можливість вимірювання $K_{\text{пр}}$ за ΔJ_{γ} з високою точністю.

Інший спосіб оцінки $K_{\text{пр}}$ за даними природної γ -активності колекторів зводиться до встановлення зв'язку між $K_{\gamma}(\Delta J_{\gamma})$ і $S_{\phi}[S_{\phi}=\Phi(K_{\gamma})]$ та побудові інтерпретаційної палетки, що задовольняє наступній залежності:

$$K_{\text{пр}} = \frac{A K_{\gamma}^{2+m_0}}{\Phi(K_{\gamma})},$$

де A – стала величина.

Під керівництвом Л.П. Доліної була розроблена методика визначення $K_{\text{пр}}$ за параметром $\alpha_{\text{ПС}}/\Delta J_{\gamma}$, що дозволяє вирішити дану задачу точніше, ніж за даними $\alpha_{\text{ПС}}$ і ΔJ_{γ} окремо. Зростання $K_{\text{пр}}$ збільшує $\alpha_{\text{ПС}}$ і зменшує ΔJ_{γ} і, отже, підвищує інтенсивність залежності $\alpha_{\text{ПС}}/\Delta J_{\gamma}=f(K_{\text{пр}})$. При цьому спотворюючи вплив деяких чинників (наприклад, потужності колектора, діаметру свердловини) частково компенсується у відносному параметрі, що підвищує точність розрахунку $K_{\text{пр}}$. На рисунку 16.1,б приведені залежності $\alpha_{\text{ПС}}/\Delta J_{\gamma}=f(K_{\text{пр}})$ для деяких теригенних колекторів нафтових родовищ, які побудовані за результатами узагальнення окремих петрофізичних зв'язків.

Метод γ -активності рекомендується для дослідження кварцових піщано-глинистих колекторів невисокої проникності. Він мало придатний для вивчення проникності колекторів, псамміто-алевролітова компонента яких представлена мінералами підвищеної радіоактивності (монацитові, глауконітові і поліміктові пісковики).

16.3 Визначення глинистості колекторів

Особливості фізичних властивостей глинистої складової твердої фази дозволяють у більшості випадків за геофізичним даними встановити її об'ємний вміст у колекторі.

Для цього використовуються методи потенціалів самочинної поляризації й природного γ -випромінювання, рідше методи опору та способи розв'язку задачі комплексом методів.

Метод потенціалів самочинної поляризації

Визначення глинистості колектора методом потенціалів самочинної поляризації базується на використанні кореляційних зв'язків між дифузійно-адсорбційною активністю $A_{\text{да}}(K_{\text{ПС}} \text{ і } \alpha'_{\text{ПС}})$ та коефіцієнтом глинистості $K_{\text{ГЛ}}$. Завдання вирішується одним з наступних способів.

Спосіб відносної амплітуди аномалії $\Delta U_{\text{ПС}}$

Попередньо встановлюється залежність

$$\alpha'_{\text{ПС}} = \frac{\Delta U_{\text{ПС}}^{\infty}}{\Delta U_{\text{ПС max}}^{\infty}} = f(K_{\text{ГЛ}}), \quad (16.23)$$

де $\Delta U_{\text{ПС max}}^{\infty}$ – амплітуда аномалії потенціалів самочинної поляризації в чистому колекторі відомої пористості (Рис. 16.2).

Для оцінки глинистості на діаграмі відраховують величини аномалій $\Delta U_{\text{ПС}}$ і $\Delta U_{\text{ПС max}}^1$, вносять поправки за потужність та опори досліджуваної та вміщуючої породи, а також промивної рідини. Розрахувавши відношення $\Delta U_{\text{ПС}}^{\infty}/\Delta U_{\text{ПС max}}^{\infty}$, знаходять абсцису точки кривої $\alpha'_{\text{ПС}}=f(K_{\text{ГЛ}})$,

ордината якої дорівнює розрахованому $\alpha'_{ПС}$.

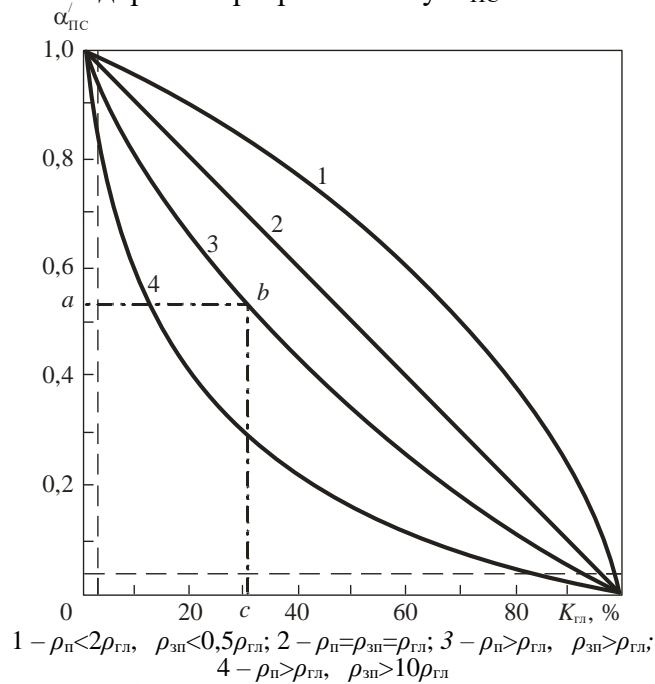


Рисунок 16.2 – Залежності величини відносної амплітуди $\alpha'_{ПС}$ потенціалів самочинної поляризації від коефіцієнта глинистості $K_{Гл}$ для різних геоелектричних умов

Якщо опорний пласт має глинистість $K_{Гл} \neq 0$, а об'єм пелітового матеріалу в глинах становить менш 100 %, спочатку приводять величину амплітуди аномалії $\Delta U_{ПС\text{ оп}}$ до різниці значень коефіцієнта $\alpha'_{ПС}$ при $K_{Гл}$, яка рівна вмісту глинистої фракції в опорному пласті та у глинах ($K_{Гл.\text{ оп}}$), і далі розраховують за формулою:

$$\begin{aligned} \alpha'_{ПС} &= \frac{\Delta U_{ПС}^{\infty}}{\Delta U_{ПС\text{ оп}}^{\infty}} (\alpha'_{ПС\text{ оп}} - \alpha'_{ПС\text{ зл}}) + \alpha'_{ПС\text{ зл}} = \\ &= \frac{\Delta U_{ПС}^{\infty}}{\Delta U_{ПС\text{ оп}}^{\infty}} \Delta \alpha'_{ПС} + \alpha'_{ПС\text{ зл}} \end{aligned} \quad (16.24)$$

У формулі (16.24) $\alpha'_{\text{ПС оп}}$, $\alpha'_{\text{ПС гл}}$, $\Delta\alpha'_{\text{ПС}}$ – величини, які визначені, відповідно, для опорного пласта, глин та їх різниці.

