

Геофізичні дослідження свердловин

Конспект лекцій

ЗМІСТ

	стор.
ВСТУП.....	
1 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ДИСЦИПЛІНИ. . 6	
1.1 Історія розвитку геофізичних досліджень свердловин.....	6
1.2 Основні напрямки застосування ГДС при пошуках, розвідці та розробці корисних копалин, їх ефективність	7
1.3 Структура геофізичних досліджень у свердловинах та класифікація методів ГДС за фізичними основами	9
1.4 Організація промислово-геофізичної служби.....	13
1.5 Категорії свердловин за призначенням та їх підготовка для проведення ГДС.....	13
1.6 Характеристики об'єктів дослідження в свердловинах	15
2 ЕЛЕКТРИЧНІ МЕТОДИ ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН	19
2.1 Методи природного електричного поля	19
2.2 Методи викликаних потенціалів.....	26
2.3 Методи звичайних неекранованих зондів	30
2.4 Метод бокового каротажу.....	42
2.5 Мікрометоди.....	52
2.6 Методи індукційного та діелектричного каротажу ...	62
2.7 Методи магнітометрії свердловин.....	75
3 РАДІОАКТИВНІ МЕТОДИ ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН	90
3.1 Методи гамма-каротажу та спектрального гамма- каротажу	90
3.2 Методи розсіяного гамма-випромінювання	105
3.3 Нейтронні методи дослідження свердловин	119
4 АКУСТИЧНІ МЕТОДИ ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН	136
4.1 Фізичні основи акустичних методів.....	136

	стор
4.2 Розповсюдження пружних хвиль у свердловині.....	141
4.3 Апаратура акустичного каротажу	144
4.4 Методика проведення вимірювань при акустичному каротажі	147
4.5 Задачі, що розв'язуються за допомогою акустичного каротажу	148
5 ТЕРМІЧНІ МЕТОДИ ДОСЛІДЖЕННЯ	
СВЕРДЛОВИН	150
5.1 Фізичні основи використання термокаротажу	150
5.2 Апаратура для термічних вимірювань у свердловині.....	153
5.3 Області застосування та геологічні задачі, які розв'язуються за результатами даного методу.....	153
6 ВИВЧЕННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ	
СВЕРДЛОВИН	156
6.1 Інклінометрія	156
6.2 Кавернометрія	162
6.3 Трубна профілометрія.....	169
7 ГЕОХІМІЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ У	
СВЕРДЛОВИНАХ	171
7.1 Газовий каротаж у процесі буріння.....	172
7.2 Газовий каротаж після буріння.....	179
7.3 Комплекс досліджень, які проводяться сумісно з газовим каротажем у процесі буріння свердловин .	180
8 ІНШІ ВИДИ КАРОТАЖУ	183
8.1 Електромагнітна локація муфт	183
8.2 Дефектоскопія і товщинометрія	183
8.3 Механічна і термокондуктивна витратометрія (дебітометрія)	184
8.4 Припливометрія, визначення складу флюїдів у свердловині.....	187
8.5 Акустична шумометрія.....	188
8.6 Барометрія	191

9 КОНТРОЛЬ ЯКОСТІ ЦЕМЕНТУВАННЯ КОЛОН І ТРУБ У СВЕРДЛОВИНІ	193
9.1 Метод термометрії	193
9.2 Гамма-гамма каротаж	195
9.3 Акустичний каротаж	196
10 ПРІСТРІЛКОВІ ТА ВИБУХОВІ РОБОТИ У СВЕРДЛОВИНАХ	202
10.1 Перфорація	202
10.2 Торпедування	206
10.3 Інші види підривних робіт	207
10.4 Відбір vzірців порід, проб пластових флюїдів та випробовування пластів	209
11 ТЕХНІКА БЕЗПЕКИ, ПРОМИСЛОВА САНІТАРІЯ І ПРОТИПОЖЕЖНІ ЗАХОДИ ПРИ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕННЯХ СВЕРДЛОВИН	216
11.1 Основні правила техніки безпеки при проведенні геофізичних робіт у свердловинах	216
11.2 Електрометричні роботи	219
11.3 Радіометричні роботи	220
11.4 Прострілково-вибухові роботи	224
11.5 Промислова санітарія і протипожежні заходи	226
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	229

ВСТУП

Геофізичні дослідження свердловин (ГДС) є одним з напрямків прикладної геофізики, в якому використовуються різноманітні методи вивчення геологічних розрізів і технічного стану свердловин, геофізичні методи контролю за розробкою корисних копалин.

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.

Для рішення різноманітних задач за даними ГДС необхідно добре розуміти фізичні основи геофізичних методів, принципи вимірювання фізичних параметрів і знати методику інтерпретації даних ГДС. В лекційній та лабораторній частинах даної дисципліни викладаються теоретичні і практичні основи використання практично всіх основних сучасних методів геофізичних досліджень у свердловинах різних за призначенням.

Метою даного курсу є вивчення студентами теорії, методики та технології промислово-геофізичних досліджень, ознайомлення з існуючим геофізичним обладнанням і типами кабелів, надбання уявлення про структуру та механізм геофізичного виробництва.

Завданням курсу є освоєння студентами фізичних основ геофізичних методів дослідження свердловин та методик проведення каротажів, вивчення будови і принципу роботи промислово-геофізичного обладнання, кабелів, наземної та свердловинної апаратури.

Для більш повного засвоєння курсу передбачається самостійна робота студентів на протязі семестру у вигляді роботи з рекомендованою літературою, практикумами,

методичними вказівками, конспектом лекцій з метою підготовки до наступних занять і закріплення знань, отриманих на лекціях і лабораторних заняттях. Під час самостійної роботи студенти проробляють питання, що дозволяють глибше познайомитись з сучасними методами і технологіями геофізичних досліджень в свердловинах.

1 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ДИСЦИПЛІНИ

1.1 Історія розвитку геофізичних досліджень свердловин

Геофізичні дослідження свердловин (ГДС) (каротаж) – є одним з напрямків прикладної геофізики, де застосовуються геофізичні методи вивчення геологічних розрізів, технічного стану свердловин, способи ведення прострілкових робіт у свердловинах з метою пошуків, розвідки та розробки родовищ корисних копалин.

Історію розвитку ГДС можна викласти у наступній хронології:

1906 – 1916 р.р. перші геотермічні вимірювання Д.В. Голубятниковим на нафтових родовищах Баку;

Широке застосування геофізичних методів при дослідженні свердловин почалось з впровадження електричного каротажу за методом опору. Даний метод був запропонований та випробуваний у Франції Копродом і Марселем Шлюмберже.

1929 р. – перший електричний метод запропонований Марселем Шлюмберже;

1931 р. – електрокаротаж за методом самочинної поляризації (ПС);

1932 р. – перший напівавтоматичний запис діаграм, а також з'явилися такі методи як резистивіметрія, електрометрія, інклінометрія, стріляючі перфоратори, бокові ґрунтоноси, торпеди;

1933 р. – вперше розроблено гамма-каротаж В.А. Шпаком.

Таким чином, за результатами робіт вчених до 1933 р. ГДС отримали широке розповсюдження на нафтопромислах колишнього Радянського Союзу.

У подальшому різними вченими, зокрема В.А. Соколовим, Г.В. Горшковим, С.Г. Комаровим, В.М. Запорожцем, Г.Н. Флоровим та ін. були розроблені і запроваджені у виробництво інші геофізичні методи досліджень свердловин, а саме:

1941 р. – імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж;

1956 р. – газовий каротаж;

1958 р. – акустичний каротаж;

1959 р. – кумулятивні (безкульові) перфоратори;
1970 р. – метод випробування пластів приладами на кабелі.

Починаючи з 1950 р. запис каротажних діаграм стали вести автоматичними каротажними станціями, що значно вплинуло на зростання якості і швидкості ГДС. У колишньому Радянському Союзі розробниками нових станцій були такі вчені як С.Г. Комаров та В.М. Запорожець.

У зв'язку з розвитком та впровадженням електронно-обчислювальної техніки в 70 –ті роки інтенсивно почали розробляти та використовувати різноманітні перетворювачі з аналогової форми запису каротажних діаграм у цифрову, а також з'явилися автоматизовані цифрові каротажні станції.

Із зарубіжних вчених, які внесли великий вклад у розвиток методів ГДС, були Г. Доль, Г. Арчі, М. Мартен, М. Уайлі та інші.

1.2 Основні напрямки застосування ГДС при пошуках, розвідці та розробці корисних копалин, їх ефективність

За допомогою ГДС гірські породи пізнаються на відстані. Основою інтерпретації результатів ГДС є порівняно молода наука про Землю – **петрофізика** – це наука про фізичні властивості гірських порід та фактори, які їх обумовлюють. Розроблена теорія геофізичних методів і петрофізичні залежності дозволяють проводити обґрунтовану інтерпретацію результатів досліджень.

Число методів ГДС (разом із модифікаціями) в даний час нараховує майже 50, які включають в себе електричні, магнітні, радіоактивні, термічні, акустичні, механічні, геохімічні та інші. Використання їх базується на вивченні фізичних природних і штучних полів різної природи.

Дослідження свердловин геофізичними методами здійснюється в наступних напрямках:

- вивчення геологічних розрізів свердловин;
- вивчення технічного стану свердловин;
- контроль за розробкою родовищ нафти і газу;
- проведення вибухових, прострілкових та інших робіт в свердловинах, які виконуються геофізичною службою.

Вивчення геологічних розрізів свердловин – найбільш важливий напрямок. При цьому використовуються, електричні, магнітні, радіоактивні, термічні, акустичні, механічні, геохімічні та інші методи.

При геофізичних дослідженнях свердловин реєструються діаграми або проводяться точкові заміри різних фізичних параметрів: уявного електричного опору, потенціалів власної та викликаної поляризації порід, сили струму, опору заземлення, електродних потенціалів, інтенсивності гамма-випромінювання, напруженості магнітного поля, швидкості та часу розповсюдження пружних коливань та інше.

При вивченні геологічних розрізів свердловин на основі інтерпретації комплексу даних геологічної та геофізичної інформації розв'язуються наступні задачі:

- а* - геологічне розчленування розрізів і виявлення геофізичних реперів;
- б* - визначення порід, які складають розрізи свердловин;
- в* - виявлення колекторів та вивчення їх властивостей (пористості, проникності, глинистості та інше);
- д* - виявлення та визначення місцезнаходження різних корисних копалин (нафти, газу, прісних і мінеральних вод та інше);
- е* - кількісна оцінка нафтогазонасичення, а в деяких випадках вугленасичення, оруденіння, а також мінералізації пластових вод.

Вивчення технічного стану свердловин проводиться за допомогою комплексу різних методів геофізики. В даному випадку вирішуються наступні основні задачі:

- а* - визначення викривлення свердловин інклінометрами – інклінометрія;
- б* - встановлення фактичного діаметру свердловин за допомогою каверномірів – кавернометрія;
- в* - визначення профілю січення свердловини та обсадних колон – профілеметрія;
- г* - визначення висоти підйому, характеру розподілу та степеню щеплення цементу в затрубному просторі термічними, радіоактивними, акустичними методами – цементометрія;
- д* - виявлення місць припливів і затрубної циркуляції

- вод у свердловинах електричними, термічними та радіоактивними методами – припливометрія;
- е* - визначення горизонтів, що поглинають воду і контроль гідравлічного розриву пласта термічними і радіоактивними методами;
 - ж* - визначення рівня рідини, місцезнаходження башмаків обсадних колон і металічних предметів, які залишені в свердловинах при аваріях, глибин розміщення вибоїв свердловин і розв'язок багатьох інших важливих нафтопромислових задач.

Контроль за розробкою родовищ нафти і газу передбачає наступні визначення:

- а* - динаміки водонафтових, водогазових і газонафтових контактів;
- б* - дебіту та складу флюїдів в свердловинах;
- в* - профілів віддачі та приймання пластів – дебітометрія та розходомерія;
- г* - інтервалів прориву нагнітаючих вод;
- д* - нафтовіддачі пластів;

Прострілково-вибухові та інші роботи в свердловинах включають:

- а* - перфорацію обсадних труб для з'єднання свердловини з пластом;
- б* - відбір взірців порід із стінок пробурених свердловин для уточнення геологічного розрізу;
- в* - торпедування, яке проводиться з різною метою.

1.3 Структура геофізичних досліджень у свердловинах та класифікація методів ГДС за фізичними основами

Геофізичні методи ГДС за фізичними основами поділяються на наступні чотири групи:

- методи електрометрії свердловин;
- радіоактивні методи;
- інші неелектричні методи;
- прострілково-вибухові роботи (перфорація, торпедування, відбір взірців порід, проб пластів флюїдів і випробування пластів).

Методи електрометрії свердловин поділяються на:

- методи природного електромагнітного поля;
- методи штучного електромагнітного поля.

У свою чергу електричні методи поділяються на методи постійного (або квазіпостійного) та змінного струму. Більш детальна класифікація методів електрометрії приведена нижче.

Методи природного електричного поля:

методи постійного струму:

а - методи потенціалів самочинної поляризації в нафтових і газових свердловинах:

- звичайний метод потенціалів ПС;
- метод градієнта ПС;
- метод селективних зондів ПС;
- метод спеціальних зондів ПС.

б - методи потенціалів самочинної поляризації в рудних і вугільних свердловинах:

- метод електродних потенціалів;
- метод гальванічних пар.

методи квазіпостійного та змінного струму:

а - метод телуричних струмів;

б - метод магніто-телуричного зондування;

в - метод магніто-телуричного профілювання.

Методи штучного електромагнітного поля:

Постійного та квазіпостійного струму:

а - методи уявного опору:

- метод звичайних зондів УО;
- метод бокового електричного зондування;
- метод спеціальних зондів УО;
- метод мікрозондування, резистивіметрія, електрометрія свердловин в процесі буріння.

б - методи опору заземлення:

- неекранований метод ОЗ;
- метод ОЕЗ без автоматичного фокусування струму;
- метод ОЕЗ з автоматичним фокусуванням струму;
- метод мікрозондів ОЕЗ без автоматичного фокусування струму;
- метод мікрозондів ОЕЗ з автоматичним фокусуванням струму;

- дивергентний метод.
- в - методи реєстрації струму:*
 - звичайний струменевий метод;
 - метод ковзаючих контактів;
 - екранований струменевий метод.
- г - методи потенціалів викликаної поляризації:*
 - звичайний метод потенціалів ВП;
 - метод градієнта потенціалів ВП.

Змінного струму:

- а - індукційні методи:*
 - індукційні методи низькочастотні;
 - звичайний низькочастотний індукційний метод з поздовжнім датчиком;
 - індукційний метод з поперечним датчиком;
 - індукційний метод перехідних процесів;
 - частотний індукційний метод;
 - високочастотний індукційний метод;
 - хвильовий метод провідності.
- б - діелектричні методи:*
 - діелектричний індукційний метод;
 - хвильовий діелектричний метод;
 - ємнісний діелектричний метод.
- в - радіохвильові методи:*
 - метод радіохвильового просвічування;
 - метод свердловинної індукційної електророзвідки.
- г - методи магнітного поля:*
 - природного магнітного поля;
 - магнітної сприйнятливості;
 - ядерно-магнітний метод.

Радіоактивні методи дослідження свердловин поділяються на:

- а - методи природної гамма-активності:*
 - гамма-каротаж (ГК);
 - спектральний гамма-каротаж (СГК).
- б - методи розсіяного гамма-випромінювання:*
 - густинний (ГГК-Г);
 - літологічний (ГГК-Л);
 - селективний (ГГК-С).
- в - методи штучної гамма-активності:*

- нейтронний гамма-каротаж (НГК);
- спектрометричний нейтронний-гамма-каротаж (СНГК).
- г - *методи густини нейтронів:*
 - густини теплових нейтронів (ННК-Т);
 - густини надтеплових нейтронів (ННК-НТ).
- д - *імпульсні нейтронні методи:*
 - імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж (ІННК);
 - імпульсний каротаж гамма випромінювання не пружного розсіювання нейтронів (ІННГК).
- е - *інші методи радіометрії:*
 - каротаж наведеної активності (КНА);
 - каротаж мічених атомів;
 - гамма-нейтронний каротаж (ГНК);
 - рентгено-радіометричний каротаж.

Інші неелектричні методи поділяються на:

- а - *акустичні методи дослідження свердловин:*
 - ультразвуковий каротаж (АК);
 - акустичний широкосмуговий каротаж (АКШ);
 - сейсмометрія свердловин.
- б - *інші методи дослідження свердловин:*
 - термометрія природного та штучного поля;
 - газовий каротаж;
 - люмінесцентно-бітумінологічний каротаж;
 - інклінометрія;
 - кавернометрія;
 - профілеметрія;
 - цементометрія;
 - припливометрія;
 - нахилометрія;
 - дебітометрія;
 - розходометрія.

Раціональний комплекс методів геофізичних досліджень свердловин – це такий комплекс, який включає мінімальну кількість методів ГДС, за допомогою якого можна найбільш точно розв’язати ту чи іншу геолого-геофізичну або технічну задачу.

1.4 Організація промислово-геофізичної служби

Головною виробничою одиницею ГДС є промислово-геофізична (каротажна) партія (загін). При необхідності (якщо достатньо об'єму робіт) партії об'єднують у експедиції, які в свою чергу об'єднують в трести або управління.

Техніка промислово геофізичної партії складається з геофізичної (каротажної) станції разом з підйомником або окремо – підйомника та станції.

Типовий склад людей партії: начальник партії; геофізик; технік-геофізик; робітник; машиніст підйомника; машиніст лабораторії.

Замовлення на виконання робіт надходять від управління бурових робіт (УБР) або нафтогазовидобуваючих управлінь (НГДУ). На кожен рік заключають договір з цими організаціями на виконання робіт. У даному договорі вказується об'єм робіт та їх кошторис.

Перед виїздом на свердловину начальник партії отримує заявку (наряд), де вказано види робіт, їх об'єм, інтервали досліджень у свердловині, відомості про конструкцію свердловини та час проведення робіт.

1.5 Категорії свердловин за призначенням та їх підготовка для проведення ГДС

Свердловина – циліндрична вертикальна або похила гірська виробітка великої довжини та порівняно малого діаметру.

Устя свердловини – нульова точка відліку її глибини, переважно рівень столу ротора бурової установки.

Вибій свердловини – нижня точка гірських порід, які пройшла свердловина.

Діаметр свердловини – діаметр круга, який еквівалентний по площині січення свердловини площиною, яка перпендикулярна до її осі. Номінальним діаметром свердловини вважають діаметр долота, яким бурилась свердловина.

Глибина свердловини – відстань від устя до вибою по стовбурі свердловини.

Абсолютна відмітка або альтитуда устя – висота над

рівнем моря.

Свердловини за призначенням поділяються згідно табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Категорії свердловин за призначенням

Свердловина	Мета буріння	Кінцевий діаметр свердловини, мм	Найбільша глибина свердловини, км
Картувальна	Розкриття корисних порід при геологічній зйомці	76-93	0.3
Сейсмічна (вибухова)	Проведення вибухових робіт при сейсмічній розвідці	76-200	0.3
Структурна	Виявлення та підготовка перспективних площ і геологічних структур для глибокого пошукового та розвідувального буріння	76-93	2
Опорна	Вивчення глибинної будови малодосліджених крупних регіонів з метою встановлення загальних закономірностей залягання відкладів, сприятливих для нафтогазонасичення	140-300	10
Пошукова	Виявлення та опробування нових родовищ і покладів нафти і газу, уточнення їх запасів за категоріями С ₂ та С ₁	140-300	7
Розвідувальна	Уточнення контуру родовищ та розвідки нових горизонтів на цих родовищах, підготовка запасів за категоріями С ₁ та В	140-300	7
Експлуатаційна	Видобуток нафти і газу	140-300	6
Нагнітаюча	Нагнітання в продуктивні пласти води або газу для підтримання пластового тиску	140-300	6
Контрольна	Контроль розробки нафтових і газових родовищ	140-300	6

Підготовка свердловини для проведення ГДС повинна забезпечити на час проведення геофізичних робіт безперешкодний спуск та підйом приладів по стовбуру свердловини. Це забезпечується проробкою стовбуру свердловини долотом номінального діаметру, а також відповідними параметрами промивної рідини (бурового розчину).

1.6 Характеристики об'єктів дослідження в свердловинах.

В геофізиці головним об'єктом вивчення є гірські породи та корисні копалини, які з ними пов'язані. При каротажі отримують відомості про склад порід, глибину та форму їх залягання, потужності та наявність в них корисних копалин. Ці відомості отримують шляхом вивчення фізичних і фізико-хімічних полів різної природи, інтенсивність яких залежить від петрофізичних характеристик об'єкту, його геологічної будови та потужності штучного джерела поля. При геофізичних дослідженнях гірські породи та корисні копалини вивчаються безпосередньо в розрізі свердловин.

Розкриваючи товщі гірських порід, свердловина порушує їх природне залягання. У результаті цього, частково змінюються фізико-хімічні умови навколишнього середовища та петрофізична характеристика порід, які прилягають до стінки свердловини, а також змінюються початкові геостатичні тиск і температура.

Гірські породи володіють різними механічними властивостями. Щільні зцементовані породи при розбурюванні поблизу стінки свердловини не руйнуються. Рихлі, крихкі, тріщинуваті породи – навпаки, розмиваються промивною рідиною, внаслідок чого утворюються каверни, тобто збільшується діаметр стовбура свердловини.

Розкриття порід при бурінні здійснюється, як правило, при тиску в свердловині, який перевищує пластовий, тому в пористі, проникні породи проникає промивна рідина та її фільтрат. Промивна рідина складається з твердої та рідкої фаз. Коли розмір пор і тріщин у гірських породах більший розмір частинок твердої фази промивної рідини, то остання вільно під впливом перепадів тиск —свердловина-пласт проникає в пори та тріщини. В тих випадках, коли розмір пор породи

значно менший розміру частинок твердої фази, то в такі породи проникає тільки фільтрат промивної рідини, а тверда фаза у вигляді глинистих частинок та уламків різних гірських порід осідає на стінці свердловини, утворюючи при цьому так звану —глинисту кірку». Глиниста кірка може змінити діаметр свердловини (зменшити його), що перешкоджає вільному руху свердловинних пристроїв по стовбуру свердловини. Але глиниста кірка має також і позитивний вплив на гірські породи, а саме: вона запобігає руйнуванню породи та понижує подальше поступлення фільтрату рідини у пласт.

У результаті дії промивної рідини на проникний пласт під тиском, який перевищує пластовий, утворюється так звана змінена присвердловинна зона пласта. В цій зоні фізичні властивості гірських порід змінені (відносно віддаленої частини пласта). Насамперед змінюється фізико-хімічний склад флюїду в поровому просторі. При взаємодії фільтрату промивної рідини з породою можуть відбутися різні фізико-хімічні процеси: набухання глинистих частинок, реакції окислення та відновлення, утворення потенціалів фільтрації.

Присвердловинну частину проникного пласта умовно поділяють на такі зони:

- глиниста кірка (1-10 мм);
- зона кольматації – це зона, в яку проникають тверді частинки бурового розчину (2-3 см);
- промита зона – це найбільш змінена частина пласту поблизу стінки свердловини (5-15 см);
- зона проникнення фільтрату (від декількох см до 10 м).

Схематично будова присвердловинної зони показана на рисунку 1.1

При вивченні фізичних характеристик незміненої частини пласта геофізичними методами сама свердловина, промита зона і зона проникнення фільтрату промивної рідини є перешкодами для встановлення дійсних параметрів породи – її пористості, проникності, глинистості, нафтогазонасичення та інших. Для усунення впливу зміненої частини пласта на покази геофізичних методів створені спеціальні апаратурні пристрої, які дозволяють збільшити глибинність методу в радіальному напрямку, а також розроблені способи інтерпретації, які дозволяють виключити вплив діаметру свердловини та промивної рідини, діаметрів промитої зони і

зони проникнення та їх фізичних властивостей.

Для буріння свердловини в якості промивних рідин, які використовуються для виносу на поверхню розбурених частинок гірської породи, а також для укріплення стінок свердловини та обертання долота при турбінному бурінні, застосовується спеціально приготований глинистий розчин із добавками різних реагентів і обважнювачів, технічна вода, яка збагачена глинистими частинками із глинистих товщ, що розбурюються, і так звані не фільтруючі розчини на нафтовій або інших основах. Промислові рідини характеризуються певною густиною, в'язкістю, вмістом піску, концентрацією розчинених солей та іншим.

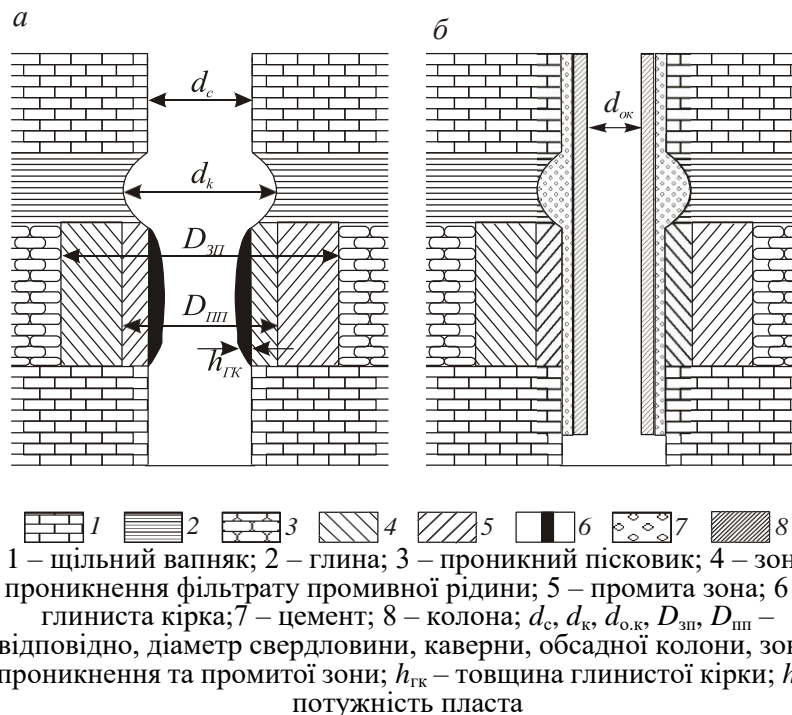


Рисунок 1.1 – Схема ділянки розрізу гірських порід в необсаджений (а) та обсаджений колоною (б) свердловинах

Після закінчення буріння та проведення геофізичних

досліджень у відкритому стовбурі свердловини її зміцнюють обсадними металічними колонами. Простір між опущеною колоною та стовбуром свердловини заповнюють цементним розчином. Дослідження розрізів свердловин, які закріплені металічними трубами можна проводити тільки методами радіометрії, термометрії, сейсмометрії.

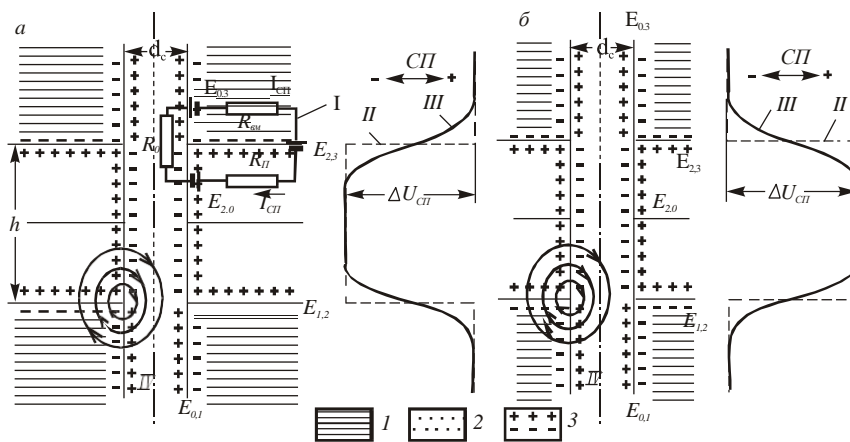
При вимірюванні радіоактивних, теплових, акустичних полів на покази методів у закритому стовбурі свердловин здійснює вплив не тільки свердловина, промита зона і зона проникнення, а і товщина обсадних колон, їх матеріал, товщина цементного каменю в затрубному просторі та якість його зчеплення з колоною та породами (Рис. 1.1).

2 ЕЛЕКТРИЧНІ МЕТОДИ ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН

2.1 Методи природного електричного поля

Фізичні основи методу потенціалів самочинної поляризації

Методи потенціалів самочинної (власної) поляризації гірських порід базуються на вивченні природного стаціонарного електричного поля в свердловинах, утворення якого пов'язане з фізико-хімічними процесами, що відбуваються на поверхні розділу свердловина-порода та між пластами різної літології (Рис. 2.1). На поверхні розділу утворюються подвійні електричні шари, різні потенціали яких утворюють певні величини напруженості електричного поля між гірськими породами та свердловиною.



а – при $\rho_{\phi} > \rho_b$; б – при $\rho_{\phi} < \rho_b$; 1 – вміщуючі породи (глини); 2 – піщаний пласт; 3 – подвійний електричний шар; I – електричний контур; II – графік статистичного потенціалу ПС – E_s ; III – крива потенціалу $U_{ПС}$; IV – лінії струму. $E_{0,1}$; $E_{0,3}$; $E_{1,2}$; $E_{2,3}$; $E_{2,0}$; – е.р.с. подвійних електричних шарів відповідно на поверхні розділу свердловина – вміщуючі породи, вміщуючі породи – пласт, свердловина – пласт

Рисунок 2.1 – Виникнення дифузійно-адсорбційної електрорушійної сили у свердловині

Потенціали власної поляризації порід утворюються в

результаті наступних фізико-хімічних процесів:

1) дифузія солей із пластових вод в промивну рідину та навпаки, а також адсорбція іонів на поверхні мінеральних частинок гірської породи;

2) фільтрації вод із промивної рідини в породи і пластових вод у свердловину;

3) окисно-відновних реакцій, що проходять в породах і на їх контакт з промивною рідиною та металами.

Дифузійно-адсорбційні потенціали. Виникнення в свердловинах природної електрохімічної активності визначається в першу чергу процесами дифузії електролітів. На контакт розчинів електролітів пластової води концентрації C_b і фільтрату промивної рідини концентрації C_ϕ неоднакової мінералізації та різного хімічного складу виникає дифузійна електрорушійна сила, яка визначається формулою:

$$E_d = K_d \cdot \ln \frac{C_b}{C_\phi}, \quad (2.1)$$

де K_d – коефіцієнт дифузійної електрорушійної сили:

$$K_d = \frac{RT}{F} \cdot \frac{l_k n_k - l_a n_a}{l_k n_k z_k + l_a n_a z_a}, \quad (2.2)$$

де l_k, l_a – відповідно, рухомість катіона та аніона; n_k, n_a, z_k, z_a – відповідно, число катіонів і аніонів, на які дисоціює одна молекула електроліту; T – абсолютна температура, К; R – універсальна газова стала, яка рівна 8.3 Дж/градус·м; F – число Фарадея, рівне 96500 Кл.

Рівняння (2.1) справедливе для ідеальних розчинів досить низької концентрації. У випадку реальних електролітів у виразі (2.1) необхідно замість концентрації C_b і C_ϕ використовувати значення активності $a_b=f_1 \cdot C_b$ і $a_\phi=f_2 \cdot C_\phi$, де f_1, f_2 – коефіцієнти активності, які враховують вплив сил взаємодії між іонами в реальних розчинах. Коефіцієнт активності — виправляє концентрацію так, щоб рівняння, які отримані для ідеальних електролітів, були справедливими і для

реальних розчинів.

Тільки в сильно розведених розчинах активність рівна концентрації розчину, тобто коефіцієнт активності рівний одиниці.

Для реальних розчинів вираз (2.1) набуде виду:

$$E_{\delta} = \ln \frac{a_{\epsilon}}{a_{\phi}} \quad (2.3)$$

При контакті порід різного літологічного складу або розчину та породи виникає дифузійно-адсорбційна різниця потенціалів:

$$E_{\delta a} = K_{\delta a} \cdot \lg \frac{a_{\epsilon}}{a_{\phi}} - (K_{\delta} + A_{\delta a}) \cdot \lg \frac{a_{\epsilon}}{a_{\phi}} \approx (K_{\delta} + A_{\delta a}) \cdot \lg \frac{\rho_{\phi}}{\rho_{\epsilon}} \quad (2.4)$$

де $K_{\delta a} = K_{\delta} + A_{\delta a}$ – коефіцієнт дифузійно-адсорбційної електрорушійної сили; $A_{\delta a}$ – дифузійно-адсорбційна активність породи.

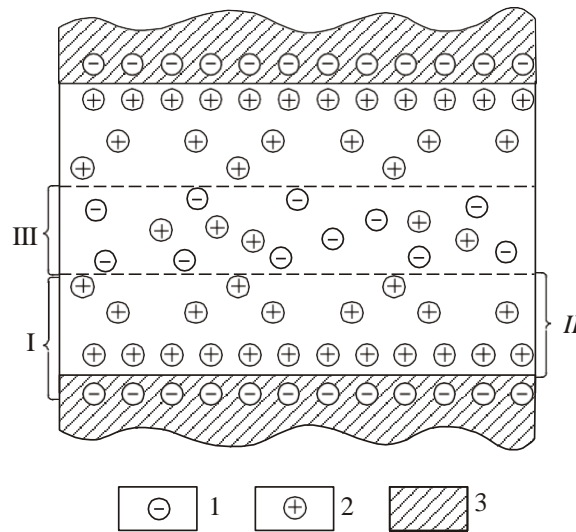
Величина $A_{\delta a}$ і $E_{\delta a}$ визначаються хімічним складом і концентрацією контактуючих розчинів, речовинним і гранулометричним складом породи, густиною укладання частинок і мірою водонасичення (нафтогазонасичення) колектора, температурою та тиском в свердловині.

Дифузійно-адсорбційна активність розраховується за формулою:

$$A_{\delta a} = K_{\delta a} - K_{\delta} = \frac{E_{\delta a} - E_{\delta}}{\lg \frac{\rho_{\phi}}{\rho_{\epsilon}}} \quad (2.5)$$

Фізична суть дифузійно-адсорбційної активності полягає в тому, що її величина визначається різницею коефіцієнтів дифузійно-адсорбційної електрорушійної сили гірської породи та дифузійної електрорушійної сили даної пари розчинів питомих опорів ρ_{ϕ} , ρ_{ϵ} .

Фільтраційні потенціали виникають у випадку руху рідини через гірські породи при певних умовах. На поверхні розділу капіляра, що моделює одиничну пору породи, з розчином електроліту формується подвійний електричний шар (Рис. 2.2). Зовнішня його частина утворена дифузним шаром іонів, товщина якого тим більша, чим менша концентрація розчину. Якщо між кінцями капіляру створити різницю тисків Δp , то при русі через капіляр рідина забирає частину іонів дифузійного шару, в результаті чого сам капіляр заряджається позитивно, а на його кінцях з високим тиском виникає від'ємний потенціал.



1 – від'ємний заряд; 2 – додатній заряд; 3 – скелет породи із залишковим від'ємним зарядом; *I* – подвійний електричний шар; *II* – дифузійна частина подвійного електричного шару; *III* – вільний електроліт

Рисунок 2.2 – Схема подвійного електричного шару в капілярі (модель пори гірської породи)

Величина потенціалу фільтрації через капіляр визначається формулою Гельмгольца:

$$E_{\phi} = \frac{\varepsilon_p \cdot \rho_p \cdot \xi}{4 \cdot \pi \cdot \eta} \cdot \Delta p, \quad (2.6)$$

де ε_p – діелектрична стала рідини; ρ_p – питомий електричний опір рідини; ξ – електрокінетичний потенціал, який дорівнює різниці потенціалів на границі рухомої та нерухомої частин подвійного шару та вільного розчину; η – в'язкість рідини в капілярі; Δp тиск, під дією якого відбувається фільтрація рідини.

Потенціал фільтрації для порід в свердловинних умовах визначається за формулою:

$$E_{\phi} = A_{\phi} \cdot \rho_{\phi}^m \cdot \Delta p^n \quad (2.7)$$

де A_{ϕ} – фільтраційна активність середовища, що досліджується; m – показник ступеню, який обернено-пропорційно залежить від ємності обміну $q_{п}$ породи (при $q_{п} \rightarrow 0$ величина $m \rightarrow 1$); n – емпіричний коефіцієнт, який змінюється від 0.5 до 1; $\Delta p = p_c - p_{пл}$ – перепад тисків між свердловинним і пластовим.

Окисно-відновні потенціали виникають в свердловинах у результаті хімічних реакцій, які відбуваються між тілами з електронною провідністю та електролітами промивної рідини та пластових вод. Окисно-відновні електрорушійні сили можуть виникати в сульфідах, кам'яних вугіллях та інших гірських породах.

У нафтових і газових свердловинах, розрізи яких складені переважно піщано-глинистими та карбонатними породами, величина потенціалів власної поляризації обумовлена головним чином дифузійно-адсорбційними потенціалами, на які при відповідних умовах можуть накладатись потенціали фільтрації. Окисно-відновні потенціали для таких розрізів не характерні.

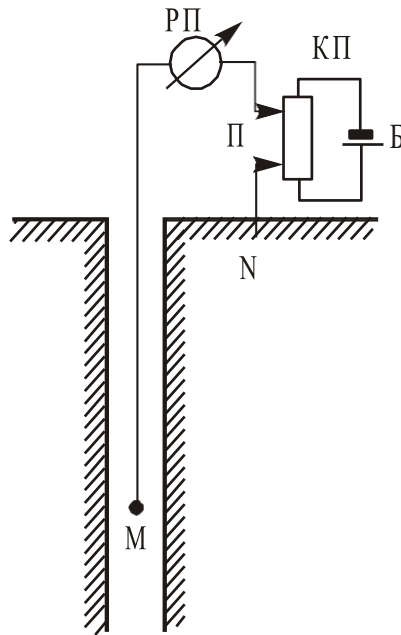
Спосіб реєстрації потенціалів ПС та форми кривих ПС

Реєстрація потенціалів ПС полягає в наступному. В наявності є два вимірювальні електроди M і N . Електрод M розміщується в свердловині та рухається вздовж її осі,

електрод N розміщується нерухомо на поверхні поблизу устя свердловини. Електроди M і N у сукупності представляють собою найпростіший одоелектродний зонд. Між електродами M і N включається вимірювальний прилад, наприклад, гальванометр (Рис. 2.3). Реєструється різниця потенціалів $\Delta U_{ПС}$, яка виникає між електродами M і N :

$$\Delta U_{ПС} = U_{ПС\ M} - U_{ПС\ N}, \quad (2.8)$$

де $U_{ПС\ M}$ і $U_{ПС\ N}$ – потенціали природного електричного поля в точках M і N .



РП – пристрій реєстрації; КП – компенсатор поляризації; Б – батарея; П – потенціометр

Рисунок 2.3 – Схема вимірювання потенціалів ПС

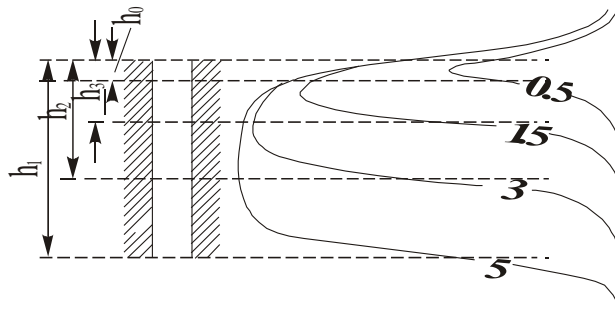
Так як потенціал $U_{ПС\ N}$ практично в часі не змінюється, якщо електрод N розміщений у стабільному за фізико-хімічним складом середовищі, то різниця потенціалів $\Delta U_{ПС}$ буде відрізнятись на сталу величину від значення $U_{ПС\ N}$, тобто

$\Delta U_{\text{ПС}} = U_{\text{ПС}} - U_{\text{const}}$; таким чином, $U_{\text{ПС}}$ – крива відносного вимірювання потенціалу електрода M в свердловині і тому не має нульової лінії.

Точкою запису кривої ПС є електрод M . Різниця потенціалів записується в мілівольтах (мВ або mV).

Криві ПС не мають нульової лінії. На діаграмах кривих ПС можуть бути нанесені умовні — нульові лінії — лінія глин та пісковиків. — Нульова лінія глин проводиться за максимальними значеннями потенціалу $U_{\text{ПС}}$ навпроти потужних однорідних глинистих товщ. Дана умовна лінія займає переважно крайнє праве положення. Лінія пісковиків встановлюється за максимальними від'ємними амплітудами кривої ПС і займає, як правило, крайнє ліве розміщення. Від рівня лінії глин знімається амплітуда $\Delta U_{\text{ПС}}$.

Якщо вміщуючі породи характеризуються близькими величинами природної електрохімічної активності, то аномалія кривої $U_{\text{ПС}}$ в такому пласті симетрична відносно його середини. При потужності пласта h , яка перевищує три розміри діаметра свердловини d_c , границі пластів складають половину максимального відхилення амплітуди $\Delta U_{\text{ПС}}$ від лінії глин, при $h < 3d_c$ – більше половини максимального відхилення аномалії $\Delta U_{\text{ПС}}$, і тим ближче зміщуються границі пласта до максимуму, чим менше h (Рис.2.4).



$\rho_{\text{вм}} = \rho_{\text{п}} = \rho_{\text{р}}; E_{01} = E_{03}$. шифр кривих – h/d_c
Рисунок 2.4 – Теоретичні криві потенціалу ПС в пластах різної товщини

Масштаб кривої ПС виражається числом мілівольт на 1

сантиметр і повинен бути вибраний таким, щоб амплітуди відхилення кривих знаходились у межах 2-7 см. Якщо максимальні відхилення амплітуд ПС не перевищують 2см, слід реєструвати криву ПС у меншому масштабі. Переважно використовуються масштаби 5, 10 і 12.5 мВ/см.

Вертикальний масштаб глибин – 1:200 і 1:500; у випадку тонкошаруватого розрізу – 1:50. Швидкість запису кривих ПС може досягати 3000-4000 м/год.

Задачі, які вирішуються за допомогою методу ПС

Метод ПС є одним із основних методів електрометрії для дослідження розрізів нафтових і газових свердловин. Він дозволяє розв'язувати ряд геологічних задач, які пов'язані з вивченням літології порід, встановленням границь пластів, проведення кореляції розрізів, виділення порід-колекторів, визначення мінералізації пластових вод і фільтрату промивної рідини, виявлення в пластах місць прориву прісних нагнітальних вод, визначення коефіцієнта глинистості, пористості, проникності та нафтонасиченості порід.

2.2 Методи викликаних потенціалів

Фізичні основи методу

Метод викликаної поляризації (ВП) базується на вивченні штучних вторинних стаціонарних електричних полів, проходження яких пов'язано з фізико-хімічними процесами, що відбуваються в породі у результаті дії електричного струму на поверхні розподілу рідкої та твердої фаз. Здатність гірської породи поляризуватись під дією зовнішнього електричного поля, а після його зняття утворювати в оточуючому просторі вторинне електричне поле характеризується викликаною електрохімічною активністю або поляризацією порід. Її величина визначається безрозмірним параметром:

$$A = \frac{\Delta U_{ВП}}{\Delta U} ; \quad (2.9)$$

де: $\Delta U_{ВП}$ – різниця потенціалів викликаної поляризації; ΔU –

різниця потенціалів зовнішнього поля.

Величина A завжди менша одиниці та для осадових порід з іонною провідністю складає соті долі одиниці, а для порід з електронною провідністю (неметалічні руди, графіт, вугілля) – до 0.05.

Існує декілька гіпотез, які пояснюють виникнення потенціалів викликаної поляризації в гірській породі з наступними фізико-хімічними процесами:

- електродною та об'ємною поляризацією гірської породи;
- концентраційною поляризацією різних електролітів;
- відмінністю числа переходу іонів у порових каналах із різним січенням.

Величина потенціалів ВП порід з електронною провідністю, в основному, визначається електродною та концентраційною поляризацією.

Об'ємна поляризація спостерігається в породах з іонною провідністю та полягає в деформації зовнішньої обкладки подвійного електричного шару при пропусканні через породу електричного струму. Після зняття зовнішнього поля, що поляризує, зміщені заряди подвійного електронного шару повертаються в початкове положення. В результаті цього переміщення іонів викликає струм потенціалів викликаної поляризації.

Інтенсивність вищеперерахованих фізико-хімічних процесів залежить від мінерального складу, літологічних і структурних особливостей порід, типу флюїду, що насичує, мінералізації пластових вод та інших факторів.

Після виключення поляризуючого струму спостерігається пониження потенціалів $\Delta U_{ВП}$ у часі за наступними законами:

а) для порід з електронною провідністю – за формулою В.Н. Дахнова:

$$\Delta U_{ВП} = \Delta U_{ВП,0} \cdot e^{-\tau/n}; \quad (2.10)$$

б) для порід з іонною провідністю – за формулою Є.І. Леонтєва:

$$\Delta U_{ВП} = \Delta U_{ВП,0} \cdot (\tau + c)^{-m}, \quad (2.11)$$

де $\Delta U_{ВП,0}$ – різниця потенціалів ВП у початковий момент часу при $\tau=0$; τ – час, який пройшов з моменту виключення поляризуючого струму; n – стала, що характеризує мінералогічний склад гірської породи; m – показник, що характеризує кривизну спаду для кривої (для пісковиків змінюється в межах 0,76-1,38); c – стала, яка дорівнює 1.

Методика проведення досліджень

Для вимірювання потенціалів ВП використовуються одно-, дво-, і чотириелектродні зонди. Найчастіше використовується чотириелектродний потенціал-зонд ВП А₁0,04М0,04А₂5В (Рис. 2.5), конструкція якого дозволяє розмістити вимірювальний електрод М поблизу роздвоєного живлячого електрода А з метою досягнення найбільшого ефекту при вимірюванні $\Delta U_{ВП}$ та виключити поляризаційний вплив електрода А на електрод М. Це досягається завдяки тому, що електрод М захищений від дії поляризованого струму шаром перфорованої рідини.

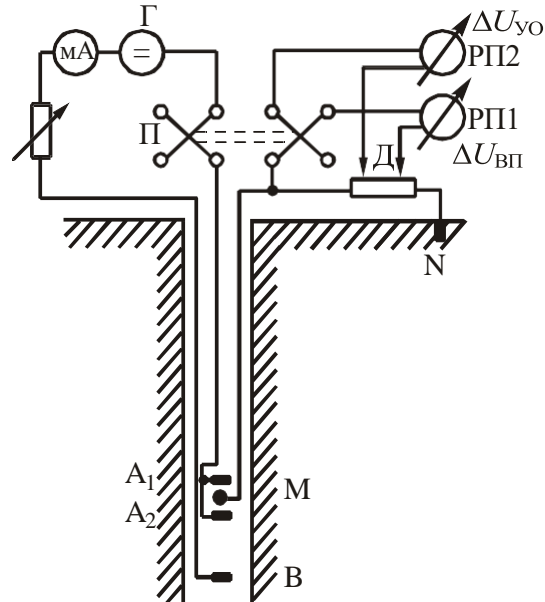
При записі кривої $\Delta U_{ВП}$, сила струму живлення підтримується постійно та вибирається такою, щоб був найменший вплив потенціалів власної поляризації порід на величину потенціалу ВП. Сила струму переважно складає 200-500 мА. Крива $\Delta U_{ВП}$ реєструється зі швидкістю 800-1000 м/год. Масштаб запису встановлюється рівним 12,5 мВ/см.

Форма кривих $\Delta U_{ВП}$ напроти одинарних пластів симетрична відносно них. Точка запису – електрод М. Границі пластів встановлюються посередині амплітуди $\Delta U_{ВП}$. Характерними значеннями аномалії ВП є екстремальні величини $\Delta U_{ВП}$: максимальні напроти пластів з високою викликаною електрохімічною активністю та мінімальні напроти пластів з низькою викликаною електрохімічною активністю.

Задачі, які вирішуються за даними методу ВП

Метод ВП використовується для виділення та вивчення пластів вугілля та вкраплених сульфідних руд у розрізах

свердловин. Вугілля та руди відмічаються на кривих $\Delta U_{ВП}$ підвищеними значеннями потенціалів ВП.



РП1 і РП2 – прилади реєстрації для запису кривих ВП і УО;
 П – пульсатор; Г – джерело постійного струму; Д – дільник
 напруги; $R_1=R_2=5000 \text{ Ом}$

Рисунок 2.5 – Схема вимірювання потенціалів ВП

В нафтових та газових свердловинах за даними ВП виділяються проникні інтервали в теригенних колекторах, а також тріщинуваті зони в карбонатних розрізах. Існують фізичні посилення визначення коефіцієнта проникності порід за даними ВП використовуючи кореляційний зв'язок A_B і $K_{пр}$, який отриманий для теригенних колекторів у лабораторних умовах.

Метод ВП малоефективний в розрізах нафтових і газових свердловин, які заповнені промивною рідиною низького питомого опору ($\rho_p < 0.5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$), так як величина $\Delta U_{ВП}$, що фіксується, співвимірна із значеннями $\Delta U_{ВП}$ та перешкодами різного роду.

Методом ВП виявляють інтервали прориву прісних за контурних вод у процесі розробки нафтових родовищ і виділяють водоносні пласти в гідрогеологічних і інженерно-геологічних свердловинах.

2.3 Метод звичайних неекраниваних зондів

Метод звичайних неекраниваних зондів згідно класифікації відноситься до методів штучного електромагнітного поля. Здатність гірських порід проводити електричний струм є однією із їх властивостей, яка широко використовується для вивчення геологічного розрізу свердловин.

Величиною, яка характеризує здатність гірської породи пропускати електричний струм, є питомий опір ρ . Він може бути визначений за допомогою відомої формули для опору R провідника із однорідної речовини з сталою площиною счення S і довжиною l :

$$R = \frac{\rho \cdot l}{S} . \quad (2.12)$$

На практиці електричного каротажу питомий опір ρ виражають в Ом \times метр (Ом \cdot м).

Таким чином, питомий опір гірської породи – це опір між двома протилежними гранями куба породи з ребром в один метр.

Здатність породи проводити електричний струм можна охарактеризувати і питомою електропровідністю σ , яка є величиною оберненою питомому опору

$$\sigma = \frac{1}{\rho} . \quad (2.13)$$

Електропровідність вимірюється в сіменсах (См). У відповідності з цим питома електропровідність виражається в См/м. Переважно, щоб уникнути дробових чисел користуються тисячними частинами цієї одиниці – мСм/м.

Гірські породи за величиною електропровідності займають проміжне місце між провідниками та ізоляторами. Їх питомий опір змінюється від долей Ом·м до десятків тисяч Ом·м. За його величиною, яка визначається за допомогою каротажу, можна судити, які породи насичені нафтою або газом або не насичені.

Мінерали, які складають гірські породи, в основному, погано проводять електричний струм; мінеральний скелет породи можна вважати не провідником. Електропровідність гірської породи обумовлена електропровідністю пластової води, яка заповнює пори.

Класифікація зондів електричного каротажу

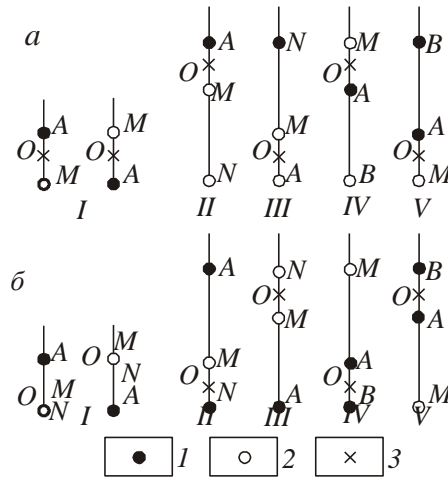
Для вивчення питомого опору гірських порід у свердловину на спеціальному кабелі спускають вимірювальну установку (зонд). Такий пристрій, як правило, складається з трьох електродів (заземлювачів): A , M , N . Четвертий електрод B заходиться на поверхні поблизу гирла свердловини. Електроди називають парними, якщо вони включені в одну ланку – живлячу (A і B) або вимірювальну (M і N), і непарними – електроди різних ланок. Електроди A і B , які служать для створення електричного поля в свердловині, називають струменевими або живлячими, електроди M і N , які використовуються для вимірювання величини електричного поля, – вимірювальними або приймальними.

За взаємним розміщенням електродів зондові пристрої діляться на потенціал-зонди і градієнт-зонди (Рис. 2.6).

