

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

Кафедра фундаментальної та прикладної геології

Методичні вказівки для практичних робіт по дисципліні:

ГЕОФІЗИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН

Харків- 2025

Дані методичні вказівки призначені для організації практичних занять та самостійної роботи студентів з дисципліни «Геофізичні дослідження свердловин». Їхня мета – навчити студентів впевнено орієнтуватися в сучасних методах ГДС, розуміти фізичні основи методів та, найголовніше, застосовувати отримані знання для вирішення конкретних геологічних задач.

У посібнику розглянуто алгоритми обробки польових геофізичних матеріалів, методики виділення колекторів та оцінки параметрів продуктивних пластів. Кожна робота містить стислий виклад теорії, детальну інструкцію до виконання, індивідуальні завдання та перелік контрольних питань для підготовки до захисту.

Методичні вказівки містить перелік лабораторних робіт, теоретичне обґрунтування питань, які розглядаються в роботі, а також методику виконання роботи та вимоги до звіту.

Після виконання кожної роботи складається звіт, у якому наводяться результати проведеної роботи та висновки.

Студент допускається до виконання лабораторної роботи підтвердивши вміння її виконання шляхом одержанням допуску за результатами усного або письмового опитування.

Видання орієнтоване на студентів геологічних спеціальностей і може бути корисним для слухачів курсів підвищення кваліфікації.

ЗМІСТ

	Стор.
Лабораторна робота №1	
Вивчення каротажних лабораторій.	3-10
Лабораторна робота №2	
Вивчення промислово-геофізичного обладнання.	11-21
Лабораторна робота №3	
Вивчення будови, принципу роботи та градуювання інклінометра. . .	22-28
Лабораторна робота №4	
Вивчення будови, принципу роботи та градуювання каверноміра . . .	29-36
Лабораторна робота №5	
Вивчення будови, принципу роботи та градуювання термометра	37-42
Лабораторна робота №6	
Вивчення зондів методу уявного електричного опору (УО). Форми кривих методу УО. Визначення границь пластів і їх товщин за даними кривих УО	43-46
Лабораторна робота №7	
Побудова фактичної кривої бокового каротажного зондування (БКЗ).	47-53
Лабораторна робота №8	
Виділення пластів-колекторів і визначення K_p і $K_{нг}$ за даними ГДС. .	51-56

Лабораторна робота №1 ВИВЧЕННЯ КАРОТАЖНИХ ЛАБОРАТОРІЙ

1.1 Мета роботи

Метою даної роботи є ознайомлення із будовою, призначенням, принципом роботи каротажної лабораторії.

1.2 Теорія

До складу геофізичної лабораторії входить вимірювальна і контрольна апаратура, яка призначена для перетворення і реєстрації сигналів, що надходять по лінії зв'язку від свердловинних приладів, та блоки живлення електричним струмом свердловинної та наземної апаратури, яка змонтована в закритому кузові автомобіля.

Будову та призначення основних блоків лабораторії розглянемо на прикладі лабораторії каротажної самохідної ЛКС-7-02.

Лабораторія ЛКС-7-02

Лабораторія ЛКС-7-02 призначена для проведення повного комплексу геофізичних досліджень свердловин глибиною до 7000 м і реєстрації даних каротажу в аналоговій формі.

Апаратура та обладнання лабораторії монтується в спеціальному геофізичному кузові. Лабораторія розрахована на роботу спільно з каротажними підйомниками типу ПКС та ПК-4.

Лабораторія дозволяє проводити наступні геофізичні дослідження:

- 1) електричний каротаж – за допомогою вимірювального пульта частотної модуляції ВПЧМ2-А та свердловинної апаратури КСП, АБКТ, Е-7;
- 2) боковий каротаж – за допомогою вимірювального пульта частотної модуляції ВПЧМ2-А та свердловинної апаратури АБКТ;
- 3) резистивіметрію свердловин;
- 4) мікрокаротаж – за допомогою вимірювального пульта частотної модуляції ВПЧМ2-А та свердловинної апаратури МДО-3;
- 5) боковий мікрокаротаж – за допомогою вимірювального пульта частотної модуляції ВПЧМ2-А та свердловинної апаратури МБК або МБКУ;
- 6) індукційний каротаж – за допомогою вимірювального пульта та свердловинної апаратури АІК-5;
- 7) радіоактивний каротаж – за допомогою вимірювального пульта ВПРКУ-А та свердловинної апаратури ДРСТ-3 або СРК;
- 8) акустичний каротаж – за допомогою вимірювального пульта АНК-М та свердловинної апаратури СПАК-4 або СПАК-6;
- 9) каротаж магнітної сприйнятливості;
- 10) термометрію свердловин;
- 11) кавернометрію свердловин;
- 12) інклінометрію свердловин;
- 13) профілеметрію свердловин;
- 14) нахилометрію свердловин;
- 15) контроль цементування.

Лабораторія ЛКС-7-02 забезпечує аналогову реєстрацію до восьми параметрів. Динамічний діапазон реєстрації – не менше 66 дБ.

Горизонтальний масштаб запису параметрів – 1:1; 1:5 та 1:25. Масштаб глибин – 1:1000; 1:500; 1:200; 1:100; 1:50 та 1:20.

Живлення лабораторії здійснюється від змінної мережі напругою (220 ± 22) В частотою (50 ± 2.5) Гц.

Будова та робота лабораторії

Апаратура лабораторії розміщена в трьох стійках.

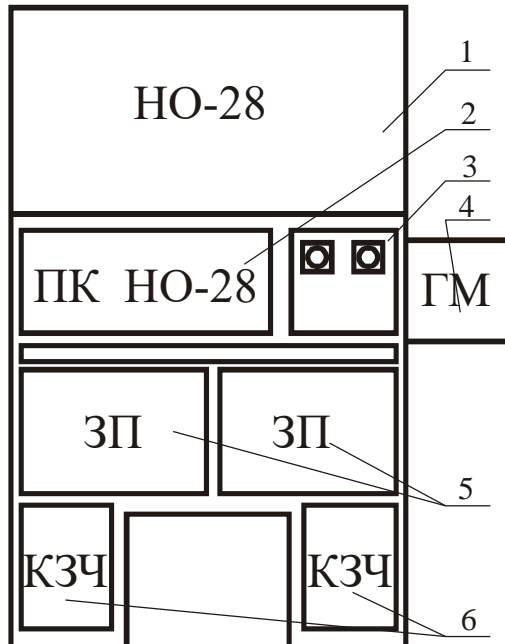
Перша стійка (рис. 1.1) призначена для встановлення та підключення наземних пультів ВПЧМ2-А, ВПРКУ-А для проведення досліджень свердловин. Крім того в ній встановлені панель перемикавання масштабів, панель комутації, а також передбачена комірка для підключення змінних панелей.



1 – панель комутації; 2 – панель масштабів; 3 – вимірювальний пульт частотної модуляції; 4 – вимірювальний пульт радіоактивного каротажу; 5 – місце для панелі каротажу на багатожильному кабелі; 6 – комірка для змінних панелей.

Рисунок 1.1 – Розміщення апаратури першої стійки

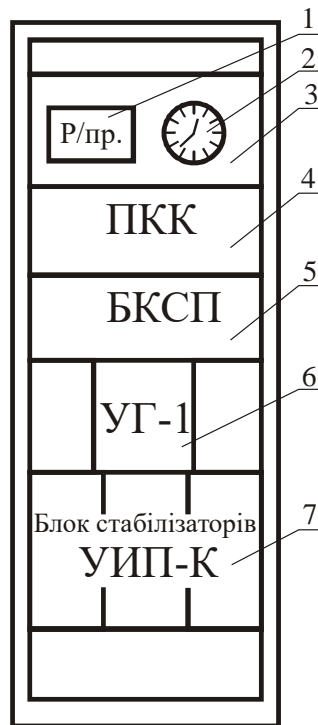
Друга стійка (Рис. 1.2) призначена для встановлення та підключення осцилографа каротажного НО-28А, панелі керування осцилографом, змінних панелей та гучномовного пристрою. Для підключення вхідних і вихідних ланок змінних панелей на комутаційній панелі стійки встановленні розйоми.



1 – каротажний реєстратор НО-28А; 2 – панель керування реєстратором; 3 – комутаційна панель; 4 – комірці змінних панелей; 5 – комірці змінних панелей; 6 – комірці запасних частин.

Рисунок 1.2 – Розміщення апаратури другої стійки

Третя стійка (Рис. 1.3) призначена для встановлення та підключення панелі контролю каротажу, блока керування свердловинними приладами, уніфікованого генератора УГ-1 і блока стабілізаторів уніфікованого джерела живлення УИП-К. У верхній частині стійки на лицевій панелі встановлені годинник і автомобільний радіоприймач.



1 – радіоприймач; 2 – годинник; 3 – панель інформації; 4 – панель контролю каротажу; 5 – блок керування свердловинними приладами; 6 – уніфікований генератор; 7 – уніфіковане джерело живлення (блок стабілізаторів).

Рисунок 1.3 – Розміщення апаратури третьої стійки

Для забезпечення реєстрації результатів каротажу в цифровій формі, яка буде використовуватись для обробки на ЕОМ, у лабораторії передбачене підключення цифрового реєстратора типу ФОЗОТ (Методичні вказівки по роботі з ФОЗОТ).

Зв'язок між стійками та складовими частинами лабораторії, що розміщені поза

стійками, здійснюється за допомогою з'єднувальних кабелів. Під'єднання зондових пристроїв та комутація комплекту апаратури здійснюється на панелі комутації.

Пристрої та робота основних складових лабораторії

Панель перемикачів масштабів ПМ.

Панель призначена для грубого та плавного встановлення масштабів реєстрації параметрів, що вимірюються, та підключається до виходу наземного пульта вибраного методу через панель комутації. В панелі передбачена можливість вводу в будь-які канали, що реєструють напругу від градуйованих компенсаторів поляризації ГКП.

Зміна масштабів проводиться дільниками напруги, які включені в кожний канал. Резисторами здійснюється плавне регулювання масштабу реєстрації. Кнопки *SB1–SB8* служать для контролю нуля як при реєстрації, так і при повірочних роботах.

ГКП виконаний на двох пристроях: *S3* – для вводу напруги з рівнем 50 мВ і *S2* – для вводу напруги з рівнем 5 мВ. Один ГКП передбачений для вводу компенсуючої напруги в каналах 1–4, а другий – в каналах 5–8 за допомогою перемикачів *SA5* і *SA6*. Вмикання схеми ГКП проводиться за допомогою тумблерів *SA3* і *SA4*, зміна полярності напруги – тумблерами *SA1* і *SA2*.

Панель комутації ПК.

Панель комутації призначена для підключення кабелів колектора до входу вибраного вимірювального пульта і виходу вимірювальних каналів пульта до входу реєструючої апаратури лабораторії. Панель комутації встановлена в каротажній стійці.

Блок керування свердловинними приладами БКСП.

БКСП призначений для живлення свердловинних приладів, для контролю напруги та частоти струму живлення лабораторії, а також для зарядження акумулятора, який розміщений у кузові.

БКСП видає наступні напруги:

1. змінна напруга частотою 50 Гц на виході блоку керування свердловинними приладами при відключеному навантаженні повинна регулюватись ступенево від 150 до 400 В при напрузі у мережі – 220 В. Максимально допустимий струм навантаження 0.5 А.

2. стабілізовану постійну напругу на виході БКСП повинно регулюватись плавно від 50 до 300 В. Максимально допустимий струм навантаження 0.5 А.

3. випрямлену напругу (12 ± 2.5) В для зарядження акумулятора. Перемикач на постійну або змінну напругу здійснюється тумблером *SA5*.

Панель контролю каротажу ПКК.

Панель контролю каротажу служить для контролю за проведенням промислово-геофізичних досліджень свердловин. Панель контролю каротажу включає: датчик швидкості руху кабелю, лічильник глибин, підсилювач магнітних міток, імітатор протяжки, індикатор аварії та датчик величини натягу кабелю.

Уніфікований генератор УГ-1.

Уніфікований генератор призначений для живлення свердловинних геофізичних приладів синусоїдальним струмом.

Генератор забезпечує на виході:

1. фіксовані частоти:

(300 ± 5) Гц, (40 ± 5) Гц;

2. частоти з плавним регулюванням у межах:

від 360 до 440 Гц, від 1800 до 2200 Гц.

Живлення генератора здійснюється від уніфікованого джерела живлення УИП-

К.

1.3 Порядок виконання лабораторної роботи

1. Ознайомитись з будовою лабораторії типу ЛКС-7-02.
 - 1.1. Вивчити будову та принцип роботи лабораторії.
 - 1.2. Вивчити пристрої та призначення основних складових лабораторії.
2. Провести перевірку роботи каналів реєстрації від внутрішніх градуйованих компенсаторів поляризації:
 - 2.1. встановіть перемикач вибору каналів ГКП в положення “1к”;
 - 2.2. включіть ГКП;
 - 2.3. встановіть резистором “ТОК” у ланці ГКП1 Струм 5 мА;
 - 2.4. встановіть необхідну полярність відхилення бліку гальванометра;
 - 2.5. встановіть перемикач “ГРУБО” 1к в положення 100;
 - 2.6. встановіть перемикач SA8 і SA9 “ВЫХОД” мВ у положення 0 і 400;
 - 2.7. встановіть резистор “ПЛАВНО” 1к у крайнє ліве положення;
 - 2.8. встановіть резистором “ПЛАВНО” 1к відхилення бліка гальванометра, яке рівне (8.0 ± 0.2) см при нажатій кнопці “1к”;
 - 2.9. аналогічні перевірки проведіть при всіх положеннях перемикачів “ВЫХОД мВ” для ГКП1 і ГКП2 згідно таблиці 1.1. Відхилення бліку гальванометра повинно відповідати таблиці 1.1 з похибкою не більше $\pm 5\%$. Вибір каналу ПМ, що повіряється, проводиться перемикачем ГКП. Відлік показів бліків гальванометра на осцилографі НО-28А проводиться при замиканні вимірювальної ланки ПМ кнопкою каналу, що повіряються;
 - 2.10. зробіть висновок, що до перевірки роботи каналів реєстрації від внутрішніх градуйованих компенсаторів поляризації.