Метод γ -активності

Визначення коефіцієнта глинистості за даними гамма-методу базується на степеневій, близької до лінійного, залежності природної γ -активності піщано-глинистих і карбонатних порід від $K_{\text{гл}}$ у тих випадках, коли грубодисперсна фракція колектора має низьку γ -активність.

Для визначення $K_{\text{гл}}$ використовуються криві, які отримані за даними зіставлення γ -активності зразків порід зі вмістом у них глинистого матеріалу, або за лівою частиною номограми, яка приведена на рисунку 16.3, що представляє собою графічне рішення рівняння:

$$\alpha_{k\gamma} = \frac{k_{\gamma x} - k_{\gamma z_{\text{л}}=0}}{k_{\gamma z_{\text{л}}=1} - k_{\gamma z_{\text{л}}=0}} = f(K_{z_{\text{л}}}) = K_{z_{\text{л}}}^a, \quad (16.25)$$

або

$$\beta_{k\gamma} = \frac{q_{\gamma x} - q_{\gamma z_{\text{л}}=0}}{q_{\gamma z_{\text{л}}=1} - q_{\gamma z_{\text{л}}=0}} = \varphi(K_{z_{\text{л}}}) = K_{z_{\text{л}}}^b, \quad (16.26)$$

відносно $K_{\text{гл}}$.

У формулах (16.52) і (16.53) $k_{\gamma x} q_{\gamma x}$, $k_{\gamma z_{\text{л}}=0}$, $q_{\gamma z_{\text{л}}=0}$, $k_{\gamma z_{\text{л}}=1}$, і $q_{\gamma z_{\text{л}}=1}$ – об'ємна і масова γ -активності досліджуваного колектора, чистої неглинистої породи та глин, які встановлені у результаті кількісної інтерпретації кривих I_{γ} за допомогою палеток, що враховують вплив діаметра свердловини та радіоактивність промивної рідини.

У більшості випадків у розрізі свердловин важко зустріти породи з $K_{\text{гл}}=1$ і $K_{\text{гл}}=0$. У зв'язку із цим значення $k_{\gamma z_{\text{л}}=0}$ ($q_{\gamma z_{\text{л}}=0}$) і $k_{\gamma z_{\text{л}}=1}$ ($q_{\gamma z_{\text{л}}=1}$) попередньо розраховуються за даними вимірів інтенсивності $I_{\gamma y}$ та $I_{\gamma z}$ у породах, які умовно позначені у і z, з відомими глинистостями $K_{\text{гл} y}$ і $K_{\text{гл} z}$ однакового мінерального складу з породою, що досліджується, x і γ -активностями $k_{\gamma y}(q_{\gamma y})$ і $k_{\gamma z}(q_{\gamma z})$:

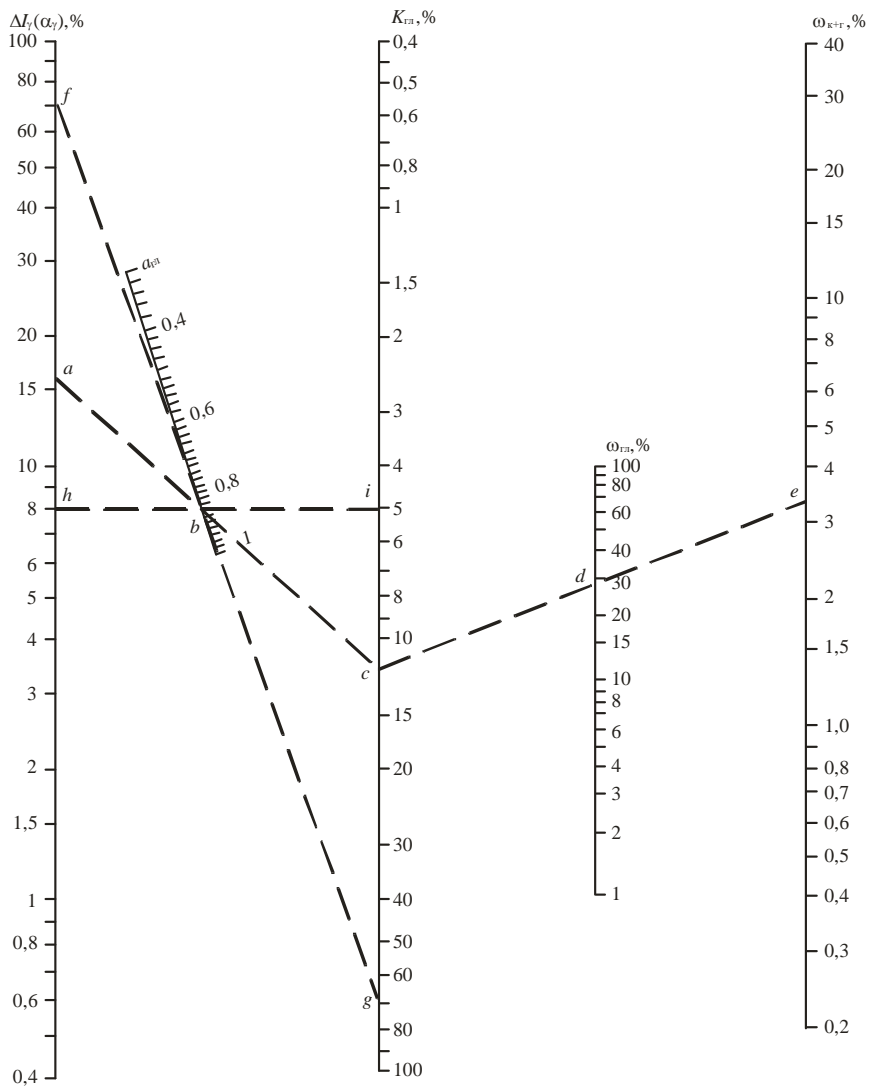


Рисунок 16.3 – Номограма для визначення $K_{ГЛ}$ і $\omega_{K+Г}(\omega_{ГЛ})$ за даними $\Delta I_\gamma(\alpha_\gamma)$ і $\alpha_{ГЛ}$