Потенціал-зондами називаються такі зонди, в яких відстань між непарними електродами AM мала у порівнянні з відстанню між парними електродами (MN або AB), тобто $AM < MN$ або $AM < AB$. Якщо один із парних електродів (N або B) потенціал-зонда віддалений у нескінченність ($N \rightarrow \infty$ або $B \rightarrow \infty$), то такий зонд називається ідеальним потенціал-зондом (Рис. 2.6 а, 1). В даному випадку величина питомого електричного опору ρ , яка виміряна ідеальним потенціал-зондом, пропорційна потенціалу електричного поля в точці M , тобто:

Пристрій називається потенціал-зондом тому, що в точці M вимірюється значення потенціалу електричного поля.

$$\rho = 4\pi \cdot AM \cdot \frac{U}{I} . \quad (2.14)$$



1 – живлячі електроди; 2 – приймаючі електроди;
3 – точка виміру ρ_y

Рисунок 2.6 – Потенціал-зонди (а) і градієнт-зонди (б)

Переважно використовуються трьохелектродні потенціал-зонди (Рис. 2.6, а, II – IV). Величина ρ_y в даних зондах визначається за формулою:

$$\rho = 4\pi \cdot \frac{AM \cdot AN}{MN} \cdot \frac{\Delta U}{I} = K \cdot \frac{\Delta U}{I} . \quad (2.15)$$

Використання для вимірювання ρ_y ідеальних двохелектродних потенціал-зондів на трьохжильному кабелі недоцільне, у зв'язку з виникненням значних електрорушійних сил індукції у вимірювальній жилі кабелю. Ці електрорушійні сили суттєво спотворюють величину потенціалу, а відповідно, і значення уявного опору.

Відстань між зближеними непарними електродами $L_{пз}=AM$ є розміром або довжиною потенціал-зонда. Точка до

якої відноситься вимір, називається точкою запису та позначається буквою — O . Точка запису в потенціал-зонда умовно розміщена посередині між електродами A і M . Розмір потенціал зонда $L_{пз}=AM$ визначає його глибинність дослідження та загальний вид кривої уявного опору.

Якщо допустити вимірювання величини ρ з відносною похибкою 5 %, то в потенціал-зондах відстань AB (або MN) необхідно брати рівною або більшою $10 \cdot AM$.

Гradient-зонди – це зонди, в яких відстань між парними електродами (AB або MN) мала в порівнянні з відстанню між непарними електродами (AM), тобто $MN < AM$ або $AB < AM$ (Рис. 2.6, б). Якщо відстань між зближеними електродами MN або AB прямує до нуля, то такий зонд називається ідеальним gradient-зондом (Рис. 2.6 б, л). Величина уявного опору, яка заміряна ідеальним gradient-зондом, пропорційна gradientу потенціалу E електричного поля в точці O , яка є серединою відстані між електродами M і N :

$$\rho = 4\pi \cdot (AO)^2 \cdot \frac{E}{I} = K \cdot \frac{E}{I} \quad (2.16)$$

На практиці використовують трьохелектродні неідеальні gradient-зонди, величина ρ_y яких пропорційна зміні різниці потенціалів на ділянці MN .

Переважно використовуються gradient-зонди з відстанями між електродами MN або AB від 0.05 до 2 м. Використання ідеальних gradient-зондів неможливе, так як, по-перше, не можна виготовити зонд з нескінченно близьким розміщенням електродів, а по-друге при нескінченно близьких один від одного електродів різниця потенціалів настільки мала, що її практично не можна виміряти.

Відстань $L_{гз}=AO$ між непарним електродом і серединою парних електродів є розміром gradient-зонда. Точка запису O кривої ρ_y в gradient-зонда розміщена посередині між парними електродами.

Якщо допустити вимірювання величини ρ gradient-зондом з відносною похибкою до 5 %, то відстань AO (або MO) необхідно брати рівною або більшою $10 \cdot MN$ ($10 \cdot AB$).

За призначенням електродів, які розміщені в

свердловині, зонди можуть бути однополюсні або прямого живлення та двополюсні або взаємного живлення.

В однорідних середовищах величина ρ залежить не тільки від типу зонда, але і від взаємного розміщення його електродів. У зв'язку з цим розрізняють послідовні та обернені трьохелектродні потенціал- і градієнт-зонди. Послідовними називають зонди, в яких парні електроди (A і B або M і N) знаходяться внизу, оберненими називають зонди, в яких парні електроди розміщені вище непарного.

На практиці геологічний розріз у свердловині є неоднорідним, тобто є пласти низького і високого опору, різної товщини, є також вплив самої свердловини, яка значно відрізняється за опором від гірських порід. Завдяки цьому, питомий електричний опір, заміряний у свердловині установкою (зондом), буде відрізнятися від дійсного і називається уявним, або позірним питомим електричним опором ρ_y .

Зонди позначаються наступним чином: А2.0М0.25N – однополюсний послідовний градієнт-зонд: верхній електрод A – живлячий, нижче нього на відстані 2м розміщений електрод M і на відстані 0,25м від M – інший вимірювальний електрод N . Інший живлячий електрод B розміщений на значній віддалі від свердловинних електродів. Розмір зонда $L_{ГЗ}=2.125$ м.

Зонд прямого живлення (однополюсний) можна зробити зондом взаємного живлення (двополюсним) і навпаки. При цьому результат вимірів не змінюється. Це правило строго доказується математично і називається *принципом взаємності*.

Форми кривих уявного опору для різних умов

Розглянемо криві (УО) для одинарних однорідних пластів при різних співвідношеннях розміру зонда L і потужності пласта h , питомого опору пласта ρ_p і вміщуючих порід $\rho_{вм}$, дійсні питомі опори яких в підшві і покрівлі рівні.

Форму кривих УО потенціал-зонда розглянемо для потужного і тонкого пластів.

А) Пласт потужний ($h > L_{ПЗ}$), високого питомого опору ($\rho_p > \rho_{вм}$), виділяється максимум ρ_y який симетричний відносно середини пласта (Рис. 2.7, а). При значному віддаленні зонда

від подошви пласта в нижньому півпросторі значення ρ_y близьке до $\rho_{вм}$.

Границі високоомного пласта великої потужності на кривій потенціал-зонда відмічається наступним чином: покрівля – на половину довжини зонда $L_{ПЗ}/2=AM/2$ вище, а подошва – на $L_{ПЗ}/2$ нижче точок переходу від повільної до різкої зміни кривої ρ_y . 2.

Б) Пласт тонкий ($h < L_{ПЗ}$), високого питомого опору ($\rho_p > \rho_{вм}$).

З наближенням зонда до подошви пласта ρ_y збільшується, досягаючи максимуму на відстані $AM/2$ від нижньої границі пласта (Рис. 2.7, а). Після перетину електродом A подошви пласта і входу його в середовище з опором ρ_p величина ρ_y знижується, досягаючи мінімуму в середині пласта. З наближенням електрода до покрівлі пласта ρ_y збільшується і максимум спостерігається на відстані $AM/2$ вгору від верхньої границі пласта.

В) Потужний пласт ($h > L_{ПЗ}$) низького питомого опору ($\rho_p < \rho_{вм}$) віділяється мінімумом ρ_y , симетричним відносно середини пласта (Рис. 2.7, б). Границі визначаються за аналогією для високоомного пласта.

Г) Тонкий пласт ($h < L_{ПЗ}$) низького питомого опору ($\rho_p < \rho_{вм}$) відмічається симетричним мінімумом (Рис. 2.7, б).

Д) Пласт потужний ($h > L_{ПЗ}$), високого опору ($\rho_p > \rho_{вм}$). Крива УО є асиметрична відносно середини пласта. При наближенні зонда до пласта ρ_y зростає (Рис. 2.7, в).

Границі високоомного пласта на кривій УО послідовного градієнт-зонда відмічаються наступним чином: покрівля – мінімум кривої ρ_y , подошва – максимум, причому сама крива зміщена за глибиною догори на половину відстані між парними електродами ($MN/2$).

Е) Пласт тонкий ($h < L_{ПЗ}$), високого опору ($\rho_p > \rho_{вм}$). Крива УО асиметрична відносно середини пласта. Подошва пласта відмічається основним максимумом ρ_y покрівля пониженим значенням ρ_y . При збільшенні відношення $L_{ПЗ}/h$ криві УО стають більш симетричними.

Криві УО, які отримані оберненим градієнт-зондом, мають дзеркальне відображення кривих УО, які отримані послідовним градієнт-зондом.

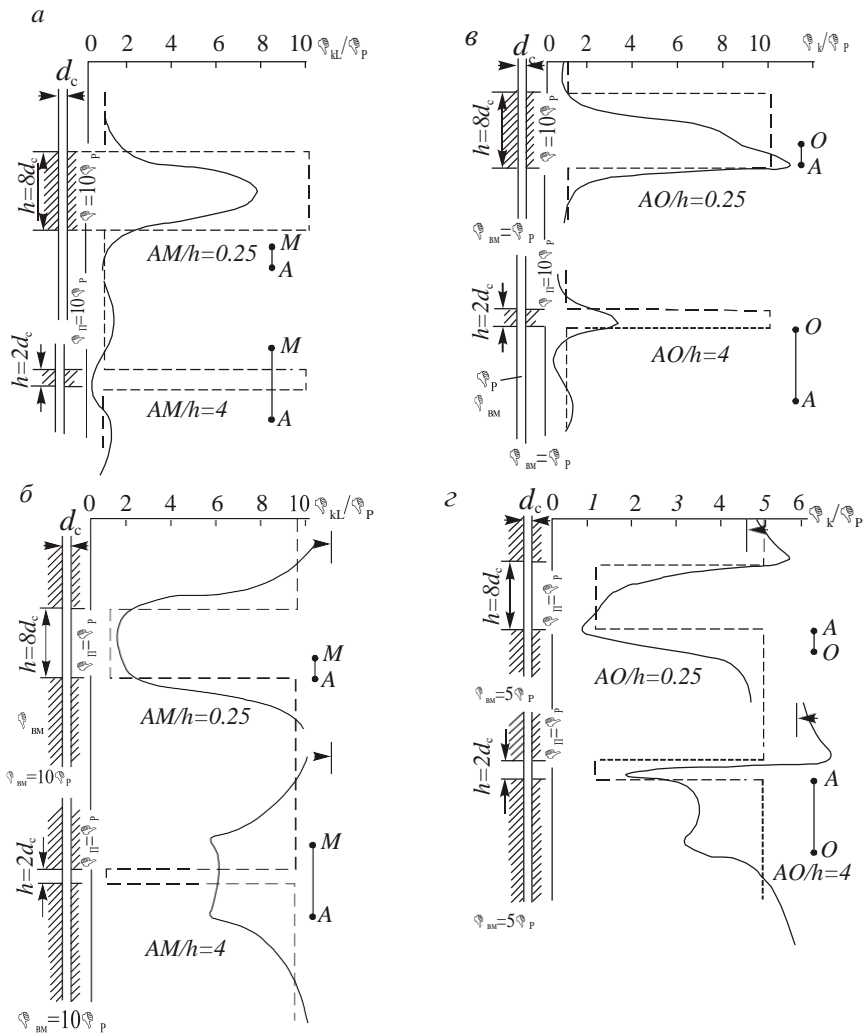


Рисунок 2.7 – Криві УО навпроти одинарних однорідних пластів різної товщини, які отримані різними зондами (за С.Г.Комаровим)

Метод виміру уявного опору звичайними зондами – це основний метод, який використовується при вивченні геологічних розрізів не обсаджених свердловин, які заповнені електропровідною рідиною, нафтогазових, вугільних, рудних родовищ, при пошуках прісних і термічних вод. За кривою УО відмічають границі пластів, їх потужність, глибини залягання, виявляють пласти нафти, газу, вугілля, руд та ін..

Стандартний каротаж

Для порівняння між собою діаграм УО, які отримані в окремих свердловинах регіонів з специфічними умовами залягання порід, дослідження розрізів свердловин здійснюється зондом одних і тих же розмірів і типу, який називається стандартним. Вибір стандартного зонда здійснюється за наступними основними вимогами:

а - крива УО повинна бути достатньо диференційована за вертикаллю і, відповідно, повинна виділяти як можна більше пластів в розрізі свердловини;

б - на кривій ρ_y повинні достатньо чітко відмічатись границі пластів різних питомих опорів;

в - значення УО напроти окремих пластів не повинні значно відрізнятись від їх дійсного питомого електричного опору.

При виборі стандартного зонда має значення не тільки його розмір, але і тип. Наприклад, в тонкошаруватому розрізі не слід застосовувати потенціал-зонд, так як за його кривими УО не можна виділити тонкі пласти високого опору.

На практиці в якості стандартного зонда переважно використовують зонд середньої довжини, який дозволяє отримати найбільш оптимальні дані про геологічний розріз, що вивчається.

Тип і розмір стандартного зонда може підбиратись в залежності від степені геолого-геофізичної вивченості району, особливо на стадії пошуково-розвідувальних робіт.

Дані методу УО стандартного каротажу разом з кривою ПС представляють собою основу всіх геологічних побудов, які пов'язані з вивченням глибинної будови території, уточнення стратиграфічних границь, побудови різних стратиграфічних карт та інше.

За кривою УО стандартного каротажу відмічають

границі пластів, визначають їх потужності та глибини залягання, виділяють колектори і оцінюють характер їх насичення, виявляють пласти нафти, газу, вугілля, руд та інших корисних копалин.

Фізична суть бокового каротажного зондування

Метод бокового каротажного зондування (БКЗ) полягає у вимірюванні уявного електричного опору пластів у розрізі свердловини набором однотипних зондів різної довжини. Зонди різного розміру, які мають неоднаковий радіус дослідження у вертикальному та радіальному напрямках фіксують величину уявного опору, яка обумовлена об'ємами середовищ, що мають здатність проводити електричний струм.

Головна мета БКЗ полягає у визначенні дійсного питомого опору пластів. Уявний опір пласта, який вимірюють звичайними зондами, відрізняється від його дійсного значення тим, що він спотворений.

БКЗ можна здійснювати як потенціал-зондами, так і градієнт-зондами. В промисловій геофізиці використовується переважно градієнт-зондування, оскільки потенціал-зондами виділяти тонкі пласти великого опору важкувато.

БКЗ проводиться зондами одного типу – або послідовними, або оберненими. Для дослідження розрізу глибоких нафтових і газових свердловин найбільш часто застосовується такий набір послідовних градієнт-зондів: А0.4М0.1N, А1.0М0.1N, А2.0М0.5N, А4.0М0.5N та А8.0М1.0N.

У комплект зондів БКЗ входить стандартний зонд А2.0М0.5N. З метою врахування явища екранування та більш точного відбивання границь пластів у доповнення до діаграм ρ_y послідовних градієнт зондів БКЗ записують криву уявного опору за допомогою оберненого градієнт-зонда N0.5M4.0A або N0.5M2.0A.

При значній глибині проникнення фільтрату промивної рідини в пласт можуть бути використані зонди і більших розмірів, наприклад А16.0М2.0N.

БКЗ можна проводити наступними способами:

➤ за допомогою —розжимного|| зонда, який складається з одного нерухомого і двох рухомих електродів. Після

кожного виміру кривих УО зонд підіймається на поверхню і встановлюється наступний зонд необхідного розміру. Даний спосіб потребує часу і витрат, тобто економічно не вигідний.

➤ за допомогою багато електродного зонда, електроди якого почергово під'єднуються до жил кабелю за допомогою перемикача. Перемикання здійснюється у свердловині без витягування приладу на поверхню.

➤ за допомогою багатоканальної апаратури, яка дозволяє одночасно реєструвати декілька кривих уявного опору з використанням різних частот. Даний спосіб реалізований у апаратурі типу КСП.

Апаратура КСП, яка побудована на основі трьох- та чотирьохканальній вимірювальній системі з частотною модуляцією сигналу та частотним розділенням каналів, забезпечує одночасне вимірювання трьох кривих уявного опору та запис кривої самочинної поляризації або чотирьох кривих уявного опору.

Коротка характеристика апаратури та технологія проведення досліджень методом БКЗ

Комплексна свердловинна малогабаритна апаратура КСП-М (Рис.2.8) складається з глибинного приладу із багато-електродним зондом і наземної панелі. Криві УО записуються однополюсними зондами із загальним живлячим електродом А.

Живлення електроду А від наземного стабілізованого генератора УГ-1, а живлення ланок свердловинного приладу від випрямляча УВК-1. Зворотним живлячим електродом В служить броня кабелю. Різниці потенціалів, які знімаються з чотирьох пар вимірювальних електродів (M_1N_1 , M_2N_2 , M_3N_3 , M_4N_4), що утворюють з електродом А чотири різних зонди УО, передаються на поверхню по лінії її зв'язку за допомогою частотно-модульованих коливань з основними частотами 7.8, 14, 25.7 та 45.6 кГц. Сигнал ПС проходить по кабелю у вигляді струму, який повільно змінюється.

Перемикання зондів здійснюється перемикачем П з наземної панелі керування. Кожний із чотирьох каналів УО включає вхідний трансформатор ($Tr1 - Tr4$) і частотний перетворювач (ЧП1 – ЧП2), який складається з підсилювача та модулятора. Модульовані коливання надходять на суматор СУ

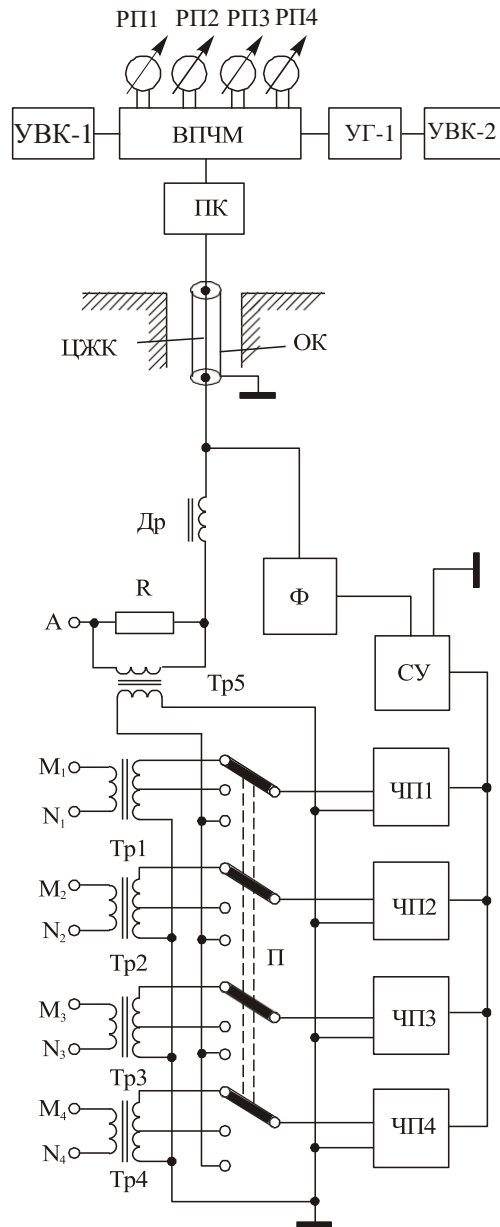


Рисунок 2.8 – Блок-схема апаратури КСП-М

і через фільтр Φ по кабелю через панель керування ПК попадають на вимірювальну панель частотної модуляції ВПЧМ, де вони розділяються за несучими частотами та направляються у відповідні чотири канали, після чого демодулюються та випрямляються фазочутливими детекторами. З виходу ВПЧМ сигнали у вигляді постійного струму, що повільно змінюється і амплітуда якого пропорційна вимірювальній величині УО, надходять на відповідні канали реєстратора.

Умови ефективного застосування результатів БКЗ та задачі, які вирішуються

За три спуск-підйоми апаратурою КСП-М записують криві ПС, стандартного каротажу та повного бокового каротажного зондування. За перший цикл реєструються покази — стандарт-сигнал, криві зондів А2.0М0.5N, А4.0М0.5N, А0.5М8.0N; за другий цикл – криві зондів А8.0М1.0N, N0.5М2.0А, А1.0М0.1N, А0.4М0.1N; за третій – крива ПС. Багатоелектродний зонд монтується на відрізьку кабелю КОБДТ-10 довжиною 30 м і містить електроди, які утворюють комплект зондів БКЗ і стандартного каротажу, а також електрод для запису кривої ПС.

Апаратура КСП-М призначена для роботи з одножилним броньованим кабелем КОБДТ-10 довжиною до 10 км із середніми геофізичними лабораторіями, які укомплектовані чотирьохканальним реєстратором і уніфікованими блоками.

Метод бокового каротажного зондування ефективно використовується при дослідженні свердловин, які заповнені відносно слабомінералізованою рідиною.

Метод БКЗ використовується для дослідження розрізів свердловин з метою детального вивчення пластів і отримання їх кількісних характеристик. Переважно методом БКЗ досліджується продуктивна ділянка розрізу свердловини. У результаті інтерпретації даних БКЗ отримують значення питомого електричного опору пласта, яке близьке до дійсного значення ρ_p , а також параметри зони проникнення промивної рідини – $\rho_{зп}$, $D_{зп}$. За величинами ρ_p і $\rho_{зп}$, використовуючи петрофізичні зв'язки, виявляють у розрізі свердловини корисні копалини, оцінюють пористість, проникність колекторів, нафтогазонасиченність, нафтовіддачу порід.

2.4 Метод бокового каротажу

Фізичні основи методу

Метод бокового каротажу (БК) – це каротаж опору зондами з екранованими електродами та фокусуванням електричного струму. Даний метод є різновидом каротажу опору з керованим електричним полем та базується на використанні 3, 7 і 9 електродних зондів.

Опір будь-якого заземлення (електродів) R_A можна знайти за формулою:

$$R_A = \frac{U_3}{I} \quad (2.17)$$

де U_3 – потенціал заземлення, який залежить від властивостей середовища, розміру та форми самого заземлення; I – сила струму, який проходить через заземлення в навколишнє середовище.

Повний опір заземлення з другого боку буде також пропорційний ефективному питомому опору середовища ρ_e , яке оточує заземлення:

$$R_A = K_3 \cdot \rho_e \quad (2.18)$$

де K_3 – коефіцієнт пропорційності, який залежить від розміру і форми заземлення.

Терміни —ефективний і —уявний опір близькі за суттю. Головна їх відмінність полягає в тому, що ефективний опір завжди пропорційний питомому опору середовища, яке розміщене поблизу заземлення A , уявний опір може знаходитись не в прямій залежності від опору середовища. Уявний опір залежить в значній степені від співвідношення розмірів та розташування пластів гірських порід, свердловини і самого середовища, яке оточує електроди (заземлення). Під терміном —ефективний питомий електричний опір неоднорідного середовища розуміють питомий опір такого фіктивного однорідного середовища, в якому опір R_A заземлення має таке саме значення, що і в даному

неоднорідному середовищі.

Ефективний опір виражається формулою:

$$\rho_e = \frac{U_3}{I \cdot K_3} \quad (2.19)$$

Величина ρ_e як і ρ_y залежить від питомих опорів пласта $\rho_{п}$, вміщуючих порід $\rho_{вм}$, зони проникнення $\rho_{зп}$, промивної рідини ρ_p , потужності пласта h , діаметра свердловини d , діаметра зони проникнення D , типу та розміру зонда.

Трьохелектродний зонд бокового каротажу

Трьохелектродний зонд методу БК представляє собою циліндричний електрод, який розділений ізольованими проміжками на три частини (Рис. 2.9). Центральний короткий електрод A_0 є живлячим, крайні A_e – екрануючі. Екрануючі електроди з'єднані між собою і через них пропускається струм тої ж полярності, що і через електрод A_0 . Другим живлячим електродом, на який замикається ланка джерела струму, служить електрод B , що розміщений на поверхні або в свердловині на великій відстані від електрода A_0 .

Для запису кривої ефективного опору необхідно забезпечити рівність потенціалів живлячого та екрануючого електродів. Це ми можемо отримати двома способами:

a - сила струму через екрануючі електроди автоматично підтримується такою, щоб напруга між живлячим і екрануючими електродами була рівна нулю;

б - всі три електроди з'єднують гальванічно через невеликий опір (0.01 Ом), у даному випадку при відповідному підборі центрального та екрануючого електродів значення їх потенціалів будуть рівними ($U_{A0}=U_{A1}=U_{A2}$).

Коли досягається рівність потенціалів всіх трьох електродів то струм з центрального електрода I_{A0} не розтікається по свердловині, а розповсюджується в шарі середовища, який перпендикулярний до осі свердловини (Рис. 2.10). Товщина даного шару приблизно рівна довжині центрального електрода A_0 .

Характерними розмірами трьохелектродного фокусуєчого зонда є:

- довжина зонда L – відстань між серединами інтервалів, які ізолюють центральний електрод від екрануючих;
 - загальний розмір зонда $L_{\text{заг}}$ – відстань між зовнішніми кінцями електродів A_1 і A_2 ;
 - діаметр зонда d (Рис. 2.9).
- За точку запису кривої ефективного опору умовно приймають середину A_0 .

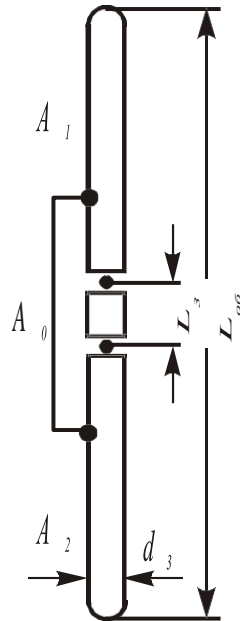


Рисунок 2.9 – Схема трьохелектродного зонда методу БК

Коефіцієнт трьохелектродного фокусуєчого зонда розраховується за формулою:

$$K_3 = \frac{2 \cdot \pi \cdot L_e}{2 \cdot L} \ln \left(\frac{3a^2}{d_3} \right), \quad (2.20)$$

де $L_e \approx L_0 + 2/3 L_3$ – еквівалентна довжина центрального електрода; L_0 – довжина центрального електрода; L_3 – величина зазору між центральним і екранованими електродами; d_3 – діаметр зонда.

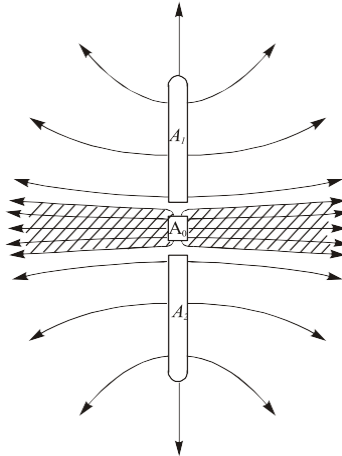


Рисунок 2.10 – Характер розподілу струменевих ліній в однорідному середовищі для трьохелектродного зонда БК

Загальна довжина трьохелектродного фокусуєчого зонда вибирається рівною приблизно 3.2 м і мінімальна потужність пласта, яка виділяється даним зондом, становить 0.5 м, при довжині центрального електрода 0.15 м. Діаметр приладу, виходячи із прохідності зонда в свердловині прийнято рівним 0.07 м.

Радіус дослідження даного зонда не великий і складає 1÷2 м. Недоліком зонда є неможливість збільшення радіусу дослідження шляхом зміни його розмірів.

Семиелектродний зонд бокового каротажу

Такий зонд складається з центрального електрода A_0 , двох пар вимірювальних електродів M_1, M_2 і N_1, N_2 і однієї пари струменевих екранних електродів A_1 і A_2 . Електроди кожної пари з'єднані між собою і симетрично розміщені відносно електрода A_0 . Через електрод A_0 пропускають струм I_0 , який є постійним у процесі реєстрації. Через екрануючі

електроди A_1 і A_2 тече струм I_e тієї ж полярності, що і I_0 , який автоматично регулюється так, щоб різниця потенціалів між електродами M_1 і N_1 та M_2 і N_2 дорівнювала нулю. Результат виміру відносять до електрода A_0 .

Характерними розмірами семиелектродного зонда є:

- довжина зонда L – відстань між серединами електродів $M_1 N_1$ та $M_2 N_2$;
- загальна довжина зонду $L_{заг}$ – відстань між електродами A_1 і A_2 ;
- параметр фокусування q :

$$q = \frac{L_{заг} - L}{L} \quad (2.21)$$

Із збільшенням $L_{заг}$ і q радіус дослідження таким зондом збільшується. Розміщення електродів у семиелектродному зонді, наприклад, записується таким чином: $A_0 0,2 M_1 0,2 N_1 1,1 A_1$. Приведений семиелектродний зонд бокового каротажу має такі характеристики: $L_{заг}=3$ м; $L=0,6$ м; $q=4$. На діаграмі БК такий зонд можуть також позначати таким записом: $L_A 3 q 4$.

Дев'ятиелектродний зонд бокового каротажу

Такий зонд складається з дев'яти циліндричних електродів, розміщених на корпусі свердловинного приладу. На відмінність від семиелектродного зонду він має додаткову пару екрануючих електродів B_1 і B_2 . Такий зонд дозволяє шляхом комутації проводити вимірювання методом БК зондами різної довжини, тобто з різним радіусом дослідження. Найбільший розмір зонду ($L=7-8$ м) буде тоді, коли через всі електроди будемо пропускати електричний струм однієї і тої полярності.

Для зменшення радіуса дослідження застосовують додаткові електроди B_1 і B_2 з оберненою полярністю, через які замикається ланка струмів I_0 і I_e . Такий вид бокового каротажу називають псевдо боковим каротажем ПБК. При такому виді досліджень (при псевдобоковому каротажі) струменеві лінії від електрода A_0 не течуть в глибину пласта, а розтікаються поблизу стінки свердловини.

Розміщення електродів в зонді псевдо бокового каротажу

виражається наступним записом: $A_00,2M_10,2N_10,2A_10,9B_1$, що відповідає зонду з такими характеристиками: $L_{зар}=1,2$ м; $L=0,6$ м; $q=2$. На діаграмі БК такий зонд позначають часто таким записом: $L_B3L_A1,2q2$. Глибинність дослідження такого зонда мала, і не перевищує присвердловинну зону проникнення.

Апаратура бокового каротажу трьохелектродного зонда (АБКТ)

В апаратурі АБКТ, блок-схема якої приведена на рисунку 2.11, для трьохелектродного зонда використана система окремої реєстрації сили струму та різниці потенціалів між одним із електродів зонда і віддаленим електродом з наступним діленням сигналів один на другий. Сигнали передаються по броньованому одножильному кабелю за допомогою телевимірювальної системи з частотним поділом каналів і з частотною модуляцією сигналів.

Живлення електродів зонда здійснюється струмом із частотою 400 Гц від стабілізованого генератора G , який розміщений на поверхні. Рівність потенціалів всіх електродів забезпечується з'єднанням основного електрода A_0 з екрануючими через малий опір $R_0=0.01$ Ом. Струм I_0 вимірюється за спадом напруги на опорі R_0 . Дана напруга подається на підсилювач $П$, а потім на частотно-модуляційні перетворювачі $ЧМ-1$ і $ЧМ-2$, відповідно, з несучими частотами 25.7, і 7.8 кГц. На перетворювач $ЧМ-2$ поступає тільки 0.1 повної напруги, що дозволяє реєструвати силу струму на двох каналах – грубому і точному, з відношенням сталих 1:10. Використання двох каналів для вимірювання струму необхідне для великого діапазону зміни величини струму, який проходить через електрод A_0 . Різниця потенціалів між екранованими електродами та віддаленим електродом N (обмотка кабелю, яка відокремлена від свердловинного приладу ізоляційною ділянкою кабелю довжиною 20 м) поступає на частотно модуляційний перетворювач $ЧМ-3$ з несучою частотою 14 кГц. Частотно-модульовані коливання з перетворювачів $ЧМ-1$, $ЧМ-2$, $ЧМ-3$, через суматор $СУ$ поступають на кабель, а потім через блок керування $БК$ на вимірювальну панель частотної модуляції $ВПЧМ$, де сигнали розділяються за несучими частотами, де

улюються та випрямляються фазочутливими детекторами. Виправлені напруги, які прямо пропорційні силі струму I_0 та різниці потенціалів ΔU , подаються на пристрій ділення $ПД$, за допомогою якого проводять ділення ΔU на I_0 . Напруга, яка пропорційна величині $\Delta U/I_0$ поступає на реєструючий пристрій $РП$, який записує криву ефективного опору ρ_e .

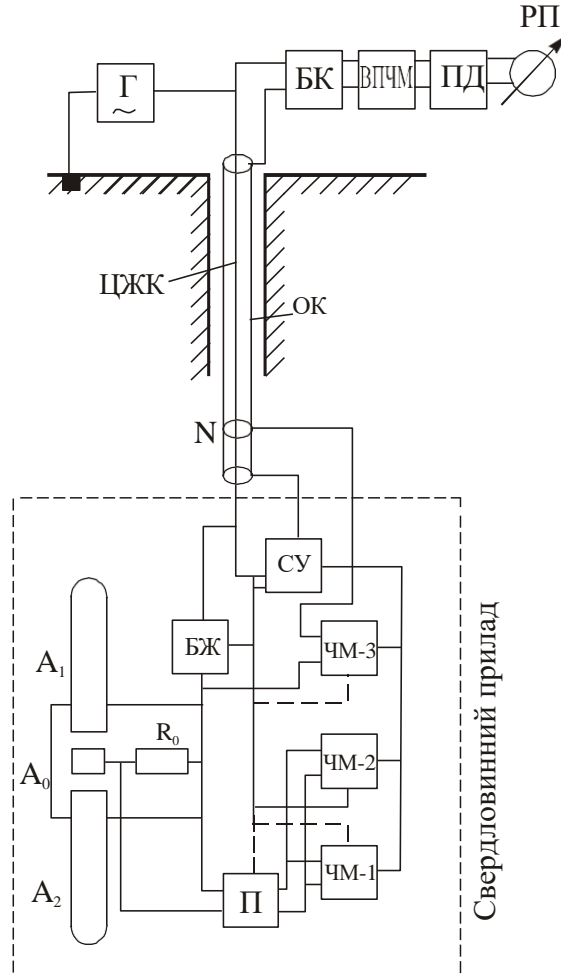


Рисунок 2.11 – Блок-схема апаратури АБК-Т

Схема свердловинного приладу живиться постійним і змінним струмом від блоку живлення *БЖ*, який включається в ланку струму електродів зонда.

Характеристика трьохелектродного зонда апаратури АБКТ: $L_3=0.17$ м, $L_{\text{заг}}=3.2$ м, $L_0=0.15$ м; $d=0.07$ м. Радіус дослідження такого зонду становить 1-2 м. Мінімальна потужність пласта, яка впевнено виділяється таким зондом становить 0,5 м.

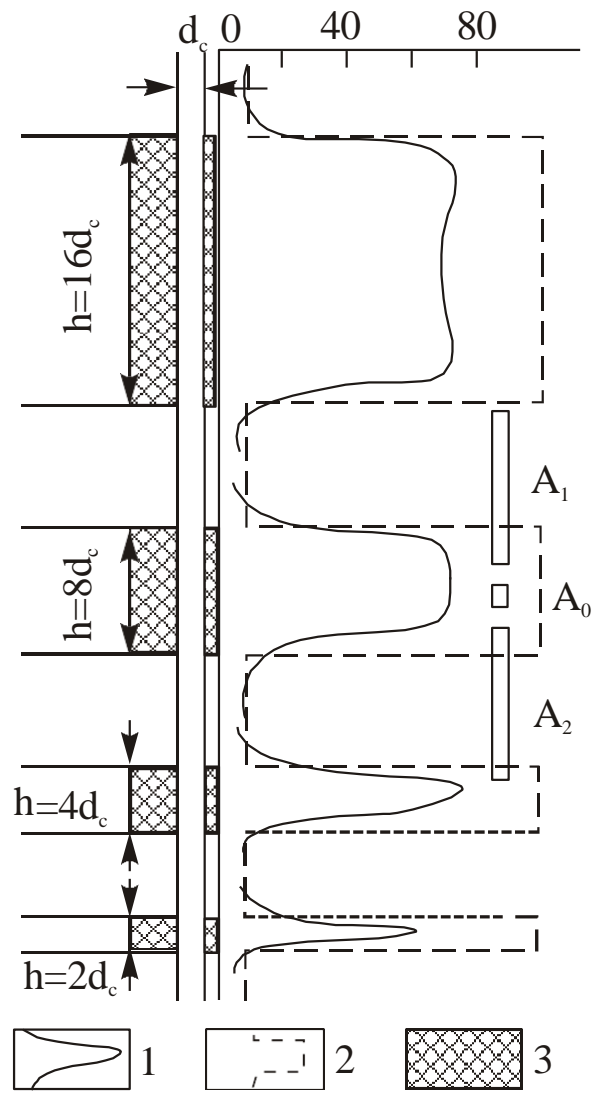
Форми кривих ефективного опору

Криві ρ_e , які записані зондами БК навпроти одинарних пластів високого і низького опору, при рівному опорі вміщуючих порід симетричні відносно середини пласта (Рис. 2.12). Границі пластів високого опору на кривих ρ_e визначають за початком максимального зростання величини ρ_e . У випадку значно потужних пластів $h \geq 16d_c$ на кривій ρ_e навпроти середини пласта спостерігається зона занижених значень ефективного опору, яке не перевищує 10-15% від максимального його значення (рис. 2.12).

Якщо загальний розмір зонда $L_{\text{заг}} > 6d_c$, то свердловина, яка заповнена високо мінералізованим розчином, дає досить малий вплив на результати вимірювань ρ_e (майже не впливає). При цьому, у випадку відсутності проникнення фільтрату промивної рідини в пласт, величина ρ_e близька до дійсного значення ρ_p .

Криві трьохелектродного фокусуєчого зонда володіють високою роздільною здатністю, за ними достатньо впевнено виділяють пласти товщиною 0.5÷1 м. Застосування трьохелектродного зонда виключає електричні ефекти одного пласта над іншим. У зв'язку з цим, метод БК з використанням трьохелектродного зонда достатньо ефективний при вивченні тонкошаруватих розрізів і неоднорідних пластів, а також високоомних розрізів.

Границі пластів високого опору на кривих ρ_e , які отримані трьохелектродним фокусуєчим зондом, визначають за початком максимального зростання ρ_e . У випадку багатоелектродних зондів місце границь пласта встановлюють за точками з максимальним градієнтом ρ_e , які приурочені приблизно до половини висоти аномалії ρ_e напроти пласта.



1 – криві ρ_e ; 2 – графіки ρ_p ; 3 – високоомні пласти
**Рисунок 2.12 – Криві ефективного опору ρ_e навпроти
 одинарних пластів високого опору різної товщини, які
 отримані трьохелектродним зондом**

Від даних точок відкладають в напрямку низького значення $\rho_{\text{вм}}$ відстань $L/2$ у масштабі глибин. Відповідно потужність пласта буде рівною ширині аномалії кривої ρ_e на половині її висоти плюс довжина зонда.

В якості характерних значень ρ_e напроти одинарних однорідних пластів приймають екстремальні відхилення кривої ρ_e – максимальне, у випадку високого опору пласта, мінімальне – при низькому опорі пласта. Напроти неоднорідного знімають середнє значення ρ_e .

Області застосування та задачі, що вирішуються за допомогою бокового каротажу

БК призначений для вивчення високоомних розрізів свердловин, які заповнені соляними промивними рідинами ($\rho_p < 0.1 \div 0.5$ Ом·м). При проникненні в пласт рідини високої мінералізації опір присвердловинної зони пласта понижується, що практично не впливає на покази ρ_e , яке зареєстроване зондами БК. У випадку проникнення фільтрату промивної рідини (підвищення опору пласта) використання даних ефективного опору для визначення дійсного питомого опору пласта стає малоефективним.

Досить задовільні результати отримують при дослідженні фокусуємими зондами мало пористих порід, для яких відмічаються високі значення відношення питомого опору пласта до опору рідини. У таких розрізах фокусуємі зонди дозволяють отримати достатньо диференційовану криву ρ_e , а ефективний електричний опір лінійно залежить від дійсного значення ρ_p .

За допомогою дев'ятиелектродного фокусуємого зонда можна визначити параметри зони проникнення, оскільки радіус дослідження цього зонда досить малий.

При достатньо мінералізованих промивних рідинах і чергуванні пластів, питомий опір останніх визначають тільки за даними ρ_e методів БК з фокусуванням струму.

Результати методів БК з автоматичним фокусуванням струму дозволяють більш детально проводити літологічне розчленування геологічних розрізів, виділяти пласти-колектори та уточнювати їх будову, визначати параметри зони проникнення фільтрату промивної рідини та дійсне значення

питомого опору пластів.

2.5 Мікрометоди

Фізичні основи мікрокаротажу

Мікрокаротаж полягає в детальному вивченні уявного опору присвердловинної частини розрізу зондами дуже малої довжини (мікрозондами). Мікрозонд змонтований на зовнішній стороні башмака із ізоляційного матеріалу. Для виключення впливу свердловини на результати вимірювань башмак притискається до стінки свердловини притискним пристроєм, який може бути або ресорним, або керуючим важелем. У першому випадку мікрозонд представляє собою штангу з муфтами, до яких прикріплені під кутом 120° три шарнірно з'єднані ресори, які утворюють —ліхтаря|| (Рис. 2.13,а). На ресорах закріплені три башмака, на одному з яких змонтовані електроди мікрозонда. Ресори, які переміщуються по штанзі, змінюють розмір —ліхтаря|| в залежності від діаметра свердловини.

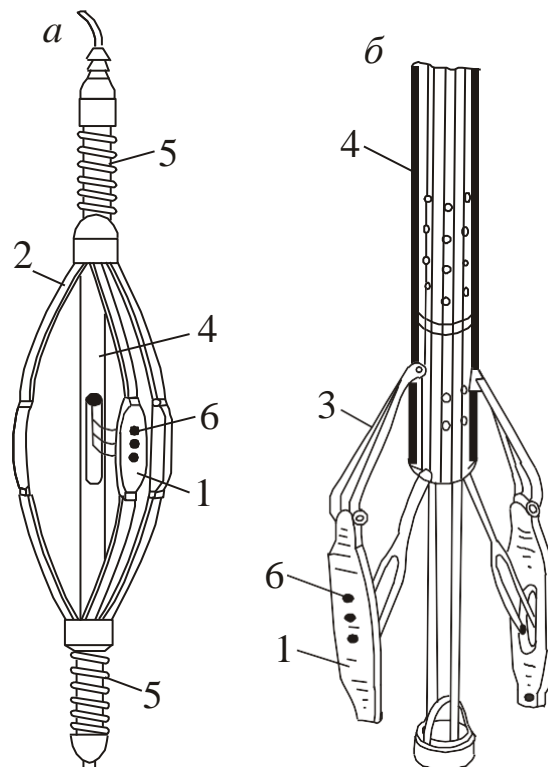
У мікрозонді з керуючим важільним притискним пристроєм башмак з електродами шарнірно закріплюється на одній із двох пар важелів, які притискаються спіральною пружиною до стінки свердловини будь-якого діаметру (Рис. 2.13,б), пристрій опускається у свердловину в закритому стані, а в інтервалі запису відкривається за командою з поверхні. Поряд з кривими мікрокаротажу даний пристрій дозволяє реєструвати мікрокавернограму.

Електроди мікрозонда виготовлені з латунного стержня діаметром 10 мм і вмонтовані в гуму башмака, яка забезпечує їх ізоляцію одного від іншого, від корпусу та промивної рідини. Відстань між електродами становить 2.5 см.

На практиці промислово-геофізичних робіт для дослідження розрізів свердловин переважно використовують потенціал-мікрозонд $A0.5M_2$ і градієнт-мікрозонд $A0.025M_10.025M_2$.

Радіус дослідження градієнт-мікрозонда приблизно дорівнює – 3.75 см, а глибина дослідження потенціал-мікрозонда в 2-2.5 рази більша і складає 10-12 см. Між електродами зонда і породою знаходиться проміжний шар, який представлений глинистою кіркою або плівкою

промивної рідини. За рахунок впливу даного шару ρ_y буде відрізнятись у загальному випадку від дійсного значення питомого електричного опору породи.



1 – башмак; 2 – ресора; 3 – важіль; 4 – штанга; 5 – пружина;
6 – електроди

Рисунок 2.13 – Схеми конструкцій мікрозондів з ресорним (а) і керуючим важільним (б) притискними пристроями

Вимірювання УО градієнт- і потенціал-мікрозондами може бути здійснено окремо або одночасно за допомогою багатожильного або одножильного кабелю. В даний час широко розповсюджена двоканальна апаратура мікрозондів для роботи з одножильним і багатожильним кабелем, яка базується на використанні телевимірювальної системи з

частотною модуляцією та частотним поділом каналів. Дана апаратура дозволяє одночасно реєструвати дві криві ρ_y – градієнт-мікрозонда і потенціал-мікрозонда.

Точкою запису кривої ρ_y градієнт-мікрозонда є середина між електродами M_1 і M_2 , а кривої ρ_y потенціал-мікрозонда є електрод M_2 , в якості електрода N в останньому випадку використовується корпус мікрозонда. Криві УО мікрозондів у нафтових і газових свердловинах реєструють в інтервалі проведення БКЗ у масштабі глибин 1:200. Омичний масштаб кривих вибирають від 0.5 до 2 Ом·м/см, при цьому відхилення кривих від нульової лінії повинне бути не менше 0.5 см.

Швидкість реєстрації кривих ρ_y мікрозондів залежить від диференціації розрізу за величиною питомого електричного опору та переважно не перевищує 1500-2000 м/год.

Перед і після заміру перевіряється ізоляція мікрокаротажу. Її опір між електродами мікрозонда та його корпусом повинен бути не менше 1-2 МОм.

Області застосування мікрокаротажу

Метод мікрокаротажу використовується для дослідження свердловин, які заповнені відносно слабомінералізованою рідиною, з метою детального вивчення будови пластів, отримання кількісних і якісних фізичних характеристик порід.

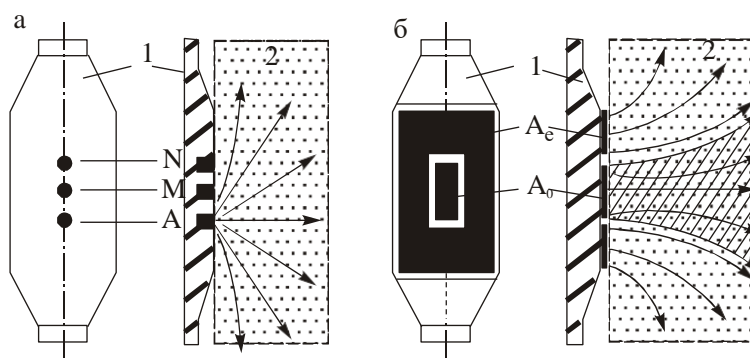
Результати мікрокаротажу використовуються для детального розчленування розрізу свердловин, чіткого відбивання границь пластів і визначення їх потужності, уточнення літології розрізу, виділення прошарків, виділення пластів-колекторів та оцінки ефективної товщини продуктивних горизонтів, визначення пористості та тріщинуватості порід, виділення продуктивних пластів і оцінки їх нафтогазонасиченості та нафтовіддачі.

Мікробоковий каротаж

Метод мікрозондів бокового каротажу (МБК) – це мікрокаротаж з фокусуванням струму. Він вперше був запропонований В.М. Дахновим для детального дослідження тонкошаруватих розрізів і неоднорідних продуктивних пластів. У МБК із фокусуванням струму використовуються замкнуті електроди кільцевої або прямокутної форми, які змонтовані на ізоляційному башмаку, що притискається до

стілки свердловини. Фокусуєчий метод МБК має декілька модифікацій, які відрізняються кількістю електродів, яких може бути двох, трьох або чотириелектродний.

Двоелектродний мікрозонд БК – це гумовий прямокутний башмак розміром 200x120 мм, на зовнішній стороні якого розміщені – центральний електрод A_0 і екрануючий електрод A_e (Рис. 2.14).



1 – башмак мікрозонда; 2 – середовище, яке вивчається

Рисунок 2.14 – Характер розподілу струменевих ліній у середовищі, що вивчається, при використанні звичайного мікрозонда (а) і двоелектродного зонда мікробокового каротажу (б)

Центральний електрод виготовлений у вигляді прямокутника та ізолюваний від екрануючого непровідним шаром шириною 5 мм. Через електроди A_0 і A_e пропускається струм I_0 і I_e однакової полярності. Умовою фокусування струму I_0 є рівність потенціалів електродів A_0 і A_e , що досягається або регулюванням сили струму I_e , або з'єднанням електродів через малий опір R_0 , $R_0=0.01$ Ом. Рівність потенціалів електродів забезпечує розповсюдження струму з центрального електрода в межах пучка, який перпендикулярний до осі свердловини. Вимірюючи напругу між електродом A_0 і віддаленим електродом N , а також силу струму I_0 на приладі, що реєструє, розраховується величина ефективного опору, яка пропорційна відношенню напруги до

I_0 . Струменевим електродом B служить металічний корпус зонда. Глибина дослідження двохелектродного мікрозонда БК більша ніж у чотирьохелектродного, але менша ніж у трьохелектродного, при умові однакових розмірів башмака.

Апаратура мікробокового каротажу (КМБК-3)

Дана апаратура призначена для одночасного вимірювання з будь-яким кабелем в нафтових і газових свердловинах ефективного питомого електричного опору і товщини глинистої кірки мікрокаверноміром. У ній використовується двохелектродний мікрозонд БК. Електроди зонда змонтовані на гумовому башмаку з робочою кривизною поверхні 200 мм, електрод A_0 має розміри 208x102 мм.

Стабільність струму живлення I_0 частотою 500 Гц забезпечується стабілізованим генератором $Г1$ (Рис. 2.15), а рівність потенціалів A_0 і A_e – автокомпенсаційним підсилювачем $АК$.

Екранований електрод живиться також струмом з частотою 500 Гц від $АК$. Сила даного струму підтримується такою, що різниця потенціалів на електродах A_0 і A_e , яка є вхідною напругою компенсатора, завжди залишалась близькою до нуля. Напруга, яка вимірюється між A_e та віддаленим електродом N пропорційна ефективному опору підсилювачем $П$ і подається на центральну жилу кабелю та його обмотку або дві жили трьохжильного кабелю. Діаметр свердловини вимірюється за допомогою реостата R_k , який механічно зв'язаний з башмаком пристрою, що притискає електроди до стінки свердловини, тросом. Омичний датчик мікрокаверноміра живиться від окремого генератора $Г2$ струмом з частотою 10 кГц. Напруга, що знімається з R_k пропорційна діаметру свердловини та одночасно з сигналом ефективного опору подається по кабелю на поверхню. Дані сигнали потім за допомогою фільтрів розділяються за частотою та розподіляються у відповідні канали $P1$ і $P2$, де вони підсилюються та подаються на прилади реєстрації $PП1$ і $PП2$. Свердловинний прилад живиться постійним струмом від стабілізованого випрямляча $ВС$. Коефіцієнт зонда визначають експериментально в баці з розчином електроліту відомого питомого опору. Номінальне значення двохелектродного мікрозонда – 0.015 м.

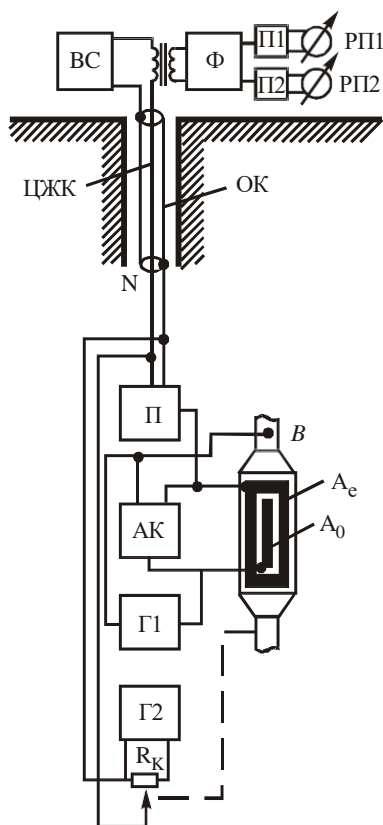


Рисунок 2.15 – Блок-схема апаратури КМБК-3

Масштаб запису кривої ефективного опору при мінералізованій промивній рідині вибирають рівним $0.5 \text{ Ом} \cdot \text{м/см}$, а при прісній $1.2 \text{ Ом} \cdot \text{м/см}$. Швидкість реєстрації діаграми ефективного опору визначається геологічною будовою розрізу свердловини і складає $700\text{-}1000 \text{ м/год}$.

На покази зондів методу МБК у значно меншій мірі впливає високомінералізована промивна рідина та глиниста кірка, ніж на покази звичайних мікрозондів. У зв'язку з цим метод МБК знайшов широке застосування при дослідженні свердловин з високомінералізованими промивними рідинами.

Криві ефективного опору МБК використовуються для

точного визначення границь і потужності пластів, виділення прошарків, визначення літології розрізу та виділення колекторів. Результати МБК в комплексі з іншими геофізичними методами дають можливість оцінити пористість, глинистість і нафтогазонасиченість колекторів, отримати відомості про нафтовіддачу пластів за замірами параметрів промивної зони.

З метою визначення електричного опору промивних рідин, які заповнюють свердловину, в промисловій геофізиці, в основному, використовується метод резистивіметрії. Відомості про питомий електричний опір промивних рідин необхідні для інтерпретації даних бокового каротажного зондування, мікрокаротажу, бокового каротажу, бокового мікрокаротажу, індукційного каротажу та каротажу самочинної поляризації.