Таблиця 1.1 – Повірочна характеристика градуйованих компенсаторів поляризації

Положення перемикачів		Відхилення бліка гальванометра на осцилографі, см
ГКП (A8)	ВЫХОД мВ (A9)	
Перемикач масштабів “1к” ГРУБО в положенні 100		
0	400	8
0	350	7
0	300	6
0	250	5
0	200	4
0	150	3
0	100	2
0	50	1
Перемикач масштабів “1к” ГРУБО в положенні 10		
40	0	8
35	0	7
30	0	6
25	0	5
20	0	4
15	0	3
10	0	2

5	0	1
---	---	---

1.4 Контрольні питання

1. Призначення та будова каротажних лабораторій.
2. Які геофізичні дослідження дозволяє проводити лабораторія типу ЛКС-7-02.
3. Призначення панелі перемикання масштабів.
4. Призначення панелі комутації.
5. Призначення блоку керування свердловинними приладами.
6. Призначення панелі контролю каротажу.
7. Призначення уніфікованого генератора.
8. Яким чином проводиться перевірка роботи каналів реєстрації від внутрішніх градуйованих компенсаторів поляризації?

Лабораторна робота №2

ВИВЧЕННЯ ПРОМИСЛОВО-ГЕОФІЗИЧНОГО ОБЛАДНАННЯ

2.1 Мета роботи

Метою даної роботи є ознайомлення із основним промислово-геофізичним обладнанням та устаткуванням, їх призначенням; принципом дії та пристроями, які використовуються у процесі роботи підйомника.

2.2 Теорія

Промислово-геофізичне обладнання складається із наступних основних одиниць:

1. Лебідка.
2. Кабелі та з'єднуючі проводи.
3. Блок-баланси із датчиками глибини та натягу.
4. Вантажі, підвіски та перемикаючі пристрої.
5. Джерела електричного струму.
6. Предмети спеціального обладнання, допоміжні пристрої та різні інструменти.

Вказане обладнання може транспортуватись та використовуватись у вигляді розбірних комплектів, але переважно воно укомплектоване постійним монтажем на самохідних підйомниках.

При проведенні геофізичних досліджень в свердловинах використовуються станції, які складаються із лабораторії та підйомника, які змонтовані на автомобілях високої прохідності.

В залежності від виконуючих задач і глибини свердловин, що досліджуються, підйомник і лабораторія можуть бути змонтовані на окремих автомобілях, або у вигляді однієї загальної установки у кузові автомобіля.

Нижче, в якості прикладу, наводиться короткий опис підйомника СКП - 4.5, який призначений для спуску та підйому свердловинних приладів на одножильному та багатожильному кабелях у нафтових і газових свердловинах при виконанні промислово-геофізичних робіт разом із типовими лабораторіями.

Підйомник СКП-4.5

Підйомник СКП-4.5 – це самохідна установка, яка змонтована в спеціальному металевому кузові на шасі автомобіля підвищеної прохідності (ЗІЛ-157КЕ).

Спуск та підйом кабелю здійснюється за допомогою лебідки типу ЛКП-М, на барабан якої намотаний кабель, та двох блоків (направляючого та підвісного), які встановлюються на усті свердловини.

Тягове зусилля на барабан лебідки передається від двигуна автомобіля через механізм щеплення та коробку передач автомобіля, коробку відбору потужності, карданну передачу, двохшвидкісний редуктор та дворядну ланку.

Зміна швидкості руху кабелю та величини тягового зусилля проводиться керуванням числом оборотів двигуна, переключенням передаточних відношень в коробці передач автомобіля та в двохшвидкісному редукторі. Для плавного спуску кабелю та зупинки його на заданій глибині, лебідка обладнана стрічковим гальмом із ручним і пневматичним керуванням.

Лебідка обладнана напівавтоматичним кабелеукладувачем і колектором із металічними щітками для з'єднання жил кабелю зі схемою лабораторії.

Підйомник має органи керування лебідкою та трансмісією її приводу, прилади

для вимірювання швидкості руху кабелю, глибини його спуску та натягу, світлову сигналізацію та двосторонній переговорний зв'язок із буровою та лабораторією, прилади для освітлення кузова та устя свердловини, різне обладнання для проведення монтажних робіт при геофізичних дослідженнях, а також обладнання для кріплення при перевезенні свердловинних приладів і вантажів.

Швидкість та глибина спуску кабелю визначається із числа оборотів вимірювального підвісного блоку, на якому встановлений сельсин-датчик глибин. На контрольному пульті підйомника встановлений сельсин-приймач, який обертається синхронно із сельсин-датчиком.

Живлення підйомника здійснюється при перфораторних роботах через струменевий блок від промислової мережі з напругою 110, 220 або 380 В із частотою струму 50 Гц, а при роботі з лабораторією від мережі напругою 110 В. При відсутності промислової мережі живлення підйомника може бути здійснено від бензоелектричного агрегату типу АБ-2, який дає напругу 220 В.

Кузов підйомника розділений на дві частини: лебідчате відділення та кабіна лебідчика.

В лебідчатому відділенні розміщені: лебідка, направляючий та підвісний ролики, блок-баланс, вантажі, свердловинні прилади та інше обладнання. В задній частині лебідчатого відділення є широкі двері для спуску кабелю з лебідки.

В кабіні лебідчика розміщені: органи керування лебідкою та її приводом, струменевий блок та контрольний пульт. Кабіна має вікно для спостереження за барабаном лебідки та рухом кабелю.

В останній час безперервно зростає число глибоких свердловин. Для дослідження свердловин глибиною до 7 км розроблені підйомники СКП-7/1 і СКП-7/3.

Лебідки

Промислово-геофізичні дослідження проводяться в структурно-картувальних, розвідувальних та експлуатаційних свердловинах різної глибини. З метою полегшення транспортування та запобігання перешкод від наводок в кабелі бажано проводити дослідження з використанням кабелю довжиною на лебідці, яка перевищує глибину свердловини на невелику величину.

В даний час випускаються різні лебідки, що конструктивно відрізняються ємністю барабана в метрах і місткістю різних типів кабелю (багатожильний броньований та шланговий). По вантажопідйомності лебідки умовно підрозділяються на три типи: легкі – для дослідження неглибоких свердловин до 1000 м, середні для свердловин глибиною до 2000-3000 м і важкі – для більш глибоких свердловин. Розраховані тягові зусилля вказаних лебідок рівні відповідно до 1.2 і більше тонн.

Для обертання барабанів лебідок важкого типу звичайно використовуються ходові двигуни автомобілів, на шасі яких змонтований підйомник. Передача обертання від двигуна до барабана лебідки, як указувалося вище, здійснюється за допомогою коробки відбору потужності.

Барабан оснащений гальмами, які складаються з двох стрічок із наклепаними на них шарами феррадо, які охоплюють щітки барабана.

Для обертання барабана лебідок середнього типу можуть також використовуватися електродвигуни, окремі двигуни, а в лебідках легкого типу, із малою кількістю кабелю (до 400 м) застосовується ручний привід.

Передача від двигуна до барабана лебідки повинна забезпечувати можливість зміни швидкості підйому кабелю в діапазоні 150-4000 м/год. і мати передачу на

плавний спуск кабелю.

Укладання кабелю на барабан лебідки, встановленої у підйомнику, робиться автоматичним кабелеукладувачем із ручним коректуванням. На підйомниках більш ранніх випусків укладання кабелю робилося напівавтоматично з приводом від штурвала. При довжині кабелю на лебідці до 400 м укладання кабелю рядами може не робитися в зв'язку з невеликою вагою кабелю.

Для під'єднання вимірювальної ланки до жил кабелю на лебідках встановлюються колектори. Колектор лебідки переважно складається із рухомої частини, яка зв'язана із барабаном лебідки і нерухою – корпусу, який закріплений на рамі лебідки. На одній із цих частин - переважно на рухомій - є ізольовані металічні кільця, по яким ковзають щітки. До кілець підведені жили кабелю; від щіток беруться виводи на вимірювальну схему. Колектори лебідок бувають дискові і циліндричні.

Широке застосування в останній час знайшов маслonaповнений циліндричний колектор типу КМ-І.

У процесі геофізичних досліджень необхідно направляти рух кабелю по центрі свердловини і безперервно контролювати положення свердловинного приладу. Повинні бути відомі дані про глибину знаходження, швидкість переміщення приладу по свердловині та натягу кабелю. Крім того необхідне чітке узгодження переміщення приладу по свердловині з рухом діаграмного паперу, на якому реєструються криві геофізичних параметрів, що вимірюються.

Ці задачі розв'язуються використанням блок-балансу із датчиками глибини та натягу і селсинної передачі.

Блок-баланс

Блок-баланс (Рис. 2.1) складається з ролика для направлення та подачі кабелю у свердловину і підставки, яка встановлюється над гирлом свердловини і притискається до стола ротора буровим інструментом. При дослідженні свердловин, що буряться, до основи блок-балансу знизу приварюється поперечна планка, що упирається у вкладиш ротора і запобігає горизонтальному зміщенню блок-балансу. Для роботи в обсаджених свердловинах і через бурильні труби використовують блок-баланс, що представляє собою патрубок із кронштейном, на якому встановлений ролик. Патрубок блок-балансу для обсаджених свердловин оснащений різьбою під муфту обсадної колони або фланцем, який потім кріплять до фланця обсадної колони.

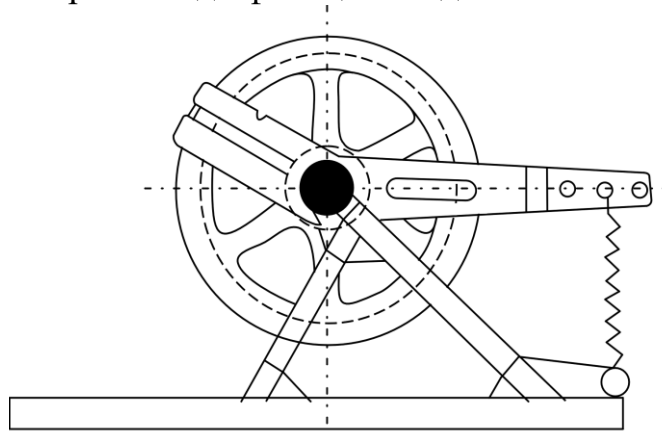


Рисунок 2.1 – Блок-баланс

Застосовуються блок-баланси декількох типів для різних кабелів. Вони відрізняються в основному розмірами ролика. Крім того, ролик для броньованого кабелю сталевий, а для кабелів із резиновою обмоткою – алюмінієвий. Для трьохжильних (обмоткових і шлангових) кабелів діаметр ролика по жолобі (471 мм)

забезпечує за єдиний його оборот проходження 1,5 м кабелю. У блок-балансі для одножильного броньованого кабелю діаметр ролика по жолобі (628 мм) відповідає проходженню 2 м кабелю за один оборот ролика.

На загальній осі з роликом блок-балансу насаджена шестерня, яка передає обертання датчику глибини, який закріплений в прорізі на щоці ролика. Співвідношення чисел зубів таке, що при проходженні через ролик блок-балансу 1 м кабелю ротор сельсинного механізму датчика глибини робить 4 обороти.

Сельсинна (автосинхронна) передача

Сельсинна (автосинхронна) передача складається як мінімум із двох ідентичних електричних механізмів - датчика та приймача, що представляють собою електродвигуни змінного струму з двополюсними статорами і трифазними роторами. У якості датчика звичайно застосовується сельсин ДИ-5П. Приймачем служить сельсин СС-50І. Принципова схема сельсинної передачі показана на рисунку 2.2. Якщо в деякий момент часу ротори датчика і приймача знаходяться в ідентичних положеннях, то в трьох з'єднуючих їхніх проводах струм $i=0$, так як збуджуючі в обмотках ротора ЕДС однакові і протилежні за знаком. Якщо ж ротор датчика буде повернений на деякий кут, то ЕДС у його обмотках зміниться і по проводах піде струм i . Цей струм, пройшовши по обмотках ротора приймача, у взаємодії з магнітним полем статора створить обертовий момент, який буде обертати другий ротор. Дія обертового моменту продовжується до тих пір, поки струм знову не стане рівним нулю, тобто коли другий ротор стане в положення, ідентичне положенню першого ротора. Таким чином, обертання ротора датчика приводить до строго узгодженого обертання ротора приймача.