$$k_{\gamma_{2l=0}} = \frac{\alpha_{\gamma z} k_{\gamma y} - \alpha_{\gamma y} k_{\gamma z}}{\alpha_{\gamma z} - \alpha_{\gamma y}}, \quad (16.27)$$

$$k_{\gamma_{2l=1}} - k_{\gamma_{2l=0}} = \frac{k_{\gamma z} - k_{\gamma y}}{\alpha_{\gamma z} - \alpha_{\gamma y}}, \quad (16.28)$$

де $\alpha_{\gamma y}$ і $\alpha_{\gamma z}$ визначаються за номограмою, яка приведена на рисунку 98 для відомих глинистостей $K_{\text{гл } y}$ і $K_{\text{гл } z}$ та показників степеня $a_{\text{гл}}$ і $b_{\text{гл}}$ у рівняннях (16.25) і (16.26).

Після розрахунку $k_{\gamma_{\text{гл}=1}}$ і $k_{\gamma_{\text{гл}=0}}$ розраховують $\alpha_{k_{\gamma x}}$ за формулою (16.25) і для заданих $\alpha_{k_{\gamma x}}$ й $a_{\text{гл}}$ за номограмою (Рис. 16.3) знаходять шукане $K_{\text{гл } x}$ у досліджуваному колекторі.

Якщо діаметр свердловини достатньо сталий, то замість γ -активності у формулу (16.26) підставляють інтенсивності й прирівнюються до ΔI_{γ} .

Найбільші погрішності при оцінці глинистості колектора за даними γ -активності спостерігаються при високій радіоактивності псамито-алевролітової фракції (монацитові й поліміктові, особливо польово-шпатові піски й піщаники) і при недостатньому врахуванні свердловинних умов. У зв'язку з цим метод γ -активності рекомендується переважно для знаходження глинистості колекторів, що містять слабоактивну скелетну фракцію – кварцові піски та піщаники, вапняки та деякі доломіти, особливо при бурінні свердловини на воді або промивних рідинах низької γ -активності.

Визначення глинистості за даними комплексу геофізичних досліджень

У цьому способі, що є найбільш достовірним, коефіцієнт глинистості оцінюється шляхом спільного рішення петрофізичних рівнянь виду:

$$K_{np} = K_{n.p} + K_{2l} \frac{\rho_v}{\rho_{2l}} = K_{n.p} + C_{\rho} K_{2l}, \quad (16.29)$$

$$\begin{aligned}
K_{n\gamma} &\approx k_{\gamma\text{ск}}(1 - K_{n.p} - K_{2л}) + k_{\gamma 2л}K_{2л} = \\
&= k_{\gamma\text{ск}}(1 - K_{n.p}) + (k_{\gamma 2л} - k_{\gamma\text{ск}})K_{2л} = , \quad (16.30) \\
&= k_{\gamma\text{ск}}(1 - K_{n.p}) + C_{\gamma}K_{2л}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
K_{nn} &= K_{n.p}H_3 + \sum_i a_i k_{mi} + \omega_{2л}K_{2л} = \\
&= K_{n.p}H_3 + \sum_i a_i k_{mi} + C_n K_{2л} , \quad (16.31)
\end{aligned}$$

$$K_{n\gamma\gamma} = K_{n.p} + \frac{\delta_{\text{ск}} - \delta_{2л}}{\delta_{\text{ск}} - \delta_3} K_{2л} = K_{n.p} + C_{\gamma\gamma} K_{2л}, \quad (16.32)$$

$$K_{n\Delta T} \approx K_{n.p} + \frac{\Delta T_{2л} - \Delta T_{\text{ск}}}{\Delta T_3 - \Delta T_{\text{ск}}} K_{2л} = K_{n.p} + C_{\Delta T} K_{2л}, \quad (16.33)$$

де

$$\begin{aligned}
C_{\rho} &= \frac{\rho_{\theta}}{\rho_{2л}}, \quad C_{\gamma} = k_{\gamma 2л} - k_{\gamma\text{ск}}, \quad C_n = \omega_{2л}, \\
C_{\gamma\gamma} &= \frac{\delta_{\text{ск}} - \delta_{2л}}{\delta_{\text{ск}} - \delta_3}, \quad C_{\Delta T} = \frac{\Delta T_{2л} - \Delta T_{\text{ск}}}{\Delta T_3 - \Delta T_{\text{ск}}},
\end{aligned}$$

H_3 і a_i – водневі коефіцієнти заповнювача порового простору та і-го мінералу, що складає тверду фазу породи в обсязі k_{mi} .

Підбираючи два з перерахованих рівнянь $X=f(K_{\text{гл}})$ і $Y=\varphi(K_{\text{гл}})$, для яких відомі сталі C_x і C_y , у багатьох випадках одержуємо рівняння виду:

$$K_{2л} = \frac{X - Y}{C_x - C_y}. \quad (16.34)$$

Визначення $K_{\text{гл}}$ декількома способами підвищує точність розв'язання завдання в тих випадках, коли внаслідок неоднорідності колекторів окремі фізичні параметри, що входять у рівняння (16.29) – (16.33), відомі з недостатньою

ймовірністю.

Для колекторів різного мінерального складу мають переваги наступні методи визначення глинистості:

а) для теригенних колекторів – потенціалів самочинної поляризації, гамма-активності, опорів і комплекси: гамма-гама і ультразвуковий, нейтронні та гама-гамма-метод і нейтронні та потенціалів самочинної поляризації;

б) для карбонатних колекторів – гамма-активності, комплекси: нейтронні та гамма-гамма-метод, гамма-гамма-метод та ультразвуковий. При цьому найбільш точні дані про глинистість дають ті способи, у яких враховується коефіцієнт пористості колектора.