Резистивіметрія

На практиці в польових умовах, як правило, використовують два типи резистивіметрів: свердловинні та поверхневі.

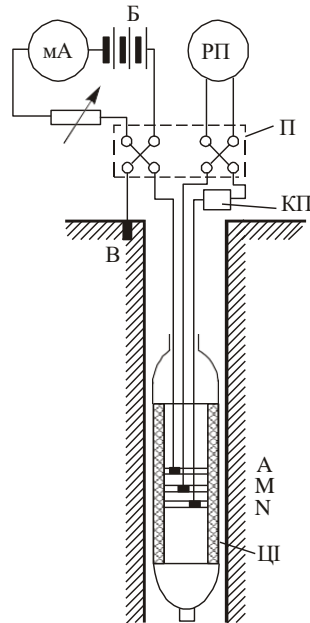
Свердловинний резистивіметр представляє собою систему електродів, які розміщені на невеликій відстані один від одного та розташовані в спеціальному корпусі, який дозволяє виключити вплив гірських порід або обсадної колони на величину опору, що вимірюється. Свердловинний резистивіметр – це трьохелектродний або чотирьохелектродний зонд невеликого розміру (Рис.2.16). Переважно використовуються резистивіметри з градієнт зондами.

Вимірювання питомого електричного опору рідин за допомогою резистивіметрів здійснюється за такою ж електричною схемою, як і при використанні звичайних зондів, переважно однополюсного зонда. Через струменеві електроди A і B пропускається струм I , різницю потенціалів ΔU вимірюють між електродами M і N .

Питомий опір промивної рідини визначають за формулою:

$$\rho_p = \frac{K_{рез} \cdot \Delta U}{I}, \quad (2.22)$$

де $K_{рез}$ – коефіцієнт резистивіметра, який отримують експериментально у водному розчині електроліту з відомим питомим опором.



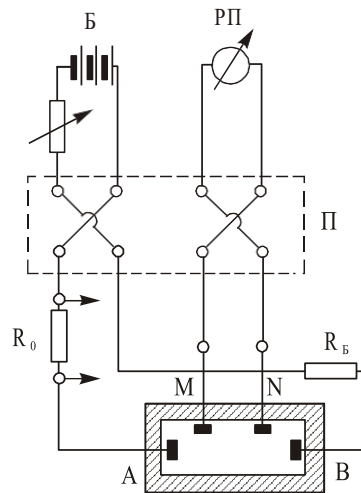
ЦІ – циліндричний ізолятор; П – перемикач полярності струму;
Б – батарея; КП – компенсатор поляризації

Рисунок 2.16 – Електрична схема вимірювання свердловинним резистивіметром

Заміри резистивіметром можна проводити при спуску та підйомі кабелю. Швидкість запису кривої приблизно рівна 4000 м/год. Опір ізоляції жил кабелю та приладу повинен бути не менше 2 МОм. Масштаб глибин переважно рівний 1:200. Омічний масштаб вибирають таким чином, щоб крива значно відходила від нульової лінії та її відхилення становило не менше 2-3 см.

Поверхневий резистивіметр представляє собою ємність із ізоляційного матеріалу з чотирма вмонтованими електродами – A , B , M і N . Електроди можуть бути виготовлені з латуні, свинцю, срібла або платини.

Поверхневий резистивіметр складається з ебонітової коробки, на якій змонтовані гнізда для підключення батареї B , $-\Delta U$, $-I$ – для підключення електродів A і B струму живлення та підключення вимірювальних електродів M і N (Рис. 2.17)



П – перемикач; Б – батарея; РП – пристрій реєстрації;
 $R_0=30$ Ом – контрольний шунт; $R_б$ – баластний опір

Рисунок 2.17 – Електрична схема вимірювання поверхневим резистивіметром

Питомий електричний опір рідини або глинистого розчину визначається за формулою:

$$\rho_p = K_{рез} \cdot \frac{\Delta U_{MN}}{\Delta U_0} \cdot R_0 \quad (2.23)$$

де $K_{рез}$ – коефіцієнт резистивіметра, який рівний ≈ 1.5 м.

Оскільки коефіцієнт резистивіметра достатньо малий, то сила струму в ланці електродів A і B встановлюється

невеликою. Для підвищення надійності вимірів у живлячу ланку включається опір R_6 у декілька тисяч ом.

Для отримання більш точних результатів слід вимірювати ΔU_{MN} і ΔU_0 два – три рази, а потім брати середню величину. Точність вимірювання даним резистивіметром для розчинів з питомим опором від 0.5 Ом·м до 6 Ом·м складає $\pm(2-4)\%$.

У даний час для визначення питомого електричного опору промивних рідин широко використовується переносний електронний резистивіметр, який дозволяє достатньо точно вимірювати розчини з опором від 0.03 до 50 Ом·м.

Резистивіметрія свердловин використовується для визначення питомого електричного опору рідини, яка знаходиться в стовбурі свердловини при бурінні, випробуванні та експлуатації. Відомості про електричний опір промивної рідини використовуються для кількісної інтерпретації даних БКЗ, МК, БК, БМК, ІК і ПС.

Резистивіметрія використовується для встановлення місць припливів і швидкості фільтрації підземних вод, виділення інтервалів поглинання промивної рідини в свердловині, визначення місць порушення обсадних колон і типу флюїду в експлуатаційних нафтових свердловинах.

Коефіцієнти мікрозондів за формулами, які отримані для звичайних мікрозондів не можуть бути розрахованими, так як розміри електродів мікроустановок спів вимірні з довжиною мікрозондів.

Коефіцієнт мікрозондів визначають тільки експериментальним шляхом із застосуванням формули:

$$K = \frac{\rho_e \cdot I}{\Delta U} \quad (2.24)$$

З цією метою мікрозонд розміщують у металічній ванні з електролітом відомого питомого опору таким чином, щоб відстань від башмака з електродами до стінки ванни була не менше 35-40 см. При цьому електродом В служить корпус ванни. Роблять заміри показів струму і різниці потенціалів у відповідних ланках.

Нахилометрія свердловин

При геолого-геофізичному вивченні районів з метою пошуків і розвідки родовищ корисних копалин необхідно знати характер залягання пластів у просторі.

Кути і азимути падіння пластів у свердловині визначають пластовим нахиломіром. Він складається із трьох електродних установок та інклінометра. Електродні установки розміщені під кутом 120° по відношенню одного до іншого таким чином, що їх центри лежать у загальній площині, яка перпендикулярна до осі приладу. У трьох точках за допомогою вимірювальних установок реєструються криві УО, ПС або ГК. Електродна установка повинна забезпечувати достатню диференціацію розрізу, тому доцільно використовувати мікроустановки (мікрозонди, мікрозонд з автоматичним фокусуванням струму).

Інклінометр дозволяє визначити кут і азимут викривлення осі свердловини та розміщення в просторі одної із електродних установок відносно магнітного меридіану або площини викривлення свердловини. Оскільки для визначення елементів залягання пластів необхідні відомості про діаметр свердловини, то вимірювання пластовим нахиломіром доповнюються заміром каверноміра.

При перетині зондом двох пластів з різними фізичними властивостями на кривій електрометрії відмічається аномалія. У зв'язку з негоризонтальним заляганням пластів електродні установки перетинають площину нашарування на різних глибинах H_1 , H_2 , H_3 . За кривими пластового нахиломіра визначають зміщення ΔH_{21} і ΔH_{31} глибин H_1 і H_2 характерних точок на кривих електрометрії $\Delta H_{21}=H_1-H_2$ і $\Delta H_{31}=H_1-H_3$. За величинами ΔH_{21} і ΔH_{31} , кутами викривлення та азимуту викривлення свердловини, за кутом орієнтації електродної установки і діаметру свердловини за допомогою номограм або графічним шляхом визначають кут γ і азимут β падіння пласта.

2.6 Методи індукційного та діелектричного каротажу

Індукційні методи, базуються на вивченні в свердловинах змінного електромагнітного поля високої та низької частоти. В практиці геофізичних робіт найбільшого

поширення отримали низькочастотні індукційні методи з поздовжнім датчиком.

Низькочастотні індукційні методи включають: звичайний індукційний метод з поздовжнім датчиком; індукційний метод з поперечним датчиком; індукційний метод перехідних процесів; частотний індукційний метод та ін.

Індукційні методи використовуються для дослідження вторинного електромагнітного поля середовища, електрорушійна сила (е.р.с.) яких прямо пропорційна електропровідності гірських порід. Вторинне електромагнітне поле в навколишньому середовищі виникає за рахунок вихрових струмів, які індуковані котушкою, що живиться від генератора змінного струму, який розміщений в свердловині.

Відповідно, індукційні методи дозволяють вивчати розрізи сухих свердловин і свердловин, які пробурені з промивною рідиною на нафтовій або іншій основі, яка погано проводить електричний струм, а також свердловин, які заповнені нафтою.

Метод індукційного каротажу

Найпростіший зонд індукційних методів складається з двох котушок (генераторної та приймальної), які опущені в свердловину. Відстань між серединами котушок є довжиною індукційного зонда (L_i). Генераторна котушка зонда підключена до генератора змінного струму ультразвукової частоти 20-60 кГц і живиться стабілізованим за частотою та напругою струмом. Приймальна котушка зонда живиться через підсилювач та фазочутливий елемент і підключена за допомогою кабелю до реєструючого пристрою, що розміщений на поверхні. Змінний струм, який протікає в генераторній котушці, створює змінне магнітне поле, яке в свою чергу індукує в середовищі, що оточує зонд, вихрові струми, які формують вторинне змінне магнітне поле такої ж частоти, що й первинне поле.

Електрорушійна сила (е.р.с.), що генерується вторинним полем у приймальній котушці, складається з двох складових – активної та реактивної. Свердловинним приладом реєструється сигнал активної складової е.р.с.. У випадку провідності середовища е.р.с. активної складової прямо

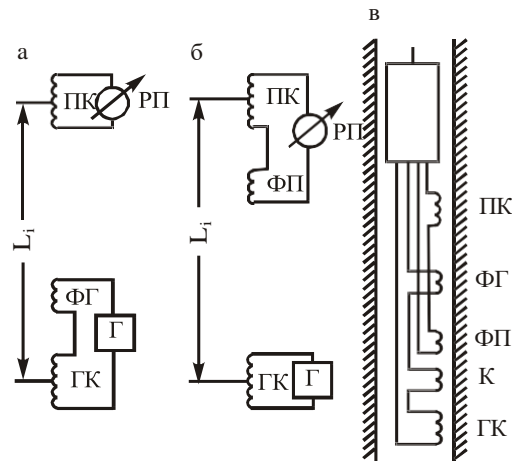
пропорційне її електропровідності. З ростом електропровідності середовища е.р.с. активного сигналу збільшується повільно за більш складним законом. Порушення пропорційності між величиною активного сигналу та електропровідністю середовища пов'язане із взаємодією вихрових струмів. Чим більша частота струму та електропровідність середовища, тим значніша взаємодія вихрових струмів і, відповідно, суттєвіший вплив скін-ефекту на покази індукційного каротажу. Активний сигнал реєструється на поверхні у вигляді кривої, яка відбиває зміну електропровідності порід в свердловині. Точка запису кривої є середина відстані між центрами генераторної та приймальної котушок. Одиницею вимірювання електропровідності порід є См/м – величина, яка обернена питомому опору – Ом·м. Але на практиці в основному використовують мСм/м.

Звичайний низькочастотний індукційний метод з поздовжнім датчиком базується на вивченні електромагнітного поля поздовжнього датчика, вісь якого співпадає з віссю свердловини. В даному випадку вихрові струми розміщені в площинах, які перпендикулярні до осі свердловини і не перетинають поверхню розділу горизонтальних шарів. На результати вимірювання простим двохкотушечним зондом з метою вивчення дійсного питомого опору значно впливає свердловина, зона проникнення та вміщуючі породи, а також прямий сигнал від генераторної котушки. Для зменшення цих факторів і виключення прямого сигналу Долль запропонував багатокотушечні фокусуєчі зонди.

Багатокотушечний зонд представляє собою систему котушок, які закріплені на одному ізолюваному стержні (Рис. 2.18). Генераторна котушка *ГК* і приймальна котушка *ПК* є основними (головними), інші котушки називаються фокусуєчими і компенсаційною. Фокусуєчі котушки в генераторній *ФГ* і приймальній *ФП* ланках призначені для зменшення впливу некорисних сигналів, які викликані вихровими струмами, що циркулюють в свердловині в зоні проникнення та вміщуючих порід. Компенсаційна котушка *К* служить для виключення в приймальній котушці е.р.с. прямого поля, яка індукується генераторною котушкою.

Точкою, до якої відносяться результати вимірювання, є

середина відстані між головними (генераторною $ГК$ і приймальною $ФП$) котушками.



а, б – трьохкотушечні зонди; в – п'ятикотушечний зонд;
 ФГ, ФП – відповідно, фокусуючі котушки в генераторній та
 приймальній ланках

Рисунок 2.18 – Схеми зондів індукційних методів

Фокусуюча дія котушок досягається за допомогою підбору числа їх витків, розміщення та включення їх відносно головних котушок. Число додаткових котушок, їх взаємне розміщення та число витків повинно бути таким, щоб, в значній мірі, виключати вплив свердловини, зони проникнення та вмшуючих порід, а ефективна електропровідність була як найближче до дійсного значення електропровідності пласта. Компенсаційні та фокусуючі котушки включаються послідовно з головними, але їх витки намотані обернено виткам генераторної та приймальної котушок.

У позначенні зондів перша цифра відповідає числу всіх котушок. Буква Ф означає, що зонд – фокусуючий. Остання цифра відповідає довжині зонда. Наприклад індукційний зонд 5Ф1.2 – п'ятикотушечний, фокусуючий, довжиною 1.2 м.

Багатокотушечний зонд повинен забезпечувати вимірювання питомої електропровідності порід у достатньо

широкому діапазоні, суттєво знизити вплив свердловини, зони проникнення та вміщуючих порід, володіти значною глибинністю дослідження та відмічати на кривих σ_{ef} малопотужні пласти.

Багатокотушечні зонди діляться на симетричні та несиметричні. Симетричними зондами називають такі, в яких спостерігається симетрія в розміщенні фокусуєчих котушок відносно точки запису та рівність похідних моментів котушок для всіх симетрично розміщених фокусуєчих пар. До симетричних зондів відносяться п'яти – та шестикотушечні зонди, а до несиметричних – трьох- та чотирьохкотушечні. Розрізняють зонди з внутрішнім фокусуванням (додаткові котушки, розміщені в зонді між головними), зовнішнім фокусуванням (додаткові котушки розміщені поза довжиною зонда) та із змішаним фокусуванням (додаткові котушки розміщені як і всередині, так і поза межами зонда).

Ступенем фокусування індукційного зонда називається відношення сигналу в однорідному середовищі $E_{\text{бк}}$ для багатокотушечного зонда до сигналу для двохкотушечного зонда $E_{\text{дк}}$, тобто:

$$K_{\phi} = \frac{E_{\text{бк}}}{E_{\text{дк}}} \quad (2.25)$$

Розрізняють зонди з слабким фокусуванням ($K_{\phi} > 0.3$) і сильним фокусуванням ($K_{\phi} < 0.3$).

Апаратура індукційного методу (АІК-М)

Дана апаратура призначена для роботи з одножильним кабелем із зондом 6Ф1 (Рис. 2.19). В генераторній котушці зонда від генератора збуджується змінне магнітне поле з частотою 50 кГц. Приймальна котушка фіксує активну складову е.р.с. вторинного магнітного поля. Для компенсації е.р.с. прямого поля, зменшення впливу свердловини та вміщуючих порід у ланці генераторної (ГК) та приймальної (ПК) котушок зонда включені по два фокусуєчих електроди ($\Phi\Gamma_1, \Phi\Gamma_2, \Phi\Pi_1, \Phi\Pi_2$). З приймальної ланки зонда виходить сигнал через підсилювач Π_1 , поступає на амплітудний маніпулятор АМ. Напруга для амплітудного маніпулятора

вибирається генератором низької частоти $ГНЧ$ – 380 Гц. Високочастотний амплітудно маніпульований сигнал подається на фазочутливий детектор $ФЧД$, де перетворюється на напругу низької частоти, величина якого пропорційна активній складовій низькочастотного сигналу та знаходиться в одній фазі з опорною напругою. Фаза опорної напруги підбирається таким чином, щоб проходило детектування активної компоненти е.р.с. вторинного електромагнітного поля. Після детектування низькочастотного коливання через підсилювач $П_2$ подаються на вхід частотно модуляційного перетворювача $ЧМП$ з несучою частотою 14 кГц. Частотно модульований сигнал і напруга низької частоти, яка необхідна для роботи фазочутливого детектора вимірювальної панелі $ВП$, поступає на вхід суматора $СУ$ і по кабелю подаються на поверхню в блок керування $БК$, а потім на вимірювальну панель $ВП$, де сигнали розділяються за несучими частотами, а інформаційні сигнали демодулюються, випрямляються фазочутливим випрямлячем та подаються на реєструючий прилад $РП$.

Свердловинний прилад живиться постійним струмом від уніфікованого випрямляча УВК-1. Індукційний зонд, поміщений у склопластиковий кожух, який заповнений кремнійорганічною рідиною та оснащений компенсатором тиску. В нижній частині зонда у герметичному відсіку розміщений конденсатор $С$, який під'єднаний паралельно до генераторної лінії. За допомогою даного конденсатора лінія настроюється в резонанс із робочою частотою струму, що зменшує струм у живлячій ланці та підвищує стабільність зонда.

Апаратура АІК-М дозволяє вимірювати ефективну електропровідність в діапазоні 1500-2000 мСм/см (0.7-50 Ом·м). При максимальній температурі в свердловині 150 °С і максимальному гідростатичному тиску 10^8 Па.

На покази ρ_{ef} індукційних зондів впливають:

- свердловина;
- явище скін-ефекту;
- обмежена товщина пласта та вміщуючих порід;
- зона проникнення фільтрату промивної рідини

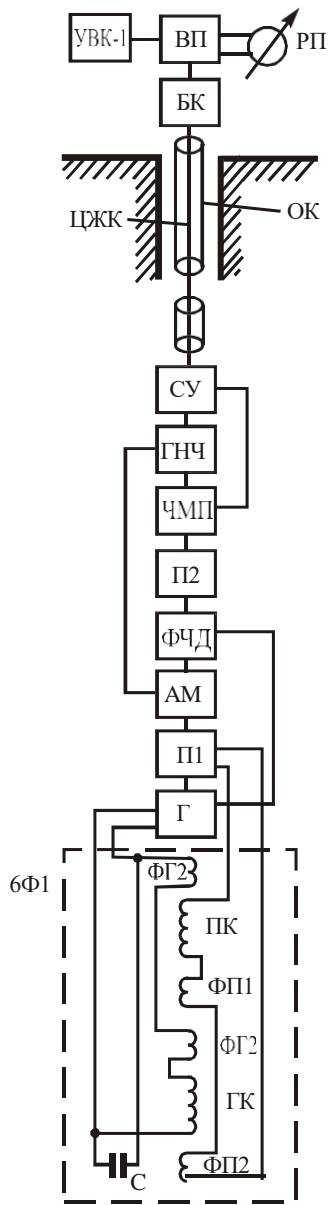


Рисунок 2.19 – Блок-схема апаратури АІК-М із зондом 6Ф1

Даний метод використовується для вивчення розрізів свердловин із непровідною промивною рідиною, заповнених водою, сухих і обсаджених трубами з діелектриків. Індукційний каротаж дозволяє достатньо надійно визначати питомий електричний опір пластів у випадку промивної рідини низької мінералізації ($\rho_p > 1 \text{ Ом}\cdot\text{м}$). Масштаб кривої $\rho_{\text{еф}}$ розтягнутий в діапазоні малих опорів і стиснутий при великих опорах (Рис. 2.20).

Це дозволяє надійно розглядати розрізи свердловин із відносно малим питомим опором порід (глини, водоносні пісковики) і визначити їх дійсний питомий опір.

Вихрові струми, що індукуються в пласті, які перпендикулярні осі свердловини, практично не перетинають їх границі, що суттєво знижує вплив вміщуваних порід на покази звичайного індукційного каротажу.

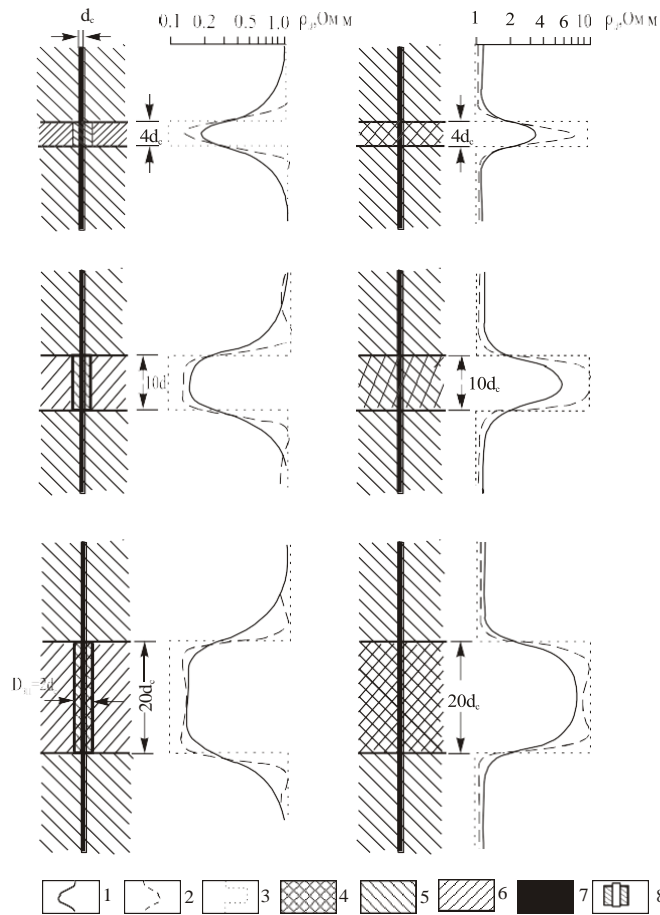
Завдяки використанню фокусуючих пристроїв індукційні зонди мають добрі вертикальні та радіальні характеристики, що дозволяє частково виключати вплив свердловини, зони проникнення та вміщуваних порід на величину $\rho_{\text{еф}}$. Індукційний каротаж найбільш чутливий до прошарків підвищеної електропровідності та майже не фіксує прошарки великого питомого опору, тобто при замірах $\rho_{\text{еф}}$ відсутні явища екранування.

Індукційні зонди порівняно великих розмірів (0.75-1.2 м) володіють значним радіусом дослідження, який перевищує майже в 4 рази радіус дослідження звичайних градієнт-зондів.

Низькочастотний індукційний каротаж дозволяє більш детально проводити розчленування розрізів свердловин, які складені породами низького питомого опору, виділяти водоносні та нафтогазоносні пласти, вивчати будову перехідної зони та уточнювати розміщення контактів вода – нафта, вода – газ, а також визначити дійсне значення питомого опору порід до 50 Ом·м.

Метод діелектричного каротажу

Діелектрична проникність, яка є однією з основних електричних характеристик гірських порід, показує, у скільки разів зменшується взаємодія одиничних зарядів у даному середовищі по відношенні до вакууму.



1 – для двохкотушечного зонда $L/d_c=1.875$; 2 – для фокусуючого зонда $L/d_c=2.25$; 3 – рівні значень дійсного питомого електричного опору порід; середовища різного питомого електричного опору: 4 – $\rho_{п}=10 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; 5 – $\rho_{п}=1 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; 6 – $\rho_{п}=0.1 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; 7 – $\rho_{п}\rightarrow\infty$; 8 – зона проникнення промивної рідини

Рисунок 2.20 – Теоретичні криві звичайного індукційного каротажу

На практиці використовують відносне значення діелектричної проникності. Відносна діелектрична

проникність для породоутворюючих мінералів складає 4-10, води – приблизно 80, нафти – 2.0-2.7.

Величину діелектричної проникності порід можна вимірювати двома способами – індуктивними та ємнісними. Індуктивним способом вимірюється складова магнітного поля, ємнісним – ємність між двома обкладками циліндричного конденсатора.

Діелектричний каротаж базується на вивченні високочастотного електромагнітного поля, е.р.с. якого залежить від інтенсивності струмів зміщення, які обумовлені діелектричною проникністю. На величину загального сигналу можуть впливати і струми провідності.

Електромагнітне поле описується наступним рівнянням Максвелла:

$$\operatorname{rot} H = \sigma \cdot \left(1 + i \cdot \frac{\omega \cdot \varepsilon_a}{\sigma} \right) \cdot E, \quad (2.26)$$

де H – вектор напруженості магнітного поля; σ – електропровідність середовища; i – густина струму провідності; ω – кругова частота електромагнітного поля; ε_a – діелектрична абсолютна проникність; E – вектор напруженості електричного поля.

Виходячи із рівняння Максвелла, величина вихору напруженості магнітного поля визначається другим доданком, який представляє собою густина струмів зміщення у випадку змінного поля достатньо високої частоти або малої електропровідності середовища.

У діелектричному індуктивному каротажі вимірюється абсолютне значення амплітуди вторинного магнітного поля. Для дослідження розрізів свердловини використовуються трьохкотушечні зонди із двома вимірювальними та однією генераторною котушками ($I_1 0.2 I_2 0.8 \Gamma$) або з двома генераторними та однією вимірювальною котушками ($I_0 0.8 \Gamma_1 0.2 \Gamma_2$) (Рис. 2.21). Частота струму живлення генераторної котушки – 15-16 МГц. Відстань між зближеними котушками називається базою зонда, а середина даної відстані умовно прийнято за точку запису кривої.

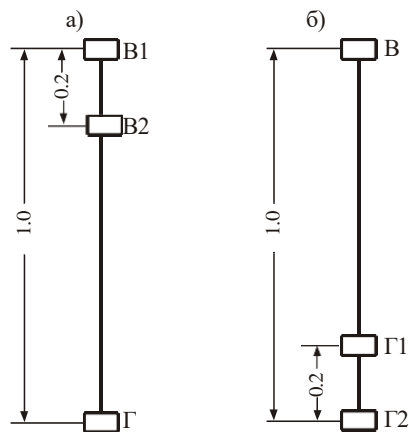
За допомогою високочастотного генератора в

навколишньому середовищі збуджуються вихрові струми. Індуковані струми наводять е.р.с. у приймальній котушці. Величина е.р.с., яка фіксується на приймальній котушці, пропорційна діелектричній проникності та електропровідності порід.

Крім абсолютного значення амплітуди вторинного поля, можна зареєструвати різницю його амплітуд:

$$\Delta A = A_{z_1} - A_{z_2}, \quad (2.27)$$

де $A_{z_1} = H_{z1}/H_{z0}$; $A_{z_2} = H_{z2}/H_{z0}$; H_{z1} , H_{z2} – осьові складові напруженості магнітного поля диполя на відстані z_1 і z_2 від генераторної котушки; H_{z0} – вертикальна компонента магнітного поля у повітрі.



В, В1, В2 – вимірювальні котушки, Г, Г1, Г2 – генераторні котушки

Рисунок 2.21 – Схема трьохелементного індукованого діелектричного зонда з двома вимірювальними (а) і двома генераторними (б) котушками

Величина різниці амплітуд напруженості магнітного поля у хвильовій зоні ($|k \cdot z| \gg 1$, де k – хвильове число) у випадку, якщо струми зміщення співвимірні з струмами провідності або перевищують їх, визначається за формулою:

$$\Delta A = e^{-b \cdot z_2} \cdot \sqrt{a^2 + b^2} \cdot Z_2 \times \\ \times \sqrt{\left(e^{-b \cdot \Delta z} \cdot \frac{Z_1}{Z_2} \right)^2 - 2 \cdot e^{-b \cdot \Delta z} \cdot \frac{Z_1}{Z_2} \cdot \cos \alpha \cdot \Delta Z + 1}, \quad (2.28)$$

де a і b – коефіцієнти у виразі для хвильового числа, які визначаються із формул:

$$a = \omega \cdot \sqrt{\varepsilon_a \cdot \mu_a} \cdot \sqrt{\frac{1}{2} \cdot \left[\sqrt{1 + \left(\frac{\sigma}{\omega \cdot \varepsilon_a} \right)^2} + 1 \right]}, \quad (2.29)$$

$$b = \omega \cdot \sqrt{\varepsilon_a \cdot \mu_a} \cdot \sqrt{\frac{1}{2} \cdot \left[\sqrt{1 + \left(\frac{\sigma}{\omega \cdot \varepsilon_a} \right)^2} - 1 \right]}, \quad (2.30)$$

де μ_a – магнітна абсолютна проникність.

Виходячи з (2.30) випливає, що різниця амплітуд у хвильовій зоні залежить від відстані між генераторною та ближньою до неї приймальною котушками z_2 , величини поглинання енергії поля на даному шляху e^{-bz} , відношення відстаней z_1/z_2 , поглинання та фазового зсуву на інтервалі Δz , яка визначається величиною функції $e^{-b\Delta z}$ і $\cos \Delta \alpha \cdot z$.

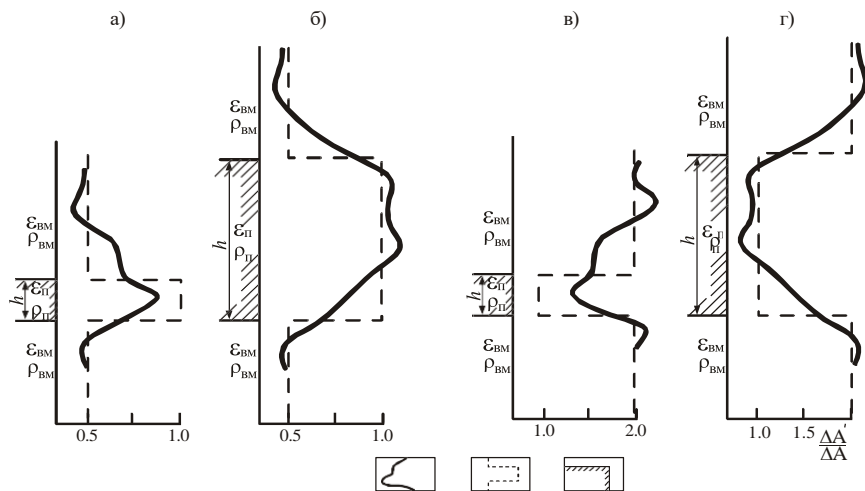
Недоліком діелектричного індукційного каротажу є вплив на результати вимірювань параметрів свердловини та електропровідності порід.

Криві діелектричного індукційного каротажу

Криві відношення різниці амплітуд $A' = |A_{z1} - A_{z2}|'$ у неоднорідному середовищі напроти одинарних ізотропних пластів різної потужності та поляризації до різниці амплітуд $A = |A_{z1} - A_{z2}|$ в однорідному середовищі асиметричні (Рис. 2.22). Напроти пласта ($h > L$) характерні покази знімаються в середній його частині. Напроти малопотужних пластів асиметрія кривих діелектричного індукційного каротажу ще більш асиметрична, ніж напроти потужних пластів. Відбивку

границь за даними діелектричного індуктивного каротажу провести практично неможливо.

У загальному випадку крива діелектричного каротажу представляє собою сумарне вимірювання діелектричної проникності та питомого електричного опору порід за розрізом свердловини. У зв'язку з цим виникає необхідність переходу від вимірювальних комплексних характеристик до уявної діелектричної проникності. Даний перехід здійснюється за допомогою спеціальних палеток.



1, 2 – в неоднорідному та однорідному середовищі; 3 – пласт
 а, б – $\epsilon_{\text{п}}=20$, $\rho_{\text{п}}=20 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $\epsilon_{\text{вм}}=5$, $\rho_{\text{вм}}=50 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; в, г – $\epsilon_{\text{п}}=5$,
 $\rho_{\text{п}}=50 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $\epsilon_{\text{вм}}=20$, $\rho_{\text{вм}}=20 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; а, в – $h=0.5 \text{ м}$; б, г – $h=2 \text{ м}$
Рисунок 2.22 – Криві відношення різниці амплітуд індуктивного діелектричного каротажу

Діелектричний каротаж застосовується при дослідженні розрізів свердловин, які складені породами середнього та високого питомого електричного опору, та при заповненні не обсаджених свердловин відносно прісною промивною рідиною ($\rho_{\text{р}} > 0.7$). Відмінність у величинах діелектричної проникності порід, які насичені прісною водою ($\epsilon_{\text{вп}}=16-25$) і нафтою ($\epsilon_{\text{нп}}=5-12$), дозволяє достатньо впевнено

провести їх поділ.

Діелектричні методи найбільш ефективні при вивченні гідрогеологічних та інженерних свердловин, при вивченні водонасичення пластів, а також при вивченні рудних свердловин.

Діелектричні методи дозволяють більш детально проводити літологічне розчленування розрізів свердловин, які складені породами середнього та високого питомого опорів; виявляти місця проривів прісних вод, які нагнітаються при розробці родовищ; вивчати водоносні пласти, які насичені прісними пластовими водами; визначати дійсну діелектричну проникність порід з метою вивчення їх колекторських властивостей та нафтонасичення.

2.7 Методи магнітометрії свердловин

Важливими магнітними характеристиками гірських порід є відносна магнітна проникність μ і магнітна сприйнятливість χ . Величина μ визначає зв'язок між векторами магнітної індукції B і напруженістю магнітного поля H :

$$\mu = \frac{B}{\mu_0 \cdot H} \quad (2.31)$$

Магнітна сприйнятливість визначає зв'язок між магнітним моментом породи і її магнітним полем. Вона характеризує здатність гірських порід намагнічуватись під впливом зовнішнього поля та зберігати стан намагнічування після зупинення дії зовнішнього поля. Розрізняють об'ємну магнітну сприйнятливість, яка дорівнює відношенню інтенсивності намагніченості j одиниці об'єму породи до напруженості H магнітного поля:

$$\chi = \frac{j}{H} \quad (2.32)$$

Величина χ – безрозмірна і може бути як додатною так і

від'ємною.

Відносна магнітна проникність пов'язана з магнітною сприйнятливістю в одиницях СІ співвідношенням:

$$\mu = 1 + \chi \quad (2.33)$$

У вакуумі $\chi=0$ і $\mu=1$.

Магнітні властивості гірських порід визначаються наявністю в них феромагнітних мінералів – магнетиту та титаномагнетиту. У залежності від зміни величин χ і μ мінерали та гірські породи можуть бути розділені на діамагнетики ($\chi < 0$, $\mu < 1$), парамагнетики ($\chi > 0$, $\mu > 1$) і феромагнетики ($\chi > 0$, $\mu \gg 1$). Від'ємними значеннями χ характеризуються кварц, кальцит, ангідрит, галіт, графіт; додатними (декілька мільйонні долі одиниці) – осадові гірські породи. Високі значення χ мають феромагнітні мінерали, метаморфічні та магматичні породи. Магнітні властивості гірських порід також визначаються наявністю в них хімічних елементів, у яких ядра володіють магнітним моментом і спіном.

У даний час розроблені наступні магнітні методи дослідження розрізів свердловин: метод природного магнітного поля (ПМП), метод магнітної сприйнятливості (МС) і ядерно-магнітний каротаж (ЯМК).

Метод природного магнітного поля

Метод природного магнітного поля (ПМП), який називають іноді свердловинною магніторозвідкою, заснований на вивченні магнітних аномалій, виникнення яких обумовлено магнітним полем Землі. Найбільш інтенсивні магнітні аномалії відзначаються поблизу магнетитових руд і вивержених порід основного та ультраосновного складу.

Як відомо, магнітне поле Землі в кожній точці простору характеризується вектором напруженості \vec{H} , величина і напрямок якого визначається трьома складовими X , Y , Z – північною, східною і вертикальною. Аномальне магнітне поле може бути вивчене за результатами вимірів трьох складових вектора \vec{H} , або двох його складових (вертикальної і по осі

свердловини), або однієї його складової – зазвичай вертикальній Z . В останньому випадку фіксується зміна вертикальної складової ΔZ . Вимір повного вектора \vec{H} забезпечує одержання матеріалів для найбільш повної інтерпретації аномалій природного магнітного поля.

Апаратура методу природного магнітного поля

Для визначення величини і напрямку повного вектора напруженості земного магнітного поля \vec{H} вимірюються три його складові за допомогою трьох взаємно перпендикулярних магніточутливих датчиків, один із яких розташований уздовж осі свердловини (вимір Z), другий – у вертикальній площині, що проходить через вісь свердловини (вимір X), і третій – у горизонтальній площині (вимір Y).

В якості магніточутливого елемента застосовується магнітотуляційний датчик, який представлений стержнем з пермалою, вздовж осі якого намотана котушка. У витках котушки протікає струм такої величини, що створюване ним змінне магнітне поле доводить стержень до стану повного насичення. У результаті дії постійного природного магнітного поля порушується симетрія характеру перемагнічування стержня, і в сигналі змінного струму виникають парні гармоніки, амплітуди і фази яких однозначно зв'язані з величиною і напрямком вимірюваного магнітного поля. Через обмотки магнітотуляційних датчиків пропускається струм частотою, наприклад, 1 кГц. При наявності зовнішнього постійного магнітного поля в обмотках датчиків виникає е.р.с. подвоєної частоти (2 кГц). Цей сигнал через систему фільтрів, підсилювач і фазовий детектор надходить на прилад, що реєструє. Магнітотуляційні датчики за допомогою блоку комутації по черзі підключаються до вимірювальної схеми. Складові магнітного поля вимірюють на окремих відмітках при зупинці приладу. Для орієнтування датчиків у площині викривлення свердловини необхідно, щоб відхилення осі свердловини від вертикалі було не менш 3-4°.

Для виміру трьох складових вектора \vec{H} використовується апаратура ТСМ-3, ТКМ, а складових Z , X , Y геомагнітного поля і магнітної сприйнятливості порід – комплексна апаратура ТСМК-40.

В апаратурі типу КМК зміну вертикальної складової Z геомагнітного поля вимірюють за допомогою одного магнітоточувального датчика M (Рис. 2.23). Обмотка зонда живиться від наземного генератора $Г1$ змінним струмом частотою 1 кГц через трансформатор $Тр1$. Вертикальна складова геомагнітного поля викликає в обмотці датчика змінну напругу подвоєної частоти 2 кГц, що через вимірювальну схему BC і розділовий фільтр вступного пристрою $ВП1$ подається на прилад, що реєструє, $РП1$. Магніточутливий датчик M з допомогою карданного пристрою встановлюється у вертикальне положення, що дозволяє вимірювати зміну вертикальної складової геомагнітного поля Z . Величина сигналу Z компенсується постійним струмом від джерела $ДЖ$. Апаратура КМК забезпечує також вимір магнітної сприйнятливості порід $\chi_{эф}$ за допомогою датчика $Д$. Поділ ланцюгів постійного компенсаційного струму і ланцюгів змінного струму (сигналів Z і $\chi_{эф}$) здійснюється за допомогою конденсатора C и дроселя $Др$.

Метод ПМП використовується для виявлення намагнічених рудних тіл в свердловинному просторі.

Глибинність методу ПМП залежить від намагніченості рудного тіла, його розмірів і орієнтування в просторі. Наприклад, аномалія $\Delta Z=1000$ гам від тіла кулястої форми радіусом 100 м спостерігається на відстані 220 м від свердловини, від горизонтального шару потужністю 2 м – на відстані 20 м, від вертикального шару потужністю 2 м – на відстані 10 м від свердловини. Якщо свердловина розташована над рудним покладом, то аномалія тієї ж інтенсивності і від тіл тих же розмірів буде спостерігатися на відстанях 275 м від кулі, 20 м – від горизонтального шару і 40 м – від вертикального шару.

Таким чином, найбільш інтенсивні аномалії створюють горизонтальні тіла, коли вони знаходяться осторонь від свердловини. Вертикальні тіла виявляються на великих відстанях, якщо вони розташовані під свердловини. Наприклад, були виявлені магнітні аномалії від рудних тіл із запасами в 50-70 млн. т, коли вибій свердловини знаходився 200-300 м над покладом.

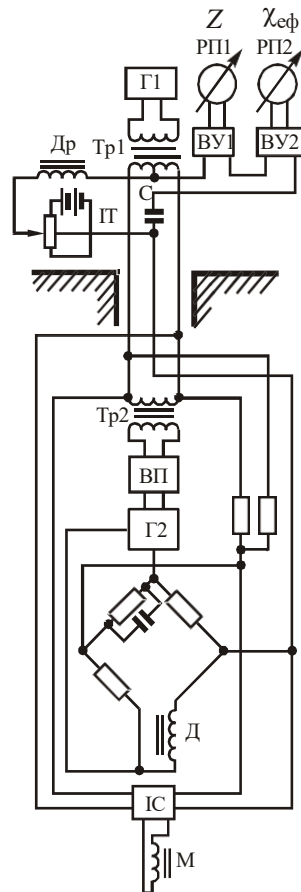


Рисунок 2.23 – Блок-схема апаратури КМК

Метод ПМП дозволяє визначити елементи залягання рудних тіл, пересічених свердловиною, установити геологічну природу наземних магнітних аномалій.

Висока ефективність методу ПМП доведена на родовищах магнетитів, титаномagnetитів і мідних магнетитів.

Метод магнітної сприйнятливості

Метод магнітної сприйнятливості (МС) базується на вивченні штучного змінного електромагнітного поля гірських порід, величина е.р.с. якого визначається їх магнітною

сприйнятливостю.

Для однорідного магнітного ізотропного середовища у випадку двокотушечного зонда можна записати

$$E = K_u \cdot \mu^2 \cdot \delta = K_u \cdot (1 + \chi)^2 \cdot \delta. \quad (2.34)$$

З формули випливає, що величина ЕРС електромагнітного поля, наведеної в прийомній котушці при переміщенні зонда в магнітне середовище, зростає зі збільшенням її магнітної сприйнятливості. Частка сигналу, обумовлена величиною χ , залежить від відношення χ і електропровідності δ .

Електрорушійна сила, що виникає при низькочастотному змінному полі за рахунок магнітної сприйнятливості середовища, являє собою реактивну складову сигналу, фаза якої утворить 90° з фазою струму генераторної котушки. Активна складова ЕРС, обумовлена електропровідністю середовища, збігається по фазі з струмом живлення і зміщена щодо реактивної складової також на 90° . Реєструвати можна або одну складову сигналу – реактивну, або одночасно дві складові – реактивну й активну, одержуючи свідчення як про магнітну сприйнятливість, так і про електропровідність порід.

У випадку однокотушечного зонда, складеного із соленоїда із сердечником з феромагнітного матеріалу, виміряється зміна індуктивності котушки, що залежить від магнітної сприйнятливості порід.

Зміна індуктивності ΔL в однорідному середовищі з магнітною сприйнятливостю χ при низькочастотному змінному полі визначається виразом

$$\Delta L = L \cdot C \cdot g_0 \cdot \chi_{\text{ef}}, \quad (2.35)$$

де L – індуктивність соленоїда в повітрі; C – коефіцієнт, що визначає чутливість апаратури; $g_0 = f(d_c / \lambda l_c)$ – геометричний фактор (d_c – діаметр свердловини, λ – коефіцієнт скорочення соленоїда, що залежить від неоднорідності намагнічування сердечника, $\lambda = 0.64$, l_c – довжина сердечника соленоїда, λl_c – діюча довжина чуттєвого елемента; χ_{ef} – ефективна магнітна

сприйнятливість, зв'язана з дійсним значенням χ співвідношенням

$$\chi_{ef} = \frac{\chi}{1 + N \cdot \chi}, \quad (2.36)$$

де N – коефіцієнт розмагнічування середовища, що залежить від її геометрії; при малих змінах d_c його можна вважати постійним і рівним 10.9.

Апаратура методу МС

Магнітна сприйнятливість гірських порід може бути виміряна двома принципово різними способами: по зміні індуктивності соленоїда і величині реактивної складової напруженості вторинного магнітного поля.

Дослідження розрізів свердловин методом МС здійснюється апаратурою КМВ, АМК-3 і комплексною апаратурою ЕМК-1, КМК і ТСМК-40.

Апаратура типу КМВ розроблена на основі мостової схеми. Міст живиться струмом частотою 1 кГц від електронного генератора через трансформатор. Напряга розбалансу моста надходить на підсилювач, потім на фазовий випрямляч для випрямлення реактивної складової поля, далі через фільтри подається на прилад, що реєструє. Свердловинний прилад живиться від генератора струмом частотою 50 Гц, анодна напруга знімається з випрямляча. Фільтри призначені для поділу живильної і вимірювальної ланцюгів.

В апаратурі КМВ застосовуються два датчики: перший чутливий – для вимірів у слабomagнітних породах і рудах; другий грубий – для вимірів у сильно магнітних рудах. Чутливий датчик довжиною 20 см з феритовим сердечником має високу індуктивність при низькому омичному опорі (велика добротність датчика). Його чутливість складає 3-5 мільйонних частинки одиниці. Довжина грубого датчика 12 см, індуктивність його порівняно невелика (мала добротність датчика). Датчики поміщені в заповнений маслом неметалічний кожух.

Масштаб запису кривих χ_{ef} встановлюється за даними

еталонування апаратури на моделях з матеріалів з відомими значеннями магнітної сприйнятливості (наприклад, з магнетиту, магнетиту з гіпсом).

Масштаб запису кривих МС обчислюється за формулою:

$$N = K \frac{I}{l}, \quad (2.37)$$

де $K=40 \cdot \pi \cdot n$ – коефіцієнт соленоїда (n – число витків, що приходяться на 1 см довжини соленоїда); I – сила струму; l – величина ефекту, що спостерігається, від градуйованого соленоїда.

Масштаб глибин кривих $\chi_{\text{еф}}$ при детальних дослідженнях розрізів рудних свердловин складає 1:50 або 1:25. Оптимальна швидкість запису кривих МС порядку 1000-1500 м/с.

Свердловинний прилад стабільно працює при температурі до 60°C.

Криві методу МС

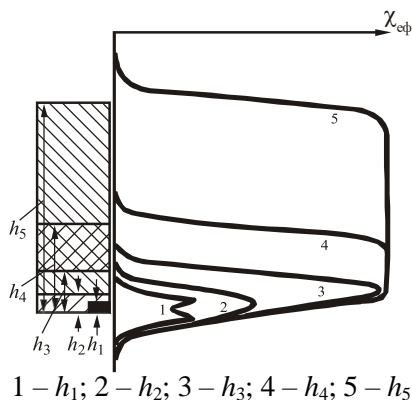
Однорідні пласти на кривих $\chi_{\text{еф}}$ відзначаються симетричними аномаліями щодо їх середини (Рис. 2.24). Характерні значення $\chi_{\text{еф}}$ приурочені до середини пласта – максимальні при магнітній сприйнятливості пласта більше магнітної сприйнятливості вміщуючих порід $\chi_{\text{п}} > \chi_{\text{вм}}$, мінімальні при $\chi_{\text{п}} < \chi_{\text{вм}}$. У малопотужних пластах ($h < l_c$, де l_c – довжина датчика) криві $\chi_{\text{еф}}$ мають два максимуми з мінімумом у центральній частині кривої.

Границі шарів достатньої потужності ($h > 2l_c$) визначаються точками, де величина сигналу дорівнює половині його максимального значення $\Delta\chi_{\text{max}}/2$, тобто потужність таких пластів визначається шириною аномалії на рівні половини її максимального значення $\Delta\chi_{\text{п max}}$. З зменшенням потужності пластів точки з координатами $\Delta\chi_{\text{п max}}/2$ зміщуються щодо границь пласта в бік вміщуючих порід.

Області застосування методу МС

Метод магнітної сприйнятливості найбільш ефективний при дослідженні розрізів свердловин, пробурених на магнетитових і титаномagnetитових родовищах. Його можна

застосовувати також для виявлення в розрізах свердловин скупчень бокситів, марганцевих, хромітових, нікелевих, сидеритових і олов'яних руд.



1 – h_1 ; 2 – h_2 ; 3 – h_3 ; 4 – h_4 ; 5 – h_5
Рисунок 2.24 – Криві ефективної магнітної сприйнятливості гірських порід при різній товщині

Основні геологічні задачі, розв'язувані методом МС при вивченні розрізів свердловин, складаються в літологічному розчленуванні розрізів і їх кореляції, виділенні рудних зон, визначенні змісту заліза в магнетитових рудах, одержанні даних про величину магнітної сприйнятливості порід для інтерпретації аномалій магнітного поля, відзначених магніторозвідкою.

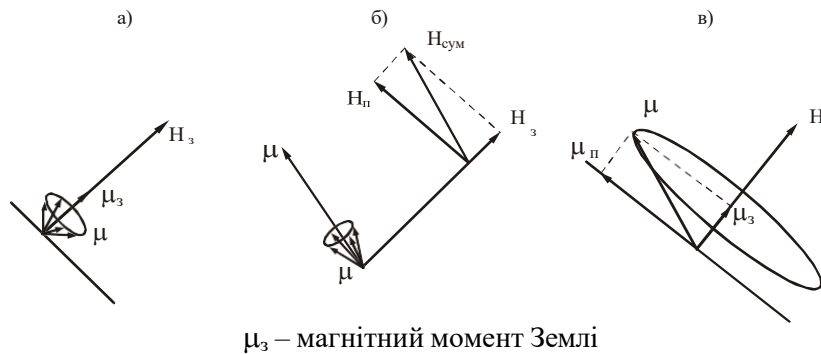
Літологічне розчленування розрізів свердловин за методом МС базується на різній магнітній сприйнятливості порід. Найбільші величини $\chi_{\text{п}}$ характерні для магнетиту і титаномagnetиту, за ними йдуть ультраосновні породи (габро, діабаз, порфірити й ін.), потім кислі породи (граніти, гранодіорити). Найнижчими значеннями $\chi_{\text{п}}$ володіють карбонатні і гідрохімічні осадки.

Виділення в розрізах руд базується на їх високій, порівняно з вмiщуючими породами (глинами, піщаниками, карбонатами), магнітній сприйнятливості. Процентний вміст заліза в рудах визначається по залежності величини магнітної сприйнятливості від кількості магнетиту, що міститься в них.

Метод ядерно-магнітного каротажу

Ядерно-магнітний каротаж (ЯМК) базується на вивченні штучного електромагнітного поля, яке утворюється в результаті взаємодії магнітного моменту та спіну ядер хімічних елементів і зовнішнього магнітного поля.

Ядра елементів (водню, фтору, алюмінію, вуглецю-13 та ін.) володіють власним механічним моментом (спіном) і магнітним моментом, осі яких співпадають. При розташуванні таких ядер в постійному зовнішньому магнітному полі H їх магнітні моменти μ прагнуть орієнтуватися у напрямі вектора даного поля, що веде до виникнення ядерної намагніченості (Рис. 2.25,а). При знятті зовнішнього магнітного поля, через безладний тепловий рух атомів і молекул речовини, відбувається руйнування придбаної намагніченості. Якщо це відбувається у присутності залишкового магнітного поля, наприклад, поля Землі, ядра прагнуть переміщатися уздовж цього поля, прецесуючи навкруги нього подібно дзизи в полі сили тяжкості, з частотою близько 2 кГц (частотою Лармора) обумовленою напруженістю магнітного поля Землі ($H_3=40$ А/м) і гіромагнітними властивостями ядер (Рис. 2.25 б, в).



μ_3 – магнітний момент Землі

Рисунок 2.25 – Поведінка вектора намагніченості ядер μ (за С.М.Аксельродом) до поляризації (а), під час поляризації (б), на початок вільної прецесії (в)

Частота прецесії (ларморова частота) пропорційна гіромагнітному відношенню магнітного моменту прецесуючих ядер μ , до їх моменту кількості руху

(механічному моменту, спіну) P і напруженості магнітного поля.

Серед породотворюючих елементів ефект ядерного магнетизму найбільш сильно виражений у водню, оскільки ядрам атомів водню властиве найбільше значення гіромагнітного відношення. Ядерний магнетизм всіх інших елементів дуже малий, щоб його можна було використовувати для вивчення розрізів свердловин.

Метод ЯМК заснований на реєстрації ефектів вільної прецесії ядер водню. З цією метою у свердловину опускають свердловинний прилад, що складається з котушки, підсилювача і перемикача, який поперемінно підключає виведення котушки то до джерела постійного струму силою 3 А, то до входу підсилювача.