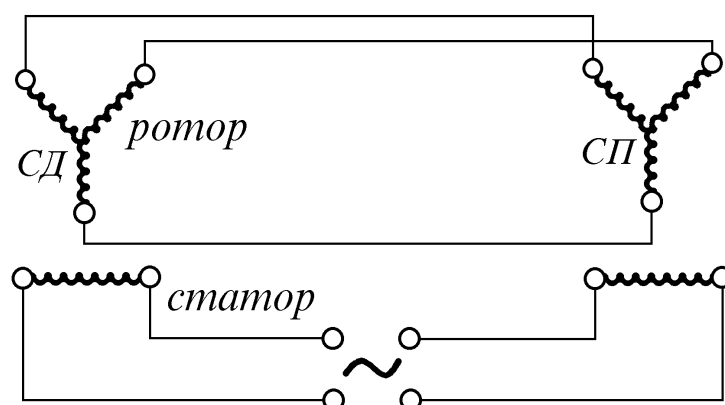


Рисунок 2.2 – Принципова схема сельсинної передачі

У сельсинній передачі паралельно можуть бути з'єднані декілька приймачів. Практично, при промислово-геофізичних дослідженнях свердловин, зв'язок датчика, встановленого на ролику блок-балансу, здійснюється з трьома приймачами:

- 1) лічильником глибини у кабіні лебідчика;
- 2) лічильником глибини на контрольній панелі лабораторії;
- 3) стрічкопротяжним механізмом реєстратора.

Через наявність пружного подовження кабелю і можливості ковзання кабелю в жолобі ролика блок-балансу і діаграмного паперу в стрічкопротяжному механізмі реєстратора, дистанційна передача не завжди забезпечує достатньо добру відповідність масштабу глибини діаграми фактичним глибинам. Тому для внесення поправок у масштаб глибин діаграми на кабелі через рівні інтервали (20-50 м) встановлюються механічні або магнітні мітки.

На блок-балансі є міткуловлювач, що фіксує проходження міток і передає

відповідні сигнали на реєстратор.

Для визначення натягу кабелю при спуск-підйомних операціях вісь і опора ролика блок-балансу зміщені відносно один одного. Це зміщення визначає довжину малого плеча важеля, який рівний в блок-балансах важкого типу 8 мм, а друге плече довжиною 350 мм утворюється продовженням щоки ролика від точки опори до місця кріплення динамометра. Кінець великого плеча важеля зв'язаний механічно з рухливим контактом реостата, що є датчиком натягу кабелю. Сила, яка діє на динамометр, в даному випадку приблизно рівна 1/30 фактичного натягу кабелю в свердловині. На блок-балансах легкого типу динамометри вказують силу, яка рівна 1/10 натягу кабелю у свердловині.

Для перетворення змін опорів датчика натягу ДН у покази вимірювального приладу служить схема, яка показана на рисунку 2.3. Регулювання схеми проводиться при позиції “контр” на контрольній панелі. В даному положенні до схеми підключається замість реостата датчика еталонний опір R_2 ; реостатом установка струму R_4 встановлюються покази, які відповідають натягу при опорі датчика рівному еталонному (визначається експериментально, при відомих натягах кабелю).

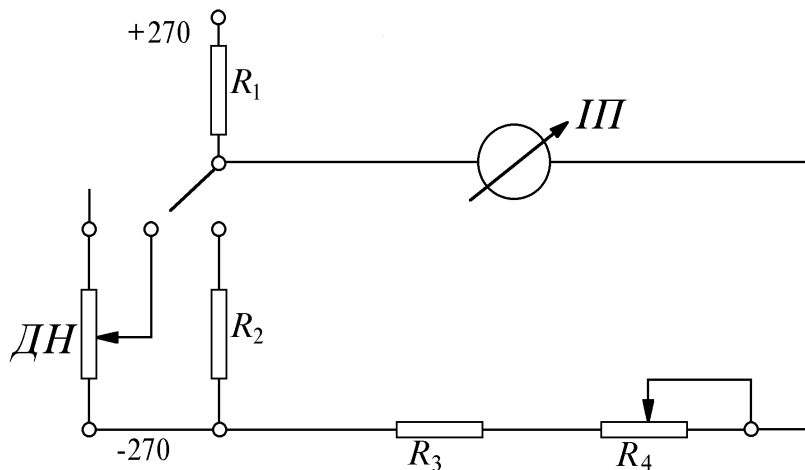


Рисунок 2.3 – Принципова схема вимірювання натягу кабелю

В усіх промислово-геофізичних станціях прилади, які служать для контролю за рухом кабелю, змонтовані на спеціальних контрольних панелях, основними елементами яких є:

1. Лічильник глибини – десятковий нумератор, який з'єднаний через редуктор із сельсин-приймачем.

2. Показчик швидкості руху кабелю – вольтметр, проградуований у км/год., який під'єднаний до динамомашини постійного струму, що обертається від ротора сельсин-приймача.

ЕДС, яка утворюється динамомашиною, пропорційна швидкості обертання її ротора, а отже і швидкості обертання ролика блок-балансу.

3. Показчик натягу кабелю – вольтметр, який проградуований в кг, що вимірює напругу, яка знімається з потенціометра, рухомий контакт якого механічно зв'язаний із динамометром, який встановлений на блок-балансі.

Промислово-геофізичні кабелі

Спуско-підйомні операції в свердловинах при геофізичних роботах здійснюються за допомогою спеціальних кабелів, що одночасно служать лінією зв'язку між свердловинними приладами та наземною апаратурою і несуть механічне навантаження. У зв'язку з цим до кабелів пред'являються особливі вимоги: вони повинні мати достатню міцність, гнучкість, мати невеликий електричний опір і високу

ізоляцію струмопровідних жил.

Використовуються одножильні, трьохжильні та багатожильні кабелі, що за конструкцією поділяються на обмоткові, шлангові та броньовані. Тип кабелю, вибраного для роботи, залежить від геологічних і свердловинних умов.

Умови роботи кабелів дуже різноманітні. Навколишнє середовище, яке їх оточує, може характеризуватися високими температурами (до 200-250° С) і тисками (понад 10⁸ Па), наявністю хімічно агресивних речовин у промивній рідині, присутністю нафти і газу в стовбурі свердловини і нерівномірністю перетину стовбура необсадженої свердловини.

У трьохжильних кабелях з обмотковим і шланговим покриттям механічне навантаження несуть струмонесучі жили, у броньованих кабелях – верхня двошарова дротяна броня.

Кожному типу кабелю привласнений шифр, у якому перша буква означає кабель, друга – число жил у кабелі (О – одножильний, Т – трьохжильний, С – семижильний), третя буква – матеріал оболонки (О – обмотковий, Ш – шланговий, Б – броньований), четверта і наступна букви – специфіку кабелю (Д – двох-броньований, Ф – фторопластова ізоляція, Т – теплостійкий, П – жила кабелю покрита поліетиленом), а цифра вказує на мінімальне розривне зусилля. Наприклад, КОБДФ-6 розшифровується в такий спосіб: кабель одножильний, броньований, двох-броньований, із фторопластовою ізоляцією та шеститонним розривним зусиллям (табл. 2.1). Виключення складають марки кабелю КПКО-2, КПКО-6 – кабель з поліетиленовою ізоляцією, каротажний одножильний, ККФБ-1, ККФБ-6 – кабель каротажний із фторопластовою ізоляцією, броньований, КПКТ – кабель з поліетиленовою ізоляцією, каротажний, теплостійкий.

Пристрій кабелів показаний на рисунку 2.4. В даний час найбільше поширення одержали броньовані кабелі, що дозволяють проводити усі види геофізичних робіт, виконувати їх в умовах великих температур і тисків і в свердловинах з високою щільністю промивної рідини. Броньовані кабелі мають малі діаметр і масу, відрізняються невисокою вартістю виготовлення і тривалим терміном експлуатації.

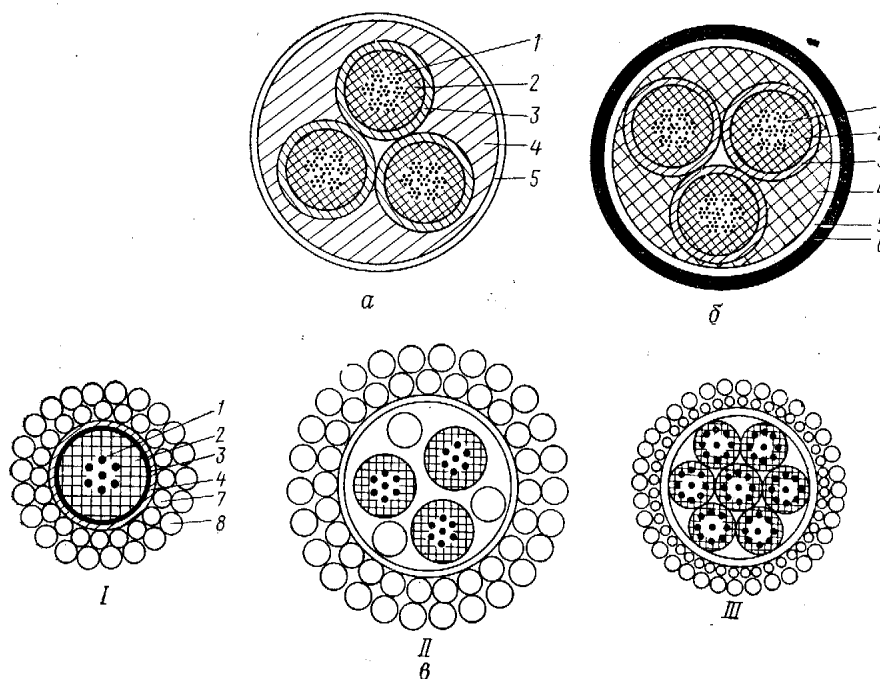
Для механічного й електричного з'єднання кабелю з свердловинними приладами або зондовими установками існують типові кабельні наконечники з голівками або напівмуфтами. Кабельні наконечники та напівмуфти бувають двох типів – для броньованих і неброньованих кабелів. Застосування типових кабельних наконечників забезпечує уніфікацію, взаємозамінність, надійність і швидкість Perez'єднання свердловинних приладів у процесі робіт.

При виробництві геофізичних робіт різними методами істотне значення має надійність лінії зв'язку. Порушення ізоляції в кабелі приводить до перекручування сигналів, часом до повної непридатності їх для подальшої обробки. Криві різних методів, отримані з витокami струму в живильних чи вимірювальних пенях, вважаються шлюбом.

Таблиця 2.1 – Технічні характеристики обмоткових, шлангових і броньованих кабелів

Марка	Число жил	Діаметр, мм	Розривне зусилля, Н	Активний опір жили, Ом/км	Гранична температура, °С
КТО-1	3	16	100	56	–
КТО-2	3	18,8	180	38	–
КТШ-0,3	3	12,4	30	50	–
КТШ-2	3	19,4	180	38	–

КТШ-4	3	25	360	22	—
КПКО-2	1	6,2	240	34	—
КОБДФМ-2	1	6,2	240	34	—
КОБД-6	1	9,6	540	36	120
КОБДФ-6	1	9,3	540	26	180
КОБДП-6	1	9,3	540	34	165
КОБДТ-6	1	8,3	540	18,2	200
КПКО-6	1	9,4	540	30	70
ККФБ-1	1	9,9	790	19	220
КТБД-6	3	12,1	540	30	90
КТБ-6	3	12,1	540	32	120
КТБФ-6	3	12,7	540	30	180
ККФБ-6	3	13,8	980	19	220
КПКТ-6	3	12,1	540	30	70
КСБ-6	7	14,7	540	30	90
КСБ-8	7	17	1200	32	120
КСБФ-6	7	12,1	540	32	180



I, II, III – одно-, трьох- і семижильні броньовані кабелі. 1 – струмопровідна жила кабелю; 2 – гумова ізоляція жили; 3 – зовнішнє покриття жили; 4 – заповнювач; 5 – зовнішня обмотка; 6 – зовнішнє гумове покриття; 7 – внутрішня броньована обмотка; 8 – зовнішня броньована обмотка

Рисунок 2.4 – Пристрій обмоткових (а), шлангових (б) і броньованих (в) кабелів

Основна боротьба з викривленнями, які виникають під дією витоків струму, – контроль за ізоляцією жил кабелю і внутрішніх ланок лабораторії та усунення порушень ізоляції. Опір ізоляції кабелю і проводів, які з'єднують, вимірюється мегомметром. Для цього кабель від'єднують від свердловинного приладу і гумову ізоляцію на кінцях жил кабелю ретельно протирають та просушують. Одну клему мегомметра з'єднують з жилою кабелю, що перевіряється, а другу – з обмоткою кабелю (зволоженої, якщо кабель неброньований) або з корпусом лебідки.

Переважно опір ізоляції жили нового (отриманого з заводу) кабелю становить 100-50 МОм на 1 км, при 20°C. У процесі експлуатації він знижується у зв'язку із послабленням ізоляції кабелю.

При геофізичних дослідженнях свердловин необхідно виключити можливість витоків струму із живлячої та вимірювальної ланок на землю і з одної ланки в іншу,

тому перед виїздом на свердловину, до і після кожного дослідження перевіряється опір ізоляції кабелю, звичайно за допомогою мегомметра. Мегомметр збуджує напругу до 500 В. Якщо можливий пробій ізоляції приладів, які під'єднані до кабелю, або ізоляції кабелю при даній напрузі, то використовуються омметри.

Зниження опору ізоляції зазвичай буває викликане її пошкодженням в окремих місцях. Після виявлення цих місць і відповідного ремонту, кабель може бути знову застосований для досліджень свердловин.

Одним із способів виявлення місць втрат струму в броньованому кабелі є спосіб Васильєва І.А. Для визначення місця порушення ізоляції кабель перемотується з однієї лебідки на іншу (Рис. 2.5) причому обидві лебідки (або принаймні одна) ізольовані від землі. Пропускається струм від батареї Б (силою 2-8 А) між корпусом (бронєю кабелю) однієї лебідки і корпусом іншої, у результаті чого створюється деяке падіння потенціалу на ділянці броні кабелю (15-25 м) між лебідками. Спостереження проводяться ламповим вольтметром ЛВ підключеним до броні кабелю на одній із лебідок і до одного із кінців жил кабелю через колектор.