При визначенні глинистості за геофізичним даними не слід забувати, що фізичні властивості глин залежать від умов їх залягання – слабоущільнений (при розсіянні) або ущільнений (при шаруватій). Ця обставина враховується при виборі палеток і відповідних коефіцієнтів у рівняннях, які використовуються при розрахунку $K_{гг}$.

16.4 Визначення ефективної товщини колектора

Визначення сумарної товщини колектора

Під сумарною потужністю Σh нафтогазонасиченого колектори розуміється різниця між висотними оцінками залягання покрівлі та підшви колектора в досліджуваній свердловині (при повнім насиченні колектора нафтою і газом) або різниця між висотними оцінками залягання покрівлі колектора і водонафтового та газонафтового контактів (при плаваючому покладі).

Покрівля і підшва колектора встановлюються відомими способами інтерпретації діаграм геофізичних методів дослідження свердловин. При цьому переваги віддаються діаграмам найбільш інформативних геофізичних параметрів. Для теригенного розрізу це діаграми ρ_y (ρ_e) (особливо мікрометодів), $U_{пс}$, I_γ , для карбонатного – діаграми $I_{пг}$, $I_{\gamma\gamma}$, ΔT .

Визначення ефективної товщини колектора

Під ефективною потужністю колектора розуміють сумарну потужність (по вертикалі) нафто- і газонасичених прошарків, що володіють динамічною пористістю і залягають у межах досліджуваної нафтогазонасиченої частини

колектора.

Ефективна потужність встановлюється такими способами.

1. За кривими мікрозондів (ділянкам позитивних збільшень $\Delta\rho$) і відносно низьким значенням ρ_y і ρ_e (на кривих екранованого мікрозонда) з вирахуванням потужності щільних, які виділяються різко підвищеними значеннями ρ_y (ρ_e), і глинистих прошарків, на ділянках яких $\Delta\rho_y$ близьке до нуля.

При оцінці ефективної потужності тонкошаруватого колектора за даними мікрозондів і екранованого мікрозонда діаграми повинні записуватися в масштабі глибин 1:50 та у масштабах ρ_y і ρ_e , при яких мінімальні відхилення діаграм від нульової лінії перевищують 10 мм.

2. За кривими екранованого зонда, градієнт-зонда, якщо потужності ефективно пористих прошарків точно визначаються за даними цих зондів.

3. За кривими мікрокаверноміра і кіркоміра, що чітко встановлює зміни товщини глинистої кірки на ділянках свердловини, яка перетинає динамічно пористі прошарки. Мікрокавернограма повинна реєструватися в масштабі діаметру 1:1 і у масштабах глибин 1:200 або 1:50. Останній використовується в тих випадках, коли ефективна потужність $h_{\text{еф}}$ прошарків визначається з комплексу кривих мікрокаверноміра, кіркоміра та кривих мікрозондів, які зареєстровані у масштабі глибин 1:50.

4. Методом анізотропії, якщо питомі електричні опори нафтонасичених і щільних прошарків значно відрізняються від опору глинистих. За даними ймовірного відношення $\rho_{\text{п гл}}/\rho_{\text{гл ш}}$ для заданого відношення $\rho_{\text{нп}}/\rho_{\text{гл}}$ за палеткою, яка приведена на рисунку 16.4, знаходять відношення $(\Sigma h_{\text{еф}} + \Sigma h_{\text{пл}})/\Sigma h$, де $\Sigma h_{\text{еф}}$ і $\Sigma h_{\text{пл}}$ – сумарні потужності нафтонасичених і щільних прошарків; Σh – сумарна потужність колектора.

Із суми $\Sigma h_{\text{еф}} + \Sigma h_{\text{пл}}$ віднімають $\Sigma h_{\text{пл}}$ за діаграмами екранованого мікрозонда або знаходять середньостатистичне значення $\Sigma h_{\text{пл}}$ за законтурними свердловинами, де метод анізотропії дає величину $\Sigma h_{\text{пл}}/\Sigma h$. Чим більше розходження між електричними питомими опорами $\rho_{\text{нп}}$, $\rho_{\text{пл}}$ і $\rho_{\text{гл ш}}$, а також

між $\rho_{пл}$, $\rho_{вп}$ і $\rho_{г.л.ш}$, тим точніше встановлюється ефективна потужність. Метод рекомендується, в основному, для оцінки ефективної потужності піщано-глинистих колекторів.