Схематично процеси, що протікають при ЯМК, і виникаючі при цьому вектори ядерної намагніченості показані на рис.28. За відсутності зовнішнього штучного магнітного поля магнітні моменти ядер водню μ орієнтовані, в основному у напрямку магнітного поля Землі H_z , прецесуючи кругом нього (Рис.2.25,а). При пропусканні струму поляризації через котушку в перебігу певного часу $t_{\text{пол}}$ в досліджуваному середовищі утворюється постійне магнітне поле напруженістю $H_{\text{пол}}$ (Рис. 2.26,а). Вектор цього поля складає деякий кут з вектором напруженості магнітного поля Землі H_z , і значно (приблизно на два порядки перевищує його). Виникаючий при цьому вектор ядерної намагніченості M_0 орієнтується по результуючому вектору $H_{\text{ср}}$. Вектор ядерної намагніченості M після включення поляризуючого струму встановлюється не відразу, а протягом часу T_1 – подовжньої релаксації (встановлення рівноваги) (Рис. 2.26,б), що характеризує швидкість наростання ядерної намагніченості по напрямку поля поляризації

$$M = M_0 \cdot \left(1 - \exp \left(-\frac{t_{\text{пол}}}{T_1} \right) \right), \quad (2.38)$$

де M_0 – вектор ядерної намагніченості при часі поляризації $t_{\text{пол}}$, практично $t_{\text{пол}}$ приймають рівним (3-5) T_1 .

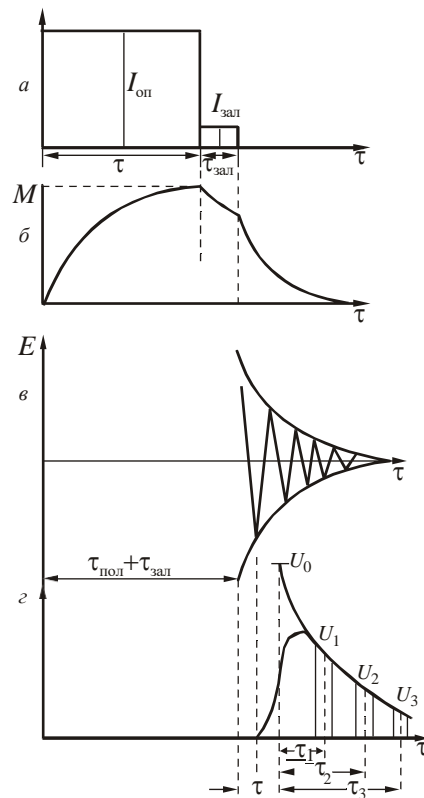


Рис. 2.26 – Схема процесів, які виникають при дослідженні гірських порід методом ЯМК (за С.М. Аксельродом)

Після виключення поляризуючого струму (поступово, через час $t_{\text{ост}}$) в середовищі діє тільки магнітне поле Землі і вектор ядерної намагніченості прецесує навкруги вектора H_3 з круговою частотою ω , поступово повертаючись до своєї первинної величини. Вектор ядерної намагніченості M по відношенню до H_3 може бути розкладений на дві складові: подовжню H і поперечну M , перпендикулярну до H_3 . Під дією вектора M в котушці наводиться електричний синусоїдальний сигнал $E_{\text{свп}}$ (Рис. 2.26,в) (сигнал вільної прецесії, затухаючий по експоненціальному закону з постійною часу поперечної

релаксації T_2 :

$$E_{sen} = E_0 \cdot \sin \omega t \cdot \exp^{-\frac{t}{T_2}} \quad (2.39)$$

де t – час з початку прецесії; T_2 – час поперечної релаксації, що характеризує швидкість загасання сигналу (за величину T_2 приймають звичайно час, протягом якого початкова амплітуда E_0 зменшується в 2,7 рази); E_0 – величина, пропорційна вектору ядерної намагніченості.

Для вивчення розрізу свердловин найбільший інтерес представляє величина U_0 , яка пропорційна числу ядер водню, що входять до складу рухомого (вільного) флюїду: нафти або води.

Апаратура ЯМК одночасно реєструє три криві зміни з глибиною амплітуд сигналу вільної прецесії при фіксованих часах t_1 , t_2 , і t_3 (Рис. 2.26,г). За цими даними оцінюється величина U_0 , приведена до моменту виключення поляризуючого струму. Початкову амплітуду розраховують за наступною формулою:

$$U_0 = \frac{U_1^{\frac{t_2-t_1}{T_1}}}{U_2^{\frac{t_2-t_1}{T_1}}}, \quad (2.40)$$

або

$$U_0 = \frac{U_1^{\frac{t_3-t_1}{T_1}}}{U_3^{\frac{t_3-t_1}{T_1}}}. \quad (2.41)$$

На значення сигналу вільної прецесії (СВП) впливають тільки ті ядра водню, які входять до складу молекул, здатних переміщатися в порах гірської породи. Зв'язана вода і тверді

вуглеводи на діаграмах СВП не відмічаються.

Величина U_0 калібрується в одиницях, які називаються індексом вільного флюїду (ІВФ) і характеризують об'єм пор у відсотках зайнятих рідиною. Індекс вільного флюїд умовно вважають коефіцієнтом ефективної пористості

$$K_{n.эф} = K_n \cdot (1 - K_{s.o}) \quad (2.42)$$

Апаратура ядерно-магнітного каротажу

Дана апаратура складається із свердловинного приладу та наземної панелі. Свердловинний прилад складається із двох частин. У нижній частині у циліндричному кожусі з поліхлорвінілової труби, яка заповнена маслом, розміщені два датчики – основний та допоміжний, у верхній частині в дюралевому кожусі змонтована електрична схема.

Основний датчик використовується для створення магнітного поля поляризації в пласті та спостереження сигналу вільної прецесії. Він представляє собою соленоїд із сердечником прямокутного січення, довша сторона якого паралельна головній осі приладу. Сила струму поляризації – 3 А.

Допоміжний датчик має тороїдальну форму та служить для контролю роботи апаратури.

Апаратура ЯМК еталонується в одиницях ІВФ (%/см). Індекс вільного флюїду визначається як відношення початкової амплітуди СВП, зареєстрованої на зразку породи, до початкової амплітуди СВП, заміряної на дистильованій воді, що займає такий же об'єм, як і зразок породи.

Інтерпретація діаграм ЯМК полягає у визначенні величини сигналу вільної прецесії і часу подовжньої релаксації T_1 (час поперечної релаксації T_2 не використовується).

На діаграмах ЯМК однорідні великої потужності пласти, що вміщують водень відмічаються симетричними максимумами. Визначення тонких пластів ускладнено. За часом повздовжньої релаксації T_1 визначають характер насичення порід, які були охарактеризовані по кривій ІВФ як колектори з достатньою ефективною пористістю.

Час подовжньої релаксації T_1 за звичай для води менше

ніж для нафти: $T_{\text{води}}=300\text{мс}$; $T_{\text{нафти}}=600\text{ мс}$. Проте, чіткого розділення немає, оскільки впливають на ці свідчення багато чинників: гідрофільність, питома поверхня, тип пористості, глинистість, в'язкість флюїду та ін..

Криві ЯМК

Дані криві симетричні відносно середини однорідних пластів. Максимум співпадає із серединою пласта. Границі потужних пластів відбивають у точках, які відповідають половині максимального значення амплітуди кривої ЯМК.

При інтерпретації кривих ЯМК у значення U_0 вводять поправки за вплив свердловини, глинистої кірки, залишкового струму, а також просторової орієнтації свердловини. При цьому використовують спеціальні палетки та номограми.

ЯМК призначений для виділення пластів, що містять рухомий флюїд, визначення пористості і характеру насичення пластів, розділення нафтоносних і бітумінізованих порід.

Обмеження використання ЯМК – погані результати получаются в глинистому буровому розчині, в породах з підвищеною магнітною сприйнятливістю, в породах з малою ефективною пористістю (1,5-2 %), в тріщинуватих колекторах. ЯМК не застосовується в колекторах із в'язкою нафтою.

Недоліки ЯМК – велика тривалість вимірювань, мала глибинність (0,3 м), впливає сильно зона проникнення фільтрату промивальної рідини, метод застосовуються тільки в не обсаджених свердловинах.

3 РАДІОАКТИВНІ МЕТОДИ ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН

Радіоактивним каротажем називають геофізичні дослідження свердловин, які засновані на вимірюванні характеристик полів іонізуючих випромінювань (природних і викликаних штучно).

Найбільше розповсюдження в практиці ГДС одержали наступні види радіоактивного каротажу:

- гамма-каротаж, призначений для вивчення природного гамма-випромінювання гірських порід;
- гамма-гамма-каротаж;
- нейтронні методи;
- імпульсні нейтронні методи.

Два останні засновані на вивченні характеристик штучно викликаних полів іонізуючого випромінювання, а саме: гамма-випромінювання та нейтронів.

3.1 Методи гамма-каротажу та спектрального гамма-каротажу

Радіоактивність, основні закони радіоактивного розпаду

Радіоактивністю називається здатність нестійких ізотопів хімічних елементів самочинно перетворюватись в інші більш стійкі елементи з випромінювання альфа-, бета-, гамма-променів, а інколи і інших частинок.

Радіоактивність ізотопів, які знаходяться в природних умовах, отримала назву природної радіоактивності, а радіоактивний розпад ядер атомів при їх бомбардуванні елементарними частинками (електронами, протонами, нейтронами, альфа-частинками та іншими) – штучною радіоактивністю.

Процес перетворення одного ізотопу в інший називається радіоактивним розпадом. Радіоактивне перетворення протікає самочинно та ймовірність радіоактивного розпаду λ_p за одиницю часу є сталою для кожного радіоактивного елементу. Відповідно, кількість актів радіоактивного розпаду dN за час $d\tau$ визначається кількістю радіоактивних ядер N у даний момент часу τ :

$$dN = -\lambda_p \cdot N \cdot d\tau \quad (3.1)$$

Інтегруючи вираз (3.1), отримаємо:

$$\ln N = -\lambda_p \cdot \tau + \ln C \quad (3.2)$$

де $\ln C$ – стала інтегрування.

Використовуючи початкову умову $\tau=0, N=N_0$ отримаємо основний закон радіоактивного розпаду:

$$N = N_0 \cdot e^{-\lambda_p \cdot \tau} \quad (3.3)$$

Час розподілу τ_p рівний величині, яка обернена сталій розподілу, і має розмірність часу.

Практично тривалість життя радіоактивного ізотопу більш зручно характеризувати періодом піврозпаду $T_{1/2}$. Період піврозпаду $T_{1/2}$ – це час, протягом якого розпадається половина початкової кількості атомів даної речовини.

Із співвідношення (3.3) отримаємо:

$$\frac{1}{2} = \frac{N}{N_0} = e^{-\lambda_p \cdot T_{1/2}} \quad (3.4)$$

звідси

$$T_{1/2} = \frac{\ln 2}{\lambda_p} = \frac{0.693}{\lambda_p} = 0.693 \cdot \tau_p \quad (3.5)$$

Активність радіоактивного розпаду a_p , яка часто в радіометрії свертловин називається абсолютною радіоактивністю, оцінюється кількістю розпадів, що проходять в одиницю часу (розп./с):

$$a_p = \left| \frac{dN}{d\tau} \right| = \lambda_p \cdot N \quad (3.6)$$

Кількість радіоактивної речовини в системі одиниць СІ виражають в кілограмах (кг).

Для оцінки радіоактивності гірської породи q_p при радіометричних дослідження свердловин користуються об'ємними одиницями концентрації радіоактивних елементів. В системі одиниць СІ найбільш зручна еквівалентна частка одиниці – нанокілограм-еквівалент радію на кубічний метр породи – $\text{нкг} \cdot \text{еквRa}/\text{м}^3$ ($10^{-9} \text{кг} \cdot \text{еквRa}/\text{м}^3$).

При розпаді радіоактивних елементів випромінюються альфа- бета-частинки та гамма-кванти, причому випромінювання гамма-квантів не є самостійним актом, воно супроводжується альфа- або бета-розпадом ядер елементів.

Альфа-промені – потік частинок, які є ядрами атомів гелію (${}^4_2\text{He}$), несуть подвійний додатній заряд $9,54 \cdot 10^{-10}$ електростатичних одиниць та володіють найбільшою масою ($6,598 \cdot 10^{-12}$ г) серед елементарних частинок. Швидкість альфа-частинок природних радіоактивних елементів становить – $1,39 \cdot 10^9$ - $2,05 \cdot 10^9$ м/с.

Бета-промені – представляють собою потік частинок, які несуть одинарний від'ємний (електрони) або додатній (протони) заряд $4,77 \cdot 10^{-10}$ електростатичних одиниць і мають масу $0,9035 \cdot 10^{-27}$ г. Швидкість бета-частинок коливається практично від нуля до 0,998 швидкості світла.

Гамма-промені – це потік нейтральних частинок, які мають таку ж природу, що і радіохвилі, світло, рентгенівське випромінювання, і відрізняються від них тільки більш високою частотою коливань ($\nu > 2,42 \cdot 10^{18} \text{с}^{-1}$).

Швидкість розповсюдження гамма-квантів стала та у вакуумі рівна швидкості світла $c=300000$ м/с.

Енергія гамма-кванта виражається співвідношенням:

$$E_\gamma = h \cdot \nu \quad (3.7)$$

де h – стала Планка, яка рівна $6,62 \cdot 10^{-34}$ Дж·с.

Довжина хвилі λ , яка випромінює гамма-квант, обернено

пропорційна частоті коливань:

$$\lambda = \frac{c}{\nu} \quad (3.8)$$

Природна радіоактивність гірських порід, в основному, обумовлена наявністю в них природних радіоактивних елементів – урану ^{232}Th та ^{235}U і продукту його розпаду ^{226}Ra , торію ^{90}Th ; радіоактивного ізоотопу калію ^{40}K . Інші радіоактивні елементи (рубідій ^{87}Rb , самарій ^{147}Sm , лютецій ^{140}Lu та інші) характеризуються великими періодами піврозпаду, малими концентраціями в гірських породах, тому суттєвого вкладу в сумарну природну радіоактивність вони не вносять.

Найбільш високою радіоактивність відмічаються магматичні породи, найнижчою – осадові та проміжною – метаморфічні.

Пониженою радіоактивністю серед осадових утворень характеризуються хемогенні відклади (ангідрити, гіпси, кам'яна сіль, за виключенням калійної солі), а також чисті пісковики, піщаники, вапняки і доломіти. Максимальною радіоактивністю характеризуються глини, глинисті та бітумінозні сланці, фосфорити, а також калійні солі.

Високорадіоактивні різниці зустрічаються і серед чистих незаглинзованих пісків, піщаників та вапняків, якщо дані породи збагачені моноцитом, карнитом, глауконітом, польовими шпатами та іншими мінералами, які містять радіоактивні елементи.

У деяких випадках радіоактивність гірських порід підвищується у результаті насичення їх пластовими водами, які збагачені ураном і радієм, наприклад, хлоркальцієвого та особливо сульфідно-барієвого типів.

Лічильники, які використовуються для вимірювання радіоактивності

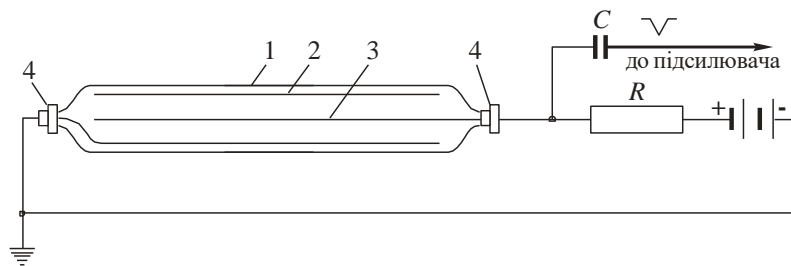
Для проведення досліджень розрізів свердловин методами радіометрії використовується одноканальна та двоканальна апаратура.

Двоканальна апаратура дозволяє реєструвати одночасно дві криві – гамма-каротажу та нейтронного гамма-каротажу;

гамма-каротажу та нейтрон-нейтронного каротажу за тепловими нейтронами; гамма-каротажу та нейтрон-нейтронного каротажу за надтеповими нейтронами. Одноканальна апаратура дозволяє реєструвати тільки криву гамма-каротажу. В апаратурі гамма-каротажу в якості датчиків використовуються газорозрядні, сцинтиляційні та напівпровідникові лічильники.

Газорозрядні лічильники. Газорозрядний лічильник представляє собою газонаповнений прилад, який забезпечує реєстрацію інтенсивності ядерних частинок за виникненням газового розряду. Газовим розрядом називають явище протікання іонізаційного струму через гази.

Газорозрядний лічильник – це своєрідний конденсатор. Одним електродом (анодом) у ньому служить тонка нитка із вольфраму, заліза або іншого металу діаметром 0,1-0,5 мм, яка натягнута вздовж осі скляного циліндра діаметром 1-3 см, другим електродом (катодом) є внутрішнє металічне покриття даного циліндра (Рис. 3.1). Роль діелектрика виконує суміш газів, яка заповнює під тиском $1,33 \cdot 10^4$ Па простір між електродами.



1 – скляний балон; 2 – металічний циліндр або металічне покриття (катод); 3 – нитка (анод); 4 – контакти та ізолятори. С – ємність; R – опір

Рисунок 3.1 – Принципова схема та включення газорозрядних лічильників

Основні переваги газорозрядних лічильників:

- стабільність роботи у великому діапазоні зміни температури – від -55 до +300°C;
- необов'язковість стабільності напруги живлення;
- підвищена ефективність до жорсткого гамма-

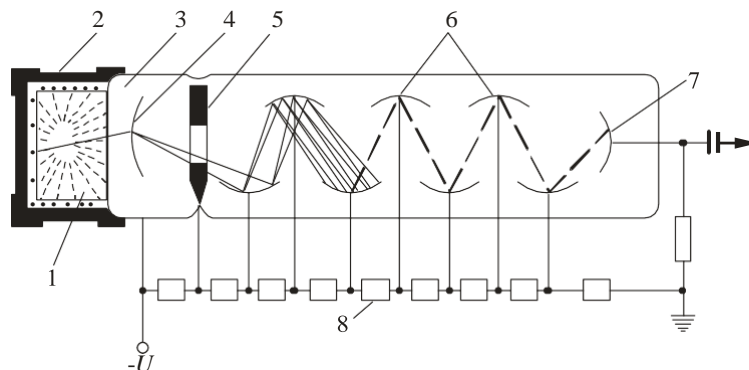
випромінювання при розв'язуванні деяких геолого-промислових задач.

Недоліки газорозрядних лічильників:

- висока робоча напруга живлення (700-1600В);
- обмежений термін роботи внаслідок розходу багатоатомних молекул на дисоціацію;
- мала максимальна швидкість рахунку.

Сцинтиляційні лічильники. Сцинтиляційний

лічильник (Рис. 3.2) має два основних елемента: сцинтилятор, який реагує на ядерне випромінювання спалахами світла, і фотоелектронний помножувач (ФЕП), який перетворює дані слабкі спалахи світла в електричний імпульс та підсилює їх у мільйони разів.



- 1 – сцинтилятор (люмінофор); 2 – відбивач; 3 – ФЕП; 4 – фотокатод;
5 – фокусуючий діод; 6 – діоди; 7 – збираючий електрод (анод);
8 – дільник напруги

Рисунок 3.2 – Принципова схема сцинтиляційного лічильника

Принцип роботи сцинтилятора полягає в наступному. Гамма-квант, який попадає в сцинтилятор, взаємодіє з його атомами (фотоэффект, комптон-ефект, утворення електронно-позитронних пар), що приводить до виникнення вільних зарядів (електронів і позитронів). Даним зарядам передається або вся енергія кванта (фотоэффект), або її частка (компон-ефект, утворення пар). Енергія вільних зарядів використовується на іонізацію та збудження атомів

сцинтилятора. При переході зі збудженого стану в основний атоми сцинтилятора втрачають енергію, яка отримана при збудженні, у вигляді електромагнітних коливань (світлових фотонів) – люмінесценції.

Із багато чисельних сцинтиляторів найбільш часто використовують монокристали йодистого натрію NaI(Tl) , йодистого калію KI(Tl) , йодистого цезію CsI(Tl) , які активовані талієм Tl з метою створення в решітках неорганічних кристалів додаткових центрів люмінесценції, а також пластмасові сцинтилятори.

Фотоелектронний помножувач (ФЕП) – пристрій, який з'єднує в собі фотоелемент і електронний підсилювач, дія якого базується на явищі вторинної електронної емісії.

Електрони, які вилітають із фотокатода, прискорюються електричним полем і через діафрагму прямують на перший електрод (динод) помножувача. Внаслідок вторинної емісії кожний впавший електрон вибиває із динода декілька вторинних електронів, кількість яких залежить від прикладеної між електродами різниці потенціалів. Дані електрони, знаходячись у полі притягання другого динода, також прискорюються та викликають вторинну електронну емісію на наступному диноді. Таким чином, проходить стрибкоподібне збільшення кількості електронів на кожному диноді ФЕП. Останнім електродом у даній ланці служить анод, який виготовлений у вигляді сітки та оточується екраном, що з'єднаний з передостаннім електродом.

Основні переваги сцинтиляційних лічильників:

- висока чутливість (ефективність), в тому числі і до гамма-променів;
- велика роздільна здатність;
- здатність розділяти частинки за їх енергіями та вимірювати їх, тобто проводити спектрометрію радіоактивних променів.

Недоліки сцинтиляційних лічильників:

- висока чутливість до зміни температури навколишнього середовища;
- підвищені вимоги до стабільності напруги живлення;
- великий розкид параметрів фотопомножувачів і зміна характеристик та параметрів фото помножувачів у процесі їх роботи.

Напівпровідникові лічильники. У напівпровідникових лічильниках використовується властивість детекторів – одностороння провідність електричного струму. Для цього створюють деякий шар, який називається р-п-переходом і володіє високим питомим опором. Дві пластини напівпровідника, одна з електронною провідністю, а друга з дірковою, приводять у тісне доторкання. У місцях їх доторкання починається дифузія електронів, яка нейтралізує частину дірок у тонкому граничному шарі з дірковою провідністю, і даний шар заряджається негативно. Аналогічно тонкий граничний шар з електронною провідністю заряджається позитивно. У результаті утворюється перехід р-п, який перешкоджає подальшій дифузії носія заряду. Такий перехід р-п володіє властивостями детектора. Якщо пластину з електронною провідністю приєднати до катода, а пластину з дірковою провідністю – до аноду, то через перехід іде струм. При зворотній полярності товщина переходу р-п росте і система не проводить струм.

При проходженні іонізуючої частинки через чутливий шар у ньому відбувається іонізація та утворюються вільні носії заряду, які під дією електричного поля дрейфують до відповідних електродів, тобто утворюється імпульс електричного струму.

Для реєстрації гамма-квантів необхідні напівпровідникові лічильники з великою товщиною чутливого шару. Даний ефект досягається використанням літію, який володіє великим коефіцієнтом дифузії, в одному із торців напівпровідника із дірковою провідністю. У результаті чого отримуємо тришаровий детектор з *p-i-n*-переходом (Рис. 3.3). У шарі I, куди не проникали атоми літію, зберігається діркова провідність. Тонкий шар III, у якому переважає —донор (літій), набуває електронної провідності. У проміжному шарі II концентрації —донорів і акцепторів рівні. Даний шар називається *i*-шаром. Товщину *i*-шару в окремих випадках вдається довести до 8 мм, що достатньо для отримання доброї енергетичної здатності та непоганої ефективності напівпровідникового лічильника гамма-квантів.

Основні переваги напівпровідникових лічильників:

- економія живлення;
- компактні;

- не чутливі до магнітного поля;
- амплітудне розділення в 20-30 разів краще, ніж у сцинтиляційних лічильниках.

Недоліки напівпровідникових лічильників:

- використання обмежене порівняно невеликими розмірами;
- нестабільність роботи при підвищених температурах

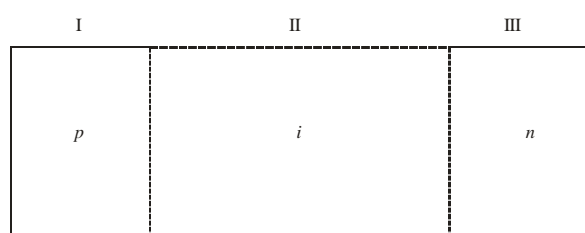


Рисунок 3.3 – Схема напівпровідникового лічильника

Гамма-картаж сумарної радіоактивності (ГК)

У методі ГК вимірюють інтенсивність радіоактивного випромінювання гірських порід в свердловинах за допомогою індикатора γ -випромінювання. В якості індикатора використовують лічильник Гейгера-Мюллера, або більш ефективні і сучасні сцинтиляційні лічильники.

Одержана в результаті виміру крива, яка характеризує інтенсивність гамма-випромінювання пластів уздовж стовбура свердловини, називається гамма-картажною кривою.

Гамма-випромінювання, що реєструється при гамма-картажі, включає випромінювання від пластів гірських порід і фонове випромінювання. Фонове випромінювання викликане забрудненням радіоактивними речовинами матеріалів, з яких виготовлений прилад, і космічного випромінювання.

При дослідженні розрізів свердловин гамма-картажем отримують безперервну криву вимірювання гамма-випромінювання гірських порід у заданих масштабах запису та глибини.

Конфігурації кривих інтенсивності гамма-випромінювання I_γ спотворюються із-за наявності інтегруючої комірки у вимірювальній апаратурі. Внаслідок цього криві I_γ на діаграмах ГК набувають асиметричної форми відносно

середини пласта та зсуваються у напрямку руху приладу, а максимальна величина інтенсивності $I_{\gamma \text{ max}}$ знижується, особливо в пластах обмеженої потужності (Рис. 3.4).

Границі пласта підвищеної радіоактивності можна визначити з достатньою для практики точністю за точками, які відповідають початку підйому кривої ГК у підшві пласта і початку її спаду в його покрівлі.

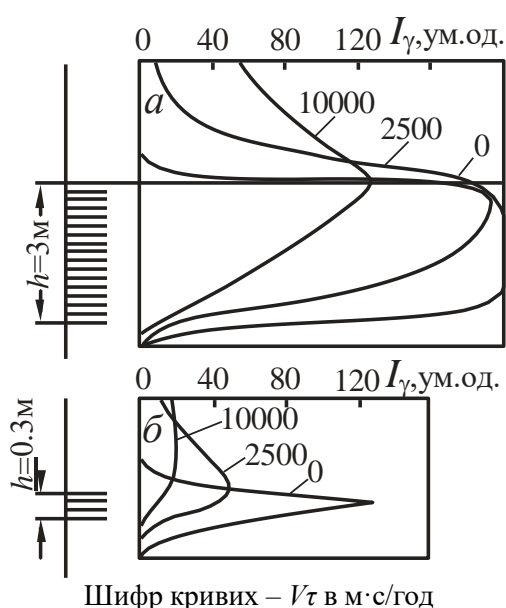


Рисунок 3.4 – Конфігурація кривих гамма-каротажу

Крива радіоактивного каротажу (будь-якого, не тільки ГК) має відхилення, не пов'язані із зміною фізичних властивостей пластів гірських порід, які називаються статистичними флуктуаціями. Статистична флуктуація – це коливання інтенсивності радіоактивного випромінювання навколо деякої середньої величини в одних і тих же умовах.

У загальному випадку інтенсивність γ -випромінювання від пластів, що реєструється, пропорційна дійсній їх гамма-активності.

Проте, при однаковій гамма-активності породи з більшою густиною відмічаються меншими показами ГК через

більш інтенсивне поглинання γ -променів. Таким чином, покази ГК є функцією радіоактивності, густини гірських порід та умов вимірювань (діаметра свердловини, густини промивної рідини, її радіоактивності, товщини обсадної колони, властивостей цементного каменю та ін.).

Умовно вважають, що ефективний радіус дії установки гамма-каротажу (радіус сфери, з якої виходить 90% випромінювань, сприйманих індикатором) відповідає приблизно 30 см. Випромінювання від більш віддалених ділянок гірської породи поглинається навколишнім середовищем, не досягнувши індикатора.

Гамма-каротаж знаходить широке застосування для вивчення літології гірських порід, виділення глинистих порід, якісної та кількісної оцінки їх глинистості, при кореляції розрізів свердловин. Гамма-каротаж використовується також для виявлення радіоактивних (калієвих або уранових) і нерадіоактивних руд, включаючи і вугільні пласти.

Гамма-каротаж проводиться в будь-яких свердловинах: обсаджених, необсаджених, з розчином або без нього.

Прилади гамма-каротажу суміщають часто з іншими видами досліджень в свердловинах: гамма-гамма-каротажем (ГГК), нейтрон-нейтронним каротажем (ННК), індукційним або боковим каротажем і ін..

Недоліки методу ГК: на покази гамма-каротажу істотно впливає діаметр свердловини, товщина металевої обсадної колони і цементного каменя.

Гамма-каротаж спектральний (ГК-С)

У методі ГК-С міряють у вздовж стовбура свердловини зміну інтенсивності гамма-квантів із заданою енергією.

За вихідним дискретним (лінійному) спектром енергій γ -випромінювання можна встановити ізотопний склад і число радіоактивних ядер. Характерними значеннями в спектральному складі γ -випромінювання осадових гірських порід відмічаються: радій – (0,6; 1,76 MeV); торій – 0,9; 1,6; 2,6 MeV); калій – (1,46 MeV) (Рис. 3.5). У зв'язку з цим для оцінки вмісту в породах радю, торію і калію потрібні тільки результати вимірювання інтенсивності природного γ -випромінювання гірських порід в трьох певних енергетичних діапазонах.

Таким чином, γ -спектрометричні дослідження свердловин можуть бути зведені до одночасної реєстрації трьох кривих інтенсивності γ -випромінювання при різних рівнях дискримінації або в різних енергетичних діапазонах. Енергетичні інтервали спектра γ -випромінювання при замірах вибирають так, щоб на кожному з них переважало γ -випромінювання енергії одного з елементів, що визначаються, наприклад: калієвий канал – 1,3-1,6 МеВ; урановий (радієвий) канал – 1,65-1,95 МеВ; торієвий канал – 2,4-2,8 МеВ.

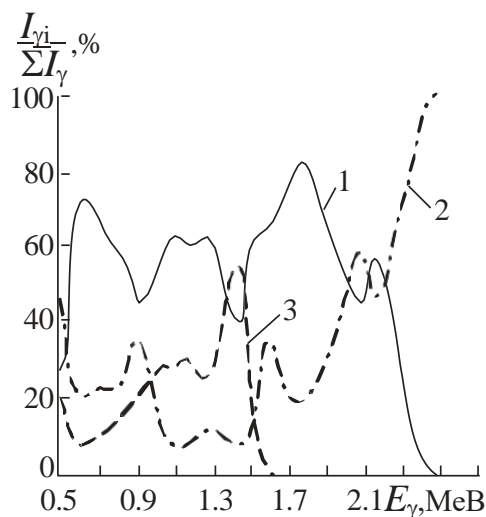


Рисунок 3.5 – Графік зміни вкладу радію (1), торію (2) та калію (3) в загальну гамма-активність гірських порід

Для кількісної оцінки вмісту різних радіоактивних елементів вирішують систему рівнянь, число яких рівне числу елементів, що визначаються. Для осадових гірських порід це буде система з трьох рівнянь:

$$N_1 = a_1 C_K + b_1 C_{Ra} + c_1 C_{Th} \quad (3.9)$$

$$N_2 = a_2 C_K + b_2 C_{Ra} + c_2 C_{Th} \quad (3.10)$$

$$N_3 = a_3 C_K + b_3 C_{Ra} + c_3 C_{Th} \quad (3.11)$$

де N_1, N_2, N_3 – число імпульсів, що визначаються, в трьох енергетичних діапазонах γ -спектру; C_K, C_{Ra}, C_{Th} – вміст калію, радію і торію в об'єкті дослідження; a_i, b_i, c_i – градувальні коефіцієнти, що є швидкостями рахунку в i -тому каналі – вікні спектрометра на одиницю вмісту K, Ra та Th.

Значення градувальних коефіцієнтів визначаються при γ -спектрометрії об'єкту з відомим вмістом K, Ra та Th. Це можна здійснити 2 шляхами:

➤ вимірюванням на насичених моделях пластів, що містять мірну кількість якого-небудь одного типу природних γ -іпроміювачів (стандартний зразок з відомою концентрацією природних радіоактивних елементів);

➤ зіставленням результатів інтерпретації вимірювань свердловин з даними аналізу керн на вміст природних радіонуклідів.

Для досліджень енергетичного складу природного γ -випромінювання використовують гамма-спектрометри *інтегральні* та *диференціальні*.

Інтегральні спектрометри реєструють γ -випромінювання з енергією, що лежить вище (або нижче) за задане порогове значення.

Диференціальні спектрометри вимірюють γ -випромінювання в строго обмежених енергетичних інтервалах, укладених між пороговими значеннями.

Метод ГК-С дозволяє вирішувати конкретні задачі загальної і прикладної геології, а саме:

- з'ясувати механізм і швидкість вивітрювання гірських порід за станом радіоактивної рівноваги в ряду —уран-торій

- вивчати геохімічну циклічність, відновлювати умови осадконакопичення гірських порід і проводити кореляцію —німих товщ;

- з'ясувати фаціальні характеристики і інтенсивність тектонічних рухів структур, сприятливих для акумуляції нафти і газу;

- вивчати особливості і генезис вивержених і метаморфічних гірських порід;

- виділяти у вапняках вторинні доломіти, визначати глинистість і нерозчинний залишок,

- встановлювати мінеральний склад глинистих порід.

Способи еталонування апаратури радіоактивного каротажу

У даний час широко використовуються два способи еталонування апаратури ГК: спосіб радієвих еталонів і спосіб еталонних свердловин.

Спосіб радієвих еталонів. Задана інтенсивність гамма-випромінювання в даному способі забезпечується радієвими еталонами наступних марок: Ra¹³-Ra¹⁵, Ra²⁴ на стаціонарній площадці.

Еталон і радіометр розміщують на висоті не менше 2 м від поверхні землі, на відстані не менше 4 м від сторонніх предметів і на лінії, яка перпендикулярна до осі приладу в середній точці індикатора.

Інтенсивність гамма-випромінювання на відстані r від індикатора розраховують за формулою:

$$I_{\gamma} = \frac{I_{em}}{r^2} \cdot j_{\gamma}, \quad (3.12)$$

де $I_{ет}$ – інтенсивність еталона на відстані 1 м; j_{γ} – поправочний коефіцієнт, який враховує вплив розсіяного гамма-випромінювання.

Шляхом зміни відстані r від 0.3 до 4 м через певні інтервали отримують набір заданих інтенсивностей гамма-випромінювання, які реєструються пристроєм, що їх записує. У кожному положенні r еталона ведеться запис величини I_{γ} не менше 1.0-1.5 хв. при максимальній сталій часу інтегруючої комірки τ_k . За отриманими відхиленнями l для кожного розміщення радієвого еталону будують графіки еталонування, які представляють собою залежність величини відхилення пишучого пристрою від інтенсивностей, що задаються (Рис. 3.6).

Для переводу показів натурального фону в мкР/год. криву еталонування екстраполюють до перетину з віссю інтенсивностей та після чого шкалу інтенсивностей зміщують вліво на величину натурального фону $I_{\gammaф}$.

За графіком еталонування визначають перерахунковий коефіцієнт (см/(мкР/год.)):

$$a = \frac{\Delta l}{\Delta I_{\gamma}}, \quad (3.13)$$

де Δl – різниця між двома відхиленнями; ΔI_{γ} – різниця між інтенсивностями.

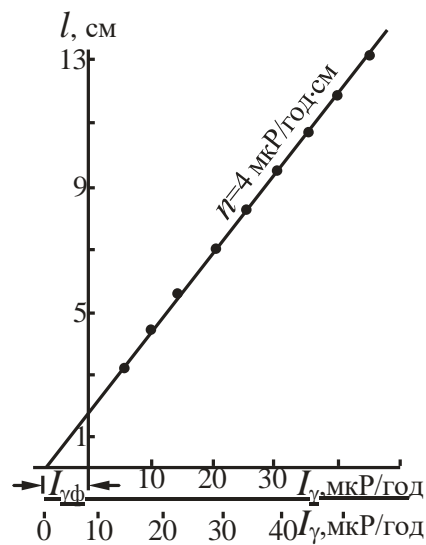


Рисунок 3.6 – Графік еталонування одноканальної апаратури гамма-каротажу

Спосіб еталонних свердловин. Еталонування апаратури гамма-каротажу в еталонних свердловинах, у яких розріз відкладів і умови вимірювання такі ж як і в що досліджуються, зводиться до мінімуму або повного виключення спотворюючих факторів: інтегральної чутливості детектора, лінійності шкали пристрою, що записує, початкового порогу реєстрації гамма-квантів, величина фонового випромінювання радіометра, індивідуальних особливостей апаратури гамма-каротажу та інші.

Суть даного способу полягає в тому, що криві ГК при різних умовах їх запису приводяться до умов вимірювань в еталонній свердловині. За еталонну одиницю, так званою ймовірною нормалізованою одиницею $|\Delta I_{\gamma}|_{\text{ін}}$, приймається

подвоєна величина середньоквадратичного відхилення χ інтенсивності $I_{\gamma i}$, яка зареєстрована в еталонному середовищі, від її середнього значення $I_{\gamma, \text{сер}}$:

$$|\Delta I_{\gamma}|_{\text{ін}} = 2\chi = 2 \sqrt{\frac{\sum_{n,i} (I_{\gamma,i} - I_{\gamma, \text{сер}})^2}{\sum_{n,i}}}, \quad (3.14)$$

де n_i – число значень $\Delta I_{\gamma,i}$ в загальному числі інтервалів $\Sigma_{n,i}$, на які розбивається розріз еталонної свердловини.

При цьому покази ГК будуть виражатися у нормалізованих одиницях у вигляді $I_{\gamma,n}$:

$$I_{\gamma,n} = 3.5 + \frac{I_{\gamma} - I_{\gamma, \text{сер}}}{|\Delta I_{\gamma}|_{\text{ім}}}, \quad (3.15)$$

де I_{γ} – інтенсивність випромінювання, яка виміряна в свердловині, яка досліджується. Число 3.5 введено для того, щоб нормалізована величина $I_{\gamma,n}$ була додатною.

3.2 Методи розсіяного гамма-випромінювання (гамма-гамма-картаж)

Гамма-гамма-картажем (ГГК) називається вимірювання вздовж стовбура свердловини характеристик полів розсіяного гамма-випромінювання, що виникає при опромінюванні гірських порід в свердловині джерелом гамма-квантів.

У методі ГГК розрізняють дві основні модифікації: густинний (ГГК-Г) і селективний (ГГК-С).

Взаємодія гамма квантів з речовиною

При проходженні через речовину гамма-кванти взаємодіють з атомами, електронами і атомними ядрами середовища. При цьому вони або поглинаються повністю, або втрачають частину своєї енергії, змінюючи напрям розповсюдження, тобто розсіюються, що приводить до послаблення інтенсивності гамма-випромінювання.

Для гамма-квантів характерні наступні процеси взаємодії з речовиною:

- фотоелектричне поглинання електронами атомів речовини;
- пружне розсіювання на зв'язаних електронах речовини (релеєвське розсіювання);
- не пружне розсіювання на електронах речовини (комптонівська взаємодія);
- повне поглинання в полі ядра, яке супроводжується утворенням електронно-позитронної пари (ефект утворення пар);
- ядерний фотоэффект;
- пружне і не пружне розсіювання на ядрі і т.д.

Інтенсивність гамма-випромінювання гірських порід, в основному, залежить від трьох фізичних явищ: фотоэффекта, ефекту Комптона і ефекту утворення електронно-позитронної пари. Любий з цих процесів взаємодії носить ймовірний характер і визначається середнім січенням взаємодії, яке вимірюється в одиницях площі. Ймовірність взаємодії радіоактивних випромінювань з електронною частинкою в ядерній геофізиці називають мікроскопічним січенням даного процесу. В залежності від того, чи буде частинка, яка бомбардує, захоплена ядром, чи при зіткненні тільки віддасть частину своєї енергії та змінить напрям руху. Розрізняють мікроскопічне січення захоплення і розсіювання.

Існує поняття мікроскопічної і макроскопічної взаємодії гамма-квантів з речовиною. Під мікроскопічним січенням треба розуміти взаємодію гамма-квантів з атомом хімічного елементу, під макроскопічним (лінійним) січенням – взаємодію гамма-квантів з атомами хімічних елементів одиниці об'єму речовини.

Фотоэффект. Він характерний для гамма-квантів з енергіями не більше ніж 0,5 МеВ. Гамма-квант при проходженні через речовину може вступити у взаємодію з електронами атомів цієї речовини. Гамма-квант передає свою енергію і повністю поглинається, а електрон викидається за межі атома.

При фотоэффекті гамма-квант може вибити зв'язані електрони, енергія зв'язку E_i яких менша енергії самого гамма-кванта E_γ . Енергія викинутого за межі атома електрона

$$E_e = E_\gamma - E_i = m_e V_e^2 / 2, \quad (3.16)$$

де m_e – маса електрона; V_e – швидкість викинутого електрона.

Такий процес виривання електрона з атома фотоном називається фотоефектом, а вирвані електрони – фотоелектронами. Атом, який загубив електрон, опиняється в збудженому стані. Рівень енергії, який вивільнився в атомі заповнюється одним з зовнішніх електронів, при цьому випускається квант характеристичного (рентгенівського) випромінювання, тобто фотоефект супроводжується характеристичним випромінюванням.

В деяких випадках енергія збудження передається безпосередньо одному з електронів, які покидають атом, і характеристичного випромінювання не відбувається. Це явище називається явищем *Оже*, а викинуті електрони – електронами *Оже*. Фотоефект на вільному електроні неможливий, так як при цьому не можуть бути одночасно задоволені закони збереження енергії та імпульсу для ізольованої системи квант-електрон.

Фотоелектрони вилітають переважно в напрямку, перпендикулярному до розповсюдження поляризованого пучка гамма-променів малої енергії (Рис. 3.7.а) під кутом $\varphi \approx 90^\circ$.

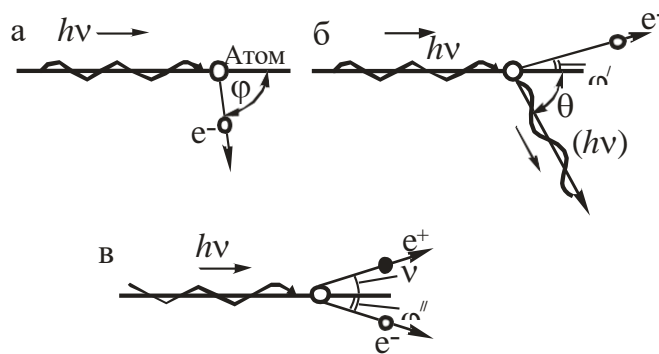


Рисунок 3.7 – Схематичне зображення процесів фотоефекту (а), комптонівського ефекту (б), і ефекту утворення пар (в)

Гамма-кванти малої енергії можуть вибити з атома лиш оптичні електрони, які володіють малою енергією зв'язку. Гамма-кванти великої енергії можуть вибивати електрони з більш глибоких електронних шарів. Це зумовлює селективне фотопоглинання гамма-квантів з яскраво вираженими стрибками при $E_\gamma = E_i$.

Мікроскопічне січення фотоефекту залежить від порядкового номеру елементу (Z) і енергії гамма-квантів. Воно збільшується з ростом, тобто з підвищенням, густини речовини, і зменшується з ростом енергії гамма-квантів за складною залежністю аналогічно його макроскопічного січення (Рис. 3.8). Для характеристики гірських порід як складної системи по відношенню до гамма-променів замість порядкового номеру, який відповідає окремому хімічному елементу, вводять величину ефективного порядкового номера $Z_{\text{еф}}$, вважаючи, що ефективний порядковий номер зв'язаний з деяким умовним середовищем визначеного порядкового номеру.

Комптонівська взаємодія. Комптонівська взаємодія відбувається на електронах при енергіях гамма-квантів, які значно перевищують енергію зв'язку електронів на електронних орбітах. При цьому гамма-квант вступає в взаємодію з вільним або слабо зв'язаним електроном і в результаті непружного співудару з електроном передає останньому частину своєї енергії та імпульсу, а сам змінює своє направлення, набуває енергії, яка рівна $(h\nu)'$, і відхиляється під кутом Θ до початкового напрямку. Електрон викидається з атома під кутом ϕ' до напрямку падаючого гамма-кванту (Рис. 3.7,б). Із збільшенням енергії гамма-квантів кут їх відхилення від початкового напрямку закономірно зменшується.

Коефіцієнт ослаблення γ -випромінювання за рахунок комптонівського розсіяння μ_k визначається за формулою:

$$\mu_k = \mu_e \frac{\delta_n \cdot N_0 \cdot Z}{A}, \quad (3.17)$$

де δ_n – густина поглинаючої речовини; Z – атомний (порядковий) номер речовини; A – атомна маса речовини; N_0 –

число Авогадро, рівне $6,023 \cdot 10^{23}$ молекул г/моль; μ_e – коефіцієнт ослаблення, розрахований на один електрон.

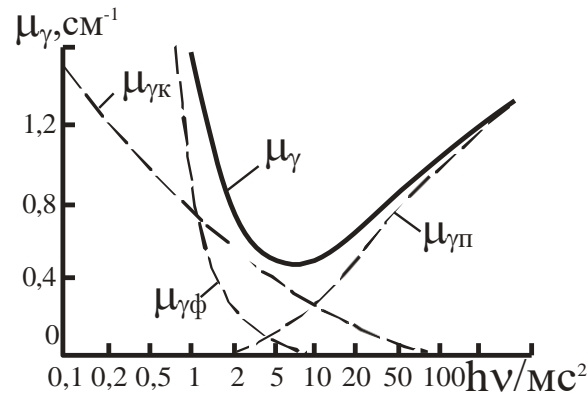


Рисунок 3.8 – Графіки залежності макроскопічних січень фотопоглинання $\mu_{\gamma\phi}$, комптонівського розсіювання $\mu_{\gamma\kappa}$, утворення пар $\mu_{\gamma\Pi}$ і повного коефіцієнта поглинання μ_γ від енергії гамма-квантів в $h\nu/mc^2$ у свинцю

Таким чином, число електронів в одиниці об'єму речовини N_e буде рівне:

$$N_e = \frac{\delta_n \cdot N_0 \cdot Z}{A} \quad (3.18)$$

Для хімічних елементів, з яких складаються гірські породи, відношення Z/A у формулах (3.17) і (3.18) є величиною рівною приблизно 0,5. Відповідно, число електронів в одиниці об'єму, а отже, і коефіцієнт ослаблення μ_κ будуть пропорційні густині речовини.

Мікроскопічне січення комптонівської взаємодії так як і при фотоефекті, залежить від порядкового номера елемента і енергії гамма-кванта, збільшуючись з ростом, тобто з підвищенням густини речовини, і зменшуючись з ростом за більш складною залежністю, як і макроскопічне січення комптонівського розсіювання (Рис. 3.8).

Макроскопічна (лінійна) комптонівська взаємодія

визначається кількістю електронів в одиниці об'єму речовини:

$$\mu_{\gamma k} = n\sigma_{\gamma k} = \frac{\delta N_A z}{A} \sigma_{\gamma k}, \quad (3.19)$$

де N_A – число Авогадро.

Слід розрізняти коефіцієнти комптонівського поглинання $\mu_{\gamma k3}$, яке характеризує долю енергії, що передається гамма-квантом електрону, і розсіювання $\mu_{\gamma kр}$, яка визначає частину енергії, що забирає розсіяний квант, тобто:

$$\mu_{\gamma k} = \mu_{\gamma k3} + \mu_{\gamma kр}. \quad (3.20)$$

Співвідношення розсіяної енергії та енергії, яка поглинається, а також величини кутів між напрямками падаючого фотону, вибитого комптонівського електрона і розсіяного фотона залежать від положення електрона в атомі відносно падаючого фотона в момент взаємодії гамма-кванта з атомом речовини. В загальному випадку відхилення розсіяного фотона можливе в будь-якому напрямку, в тому числі і зворотному.

Утворення електронно-позитронних пар. Із збільшенням енергії гамма-квантів швидко зменшується фотоелектричне поглинання, дещо повільніше – комптонівська взаємодія (Рис. 3.8). Починаючи з енергії близької 1,02 МеВ і при більших її значеннях з'являється механізм утворення пар частинок (електрон-позитрон). Електронно-позитронні пари утворюються при взаємодії гамма-квантів з гравітаційним полем ядра за рахунок поглинання енергії гамма-квантів. Електрон і позитрон вилітають з атома хімічного елемента під деякими кутами і до напрямку гамма-кванту (Рис. 3.7.в). При великих енергіях електрон і позитрон вилітають майже в напрямку розповсюдження падаючих гамма-квантів.

Мікроскопічне січення утворення електронно-позитронних пар при середніх енергіях гамма-квантів збільшується зі збільшенням енергії і порядкового номеру елемента. Макроскопічне (лінійне) січення утворення пар

визначається виразом:

$$\mu_{\gamma n} = n\sigma_{\gamma n} = \frac{\delta N_A z}{A} \sigma_{\gamma n} \quad (3.21)$$

Таким чином, при взаємодії гамма-квантів з речовиною частина енергії первинного гамма-випромінювання поглинається при утворенні електронів віддачі, фотоелектронів і пар електрон-позитрон, а частина зберігається у вигляді енергії розсіяного гамма-випромінювання. Іонізація на шляху розповсюдження гамма-випромінювання відбувається, в основному, за рахунок вторинних електронів, які виникають при взаємодії гамма-випромінювання з речовиною.

При проходженні гамма-квантів у гірській породі найбільш ймовірна наступна трансформація енергії: багатократне комптонівське розсіювання до енергії 0,1-0,05 MeV з передачею її атомним електронам, потім поглинання гамма-квантів при фотоэффекті.

Повний лінійний коефіцієнт послаблення гамма-кванта в речовині складається з суми коефіцієнтів фотоелектричного поглинання, комптонівської взаємодії і утворення електронно-позитронних пар:

$$\mu_{\gamma} = \mu_{\gamma f} + \mu_{\gamma k} + \mu_{\gamma n} \quad (3.22)$$

Але в різних інтервалах енергії послаблення гамма-квантів обумовлене переважно тим або іншим видом взаємодії: фотоэффект переважає в області низьких енергій гамма-квантів (від 0,1 до 0,05 MeV), комптонівське розсіювання – в проміжній області (0,3 до 3 MeV), утворення електронно-позитронних пар – в області високих енергій (1,02 MeV і вище).

Послаблення гамма-квантів в шарі речовини товщиною відбувається за експоненціальним законом:

$$I_{\gamma} = I_{\gamma 0} \exp(-\mu_{\gamma} x), \quad (3.23)$$

де I_γ і $I_{\gamma 0}$ – інтенсивності гамма-випромінювання, які реєструються, відповідно, при наявності поглинача і без нього.

Але в цьому випадку фіксуються тільки ті гамма-кванти, які не вступали у взаємодію з речовиною. Насправді реєструється і частина гамма-квантів, які пройшовши комптонівське розсіювання, досягли детектора.

Для приблизного розрахунку проходження гамма-квантів в речовині використовують ефективний коефіцієнт поглинання $\mu_{\gamma\text{еф}}$, який враховує і розсіяні гамма-кванти, що досягли детектора гамма-випромінювання. Числові значення $\mu_{\gamma\text{еф}}$ визначаються експериментально. Послаблення потоку гамма-квантів в речовині в цьому випадку вираховується за формулою:

$$I_\gamma = I_{\gamma 0} \exp(-\mu_{\gamma\text{еф}}x) \quad (3.24)$$

Гамма-гамма-каротаж густинний (ГГК-Г)

В методах розсіяного гамма-випромінювання, в основному, присутнє фотоелектричне поглинання і комптонівське розсіювання гамма-квантів породою. В залежності від енергії опромінених гамма-квантів і мінерального складу гірської породи переважає той чи інший процес взаємодії їх з породою.

У методі ГГК-Г вимірюють жорстку складову розсіяного гамма-випромінювання. На практиці дуже часто в якості джерела γ -випромінювання використовують ізотоп ^{60}Co , який випускає γ -кванти порівняльно великої енергії (1,87 і $2,13 \cdot 10^{-13}$ Дж).

При взаємодії з гірською породою жорстких гамма-квантів ($E_\gamma > 0,5$ МеВ) в початковий момент головну роль відіграє комптонівське розсіювання, в результаті якого жорстке гамма-випромінювання, втративши значну частину своєї енергії, переходить в м'яке гамма-випромінювання. Тобто, в подальшому головну роль відіграє фотоелектричне поглинання гамма-квантів. Виходячи з вищевказаного, ймовірність комптонівського розсіювання в кінцевому результаті прямо пропорційно залежить від густини гірської породи, а ймовірність фотоелектричного поглинання – від її

мінерального складу і особливо від вмісту тяжких елементів. Завдяки цьому, реєструючи розсіяні гамма-кванти високої енергії, отримують густинну характеристику гірської породи, а сумарна інтенсивність розсіяних гамма-квантів залежить як від густини, так і від мінерального складу породи.