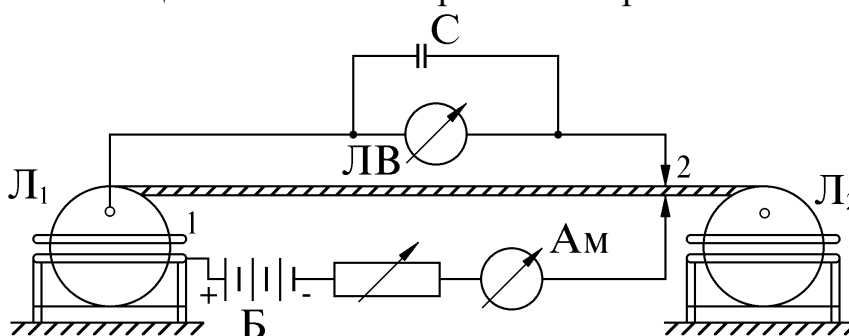


Рисунок 2.5 – Схема визначення порушення ізоляції броньованого кабелю

Місце порушення ізоляції визначається зміною показів вимірювального приладу ЛВ при переміщенні його з однієї лебідки на іншу. Даний спосіб використовується і при наявності декількох місць порушення ізоляції.

Більш точне розміщення місця втрати в броньованому кабелі, при опорі ізоляції не більш 2 МгОм, визначається за допомогою замірів місткової схеми постійного або змінного струму (Рис. 2.6). Відстань від одного l_1 та іншого l_2 кінців кабелю до місця витoku визначаються за формулами:

$$l_1 = \frac{LR_c}{R_c + R_p} \quad \text{та} \quad l_2 = \frac{LR_p}{R_c + R_p}, \quad (2.1)$$

де R_c і R_p – опори плечей моста, при яких спостерігається положення рівноваги; $L=l_1+l_2$ загальна довжина кабелю, що досліджується.

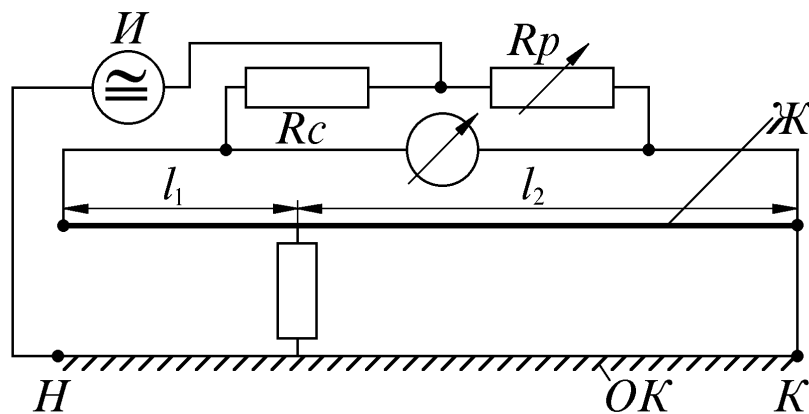


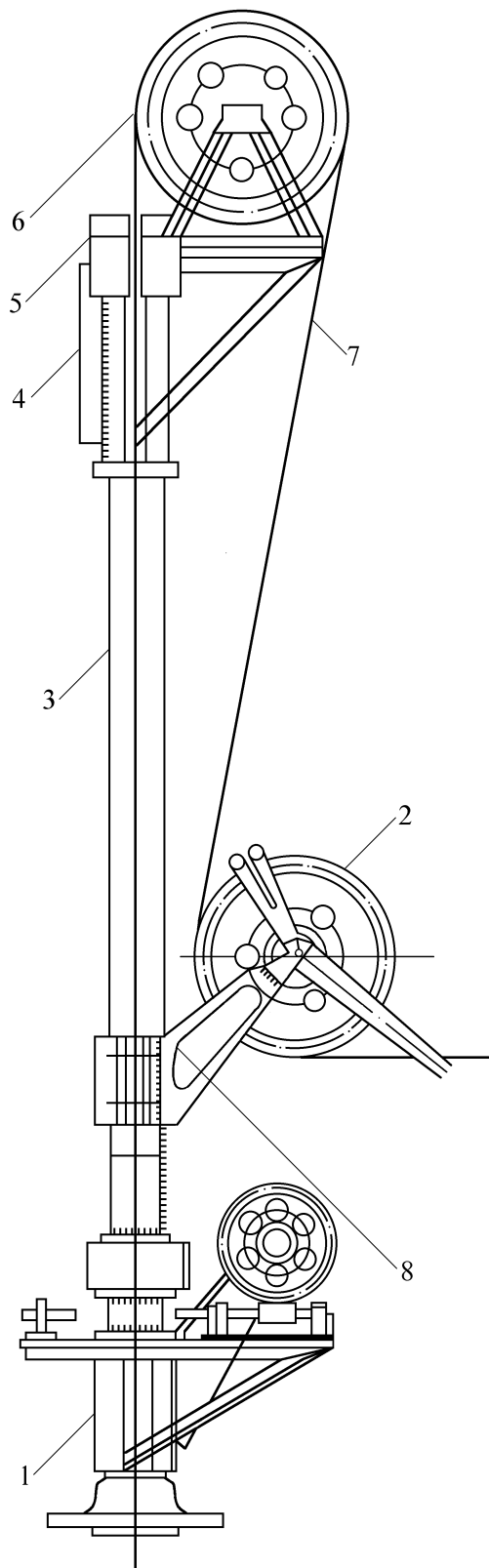
Рисунок 2.6 – Місткова схема визначення порушення ізоляції броньованого кабелю

Лубрикатори

Ряд геофізичних робіт (термічні дослідження, виміри при роботі з радіоактивними ізотопами, визначення водонафтових контактів, перфорація свердловин та ін.) проводяться при герметизованому гирлі свердловин за допомогою лубрикатора. На рисунку 2.7 зображений лубрикатор марки Л-4, який встановлюється на фланці арматури свердловини.

Свердловинний прилад на кабелі вводять спочатку в прийомну камеру 3 лубрикатора, а потім, відкривши підлубрикаторну засувку, опускають його у свердловину. Введення кабелю в лубрикатор герметизується сальником 5. Є лубрикатори різних типів, які використовуються при різних тисках у свердловині. Для роботи з герметизованим гирлом використовуються також гирлові сальники.

Сальник-лубрикатор СЛГ-1. Він призначений для герметизації гирла нафтових свердловин із високим гирловим тиском при спуску глибинних приладів на броньованому кабелі КОБД-4 з одночасною механізацією процесу примусового спуску. Сальник-лубрикатор СЛГ-1 включає ущільнюючий вузол, вузол заштовхування і кронштейн із роликом. Ущільнюючий вузол, який складається з набору шайб, що дроселюються, утворює разом із кабелем лубрикаторне ущільнення, за допомогою якого герметизується гирло свердловини.



1-основа; 2-вимірювальний ролик; 3-приймальна камера; 4-кронштейн; 5-сальник; 6-верхній ролик;
7-кабель; 8-черв'ячне колесо із кронштейном для установки приймаючої камери.

Рисунок 2.7 – Загальний вид лубрикатора Л-4

Вузол заштовхування складається з двох пар здвоєних роликів-шестерень, які зближуючись під дією гирлового тиску, обтискають кабель, що спускається в свердловину за допомогою ручного приводу.

Сальник-лубрикатор СЛГ-1 входить в комплект станцій, які призначені для досліджень свердловин глибинними приладами, що спускаються на кабелі КОБД-4.

2.3 Порядок виконання лабораторної роботи

1. Вивчення будови та призначення підйомників і лебідок.
2. Вивчення пристрою блок-балансу.
3. Вивчення електричних схем приладів контролю за рухом кабелю.
4. Включення макета сельсинної передачі і перевірка впливу на її роботу наступних чинників: а) порядок включення проводів, що з'єднують обмотки роторів, б) зміна гальмівного моменту, який прикладається до ротора приймача, в) різка зміна обертання одного із сельсинів.
5. Ознайомлення із пристроями лубрикаторів.
6. Вивчення типів кабелів, що використовуються, та способів визначення місць порушення ізоляції броньованих кабелів.
 - 6.1. Вивчити будову коси БКЗ;
 - 6.2. Розмотати косу БКЗ;
 - 6.3. За допомогою мегомметра визначити опір ізоляції між центральною жилою кабелю та обмоткою кабелю, а також між електродами зондів БКЗ;
 - 6.4. Результати вимірювання записати у звіті з лабораторної роботи.

2.4 Контрольні питання

1. Що включає в себе промислово-геофізичне обладнання?
2. Призначення та будова підйомника.
3. Призначення та будова лебідок.
4. Призначення, будова блок-балансу та принцип роботи.
5. Призначення сельсинної передачі та її принцип роботи.
6. Призначення датчика натягу кабелю та його принцип роботи.
7. Призначення та класифікація геофізичних кабелів.
8. Принцип визначення місць порушення ізоляції кабелів.
9. Призначення, будова та принцип роботи лубрикаторів.

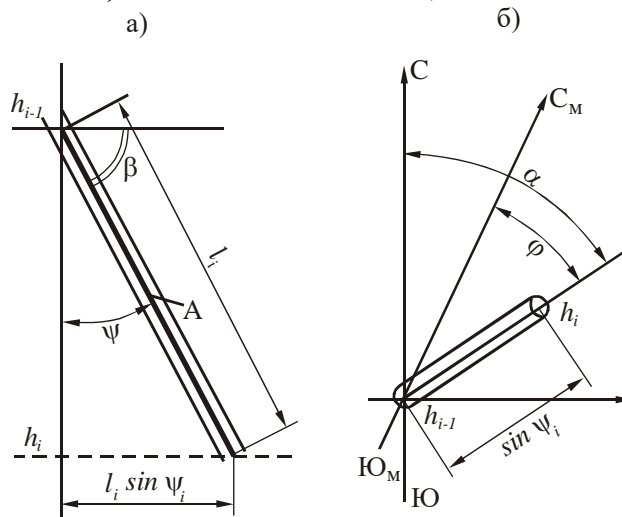
Лабораторна робота №3 ВИВЧЕННЯ БУДОВИ, ПРИНЦИПУ РОБОТИ ТА ГРАДУЮВАННЯ ІНКЛІНОМЕТРА

3.1 Мета роботи

Вивчити фізичні основи даного методу, будову та принцип роботи апаратури, а також провести градуювання інклінометра.

3.2 Теорія

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. 3.1). 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, h_{i-1} – глибина розташування вибою й абсолютна оцінка устя; А – вісь свердловини; П-н_м, П-д_м – магнітні північні та південні полюса.

Рисунок 3.1 – 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.

3.3 Апаратура, обладнання та матеріали

Вимір кута й азимута викривлення свердловин здійснюється спеціальними приладами-інклінометрами, які можна об'єднати в три групи:

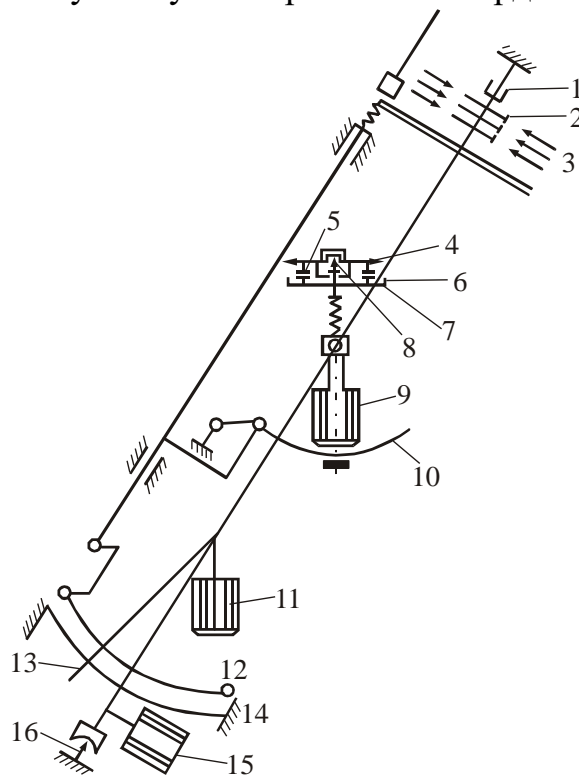
- 1) інклінометри з дистанційним електричним виміром;

- 2) фотоінклінометри;
- 3) 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 ІШ-2, ІШ-3, ІШ-4, ІШ-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. 3.2). Центр ваги рамки зміщений так, що площина її завжди розташовується перпендикулярно до площини викривлення свердловини. В рамці містяться датчики азимута і кута викривлення свердловини.



- 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 – схилювач; 12 – струмопровідний провід датчика кута; 13 – стрілка схилювача; 14 – кутувий реохорд; 15 – вантаж, що орієнтує рамку; 16 – керн рамки.