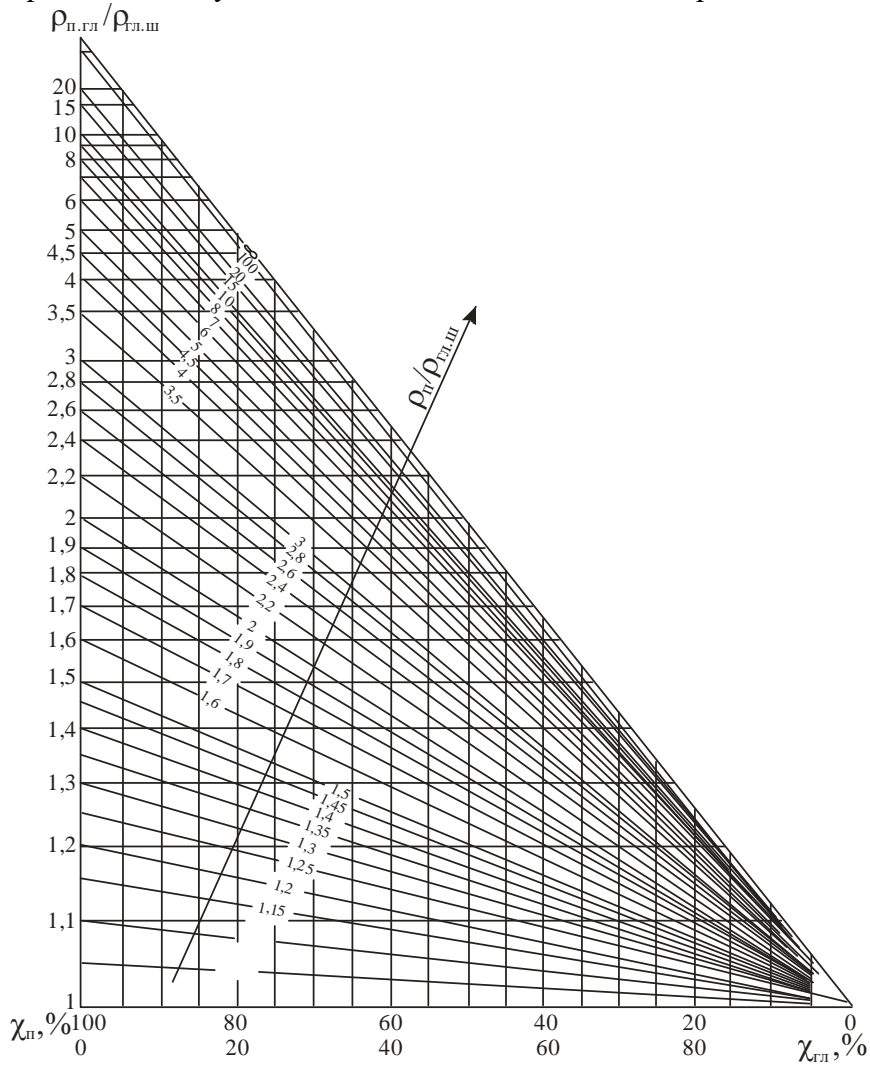


Рисунок 16.4 – Залежність $\rho_{п.г.л.} / \rho_{г.л.ш} = f[\chi_{п.г.л.}(\chi_{г.л.})]$

5. За площею $\Omega_{ПС}$ аномалії кривій $U_{ПС}$ Сумарна потужність нафтогазонасичених і щільних (неглинистих) прошарків дорівнює відношенню площі $\Omega_{ПС}$ аномалії в межах нафтонасиченої частини колектора до величини статичного потенціалу:

$$\Sigma h_{ef} + \xi_{ПС} \Sigma h_{nl} = \frac{\Omega_{ПС}}{E_s}, \quad (16.35)$$

де поправочний коефіцієнт $\xi_{ПС} < 1$ знаходиться шляхом зіставлення ефективних потужностей, які отримані за даними методу $U_{ПС}$ та інших способів, або приблизно приймається рівним $\Delta U^{\infty}_{ПС\text{пл}} / \Delta U^{\infty}_{ПС}$.

Сумарну потужність щільних прошарків знаходять за даними мікрозондів та екранованого мікрозонда, потім розраховують:

$$\Sigma h_{ef} = \frac{\Omega_{ПС}}{E_s} - \xi_{ПС} \Sigma h_{nl}. \quad (16.36)$$

6. За площею Ω_{γ} аномалії кривої I_{γ} . Сумарна потужність неглинистих прошарків визначається відношенням Ω_{γ} кривої I_{γ} до амплітуди аномалії $\Delta I_{\gamma} = I_{\gamma\text{гл-1}} / I_{\gamma\text{гл-0}}$ в чистому неглинистому колекторі:

$$\Sigma h_{ef} + \xi_{\gamma} \Sigma h_{nl} = \frac{\Omega_{\gamma}}{I_{\gamma\text{гл-1}} - I_{\gamma\text{гл-0}}} = \frac{\Omega}{\Delta I_{\gamma}}, \quad (16.37)$$

де $I_{\gamma\text{гл-1}}$ і $I_{\gamma\text{гл-0}}$ – інтенсивності природного γ -випромінювання в глині та колекторі, що не містить глинистих включень; $\xi_{\gamma} = (I_{\gamma\text{гл-1}} - I_{\gamma\text{пл}}) / (I_{\gamma\text{гл-1}} - I_{\gamma\text{кол}})$ ($I_{\gamma\text{пл}}$, $I_{\gamma\text{кол}}$ – інтенсивності γ -випромінювання, відповідно, в щільних породах і колекторі при $d_c = \text{const}$).

Величину $\Sigma h_{пл}$ знаходять способами, які зазначені вище, і далі розраховують:

$$\Sigma h_{ef} = \frac{\Omega_{ПС}}{\Delta I_{\gamma}} - \xi_{\gamma} \Sigma h_{nl}. \quad (16.38)$$

Якщо перераховані способи визначення ефективної потужності використовуються при підрахунках запасів нафти і газу, то в розраховані значення Σh_{ef} повинна бути внесена поправка, яка враховує геометрію зустрічі пласта і свердловини. Якщо колектор має кут падіння α з азимутом θ і розкривається свердловиною, яка викривлена під кутом δ з азимутом φ , шукана потужність Σh_{ef} розраховується за формулою:

$$\Sigma h_{ef \delta} = \Sigma h_{ef \delta} [\cos \delta - \operatorname{tg} \alpha \sin \delta \cos(\theta - \varphi)], \quad (16.39)$$

де $\Sigma h_{ef \delta}$ – ефективна потужність колектора, яка встановлена за діаграмами геофізичних параметрів у даній свердловині зазначеними способами, які зазначені вище.

Контрольні питання

1. Які є способи виділення нафтогазоносних колекторів за даними комплексу методів ГДС?
2. Перерахуйте ознаки ймовірної газоносності колектора.
3. На яких положення базується визначення $K_{пр}$?
4. Визначення $K_{пр}$ за даними електричного опору.
5. Визначення $K_{пр}$ за даними потенціалів самочинної поляризації.
6. Визначення $K_{пр}$ за даними потенціалів викликаної поляризації.
7. Визначення $K_{пр}$ за даними гамма-активності.
8. Поняття відносної та фазової проникності.
9. Визначення глинистості за даними ПС.
10. Визначення глинистості за даними ГК.
11. Визначення глинистості за даними комплексу геофізичних досліджень.
12. Визначення ефективної товщини колектора.

17 КОМПЛЕКСНА ІНТЕРПРЕТАЦІЯ ДАНИХ ГДС

Результати комплексної інтерпретації ГДС є основним джерелом інформації про розрізи нафтових і газових свердловин. Комплексна інтерпретація ГДС виконується для рішення наступних задач: розчленування розрізу кожної свердловини, складання літологічної колонки з виділенням різних літотипів, у тому числі колекторів; виділення в розрізі свердловини колекторів нафти і газу, визначення положення початкових контактів (ВНК, ГВК, ГНК) в колекторах з неоднорідним насиченням, визначення ефективної товщини, коефіцієнтів пористості та нафтогазонасичення для виділених продуктивних колекторів з метою використання значень цих параметрів при підрахунку запасів нафти і газу; для міжзернових теригенних колекторів – визначення коефіцієнтів проникності; кореляція розрізів свердловин і складання на її основі найважливіших побудов, що характеризують геологічну будову родовища.