Ймовірність взаємодії жорстких гамма-квантів з гірською породою визначається числом електронів в одиниці об'єму, яке пропорційне густині породи. Таким чином, якщо гірську породу опромінити гамма-квантами енергії не нижче 0.5 MeV і підібрати енергетичний поріг дискримінації гамма-квантів, які реєструються, то за результатами вимірювань ГГК-Г можна встановити густину цієї породи.

Джерело і індикатор γ -випромінювання у методі ГГК-Г розташовані на деякій відстані один від одного, яка називається довжиною зонду L_z . Індикатор укладений в сталеву гільзу, поглинаючи м'яку складову розсіяного γ -випромінювання (до $320 \cdot 10^{-16}$ Дж). Одержана крива ГГК-Г несе інформацію про зміну об'ємної густини оточуючого середовища, тобто величина розсіяного γ - випромінювання, що реєструється в свердловині, визначається ефектом комптонівського розсіювання.

У зв'язку з вищевикладеним, величина розсіяного γ - випромінювання визначається, в основному, густиною навколишнього середовища, в якому знаходиться наш прилад (зонд). Між інтенсивністю розсіяного γ - випромінювання і густиною гірських порід для зондів, що застосовуються на практиці, існує зворотна залежність: чим більше густина порід і чим більша довжина зонда, тим менше γ - випромінювання, що реєструється.

На кривій ГГК-Г мінімальні покази відповідають щільним породам (ангідритам, міцному доломіту та вапнякам); максимальні - менш щільним породам (гіпсу, глинам, кам'яній солі, високопористим вапнякам, пісковикам і доломіту). По кривій ГГК-Г оцінюють густину гірських порід шляхом еталонування діаграм по двох опорних горизонтах з відомими значеннями густини. Для цього використовують наступний вираз:

$$\Delta I_{ГГК} = \frac{\Delta I_{ГГК} - \Delta I_{ГГК\min}}{\Delta I_{ГГК\max} - \Delta I_{ГГК\min}}, \quad (3.25)$$

де $\Delta I_{ГГК}$ – відносна гамма-гамма активність; $I_{ГГК}$; $I_{ГГК\min}$ і $I_{ГГК\max}$ – покази методу ГГК-Г, відповідно, проти досліджуваного пласта, проти пласта з максимальною густиною для даного розрізу і проти каверни з достатньо великим діаметром, проти якої покази ($I_{ГГК\max}$) обумовлено густиною промивальної рідини.

Максимальну густину δ_{\max} проти відповідних пластів визначають на зразках керну в лабораторіях. По розрахованій лінійній залежності $\Delta I_{ГГК}=f(\delta_n)$ для опорних пластів визначають густину досліджуваного пласта по величині $\Delta I_{ГГК}$.

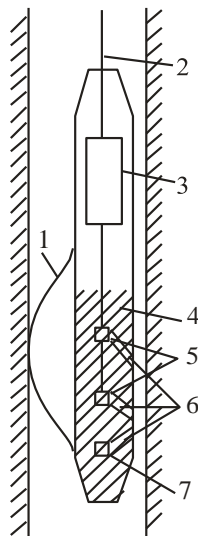
Апаратура і методика проведення густинного гамма-гамма-каротажу

Для реєстрації розсіяного гамма-випромінювання в свердловину опускають вимірвальну установку (Рис.3.9), яка відрізняється від свердловинного приладу гамма-каротажу присутністю в зондовому пристрої джерела гамма-випромінювання

В якості джерела гамма-випромінювання використовують радіоактивний ізотоп кобальту-60 ($T=5,27$ роки, $E_{\gamma}=1,33$ і $1,17$ MeV). Відстань від середини індикатора гамма-випромінювання до центра джерела гамма-квантів називається довжиною зонда. Зондовий пристрій має екран, який послаблює пряме випромінювання джерела в тій частині приладу, де знаходиться індикатор гамма-випромінювання. В якості екрану використовують речовину з великими порядковими номерами, найчастіше – свинець або вольфрам.

Інтенсивність розсіяного гамма-випромінювання, яке реєструється індикатором, залежить від густини породи, довжини зонда, активності та природи первинного гамма-випромінювання. Із збільшенням густини середовища інтенсивність гамма-випромінювання, що розсіюється, спочатку зростає, досягаючи максимуму, а потім спадає (Рис. 3.10). Підвищення інтенсивності випромінювання, яке реєструється в області малих густин обумовлено збільшенням

кількості розсіяних гамма-квантів у зв'язку з ростом числа електронів в одиниці об'єму породи, і як наслідок, її густини. Наступне зменшення інтенсивності гамма-випромінювання пов'язане з поглинанням речовиною частини розсіяних гамма-квантів внаслідок фотоефекту.



1 – притискуючий пристрій; 2 – кабель; 3 – електронна схема;
4 – свинцевий екран; 5 – детектори гамма-променів; 6 –
коліматори випромінювання; 7 – джерело гамма-випромінювання

Рисунок 3.9 – Схематичне зображення свердловинного приладу РГП-2

Положення максимуму на кривій (Рис. 3.10) залежить від довжини зонда і початкової енергії гамма-квантів. З підвищенням енергій первинного випромінювання і зменшення довжини зонда максимум зміщується вправо. Так як більша частина гірських порід має густину вище $2 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$, то вимірювання проводять за спадаючою частиною кривої, тобто із збільшенням густини порід інтенсивність розсіяного гамма-випромінювання спадає.

Глибинність дослідження густинного методу розсіяного гамма-випромінювання мала (близько 10-15 см) і залежить від довжини зонда, потужності джерела, енергії первинних гамма-

квантів, густини гірських порід.

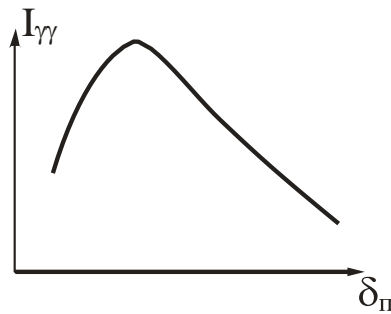


Рисунок 3.10 – Загальний вигляд залежності інтенсивності розсіяного гамма-випромінювання від густини гірської породи

Із збільшенням довжини зонда збільшується глибинність дослідження густинного гамма-гамма-каротажу. Але при цьому збільшується статична похибка реєстрації розсіяних гамма-квантів, що вимагає необхідність використання більш потужніших джерел. Встановлено, що для дослідження залізних руд оптимальними є зонди довжиною 30-50 см, руд тяжких елементів – зонди довжиною 20-40 см, для визначення пористості осадових гірських порід – зонди довжиною 40 см.

Потужність джерела вибирається такою, щоб розсіяне гамма-випромінювання перевищувало природне гамма-випромінювання порід в декілька раз і цим самим забезпечувало малу статистичну похибку реєстрації, але не перевищувало б допустиму дозу гамма-випромінювання обслуговуючого персоналу. Як правило застосовують джерела гамма-випромінювання активністю від $0,37 \cdot 10^4$ до $1,85 \cdot 10^4$ розп./с.

Збільшення початкової енергії гамма-квантів викликає збільшення їх проникаючої властивості та, внаслідок чого, глибинність дослідження методу. З цієї точки зору переважно використовують джерело ^{60}Co .

Радіус дослідження ГГК-Г обернено-пропорційно залежить від числа електронів в одиниці об'єму гірської

породи, а значить від її густини.

Внаслідок малої глибинності ГГК-Г на достовірність його показів великий вплив має зміна діаметра свердловини, фізичні властивості рідини, яка заповнює свердловину, товщина глинистої кірки, а також присутність або відсутність обсадних колон і т.д.

З метою зменшення впливу свердловинних умов на результати досліджень ГГК-Г використовують зонди великих розмірів і свердловинні прилади спеціальної конструкції (див.рис. 3.9). Особливий пристрій притискає прилад до стінки свердловини стороною, на якій змонтовані колімаційні вікна для джерела і індикатора ГГК-Г. Завдяки цьому зменшується вплив діаметру свердловини і шару рідини, яка заповнює свердловину та відділяє прилад від об'єкту дослідження. Для зменшення ймовірності попадання на індикатор прямого гамма-випромінювання від джерела і гамма-випромінювання, розсіяного рідиною, яка заповнює свердловину, джерело та індикатор часто екрануються із сторони свердловини. Опромінення породи і сприйняття розсіяного гамма-випромінювання в цьому випадку відбувається через невеликі отвори в екранах (коліматори), які розміщені в частині приладу, притисненої до стінки свердловини.

Якщо присутня глиниста кірка, то густина досліджуваного середовища знижується, а покази ГГК-Г підвищуються. Вплив глинистої кірки на інтенсивність розсіяних гамма-квантів враховується з допомогою спеціальних палеток.

Результати вимірювань ГГК-Г виражаються в імпульсах на хвилину або в умовних одиницях. За умовну одиницю приймаються покази радіометра, які відповідають показам у воді (середовище з густиною 10^3 кг/м) або алюмінію (середовище з густиною $2,65 \cdot 10^3$ кг/м). Умовну одиницю отримують за результатами вимірювань в баці з водою або алюмінієвому блоці. Вона дорівнює різниці показів при вимірюваннях з джерелом гамма-випромінювання і без нього.

Точку запису ГГК-Г відносять до середини відстані між джерелом і індикатором.

Густи́нний гамма-гамма-картаж дозволяє вирішувати наступні задачі:

- проводити літологічне розчленування розрізів

свердловин;

- визначати густину гірських порід, визначати пористість гірських порід;
- встановлювати потужність і будову вугільних пластів, а при сприятливих умовах визначати їх зольність;
- виділяти хромітові руди, колчеданові руди, марганцеві руди, боксити, флюорити, поліметалічні руди, калійні солі;
- проводити контроль технічного стану свердловини: відбивати глибину цементування та муфт на обсадних колонах, якість зчеплення цементного каменю з колоною та породою.

Гамма-гамма-каротаж селективний (ГГК-С)

Селективний гамма-гамма-каротаж базується на реєстрації по стовбурі свердловини розсіяного гамма-випромінювання від джерела м'яких гамма-квантів.

Заснований на використанні такої взаємодії γ -квантів з речовиною як фотоэффект (фотоелектричне поглинання). При фотоэффекті γ -квант взаємодіє з цілим атомом і передає всю свою енергію одному з електронів його оболонки. Виникаючий при цьому фотоелектрон відносить частину енергії γ -кванта. Найінтенсивніший прояв фотоэффекту спостерігається в речовинах, що містять важкі елементи та при опроміненні їх γ -квантами з малою енергією (близькою до енергії зв'язку електрона з ядром атома).

Радіометр, який використовується при ГГК-С, аналогічний радіометру ГГК-Г. Він відрізняється тільки тим, що при дослідженні глибоких свердловин використовується гільза із алюмінію, а при роботі на малих глибинах – із плексигласу. Крім того, в ГГК-С використовуються джерела м'якого гамма-випромінювання – радіоактивні ізотопи ^{75}Se (селен), ^{170}Tu (тулій), ^{113}Sn (станум), ^{123}Te (телур), ^{133}Ba (барій), ^{203}Hg (меркурій), ^{137}Cs (цезій).

У загальному випадку залежність між інтенсивністю розсіяного м'якого гамма-випромінювання та ефективним порядковим номером $Z_{\text{эф}}$ середовища відмінна від лінійної. Однак для руд певного речовинного складу та енергії опромінюючих гамма-квантів можна підібрати такі джерела м'якого гамма-випромінювання, які забезпечать максимальну чутливість методу та лінійність зв'язку $I_{\gamma\gamma}=f(Z_{\text{эф}})$.

Впливу густини на покази ГГК-С можна позбутись наступним чином. Необхідно підібрати зонди таких розмірів, при яких на інтенсивність розсіяного гамма-випромінювання не впливає густина середовища. Переважно це зонди малої довжини, які мають малу глибинність дослідження. Однак при їх використанні на результати ГГК-С сильно впливають свердловинні умови вимірювання.

За звичний варіант ГГК-С застосовують для виділення руд важких елементів і кількісного визначення вмісту руд одного важкого елементу в більш легкій вміщуючій породі. Для інтерпретації даних ГГК-С використовують градувальні графіки зв'язків показів методу від еквівалентної концентрації, одержані на моделях пластів або в свердловинах, де концентрація елементів у ряді пластів визначається за даними аналізу керна.

Метод ГГК-С застосовують для виділення скупчень важких елементів в породах і рудах, що слабо розрізняються за густиною.

Добрі результати метод ГГК-С дає при вивченні розрізів свердловин вугільних родовищ. Це витікає з того, що вугільні пласти мають порядковий номер $Z=7$, а вміщуючі породи $Z=12-13$. За даними ГГК-С вугільні пласти відмічаються максимумами. Градування апаратури ГГК-С проводяться на моделях пластів з відомим вмістом шуканого елементу.

3.3 Нейтронні методи дослідження свердловин

При нейтронному каротажі вивчаються характеристики нейтронного і γ -випромінювання, що виникають при опромінюванні гірських порід джерелом нейтронів.

На практиці застосовують стаціонарні джерела випромінювань і нестаціонарні (імпульсні) джерела випромінювань нейтронів.

Результати вимірювань при нейтронному каротажі представляють у вигляді кривої зміни вторинного гамма-випромінювання (метод НГК) або густини теплових (надтеплових) нейтронів (ННК-Т або ННК-НТ) з глибиною. В свердловинному приладі, який використовується при нейтронному каротажі, міститься джерело нейтронів і індикатор γ -квантів (при НГК) або густини нейтронів (при

ННК-Т або ННК-НТ). Відстань між джерелом нейтронів і індикатором відповідає довжині зонда L_3 .

Взаємодія нейтронів з речовиною

Нейтрон – електрично нейтральна нестабільна ядерна частинка $0n$. Маса нейтрона ($m_n=1.0086654 \cdot 10^{-24}$ г) приблизно в 1836 разів більша маси електрона або позитрона та приблизно рівна масі протона, тобто масі ядра водню. Нейтронне випромінювання володіє найбільшою проникною здатністю із всіх видів випромінювання. Дана властивість обумовлена тим, що нейтрони не взаємодіють з електронними оболонками, не відштовхуються кулонівським полем ядра.

Найбільш суттєвими процесами, які протікають при взаємодії нейтронів з гірською породою, є пружне і не пружне розсіювання на ядрах елементів та поглинання (захоплення) ядрами елементів, які складають гірську породу, з випромінюванням, як правило, інших частинок

При *пружному* розсіюванні відбувається перерозподіл кінетичної енергії між нейтроном і рухомим ядром відповідно до їх мас і кута розсіювання за принципом зіткнення пружних куль. При цьому внутрішній стан ядра і кінетична енергія системи —нейтрон-ядро залишаються незмінними. Величина втрати енергії нейтроном при пружному розсіюванні залежить від характеру його зіткнення з ядром і маси останнього. Максимальна втрата енергії нейтроном відбувається при центральному зіткненні і коли маса атома співвимірна з масою нейтрона. Отже, водень є найкращим сповільнювачем нейтронів.

При *непружному* розсіюванні нейтрон спочатку захоплюється ядром, а потім викидається з нього, але вже з меншою енергією і під деяким кутом до напрямку початкового руху. Ядро ж, що захопило і втратило нейтрон, залишається на деякий час у збудженому стані і потім повертається в основний (спокійний) стан, випускаючи при цьому γ -квант.

Непружне розсіювання – це порогова реакція. Енергія порогоу, яка рівна енергії першого збудженого ядра, зменшується із зростанням масового числа від декількох мільйонів електрон-вольт до 100 кеВ і нижче. Відповідно, непружне розсіювання нейтронів проходить тільки при взаємодії швидких нейтронів з речовиною та переважно на

важких ядрах елементів.

При захопленні ядром нейтрона перший переходить у збуджений стан. Перейшовши в стан збудження, ядро розпадається різними способами в залежності від ступені збудження, яка визначається енергією падаючого нейтрона. У зв'язку з цим, всі нейтрони умовно діляться на декілька енергетичних груп, які приведені в табл. 3.1, крім того нейтрони з енергією від 0,3-0,5 до $n \cdot 10^2$ еВ називають надтепловими нейтронами.

Таблиця 3.1 – Основні характеристики нейтронів

Нейтрони	Енергія E_n , еВ	Температура T , К	Швидкість V_n , см/с	Довжина хвилі λ_n , см
Холодні	0,001	11,6	$4,37 \cdot 10^4$	$9,04 \cdot 10^{-6}$
Теплові	0,025	295	$2,2 \cdot 10^3$	$1,80 \cdot 10^{-6}$
Повільні	0,5	$1,16 \cdot 10^4$	$1,39 \cdot 10^3$	$2,86 \cdot 10^{-7}$
Надтеплові	30 - 50			
Резонансні	100	$1,16 \cdot 10^4$	$1,39 \cdot 10^3$	$2,86 \cdot 10^{-7}$
Проміжні	$0,5 - 2 \cdot 10^3$	$1,16 \cdot 10^4$	$1,39 \cdot 10^3$	$2,86 \cdot 10^{-7}$
Швидкі	$2 \cdot 10^3 - 2 \cdot 10^7$	$1,16 \cdot 10^4$	$1,39 \cdot 10^3$	$2,86 \cdot 10^{-7}$

Швидкі нейтрони, розповсюджуючись в навколишньому середовищі, в процесі пружного і непружного розсіювання, порівняно швидко (за $10^{-4} - 10^{-5}$ с) втрачають свою енергію (до 0,025 еВ) і швидкість (до 2200 м/с) та перетворюються на теплові. Останні поглинаються ядрами внаслідок радіаційного захоплення з утворенням на першій стадії складних ядер, які потім (через $10^{-12} - 10^{-24}$ с) переходять в основний стан з випуском γ -квантів.

Поглинання нейтронів супроводжується випромінюванням протона β -, α -частинки, двох-трьох нейтронів або гамма-квантів, тобто воно проходить у реакціях (n, β) , (n, α) , $(n, 2n)$, (n, γ) і т. д.

Реакція типу (n, γ) називається радіаційним захопленням нейтрону. На використанні реакції даного типу базується нейтронний гамма-каротаж. Аномально поглинають теплові нейтрони такі елементи як кадмій, хлор, бор, літій та інші.

Таким чином, нейтрони, які випромінюються джерелом і потрапляють в гірську породу, відносно швидко (за 10^{-4} – 10^{-5} с) сповільнюються в результаті пружних і частково не пружних співударів. Більша частина нейтронів минає поглинання в області високих енергій та захоплюється ядрами за реакцією захоплення (n, γ).

Розподіл нейтронів в середовищі залежить від нейтронних властивостей середовища, в основному від хімічного складу останнього. Для більшості гірських порід уповільнюючі і поглинаючі властивості визначаються вмістом водню: чим він вищий, тим швидше зменшується густина нейтронів з віддаленням від джерела нейтронів.

Вірогідність взаємодії нейтронів з речовиною кількісно характеризується нейтронним ефективним січенням, числове значення якого виражається в m^2 . У практиці застосовують дрібну одиницю вимірювання вказаної характеристики - барн ($1 \text{ барн} = 10^{-28} m^2$). Ефективні січення процесів розсіювання і захоплення, що відносяться до одного ядра елемента, називають відповідно мікроскопічними ядерними січеннями розсіювання σ_p і захоплення σ_z . Ефективні січення розсіювання і захоплення, що відносяться до одиниці об'єму породи, називають макроскопічними січеннями розсіювання Σ_p і захоплення Σ_z .

Густина теплових нейтронів залежить в загальному випадку від уповільнюючих і поглинаючих властивостей середовища і визначається довжиною уповільнення L_s , коефіцієнтом дифузії D і часом життя теплових нейтронів τ .

Часом життя теплового нейтрона називається час існування нейтрона в породі з моменту його перетворення в тепловий до моменту його захоплення ядром і визначається за формулою:

$$\tau = \frac{l_{cp.z.}}{V\tau}, \quad (3.26)$$

де $V\tau$ – швидкість теплових нейтронів (2200 м/с); $l_{cp.z.}$ – середня довжина вільного пробігу нейтрона до його захоплення ядром.

Довжиною уповільнення нейтронів (довжиною дифузії)

називають середню довжину шляху нейтрона від точки, де він став тепловим, до точки захоплення і визначається за формулою:

$$L_s = \frac{r_{cp.d}^2}{6} = D \cdot \tau, \quad (3.27)$$

де $r_{cp.d}^2$ – середній квадрат відстані по прямій від точки уповільнення нейтрона до точки захоплення його ядром; D – коефіцієнт дифузії, який рівний:

$$D = \frac{L_s^2}{\tau}. \quad (3.28)$$

Інтенсивність поглинання теплових нейтронів залежить від вмісту в породах елементів з високим ефективним січенням захоплення σ_z , основним з яких в осадових породах є хлор.

Таким чином, уповільнююча і поглинаюча здатність гірських порід визначають просторовий розподіл нейтронів на різних стадіях їх взаємодії з породами, на вивченні якої і засновані нейтронні методи дослідження свердловин.

Залежно від довжини зондів свердловинних приладів ми досліджуватимемо вторинне гамма-випромінювання та теплові або надтеплові нейтрони.

Нейтронний гамма-каротаж (НГК)

Метод НГК базується на вимірюванні характеристик поля γ -випромінювання, яке виникає під впливом зовнішнього стаціонарного джерела нейтронів.

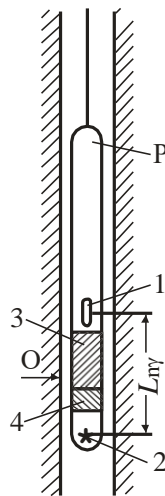
Загальна величина γ - випромінювання, яка реєструється при НГК, складається з трьох компонент:

- a* - γ -випромінювання від радіаційного захоплення нейтрона ядрами атомів породи (вторинне випромінювання);
- б* - γ -випромінювання від джерела нейтронів;
- в* - γ -випромінювання від природної радіоактивності гірських порід.

Останню третю складову ми можемо врахувати якщо є гамма-каротаж по всьому розрізу свердловини. У загальному випадку на практиці перша складова є основною, і вона за своєю інтенсивністю значно перевищує другу і третю складові разом узяті.

Інтенсивність гамма-випромінювання радіаційного захоплення, в основному, залежить від кількості нейтронів, які поглинаються одиницею об'єму гірської породи та довжини зонда. Кількість нейтронів, які поглинаються одиницею об'єму породи, пропорційна густині теплових нейтронів, яка залежить від сповільнюючих і поглинаючих властивостей породи. Як згадувалось вище, дані дві властивості визначаються, в основному, водневим вмістом та вмістом елементів із високим січенням захоплення нейтронів у навколишньому середовищі.

Нейтронний гамма-каротаж проводиться за допомогою свердловинної установки, яка включає джерело нейтронів і розміщений на відстані довжини зонда L_{ny} індикатор гамма-випромінювання (Рис. 3.11).



P – радіометр; O – точка запису; L_{ny} – довжина зонда;
 1 – індикатор; 2 – джерело; 3 – свинцевий екран;
 4 – парафіновий екран

Рисунок 3.11 – схема свердловинного пристрою

нейтронного гамма-каротажу

На величину інтенсивності вторинного гамма-випромінювання суттєво впливає довжина зонда. При малих довжинах із збільшенням об'ємного водневого вмісту гірських порід інтенсивність зростає, при великих зондах – спадає.

Зміна розміру зонда впливає на глибинність дослідження нейтронного гамма-каротажу. Із збільшенням розміру зонда глибинність зростає, потім досягає деякого максимального значення і починає зменшуватись. На практиці радіометричних робіт у якості стандартного зонда НГК переважно використовують заінверсійний зонд проміжного розміру – 60 см.

Глибинність дослідження нейтронного гамма-каротажу невелика – 20-40 см, причому вона зменшується із підвищенням об'ємного водневого вмісту гірських порід і вмісту в них елементів з аномально високим січенням радіаційного захоплення теплових нейтронів.

На результати НГК впливають також елементи, що володіють високою здатністю захоплення теплових нейтронів: хлор, бор, літій, кадмій, кобальт і ін..

За нейтронними властивостями осадові породи діляться на дві групи – великого вмісту водню та малого вмісту.

До першої групи відносяться: глини, гіпс, пористі пісковики, пористі вапняки і виділяються вони на діаграмах НГК мінімумами.

До другої групи відносяться: мало пористі вапняки і доломіт, зцементовані пісковики і алевроліти, ангідрити і кам'яна сіль – вони виділяються на діаграмах НГК високими показами (максимумами).

Нафтоносні і водоносні пласти містять майже однакову кількість водню, тому за НГК нафтоносні і водоносні (слабомінералізовані) пласти позначаються однаково.

Газоносні пласти в обсаджений свердловині відмічаються за НГК більш високими показами ніж такі ж самі за літологією пласти, але заповнені нафтою або водою.

Нейтрон-нейтронний каротаж по теплових нейтронах (ННК-Т)

Метод густини теплових нейтронів (ННК-Т) полягає в

дослідженні інтенсивності теплових нейтронів у розрізі свердловин на заданій відстані (довжині зонда) від джерела швидких нейтронів, які в результаті сповільнення пороодоутворюючими елементами перетворились у теплові.

Густина теплових нейтронів визначається також кількістю нейтронів, які сповільнились до теплової енергії, кількістю нейтронів, які поглинулися середовищем, а також довжиною зонда. Тому, як і в НГК, інтенсивність теплових нейтронів у ННК-Т залежить від сповільнюючої та поглинаючої властивостей гірської породи, тобто від водневого вмісту та наявності елементів з високим січенням захоплення теплових нейтронів. Вплив елементів з високим січенням захоплення теплових нейтронів обумовлений величиною січення захоплення, а також концентрацією в гірських породах елементів, що поглинають, і не залежить від емісійної властивості останніх при захопленні теплових нейтронів. Завдяки цьому ННК-Т більш чутливий до вмісту елементів, що поглинають теплові нейтрони (хлор, бор, кадмій та інші), ніж НГК.

При проведенні ННК-Т довжини зондів можуть бути до інверсійними, інверсійними та за інверсійними.

Свердловинний прилад ННК-Т відрізняється від НГК тим, що у ньому в якості детектора використовується індикатор теплових нейтронів, а фільтром для ослаблення прямого гамма-випромінювання і нейтронного випромінювання джерела служить не один свинець, а речовини із більшим січенням захоплення швидких і теплових нейтронів, переважно використовується парафін-свинцевий екран висотою 10-15 см.

У якості індикатора густини теплових нейтронів використовують пропорційні газорозрядні або сцинтиляційні лічильники із цинку збагаченого сіркою – $ZnS(Cu)$ або $ZnS(Ag)$.

Покази зондів ННК-Т залежать від водневого вмісту та за глибиною дослідження вони аналогічні зондам НГК. Оптимальною довжиною зонда ННК-Т при вивченні нафтових і газових свердловин вважається 30-40 см; вона визначає глибину дослідження 20-30 см.

Нейтрон-нейтронний каротаж по надтеплових нейтронах (ННК-НТ)

Метод густини надтеплових нейтронів (ННК-НТ) базується на реєстрації інтенсивності надтеплових нейтронів по розрізу свердловини, які виникають при опроміненні гірської породи джерелом швидких нейтронів.

Густина надтеплових нейтронів визначається сповільнюючими властивостями (водневим вмістом) середовища і практично не залежить від поглинаючих властивостей (наявність елементів із високим січенням захоплення теплових нейтронів). У цьому є переваги даного методу над іншими нейтронними методами дослідження свердловин.

Густина надтеплових нейтронів визначається також і довжиною зонда. Зонди, які використовуються в ННК-НТ, поділяються на до інверсійні, інверсійні та за інверсійні. Розміри до інверсійних та інверсійних зондів на небагато менші зондів ННК-Т. Це пояснюється тим, що в ННК-НТ залежність густини надтеплових нейтронів від водневого вмісту при різних довжинах зондів визначається тільки довжиною сповільнення теплових нейтронів, у той час як в ННК-Т вона обумовлена, крім того, коефіцієнтом дифузії, довжиною дифузії та часом життя теплових нейтронів.

Зв'язок густини надтеплових нейтронів із водневим вмістом при різних довжинах зондів такий же, як і в НГК і ННК-Т.

Свердловинна вимірювальна установка ННК-НТ відрізняється від свердловинного приладу ННК-Т лічильником реєстрації частинок. Індикаторами надтеплових нейтронів служать пропорційні бор-фторові газорозрядні лічильники та сцинтиляційні лічильники теплових нейтронів (люмінофори типу ЛДН), оточені ззовні парафін-кадмієвим або парафін-борним фільтром. Принцип роботи таких лічильників полягає в наступному. Із навколишнього середовища на свердловинний прилад надходять нейтрони теплових і надтеплових енергій. Теплові нейтрони поглинаються кадмієм або бором, який є зовнішнім покриттям таких індикаторів. Надтеплові нейтрони, безперешкодно пройшовши зовнішній екран, сповільнюються парафіном до теплових енергій та реєструються індикатором, так само як і в

ННК-Т.

Переважно при радіометричних дослідженнях розрізів свердловин використовуються за інверсійні зонди (25-40 см). Радіус дослідження ННК-НТ менший ніж в НГК і ННК-Т, тому свердловинні умови ще в більшій степені впливають на інтенсивність надтеплових нейтронів, яка реєструється.

Методи ННК-Т і ННК-НТ вільні від впливу природного γ -випромінювання та від γ -випромінювання джерела нейтронів.

Довжина зондів в цих методах вибирається 0,4-0,5 м. Для цього виду каротажу характерна мала глибина дослідження, яка залежить від властивостей порід і вмісту в них водню і дорівнює 0,2-0,3 м. Якнайменший радіус дослідження має метод ННК-НТ, оскільки область розповсюдження надтеплових нейтронів менше ніж теплових.

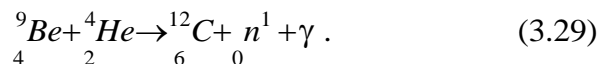
Нейтронні методи із стаціонарним джерелом дають можливість виділяти в розрізі свердловини: глини, щільні породи і ділянки підвищеної пористості. У експлуатаційних обсаджених свердловинах нейтронні методи застосовуються для визначення місцеположення газорідного і водонафтового контактів.

У обсаджених свердловинах ефективність нейтронних методів знижується. Покази методу дуже сильно залежать також від мінералізації промивної рідини.

Джерела швидких нейтронів та вплив різних факторів на покази нейтронних методів

Джерелом швидких нейтронів є порошкоподібна суміш альфа-випромінювання (полонію, плутонію або радію) з (берилієм або бором), запакована в герметичну ампулу та захищена латунним кожухом.

Утворення нейтронів відбувається за наступним принципом. Ядро берилію, яке використовується в якості мішені, взаємодіючи з альфа-частинкою (${}^4_2\text{He}$), перетворюється в ядро вуглецю. При цьому утворюється нейтрон:



За складом суміші мішені та випромінювання розрізняють наступні джерела швидких нейтронів: плутоній-берилієві (Pu+Be), полоній-берилієві (Po+Be), радій-берилієві (Ra+Be), радій-борні (Ra+B), полоній-борні (Po+B).

Суттєвий недолік радієвих джерел – висока інтенсивність гамма-випромінювання, що супроводжується виходом кожного нейтрона. На практиці радіометричних досліджень свердловин переважно використовують полоній-берилієві джерела, вихід супроводжуючого гамма-випромінювання в яких на чотири порядки нижчий, ніж у радій-берилієвих. З цієї точки зору ще більш перспективно використовувати плутоній-берилієві джерела, в яких гамма-фон практично відсутній.

Ампульні нейтронні джерела мають і інші недоліки, які понижують ефективність радіометричних досліджень свердловин: загроза опромінення обслуговуючого персоналу, немонохроматичність енергетичного спектру і відносно мала енергія випромінюючих нейтронів, зміна виходу нейтронів у часі, складність створення в свердловині нестационарних нейтронних полів.

На практиці промислових геофізичних досліджень свердловин у якості джерел швидких нейтронів також використовують свердловинні генератори нейтронів.

На покази нейтронного гамма-каротажу в значній мірі впливають водневий вміст і вміст хлору, причому по-різному: при підвищенні водневого вмісту покази інтенсивності НГК зменшуються, а при підвищенні вмісту хлору – збільшуються.

Покази нейтронного гамма-каротажу в більшій степені залежать від конструкції глибинного приладу та свердловинних умов. Диференціююча здатність НГК гірських порід за водневим вмістом зростає із збільшенням товщини та густини між джерелом нейтронів та індикатором гамма-квантів, при оточенні індикаторів кадмієвим екраном, а також при збільшенні діаметру гільзи приладу.

Із збільшенням товщини фільтруючого свинцевого екрану знижується вплив фону від прямого гамма-випромінювання нейтронних джерел.

На абсолютну величину інтенсивності реєстрації НГК основний вплив відіграє зміна товщини шару речовини, яка містить водень, – заповнювача свердловини (промивна рідина,

глиниста кірка, цемент), що оточує глибинний прилад. Із збільшенням товщини даного шару величина I_{ny} у всіх випадках знижується, причому найбільш різко напроти середовищ із малим вмістом водню. При збільшенні діаметру гільзи приладу зменшується товщина шару промивної рідини в свердловині поблизу нього, що еквівалентно зменшенню діаметру свердловини. Суттєво впливає на величину I_{ny} також зміна концентрації C_p даного розчину за хлором: із збільшенням C_p величина I_{ny} зростає.

У випадку наявності цементного каменю інтенсивність НГК зменшується. Величина даного зниження залежить від співвідношення діаметрів колони та свердловини, товщини стінок колони та в більшій степені від ексцентриситету.

На покази нейтронного гамма-каротажу також впливає зона проникнення промивної рідини. У зв'язку з проникненням у пласт слабо мінералізованого фільтрату поглинаючі властивості гірських порід різко знижуються.

Оскільки радіус дослідження ННК-Т малий, то густина теплових нейтронів, що реєструється, залежить не тільки від нейтронних властивостей гірських порід, але і від конструктивних особливостей свердловини та приладу (співвідношення їх діаметрів), наявності або відсутності обсадних колон і цементу, наявності глинистої кірки, вміст хлору в промивній рідині, розміщення приладу в свердловині (ексцентриситет) і т.д.

Вплив всіх перерахованих факторів (за виключенням вмісту хлору в промивній рідині) на покази ННК-Т аналогічні перерахованим НГК, тільки їх ступень впливу ще більший. Якщо в НГК збільшення вмісту хлору в промивній рідині приводить до фонового підвищення гамма-випромінювання радіаційного захоплення, що реєструється, то в ННК-Т із підвищенням вмісту хлору густина теплових нейтронів знижується, причому приблизно в однаковій ступені по всьому розрізу свердловини.

Вплив зони проникнення на результати ННК-Т аналогічний впливу на покази НГК.

На результати нейтрон-нейтронного каротажу за надтепловими нейтронами мінералізація промивної рідини практично не впливає.

Зона проникнення промивної рідини впливає на покази

ННК-НТ тільки при дослідженні газоносних товщ, так як у даному випадку відбувається вирівнювання водневого вмісту в присвердловинному просторі проти газоносних, нафтоносних і водоносних пластів, тому при роботі в газовій свердловині необхідно, щоб вона була обсадженою і в присвердловинній зоні відновився першопочатковий розподіл водню.

Задачі, які вирішуються за даними НГК, ННК-Т, ННК-НТ

Нейтронні методи використовуються для вирішення наступних задач:

1. літологічне розчленування геологічних розрізів;
2. стратиграфічна прив'язка відкладів;
3. виділення пластів-колекторів;
4. визначення коефіцієнта пористості;
5. відбивка газорідного та водонафтового контактів;
6. виявлення елементів з високим січенням захоплення теплових нейтронів (бору, ртуті, хлору, вольфраму та інших).

Метод імпульсного нейтронного каротажу

Імпульсний нейтронний каротаж полягає у вивченні нестационарних нейтронних полів і гамма-полів, створюваних генератором нейтронів.

Генератор нейтронів працює в імпульсному режимі. Такий режим полягає в опромінюванні гірських порід короткочасними потоками швидких нейтронів тривалістю Δt , які слідкують один за іншим через певний проміжок часу τ (Рис. 3.12). Після часу τ_3 (часу затримки) включається апаратура і вимірюється в перебігу часу Δt густина нейтронів або інтенсивність гамма-випромінювання.

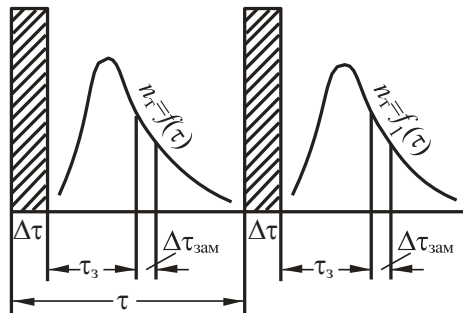


Рисунок 3.12 – Принцип вимірювання імпульсними методами

Змінюючи час включення вимірювальної апаратури (час затримки) τ_3 і вимірюючи густину нейтронів в часі $\Delta\tau$ вивчають процеси взаємодії нейтронів з речовиною.

За допомогою імпульсних нейтронних методів вивчають:

- густину (число) теплових нейтронів і цей метод називають ІННК.
- інтенсивність вторинного гамма-випромінювання – метод ІНГК.

Імпульсний нейтрон-нейтронний картотаж

Метод ІННК заснований на вимірюванні характеристик нестационарних нейтронних полів. Цим методом реєструють густину теплових нейтронів при незмінній відстані між джерелом і індикатором і при декількох фіксованих затримках τ_3 і часових вікнах $\Delta\tau$.

Густина теплових нейтронів залежить в загальному випадку від уповільнюючих і поглинаючих властивостей середовища і визначається довжиною уповільнення L_y , коефіцієнтом дифузії D і часом життя теплових нейтронів τ . Таким чином, дані імпульсного нейтрон-нейтронного картожаю несуть в собі інформацію про водневий вміст порід – через коефіцієнт дифузії D і довжину уповільнення L_y і про вміст в породах елементів із підвищеними січеннями захоплення σ_3 – через середній час життя теплових нейтронів τ .

Основною величиною, яка вимірюється, в імпульсному нейтрон-нейтронному картожі є середній час життя теплових нейтронів τ . Встановлено, що змінюючи час затримки τ_3 , можна отримати відмінності у величинах густини нейтронів,

що вимірюються проти нафтоносного та водоносного пластів. У цьому одна із основних переваг імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу.

Радіус зони дослідження ІННК R_d визначається водневим вмістом середовища та часом затримки:

$$R_d \approx 2.1\sqrt{D \cdot \tau_3} . \quad (3.30)$$

Із збільшенням водневого вмісту середовища зменшується коефіцієнт дифузії теплових нейтронів i , відповідно, радіус дослідження. Глибинність ІННК зростає із збільшенням часу затримки. Однак, із збільшенням τ_3 падає швидкість рахунку імпульсів, що приводить до великих статистичних похибок вимірювання.

У методі ІННК зазвичай застосовують час затримки $\tau_3=200-2000$ мкс, тому густина теплових нейтронів, зареєстрованих приймачем практично не залежить від довжини уповільнення L_y і визначається тільки параметрами D і τ .

Таким чином, дані ІННК несуть інформацію про два нейтронні параметри гірських порід: коефіцієнт дифузії D і середній час життя теплових нейтронів τ . Перший з них залежить головним чином від водневого вмісту порід, а другий - пов'язаний тільки з поглинаючою здатністю гірських порід. Величини τ і D визначають по характеру спаду кривої густини теплових нейтронів в часі: $n\tau=f(\tau)$.

На покази методу негативно впливають каверни, великі зони проникнення і велика мінералізація бурового розчину. Однак при достатньо великих часових затримках τ_3 вплив свердловинних умов зводиться до мінімуму.

В імпульсному нейтронному методі використовується вимірювальна свердловинна установка, яка складається із імпульсного свердловинного генератора нейтронів і розміщеного на деякій фіксованій відстані (довжина зонда) від нього індикатора густини нейтронів або гамма-випромінювання.

Принцип роботи свердловинного генератора нейтронів наступний. Мішень, яка представляє собою один із легких елементів (дейтерій, тритій, берилій, літій та інші),

бомбардується потоком прискорених заряджених частинок. Для даної мети найчастіше використовуються реакції ${}^2\text{D}(d, n){}^3\text{He}$ і ${}^3\text{T}(d, n){}^4\text{He}$, що виникають при бомбардуванні потоком іонів дейтерію (дейтронів) або тритію (Рис. 3.13).

В ІННК, як і в інших методах радіометрії свердловин, форма кривих залежить від швидкості запису V і сталої інтегрування τ_k , тому при виборі даних величин керуються тими ж вимогами, що і при проведенні гамма-каротажу. Переважно на практиці ІННК $V=100\div 120$ м/год. при $\tau_k=12$ с.

Імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж використовується для літологічного розчленування розрізів свердловин, виділення корисних копалин, визначення характеру насичення порід-колекторів, відбивка водонафтового, газонафтового та газоводяного контактів.

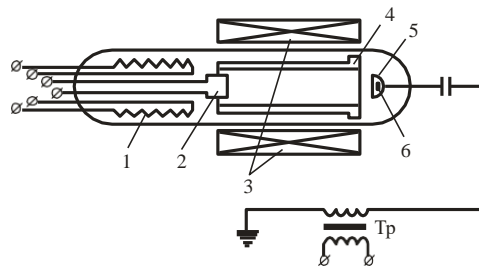


Рисунок 3.13 – Принципова схема генератора нейтронів

На відміну від стаціонарних нейтронних методів імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж по теплових нейтронах дозволяє вирішувати задачу щодо відбивки газорідного та водонафтового контактів, навіть при пониженій мінералізації пластових вод (20-50 г/л).

При високій мінералізації пластових вод за даними ІННК можна визначати також коефіцієнт нафтонасиченості, а відповідно, відслідковувати процес розробки родовищ.

Таким чином, метод ІННК дозволяє:

- Визначати літологічну характеристику розрізу, а саме по характеристиках τ і D , наприклад:

Пісковики – $\tau=550-1000$ мкс; $D=(20-30)\cdot 10^{-4}$ см²/с;

Алевроліти – $\tau=320-560$ мкс; $D=(12-22)\cdot 10^{-4}$ см²/с;

Аргилліти – $\tau=220-450$ мкс; $D=(6-16)\cdot 10^{-4}$ см²/с;

- Можливе виділення пластів із вмістом солей, ангідридів, гіпсу, доломіту порід збагачених залізом, калієм, бором, рідкісними землями.
- Визначати коефіцієнти нафто- і газонасиченості.
- Розділяти водоносні пласти від нафтонасичених і від газонасичених ($\tau_{\text{вод}}=190$ мкс; $\tau_{\text{нафт}}=250-360$ мкс).

Імпульсний нейтронний гамма-каротаж (ІНГК)

У цьому методі з імпульсним джерелом нейтронів реєструють зміну по розрізу свердловини інтенсивність гамма-випромінювання від радіаційного захоплення ядрами елементів теплових нейтронів при фіксованих затримках на незмінній відстані довжини зонда.

Інтенсивність гамма-випромінювання радіаційного захоплення пропорційна густині теплових нейтронів. Проте, поле радіаційного гамма-випромінювання більш рівномірно розподілено, ніж поле нейтронів.

Таким чином при ІНГК основним критерієм розділення колектора за нафтоводонасиченістю служить час життя теплових нейтронів τ . Вимірювання проводять у часі, який перевищує середній час уповільнення нейтронів в досліджуваному середовищі, тобто в кінці життя нейтронів (від 300 до 900 мкс).

У практиці дослідження нафтових і газових свердловин в даний час використовуються зонди завдовжки 35-40 см.

Головною задачею ІНГК в нафтових і газових свердловинах є виділення в розрізі нафтогазоносних пластів і визначення водонафтового і газорідного контактів. Добрі результати метод ІНГК дає в обсаджених неперфорованих свердловинах.

На діаграмах ІНГК і ІННК максимальні покази відповідають малопористим неглинистим пластам, нафтоносним і газоносним колекторам. Мінімальні значення відповідають глинистим пластам, високопористим колекторам і пластам з високомінералізованою водою.

Таким чином імпульсний нейтронний каротаж (ІННК і ІНГК) знайшов широке застосування при дослідженні діючих, обсаджених колонами свердловин для встановлення водонафтового і газорідного контактів, встановлення нафтонасичених інтервалів. Найкращі результати ці методи

дають при високих мінералізаціях пластових вод. Якщо відома літологія, пористість і мінералізація пластових вод, то можна за даними ІНК оцінювати коефіцієнт нафтогазонасиченості.

4 АКУСТИЧНІ МЕТОДИ ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН

Акустичні методи дослідження розрізів свердловин (акустичний каротаж) базуються на вивченні пружних характеристик порід за спостереженнями розповсюдження у них пружних хвиль ультразвукового і звукового діапазону. При акустичному каротажі (АК) в свердловині збуджуються пружні коливання, які розповсюджуються в ній і в навколишніх породах та сприймаються приймачами, розташованими в тій же свердловині.

За типом параметрів, що реєструються, виділяють наступні основні модифікації акустичних методів: акустичний каротаж за швидкістю розповсюдження пружних хвиль; акустичний каротаж за затуханням пружних хвиль; широкосмуговий акустичний каротаж та інші. Каротажі за швидкістю та затуханням пружних хвиль складають стандартний акустичний каротаж і проводяться переважно одночасно.

4.1 Фізичні основи акустичних методів

Пружні хвилі, що використовуються в промисловій геофізиці для проведення акустичних методів, поділяються на три групи:

- інфразвукові хвилі з частотами менше 16 Гц;
- звукові – з діапазоном частот від 16 до $2 \cdot 10^4$ Гц;
- ультразвукові – з частотами більше $2 \cdot 10^4$ Гц.

При детальному вивченні пружних характеристик гірських порід на практиці найчастіше використовуються хвилі з проміжними частотами 10-75 кГц і переважанням з ультразвуковими частотами.

В основі досліджень акустичними методами лежить відмінність пружних властивостей порід, які складають геологічні розрізи свердловин.

Гірські породи в природному заляганні практично є пружними тілами. Якщо на елементарний об'єм породи діє деяка сила, то відбувається його деформація – зміна розмірів і форми; після припинення дії сили – відновлюється початкове положення.

Розглянемо середовище, в обмеженій області якого протягом деякого короткого часу діє зовнішня збуджуюча сила. У результаті чого в цій області середовища виникає деформація і буде спостерігатися переміщення частинок середовища. Останнє приведе до виникнення напружень у шарі, який оточує область збудження; в даному шарі також виникнуть деформації об'єму (розтягування, стиснення) і деформації форми (зсуву), що змінюються в часі.

Від даного шару напруження і деформації передадуться в наступний шар і т.д. У результаті від точки прикладання сили, що збуджує, у всіх напрямках будуть поширюватися зміни (деформації) початкового стану середовища. Після того, як частка середовища зробить коливання навколо свого початкового положення, вона заспокоюється.

Процес послідовного поширення деформації називається пружною хвилею.

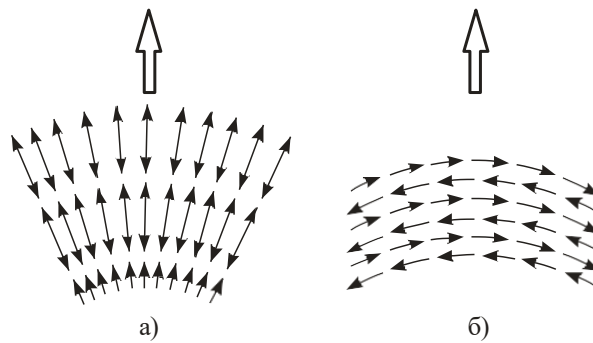
Поверхня, яка відокремлює в певний момент часу область середовища, у якій хвиля вже викликала коливання частинок, від тієї області, де збудження ще не спостерігаються, називається переднім фронтом (або фронтом) хвилі. Лінію, вздовж якої відбувається поширення хвилі, у кожній своїй точці утворюючи прямий кут із фронтом хвилі у відповідний момент часу, називають променем.

В однорідному середовищі фронт хвилі, який утворений точковим випромінювачем, буде представляти сферичну поверхню; у неоднорідному середовищі фронт хвилі буде представлений поверхнею складної форми.

У залежності від виду деформації в породі виникають різні типи пружних хвиль. Найбільш інформативними, при вивченні пружних властивостей гірських порід, є наступні хвилі: поздовжні (Р-хвилі), поперечні (S-хвилі), Лемба (L-хвилі) та вторинного походження. Основними хвилями, які використовуються в промисловій геофізиці, є поздовжні та поперечні хвилі.

Поздовжня хвиля несе із собою тільки деформації об'єму. Поширення поздовжньої хвилі представляє переміщення зон розтягування та стиснення; частинки середовища здійснюють коливання навколо свого початкового положення в напрямку, який збігається з напрямком поширення хвилі (Рис. 4.1, а). Поперечна хвиля пов'язана з

деформаціями форми; поширення її зводиться до ковзання шарів середовища одного відносно іншого; частинки середовища роблять коливання навколо свого початкового положення і в напрямку, який перпендикулярний напрямку поширення хвилі (Рис.4.1, б). Поперечні хвилі можуть існувати тільки у твердих тілах.



а) б)
Велика стрілка вказує напрямок руху хвилі.

Рисунок 4.1 – Схема зсуву частинок середовища при поширенні поздовжніх (а) і поперечних (б) хвиль

Для пружної хвилі характерна швидкість її розповсюдження, що спостерігається за рухом променя. Величина швидкості залежить від пружних властивостей середовища та типу хвилі. Основними властивостями пружних тіл є модуль поздовжнього розтягу та коефіцієнт поперечного скорочення.

Модуль поздовжнього розтягу (модуль Юнга) E . Модуль поздовжнього розтягу дорівнює відношенню напруження p до відносного подовження δl , таким чином маємо:

$$E = \frac{p}{\delta l}, \quad (4.1)$$

де $p=F/s$ – напруження (F – прикладена сила, s – поперечний переріз тіла).

Коефіцієнт поперечного скорочення (коефіцієнт Пуассона) ν . Коефіцієнт поперечного скорочення є коефіцієнтом пропорційності між відносним поперечним скороченням δl_c даного пружного тіла та його відносним

подовженням δl :

$$v = \frac{\delta l_c}{\delta l}. \quad (4.2)$$

Розрізняють два типи параметрів, які характеризують пружні хвилі, – кінематичні та динамічні.

Кінематичні параметри. Швидкість поширення пружних хвиль у гірській породі визначається модулем Юнга E , коефіцієнтом Пуассона ν та її густиною δ_n . Так, швидкість поширення позовжньої хвилі становить:

$$V_P = \sqrt{\frac{E \cdot (1-\nu)}{\delta_n \cdot (1+\nu) \cdot (1-2 \cdot \nu)}}. \quad (4.3)$$

Швидкість поширення поперечної хвилі становить:

$$V_S = \sqrt{\frac{E}{2 \cdot \delta_n \cdot (1+\nu)}}. \quad (4.4)$$

Для гірських порід величина E змінюється в межах $0.15 \cdot 10^4 - 0.6 \cdot 10^5$ МПа, коефіцієнт ν близький до 0.25.

Після підстановки у формули (4.3) і (4.4) середніх значень пружних констант для гірських порід одержимо співвідношення $V_P/V_S=1.73$. Отже, позовжня хвиля розповсюджується приблизно в 1.73 рази швидше від поперечної.

Пружні властивості гірських порід, а значить, і швидкості розповсюдження пружних хвиль у них обумовлені їх мінеральним складом, пористістю та формою порового простору і, таким чином, тісно пов'язані з літологічними та петрофізичними властивостями. В таблиці 4.1 наведено швидкості розповсюдження пружних хвиль у деяких середовищах.

Швидкість хвиль Лемба V_L визначаються за допомогою виразу, який включає швидкість гідро-хвиль V_0 , що розповсюджуються в свердловинній рідині з густиною δ_0 , і швидкість поперечних хвиль V_S у навколишньому середовищі

з густиною δ_n :

$$V_L = \frac{V_0}{\sqrt{1 + \left(\frac{\delta_0}{\delta_n}\right) \cdot \left(\frac{V_0}{V_n}\right)^2}}. \quad (4.5)$$

Таблиця 4.1 – Швидкість розповсюдження поздовжніх хвиль у деяких середовищах

Гірська порода або речовина	Швидкість розповсюдження поздовжніх хвиль V_p , м/с
Повітря	300-350
Метан	430
Нафта	1300-1400
Вода прісна	1470
Вода мінералізована	1600
Промивна рідина	1500-1700
Глина	1200-2500
Пісковик незцементований	1500-2500
Пісковик щільний	3000-6000
Вапняк	3000-7100
Доломіт	5000-7500
Ангідрит, гіпс	4500-6500
Кам'яна сіль	4500-5500
Кристалічні породи	4500-6500
Цемент	3500
Сталь	5400

Величина, яка обернена швидкості розповсюдження пружної хвилі в породі, прийнято називати інтервальним часом проходження хвилі ΔT , одиниця вимірювання – секунда на метр (с/м) або мікросекунда на метр (мкс/м):

$$\Delta T = \frac{1}{V}. \quad (4.6)$$

Динамічні параметри. Розповсюдження пружних хвиль в

гірських породах супроводжується поступовим зменшенням їх енергії внаслідок фізичних процесів поглинання, розсіювання та геометричного розходження. Енергію хвилі характеризує амплітуда коливань A . Зменшення амплітуди коливань із збільшенням відстані від джерела збудження до точки спостереження для випадку плоского фронту розповсюдження пружної хвилі проходить за експоненціальним законом:

$$A = A_0 \cdot e^{-\alpha_n \cdot l}, \quad (4.7)$$

де A_0 , A – відповідно, амплітуди коливань поблизу джерела збудження та в точці спостереження; α_n – коефіцієнт поглинання пружних хвиль; l – відстань, яку пройшла хвиля.