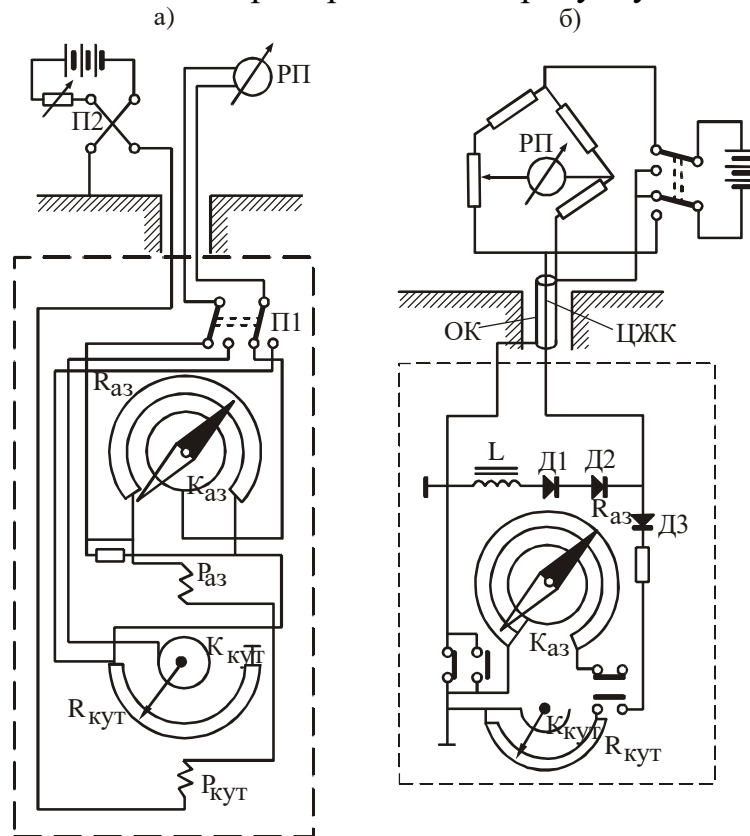
Рисунок 3.2 – Схема вимірювальної частини інклінометрів типу ІШ і ІК

Датчик азимута складається з бусолі, магнітної стрілки, яка переміщується 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.

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

струменевої ланки кінець стрілки притискається до кутового реохорда. У вимірювальний ланцюг при цьому вводиться ділянка кутового реохорда, опір якого пропорційний величині кута викривлення.

Електричні схеми інклінометрів приведені на рисунку 3.3.



$R_{аз}$, $R_{кут}$ – 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 3.3 – 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 азимути 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. 3.3). 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.

Технічна характеристика деяких типів інклінометрів приведена в таблиці 3.1.

Градування інклінометрів

Перед вимірами в свердловині необхідно перевіряти правильність показів інклінометра. Градування приладу полягає в узгодженні значень магнітного азимута і кута викривлення свердловини, що вимірюються за допомогою інклінометра, із заданими значеннями азимута і кута.

Таблиця 3.1 – Технічні характеристики інклінометрів

Марка	Діаметр, м	Довжина, мм	Маса, кг	Число жил кабеля	Межі вимірювання кута, градус	Гранична температура, °С	Граничний тиск, Па · 10 ⁸	Похибка вимірювання елементів викривлення, градус	
								Кут	Азимут
ИШ-2	60	1516	21	3	0-48	100	0,50	±0,25	±5
ИШ-4	65	1516	28	1	0-50	100	0,50	±0,5	±4
ИК-2	55	1830	30	1	0-50	120	0,65	±0,5	±4
УМИ-25	25	1110	12*	1; 3	0-50	150	0,65	±0,5	±5
ИГ-200	74	1927	36	1	0-50	200	1,20	±0,5	±4
И-7	60	2300	37	1	0-45	250	1,20	±0,8	±5
ИФ-6	86	2360*	40*	1	0-90	100	0,60	+0,5	±4

*Разом з подовжувачем.

Для задання певного азимута і кута викривлення використовують установочний стіл УСИ-2. Стіл із затиском для інклінометра має дві осі обертання – горизонтальну і вертикальну. Щоб задати інклінометру положення в тому чи іншому азимуті, його обертають у затиску біля вертикальної осі до одержання потрібного показу на лімбі; кут викривлення задається обертанням затиску біля горизонтальної осі, де є шкала для відліку кута.

Перед градуванням стіл регулювальними гвинтами встановлюється в горизонтальне положення. Кути викривлення, що задаються на установочному столі, контролюються більш точним приладом – кутоміром-квадрантом. При градуванні інклінометрів поблизу (до 5 м) не повинно бути предметів з магнітних матеріалів.

Представлення даних інклінометрії

Дані інклінометрії 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 осевого 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

$$\alpha = \varphi + \gamma \pm D, \quad (3.1)$$

де γ – кут зближення (кут між осевим 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. 3.4). 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.

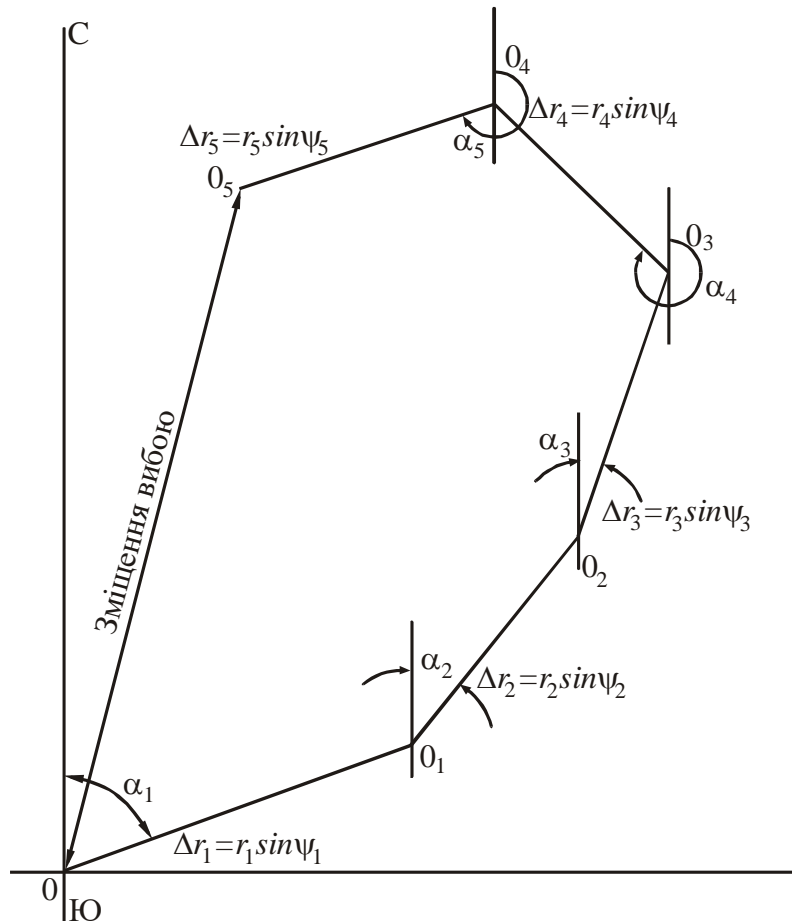


Рисунок 3.4 – Приклад побудови інклінограми

Горизонтальна проекція і-го інтервалу з кутом викривлення ψ

$$\Delta l_i = l_i \sin \psi_i, \quad (3.2)$$

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 дослідженій ділянці. Величина зміщення і його напрямок позначаються на плані. Інклінограма будується в масштабі 1:200.

3.4 Порядок проведення роботи

1. Встановити установочний стіл в горизонтальному положенні.
2. Закріпити інклінометр в установочний стіл.
3. Під'єднати інклінометр до панелі вимірювання.
4. За допомогою установочного стола задати кути азимуту та викривлення (кут азимуту задається з кроком 30° в діапазоні від 0 до 360° , а кут викривлення – з кроком 5° в діапазоні від 0 до 50°).
5. Включити панель вимірювання в мережу.
6. Вимірювання кута азимута:
 - 6.1. Тумблер “контроль позиції” включити в позицію “заспокоєння” (почекати 12 с для заспокоєння чутливих елементів).
 - 6.2. Тумблер “контроль позиції” включити в позицію “контрольне вимірювання азимута”, почекаючи 7 с. За допомогою ручки реостата “встановлення шкали” встановити стрілку на 360° і на приладі “нуль-індикатор моста” добитись нуля.
 - 6.3. Тумблер “контроль позиції” включити в позицію “вимірювання азимута” та повертаючи рукоятку градууювального реостата добитись нульового положення стрілки приладу “нуль-індикатор моста”.
 - 6.4. Отримані результати записати в таблицю 3.2.
7. Вимірювання кута викривлення:
 - 7.1. Тумблер “контроль позиції” включити в позицію “заспокоєння” (почекати 12 с для заспокоєння чутливих елементів).
 - 7.2. Тумблер “контроль позиції” включити в позицію “контрольне вимірювання кута викривлення”, почекаючи 7 с. За допомогою ручки реостата “встановлення шкали” встановити стрілку на 90° і на приладі “нуль-індикатор моста” добитись нуля.
 - 7.3. Тумблер “контроль позиції” включити в позицію “вимірювання кута викривлення” та повертаючи рукоятку градууювального реостата добитись нульового положення стрілки приладу “нуль-індикатор моста”.
 - 7.4. Отримані результати записати в таблицю 3.2.
8. За отриманими фактичними даними побудувати інклінограму, точки замірів взяти з кроком через 25 м.

Таблиця 3.2 – Результати проведення лабораторної роботи

Кут азимута, який задається за допомогою установочного стола	Вимірний кут азимута	Кут викривлення, який задається за допомогою установочного стола	Вимірний кут викривлення
1	2	3	4
0		0	
30		5	
...		...	
360		50	

3.5 Контрольні питання

1. Призначення інклінометрів.
2. Основні елементи інклінометрів.
3. Принцип роботи інклінометрів.
4. Призначення градуювання інклінометрів і порядок виконання.
5. Принцип побудови інклінограми.

Лабораторна робота №4 ВИВЧЕННЯ БУДОВИ, ПРИНЦИПУ РОБОТИ ТА ГРАДУЮВАННЯ КАВЕРНОМІРА

4.1 Мета роботи

Вивчити фізичні основи даного методу, будову та принцип роботи апаратури, а також провести градуювання каверноміра.

4.2 Теорія

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 ($d_c/d_n > 1$) – утворення каверн характерно для глинистих порід і пісків, зменшення ($d_c/d_n < 1$) – 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. Крива фактичної зміни діаметру свердловини в масштабі глибин називається кавернограмою.

4.3 Апаратура, обладнання та матеріали

Використовують каверноміри типів СКС, СКТ і СКО, що мають по чотири вимірювальних важелі з двома плечами – довгим 1 і коротким 2 (Рис. 4.1). 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 омічному датчику 4. Цей датчик є загальним для всіх чотирьох важелів.

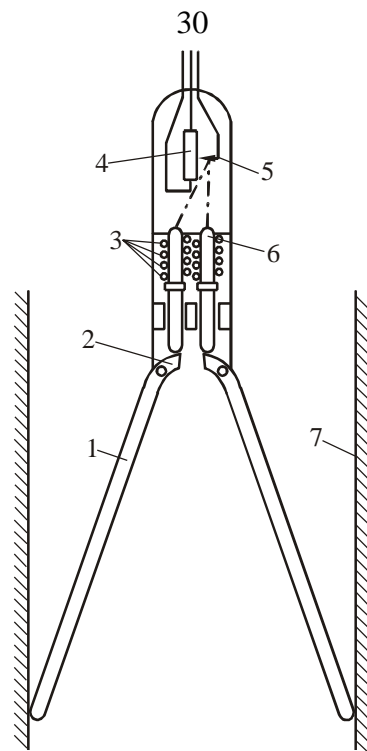
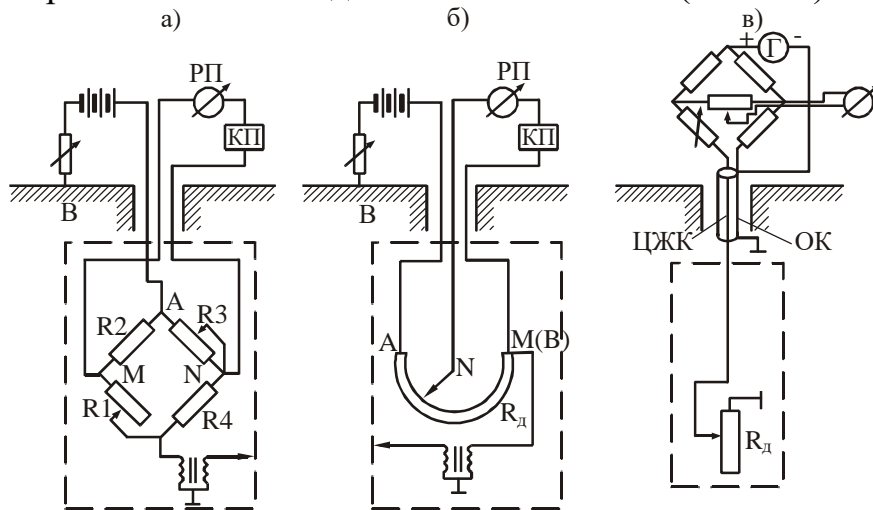


Рисунок 4.1 – Схема конструкції каверномірів типів СКТ і СКО

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 реєструє. Розходження 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. 4.2).



а – місткова схема; б, в – потенціометрична схема.

R_1, R_3 – змінні опори моста; R_2, R_4 – постійні опори моста; КП – компенсатор поляризації; R_d – опір датчика; Г – генератор постійного струму; АВ – живляча ланка;

MN – вимірювальна ланка

Рисунок 4.2 – Електричні схеми каверномірів для роботи з трьохжильним (а, б) і одножильним (в) кабелем

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 об стінку свердловини та промивну рідину насадка зміщується вниз і звільняє важелі. Якщо важелі обмотані сталевим дротом, то при пропущенні через неї за допомогою трансформатора струму достатньої сили вона

перегоряє і важелі розкриваються. Для запису повторної кавернограми 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.