При проведенні комплексної інтерпретації ГДС у кожній свердловині також враховується інформація, яка отримується: службою геолого-технологічних досліджень (ГТД) у процесі буріння свердловини; службою випробування пластів у відкритому стовбурі та в колоні; лабораторіями вивчення зразків керну і складу пластових флюїдів. При кореляції розрізів свердловин, які складені за матеріалами ГДС та інша.

Літологічне розчленування розрізу свердловин за даними комплексу методів ГДС

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 (ПС);
- 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;

– ПС – 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;

– ПС – наявність аномалії, величина якої залежить від пористості та глинистості. При збільшенні пористості аномалія кривої ПС 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;

– ПС – наявність аномалії ПС, величина якої залежить від тих же факторів, що і для пісковиків. Необхідно мати на увазі, що форма кривої ПС 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 осади (солі NaCl, KCl)

– УО – великі значення для зондів, розмір яких набагато більший діаметра свердловини; двошарова крива БКЗ;

– ПС – 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.

Складання нормальних та зведених геолого-геофізичних розрізів

Для повноцінного використання даних геофізичних досліджень свердловин при вивченні родовищ корисних копалин необхідно погоджувати ці дані з геологією розрізу, що досліджується. Вихідним документом такого ув'язування є зведений геолого-геофізичний розріз – комплекс найбільш характерних діаграм геофізичних параметрів, який зіставлений зі стратиграфією та літологією відкладів, що досліджуються, у їх послідовному заляганні. Відсутність геолого-геофізичного розрізу утрудняє, а іноді й зовсім виключає вивчення будови родовищ корисних копалин за даними геофізичних досліджень свердловин.

Зведений геолого-геофізичний розріз, який складений за середніми дійсними потужностями пластів, горизонтів і свит у їх нормальному заляганні, називається *нормальним геолого-геофізичним розрізом*.

Розріз окремих ділянок родовищ може в значній мірі змінюватися у зв'язку з особливостями будови, які є типовими для даних ділянок: трансгресивним незгодженням; наявністю диз'юнктивних порушень; різкою зміною ступені цементації порід; нафтонасиченням і газонасиченням колекторів і т.п. Зазначені причини можуть настільки перетворити геофізичні параметри, що їх зіставлення з нормальним геофізичним розрізом стає вкрай важким, а іноді неможливим незважаючи на те, що отримані криві будуть типовими для даної ділянки. Для таких площ складаються свої зведені розрізи, які включають тільки ті відклади, які розкриваються свердловинами, що розташовані на даній ділянці площі, у послідовності їх залягання.

Нормальні геолого-геофізичні розрізи по родовищу будують за дійсними потужностями в «нормальній» за віком послідовності.

Для побудови нормального розрізу з наявного графічного матеріалу по окремих свердловинах вибирають діаграми стандартних методів, що найбільше повно характеризують геологічний розріз родовища. На відібраних діаграмах виділяють окремі стратиграфічні комплекси. При цьому виходять із найбільш дрібних елементів розрізу, які сумуючи, приходять до більших геологічних підрозділів.

Якщо свердловина, діаграмний матеріал якої використовують для складання нормального розрізу, скривлена під кутом δ до вертикалі в азимуті φ і проходить відклади, що падають під кутом α в азимуті θ , дійсні потужності порід підраховують за значеннями видимих потужностей.

При складанні зведеного розрізу для ділянки родовища, у межах якого кут падіння порід досить постійний, середні потужності не приводять до нормального і вносять тільки виправлення за викривлення свердловини. Зведені розрізи, які складені за видимими потужностями при сталому куті падіння пластів, більше зручні для зіставлення з ними діаграм по свердловинах даної ділянки, чим нормальні геофізичні розрізи.

Результати підрахунку середніх потужностей вносять у таблицю, що містить наступні дані: вік і найменування геологічних підрозділів, найменування окремих горизонтів, їх видимі потужності за геофізичними даними й розраховані значення дійсних потужностей (або видимих при постійному куті падіння порід). За даними найбільш імовірних значень середніх потужностей виділених геологічних підрозділів складають літологічну колонку, поруч із якою викреслюють характерні діаграми різних геофізичних параметрів, які найбільш чітко і точно фіксують всі особливості розрізу. У зв'язку з відмінністю підрахованих дійсних і видимих потужностей пластів при складанні діаграм для нормального розрізу доводиться скорочувати окремі відрізки кривих, в основному, що відносяться до найбільш однорідних ділянок розрізу.

При складанні нормальних діаграм різних геофізичних параметрів дотримуються наступних правил.

1. Для нормальних діаграм уявного опору і потенціалів самочинної поляризації використовують криві, які зареєстровані в свердловинах, що заповнені глинистими розчинами такого питомого опору, які найбільш часто зустрічаються. Для нафтоносних колекторів на діаграмі ρ_y наносять дві граничні криві, що відповідають продуктивному й непродуктивному стану колектора. Площу, яка обмежена цими кривими, заштриховують. У заголовку нормальної діаграми вказують тип і розмір зонда, діаметр свердловини d_c

і питомий опір ρ_v , а в нормальній діаграмі самочинної поляризації – $U_{пс}$, полярність діаграми та значення ρ_p .

2. Нормальні діаграми гамма-каротажу та нейтронних методів приймають за кривими, які зареєстровані у необсаджених свердловинах однотипними апаратурами. У заголовку діаграми I_γ , яка записана у гаммах, указують діаметр свердловини d_c , тип приладу, тип і номер індикатора, сталу часу τ_a , швидкість реєстрації, радіоактивність $k_{\gamma,р}$ ($q_{\gamma,р}$) глинистого розчину, рівень фону. В заголовку діаграм I_n , I_{ny} , які накреслені в умовних одиницях, подвійного різницевого параметра або в нормалізованих, записують тип приладу (тип і кількість індикаторів), інтенсивність джерела, значення d_c , τ_a , V і рівень фону. На діаграмі відзначають інтенсивності випромінювань, що відповідають опорним пластам розрізу.

3. Нормальні діаграми інтервального часу ΔT_n і коефіцієнта затухання пружних хвиль складають за кривими, які зареєстровані однотипними апаратурами. У заголовку вказують тип апаратури, розмір зонда, потужність випромінювача, частоту випромінювання й подачі імпульсів, значення d_c .