Коефіцієнт поглинання (затухання) пружних хвиль α_n є показником втрати енергії хвиль в гірських породах внаслідок вказаних вище фізичних процесів. Вираз для α_n має наступний вид:

$$\alpha_n = \frac{1}{\Delta l} \cdot \ln \left| \frac{A_1}{A_2} \right|, \quad (4.8)$$

де A_1 і A_2 – амплітуди хвиль, які реєструються приймачами, що розміщені на відстані Δl (бази зонда) один від іншого.

Одиниця вимірювання коефіцієнта поглинання – децибел на метр або 1/м. Величина α_n залежить від пористості породи, мінерального складу її скелету і цементу, геометрії пор і властивостей рідини, що заповнює пори.

4.2 Розповсюдження пружних хвиль у свердловині

Для вивчення акустичних властивостей гірських порід необхідно в свердловині збуджувати пружні хвилі та спостерігати за ними після проходження їх через гірські породи, які складають геологічний розріз.

При проходженні пружні хвилі через пласти з різними властивостями відбувається їх відбивання та заломлення, а також змінюється напрямок фронту та променя хвилі (Рис.

4.2). Між напрямками падаючої та заломленої хвиль існує наступне співвідношення (закон заломлення):

$$\frac{\sin \alpha_1}{V_1} = \frac{\sin \beta}{V_2}, \quad (4.9)$$

де α_1 – кут падіння; β – кут заломлення; V_1 і V_2 – швидкості поширення хвиль у середовищах *I* і *II*.

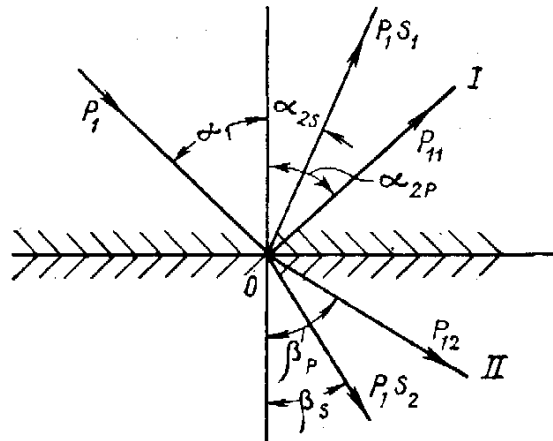


Рисунок 4.2 – Заломлення та відбивання хвиль на границі двох середовищ

При V_1 і V_2 та деякому критичному куті падіння $\alpha_1=i$, що задовольняє умові:

$$\sin i = \frac{V_1}{V_2}, \quad (4.10)$$

кут заломлення $\beta = 90^\circ$ і промінь заломленої хвилі ковзає в середовищі *II* вздовж границі розділу. Такий випадок заломлення називається повним внутрішнім відбиттям. При акустичному каротажі найбільший інтерес представляють хвилі, які виникають у результаті повного внутрішнього відбиття.

Відбиті хвилі утворюються в тому випадку, якщо добуток

швидкості на щільність (хвильовий опір) одного середовища більший ніж в іншому. Кути α_1 і α_2 (α_{1P} і α_{2S}) (Рис. 4.2), які складають падаючий і відбитий промені з перпендикуляром до границі розділу (кут падіння і кут відбиття) зв'язані між собою наступною формулою:

$$\frac{\sin \alpha_1}{\sin \alpha_2} = \frac{V_1}{V_{від}}, \quad (4.11)$$

де $V_{від}$ – швидкість відбитої хвилі.

У випадку відбиття монотипної хвилі ($V_{від}=V_1$) кут відбиття дорівнює куту падіння.

Переважно більша частина енергії падаючої хвилі витрачається на утворення вторинних хвиль того ж типу, тому енергія обмінних хвиль, особливо відбитих, значно менша, ніж монотипних.

Співвідношення між амплітудами падаючої, відбитої та заломленої хвиль визначається хвильовими опорами середовищ *I* і *II*.

При наявності декількох середовищ зазначені явища виникають на кожній границі розділу, причому як для прямих хвиль, що йдуть безпосередньо від джерела збудження, так і для відбитих та заломлених. Усе це значно ускладнює розподіл хвиль у досліджуваних середовищах.

У середовищах з поверхнями розділу існують особливі хвилі, що поширюються в тонкому шарі в границі розділу. На відміну від розглянутих вище об'ємних хвиль, ці хвилі називаються поверхневими.

З акустики і сейсмозвідки відомо, що при наявності плоскої границі розділу, амплітуда головної хвилі обернено пропорційна квадрату відстані до випромінювача, якщо ця відстань значно більша віддаленню випромінювача від площини розділу. Більш інтенсивніше, ніж для прямої хвилі, послаблення головної хвилі пояснюється тим, що вона є розбіжною, а енергія на її утворення надходить від заломленої хвилі, фронт якої на великих відстанях від випромінювача близький до сферичного. При акустичному каротажі границя розділу циліндрична, внаслідок чого фронт головної хвилі не розходиться з віддаленням від випромінювача. Тому можна

вважати, що амплітуда головної хвилі i , відповідно, амплітуда викликаної її ковзаючої хвилі становить:

$$A = c \cdot A_0 \frac{1}{z^n}, \quad (4.12)$$

де A_0 – амплітуда поблизу випромінювача; c – коефіцієнт, який залежить від величини критичного кута i та акустичних жорсткостей бурового розчину і породи; z – відстань від випромінювача до приймача; n – показник степеня, який близький до одиниці на великих віддаленнях від джерела.

Таке послаблення коливань спостерігається у випадку ідеально пружного середовища. Гірські породи не є абсолютно пружними, тому в них відбувається поглинання енергії пружної хвилі внаслідок внутрішнього тертя між сусідніми частинками середовища і розсіювання хвиль, яке обумовлене неоднорідністю середовища.

У результаті поглинання енергії амплітуда всіх хвиль на інтервалі l послаблюється в $e^{-\alpha l}$ раз, де α – коефіцієнт поглинання, який визначає здатність порід гасити коливання (m^{-1}).

Внаслідок спільного впливу розбіжності і переломлення хвилі, а також поглинання її енергії амплітуда коливань головних хвиль у свердловині змінюється з відстанню відповідно виразу:

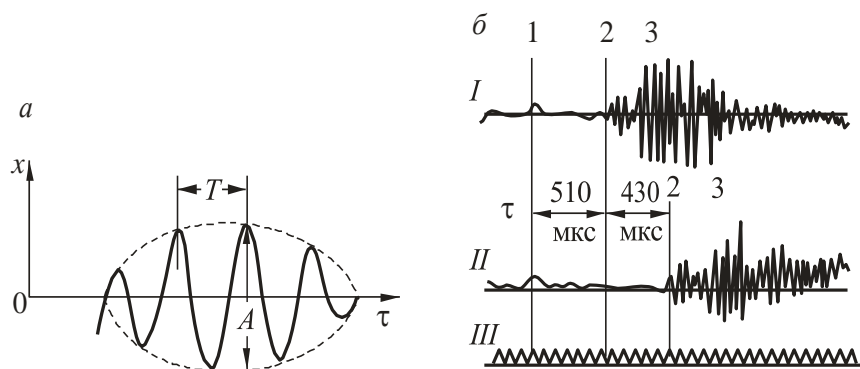
$$A = c \cdot A_0 \frac{1}{z^n} e^{-\alpha \cdot z}. \quad (4.13)$$

Величина коефіцієнта поглинання α залежить від частоти коливань ω . В області ультразвукових частот для всіх порід коефіцієнт поглинання зростає з частотою.

4.3 Апаратура акустичного каротажу

В акустичному каротажі для дослідження розрізів свердловин використовується імпульсна ультразвукова установка, випромінювач якої періодично посиляє пакети із трьох-чотирьох періодів ультразвукових коливань частотою

10-75 кГц, які розділенні в часі (Рис. 4.3,а). Частота посилення імпульсів ультразвукових коливань випромінювачем визначається необхідністю реєстрації в перших вступках головної хвилі, яка проходить в породах, а не в промивній рідині, та визначається відстанню між стінкою свердловини та приймачем. Апаратура акустичного каротажу складається із свердловинного приладу *I* і наземної панелі *II* (Рис.4.4).



I – запис ближнім приймачем; *II* – запис віддаленим приймачем;
III – марки часу (через 100мкс)

1 – відмітка імпульсу; 2 – перший вступ головної поздовжньої хвилі; 3 – поперечні коливання та хвиля, яка рухається по промивній рідині; *T* – період збуджуючого коливання

Рисунок 4.3 – Графік коливання поздовжньої хвилі (а) і хвильова картинка (б)

У свердловинному приладі знаходиться випромінювач *I* пружних ультразвукових коливань. Для збудження випромінювача використовується генератор або накопичувач енергії 2, живлення якого здійснюється від наземної панелі за допомогою кабелю. Збудження випромінювача здійснюється за командою від синхронізуючого пристрою 3.

Ультразвукові коливання, які виникли після проходження в гірських породах, що складають геологічні розрізи свердловин, приймаються приймачем 4, який створює відповідні електричні коливання. Оскільки величина електричних коливань мала, то перед передачею електричних сигналів за допомогою геофізичного кабелю в наземну панель вони підсилюються підсилювачем 5. Для зменшення

спотворення сигналу, що передається кабелем, використовується узгоджувальний пристрій 6, який має низькоомний вихід і узгоджений із вхідною ланкою наземної панелі.

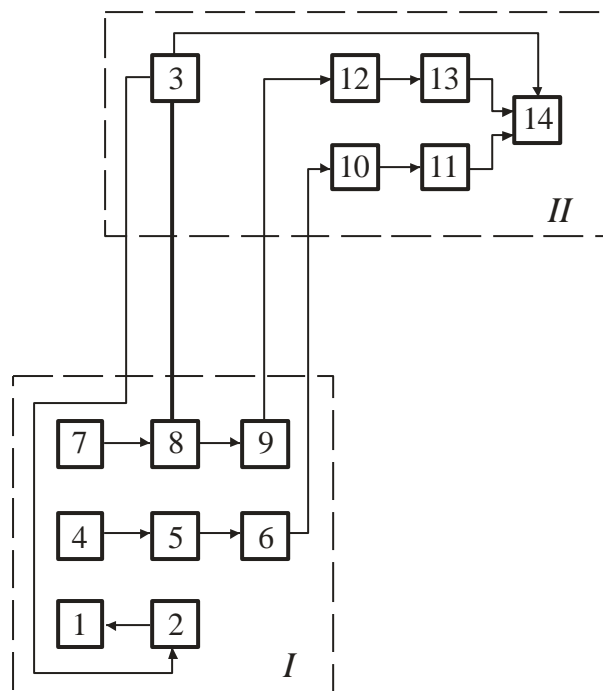


Рисунок 4.4 – Узагальнена блок-схема апаратури ультразвукового методу

У трьохелементному свердловинному пристрої є ще один приймальний канал (другий приймач 7, підсилювач 8, узгоджувальний пристрій 9), який ідентичний першому.

У сучасній апаратурі акустичного каротажу в якості випромінювачів використовуються магнітострикційні або п'єзокерамічні перетворювачі, які працюють на основі резонансної частоти, а в якості приймачів – п'єзокерамічні перетворювачі, які працюють на частотах нижче частоти основного резонансу.

Сигнали, які надходять від свердловинного приладу на

наземну панель, за інтенсивністю недостатні для реєстрації реєструючим пристроєм 14. Для того, щоб збільшити амплітуди сигналів, у наземну панель включають підсилювачі 11 і 13. Коефіцієнт підсилення переважно складає 10^5 - 10^6 . Для відкидання некорисних сигналів у наземній панелі використовують фільтри 10 і 12, які включаються перед основними підсилювачами 11 і 13 або після них. Підсилені сигнали поступають на реєстратор 14.

На практиці, в основному, реєструють часи проходження хвилі T_1 , T_2 і інтервальний час ΔT , а також величини амплітуд коливань A_1 і A_2 , які реєструються ближнім і віддаленим приймачами, та логарифм відношення амплітуд $lg(A_1/A_2)$. Такий спосіб реєстрації даних використовується в апаратурі акустичного каротажу СПАК-2М, СПАК-4 і СПАК-6.

4.4 Методика проведення вимірювань при акустичному каротажі

Свердловинний прилад опускають на задану глибину та, підключивши пульти до каротажного осцилографа, проводять регулювання вимірювальних каналів і встановлення масштабу запису кривих часу та амплітуд. Для цього виводять на нуль шкали білки гальванометрів каналів T_1 , T_2 і ΔT при подачі на пулт калібрувальних сигналів, які відповідають нульовим значенням вказаних параметрів.

Переводять схему калібрування в позицію стандарт сигналу та регулюванням рівня вихідної напруги добиваються необхідного для вибраного масштабу запису відхилення білки гальванометра кожного сигналу. Схема калібрування забезпечує отримання наступних стандарт-сигналів: 50, 100, 250 мкс/м для ΔT ; 200, 600, 900 мкс для T_1 і 250, 700, 1150 мкс для T_2 . Для запису ΔT використовують два гальванометра з відношенням чутливості 1:2, а для запису T_1 і T_2 – по одному гальванометру. Масштаб запису ΔT для карбонатного розрізу беруть рівним 10 мкс/м/см, а для піщано-глинистого розрізу – 20 мкс/м/см. Відхилення білки основного гальванометра при встановленні масштабу становить:

$$l = \frac{U_{cc}}{S \cdot n}, \quad (4.14)$$

де U_{cc} – значення стандарт-сигналу в мкс; S – база зонда, яка рівна 0.5 м; n – масштаб запису в мкс/м/см.

Після встановлення масштабу нульову лінію запису для розширення шкали реєстрації зміщують вліво на 100 мкс за допомогою компенсатора поляризації. Масштаб запису T_1 і T_2 вибирають в діапазоні 20-50 мкс/см у залежності від типу розрізу. Нульові лінії запису кривих зміщують вліво на 400 мкс. Нульові значення та стандарт-сигнали часових параметрів записують на діаграмі.

Після переведення пульта в режим вимірювання, регулюють чутливість амплітудного дискримінатора так, щоб схема вимірювання T_1 і T_2 не реагувала на шуми і в той же час відмічала моменти вступу поздовжньої хвилі приблизно на половині першої амплітуди. Дане регулювання проводять спостерігаючи на екрані осцилографа хвильові картинки з мітками моментів спрацьовування схеми вимірювання часу.

Для налагодження каналів вимірювання амплітуд на реєстратор подають калібровані сигнали, які відповідають їх нульовому та одному із стандартних значень. Масштаб запису A_1 і A_2 вибирають у межах 0.5-2 В/см. Для запису коефіцієнта згасання α використовують масштаб 2 або 4 (дБ/м)/см. Калібровані сигнали реєструють на діаграмі.

Вимірювання проводиться при підйомі свердловинного приладу зі швидкістю не більше 1200 м/год. У процесі вимірювання за допомогою осцилографа контролюють розміщення міток спрацьовування схеми відліку часів на хвильових картинках і при необхідності його коректують регулюванням чутливості дискримінатора амплітуд.

У кінці діаграми для контролю стабільності апаратури реєструють калібровані сигнали часів і амплітудних параметрів.

4.5 Задачі, що вирішуються за допомогою акустичного каротажу

Результати акустичного каротажу в комплексі з іншими

геофізичними методами дозволяють розв'язувати наступні задачі пошуково-розвідувальної та промислової геології:

- літологічне розчленування та кореляція розрізів свердловин;
- стратиграфічна прив'язка відкладів;
- виділення пластів-колекторів;
- визначення характеру насичення пластів;
- визначення коефіцієнта пористості;
- визначення розміщення газорідного та водонафтового контактів;
- контроль за якістю цементування обсадної колони.

5 ТЕРМІЧНІ МЕТОДИ ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН

5.1 Фізичні основи використання термокаротажу

Інтенсивність і поширення теплових полів залежить від термічних властивостей, геометричних форм і розмірів досліджуваних середовищ.

Термічні властивості гірських порід характеризуються коефіцієнтом теплопровідності або питомим тепловим опором, тепловою анізотропією, питомою теплоємністю і коефіцієнтом температуропровідності.

Коефіцієнт теплопровідності λ визначається з відомого рівняння Фур'є:

$$dQ = \lambda \frac{ds}{dl} dt d\tau, \quad (5.1)$$

яке описує передачу тепла dQ за час $d\tau$ через елемент середовища з поперечним перерізом ds , довжиною dl при перепаді температур dt . У рівнянні (5.1) λ характеризує властивість середовища передавати теплову енергію її молекул і називається питомою теплопровідністю середовища. У системі СІ має розмірність Вт/м·градус.

Питомий тепловий опір ξ – величина, яка обернена питомій теплопровідності λ , і має розмірність м·градус/Вт. Для різних гірських порід і корисних копалин ξ змінюється в широких межах – від тисячних до десятків м·градус/Вт. Він знижується зі збільшенням щільності, вологості, проникності і вмісту льоду в породі, підвищується при заміщенні в поровому просторі води нафтою, газом або повітрям і залежить від шаруватості порід (теплова анізотропія).

Теплова анізотропія порід характеризується безрозмірним коефіцієнтом

$$\Lambda_t = \sqrt{\frac{\xi_n}{\xi_t}}, \quad (5.2)$$

де ξ_n і ξ_t – питомі теплові опори породи по нормалі та по

дотичній до напластування.

Так як в шаруватих породах $\xi_n > \xi_t$, то $\lambda_t > 1$ (1,015-1,32).

Питома теплоємність C_p визначається з рівняння

$$dt = dQ / C_p \delta dV, \quad (5.3)$$

яке описує зміну температури dt тіла, що має об'єм dV і густину δ , при наданні тілу тепла dQ . Коефіцієнт C_p у рівнянні (5.3) характеризує властивість середовища змінювати свою температуру. В системі одиниць СІ C_p має розмірність Дж/кг·градус. Для більшої частини гірських порід і корисних копалин C_p змінюється у відносно невеликих межах – від 580 до 2090 Дж/кг·градус, зростаючи зі збільшенням вологості.

Коефіцієнт температуропровідності a входить множником у диференціальне рівняння теплопровідності і має розмірність m^2/s . Величина a визначається співвідношенням $a = \lambda / C_p \delta$. Це комплексний параметр, що характеризує тепло-інерційні властивості гірських порід. Він виражає зміну температури одиниці об'єму середовища за одиницю часу. Гірські породи розрізняються за температуропровідністю більш ніж у 100 разів.

У розподілі природного теплового поля істотне значення має тепловий опір, а при вивченні нестационарних теплових процесів, при аналізі штучних теплових полів у свердловинах – теплоємність і температуропровідність гірських порід. Диференціація гірських порід і корисних копалин за термічними властивостями лежить в основі застосування термічних методів для вивчення геологічних розрізів свердловин, а теплова анізотропія гірських порід забезпечує можливість рішення тектонічних задач.

Аналіз теплових полів зводиться до рішення диференціального рівняння теплопровідності, що у випадку однорідного ізотропного середовища в системі прямокутних координат має вигляд:

$$\frac{\partial t}{\partial \tau} = \frac{\lambda}{C_p \delta} \nabla^2 t = a \left(\frac{\partial^2 t}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 t}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 t}{\partial z^2} \right), \quad (5.4)$$

де $\partial t / \partial \tau$ – зміна температури t з часом τ в точці z

координатами x, y, z ; $\nabla^2 t$ – лапласіан від функції t , що має в прямокутній системі координат наступне вираження:

$$\nabla^2 t = \frac{\partial^2 t}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 t}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 t}{\partial z^2}. \quad (5.5)$$

Інтегрування рівняння в умовах нестационарних теплових процесів, коли $\partial t / \partial \tau \neq 0$, є складною задачею, яку можна розв'язати лише для найбільш простих окремих випадків поширення тепла.

При сталому процесі теплообміну, коли $\partial t / \partial \tau = 0$, рівняння (5.4) перетвориться в рівняння Лапласа

$$\frac{\partial^2 t}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 t}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 t}{\partial z^2} = 0. \quad (5.6)$$

5.2 Апаратура для термічних вимірювань у свердловині

Електричний термометр опору є основним приладом для виміру температур у свердловинах. Його дія заснована на зміні опору металевого провідника зі зміною температури:

$$R_t \approx R_{t_0} [1 + \alpha(t - t_0)], \quad (5.7)$$

де R_{t_0} і R_t – опір провідника при деякій початковій температурі t_0 і вимірюваній температурі t ; α – температурний коефіцієнт (його величина для міді складає $0,004^\circ\text{C}^{-1}$).

За величиною R_t можна визначити температуру середовища в свердловині.

Переважно в свердловинних електричних термометрах опорів використовується мостова схема виміру для трьохжильного й одножильного кабелів. У схемі для трьохжильного кабелю всі чотири плеча мостової схеми розташовані в свердловинному приладі, а в схемі для одножильного кабелю одне чуттєве плече моста змонтоване в свердловинному приладі, а три плеча розташовані на

поверхні.

У мостовій схемі термометра з трьохжильним кабелем (Рис. 5.1, а) плечі R_2 і R_4 є інертними з дуже малим температурним коефіцієнтом, а плечі R_1 і R_3 – чутливими зі значним температурним коефіцієнтом. Інертні плечі виготовляються з манганіну або константану ($\alpha = (1-3) \cdot 10^{-5} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$), чутливі плечі – з міді. Живлення моста здійснюється постійним струмом з поверхні, зворотним проводом служить земля. В іншій діагоналі моста між точками M і N вимірюється різниця потенціалів ΔU , яка пропорційна зміні температури середовища в свердловині.

Опори інертних плечей практично при будь-якій температурі не змінюють своєї величини та рівні один одному, тобто $R_2=R_4$. При деякій температурі t_0 спостерігається рівновага моста, тобто дотримується умова $R_1R_3=R_2R_4$. При цій температурі різниця потенціалів між точками M і N дорівнює нулю. Температура, що вимірюється, рівна:

$$t = t_0 + \frac{2}{R_0\alpha} \frac{\Delta U}{I} = t_0 + C \frac{\Delta U}{I}, \quad (5.8)$$

де $C=2/R_0\alpha$ – стала термометра.

Визначення сталої термометра C і температури t_0 рівноваги моста проводиться шляхом градування електричного термометра за допомогою точного ртутного термометра.

5.2 Області застосування методу природного теплового поля Землі та геологічні задачі, які розв'язуються за результатами даного методу

Розподіл природного теплового поля в товщі земної кори залежить головним чином від літологічних, тектонічних та гідрогеологічних факторів, на вивченні яких базується розв'язок наступних задач:

А) Літолого-тектонічні та гідрогеологічні задачі регіональної геології. Ці задачі розв'язуються шляхом визначення основних геотермічних параметрів, до яких

відносяться геотермічний градієнт, геотермічна ступінь та густини теплового потоку.

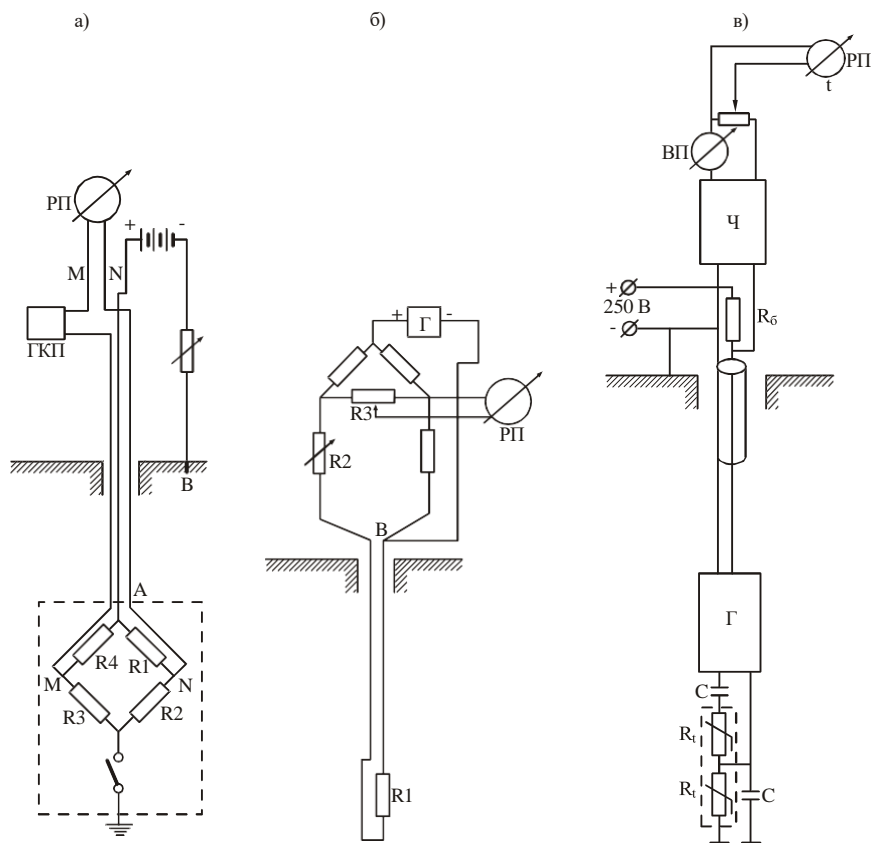


Рис. 5.1 – Схеми виміру температур у свердловині електричними термометрами на трьохжильному (а) і одножильному (б) кабелях та електричним термометром типу ТЕГ (в)

За допомогою зазначених параметрів проводять:
 - визначення природної температури порід на заданій глибині;
 - кореляцію розрізів свердловин при регіональних

дослідженнях;

- прогнозування тектонічної будови території, яка не вивчена за допомогою буріння;

- вивчення гідрогеологічної і мерзлотної характеристики досліджуваних районів. Для розв'язку цих задач звичайно використовують термограми природного теплового поля.

Б) Детальне дослідження розрізів свердловин. При розв'язанні цієї задачі використовуються також матеріали інших геофізичних методів. Для цієї мети визначають теплові характеристики порід (теплопровідність або тепловий опір і температуропровідність) за даними термічних досліджень свердловин зі сталим чи несталим тепловим режимом.

Теплові характеристики в комплексі з іншими петрофізичними параметрами порід дозволяють вирішувати наступні задачі:

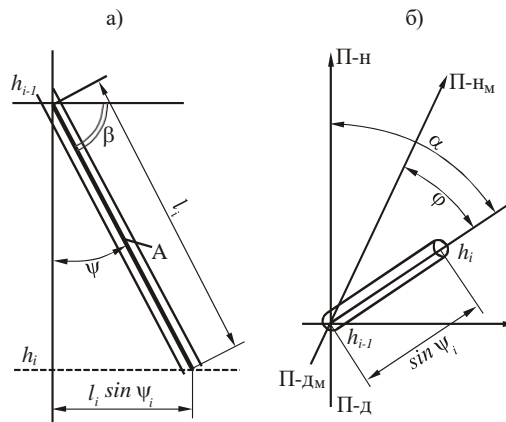
- літологічного розчленування розрізів свердловин;
- виявлення колекторів;
- пошуків корисних копалин.

Найбільше доцільно залучати дані термометрії для вивчення глинистих покришок, пошуків колекторів у карбонатних відкладах, визначення газонасності карбонатних і тонкошаруватих піщано-глинистих комплексів. Для цього необхідні діаграми детальної термометрії.

6 ВИВЧЕННЯ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ СВЕРДЛОВИН

6.1 Інклінометрія

Свердловини проектуються вертикальними або похило-направленими. В процесі буріння стовбур свердловини відхиляється від заданого напрямку з ряду причин геологічного та технічного характеру. Фактичне відхилення осі свердловини від вертикалі в якому-небудь напрямку називається викривленням свердловини. Воно визначається кутом викривлення ψ і магнітним азимутом викривлення φ (Рис. 6.1). Кут нахилу свердловини вимірюється між віссю свердловини і горизонтальною площиною та дорівнює $90^\circ - \psi$. Магнітний азимут викривлення визначається кутом між напрямком на магнітний північ і горизонтальною проекцією осі свердловини, яка взята у бік збільшення глибини свердловини. Площина, що проходить через вертикаль і вісь свердловини у визначеному інтервалі глибин, називається площиною викривлення.



l_i – довжина свердловини; h_i, l_{i-1} – глибина розташування вибою й абсолютна оцінка устя; A – вісь свердловини; П-Н_м, П-д_м – магнітні північні та південні полюса.

Рисунок 6.1 – Проекція ділянки стовбура свердловини на горизонтальну площину (б) і ділянка осі свердловини у вертикальній площині (а)

Дані про викривлення свердловини необхідні для визначення глибини розташування вибою та дійсних глибин залягання пластів, розрахунку нормальної потужності пластів, для здійснення контролю за викривленням свердловини та виявленням ділянок різких відхилень стовбура свердловини, що можуть ускладнити спуск бурового інструмента, геофізичних приладів, обсадних труб і свердловинних фільтрів.

Вимір кута й азимута викривлення свердловин здійснюється спеціальними приладами-інклінометрами, які можна об'єднати в три групи:

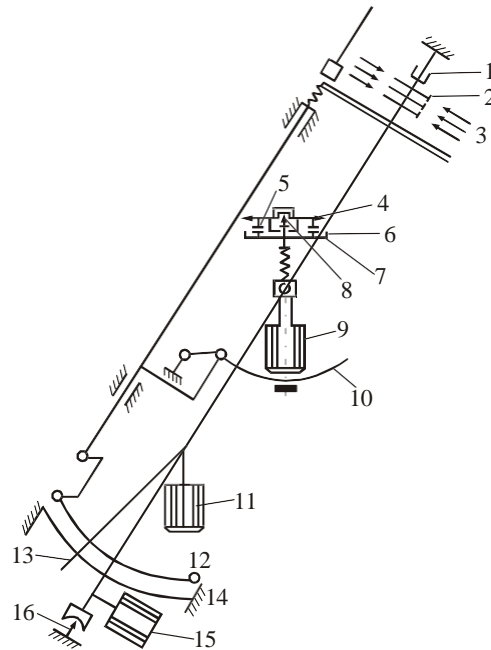
- інклінометри з дистанційним електричним виміром;
- фотоінклінометри;
- гіроскопічні інклінометри.

В інклінометрах перших двох груп елементи викривлення свердловини визначаються за допомогою земного магнітного поля та сили тяжіння. Робота інклінометрів третьої групи заснована на гіроскопічному ефекті. Більш детально розглянемо роботу інклінометрів з дистанційним електричним виміром.

Найбільш розповсюдженими інклінометрами цієї групи є ПШ-2, ПШ-3, ПШ-4, ПШ-4Т конструкції І. В. Шевченка, ІК-2, ІТ-200, УМІ-25, ЗІ-1М та І-7.

Головна механічна частина приладів – обертова рамка, вісь якої збігається з головною віссю інклінометра (Рис. 6.2). Центр ваги рамки зміщений так, що площина її завжди розташовується перпендикулярно до площини викривлення свердловини. В рамці містяться датчики азимута і кута викривлення свердловини.

Датчик азимута складається з бусолі, магнітної стрілки, яка переміщається над круговим реостатом. Бусоль підвішена на двох закріплених у рамці півосях так, що вістря, на якому обертається магнітна стрілка, розташовується вертикально, а колодка з азимутальним реохордом – горизонтально. При вимірі азимута, магнітна стрілка, за допомогою встановлених на ній пружинних контактів, з'єднує струмопровідне кільце з однією з точок реохорда. У вимірювальний ланцюг вводиться ділянка азимутального реохорда, опір якого пропорційний величині азимута викривлення.



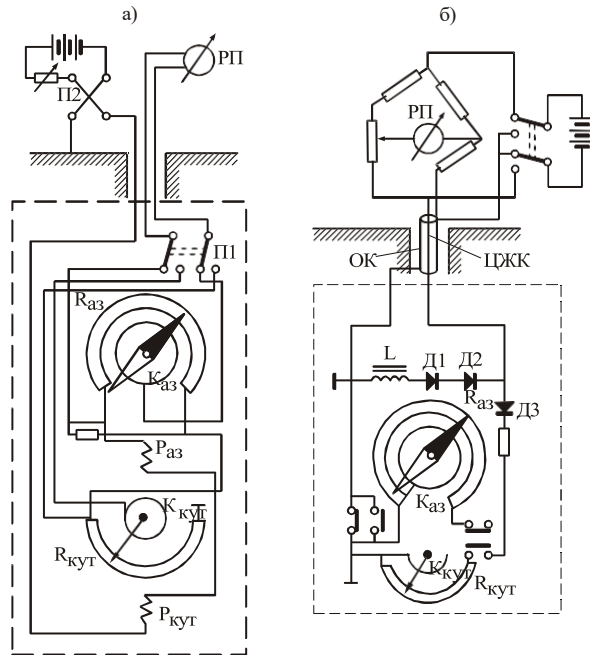
1 – підшипник; 2 – контактні кільця колектора; 3 – колектор; 4 – магнітна стрілка; 5 – пружинні контакти стрілки; 6 – азимутальний реохорд; 7 – контактне кільце; 8 – вістря; 9 – вантаж бусолі; 10 – дугоподібний важіль; 11 – схил; 12 – струмопровідний провід датчика кута; 13 – стрілка схилу; 14 – кутовий реохорд; 15 – вантаж, що орієнтує рамку; 16 – kern рамки.

Рисунок 6.2 – Схема вимірювальної частини інклінометрів типу ІІІ і ІК

Датчик кута викривлення складається з дугового реостата, який розміщений напроти кінця стрілки та важеля, з яким скріплена стрілка. Важіль і стрілка знаходяться в площині викривлення, яка перпендикулярна до осі рамки. При вертикальному положенні приладу кінець стрілки важеля знаходиться напроти початку реохорда. При нахилі приладу стрілка відхиляється щодо цього положення на кут, який дорівнює куту відхилення свердловини від вертикалі. При замиканні ланки живлення кінець стрілки притискається до кутового реохорда. У вимірювальній ланцюг при цьому вводиться ділянка кутового реохорда, опір якого

пропорційний величині кута викривлення.

Електричні схеми інклінометрів приведені на рис. 6.3.



$R_{аз}, R_{кут}$ – азимутальний і кутовий реохорди;
 $P_{аз}, P_{кут}$ – реле азимута і кута;
 $K_{аз}, K_{кут}$ – азимутальне і кутове кільця; $П1, П2$ – перемикачі;
 $Д1-Д3$ – діоди;
 $РП$ – прилад, який реєструє

Рисунок 6.3 – Електричні схеми інклінометрів ІШ-2 (а) і ІК-2 (б)

Інклінометр ІК-2, призначений для роботи з одножильним кабелем. Його електрична схема складається із комбінації електричних схем інклінометрів ІШ-3 та ІШ-4. Переключення позицій для виміру кута й азимута викривлення виконується за допомогою електромагніта L , за допомогою зміни полярності джерела живлення. Для живлення приладу використовується постійний струм напругою 140 В. Для виміру елементів викривлення свердловини застосовується мостова схема. Міст

врівноважується круговим реохордом R . Відлік величин азимутів і кутів викривлення проводиться безпосередньо по градуйованій шкалі.

Універсальним малогабаритним інклінометром УМІ-25 вимірюють кути й азимуту викривлення необсаджених глибоких нафтових і газових свердловин, свердловин алмазного буріння, а також елементи викривлення свердловин у процесі їх буріння. За конструкцією та електричною схемою він аналогічний розглянутим інклінометрам (Рис. 6.3). На відміну від інклінометрів типів ІШ і ІК прилад забезпечує роботу в буровому інструменті й в обсаджених свердловинах, де діаметр прохідного отвору не менш 30 мм. Прилад УМІ-25 може експлуатуватися з одножильним і трьохжильним кабелем.

Інклінометри ІТ-200 і І-7 використовуються для дослідження глибоких і надглибоких свердловин. За конструкцією вони аналогічні інклінометрам типів ІШ, ІК та УМІ.

Кожухи всіх інклінометрів латунні або з немагнітної сталі. Вони заповнюються на 75% об'єму сумішшю трансформаторного масла з лігроїном або гасом для змащення вузлів і забезпечення затухання руху частин перемикаючого механізму та вимірювальної частини приладу. Вимір кута й азимута викривлення цими інклінометрами можливо тільки в необсаджених свердловинах. В обсаджених свердловинах сталевими колонами можна вимірювати тільки кут викривлення.

Похибки визначення кута й азимута викривлення свердловин пов'язані з порушенням ізоляції ланцюгів і жил кабелю, відхиленням сили струму живлення від необхідного значення, непаралельністю осей інклінометра і свердловини, недостатньо точним регулюванням механічних і електричних схем приладу. Непаралельність осей свердловини і приладу обумовлена наявністю каверн і нерівномірної товщини на стінках свердловин глинистої кірки. Для зменшення похибок вимірів ψ і ϕ в останньому випадку збільшують довжину приладу шляхом приєднання до нього подовжувача, який служить як вантаж і дозволяє зберегти положення приладу, паралельно осі свердловини. Опір ізоляції ланцюгів приладу і жил кабелю повинний бути не менший 2 МОм.

Дані інклинометрії представляють у вигляді таблиці значень кута викривлення ψ , магнітного азимута φ і дирекційного кута α , напрямку викривлення свердловини. Значення ψ , φ і α відповідають визначеній глибині виміру.

Дирекційний кут – кут між північним кінцем осьового меридіана (або віссю X географічної координатної сітки даної зони) і заданим напрямком; він відраховується від північного кінця меридіана за годинниковою стрілкою. Величина дирекційного кута визначається співвідношенням

$$\alpha = \varphi + \gamma \pm D, \quad (6.1)$$

де γ – кут зближення (кут між осьовим меридіаном і меридіаном у даній точці; він може бути додатнім або від’ємним); D – магнітне відхилення (східне – зі знаком плюс, західне – зі знаком мінус).

Таким чином, для одержання дирекційного кута викривлення свердловини необхідно до значення вимірюваного магнітного азимута φ додати деякий кут $\gamma \pm D$, величина якого звичайно вказується на географічних картах.

За даними вимірюваного кута викривлення свердловини та вирахованого дирекційного кута будується інклінограма – проекція осі свердловини на горизонтальну площину (Рис. 6.4). Інклінограму свердловини одержують шляхом послідовної побудови горизонтальних проекцій окремих ділянок свердловини, починаючи з найменшої глибини. При цьому значення ψ і α визначаються в окремих точках і умовно приймаються в якості середніх для інтервалу між двома сусідніми точками.

Горизонтальна проекція i -го інтервалу з кутом викривлення ψ

$$\Delta l_i = l_i \sin \psi_i, \quad (6.2)$$

де $l_i = H_i - H_{i-1}$ – довжина інтервалу; H_{i-1} і H_i – глибини розташування верхньої і нижньої точок інтервалу.

Визначивши послідовно по формулі горизонтальні проекції окремих інтервалів, відклавши їх значення в

масштабі за напрямками дирекційних кутів і з'єднавши початкову точку першого інтервалу з кінцевою точкою останнього інтервалу, одержимо загальну горизонтальну проекцію свердловини або загальне зміщення осі свердловини від вертикалі на досліджуваній ділянці. Величина зміщення і його напрямок позначаються на плані. Інклінограма будується в масштабі 1:200.

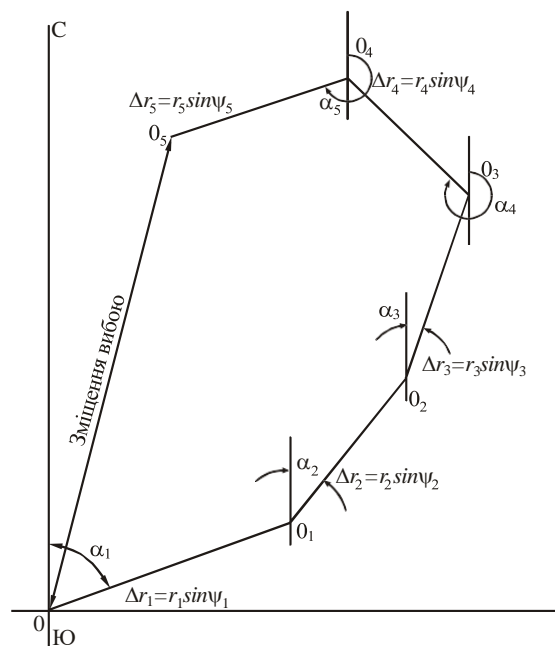


Рисунок 6.4 – Приклад побудови інклінограми

6.2 Кавернометрія

При бурінні діаметр долота залежить від конструкції свердловини. Якщо діаметр пробуреної частини стовбура свердловини відповідає діаметру долота або коронки, то його називають номінальним. Однак у породах різної літології фактичний діаметр свердловини d_c не завжди є номінальним і може бути більший або менший діаметра долота. Номінальний діаметр d_n відзначається в щільних непроникних

породах. Збільшення діаметра ($d_c/d_b > 1$) – утворення каверн характерно для глинистих порід і пісків, зменшення ($d_c/d_b < 1$) – для порід-колекторів, у які проникає фільтрат промивної рідини. Звуження діаметра свердловини обумовлено виникненням глинистої кірки на стінках свердловини в результаті фільтрації промивної рідини в пласти. Товщина глинистої кірки залежить від фізико-хімічних особливостей промивної рідини, а також і колекторських властивостей порід і може сягати 2-4 см.

Дані про фактичний діаметр свердловини необхідні для проведення наступних операцій:

1. розрахунку об'єму затрубного простору при визначенні кількості цементу, що вимагається для цементування обсадних колон;

2. виявлення найбільш сприятливих ділянок свердловини для встановлення башмака колони або фільтрів випробувача пластів;

3. контроль за станом стовбура свердловини в процесі буріння;

4. кількісної інтерпретації даних комплексу промислово-геофізичних методів (БКЗ, нейтронних та ін.);

5. уточнення геологічного розрізу свердловини (визначення літології порід, виділення колекторів та ін.).

Вимір фактичного діаметра свердловини здійснюється каверномірами. Використовують каверноміри типів СКС, СКТ і СКО, що мають по чотири вимірювальних важелі з двома плечами – довгим 1 і коротким 2 (Рис. 6.5). Довгий важіль притискається пружиною 3 до стінки свердловини 7. Коротке плече за допомогою кулачка переміщає шток 6, що зв'язаний механічно за допомогою троса з повзунком 5, який переміщається по омичному датчику 4. Цей датчик є загальним для всіх чотирьох важелів.

Принципи дії всіх існуючих типів каверномірів однакові та полягають в перетворенні механічних переміщень вимірювальних важелів в електричні сигнали, які передаються по лінії зв'язку на поверхню, а потім – на прилад, що їх реєструє. Відмінність каверномірів полягає в електричних схемах, конструкціях і способах розкриття вимірювальних важелів.

Розрізняють каверноміри з містковою та

потенціометричною схемами вимірювання для трьохжильного й одножильного кабелю (Рис. 6.6).

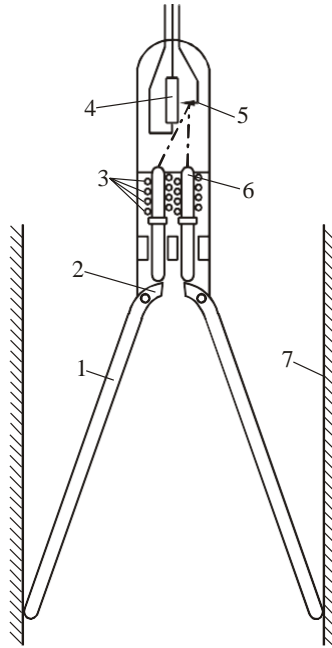
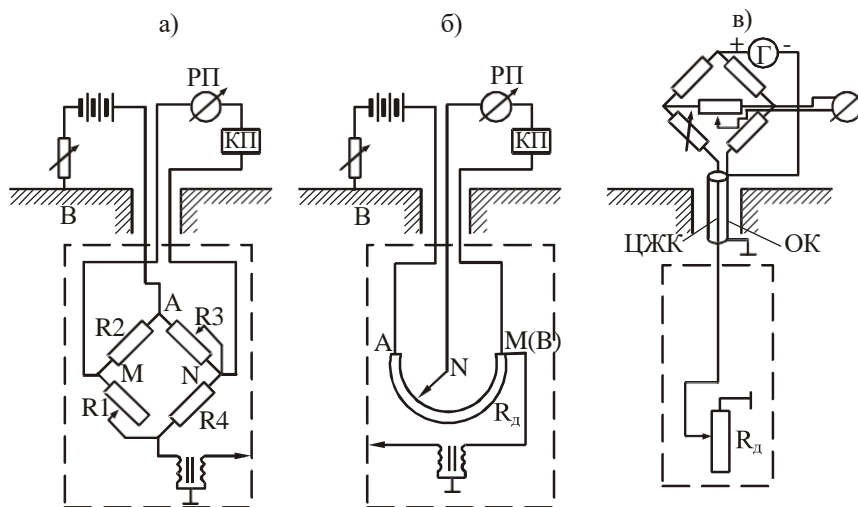


Рисунок 6.5 – Схема конструкції каверномірів типів СКТ і СКО

Каверноміри типів СКС, СКТ і СКО опускають у свердловину зі складеними вимірювальними важелями, які утримуються замком, кільцем або сталевим дротом. При підйомі з вибою за рахунок сили тертя до стінки свердловини та промивної рідини насадка зміщується вниз і звільняє важелі. Якщо важелі обмотані сталевим дротом, то при проходженні через неї за допомогою трансформатора струму достатньої сили вона перегоряє і важелі розкриваються. Для запису повторної кавернограми, тобто кривої фактичної зміни діаметру свердловини в масштабі глибин, прилади необхідно піднімати на поверхню і знову закріплювати важелі утримуючими пристроями.

Каверномір КС-3 дозволяє вимірювати діаметр

свердловини на трьохжильному кабелі та служить в якості каверноміра-профілеміра при роботі на чотирьохжильному кабелі. За конструкцією він подібний до каверномірів типу СКС і СКО. Прилад КС-3 оснащений пристроєм для одноразового розкриття важелів, що складається з електромагніта та кулькового замка.



а – місткова схема; б, в – потенціометрична схема. R_1, R_3 – змінні опори моста; R_2, R_4 – постійні опори моста; KII – компенсатор поляризації; $R_{д}$ – опір датчика; Γ – генератор постійного струму; AB – живляча ланка; MN – вимірювальна ланка

Рисунок 6.6 – Електричні схеми каверномірів для роботи з трьохжильним (а, б) і одножильним (в) кабелем

Діаметр свердловини d_c визначається за формулою:

$$d_c = d_0 + C \frac{\Delta U}{I}, \quad (6.3)$$

де d_0 – початковий діаметр свердловини при закритих важелях каверноміра, коли різниця потенціалів ΔU , яка вимірюється, дорівнює нулю; C – стала каверноміра; I – сила струму.

Ромбовидним каверноміром типу КВ-2 можна

вимірювати діаметр свердловини як при спуску, так і при підйомі. Вимір діаметра свердловини засновано на використанні потенціометричної схеми. Основною частиною каверноміра є ліхтар із трьома парами шарнірно з'єднаних вимірювальних важелів, які розташовані через 120° . Кінці важелів установлені на ковзунках, що стягаються спіральною пружиною, яка відтискає шарнірні з'єднання пар важелів до стінки свердловини. Один з важелів оснащений фігурним кулачком, що переміщує шток, який керується датчиком. Форма кулачка забезпечує лінійний зв'язок між переміщенням штока та відхиленням шарніра від осі приладу (діаметра свердловини). Ромбовидний каверномір призначений для дослідження свердловин малого діаметра (від 60 до 240 мм) за допомогою трьохжильного кабелю.

Аналогічну конструкцію має ліхтарний каверномір типу КФМ для вивчення свердловин діаметром від 70 до 250 мм.

Каверноміри типу КСУ свердловинні керовані на трьохжильному кабелі призначені для дослідження нафтових, рудних і вугільних свердловин. Вони мають три вимірювальних важелі, які розташовані навколо корпусу через 120° . Важелі притискаються до стінки свердловини за допомогою пружин. Для виміру величини ΔU , яка пропорційна зміні діаметра свердловини, використовується потенціометрична схема. Каверноміри типу КСУ оснащені керованою гідравлічною системою для розкриття і закриття мірних важелів. У каверномірі КСУ-1 ця система забезпечує чотириразове розкриття і закриття важелів, а в КСУ-2 – необмежене число цих циклів. Прилад КСУ-1 дозволяє досліджувати глибокі нафтові і газові свердловини, а прилад КСУ-2 призначений для вивчення неглибоких вугільних і рудних свердловин. Обидва вони відрізняються механічною системою розкриття і закриття важелів. Їхні електричні схеми ідентичні.

Каверномір КСУ-1 складається з компенсатора 1, який заповнений трансформаторним маслом, циліндра 3 з поршнем 4, камери зливу 2 та електромагнітів $EM1$ і $EM2$ для керування клапанами (Рис. 6.7, а). Принцип дії системи наступний. Включенням з поверхні електромагніта $EM1$ відкривається верхній клапан і масло з компенсатора за рахунок гідростатичного тиску проривної рідини надходить у циліндр,

переміщуючи поршень у крайнє нижнє положення. Поршень, діючи на штовхальник 6, стискає пружину 7 та розкриває вимірювальні важелі 11. Електромагніт *EM2* відкриває нижній клапан каналу, який з'єднує циліндр із камерою зливу. Під дією гідростатичного тиску поршень через шток 8 переміщується в крайнє верхнє положення, виштовхує масло з циліндра в камеру зливу та повертає систему в початкове положення, при якому важелі закриті. Механічний рух вимірювальних важелів при вимірі діаметра свердловини передається через шатуни 10, штовхальник 9 і шток 5 на ковзаник реостата R_d , що змінює його опір пропорційно куту розкриття важелів і, отже, діаметру свердловини.

Гідравлічна система приладу КСУ-2 складається з гідравлічного двигуна, механізму фіксації та вимірювального пристрою (Рис. 6.7, б). При закритих важелях штовхальник 19 разом зі штоком 18 і ковзуном реостата 14 знаходяться в крайньому верхньому положенні, в якому вимірювальний пристрій утримується пружиною 12 та штоком 11. У нижньому прорізі штока 11 знаходиться закріплений штифт 15. Через цей штифт штовхальник 19 відтягується вверх і притискає важелі до корпусу.

Розкриваються важелі за допомогою гідравлічного двигуна 2, який представляє собою балон з етиловим ефіром. Принцип дії двигуна наступний. Ефір, що підігрівається електричним нагрівачем 1, розширюючись, збільшує обсяг балона і давить на трансформаторне масло, що знаходиться в камері 3. Під дією тиску масла в камері поршень 4 опускається, стискає пружину 5 і переміщає вниз штовхальник 7 разом із собачкою 6, що повертає храповик 8. При цьому кулачок храповика згинає праву пружину 9, яка прагне повернути фіксатор 10 за годинниковою стрілкою. Штовхальник, рухаючись вниз, штовхає також шток 11 і фіксує його в крайньому нижньому положенні, при цьому пружини 12 і 17 стискаються. Пружина 17 давить на опору штока 18 і переміщає його вниз. Шток 18, який з'єднаний за допомогою штовхальника й упори 19, з вимірювальними важелями 20, відкриває важелі і притискає їх до стінки свердловини.