Діаметр свердловини d_c визначається за формулою:

$$d_c = d_0 + C \frac{\Delta U}{I}, \quad (4.1)$$

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 віджимає шарнірні з'єднання пар важелів до стінки свердловини. Один з важелів оснащений фігурним кулачком, що переміщає 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. 4.3, а). Принцип дії системи наступний. Включенням з поверхні електромагніта $EM1$ відкривається верхній клапан і масло з компенсатора за рахунок гідростатичного тиску промивної рідини надходить у циліндр, переміщаючи 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 переміщається в крайнє верхнє положення, виштовхує масло з циліндра в камеру зливу та повертає систему в початковє положення, при якому важелі закриті. Механічний рух вимірювальних важелів при вимірі діаметра свердловини передається через шатуни 10, штовхальник 9 і шток 5 на ковзанок 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. 4.3, б). При закритих важелях штовхальник 19 разом зі штоком 18 і ковзуном реостата 14 знаходяться в крайнім верхнім 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 ввєрх 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 підігривається 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.

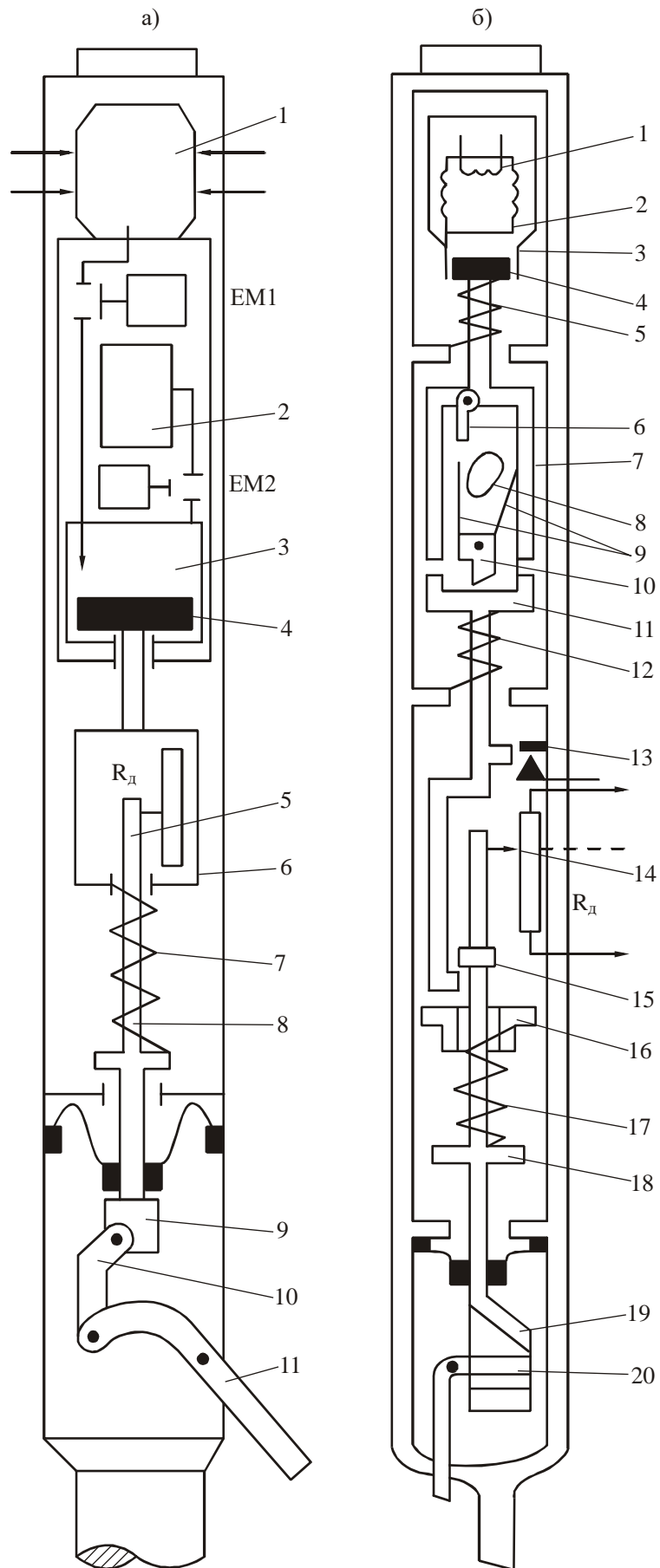


Рисунок 4.3 – Схеми каверномірів КСУ-1 (а) і КСУ-2 (б)

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 навпроти 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 каверномерах) у масштабі 1:1 і кіркограму кіркоміром, що дозволяє вимірити товщину глинистої кірки.

Технічні характеристики деяких типів каверномірів приведені в таблиці 4.1.

Градуювання каверномірів

Перед вимірами фактичного діаметра свердловини необхідно зробити градуювання каверноміра, що полягає у визначенні сталої каверноміра C , початкового діаметра свердловини d_0 і нормальної сили струму I , а також у перевірці лінійності його показів.

Градуювання звичайно виконується на базі промислово-геофізичних партій не менше одного разу на місяць. На буровій, перед початком виміру, варто перевірити правильність роботи каверноміра за допомогою двох-трьох кілець відомого діаметра.

Для градуювання каверномірів у стаціонарних умовах звичайно використовується хрестовина з отворами, які розташовані на однаковій відстані від її центра, в які вставляються вимірювальні важелі або набір градуювальних кілець.

Для градуювання каверноміра збирається звичайна схема виміру, мінус джерела живлення, підключається до корпусу приладу. При зворотній силі струму живлення каверноміра I , яке рівне близько 2 мА, і значеннях розкриття, що задаються, мірних важелів, які відповідають визначеним діаметрам свердловин, вимірюють різниці потенціалів ΔU , що знімаються з омичного датчика. За величиною ΔU і відомих діаметрів хрестовини будують графік градуювання $\Delta U=f(d_c)$ (Рис. 4.4). Стала C каверноміра розраховується за двома парами значень d_c' , ΔU_1 і d_c'' , ΔU_2 , які взяті на лінійній ділянці графіка, за допомогою формули:

$$C = \frac{I(d_c'' - d_c')}{\Delta U_2 - \Delta U_1}, \quad (4.2)$$

Таблиця 4.1 – Технічні характеристики каверномірів

Марка	Діаметр, мм	Довжина, мм	Маса, кг	Число жил кабеля	Число вимірювальних важелів	Межі вимірювання діаметра свердловини, мм	Гранична температура, °С	Граничний тиск, Па·10 ⁸	Похибка вимірювання діаметра свердловини, мм
СКС-4	80	1921	33	3	4	100-760	100	0,50	±15
СКТ-5	80	1736	33	3	4	100-750	120	0,50	±15
СКО-12	80	1619	30	1	4	125-750	120	0,50	±15
КВ-2	55	1410	10,8	3	3	60-240	60	0,15	±15
КФМ	60	1200	5	3	3	70-250	60	0,30	±15
КСУ-1	70	1918	35	3	3	70-760	120	0,80	±10
КСУ-2	36	1810	12	3	3	46-370	70	0,20	±5

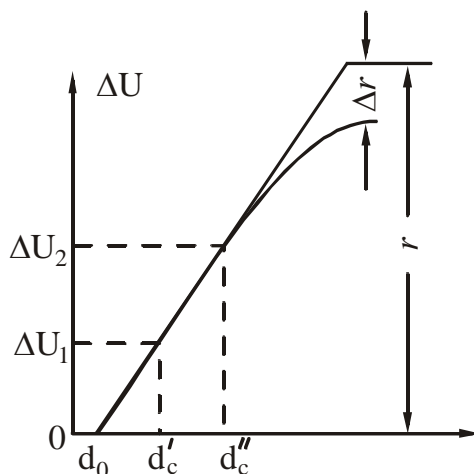


Рисунок 4.4 – Графік градування каверноміра з трьохжильним кабелем

Діаметр d_0 , при якому $\Delta U=0$, встановлюють за графіком $\Delta U=f(d_c)$.

Нормальна сила струму I_0 , при якій зміна діаметра на 1 см відповідає $\Delta U=1,25$ мВ, знаходять із співвідношення:

$$I_0 = 1.25C. \quad (4.3)$$

Характеристика каверноміра повинна бути близькою до лінійної та відхилення від лінійності не повинне перевищувати 10%. Величина нелінійності графіка градування розраховується за формулою:

$$\Delta\varepsilon = \frac{\Delta l}{l} 100. \quad (4.4)$$

4.4 Порядок проведення роботи

1. Встановити хрестовину з отворами в горизонтальне положення.
2. Вставити мірні важелі каверноміра в хрестовину.
3. Під'єднати каверномір до панелі вимірювання.
4. Включити панель вимірювання.
5. Через кожних 10 см (від 18 см до 78 см) знімають значення ΔU з вимірювального пристрою при силі струму 2, 4 та 6 мА. Результати вимірювань

заносять в таблицю 4.2.

Таблиця 4.2 – Результати проведення лабораторної роботи

Сила струму I, мА	Значення ΔU при відповідних діаметрах, мВ						
	18 см	28 см	38 см	48 см	58 см	68 см	78 см
2							
4							
6							

6.Будують графіки градуювання каверноміра $\Delta U=f(d_c)$.

7.За формулою (4.2) розраховують сталу каверноміра при $I=2, 4$ та 6 мА і зіставляють.

4.5 Контрольні питання

- 1.Призначення каверномірів.
- 2.Технічна характеристика каверномірів.
- 3.Принцип роботи каверномірів.
- 4.Градуювання каверноміра.
- 5.Методика визначення сталої каверноміра.
- 6.Задачі, які вирішуються за допомогою електричного термометра.

Лабораторна робота №5 ВИВЧЕННЯ БУДОВИ, ПРИНЦИПУ РОБОТИ ТА ГРАДУЮВАННЯ ТЕРМОМЕТРА

5.1 Мета роботи

Вивчити фізичні основи даного методу, будову та принцип роботи апаратури, а також провести градуювання термометра.

5.2 Теорія

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 температуропроводності.

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 варіює 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 варіює у відносно

невеликих межах – від 580 до 2090 Дж/кг·градус, зростаючи зі збільшенням вологості.

Коефіцієнт температуропроводності a входить множником у диференціальне рівняння теплопровідності і має розмірність $\text{м}^2/\text{с}$. Величина a визначається співвідношенням $a = \lambda / C_p \delta$. Це комплексний параметр, що характеризує теплоінерційні 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 вид:

$$\frac{\partial t}{\partial \tau} = \frac{\lambda}{C_p \delta} \nabla^2 t = a \left(\frac{\partial^2 t}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 t}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 t}{\partial z^2} \right), \quad (5.4)$$

де $\partial t / \partial \tau$ – зміна температури t з часом τ в точці з 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 $\partial t / \partial \tau = 0$, 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

$$\frac{\partial^2 t}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 t}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 t}{\partial z^2} = 0. \quad (5.6)$$

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:

1. 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.

За допомогою зазначених параметрів проводять:

1) визначення природної температури порід на заданій глибині;

- 2) кореляцію розрізів свердловин при регіональних дослідженнях;
- 3) прогнозування тектонічної будови території, яка не вивчена за допомогою буріння;
- 4) вивчення гідрогеологічної і мерзлотної характеристики досліджуваних районів. Для розв'язку цих задач звичайно використовують термограми природного теплового поля.

2. 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 несталім тепловим режимом.

Теплові характеристики в комплексі з іншими петрофізичними параметрами порід дозволяють вирішувати наступні задачі:

- 1) літологічного розчленовування розрізів свердловин;
- 2) виявлення колекторів;
- 3) пошуків корисних копалин.

Найбільше доцільно залучати дані термометрії для вивчення глинистих покришок, пошуків колекторів у карбонатних відкладах, визначення газоносності карбонатних і тонкошаруватих піщано-глинистих комплексів. Для цього необхідні діаграми детальної термометрії.

5.3 Апаратура, обладнання та матеріали

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 ($\alpha = (1-3) \cdot 10^{-5}^\circ\text{C}^{-1}$), 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 свої 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.