4. У заголовку нормальної термограми t (або Δt) відзначають діаметр свердловини d_c , в'язкість і термічні властивості глинистого розчину, швидкість реєстрації та температурну інерцію термометра τ_t . На термограму наносять точку A рівності температур t_p і t_n .

5. Для нормальної діаграми $\tau_{пр}$ використовують криві, які зареєстровані при типах і розмірах доліт, постійних навантаженнях на долото й частотах обертання, що найбільше часто застосовуються. У заголовку діаграми записують тип і діаметр долота, нормальні навантаження P і частоту обертання долота, для яких складена діаграма $\tau_{пр}$.

На всіх кривих повинні бути масштаби їх реєстрації.

Крім перерахованих діаграм, на нормальному розрізі приводяться наступні геологічні дані: система, відділ, ярус, короткий опис порід із вказаною фауною, що переважає, літологічна колонка із наведеними в ній даними про наявність корисних копалин, горизонти, пласти (вказуються їх номерні та літерні позначення), потужності об'єктів, опір і радіоактивність пластових вод.

На нормальних розрізах по родовищах з моноклінальним заляганням порід, крім вищесказаного, вказують кути падіння, для яких складений розріз.

Вибір геофізичних реперів

Кореляція розрізів свердловин за геофізичними даними вимагає попереднього виділення реперів. Так називаються ділянки на діаграмах геофізичних параметрів – витриманої конфігурації, які характерні для певних геологічних підрозділів. Репери дозволяють прив'язувати геофізичні дані до стратиграфічного розрізу свердловини.

У районах, які складені теригенними відкладами, найкращими реперами є:

1) регіонально витримані пласти щільних пісковиків, вапняків і мергелів, які відмічаються максимумами на діаграмах ρ_{γ} , $\rho_{\text{еф}}$, $I_{\text{пг}}$ та $\tau_{\text{пр}}$ і мінімумами на діаграмах ΔT ;

2) потужні пласти однорідних глин, які відмічаються низькими та досить сталими опорами, стабільною тривалістю проходки, підвищеними значеннями d_c та I_{γ} , мінімумами $U_{\text{пс}}$ та $I_{\text{пг}}$ і (при заляганні їх у товщі піщаних відкладів) позитивними аномаліями $U_{\text{пс}}$ ($\rho_{\text{ф}} > \rho_{\text{в}}$);

3) потужні піщані пласти, які переважно добре простежуються на діаграмах $U_{\text{пс}}$, I_{γ} та Δt .

У розрізах свердловин, які складені карбонатними та гідрохімічними породами, до найкращих реперів відносяться:

1) щільні вапняки, ангідрити та гіпси, що різко відрізняються за фізичними властивостями від порід, що їх вміщують;

2) пласти та пачки піщано-глинистих порід і мергелів низького опору і підвищеної гамма-активності, що залягають серед щільних карбонатних порід.

У деяких випадках геофізичними реперами служать границі переходу від одних відкладів до інших, які відмічаються характерними геофізичними аномаліями. Виділені репери паспортизуються: кожному з них привласнюється літерне позначення, що відповідає символічним найменуванням стратиграфічних підрозділів розрізу, до яких відноситься репер, або буквений чи цифровий символ, що прийнятий у районі, для якого складається розріз.

Кореляційні схеми та геофізичні профілі

Кореляційні схеми будують із метою з'ясування

характеру зміни потужностей і літології відкладів, що складають розріз площі, яка досліджується.

При складанні кореляційної схеми діаграми геофізичних параметрів прив'язують по глибинах до одного з найбільш витриманих реперів (до його покрівлі або підшви). Щодо цієї границі надалі вивчають характер зміни літології та потужностей порід, які складають розріз у наступному порядку: спочатку виділяють на діаграмах основні репери та з'єднують їх підшви і покрівлю кореляційними лініями; потім проводять ту ж операцію із другорядними, часто локально виділеними реперами.

Залежно від геологічного завдання, яке стоїть перед дослідником, діаграми свердловин, які наносяться на кореляційну схему, варто розташовувати вздовж заданих напрямків (профілів), найчастіше орієнтованих уздовж найбільших змін літології та потужностей розрізу, що досліджується, (або за гіпсометрією).

На відміну від кореляційних схем геофізичні профілі (розрізи) будують уздовж напрямків, які переважно орієнтовані в хрест і рідше вздовж головних елементів (осей, крил) структур, що досліджуються. Якщо деякі свердловини не попадають точно на лінію продовження профілю, їх зміщують на цю лінію по простяганню порід. Обов'язкова умова такого зсуву – відсутність диз'юнктивних порушень між свердловиною, що переноситься, та розрізом.

При використанні діаграмного матеріалу викривлених свердловин розріз будують за проекціями стовбурів свердловин на його напрямок. Така проекція може бути отримана за допомогою спеціальної програми електронно-обчислювальної машини або побудована графічно.

У тих випадках, коли по свердловинах, які використовуються для складання кореляційних схем і особливо для побудови геофізичних профілів (розрізів), є дані пластової нахилометрії, врахування цих даних є обов'язковим.

Зміна потужностей окремих свит, зникнення деяких реперів, їх повторення або заміщення іншими, звичайно, вказує на наявність диз'юнктивних порушень, поверхонь ерозії та трансгресивних неузгоджень, існування яких коректується даними пластової нахилометрії.

Поверхня ерозії відзначається різкими змінами

потужностей еродованої свити із заміщенням розмитих відкладів іншими, які часто добре корелюються та не зустрічаються в розрізах свердловин, що розташовані поза полем ерозії.

На трансгресивне залягання вказує поступове випадання реперів і перекриття поверхні розмиву іншими відкладами з іншою фізичною характеристикою, що нерідко залягають під іншим кутом падіння та переглядають чітко на нахилограмах.

Диз'юнктивні порушення встановлюють за місцевими змінами потужностей окремих свит і повторенню або випаданню реперів. Місце розташування скиду визначають за характером зміни нормальної послідовності реперів. Безпосередньо визначити площину скиду за геофізичним даними можна в тих випадках, коли скид супроводжує зруйнована зона, що різко змінює фізичні властивості порід, зокрема, що сприяє їх обваленню в процесі буріння (фіксується на кавернограмах), або коли біля скиду спостерігається зміна напрямку та кута падіння пластів. У цих умовах перетинання свердловиною площини скиду встановлюють за нахилограмою.