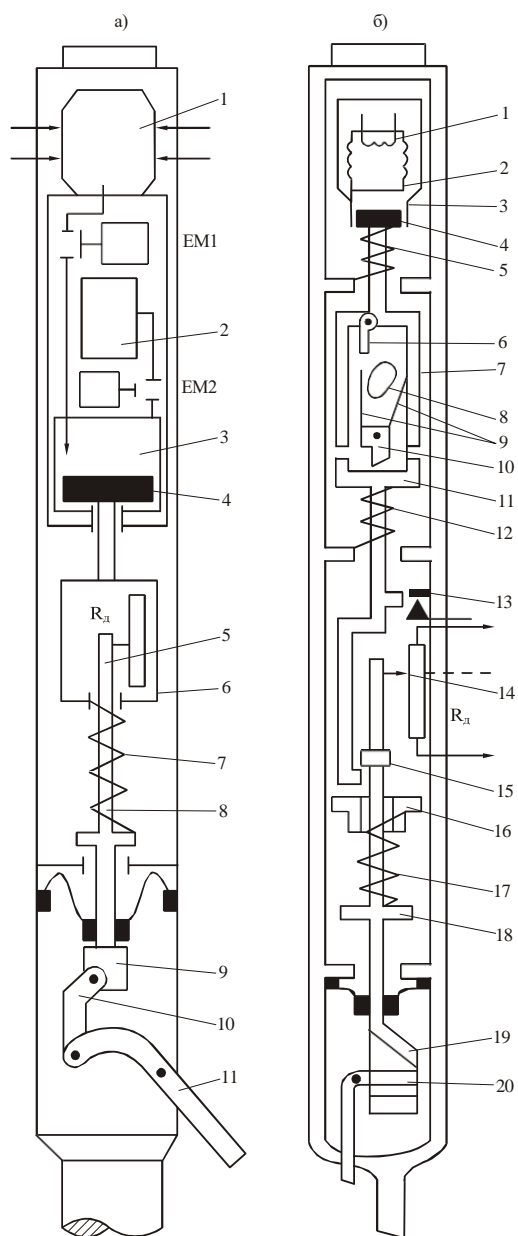


Рисунок 6.7 – Схеми каверномірів КСУ-1 (а) і КСУ-2 (б)

При переміщенні штока 11 у нижнє положення включається мікро-вимикач 13, внаслідок чого відбувається розрив сигнальної ланки, що відзначається індикатором розкриття важелів на панелі керування. Це служить сигналом для вимикання двигуна 2. Після вимикання нагрівача тиск у камері 3 падає і пружина 5 повертає поршень 4 разом зі штовхальником 7 у вихідне положення, а шток 11 залишається в зафіксованому крайнім нижнім положенні, впираючись у пристрій 16 і стискаючи пружину 17, за рахунок пружності якої і відбувається переміщення штока 18 при зміні діаметра свердловини.

Важелі закриваються при повторному включенні гідравлічного двигуна в такий спосіб. Собачка 6 при опусканні штовхальника 7 повертає храповик 8 так, що у фіксатора 10 згинається права пружина 9 проти годинникової стрілки. Поворот фіксатора та звільнення вимірювального пристрою відбувається при незначному переміщенні штока 11 вниз. При цьому фіксатор повертається, стає напроти паза штока 11 і тим самим повертає вимірювальний пристрій у вихідне положення. Переміщення системи виробляється пружиною 12 після вимикання двигуна.

Живлення каверноміра здійснюється постійним струмом силою 0,48 А і напругою 300 В. Каверномір КСУ-2 дозволяє вимірювати діаметр свердловини в межах 46-370 мм із похибкою ± 5 мм при максимальному куті викривлення свердловини 40° , температурі навколишнього середовища до 70°C і гідростатичному тиску до $2 \cdot 10^7$ Па.

Іноді з метою виділення в розрізі колекторів реєструють додатково мікрокавернограму приладом з мірними важелями спеціальної конструкції (вони мають меншу довжину, чим у звичайних каверномірах) у масштабі 1:1 і кіркограму кіркоміром, що дозволяє виміряти товщину глинистої кірки.

6.3 Трубна профілеметрія

Трубний профілеметр призначений для вимірювання внутрішнього діаметру і профілю обсадних колон. Прилад забезпечений 12 вимірювальними важелями. Профіль визначається парою важелів, розташованих в одній площині і які переміщуються незалежно від інших пар. Переміщення

кожної пари важелів пов'язано з окремим реостатом. Ці реостати живляться змінним струмом частотою 20 кГц. Для одночасної реєстрації 6 вимірюваних параметрів використовують часову імпульсну телевимірювальну систему.

Вимірювання, що виконані трубним профілеміром, дозволяють виявити ексцентриситет обсадної колони, обумовлений нерівномірним її стисненням, виділити інтервали на внутрішній поверхні колони, які порушені корозією.

7 ГЕОХІМІЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ У СВЕРДЛОВИНАХ

До геохімічних методів відносяться газометрія свердловин (газовий каротаж) і люмінесцентно-бітумінологічний метод.

Газовий каротаж заснований на вивченні вмісту і складу вуглеводневих газів і бітумів в промивній рідині, а також основних параметрів, що характеризують режим буріння свердловин.

Порівний простір нафтогазоносних порід заповнений в основному сумішшю граничних вуглеводнів, значна частина яких знаходиться в газоподібному стані. Газоподібні вуглеводні: метан (CH_4), етан (C_2H_6), пропан (C_3H_8), бутан (C_4H_{10}). Пароподібні вуглеводні: пентан (C_5H_{12}) і гексан (C_6H_{14}). Певну інформацію про нафтогазонасиченість гірських порід також несуть деякі інші вуглеводи (неграничні, ізомірні з'єднання).

Природний газ може містити і неуглеводневі гази CO_2 , азот і ін..

Вуглеводневі гази нафтових, газових і газоконденсатних родовищ мають різний якісний та кількісний склад. Так, для газів нафтових родовищ характерна присутність до 50-60% метану та до 40-50% важких вуглеводнів – етану, пропану, бутану та інших. У газових родовищах вміст важких вуглеводнів невеликий (не перевищує 2-3%), в той же час кількість метану складає 97-98%. Більш висока концентрація важких вуглеводнів притаманна конденсатним покладам.

У водах, які контактують з покладами нафти та газу, переважають вуглеводні гази, причому поблизу нафтових родовищ помітне збільшення кількості важких вуглеводнів.

Інколи склад газової суміші мало відрізняється від компонентного складу газу, який виділяється із нафтоносних і газоносних пластів, що контактують з водоносними.

Вуглеводневі гази в гірських породах можуть знаходитись у вільному та розчиненому станах, у виді конденсату у воді та нафті, а також у сорбованому стані.

Вільний та розчинений у воді вуглеводневі гази за складом не відрізняються, оскільки коефіцієнти розчинності різних вуглеводнів у воді близькі.

Сорбований газ за складом відрізняється від вільного та

розчиненого газів. Він збагачений компонентами важких вуглеводневих газів.

Існує два різновиди газового каротажу: в процесі буріння і після буріння. В першому випадку газовміст розчину, що виходить, досліджують одночасно з бурінням. При дослідженні другим методом свердловина повинна заздалегідь простояти в перебігу певного часу, необхідного для збагачення газом нерухомого бурового розчину. Після цього відновлюють циркуляцію розчину без буріння і реєструють зміну газовмісту розчину, що виходить, залежно від часу, що пройшов після відновлення циркуляції. При постійності циркуляції і діаметру свердловини цей час відповідає глибині свердловини з якою виноситься буровий розчин. Газовий каротаж після буріння застосовують досить рідко і лише для підвищення чутливості досліджень і виявлення продуктивних пластів, які з тих або інших причин могли бути пропущені при газовому каротажі в процесі буріння.

7.1 Газовий каротаж в процесі буріння

У процесі буріння свердловин газ, нафта та води завдяки фільтраційним і дифузійним процесам потрапляють в промивну рідину. Основне газозбагачення промивної рідини відбувається в процесі механічного переміщення флюїду з об'ємом вибуреної породи. Виділений газ з пор нафтогазоносних порід поступає в циркулюючу по стовбурі свердловини промивну рідину і виноситься на поверхню, де піддається аналізу на вміст газоподібних вуглеводнів. Одночасно досліджують технологію (режим) буріння свердловини, включаючи його тривалість.

Газовий каротаж під час буріння свердловини включає три основні операції:

1) Безперервну дегазацію частини бурового розчину за допомогою дегазатора, встановленого поблизу устя свердловини.

2) Визначення компонентного складу газової суміші, виділеної дегазатором.

3) Визначення глибин надходження газу в буровий розчин.

Газометрія свердловин в процесі буріння базується на

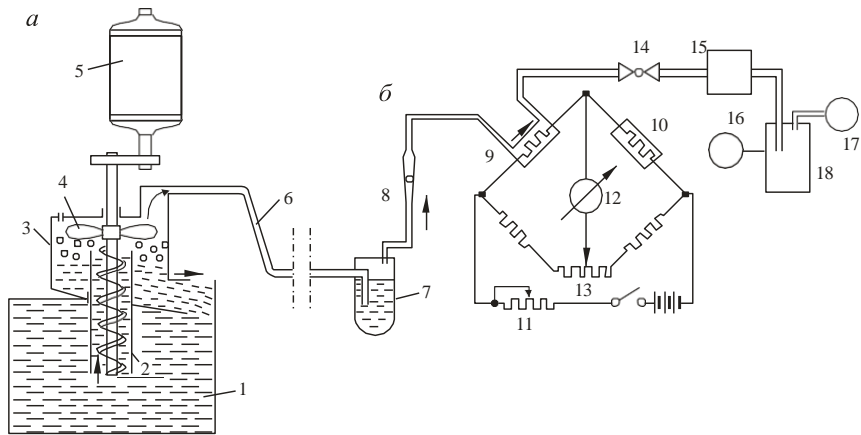
тому, що газоносні, нафтогазоносні та нафтоносні пласти містять вуглеводневі гази, які при розбурюванні пластів переходять у промивну рідину та створюють в ній зони підвищеної газонасиченості.

Принципова схема газометрії свердловин приведена на рисунку 7.1. Для видалення газу із промивної рідини використовують дегазатор, який встановлюється в жолобі поблизу устя свердловини. Із дегазатора під дією перепадів тиску, який створюється вакуумним насосом і контролюючим вакуумметром, газоповітряна суміш по вакуумній лінії надходить у відсік з водою, де вона очищується від механічної суміші. Далше газоповітряна суміш, швидкість якої регулюється вентилем, через ротаметр надходить в газоаналізатор для визначення сумарного вмісту горючих газів у ній, який фіксується реєструючим приладом у функції заглиблення свердловини.

Дегазатори працюють на різних принципах: пониженні тиску над розчином (вакуумні); підігріві; механічній дії або комплексні.

Частина газу витягнутого дегазаторами з бурового розчину змішується з повітрям і у вигляді газоповітряної суміші під дією слабкого вакууму прямує в газоаналізатори газокаротажної станції, розміщеній на спеціальному автомобілі або в причепі. В газоаналізаторах визначають сумарний вміст вуглеводнів в газовій суміші і компонентний склад вуглеводневих газів (від CH_4 до C_6H_{14}).

Для оцінки сумарного вмісту вуглеводневих газів в газоповітряній суміші служить термохімічний аналізатор, який працює за принципом неурівноваженого моста (моста Уїтсона). Аналізована газоповітряна суміш пропускається через робочу камеру, в якій поміщена платинова спіраль, нагріта до $800-850^\circ\text{C}$. Частина горючих газів в суміші згоряє. Від виділеного тепла платинова нитка розжарюється ще більше, її електроопір змінюється, порушується рівновага моста, у вимірювальному приладі тече струм, який і фіксується. Зареєстрована крива калібрується, приводиться до істинних глибин свердловини і називається кривою сумарних газосвідчень. Ці свідчення є одним з основних параметрів, що використовуються при виділенні газонафтових пластів.



а – шнековий дегазатор; 1 – жолоб, по якому виходить промивна рідина із свердловини; 2 – турбіна зі шнековим гвинтом; 3 – камера; 4 – крильчатка турбіни; 5 – електродвигун; 6 – вакуумна лінія від дегазатора до газоаналізатора; 7 – відстійник з водою для очищення газоповітряної суміші від механічних домішок; 8 – ротаметр; 9 – геохімічний газоаналізатор; 10 – камера чутливого елемента; 11 – реостат для регулювання сили струму живлення моста; 12 – прилад реєстрації; 13 – реостат регулювання рівноваги моста; 14 – вентиль регулювання швидкості потоку через газоаналізатор; 15 – вузол пробовідбірників та ввід до хроматографа; 16 – вакуумметр; 17 – вакуумний насос; 18 – ємність

Рисунок 7.1 – Принципова схема газометрії свердловин

Компонентний склад вуглеводнів визначають за допомогою газової хроматографії. Основною частиною хроматографа є роздільна колонка з нержавіючої сталі, що заповнена сорбентом - тонкоподрібненою пористою речовиною, наприклад силікагелем. При пропусканні аналізованої суміші через колонку метан практично не сорбується і проходить разом із повітрям, виступаючим тут в ролі інертного для детектора хроматографа газоносієм. Решта вуглеводневих газів, які сорбуються краще, проходять через роздільну колонку із запізненням тим більшим, чим вищий номер граничного вуглеводню. Для прискорення процесу і поліпшення розділення окремих компонентів газу застосовують спосіб хромотермографії, тобто колонку

нагрівають за заданою програмою, а після виділення останнього компонента охолоджують. Аналізована суміш подається в колонку періодично за допомогою дозаторів.

Об'єми компонентів газу, що виходять з роздільної колонки, вимірюють полум'яно-іонізаційним детектором. Він містить водневий керамічний пальник, сопло якого розміщено між двома циліндричними електродами, з високою напругою. При проходженні через пальник чистого повітря його іонізації у водневому полум'ї практично не відбувається. Якщо в потоці повітря є вуглеводні, то появляється іонізація і виникає електричний струм між електродами. Безперервно реєструючи струм одержують хроматограму, яка є кривою з рядом піків, площі яких пропорційні вмісту відповідних компонентів газової суміші. В сучасних станціях передбачені електронні блоки, які автоматично вимірюють площі і амплітуди піків та і фіксують їх на каротажній стрічці дискретно з деяким кроком за глибиною.

При газовому каротажі вимірюється наступний комплекс параметрів, що характеризують режим буріння: тривалість буріння t_1 витрату промивної рідини на виході свердловини $Q_{\text{вих}}$, коефіцієнт розбавлення E_p .

Тривалість буріння t_1 (хв./м) – величина обернена швидкості буріння. За величиною t_1 визначають погонну довжину свердловини, що припадає на одиницю часу буріння. Одержані дані використовують для побудови кривої зміни швидкості буріння з глибиною – кривої механічного каротажу.

Витрата промивної рідини $Q_{\text{вих}}$ характеризує об'ємну швидкість цієї рідини в літрах на секунду, що поступає з свердловини на виході. За величиною $Q_{\text{вих}}$ по стовбуру свердловини в процесі буріння судять про поглинання промивної рідини, а отже, про розкриття проникних пластів.

Коефіцієнт розбавлення E_p - характеризує кількість промивної рідини, яка припадає на одиницю об'єму вибуреної породи в $\text{м}^3/\text{м}^3$ і визначається із співвідношення:

$$E_p = 0,77 \cdot 10^3 \cdot d_n^{-2} \cdot Q_{\text{вих}} \cdot t_1 \quad (7.1)$$

де d_n - номінальний діаметр свердловини в см.

Газонасиченість промивної рідини, а відповідно, і величина газонасиченість газоповітряної суміші $\Gamma_{\text{сум}}$, залежать не тільки від газонасиченості пласта, але і від режиму буріння свердловини – швидкості буріння V_6 і розходу промивної рідини на виході свердловини $Q_{\text{вих}}$. При інших умовах підвищення швидкості буріння приводить до росту $\Gamma_{\text{сум}}$, а збільшення розходу промивної рідини – до зменшення $\Gamma_{\text{сум}}$. У зв'язку з цим при низьких швидкостях буріння та великих розходах рідини можливий пропуск на кривій $\Gamma_{\text{сум}}$ навіть пластів з високою газо- та нафтогазонасиченістю, та навпаки, при високих швидкостях і малих розходах промивної рідини пласт навіть з низькою газо- та нафтогазонасиченістю може зафіксувати на кривій $\Gamma_{\text{сум}}$ значну аномалію.

Для більш надійного виділення продуктивних пластів слід врахувати вплив режиму буріння свердловини. Найбільш ефективне врахування режиму буріння свердловини проводять за допомогою так званого коефіцієнта розбавлення $E_{\text{рб}}$:

$$E_{\text{рб}} = 46.3 \cdot 10^3 \frac{1}{d_n^2} \frac{Q_{\text{вих}}}{V_6} = 0.77 \cdot Q_{\text{вих}} \tau_6 \quad (7.2)$$

де d_n – номінальний діаметр свердловини; τ_6 – тривалість буріння одного метру свердловини.

За допомогою коефіцієнта розбурювання отримують газопокази приведені до нормальних умов $\Gamma_{\text{прив}}$, що характеризують об'єм газу, який переходить в промивну рідину при розбурюванні 1 м³ породи:

$$\Gamma_{\text{прив}} = 10^{-3} K_d \Gamma_{\text{сум}} E_{\text{рб}} \quad (7.3)$$

де K_d – коефіцієнт дегазації промивної рідини:

$$K_d = \frac{5 \cdot 10^2}{C_d Q_d}, \quad (7.4)$$

де C_d – степінь дегазації промивної рідини, Q_d – розхід промивної рідини через дегазатор).

Ймовірність пропуску продуктивного пласта на кривій $G_{\text{прив}}$ значно менша, ніж на кривій $G_{\text{сум}}$.

При газовому каротажі дуже важливо правильно прив'язати результати аналізів до глибин надходження газоподібних вуглеводнів з пласта в свердловину. Заміряні газосвідчення повинні бути віднесені (прив'язані) до тієї глибини свердловини, при якій знаходилася досліджувана порція бурового розчину на забої. Для цього необхідно врахувати час в перебігу якого промивна рідина підіймається по затрубному просторі від забою до устя і час руху газоповітряної суміші від дегазатора до газоаналізатора. Останній час визначається порівняно легко. Труднощі з'являються у визначенні часу руху рідини від забою до устя свердловини. Цей час в практиці газового каротажу називається відставанням. Воно непостійне, безперервно змінюється в процесі буріння і залежить від багатьох чинників: глибини, продуктивності насосів і т.д..

Величина відставання визначається поглибленням свердловини за час підйому глинистого розчину від її забою до устя. В газовому каротажі розрізняють діючу глибину H_d - глибину у момент проведення газокаротажного вимірювання і істинну глибину H_i - глибину, до якої слід віднести результати вимірювання. Різниця між ними і називається відставанням по глибині:

$$H = H_d - H_i . \quad (7.5)$$

Величина H відповідає приросту глибині забою за час, протягом якого порція аналізованого розчину підіймається по затрубному простору від точки надходження газу до устя свердловини. На практиці для визначення величини H приймають таку формулу:

$$H = 1.66 \cdot 10^{-2} \cdot V_b \cdot T_{\text{відст.}} , \quad (7.6)$$

де V_b – швидкість буріння, м/год; $T_{\text{відст.}}$ – час відставання протягом якого порція промивної рідини піднімається від забою до устя свердловини:

$$T_{відст.} = 16.6 \frac{V_c}{Q_{вих.}}, \quad (7.7)$$

де V_c – об'єм промивної рідини, рівний об'єму затрубного простору, встановленого експериментально, м³; $Q_{вих.}$ – розхід промивальної рідини, л/с;

У результаті одержуємо формулу:

$$H_i = H_0 - 16.6 \frac{V_c}{Q_{вих.} \cdot t_1}, \quad (7.8)$$

де t_1 – тривалість буріння 1 м стовбура свердловини:

$$t_1 = \frac{60}{V_0}. \quad (7.9)$$

Для уточнення глибин, діаграми газового каротажу і дані ГДС інших методів після закінчення буріння зіставляють між собою.

Безперервну газометрію в процесі буріння свердловини здійснюють автоматичними газометричними станціями.

Автоматичні газометричні станції забезпечують:

- безперервну газометрію свердловин із визначенням сумарних газо показів, приведених газопоказів і компонентного складу вуглеводневих газів у функції дійсних глибин;

- безперервне вимірювання діючої глибини розміщення вибою свердловини та дійсної глибини залягання пласта;

- визначення та реєстрацію в функції діючих глибин параметрів, які пов'язані з режимом буріння свердловин;

- періодичний аналіз промивної рідини та шламу для виділення нафтоносних пластів за наявністю люмінесцентних бітумінозних речовин;

- періодичні вимірювання фізичних властивостей промивної рідини;

- реєстрацію широкого комплексу вимірюваних величин в аналоговій та цифровій формах, а також допоміжні операції.

Інтерпретацією даних газометрії свердловин у процесі

буріння передбачається:

➤ Оперативне виділення інтервалів поглинання і припливів промивної рідини.

➤ Прогнозування нафтогазоносних пластів в процесі буріння з метою своєчасного переходу буріння на режим, який встановлений для розкриття продуктивних пластів.

➤ Оцінка характеру насичення колекторів, виділених іншими методами на етапі комплексної інтерпретації даних ГДС.

Появу поглинання або притоку визначають по діаграмі витрат бурового розчину на виході свердловини і диференціальних витрат, рівних різниці витрат на виході і вході.

Прогнозування продуктивних пластів до їх розкриття засновано на збагаченні вуглеводнями порід-покришок, що перекривають продуктивні пласти. Причому поле легких вуглеводнів розповсюджується вище, ніж поле важких. При наближенні до покладу газоміст бурового розчину і частка важких компонентів зростає.

Остаточну інтерпретацію результатів газового каротажу проводять на етапі комплексної інтерпретації всіх матеріалів ГДС. Виділяють колектори і за свідченнями газомісту проти них оцінюють характер їх насичення.

Газометрія використовується також і при дослідженні вугільних родовищ.

7.2 Газовий каротаж після буріння

Газовий каротаж після буріння свердловин базується на вивченні газомісту промивної рідини, яка збагачується газоутворюючими вуглеводнями, що надходять із пластів, у період перериву її циркуляції.

Газовий каротаж після буріння проводиться при відновленні циркуляції промивної рідини після простою свердловини. Про газонасиченість пластів судять за вмістом в промивній рідині вуглеводневих газів, що надходять з пластів в свердловину. Істотною задачею при цьому є вибір оптимального часу перерви циркуляції рідини. Недостатня перерва циркуляції рідини приводить до пропуску покладу, а дуже велика - до утруднення локалізації покладу.

Оптимальний час складає від 3 до 20 годин.

При газовому каротажі після буріння проводиться безперервна реєстрація газовмісту промивної рідини у перебігу часу, достатнього для виходу двократного об'єму цієї рідини з досліджуваної глибини до земної поверхні.

Для визначення істинної глибини розміщення аномальних газосвідчень (до початку спуску бурильних труб) користуються виразом:

$$H_i = H_a + (H_k - H_a) \frac{V_k}{V_0}, \quad (7.19)$$

де H_a – глибина аномального газосвідчення, зафіксованого на кривій після спуску колони; H_k – глибина спущеної бурової колони до початку циркуляції; V_k – об'єм рідини, що витісняється колоною бурильних труб завдовжки 1 м; V_0 – об'єм 1 м відкритого стовбура свердловини.

Газометрія свердловин після буріння включає визначення вмісту газу в промивній рідині:

- при відновленні циркуляції без обробки стовбура свердловини;
- при обробці стовбура свердловини після перериву циркуляції;
- при розширенні стовбура свердловини після перериву циркуляції.

При проведенні газометрії свердловин після буріння розв'язують наступні задачі:

- виявлення покладів нафти і газу;
- визначення характеру покладів (газовий, нафтовий, обводнений);
- визначення глибини залягання покладів.

7.3 Комплекс досліджень які проводяться сумісно з газовим каротажем в процесі буріння свердловин

Цей комплекс останніми роками різко розширився і на просторах СНД включає наступні групи методів, заснованих на вивченні:

- показників буріння;

- характеристик гідравлічної системи при бурінні;
- зміни властивостей бурового розчину при бурінні;
- вимірювання властивостей шламу.

При такій класифікації газометрія свердловин (газовий каротаж) – це один з методів третьої групи.

Окрім цього, в процесі буріння можуть проводитися дослідження і звичними електричними, радіоактивними і акустичними зондами, розташованими усередині колони бурильних труб над долотом. Для передачі інформації можуть використовуватися різні лінії зв'язку (дротяна електрична, гідравлічна, по бурових трубах, через гірські породи і ін.).

Деякі види інформації, одержувані в процесі буріння, важко або навіть неможливо одержати при дослідженнях свердловин після буріння. Перевага таких досліджень в процесі буріння полягає також в їх оперативності. По них можна судити про процес буріння і вживати заходів по його поліпшенню.

Механічний каротаж включає визначення тривалості та швидкості буріння. Тривалість буріння – це час, який витрачається на буріння 1 м породи. Швидкість буріння характеризується заглибленням свердловини в одиницю часу.

Степінь труднощі руйнування тих чи інших гірських порід визначається параметром їх буримості. Буримість гірських порід є функцією багатьох змінних, які залежать від геологічних, технічних і технологічних факторів. Основним із цих факторів є критичний опір гірських порід руйнуванню долотом в процесі буріння, тобто напруженість, яка залежить від типу породи, часових її опорів на стискуванні та зрізі, а також від прикладеного навантаження.

Показником буримості гірських порід є швидкість буріння (м/год., м/хв.) та тривалість буріння (год./м, хв./м), які визначаються через час буріння певного інтервалу розрізу – глибини свердловини (1.0; 0.5; 0.4; 0.2 м).

Швидкість буріння становить:

$$V_{\sigma} = \Gamma \cdot n \cdot \left(\frac{p}{\sigma} \right)^2, \quad (7.11)$$

де p – навантаження на долото; n – швидкість обертання

долота; Γ – геометричний фактор, який залежить від типу долота; σ – коефіцієнт міцності гірських порід.

Тривалість буріння визначається наступним чином:

$$\tau_{\sigma} = \frac{\sigma}{K_{з.д.} \cdot p \cdot \sqrt{n}}, \quad (7.12)$$

де $K_{з.д.}$ – коефіцієнт, який залежить від зносу долота та його діаметра.

За даними тривалості буріння можна проводити літологічне розчленування розрізів свердловин. Найбільша тривалість буріння 1 м породи характерна для магматичних і метаморфічних порід, а також сильно-зцементованих осадових порід. Пористі пісковики, вапняки та доломіти відзначаються середньою тривалістю буріння, а високопористі пісковики та крейда – низькою. Для глин спостерігається тенденція збільшення тривалості буріння з глибиною.

За допомогою комплексних геофізичних досліджень свердловин у процесі буріння розв'язують наступні задачі:

- літологічне розчленування розрізу та виділення порід-колекторів;
- визначення характеру насичення колекторів;
- оперативне визначення ряду фізичних параметрів порід-колекторів і попередня оцінка їх колекторських властивостей;
- визначення інтервалів встановлення башмака технічної та експлуатаційної колон;
- оптимізація швидкості процесу буріння;
- визначення умов безаварійного буріння свердловин;
- буріння похило-направлених свердловин за заданим кутом і азимутом;
- визначення міцності та абразивності гірських порід;
- контроль процесу цементування свердловини та інші.

8 ІНШІ ВИДИ КАРОТАЖУ

8.1 Електромагнітна локація муфт.

Місцезнаходження сполучних муфт (замків) обсадних труб в свердловинах визначають за допомогою магнітних локаторів. Магнітні локатори дозволяють фіксувати не тільки місцезнаходження муфтових з'єднань, але і місцеположення в трубах магнітних міток, розривів, потовщень, інтервалів перфорації і ін..

Найбільш широко локатори муфт застосовують для точної установки перфоратора на потрібній глибині, відлічуваній від відповідного муфтового з'єднання.

Локатор муфт є багатошаровою котушкою із сталевим сердечником. Котушка розташована між двома постійними магнітами. Полюси магнітів направлені назустріч один одному. Прилад поміщений в антимагнітний корпус. Таким чином, котушка знаходиться в магнітному полі, створеному постійним магнітом. В умовах свердловини напруженість магнітного поля, що пронизує індуктивну котушку, залежить від опору ланцюга магнітопроводу, в який входить і обсадна колона. При переміщенні локатора муфт по стовбуру свердловини магнітне поле навкруги котушки залишається незмінним поки труби не зазнають істотних змін, що впливають на магнітний опір середовища. Такі зміни відбуваються у момент перетину приладом муфт (замків), потовщень, розривів труб, що спричиняє за собою зміну магнітного поля і приводить до виникнення в котушці е.р.с. індукції у вигляді імпульсів. Виниклі імпульси передаються по кабелю до реєстратора на поверхню і записуються на діаграмній стрічці. За допомогою таких діаграм можна уточнити положення муфтових з'єднань колони або компресорно-насосних труб, уточнити інтервали перфорації, а також здійснювати точну прив'язку різних приладів по глибині.

8.2 Дефектоскопія і товщинометрія

До числа дефектів обсадних колон відносяться порушення їх цілісності в результаті прострілочно-вибухових

робіт (ділянки перфорації колони, тріщини і т.д.).

Товщина стінок обсадних колон може змінюватися під впливом механічних напруг і корозії. Фактичну товщину стінок колони і її внутрішній діаметр необхідно знати при інтерпретації даних контролю цементування і інших методів дослідження обсаджених свердловин.

Товщина стінок обсадних колон визначається за допомогою розсіяного гамма-випромінювання, джерелом якого служить ізотоп тулію. Інтенсивність розсіяного гамма-випромінювання вимірюється гамма-товщиноміром, розмір зонда якого складає 7-9 см. Цей зонд входить до складу комплексного приладу дефектометра-товщиноміра типу СГДТ-2. Прилад дозволяє одержати середню товщину стінки обсадних колон з точністю $\pm 0,5$ мм. Товщиномір іноді застосовують спільно з каліброміром, який служить для вимірювання внутрішнього діаметру сталевих труб з точністю ± 1 мм. Внутрішній діаметр обсадних колон може також визначатися за допомогою профілеміра, мікрокаверноміра і індукційного дефектометра.

Індукційний дефектометр працює за принципом електромагнітної дефектоскопії. Генераторною котушкою індукційного зонда в обсадній колоні створюється вторинне поле вихрових струмів. Двома приймальними котушками вимірюються комплексні складові електромагнітного поля. Генераторна котушка живиться струмом частотою 300 Гц. Приймальні котушки розташовані на однаковій відстані від генераторної котушки по обидва від неї сторони. Комутатор дозволяє включати у вимірювальну схему або одну з приймальних котушок (прямий зонд) або обидві приймальні котушки, сполучені послідовно (диференціальний зонд). Прямий зонд застосовується для виявлення місць порушення колони, а диференціальний - для детальних досліджень (визначення діаметру колони і ін.).

8.3 Механічна і термокондуктивна витратометрія (дебітометрія)

Об'єми рідини або газу, що циркулюють в стовбурі свердловини, фіксуються і вимірюються глибинними витратомірами. Витратоміри діляться на механічні і

термокондуктивні.

У механічних дистанційних витратомірах використовуються перетворювачі швидкості обертання турбіни в електричні сигнали.

Робота термокондуктивних витратомірів заснована на визначенні кількості тепла, що віддається безперервно нагрівачем, який розміщений в потоці рідини або газу. За кількістю тепла, що віддається, судять про лінійну швидкість потоку, яка у свою чергу вже пов'язана з об'ємною витратою рідини.

У комплекті з витратоміром використовують спеціальні пристрої, які називаються пакерами. Пакери призначені для напряму вимірюваного потоку рідини або газу через калібрувальний перетин приладу – витратоміра. Різні типи пакерів забезпечують повне або неповне перекриття стовбура свердловини, тому через калібрувальний канал приладу проходить або весь потік, або частина його.

Типи механічних турбінних витратомірів розрізняються в основному за конструкцією керуючого пристрою. Відношення розходу рідини, яка протікає через прилад, до всього розходу називається коефіцієнтом перекриття або пакерування:

$$K = \frac{Q - Q_1}{Q} \quad (8.1)$$

де Q_1 – розхід рідини, яка проходить між пакером і стінкою свердловини.

Методика проведення досліджень свердловин механічними витратомірами полягає в наступному. Прилад опускається в свердловину до кривлі верхнього перфорованого пласта і при відкритому пакері проводяться періодичні вимірювання за допомогою лічильника протягом 5-10 хв. При цьому реєструються покази калібратора, нульові лінії і сумарного дебіту. Потім при закритому пакері прилад опускають на забій. При підйомі приладу з частково розкритим пакером на певній швидкості записується безперервна діаграма-витратограма. Витратограма є залежністю показів витратоміра від глибини. На

витратограмах працюючі пласти виділяються збільшенням показів.

За даними такої витратограми намічають положення точкових (більш дорогих і більш точних) вимірювань дебіту. Вимірювання на таких точках виконують за допомогою відкритого пакеру протягом 1 хв. не менше 3 разів.

Механічні витратоміри дозволяють:

1. Визначати загальну витрату рідини по пластах.
2. Визначати профіль притоку і приємності рідини в експлуатаційних і нагнітальних свердловинах.
3. Контролювати технічний стан свердловин.
4. Виявляти перетікання між перфорованими пластами.

Переваги механічних витратомірів - мала чутливість до складу протікаючого флюїду.

Недолік - непридатність для вивчення невеликих притоків і потоків забруднених рідин.

Термокондуктивні витратоміри працюють за принципом термоанемометра. В потік рідини свердловини поміщається спіраль, що нагрівається постійним стабілізованим струмом до температури, що перевищує температуру навколишнього середовища. Ця ж спіраль – термоелектричний опір є датчиком витратоміра. Набігаючий потік рідини або газу охолоджує спіраль і тим самим змінює її активний опір. Температура датчика коливається залежно від швидкості руху охолоджуючої рідини. Фіксуючи зміну електроопору термодатчика, одержують криву термокондуктивної витратометрії.

Термокондуктивні витратоміри володіють більш високою, в порівнянні з механічними, чутливістю, мають високу прохідність в свердловинах завдяки відсутності пакера, не схильні до впливу забруднюючих механічних домішок і надійні в роботі.

Недоліки – їхні покази залежать від складу суміші, що протікає по стовбурі свердловини.

Інтервали притоку і поглинання флюїдів на кривій термокондуктометрії виділяються зниженням показів температури від подошви до кривлі інтервалу працюючого пласта.

8.4 Припливометрія, визначення складу флюїдів у свердловині

Під припливометрією розуміють визначення місць припливів, поглинання та заколонної циркуляції рідини в обсаджених і необсаджених свердловинах. Місце припливів вод у свердловину можуть бути встановлені методом опору, термічними та фотоелектричними методами.

Метод опору базується на вивченні питомого електричного опору пластових вод і промивних рідин, які надходять у свердловину. Питомий опір промивних рідин відрізняється від питомого опору пластових вод. Для визначення опору рідини в свердловині використовується резистивіметр. Місце припливу або поглинання рідини відзначається різкою зміною кривої опору резистивіметра.

Термічний метод визначення місця припливу рідини в свердловину базується на зміні температури промивної рідини в межах припустимої ділянки припливу. Свердловина заповнюється рідиною, температура якої відрізняється від температури пластової води. Місце припливу води відмічається зміною температури.

Фотоелектричний метод базується на порівнянні прозорості води, яка надходить в свердловину та глинистого розчину. Прозорість рідини в свердловині визначається за допомогою приладу, який вимірює різницю потенціалів у ланці фотоелементу, що освічується електричною лампочкою через шар рідини, яка досліджується.

Зони затрубної циркуляції вод визначаються методами термометрії та радіоактивних ізотопів. Перший метод базується на вивченні теплообміну між свердловиною та водами, які циркулюють у затрубному просторі. На ділянці затрубної циркуляції вод встановлюється порівняно стабільна температура, тому напроти такого інтервалу їх рухи відмічаються аномаліями практично однакової температури.

Склад флюїдів у свердловині може бути встановлений за допомогою електричних методів, а також методами витратометрії і термометрії.

Найширше розповсюдження одержали електричні методи, включаючи резистивіметрію і вологометрію.

Резистивіметрія дозволяє за величиною електричного

опору розрізняти нафту, воду, газ і їх суміші.

Для отримання кривої питомого опору флюїду по стовбурі свердловини використовуються резистивіметри двох типів - індукційний і одноелектродний на постійному струмі.

Індукційний резистивіметр складається з двох котушок, одна з яких є генераторною і збуджує в досліджуваному середовищі вихрові струми частотою 100 кГц, а друга - вимірювальна. Величина е.р.с., реєстрована вимірювальною котушкою, пропорційна електропровідності рідини. Індукційний резистивіметр дозволяє вимірювати електропровідність рідини від 0,1 до 30 см/м, з помилкою не більше 5%.

Одноелектродний резистивіметр працює за принципом струмового методу і використовується лише для якісного визначення величин електроопору суміші в свердловині

8.5 Акустична шумометрія

Метод шумометрії заснований на вивченні розподілу за глибиною свердловини інтенсивності —природних| механічних коливань середовищ, які супроводжують різні технологічні процеси, у тому числі переміщення рідини і газу по пласту, заколонному просторі і т.п.

Джерелом шуму під час руху газу або рідини є турбулентність їх потоків. Інтервалами з найбільш розвинутою турбулентністю потоків є місця сполучення свердловини з пластом. В структурі турбулентності струменю рідини виділяють дві його складові – поздовжню (акустичну) і поперечну вихрову. Акустична енергія турбулентності струменю передається у зовнішнє середовище, неакустична (вихрева) – швидко загасає з відстанню. Інтенсивність (потужність) шуму пропорційна швидкості турбулентного руху флюїду (середньої швидкості V окремих елементарних об'ємів середовища). Частота коливань f_n середовища, при якій спостерігається максимум спектра шуму, пропорційна V^2 .

Оскільки ефект, що реєструється, пов'язаний з акустичною складовою турбулентності струменю, то шум виникає при тих же числах Рейнольда (Re), при яких появляється турбулентність струменю в круглій гладкій трубі при $Re=3 \cdot 10^3$, а вміжтрубному просторі (за насосно-

компресорними трубками) при $Re=2,3 \cdot 10^2$.

При проведенні методу шумометрії вимірюють потужність (або амплітуду) шуму S_i в окремих спектральних інтервалах або сумарну потужність S по діапазону спектра. Оскільки залежність S від швидкості руху потоку $V_{стр}$ ступенева ($S=V_{стр}^n$), то має місце лінійний зв'язок між lgS і $V_{стр}$, а тому прийнято реєструвати амплітуду шуму в lgS . Це забезпечує пряму пропорційність площини аномалії lgS і дебіту, який одержують із цього інтегралу.

Характер припливу рідини (одно- або двофазної) впливає на форму спектру шуму.

Шуми в діапазоні 10-100 Гц обумовлені вихровими рухами флюїдів у потоці, які утворюються за рахунок зміни напрямку руху пласт – свердловина. В цей же частотний інтервал попадає основна частина коливань, пов'язаних з роботою геофізичного підйомника, а тому цей діапазон не має практичного значення.

Для частоти максимуму спектра відома формула $f_{max} \approx V/l$ – кінематична в'язкість; l – характеристичний масштаб турбулентності струменю. Наближені значення кінематичної в'язкості води і газу при тисках рівних або вище $n \cdot 10$ МПа, призводять до наближення розміщення максимумів спектрів шумів при двофазній течії води і газу. Максимум рівня шуму напроти пластів з однорідним припливом флюїду (газ або вода) знаходиться, як правило, в інтервалі 1000-2000 Гц. Спектри шумів при двофазній течії флюїдів (вода, газ) розділяють на три види течії флюїдів: емульсійне, слабе проточне і сильне проточне.

Перша течія проходить з утворенням низки пухирців і характеризується піком спектра в діапазоні частот 300-600 Гц. У випадку слабкої проточної течії амплітуда шуму після 200 Гц у цілому зменшується, але спостерігаються невеликі піки, які відповідають пікам емульсійного режиму. Для сильного проточного режиму характерні максимуми амплітуд шуму при $f=200$ Гц.

Таким чином, двофазні течії у цілому характеризуються максимумом шуму в інтервалі 600 Гц. У межах 1000 Гц спектри двофазного і однофазного струменів близькі один до одного.

Чутливим елементом апаратури для акустичної

шумометрії є п'єзоелектричний перетворювач (гідрофон), який розташовується в окремому модулі збірки —притоку-складу або поєднується з одним з приймачів акустичної цементометрії. В останньому випадку вимірювання проводять окремою спуско-підйомною операцією при вимкненому випромінювачі.

Акустичний шумомір є індикаторним приладом і не підлягає суворому калібруванню. Його дані не придатні для кількісних визначень.

Програмне забезпечення шумоміра дозволяє вимірювати інтенсивності шумів не менше ніж в чотирьох частотних діапазонах в смузі від 100 Гц до 6 кГц.

Вимірювання акустичним шумоміром виконують двічі: в безперервному режимі і в точках, в яких встановлена аномальна інтенсивність шумів.

Безперервні вимірювання проводять кілька разів при спуску і підйомі приладу. Дані використовують для виділення інтервалів надходження флюїду в свердловину і його циркуляції в заклонному просторі.

Дискретні (точкові) вимірювання виконують протягом 2-3 хвилин на точці, що характеризуються аномальною інтенсивністю шумів. Точкові вимірювання проводять не менше ніж в чотирьох частотних (спектральних) діапазонах. Дані точкових спостережень використовують для ідентифікації типу флюїду.

Таким чином, акустична шумометрія застосовується для:

- виділення інтервалів притоку в свердловину газу або рідини;
- виділення інтервалів заклонних (затрубних) перетікань газу;
- виявлення складу флюїдів, що поступають з пласта.
- здійснювати діагностику стану стовбура свердловини (цементного каменю, обсадної колони).

Обмеження широкого застосування шумометрії у виробництві обумовлені:

- впливом шуму рухомого приладу;
- впливом швидкості потоку, діаметру перфораційних каналів, в'язкості флюїду та складністю інтерпретації отриманих даних.

8.6 Барометрія

Базується на вивченні поведінки тиску або градієнта тиску по стовбурі свердловини або в часі.

Застосовують барометрію для визначення абсолютних значень забійного і пластового тиску, оцінки депресії (репресії) на пласти, визначення гідростатичного градієнта тиску, а також густини і складу нерухокої суміші флюїдів по значеннях гідростатичного тиску, оцінки густини і складу рухокої суміші флюїдів.

Вимірювання виконують глибинними манометрами, які поділяються на такі, що вимірюють абсолютний тиск і диференціальні. Манометри у свою чергу поділяють також на манометри з автономною реєстрацією, які опускають в свердловину і залишають в заданому інтервалі на деякий час, і дистанційні, які працюють на геофізичному кабелі з наземним пультом.

Перетворювачі тиску можуть бути:

- п'єзокристалічні (кварцові, сапфірові);
- струнні і мембранні.

Вимірювання абсолютного тиску і їх змін проводять трьома способами:

- реєструючи зміну тиску у функції часу на фіксованих точках глибини;
- реєструючи стаціонарне поле тиску по стовбурі свердловини як функцію глибини;
- реєструючи нестационарне поле тиску по стовбурі як функцію глибини і часу.

Реєстрацію зміни тиску як функцію часу проводять при флуктуаційних вимірюваннях або при гідродинамічних дослідженнях пластів. Для цього прилад встановлюють напроти кривлі або дещо вище ніж випробовуваний об'єкт.

При реєстрації розподілу тиску як функцію глибини, основним інформаційним параметром є вертикальний градієнт тиску:

$$\Delta P / \Delta H \cos i, \quad (8.2)$$

де ΔP – зміна тиску на одиницю глибини свердловини ΔH ; i – кут нахилу свердловини.

Диференціальні манометри застосовують для вимірювання різниці гідростатичного тиску на базі, що дорівнює 1 м. Його дані застосовуються для кількісних визначень густини флюїду в стовбурі простоючої свердловини.

Обмеження широкого впровадження барометрії обумовлені впливом на покази манометрів нестационарних процесів в свердловині, температури середовища, структури газорідного потоку.

9 КОНТРОЛЬ ЯКОСТІ ЦЕМЕНТУВАННЯ КОЛОН І ТРУБ У СВЕРДЛОВИНІ

Після закінчення буріння в свердловину, як правило, опускають обсадні колони, а затрубний простір між стінкою свердловини та зовнішньою поверхнею колони заливають цементом. Цементування затрубного простору здійснюється для запобігання перетоків різних флюїдів із одного пласта в інший.

Про високу якість цементування обсаджених колон свідчать наступні показники:

- відповідність підйому цементу в затрубному просторі проектній висоті його підйому;
- наявність цементу в затрубному просторі у твердому стані;
- рівномірний розподіл цементу в затрубному просторі;
- відсутність каналів, тріщин і каверн у цементному камені;
- достатньо надійне зчеплення цементу з колоною та породою.

Контроль за якістю цементування обсаджених колон здійснюється за даними методів термометрії, радіоактивних ізотопів, гамма-гамма-каротажу і акустичного каротажу.

9.1 Метод термометрії

Визначення місця знаходження цементу в затрубному просторі за даними термічних досліджень базується на фіксуванні тепла, яке виділяється при затвердінні цементу в процесі екзотермічної реакції.

Метод дозволяє встановити верхню границю цементного кільця та виявити наявність цементу в затрубному просторі.

Зацементований інтервал на термограмі відмічається підвищеними значеннями температури на фоні загального поступового зростання її з глибиною (Рис. 9.1).

Величина температурної аномалії у верхній границі цементного кільця визначається наступними факторами:

- фізико-хімічними властивостями цементу та його кількістю в даному інтервалі;
- часом, що пройшов з моменту схоплення цементу до

початку вимірювань;
 - геологічними та технічними умовами проведення
 тампонажних робіт.

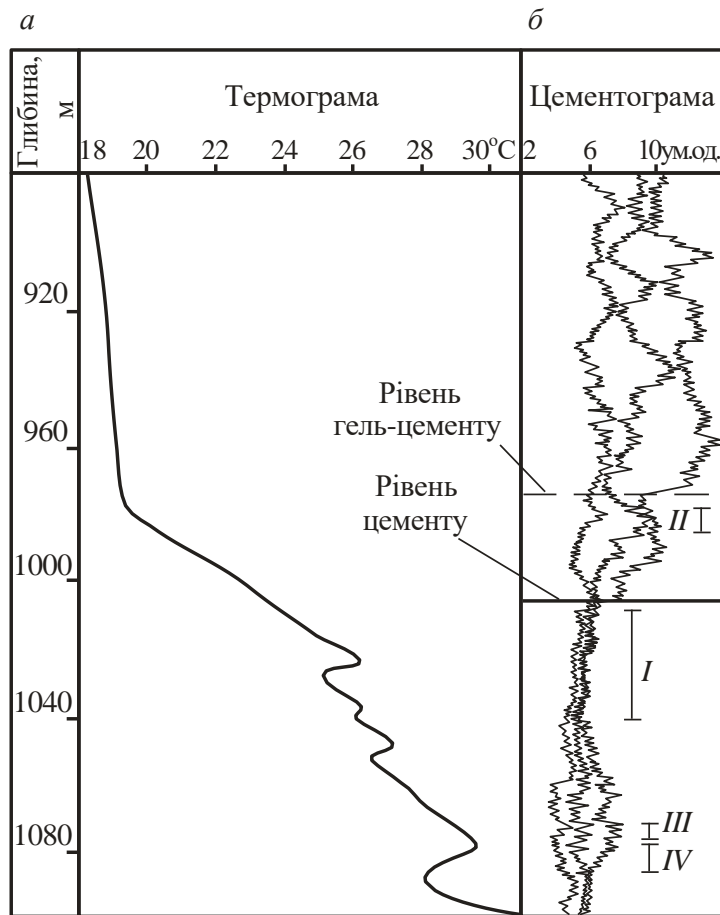


Рисунок 9.1 – Визначення рівня підйому цементу за даними термометрії та гамма-гамма каротажу

Максимальні температури при екзотермічній реакції спостерігаються в інтервалі 6-16 годин після закінчення заливання цементу, а найбільші аномалії можна зафіксувати на проміжку 6-24 годин.

Сильна диференціація температурної кривої в інтервалі знаходження цементу обумовлена літологічними особливостями та кавернозністю розрізу. Як правило, піщаним породам відповідають пониженні температурні аномалії, глинистим – підвищенні. Піщані породи, що мають найменший тепловий опір, значно скоріше віддають тепло в навколишнє середовище, ніж глини, тепловий опір яких вищий.

9.2 Гамма-гамма каротаж

Даний метод контролю за якістю цементування обсадних колон базується на реєстрації розсіяного гамма-випромінювання при проходженні гамма-квантів через середовище різної густини. Оскільки цементний камінь і промивна рідина значно відрізняються за густиною, а інтенсивність вторинного гамма-випромінювання знаходиться у зворотній залежності від густини, то на кривій ГГК достатньо чітко виділяються ділянки з цементом і без нього.

Гамма-гамма-каротаж дозволяє:

- встановити висоту підйому цементу;
- визначити наявність цементу та характер його розподілу в інтервалі цементування;
- зафіксувати наявність перехідної зони від цементного каменя до розчину (гель-цемент);
- виявити в цементному камені невеликі раковини та канали;
- визначити ексцентриситет колони.

Для контролю якості цементування обсаджених колон може використовуватись одноканальна апаратура з реєстрацією однієї кривої ГГК, трьохканальна з реєстрацією трьох кривих ГГК (три індикатора розміщені під кутом 120°С), чотирьохканальна з реєстрацією чотирьох кривих ГГК (чотири індикатора розміщені під кутом 90°С).

Одноканальна апаратура застосовується із зондом, що колімований за радіальним кутом в межах 30-50° і який обертається в процесі вимірювань із заданою кутовою швидкістю при підйомі приладу.

При використанні трьохканального цементоміра всі три криві ГГК записуються одночасно. Можливі наступні

варіанти.

1. Криві ГГК співпадають, тобто покази $I_{\gamma\gamma}$ однакові (Рис. 9.1, б, I). В даному випадку колона центрована та затрубний простір повністю заповнений цементом або промивною рідиною. Рівень показів у рідині вищий, ніж в цементі, за рахунок різниці їх густин.

2. Дві криві ГГК співпадають і характеризуються більш високими показами, ніж третя (Рис. 9.1, б, II). В даному випадку колона розміщена ексцентрично.

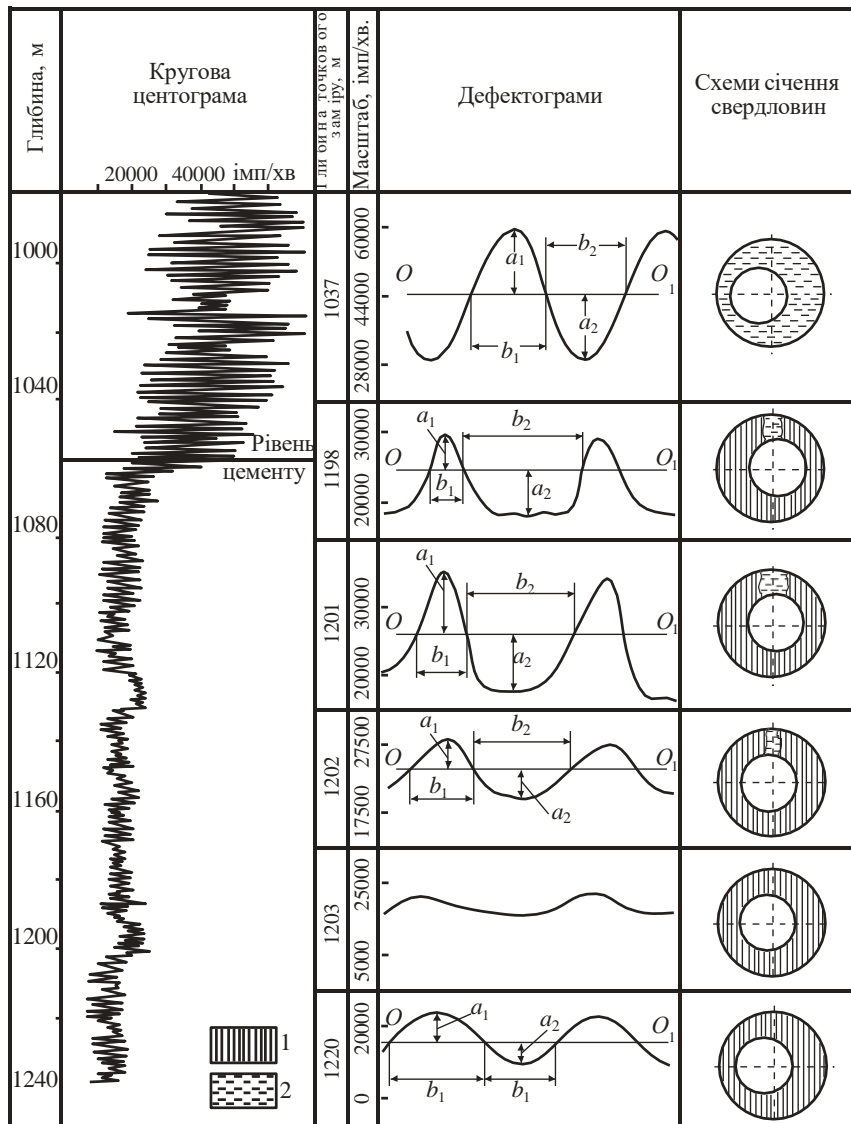
3. Дві криві ГГК співпадають і характеризуються більш низькими значеннями $I_{\gamma\gamma}$, ніж третя (Рис. 9.1, б, III), колона ексцентрична, два датчики розміщені поблизу стінки свердловини, і їх покази обумовлені, в основному, впливом гірських порід, інтенсивність третього лічильника пов'язана головним чином з впливом цементу. У випадку центрованої колони перевищення $I_{\gamma\gamma}$ третьої кривої в каверні по відношенню до інтенсивності двох інших вказує на не суцільне заливання цементу. Така ж картина буде спостерігатись і при односторонньому заливанні кільцевого простору цементом.