Градування електричного термометра

Градування електричного термометра проводиться в термостаті з обігрівом при зміні температури води від 10 до 80°C і вище через кожних 10 – 15°C. Криві градування термометра $\Delta U=f(t)$ знімаються при паспортному струмі, наприклад при 10, 20 або 40 мА. Точка перетинання кривої $\Delta U=f(t)$ з ординатою $\Delta U=0$ дає значення температури t_0 рівноваги моста. Для визначення сталої електричного термометра вибирають два значення температури t_1 і t_2 та за кривою $\Delta U=f(t)$ визначають відповідні їм значення різниці потенціалів ΔU_1 і ΔU_2 , потім розраховують величину C за формулою:

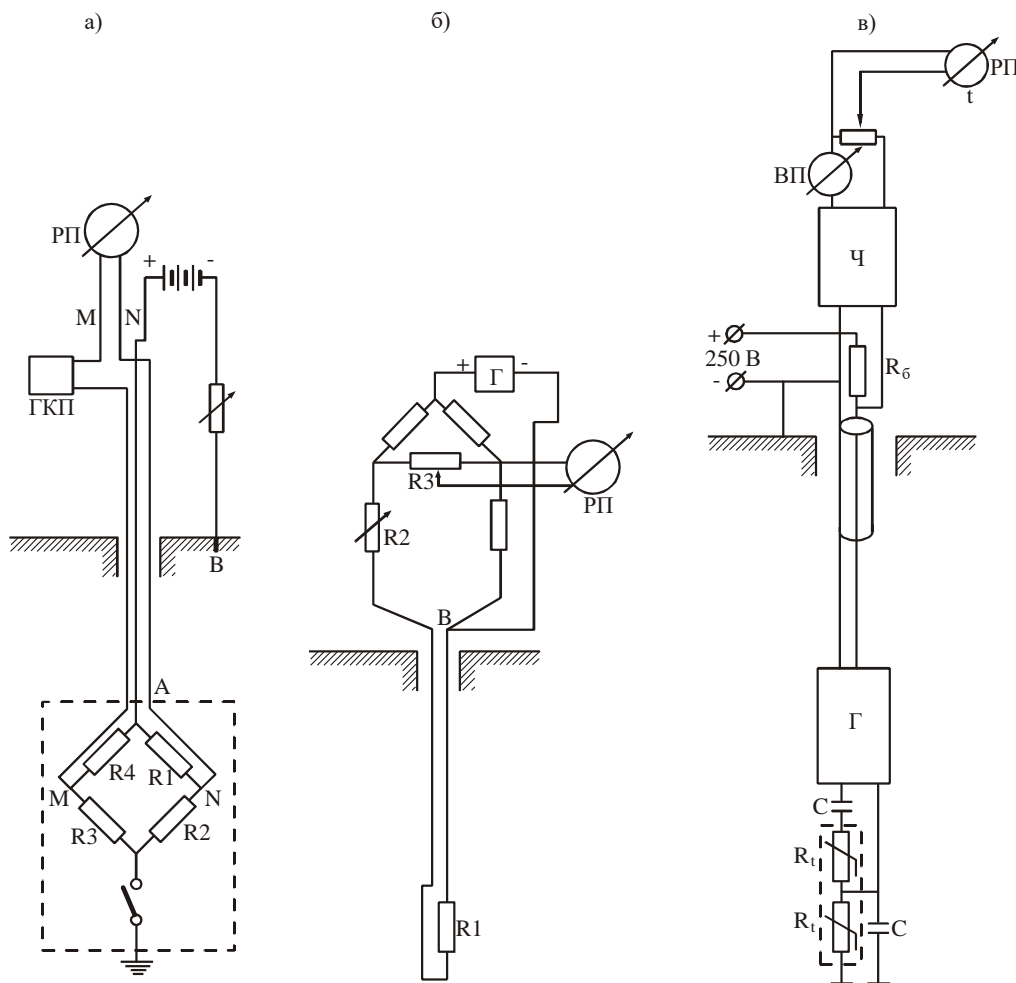


Рисунок 5.1 – Схеми виміру температур у свердловині електричними термометрами на трьохжильному (а) і одножильному (б) кабелях та електричним термометром типу ТЕГ (в)

$$C = \frac{t_2 - t_1}{\Delta U_2 - \Delta U_1} I. \quad (5.9)$$

Кожен електричний термометр опору характеризується сталою часу термометра, що показує, у який час він, будучи переміщений з одного середовища в інше, сприйме 2/3 різниці температур цих середовищ. Стала часу характеризує теплову інерцію термометра та змінюється для різних типів електричних термометрів від 0,5 до 3 с.

В електричних термометрах для роботи з одножильним кабелем опір з великим температурним коефіцієнтом ($R_1=2000$ Ом при 20°C) розміщений у свердловинному приладі, інші елементи мостової схеми розташовані на поверхні (Рис. 5.1, б). Рівновага моста досягається опором R_2 , на якому можна безпосередньо розрахувати температуру t . Опором R_3 регулюється масштаб запису.

В електронному термометрі для одножильного кабелю опір з великим температурним коефіцієнтом є плечем моста, який розташований у свердловинному приладі. Міст живиться змінним струмом.

Термометри типу ТЕГ працюють на основі електронного генератора, що знаходиться в свердловинному приладі. Зміна опору чуттєвого плеча за рахунок варіацій температури впливає на RC -генератор, змінюючи його частоту. Керування частотою генератора здійснюється ланкою RC , що містить два термочутливих резистора R_t і дві термостатичні ємності C (Рис. 5.1, в). Період автоколивань генератора RC знаходиться в залежності від величини опорів R_t і, отже, від температури середовища, в яку поміщені резистори R_t .

У деяких свердловинних приладах знаходиться перемикач, що за сигналом з поверхні підключає до RC -генератора G замість термочутливих резисторів еталонні опори, які відповідають температурам 20 і 100°C , за допомогою яких виробляється калібрування апаратури. На поверхні тривалість періоду коливань струму генератора вимірюється за допомогою частотоміра $Ч$, вихідна напруга якого пропорційна тривалості періоду коливань, а значить, і температурі. Напруга на виході частотоміра спостерігається візуально за допомогою вимірювального приладу ІІ і записується приладом, що реєструє, РІ. Межі виміру температур встановлюються за допомогою потенціометра.

Система виміру температури з попереднім перетворенням її в частоту вимірюваного струму характеризується високою заводостійкістю, оскільки частота сигналу, що визначає вимірювану величину, практично не залежить від параметрів кабелю та наявності перешкод у схемі вимірів.

Свердловинний прилад живиться від стабілізованого джерела постійного струму з напругою 250 В через баластовий опір. Електронна схема свердловинного приладу укладена в сталевий герметичний кожух зі свічковим мостом для приєднання кабельного наконечника. Термочутливі резистори R_t розміщені в нижній частині свердловинного приладу в мідних трубках і контактують із промивною рідиною.

Характеристика електричних термометрів приведена в таблиці 5.1.

5.4 Порядок проведення роботи

1. Встановити термостат і заповнити його водою.
2. Помістити електричний термометр і точний ртутний термометр у термостат.
3. Під'єднати електричний термометр до панелі вимірювання.
4. Включити панель вимірювання в мережу.

5. Включити термостат.

6. Через кожних 10°C (покази ртутного термометра) знімають значення ΔU з вимірювального пристрою при силі струму 10, 20 та 40 мА. Результати вимірювань заносять в таблицю 5.2.

7. Будують графіки градування електричного термометра $\Delta U=f(t)$.

8. За формулою (5.9) розраховують сталу електричного термометра при $I=10, 20$ та 40мА і зіставляють.

Таблиця 5.1 – Технічна характеристика електричних термометрів

Марка термометра	Число жил кабелю	Гранична температура, $^{\circ}\text{C}$	Граничний тиск, $\text{Па} \cdot 10^8$	Похибка вимірювання, %	Стала часу, C	Максимальна швидкість запису, м/год		Габарити, мм		Маса, кг
						При геотермії	При вивченні технічного стану свердловини	діаметр	довжина	
ЕТС-2У	3	120	0,4	1	0,5	1000	2000	42	565	3,5
ЕТМІ-58	3	170	0,8	1	0,5	1000	2000	60	870	7
ЕТО-2	1	160	0,6	1	2,0	600	1500	73	2330	30
ЗАТО	1	120	0,6	1	1,0	1000	2000	48	1750	20
ТЕГ-2	1	120	1	2	1,5	1000	2500	73	1960	30
ТЕГ-36	1	150	1	1	2,0	600	1500	36	2010	8
ТЕГ-60	1	200	1,2	1	2,0	600	1500	60	2045	19
ТЕГ-60А	1	250	1,2	1	2,0	600	1500	60	2045	19

Таблиця 5.2 – Результати проведення лабораторної роботи

Сила струму I , мА	Значення ΔU при відповідних температурах, мВ						
	20°C	30°C	40°C	50°C	60°C	70°C	80°C
10							
20							
40							

5.5 Контрольні питання

1. Призначення електричних термометрів.
2. Технічна характеристика термометрів.
3. Принцип роботи електричних термометрів.
4. Градування електричних термометрів.
5. Методика визначення сталої електричного термометра.
6. Що таке теплова інерція електричного термометра?
7. Задачі, які вирішуються за допомогою електричного термометра.

Лабораторна робота №6

ВИВЧЕННЯ ЗОНДІВ МЕТОДУ УЯВНОГО ЕЛЕКТРИЧНОГО ОПОРУ (УО). ФОРМИ КРИВИХ МЕТОДУ УО. ВИЗНАЧЕННЯ ГРАНИЦЬ ПЛАСТІВ І ЇХ ТОВЩИН ЗА ДАНИМИ КРИВИХ УО

6.1 Мета роботи

Ознайомитись із зондами методу електричного опору, вивчити їх характеристику, форми кривих опору для різних зондів, а також вміти визначати границі пластів і їх товщини за даними форми кривої УО.

6.2 Теорія

Вивчення зондів методу уявного електричного опору

Зонди методу уявного опору (УО) призначені для вимірювання електричного опору гірських порід, завдяки створенню електричного поля в них за допомогою електродів струму (А, В) і виміру значення потенціалів, різниці потенціалів, градієнту потенціалів за допомогою електродів М, N.

Зонд методу УО – це набір електродів А, В, М і N, які розташовані на різній відстані між собою та ізольованому каркасі.

На практиці, при вимірюванні електричного опору, в свердловині знаходяться три електроди А, М і N або М, А і В. Четвертий електрод В або N знаходиться на поверхні біля гирла свердловини.

В залежності від комбінації розташування електродів між собою зонди поділяються на потенціал-зонди та градієнт зонди, які в свою чергу діляться на: послідовні (підошвенні); обернені (покрівельні); двополюсні (взаємного живлення); однополюсні (прямого живлення); ідеальні; неідеальні (реальні) (Рисунок 6.1).

Потенціал-зонди				Градієнт-зонди			
Послідовні		Обернені		Послідовні		Обернені	
Одно-полюсні	Дво-полюсні	Одно-полюсні	Дво-полюсні	Одно-полюсні	Дво-полюсні	Одно-полюсні	Дво-полюсні

• – електроди (А, В, М, N); * – точка запису; l – відстань між одноіменними електродами А і В, або М і N; L – відстань між різноіменними електродами А і М.

Рисунок 6.1 – Класифікація зондів методу електричного опору

Із рисунка 6.1 видно, що потенціал-зонди – це такі, в яких відстань між одноіменними (парними) електродами А, В або М, N набагато більша (в 5 - 10 разів), ніж між різноіменними (непарними) А і М (L), тобто $l \gg L$.

Градієнт-зонди – це такі, для яких $l \ll L$.

Послідовні зонди – це такі, у яких одноіменні електроди знаходяться нижче від

різноіменних.

Обернені (покрівельні) зонди – це такі, в яких одноіменні електроди знаходяться вище різноіменних.

Однополюсні – це такі, в яких у свердловині знаходиться один електрод струму (А).

Двополюсні – це такі, в яких у свердловині знаходяться два електроди струму А і В.

Ідеальний потенціал-зонд – це такий, в якого $l \rightarrow \infty$.

Ідеальний градієнт-зонд – це такий, в якого $l \rightarrow 0$.

Крім цього зонди характеризуються:

- коефіцієнтом,
- розміром,
- точкою запису.

Точка запису в потенціал-зонді знаходиться посередині між різноіменними електродами:

$$* = \frac{AM}{2} = \frac{L}{2}. \quad (6.1)$$

Точка запису в градієнт-зонді знаходиться посередині між одноіменними електродами:

$$* = \frac{AB}{2} = \frac{MN}{2} = \frac{l}{2}. \quad (6.2)$$

Розмір потенціал-зонда L_3^{Π} – це відстань в метрах між різноіменними електродами (L), тобто:

$$L_3^{\Pi} = L. \quad (6.3)$$

Розмір градієнт-зонда L_3^{Γ} – відстань між точкою запису і різноіменним електродом (А або М), тобто:

$$L_3^{\Gamma} = L + \frac{l}{2}. \quad (6.4)$$

Коефіцієнт зонда розраховується за формулами:

для однополюсного зонда:

$$K_3^o = 4\pi \frac{AM \cdot AN}{MN}, \quad (6.5)$$

для двополюсного зонда:

$$K_3^o = 4\pi \frac{AM \cdot BM}{AB}. \quad (6.6)$$

Розмірність коефіцієнта зонда в метрах. Електричний опір гірських порід визначається за формулою:

$$\rho_{no} = K_3 \cdot \frac{\Delta U_{MN}}{I_{AB}}. \quad (6.7)$$

Форми кривих методу уявного опорю

Форма кривої методу уявного опорю для пласта може мати різне зображення в залежності від багатьох факторів (типу зонда, співвідношення між розміром зонда і товщиною пласта) і т.п.

Форма кривої для потенціал-зонда має симетричний характер, тобто екстремальні значення (максимальні, або мінімальні) для середини пласта і різка зміна при підході до границь пласта (Рис.6.2).

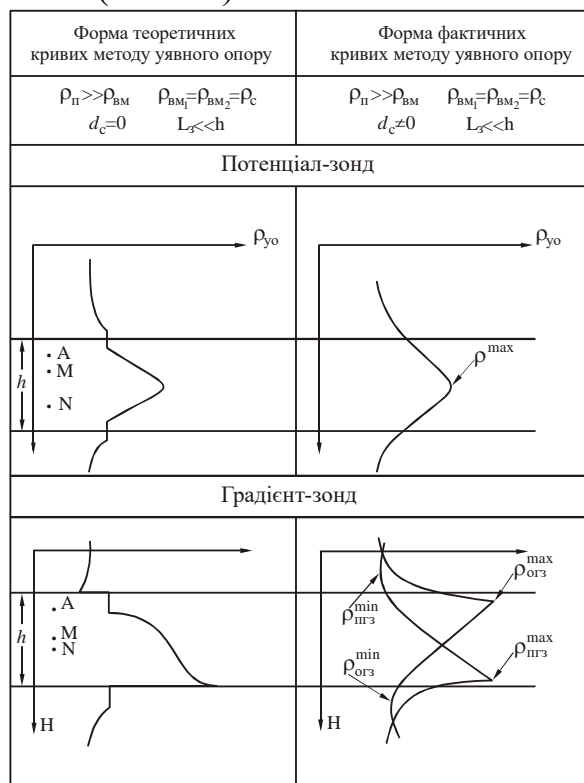


Рисунок 6.2 – Форма теоретичних та фактичних кривих уявного опорю

Для градiєнт-зондiв форма кривої має несиметричний характер, тобто екстремальні значення (максимальні і мінімальні) в підосшві (максимальне) і в покрiвлi (мінімальне) для послiдовних зондiв (Рис.6.2) (для випадку коли вивчаємо високоомний пласт); і дзеркальне вiдображення форми кривої має місце для оберненого (покрiвельного) градiєнт зонда (Рис.6.2).