Кут α падіння порід, кут φ падіння площини скиду та його амплітуда a визначаються за формулами:

$$\alpha = \arctg \frac{\Delta H \cdot L}{\cos \varepsilon}, \quad (17.1)$$

$$\varphi = \arctg \frac{\operatorname{tg} \varphi'}{\sin \xi}, \quad (17.2)$$

$$a = \frac{h_c \cdot \cos \alpha}{\sin(\varphi \pm \alpha)}, \quad (17.3)$$

де ΔH – різниця у висотних оцінках реперів; L — відстань між свердловинами, за якими ця різниця визначалася; ε – кут між лінією, яка з'єднує свердловини, і напрямком падіння порід; φ' – видимий кут падіння площини скиду; ξ – кут між лінією, яка з'єднує свердловини, за якими визначався кут φ , і напрямком простягання скиду; h_c – потужність порід, на яку скорочений або збільшений розріз вертикальної свердловини.

При кореляції свердловин, які розташовані на продуктивних ділянках нафтових родовищ, за діаграмами ρ_y іноді зіставляють свердловини в їх нафтонасиченій та водонасиченій частинах (кореляція за максимумом і мінімумом ρ_y). Це допускається в тих випадках, коли продуктивний пласт, що корелюється, а) перебуває між двома іншими, які чітко простежуються реперами; б) залягає в однорідній товщі порід при відомій відсутності диз'юнктивних порушень, і подібна кореляція є найбільш імовірною із всіх можливих; в) зіставляється за діаграмами інших геофізичних методів дослідження свердловин.

Кореляція за максимумом і мінімумом уявного опору ρ_y дозволяє виявити пропущені нафтоносні або газоносні пласти. Закономірне збільшення питомих опорів колекторів за зростанням нерідко є надійною ознакою, яка встановлює ймовірну нафтоносність колектора в свердловинах, де він відзначається більш високим опором.

Для підвищення точності кореляції та виключення суб'єктивних помилок у даний час слід застосовувати апарат обчислювальної техніки, використання якої, особливо, є доцільним при утрудненому візуальному виділенні надійних реперів для кореляції.

Вимоги до оформлення каротажних діаграм та результатів геологічної інтерпретації даних ГДС

Якість результатів геофізичних досліджень свердловин залежить від технічного стану апаратури, обладнання, кабелю, з'єднувальних ланок, швидкості реєстрації, точності визначення глибин, відповідність масштабів реєстрації, а також наявність на діаграмах записів градування, міток глибин.

Перевірку якості діаграмного матеріалу проводиться шляхом порівняння вимірів, які проводяться при наступних дослідженнях, з попередніми замірами в інтервалах перекривань; визначення збіжності повторних контрольних перекривань та основних замірів, які виконані в найбільш диференційованій частині розрізу; встановлення наявності відповідних записів градування на діаграмі; зіставлення діаграм з діаграмами інших методів по пластах або ділянках розрізу із відомою геофізичною характеристикою.

Для кривих, які реєструються безперервно по всьому

стовбурі свердловини, при контрольних замірах і при наступних дослідженнях необхідне перекриття не менше 50 м попереднього інтервалу для глибоких нафтоносних свердловин і не менше 20 м для рудних і вугільних свердловин. В інтервалі перекриття обов'язкова наявність хоча б одної мітки на кожній із кривих.

Оригінали діаграм повинні містити наступні відомості, які необхідні для інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин.

Загальні відомості для всіх видів досліджень включають: найменування геофізичної організації, геологорозвідувального підприємства, площі буріння та номер свердловини; дані про конструкцію свердловини, глибину вибою, діаметр долота і колони; дані про технічний стан свердловини; дати початку і закінчення буріння; відомості про промивну рідину (тип і питомий опір); типи глибинних приладів; відомості про еталонування апаратури; швидкості та масштаби реєстрації; дату вимірювань.

Для кожного виду каротажу вказуються додаткові відомості.

Електричні методи: розмір і коефіцієнт зонда; межі вимірювань; величина зміщення або відхилення від стандарт-сигналу.

Радіометрія: тип індикаторів, їх кількість, розміри кристалів, екранування; розміри та типи зондів; відповідність 1 фА/кг і 1 ум.од. імпульсам на хвилину; дата еталонування; коефіцієнт, який враховує різницю чутливості в каналах ГК і НГК; відхилення на метрологічних взірцях пористості або густини; контрольні точки.

Термометрія: величина контрольного шунта R_0 або стандарт-сигналу, стала приладу C і температура t_0 , при якій сигнал, що вимірюється, рівний нулю; стала часу τ (в с); час спокійного стану свердловини при замірах геотермічного градієнта і вимірах температури по стовбурі свердловини у процесі буріння.

Акустичні методи за швидкістю та затуханням: тип і розмір зонда; початок відліку кривої часу (в мкс); стала часу (в с); тривалість імпульсів (в мкс) при градуюванні кривих T_1 , T_2 , і ΔT , величина сигналів градуювання для A_1 , A_2 (в мВ) і для кривої α (в дБ/м); тип, розмір та кількість центраторів;

підсилення, при якому проведений запис.

Перераховані відомості містяться на оригіналах діаграм. Вони оформляються при проведенні оцінки якості у відповідності з вимогами технічних інструкцій.

Контрольні питання

1. Які задачі розв'язують за даними комплексу ГДС на стадії розвідки нафтових і газових свердловин?
2. Викладіть характеристику глин за даними геофізичних досліджень свердловин.
3. Викладіть характеристику пісковиків за даними геофізичних досліджень свердловин.
4. Викладіть характеристику вапняків за даними геофізичних досліджень свердловин.
5. Викладіть характеристику гідрохімічним осадам за даними геофізичних досліджень свердловин.
6. Сформулюйте основні підходи для кореляції геологічних розрізів за даними ГДС.
7. Що таке геофізичний репер?
8. Основи побудови зведених та нормальних геолого-геофізичних розрізів.
9. Від чого залежить якість геофізичних досліджень?
10. За якими признаками оцінюється якість вимірювань?