4. Всі три криві ГГК не співпадають (Рис. 9.1, б, IV). В даному випадку колона ексцентрична або має місце одностороннього заливання цементу.

За допомогою даних дефектограми вивчають розподіл розсіяного гамма-випромінювання за січенням колони з допомогою точкових вимірювань у заданих інтервалах розрізу. Якщо речовина в затрубному просторі має однорідну густину, то криві дефектограм мають синусоїдальний вигляд; наявність каналів у цементному камені та одностороннє цементування обсаджених колон приводить до різкого спотворення синусоїдальних кривих (Рис. 9.2).

9.3 Акустичний каротаж

Контроль цементування затрубного простору акустичним каротажем базується на вимірюванні амплітуди заломленої поздовжньої хвилі, яка розповсюджується в обсадній колоні, та реєстрації часу розповсюдження пружних коливань (Рис. 9.3).



1 – цемент; 2 – промивна рідина

Рисунок 9.2 – Приклад визначення якості цементування за даними кругової центограми та дефектограми

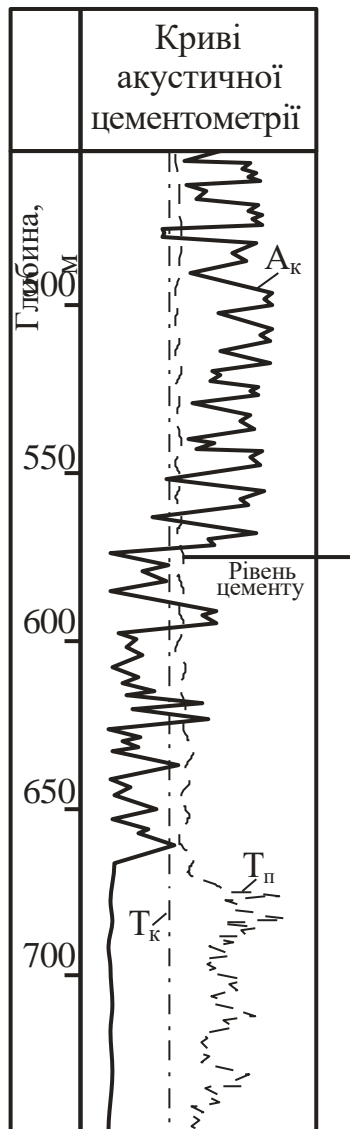


Рисунок 9.3 – Приклад визначення якості цементування за даними АК

Метод дозволяє:

- встановити висоту підйому цементу;
- виявити наявність або відсутність цементу за колоною;
- визначити наявність каналів, тріщин і каверн у цементному камені, в тому числі малих розмірів;
- вивчити степінь щеплення цементу з колоною та породами;
- дослідити процес формування цементного каменя в часі.

На основі теоретичних та експериментальних досліджень встановлено наступне:

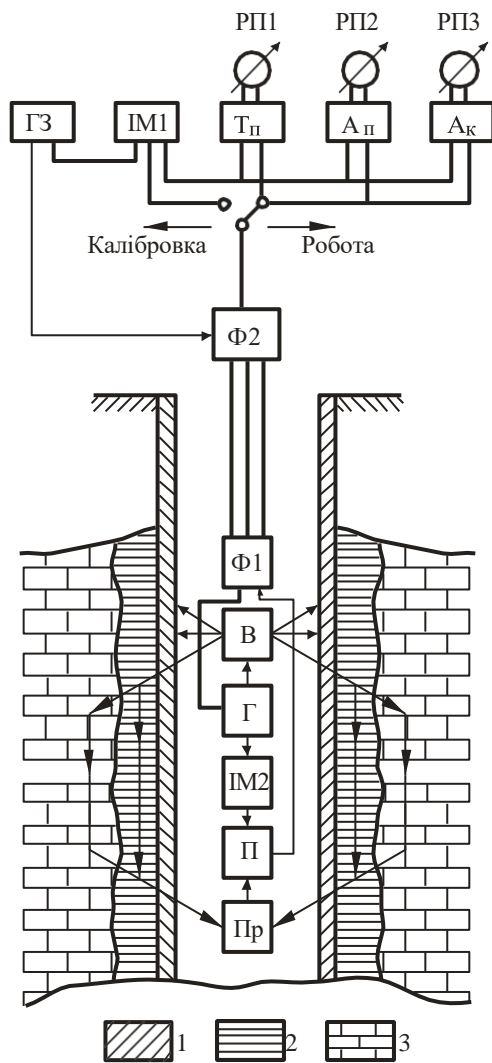
1. При відсутності щеплення цементу з обсадною колоною амплітуда трубної хвилі буде максимальною, амплітуда поздовжньої хвилі в породі – мінімальною.

2. Надійний контакт цементу з обсадженою колоною характеризується відсутністю трубної хвилі, при цьому величина амплітуди на діаграмі мінімальна. Якщо швидкість розповсюдження пружних хвиль у породі більша, ніж в трубі, на кривій може виникнути додаткова аномалія. Для виключення неоднозначності в інтервалі реєструється крива часу розповсюдження хвиль.

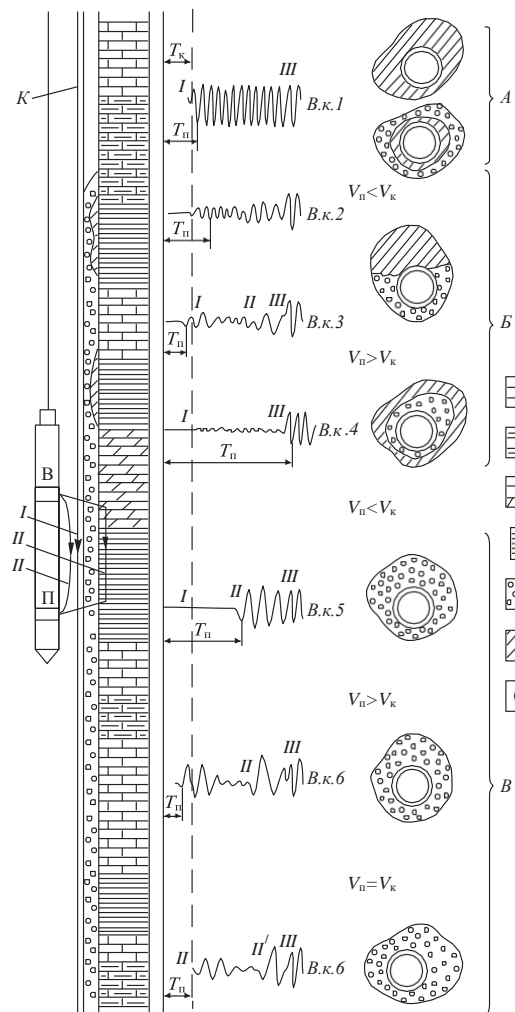
3. У випадку неповного зчеплення цементу з колоною на осцилограмі може бути зафіксована в першому вступі трубна хвиля проміжної амплітуди.

Для вимірювання амплітуди коливань поздовжньої хвилі, що йде в колоні, час пробігу поздовжньої хвилі та амплітуди коливань поздовжньої хвилі, яка реєструється у якості першого вступу, розроблені акустичні цементоміри типу АКЦ (Рис. 9.4).

Надійність визначення якості цементування обсадних колон підвищується, якщо одночасно із записом кривих акустичним цементоміром фотографувати хвильові картини, що отримуються цим же цементоміром (Рис. 9.5).



1 – обсадна колона; 2 – цемент; 3 – порода
Рисунок 9.4 – Блок-схема цементоміра АКЦ-1



1 – вапняк; 2 – вапняк глинистий; 3 – мергель; 4 – глина; 5 – цемент;
6 – промивна рідина; 7 – колона

Хвилі: I – по колоні; II – по породі; III – по промивній рідині в обсадній колоні; K – колона; B.к. – хвильова картинка; A – ділянка незцементованої колони; Б – частково зацементована колона; В – повністю зацементована колона

Рисунок 9.5 – Визначення якості цементування за хвильовими картинками

10 ПРОСТРІЛКОВІ ТА ВИБУХОВІ РОБОТИ У СВЕРДЛОВИНАХ

Всі роботи у свердловинах, що пов'язані із застосуванням вибухових речовин, відносять до прострілково-вибухових. При цих роботах геофізичною службою використовується стандартне обладнання, що і при вивченні геологічного розрізу свердловин іншими методами ГДС.

Прострілково-вибухові роботи в свердловинах передбачають:

- перфорацію обсадних колон і цементу для розкриття нафтових, газових і водоносних пластів;
- зрізання в свердловинах колон і труб з метою їх витягування;
- відбір зразків гірських порід у необсаджених свердловинах;
- відбір проб пластових флюїдів випробувачами пластів.

Вибухові роботи в свердловинах проводяться з метою вирішення наступних задач:

- 1) підвищення продуктивності експлуатаційних свердловин або збільшення приймальності нагнітальних свердловин;
- 2) роз'єднання пластів;
- 3) очищення фільтрів;
- 4) звільнення та витягування труб із свердловин при аваріях;
- 5) боротьби з поглинанням промивної рідини при бурінні;
- 6) ліквідації відкритих фонтанів і гасінні пожеж на свердловинах та інші.

10.1 Перфорація

Після закінчення буріння в свердловину, як правило, опускають одну або кілька обсадних колон і роблять цементування затрубного простору.

Розкриття пластів, які намічені для випробування або розробки за даними геофізичних методів дослідження свердловин, здійснюється за допомогою стріляючих апаратів – перфораторів. Процес утворення отворів в обсадних трубах, цементі і гірській породі називається перфорацією свердловин. Для перфорації свердловин використовуються кумулятивні (безкульові), кульові та торпедні перфоратори. Тип перфоратора і щільність перфораційних отворів на

одиницю довжини свердловини визначаються конструкцією свердловини та літологією пласта-колектора.

Найбільше поширення одержала кумулятивна перфорація. Кумулятивні перфоратори відрізняються від кульових розмірами, конструкцією, потужністю і продуктивністю заряду. Кумулятивний заряд перфоратора складається з вибухової речовини (гексогену), детонатора, металеві виїмки, яка облицьовує кумулятивну виїмку, і захисного корпусу (Рис. 10.1). У момент вибуху детонатора у кумулятивному заряді поширюється хвиля детонації, що рухається вздовж осі заряду до основи кумулятивної виїмки, і продукти вибуху стискають металеву виїмку. У металі виникають дуже великі тиски, і рідкий металевий струмінь зі швидкістю 6-8 км/с викидається вздовж осі виїмки. Металевий струмінь робить на перешкоду тиск порядку 10^{10} Па, глибоко проникає в неї і створює канал значної довжини.

Глибина каналу, пробитого в перешкоді, залежить від щільності, механічних властивостей матеріалу й обсадної колони, гідростатичного, гірського та пластового тисків, навколишньої температури та інших факторів.

За способом герметизації зарядів кумулятивні перфоратори підрозділяються на дві групи – корпусні та безкорпусні.

До корпусних кумулятивних перфораторів відносяться перфоратори багаторазової та одноразової дії. У корпусних кумулятивних перфораторах заряди, детонаційний шнур і вибуховий патрон змонтовані в сталевому герметичному корпусі, який сприймає гідростатичний тиск і дію ударної хвилі під час проведення вибуху. Кумулятивні перфоратори багаторазової дії витримують від 10 до 50 залпів.

Кумулятивні корпусні перфоратори одноразової дії типу ПКО і ПКОТ розраховані на разове використання: при пострілі їхні корпуси руйнуються.

Безкорпусні кумулятивні перфоратори представляють собою гірляндю з окремих кумулятивних зарядів, кожний з яких укладений у герметичну оболонку і сприймає зовнішній гідростатичний тиск. При пострілі оболонки зарядів руйнуються.

Існують стрічкові безкорпусні кумулятивні перфоратори типу ПКС. Вони складаються з голівки, тонких металевих

стосовно до умов свердловини.

Кульові перфоратори представляють собою апарати з горизонтальними і вертикально-криволінійними стовбурами. У перфораторах першого типу стовбури спрямовані перпендикулярно до осі апарата і їх довжина обмежена його діаметром. У перфораторах другого типу вісь прямолінійної частини кожного стовбура спрямована паралельно осі апарата, а кінцева частина викривлена для напрямку кулі в стінку свердловини, що дозволяє одержати високі швидкості куль.

За послідовністю відстрілювання куль або снарядів перфоратори поділяються на апарати залпової дії (усі кулі вистрілюють одночасно) і селективної дії (кулі або снаряди вистрілюються по черзі в різних інтервалах).

Кульові і торпедні перфоратори мають сталевий корпус, у якому розміщені порохові комори, стовбури, що заряджаються кулями або снарядами, і запалювальні пристрої.

Усі перфоратори опускаються в свердловину на одножильному броньованому кабелі за допомогою каротажного підйомника.

Засобами запалення, призначеними для підпалювання порохових зарядів і висадження капсулів-детонаторів, служать електрозапалювачі, електрозапали та піропатрони різних типів. Для ініціювання вибуху зарядів бризантних вибухових речовин служать капсулі-детонатори, електродетонатори, вибухові патрони та детонаційні шнури.

Крім кумулятивних кульових і торпедних перфораторів існують гідропіскоструменеві перфоратори. Вони пробивають канали в перешкоді струменем рідини із зваженим у ній піском, який вилітає з великою швидкістю і під високим тиском з вузького отвору – сопла. Такий струмінь протягом декількох хвилин утворює у колоні, цементному кільці та породі канал для з'єднання пласта із свердловиною. При переміщенні гідропіскоструменевого перфоратора по стінці свердловини можна створити в ній щілинний канал або обрізати колону по діаметрі з метою витягу її на поверхню. Гідропіскоструменеві перфоратори застосовуються також для руйнування цементних мостів і предметів, які залишені на вибої.

Гідропіскоструменевий перфоратор складається з відрізка труби, у якій установлений ряд сопел. Апарат

спускається в свердловину на насосно-компресорних трубах, за допомогою яких подається під високим тиском рідина з піском.

10.2 Торпедування

Виробництво вибуху в свердловині називається торпедуванням, а підготовлений для вибуху в свердловині заряд вибухової речовини – торпедою. Торпеда складається з вибухової речовини і засобів висадження – електрозапалу, капсули-детонатора і шашки високобризантної вибухової речовини, яка підсилює початковий імпульс детонації.

Торпедування свердловин проводиться з метою збільшення дебіту або приймальності пластів, ліквідації аварій, витягу обсадних колон, руйнування металу на вибої, очищення фільтрів і т.д.

Розрізняють фугасні і кумулятивні торпеди.

Фугасні торпеди типів ТШ і ТШТ мають негерметичний тонкостінний корпус з алюмінію. У корпусі містяться заряд з циліндричних шашок вибухової речовини (ВР), який контактує з промивною рідиною, і в герметичній оболонці – вибух-патрон. На торпеді встановлюється вантаж, який витягується із свердловини після вибуху. У торпедах Ф-2 і ФТ-60 заряд ВР і підривач поміщені в герметичний сталевий корпус, який приймає зовнішній гідростатичний тиск. Торпеди детонаційного шнура ТДШ складаються з голівки та вантажу, що з'єднані між собою тросом, до якого кріпиться заряд. Заряд складається з одного або декількох відрізків детонаційного шнура ДШВ і ДШУ. Вибухає детонаційний шнур електродетонатором, який знаходиться в герметичній порожнині голівки, або вибух-патроном.

Кумулятивні торпеди характеризуються спрямованим вибухом. Застосовуються кумулятивні осьові торпеди типу ТКО і кумулятивні труборізи типу ТКГ.

Основна задача торпедування при розкритті пласта – створення в ньому тріщин великої довжини. Для цієї мети застосовуються фугасні заряди. Для максимального збільшення припливу флюїду у твердих породах використовують вибухи великих зарядів.

Спосіб відгвинчування колони з використанням вибуху

заснований на короткочасному ослабленні нарізних сполучень при вибуху. Якщо при цьому з'єднання розвантажене від маси розташованих вище труб і до колони прикладений зворотний обертаючий момент, то вона повертається в нарізному сполученні і може бути роз'єднана. —Струшування бурового інструменту – ослаблення при вибуху зчеплення бурильних труб із затрубним середовищем. Звичайно для відгвинчування колони і —струшування її застосовують торпеди зі детонаційного шнура типу ТДШ.

Обрив труб роблять за допомогою вибуху й одночасного їх натягу. Обривають інструмент у тому випадку, коли його неможливо звільнити шляхом відгвинчування і —струшування. Обрив обсадних колон зв'язаний не з аваріями, а з операцією витягування труб із свердловини при її ліквідації. Обрив колон проводиться за допомогою фугасних торпед або торпед із детонаційного шнура. Здійснюється він також за допомогою кумулятивних труборізів типу ТКГ.

При бурінні свердловин нерідко на вибої залишають долота, пластошки та інші металеві предмети. Ці аварійні ситуації повинні бути ліквідовані. Найбільший ефект по ліквідації подібних аварій досягається за допомогою підривних робіт. Зазвичай для цих цілей застосовується торпеда типу ТКО, що містить кумулятивний заряд. Кумулятивний струмінь, що утвориться при вибуху, руйнує металевий предмет, що знаходиться на вибої. Ця операція може повторюватися кілька разів до повного руйнування металу.

Очищення фільтрів нафтових і водяних свердловин здійснюється за допомогою торпед детонаційного шнура ТДШ малої потужності. Довжину заряду вибирають так, щоб перекрити фільтр зарядом.

10.3 Інші види підривних робіт

Для збільшення віддачі або прийомистості пласта поряд з торпедами застосовують порохові генератори тиску ПГД. Розрив пласта за допомогою ПГД здійснюється шляхом впливу високого тиску порохових газів на газорідинну суміш, яка через перфораційні канали і тріщини задавлюється в пласт.

Розрив пласта за допомогою ПГД проводиться без герметизації зони розриву з використанням інерції вищележачого стовпа рідини. Порохові гази, вилітаючи з камери згоряння під високим тиском і з великою швидкістю, утворюють у навколишньому рідкому середовищі газорідинних міхур великої щільності, який переміщується нагору зі швидкістю близько 1500 м/с. За час горіння порохового заряду 0,1 с даний міхур переміщається від пункту горіння на відстань близько 150 м. Інша рідина за цей час не встигне почати рухатися, представляючи собою своєрідний пакер.

Після закінчення горіння порохового заряду під дією сил інерції рідина продовжує рух нагору до повної втрати кінетичної енергії. До моменту припинення руху рідини нагору тиск у газовому міхурі, що утворився при горінні заряду, знижується і стає менше тиску стовпа рідини, що викликає рух рідини вниз. У зв'язку з цим тиск у газовому міхурі знову збільшується і перевищує гідростатичне. За рахунок виниклого перепаду тисків рідина знову спрямовується нагору. Така пульсація газового міхура спостерігається протягом деякого часу, що сприяє збільшенню обсягу газорідинної суміші, яка задавлюється у пласт.

Для проведення робіт з розриву пласту за допомогою тиску порохових газів використовується пороховий генератор тиску АСГ-105ДО, що складається з камери згоряння з пороховими зарядами і пусковими запалювачами, соплових перехідників, муфт із бічними подовжніми вікнами для виходу порохових газів і спеціальної кабельної голівки з аварійним запалювачем. До нижньої частини апарата АСГ-105К приєднується кумулятивний перфоратор однократної дії типу ПКО, який спрацьовує одночасно з запалюванням порохових зарядів генератора тиску.

Застосовується також безкорпусний варіант ПГД, у якому пороховий заряд поміщений у тонкостінну еластичну герметичну оболонку. Безкорпусний ПГД дозволяє істотно збільшити масу порохового заряду і тим самим підвищити ефективність робіт з розриву пласта, виключити можливі аварії із-за прихоплення апарату та ін.

Для роз'єднання пластів можна застосовувати

стріляючий тампонажний снаряд СТС, у стовбур якого під тиском задавлюється гумовий тампон діаметром більше внутрішнього діаметра обсадної колони. При пострілі під тиском порохових газів гумовий тампон вилітає зі стовбура снаряда, розширюється і перекриває колону. Тампон зверху цементується. Широкого поширення снаряд СТС не одержав з ряду причин технологічного характеру (наприклад, через необхідність застосовувати спеціальну гуму та ін.).

Найбільш ефективно і швидко роз'єднання пластів здійснюється за допомогою вибухового пакера ВП, який представляє собою товстостінну герметичну склянку з алюмінієвого сплаву, всередині якого поміщений пороховий заряд. При запаленні порохового заряду корпус склянки роздувається і щільно притискається до внутрішньої поверхні обсадної колони, утворюючи герметичний роздільний міст.

Вибухові пакери дозволяють: 1) швидко і надійно роз'єднувати пласти без цементного заливання; 2) ізолювати близько розташовані пласти малої потужності; 3) зберігати колекторські властивості пласта і не забруднювати перфораційні отвори. Застосування вибухового пакера неефективно у випадку деформованої колони (якщо перетин колони не круглий).

10.4 Відбір зразків порід, проб пластових флюїдів та випробування пластів

Зразки гірських порід, проби рідини і газу відбирають із пластів, які розкриті свердловиною, з метою одержання даних про літологію, колекторські властивості порід і водо-, нафто- та газонасиченість пластів.

Відбір зразків порід

Відбір зразків гірських порід проводиться в основному в процесі буріння свердловин за допомогою колонкового долота. Однак цим методом з різних причин не завжди вдається витягти керн з інтервалів, що представляють найбільший інтерес для геологів. Тому відбір зразків порід після закінчення буріння свердловини може дати істотні додаткові дані для геологічного вивчення розрізів свердловин.

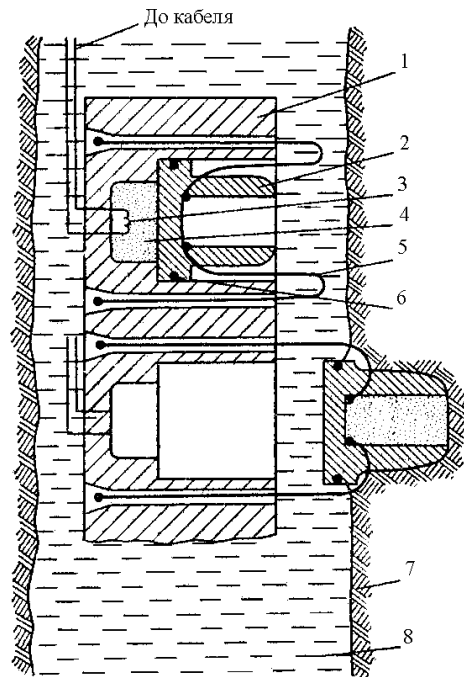
Відбір зразків порід у свердловинах після буріння

роблять за допомогою бічних стріляючих і свердлярчих ґрунтоносів. Роботи з відбору порід проводять після дослідження розрізів свердловин геофізичними методами, за даними яких намічають найбільш цікаві ділянки свердловини для відбору порід бічними ґрунтоносами.

Бічний стріляючий ґрунтонос складається зі сталевого корпусу з пороховими камерами, над якими розташовуються стовбури (Рис. 10.2). У порохових камерах містяться порохові заряди з електрозапалювачами. У стовбури вставляються порожні циліндричні бойки, які виготовлені з міцної сталі. Бойки кріпляться до корпусу ґрунтоносу сталевими тросиками. Порохова камера герметизується гумовими кільцями та пробками від поступлення в неї рідини із свердловини.

Після підготовки ґрунтоносу до роботи його опускають на кабелі з токопровідними жилами у свердловину і встановлюють в інтервалі, де необхідно відібрати зразки порід. Від джерела струму на поверхні запалюється пороховий заряд, порохові гази виштовхують зі стовбура бойок, яких входить в породу. При підйомі ґрунтоносу бойок за допомогою сталевого троса витягується із пласта разом із зразком породи. Після вистрілювання всіх бойків ґрунтонос піднімають на поверхню, породу з бойків виймають і передають у лабораторію для досліджень.

Свердлярчий ґрунтонос представляє собою агрегат, який містить електричну, гідравлічну і механічну системи. Свердлярчий механізм приводиться в дію електродвигуном, ротор якого через систему шестерень зв'язаний з буром із твердого сплаву або алмазною коронкою. Після закінчення циклу вибурювання зразка гірської породи змінюють напрямок обертання двигуна, унаслідок чого бур виходить із стінки свердловини і зразок породи попадає в прийомну касету. Бічний свердлярчий ґрунтонос дозволяє за один спуск відібрати від 5 до 15 зразків породи діаметром 20 мм і довжиною 40-50 мм. Застосовуються свердлярчі ґрунтоноси СГ-110 і СКМ-8-9. Найбільша ефективність роботи свердлярчим ґрунтоносом досягається в щільних пісковиках, вапняках та інших ущільнених літологічних різницях.



1 – корпус; 2 – бойок; 3 – електрозапальвач; 4 – порох; 5 – тросик;
6 – ствол; 7 – порода; 8 – свердловина

Рисунок 10.2 – Схема бокового стріляючого ґрунтоноса

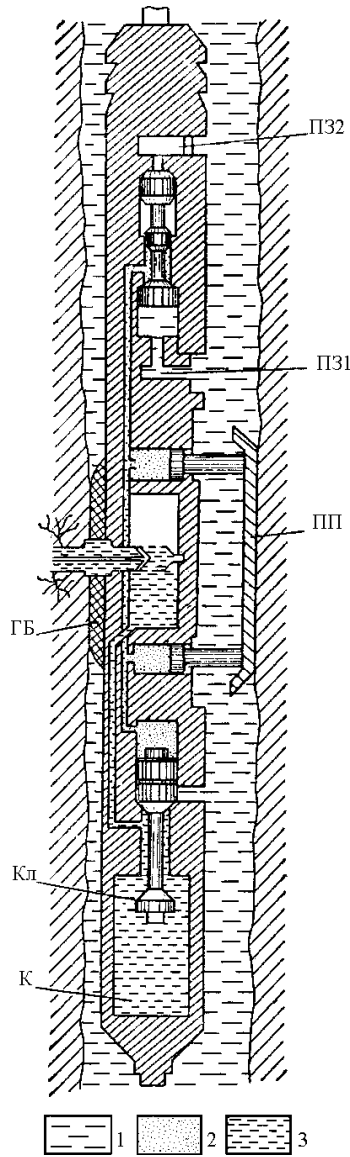
Відбір проб пластових флюїдів та випробування пластів

Значного прискорення і підвищення ефективності розвідувального буріння можна досягти завдяки проведенню випробування перспективних на нафту і газ пластів у міру їх розкриття при бурінні, без кріплення свердловини. Для випробування в процесі буріння застосовують випробувачі пластів на трубах і випробувачі пластів на кабелі. Геофізичні організації застосовують випробувачі на кабелі.

Випробувачі пластів на кабелі складаються з прижимного пристрою ПП, герметизуючого башмака ГВ і камери К для пластового флюїду, яка заповнена у вихідному положенні повітрям під атмосферним тиском (Рис. 10.3).

Після встановлення приладу в інтервалі випробування запалюють пороховий заряд ПЗ1 і пускають у хід гідравлічну систему, яка притискає герметизуючий башмак до стінки свердловини. Башмак закриває частину стінки свердловини та ізолює невелику ділянку, що дорівнює площі отвору в башмаку. При підключенні камери до герметизуючого башмака за рахунок великого перепаду тисків у пласті та балоні ГБ рідина або газ із пласта починають надходити у випробувач. При цьому герметизація ділянки випробування поліпшується, тому що до зусилля прижимної системи додається дія гідростатичного тиску, яка дає на середніх глибинах силу притискання в кілька сотень кілограмів. Кумулятивним перфратором, розміщеним у випробувачі, може бути простріляний канал для поліпшення умов відбору проби в породі.

Після відбору проби флюїду камеру К герметизують за допомогою порохового заряду ПЗ2 та клапану Кл. Одночасний тиск під башмаком зрівнюють з гідростатичним, без чого було б важко відірвати башмак від стінки свердловини. Керування роботою приладу здійснюється за допомогою порохових зарядів, які займаються електричним струмом, що подається за допомогою кабелю. Після підйому приладу на поверхню вимірюють тиск у камері, витягають пробу і проводять її дослідження.



1 – промивна рідина; 2 – масло; 3 – пластова рідина
Рисунок 10.3 – Схема випробувача пластів на кабелі

Дані випробувачі пластів дозволяють:

- виділяти в розрізі породи-колектори і неколектори;
- визначати характер насичення пластів;
- визначати положення ВНК, ГВК і ГНК;
- оцінювати гідродинамічні характеристики пластів.

Випробування пластів апаратами на бурильних трубах проводиться комплектом випробувального інструмента (КВІ) і здійснюється працівниками промислово-геофізичної служби разом з буровою бригадою в процесі буріння свердловин і після закінчення їх буріння у відкритому, обсадженому та перфорованому стовбурі свердловини. Випробування пластів КВІ передбачає:

- виклик припливу флюїду із пласта в свердловину;
- відбір проб флюїду;
- визначення типу флюїду (нафта, газ або вода їх суміші);
- визначення термобаричних і гідродинамічних параметрів пласта (пластовий тиск, температура, гідропровідність, коефіцієнти проникності та продуктивності та ін.).

Комплект випробувального інструмента складається з фільтра, пакеру, яса гідравлічного, випробувача пластів, запірно-обертового, циркуляційного та заливального клапанів, перевідника та глибинних вимірювальних приладів (манометрів і термометра).

Фільтр служить для очищення рідини, що надходить із пласта, або газу від механічних домішок.

Пакер призначений для ізоляції підпакерної ділянки стовбура свердловини від верхньої його частини.

Призначення яса гідравлічного – звільнення інструмента за рахунок гідравлічного удару у випадку його прихоплення.

Випробувач пластів призначений для герметизації порожнини бурильних труб при спуску і підйомі інструмента, з'єднання їх з підпакерним простором при випробування пластів, регулювання депресії на пласт, вирівнювання тиску в просторах над пакером і під пакером під час спуско-підйомних операцій, передачі розтягу, стискуванню і обертових зусиль від бурильних труб до нижніх вузлів КВІ. Запірний обертовий клапан закриває доступ рідини або газу з випробувача пластів у бурильні труби під час відновлення тиску та підйому інструмента.

Циркуляційний клапан дозволяє відновити пряму або зворотну циркуляцію рідини в стовбурі свердловини.

Заливний клапан використовується для автоматичного заливання бурового інструмента при спуску випробувача.

Перевідник призначений для підвіски на елеватор коротких вузлів КВІ та розміщення у них глибинних манометрів, термометрів і пробовідбірників.

За допомогою КВІ можна випробувати на герметичність роздільні мости та обсадні колони.

Глибинним манометром, який є основною частиною КВІ, одержують діаграму зміни тиску в процесі випробування пласта. За допомогою кривих відновлення тиску розраховують пластовий тиск, гідропровідність, коефіцієнти проникності та закупорки присвердловинної зони, а також дебіт пласта.

11 ТЕХНІКА БЕЗПЕКИ, ПРОМИСЛОВА САНІТАРІЯ І ПРОТИПОЖЕЖНІ ЗАХОДИ ПРИ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕННЯХ СВЕРДЛОВИН

Геофізичні роботи мають ряд специфічних особливостей, які пов'язані з використанням і перевезенням вибухових речовин, застосуванням електричної енергії та радіоактивних речовин, постійними переїздами на автотранспорті, виконанням робіт на відкритому повітрі, застосуванням спуско-підйомних і вантажно-розвантажувальних механізмів, свердловинної апаратури та кабелю в умовах високих температур і тисків та ін. Це вимагає розробки специфічних заходів щодо техніки безпеки і протипожежних мір, тверде знання і виконання яких працівниками геофізичних партій і забезпечує безаварійну роботу.

Відповідальність за безпеку праці по геофізичному тресті покладається на головного інженера тресту, по промислово-геофізичній конторі (базі) — на головного інженера контори. У допомогу головним інженерам для організації роботи з техніки безпеки і промислової санітарії створюється відділ охорони праці або призначаються інженери по техніці безпеки, або дані обов'язки покладаються на одного з інженерно-технічних працівників. У геофізичних партіях (загонах) за виконання вимог по безпеці праці відповідають їхні керівники.

Усі знову прийняті працівники можуть бути допущені до виконання робіт тільки після проходження спеціального інструктажу з безпечного ведення даного виду робіт. Інструктаж із загальних питань техніки безпеки проводить інженер по техніці безпеки, а з питань безпечного ведення конкретних робіт – начальник виробничої ділянки або партії.

11.1 Основні правила техніки безпеки при проведенні геофізичних робіт у свердловинах

Підготовчі роботи

Перед виїздом партії на свердловину начальник партії одержує заявку замовника, в якій вказуються технічні дані, місце розташування свердловини і час її готовності, перелік і обсяг геофізичних досліджень. Відповідно до цієї заявки

партія готується до виїзду на свердловину: перевіряється справність автомобілів, устаткування, приладів, інструментів, кабелю, гальмової системи підйомника і системи його керування і т.п., щоб забезпечити проведення геофізичних робіт без аварій і нещасливих випадків.

На свердловині також необхідно провести підготовчі роботи. Площадка біля устя свердловини, піднімальні містки та підходи до них повинні бути очищені від глинистого розчину і нафти, а сторонні предмети прибрані. Перед свердловиною з боку містків повинна бути площадка для установки підйомника і лабораторії геофізичної партії. Перед геофізичними дослідженнями стовбур свердловини додатково промивають з метою забезпечення безперешкодного проходження свердловинних приладів до інтервалу заміру, а при виробництві прострілкових і підривних робіт — до вибою або на глибину, яка перевищує інтервал прострілювання (торпедування) на довжину перфоратора (торпеди), що спускається, щоб у випадку залишення стріляючого апарата в свердловині він знаходився нижче інтервалу перфорації (торпедування) і не заважав проводити роботи в стовбурі свердловини. На свердловині варто встановити штепсельну розетку з контактом заземлення, для підключення геофізичного устаткування до силової та освітлювальної мережі.

Начальник геофізичної партії з представником замовника складають акт перевірки готовності свердловини до геофізичних робіт. Акт підписують майстер бурової, геолог, енергетик і начальник геофізичної партії.

Після цього встановлюють підйомник проти містків так, щоб машиніст добре бачив устя свердловини і щоб вісь барабана лебідки була горизонтальна і перпендикулярна до нього. Під колеса підйомника підкладають надійні упори. Лабораторію звичайно ставлять паралельно підйомнику, залишаючи між ними прохід шириною не менш 1 м для забезпечення гарної видимості і сигналізації між підйомником, лабораторією та устям свердловини, а також для того, щоб вихлопні гази не проникали в кабінку лебідчика й у лабораторію.

Встановивши підйомник і лабораторію, заземлюють їхні шасі та металеві кузови шляхом приєднання до пристрою

електроустановки заземлювання або до кондуктора свердловини. Після заземлення підйомника і лабораторії начальник партії або інженер технік у гумових рукавичках приєднує їх до електричної мережі. У випадку відсутності електричного щита підключення до промислової електричної мережі та відключення від неї, робить тільки електромонтер промислу. Використовується електрична мережа напругою не вище 380 В. При відсутності електричної енергії на свердловині підйомник і лабораторію підключають до генераторної групи підйомника.

Однією з підготовчих операцій геофізичної партії на буровій є встановлення блок-балансу. Блок-баланс завжди розташовують так, щоб площина його ролика проходила через середину осі барабана лебідки і перпендикулярно до неї. Це полегшує правильне укладання кабелю на барабан лебідки і запобігає зіскакуванню його з ролика при спуску та підйомі.

Заміри в працюючих свердловинах, при наявності тиску на усті свердловини, повинні проводитись через спеціальний сальник лубрикатора, який забезпечує герметичність свердловини під час проведення геофізичних досліджень. У даному випадку використовують блок-баланси спеціальних конструкцій та буферні засувки для свердловин.

Спуско-підйомні операції

У газуючих або нагнітаючих свердловинах спуско-підйомні операції забороняються. Перед спуском свердловинного приладу в свердловину начальник партії перевіряє, щоб стіл ротора був застопорений, а блок-баланс надійно закріплений.

Спуск і підйом свердловинних приладів масою більш 40 кг або довжиною більше 2 м (незалежно від маси) здійснюються за допомогою бурової лебідки.

При спуско-підйомних операціях у свердловині забороняється нахилитися над кабелем, переходити через нього, а також братися за кабель, який рухається, руками, поправляти на ньому мітки. Для укладання кабелю варто користуватись кабелевлаштувачем.

При спуску кабелю в свердловину на барабані лебідки повинно залишатись не менше половини останнього ряду витків. За довжиною кабелю, який знаходиться в свердловині,

стежать за допомогою датчика глибин і за контрольними мітками, які встановлені на кабелі через визначені інтервали.

При підйомі свердловинного приладу, щоб уникнути затягування його на ролик блок-балансу, рух кабелю, після появи над устям свердловини першої попереджувальної мітки, яка встановлюється на кабелі в 50 м від головки приладу, повинен бути уповільненим, а з появою другої попереджувальної мітки, що знаходиться на відстані 3-5 м від приладу, підйом ведуть при скинутому газі двигуна або підйомника вручну. При використанні підвісних блок-балансів кількість випадків затягування приладів на блок-баланс різко скорочується.

Необхідно стежити, щоб кабель був справним. У випадку прихоплення приладу в свердловині та неможливості його звільнення треба намагатися витягти кабель цілим, тобто обірвати його біля голівки приладу. З цією метою в місці приєднання свердловинних приладів і вантажів до кабелю роблять ослаблене кріплення, що не повинне перевищувати $2/3$ розривного зусилля кабелю.

При ліквідації прихоплення приладу за допомогою підйомника працівникам партії забороняється знаходитися між лебідкою та устям свердловини.

11.2 Електрометричні роботи

При проведенні електрометричних робіт геофізична станція повинна бути надійно заземлена, щоб уникнути ураження персоналу електричним струмом.

З'єднувальні проводи, які використовуються для збору електричних схем, не повинні мати оголених жил і несправну ізоляцію. Збирання та розбирання електричних схем, ремонт проводів, а також перевірку справності ланцюгів варто виконувати при виключеному джерелі струму.

Перевірку роботи геофізичної станції, яка знаходиться під напругою, та відшукування в ній несправностей повинні робити не менш двох виконавців.

Швидкість спуску глибинного приладу в свердловині регулюється гальмовою системою лебідки. Спуск часто ускладнений через наявність глинистих пробок, уступів, каверн, а також через значну кривизну свердловини, великій

густині та в'язкості промивної рідини, внаслідок чого може бути допущений перепуск кабелю і виникнення вузлів на ньому. У зв'язку з цим спуск кабелю контролюють за кривою СП і УО.

При підйомі кабелю потрібно бути особливо уважним, тому що можливі прихоплення свердловинного приладу, яке відзначається за датчиком натягу кабелю і за зростанням навантаження на двигуні підйомника.

При виході свердловинного приладу з башмака і вході в нього, підході до вибою і відриві від нього швидкість руху кабелю не повинна перевищувати 600 м/год. Припустима швидкість підйому свердловинного приладу на інших ділянках до 5000 м/год.

11.3 Радіометричні роботи

Усі роботи, які пов'язані з використанням радіоактивних речовин у закритому або відкритому виді, проводяться з дотриманням «Санітарних правил роботи з радіоактивними речовинами і джерелами іонізуючих випромінювань», а також діючих інструкцій, настанов і нормативів.

Особи, які направляються на роботу з радіоактивними речовинами (РР) і джерелами іонізуючих випромінювань, попередньо проходять медичний огляд. Допускаються до роботи тільки ті, хто не має медичних протипоказів. У період роботи вони піддаються періодичному медичному огляду.

Усі працюючі з радіоактивними речовинами й іонізуючими джерелами повинні бути навчені безпечним прийомом роботи, знати правила користування санітарно-технічними пристроями і захисними пристосуваннями, а також правила особистої гігієни — повинні здати відповідний техмінімум.

Для того щоб забезпечити обслуговуючий персонал від шкідливої дії радіоактивних речовин, необхідно організувати правильне збереження, перевезення РР і роботу з ними на свердловинах, а також контроль за забрудненням цими речовинами робочих місць.

Для запобігання опромінення треба дотримуватися наступних правил:

- використовувати джерела випромінювання мінімальної

активності, яка необхідна для даного виду робіт;

- виконувати операції з джерелами випромінювань протягом дуже короткого часу;

- проводити роботи на максимально можливій відстані від джерела випромінювань, використовуючи дистанційний інструмент;

- застосовувати захисні засоби у виді контейнерів, екранів і спецодягу;

- здійснювати радіометричний і дозиметричний контроль.

При радіометричних дослідженнях свердловин використовуються закриті і відкриті джерела випромінювань. На базах промислових геофізичних контор радіоактивні речовини зберігаються в спеціальних приміщеннях (сховищах), які обладнані у відповідності з вимогами «Санітарних правил роботи з радіоактивними речовинами і джерелами іонізуючих випромінювань». Сховище має відділення для джерел нейтронів, джерел гамма-випромінювань, для рідких радіоактивних ізотопів, а також для радіоактивних джерел, які непридатні для використання через їх малу активність.

Радіоактивні речовини зберігають у переносних контейнерах, що у залежності від активності РР знаходяться в спеціальних сейфах або колодязях. Відповідальність за збереження радіоактивних речовин несе працівник, який призначений наказом на підприємстві. Він також приймає і видає РР начальникам партій з дозволу керівника підприємства, що фіксується в журналі обліку і руху РР.

В усіх випадках РР транспортуються тільки в спеціальних контейнерах. Контейнери жорстко кріпляться в задній частині лабораторії або підйомника. Кришки контейнерів і кузова лабораторії або підйомника закривають на замок. Ключі зберігаються в начальника партії (загону), який несе повну відповідальність за зберігання РР, які отримані із сховища.

При втраті або розливі РР начальник партії (загону) негайно сповіщає про це в міліцію, органам санітарного нагляду і керівництву свого підприємства. Про те, що трапилось, складається акт. Місця перебування джерел радіоактивних випромінювань позначаються спеціальним

знаком, у якого внутрішнє коло і три сектори у виді пелюстків пофарбовані в червоний колір на жовтому тлі самого знака. У нижній частині знака є попереджувальний напис —Обережно, радіоактивність!!.

Роботи з закритими джерелами випромінювання

Після прибуття на свердловину переносний контейнер із джерелом нейтронів або гама-джерелом відносять на відстань 10 м від місця роботи і ведуть за ним постійне спостереження. Перед встановленням в свердловинний прилад джерело витягається з контейнера за допомогою дистанційних пристосувань (маніпуляторів).

Свердловинний прилад опускають у свердловину і витягають з неї за допомогою спуско-підйомних механізмів. Після підйому приладу із свердловини джерело нейтронів або гамма-випромінювання негайно перекладають у контейнер.

В аварійних випадках – залишенні приладу в свердловині та неможливості його витягу в неушкодженому стані – прилад обережно збивають на вибій і заливають цементом згідно «Санітарним правилам роботи з радіоактивними речовинами і джерелами іонізуючих випромінювань». Аварія ліквідується за планом, який погоджений з органами Державного санітарного нагляду (Держсаннагляду).

Роботи з рідкими радіоактивними ізотопами

У свердловину радіоактивні ізотопи вводяться за допомогою спеціальних маніпуляторів та інших пристосувань для розбивання ампул щоб уникнути забруднення устаткування і території промислу, геофізичного устаткування, а також виконавців робіт.

Після роботи, яка пов'язана із використанням рідких радіоактивних ізотопів, необхідно контролювати забруднення радіоактивними речовинами устя свердловини, території, яка прилягає до свердловини, контейнерів та іншого устаткування геофізичної партії, а також спецодяг, який стикався з радіоактивним розчином. Результати вимірів заносять у спеціальний журнал і за ними складають радіометричну карту з вказівкою потужності дози на кожному окремому об'єкті.

У випадку виявлення забруднення радіоактивними

ізотопами складають акт і план ліквідації забруднення за участю представників органів Держсаннагляду. Для дезактивації місць забруднення застосовують спеціальні миючі розчини.

При виконанні робіт, які пов'язані з радіоактивними речовинами і джерелами іонізуючих випромінювань, за обслуговуючим персоналом ведуть радіометричний контроль, що зводиться до визначення дози нейтронного випромінювання і гамма-випромінювання. Дозу гамма-випромінювання, яка отримана кожним працівником за робочий день, вимірюють за допомогою кишенькових індивідуальних дозиметрів або шляхом перерахування показів радіометрів, які відградуировані в одиницях потужності дози P мікрорентгенів у годину. В останньому випадку сумарну дозу D знаходять як добуток потужності дози на тривалість опромінення τ :

$$D = P\tau. \quad (11.1)$$

Дозу опромінення тепловими або швидкими нейтронами (у нейтронах на квадратний сантиметр) на кожній окремій операції можна визначати за допомогою радіометрів і розрахунковим шляхом для швидких нейтронів. У випадку використання радіометрів дозу опромінення розраховують за приведеною вище формулою (11.1) для дози гамма-опромінення, де P – потужність дози теплових або швидких нейтронів, яка зняти за шкалою радіометра в нейтр./см²·с, τ — тривалість роботи в с.

При розрахунковому способі визначення дози опромінення швидкими нейтронами використовують наступні формули:

при незахищеному джерелі:

$$D = N/4\pi R^2; \quad (11.2)$$

при наявності захисту:

$$D = \frac{N}{4\pi R^2} B e^{-\Sigma_n z^x \tau}, \quad (11.3)$$

де N – потужність джерела нейтронів; R – відстань від джерела до тіла працюючого; B – фактор нагромадження; Σ_{n_3} – макроскопічний перетин взаємодії; x – товщина екрана; τ – тривалість опромінення.

При шестигдинному робочому дні гранично допустима доза опромінення (ГДД) для гамма-опромінення складає до $0,1 P$ в тиждень, або $0,017 P$ в день, для швидких нейтронів – до $2,6 \cdot 10^6$ нейтр./см² у тиждень, для теплових нейтронів – до 10^8 нейтр./см² у тиждень.

11.4 Прострілково-вибухові роботи

Роботи з вибуховими матеріалами проводяться згідно —Єдиним правилам безпеки при підричних роботах‖ і відповідних інструкцій та настанов по проведенню прострілкових і підричних робіт у свердловинах.

Працівники партій, які проводять прострілкові та підричні роботи в свердловинах або зарядку, зборку і розрядку прострілково-вибухових апаратів, повинні мати «Єдину книжку взривника», що засвідчує право на виробництво даних видів робіт.

Керівник підричних робіт повинний мати закінчений гірничотехнічний заклад або закінчити спеціальні курси, які дають право відповідального керівництва.

Вибухові і прострілкові апарати перевозять у пересувних зарядних майстернях (лабораторіях), перфораторних підйомниках і на спеціально обладнаних автомобілях.

Запальні провідники стріляючого апарата при транспортуванні слід закоротити на його корпус. Кумулятивні перфоратори дозволяється перевозити в спорядженому виді без детонаторів у спеціальних пристосуваннях без захисної броні.

Торпеди перевозять без засобів висадження в спеціальних пристосуваннях з відділеннями для кожної торпеди, оббитих усередині повстю, дрантям, листовою гумою й іншими м'якими матеріалами.

Вибухові апарати під час перевезення необхідно замикати на замок. Ключ повинний знаходитися в особи, яка отримала апарати.

У пересувних перфораторних лабораторіях і

підйомниках при транспортуванні стріляючих апаратів дозволяється знаходитися тільки персоналу партії, причому розміщатися безпосередньо на транспортувальних пристроях забороняється.

Прострілкові та підривні роботи звичайно проводяться в денний час і тільки у виняткових випадках, які викликані обґрунтованою технологічною необхідністю, – у нічний час при достатньому штучному освітленні.

У газуючих і поглинаючих свердловинах прострілкові та підривні роботи не проводять.

При підготовці свердловини до прострілкових і підривних робіт необхідно на її устя установити засувку, закріплену на всі болти, а штурвал вивести на відстань 10 м від устя й обладнати захисною огорожею. Дані обережності потрібні на випадок фонтанування свердловини. Якщо в лабораторії перфораторної станції передбачається зарядка перфораторів, то її розміщують на відстані 15-20 м від підйомника та у 30 м від свердловини з таким розрахунком, щоб в аварійному випадку в найкоротший час від'їхати від свердловини на безпечну відстань.

Для позначення небезпечної зони при перфорації та торпедуванні свердловини навколо неї на відстані 50 м встановлюються червоні прапорці. Радіус небезпечної зони може бути зменшений до 20 м після спуску стріляючого апарата в свердловину на глибину більше 50 м. Роботи, які не пов'язані з прострілково-вибуховими операціями, на території небезпечної зони припиняються. Сторонні люди повинні залишити небезпечну зону.

Підривні роботи в свердловинах проводяться відповідно до технічного проекту на торпедування, який складений і затверджений технічним керівником за даними замовника.

Перед спуском стріляючого апарата свердловину шаблонує для перевірки прохідності її стовбура і визначення глибини розташування вибою. Вибирають шаблони, які за діаметром і масою близькі до стріляючого апарату. Після контрольного шаблонування до устя свердловини підносять перфоратори в кількості, яка необхідна для одного спуску в свердловину.

Перед механічним під'єднанням перфораторів до кабелю переконуються у відсутності напруги в ньому. Під час

приєднання виконавець цієї операції щоб уникнути нещасливого випадку знаходиться біля головки перфоратора, а інші люди на цей час віддаляються. Електричне приєднання перфоратора здійснює начальник партії або особа, що його заміняє.

Після приєднання до кабелю перфоратор або ґрунтоносо-торпеду спускають у свердловину, встановлюють у заданому інтервалі. Постріл або вибух відбувається за допомогою вибухової машинки або перфораторної панелі тільки начальником партії або особою, яка його заміняє. Після проведення пострілу (вибуху) вибухову машинку або перфораторну панель замикають на замок. Це виключає передчасні постріли, що можуть привести до аварій.

При роботі із селективними перфораторами використовують селективний перемикаючий пристрій.

Під час виконання прострілково-вибухових робіт на свердловинах необхідно строго дотримуватися сигналів (попереджувальний, бойовий, відбій), які встановлені —Єдиними правилами безпеки при підричних роботах!». При підході стріляючих апаратів і вибухових пристроїв до вибою і відриві їх від вибою швидкість руху кабелю не повинна перевищувати 600 м/год.

Швидкість підйому ґрунтоносів не повинна перевищувати 5000 м/год. Відстріляні перфоратори можна піднімати з будь-якою швидкістю. Підйом стріляючих апаратів, що відмовили, здійснюється зі швидкістю не більш 3600 м/год, а вибухових апаратів – зі швидкістю не більш 1000 м/год.

Після підйому із свердловини стріляючі та вибухові апарати піддаються візуальному огляду. Апарати, що відмовили і представляють небезпеку при розрядці, знищуються відповідно до вимог «Єдиних правил безпеки при підричних роботах».

11.5 Промислова санітарія і протипожежні заходи

Санітарні і гігієнічні заходи у виробничих умовах сприяють підтримці і поліпшенню фізичного, морального стану трудящих та істотно впливають на продуктивність праці.

У нічний час освітлення бурової, площадки перед свердловиною, лабораторією та лебідкою повинне забезпечувати безпечне виконання робіт і пересування людей.

Контейнери для перевезення радіоактивних речовин та інструменти повинні відповідати вимогам санітарних правил. На геофізичних підприємствах проводиться систематичний облік дози опромінення, яка отримана працівниками радіометричних партій.

Усі люди геофізичної партії забезпечуються спецодягом і спецвзуттям. У зимовий час необхідно стежити за опаленням підйомників і лабораторій.

Відповідно до епідемічних показників усім працівникам роблять профілактичні щеплення.

Геофізичні партії повинні бути оснащені медичними аптечками, а працівники партій навчені прийомам надання першої медичної допомоги при поразці електричним струмом, обморожуванні, дорожніх подіях і т.д.

При роботах на свердловинах основна увага повинна приділятися підміні працівників для відпочинку та харчування, обігріванню персоналу партії в холодний час, забезпеченню гарячою їжею.

Під час переїзду на місце роботи і при роботах на свердловині необхідно дотримувати умов, що виключають можливість виникнення пожежі.

Працівники геофізичних партій повинні строго дотримувати протипожежні правила, а саме:

- перфораторні підйомники і лабораторії зберігати в чистоті та порядку;

- у перфораторних підйомниках і лабораторіях повинні мати первинні засоби гасіння пожежі (вогнегасник, сокиру, лопату, цебро і т.п.) і не використовувати їх для інших цілей;

- курити на території промислу тільки в спеціально відведеному для цього місці;

- користатися відкритим вогнем (багаттям, ліхтарем) на відстані не менш 15 м від бурової і не менш 40 м від лабораторії і підйомника;

- рідкі пальні матеріали перевозити в щільно закритих бачках, банках; переливати їх за допомогою насоса, шланга.