Визначення границь пластiв i їх товщин за даними кривих уявного опорю

Виходячи з аналізу поведiнки форми кривої УО для рiзних зондiв (Рис.6.1), при визначеннi границь пластiв, доцiльно використовувати градiєнт-зонд, для якого розмiр зонда менший товщини пласта $L_3 < h$.

Тодi пiдошва та покрiвля високоомного пласта може бути визначена за формулами:

$$H_{\text{нід}} = H(\rho_{\text{нз3}}^{\text{max}}) + \frac{l}{2}; \quad H_{\text{покр}} = H(\rho_{\text{нз3}}^{\text{min}}) + \frac{l}{2}, \quad (6.8)$$

або

$$H_{\text{нід}} = H(\rho_{\text{оз3}}^{\text{min}}) - \frac{l}{2}; \quad H_{\text{покр}} = H(\rho_{\text{оз3}}^{\text{max}}) - \frac{l}{2}, \quad (6.9)$$

тоді:

$$h = H(\rho_{\text{нз3}}^{\text{max}}) - H(\rho_{\text{оз3}}^{\text{max}}) + l = H(\rho_{\text{нз3}}^{\text{max}}) - H(\rho_{\text{нз3}}^{\text{min}}) = H(\rho_{\text{оз3}}^{\text{min}}) - H(\rho_{\text{оз3}}^{\text{max}}), \quad (6.10)$$

де: $H(\rho_{\text{нз3}}^{\text{max}})$ – глибина для максимального значення уявного опору послідовного градієнт-зонда; $H(\rho_{\text{оз3}}^{\text{max}})$ – глибина для максимального значення уявного опору оберненого градієнт-зонда; $H(\rho_{\text{нз3}}^{\text{min}})$ – глибина для мінімального значення уявного опору послідовного градієнт-зонда; $H(\rho_{\text{оз3}}^{\text{min}})$ – глибина для мінімального значення уявного опору оберненого градієнт-зонда.

6.3 Порядок виконання лабораторної роботи

1. Студенти знайомляться із зондами в наглядній формі та закріплюють теоретичні знання.
2. Аналізують форми теоретичних кривих методу уявного електричного опору та порівнюють їх із фактичними кривими на конкретному діаграмному матеріалі.
3. На діаграмному матеріалі комплексу ГДС вибирають 5–6 пластів і визначають для них границі та товщини за даними методу уявного електричного опору.
4. Результати обробки діаграмного матеріалу заносять в таблицю 6.1.
5. Оформляють звіт.

Таблиця 6.1 – Результати обробки діаграмного матеріалу

Інтервали пластів, м	Товщина пласта, м	Діаметр свердловини, м	Опір свердловини, Ом·м	Покази зондів БКЗ, Ом·м					Тип кривої БКЗ
				А0.4М0.1	А0.4М0.1	А0.4М0.1	А0.4М0.1	А0.4М0.1	

6.4 Контрольні питання

1. Призначення зондів методу уявного електричного опору та їх будова.
2. Класифікація зондів методу уявного електричного опору та їх характеристика.
3. Форма кривих методу уявного електричного опору.
4. Методика визначення границь пластів і їх товщини за даними методу уявного електричного опору.

Лабораторна робота №7 ПОБУДОВА ФАКТИЧНОЇ КРИВОЇ БОКОВОГО КАРОТАЖНОГО ЗОНДУВАННЯ (БКЗ)

7.1 Мета роботи

Зняти значення з кривих бокового каротажного зондування, побудувати фактичну криву зондування, визначити її тип і отримати практичні навички інтерпретації даних БКЗ.

7.2 Теорія

Зняття значень з кривих бокового каротажного зондування

Значення геофізичних параметрів ($\Gamma_{нар}$) пласта можна вирахувати, знаючи величину відхилення кривої ("l" в см) від лінії відліку з врахуванням горизонтального масштабу реєстрації:

$$\Gamma_{нар} = l \cdot M, \quad (7.1)$$

де: $\Gamma_{нар}$ – значення геофізичного параметру пласта; l - відхилення кривої від лінії відліку в см; M – горизонтальний масштаб реєстрації геофізичного параметра (наприклад, 1 Ом·м/см).

Для кривих геофізичних параметрів, які мають симетричний характер, відхилення кривої (l) береться напроти середини пласта (Рис. 7.1, а).

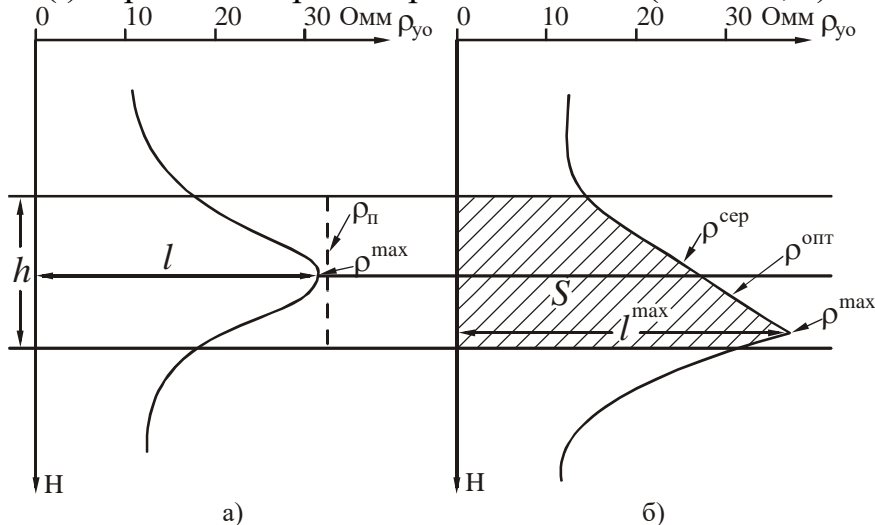


Рисунок 7.1 – Зняття середніх, оптимальних і максимальних значень з кривих уявного опору

Для градієнт зондів, враховуючи несиметричний характер кривої, напроти пласта можемо мати різне значення геофізичного параметру (уявного опору): ρ^{\max} – максимальне; ρ^{\min} – мінімальне; $\rho^{\text{опт}}$ – оптимальне; $\rho^{\text{сер}}$ – середнє.

В залежності від співвідношення товщини пласта (h) до розміру зонда (L_3) – h/L_3 слід визначати ρ_{y0} таким чином:

1. якщо $\frac{h}{L_3} > 3 \rightarrow \rho_{yo}^{omn}$,
 2. якщо $1.2 < \frac{h}{L_3} < 3 \rightarrow \rho_{yo}^{cep}$,
 3. якщо $\frac{h}{L_3} < 1.2 \rightarrow \rho_{yo}^{max}$.
- (7.2)

Оптимальне значення УО (ρ_{yo}^{opt}) береться в точці на кривій, яка знаходиться на відстані — $L_3/2$ від середини пласта вниз для послідовного або вверх для оберненого зонда.

Середнє значення визначається за формулою:

$$\rho_{yo}^{cep} = \frac{S}{h}, \quad (7.3)$$

де: S – площа проти пласта охопленої кривою УО – без інтервалу екранування (L_3).

Максимальне значення ρ_{yo} знаходиться в підшві або в покрівлі пласта.

Побудова фактичної кривої БКЗ

Побудова фактичної кривої зондування здійснюється на білогарифмічному бланку, де по осі “Х” відкладаються значення розміру зондів в метрах, а по осі “У” – значення уявного електричного опору для цих зондів напроти конкретного пласта в Ом·м.

В результаті побудови фактичної кривої зондування можуть бути різні її типи (Рис. 7.2):

1. двошарова типу “а” – понижуючого характеру, коли $\rho_c < \rho_{п}$ – рисунок 7.2, а; двошарова типу “б” – підвищуючого характеру, коли $\rho_c > \rho_{п}$ – рисунок 7.2, б;
2. тришарова типу “а” – понижуючого характеру, коли $\rho_c < \rho_{зп} < \rho_{п}$ – рисунок 7.2, в; тришарова типу “б” – підвищуючого характеру, коли $\rho_c < \rho_{зп} > \rho_{п}$ – рисунок 7.2, г.

Для визначення типу фактичної кривої зондування необхідно порівняти її з теоретичними двошаровими кривими шляхом співставлення хреста фактичної кривої БКЗ з хрестом теоретичних кривих.

Якщо фактична крива на протязі зміни всіх розмірів зондів повторює аналогічну подібну форму теоретичної двошарової, то вона і є двошаровою – типу “а”, або “б” (Рис.7.3). Якщо із збільшенням розміру зонда, фактична крива БКЗ пересікає теоретичні двошарові все більшого модуля:

$$\mu = \frac{\rho_n}{\rho_c}, \quad (7.4)$$

а якщо фактична крива, із збільшенням розміру зонда, пересікає теоретичні двошарові все меншого модуля (μ), то маємо справу з тришаровою кривою типу “3-б”:

$$\rho_c < \rho_{zn} > \rho_n. \quad (7.6)$$

Визначення типу фактичної кривої БКЗ має важливе значення, так як дає можливість виявляти наявність пластів-колекторів і підібрати відповідну теоретичну палетку кривих БКЗ для інтерпретації фактичної кривої БКЗ.

7.3 Порядок виконання лабораторної роботи

1. Знімають значення з кривих бокового каротажного зондування. Результати записують в таблицю 6.1.

2. За даними значеннями опору пласта для різних зондів будують фактичну криву зондування.

3. Зіставляють фактичну криву з теоретичною та визначають тип даної кривої.

7.4 Контрольні питання

1. Методика зняття показів із кривих бокового каротажного зондування.

2. Класифікація фактичних кривих бокового каротажного зондування.

3. Побудова фактичної кривої бокового каротажного зондування.

4. Що таке двошарова крива зондування та її типи.

5. Що таке тришарова крива зондування та її типи.

Лабораторна робота №8 ВИДІЛЕННЯ ПЛАСТІВ-КОЛЕКТОРІВ І ВИЗНАЧЕННЯ $K_{п}$ І $K_{нг}$ ЗА ДАНИМИ ГДС

8.1 Мета роботи

Ознайомитись з методикою виділення порід-колекторів, визначення $K_{п}$ і $K_{нг}$ за даними ГДС, а також набути практичних навиків при вирішенні даних задач.

8.2 Теорія

Виділення порід-колекторів за даними ГДС – є однією із важливих задач, але в цей же час і трудною, особливо, коли маємо справу з складнобудованими колекторами. Розв'язок даної задачі базується на тому, що колекторські властивості та характер флюїду, який знаходиться в порах колектора, впливають на покази геофізичних параметрів. Таким чином, одержуємо геофізичну характеристику для різного типу колекторів, яка дозволяє розв'язувати обернену задачу. Чим більше є геофізичної інформації по розрізу свердловин, тим більш впевнено можна здійснити виділення колекторів.

Нижче дається обмежена характеристика колекторів з використанням геофізичної інформації методів: УО, ПС, ГК, НГК, d_c :

1. УО – наявність приросту електричного опору за даними мікрокаротажу ($\Delta\rho^{МК} \neq 0$), тришарова крива БКЗ;
2. ПС – наявність аномалії (як правило);
3. ГК (I_γ) – малі значення $I_\gamma=(2\div 8)$ мкР/год. (виключаючи випадки поліміктових пісковиків), для яких I_γ може мати велике значення;
4. НГК ($I_{нг}$) – середні, значення $I_{нг}=(1.2\div 1.4)$ ум.од.;
5. d_c – незначне зменшення діаметра свердловини, порівнюючи з діаметром долота ($d_c < d_{дол}$) за рахунок утворення глинистої кірки.

Визначення $K_{п}$ і $K_{нг}$ за даними ГДС

Принцип визначення $K_{п}$ і $K_{нг}$ за даними ГДС базується на тому, що значення геофізичних параметрів, що реєструються, в тій або в іншій мірі залежать від величин $K_{п}$ і $K_{нг}$.

Для практичного розв'язання даних задач використовують геофізичні параметри, які мають найбільший взаємозв'язок з $K_{п}$ і $K_{нг}$.

Методики визначення K_n за даними ГДС

Коефіцієнт пористості впливає на показники багатьох геофізичних параметрів. Обмежимося аналізом даного впливу при таких методах: УО, ПС, ГК, НГК, АК.

Метод УО

Як відомо з теорії методу електричного опору збільшення $K_{п}$ приводить до зменшення опору зони проникнення, якщо вона заповнена електропровідним флюїдом, тобто існує обернена залежність між $\rho_{зп}$ і $K_{п}$.

Коефіцієнт пористості може бути виражений через параметр пористості:

$$P_n = \frac{1}{K_n^m} = \frac{\rho_{en}}{\rho_e} = \frac{\rho_{mn}}{\rho_\phi} = \frac{\rho_{zn}}{\rho_\phi \cdot q \cdot Q} > 1, \quad (8.1)$$

де: P_{Π} – параметр пористості; K_{Π} – коефіцієнт пористості; m – структурний показник, який залежить від форми порових каналів і, в основному рівний 2; $\rho_{вп}$ – опір водоносного пласта; $\rho_{в}$ – опір пластової води; $\rho_{пп}$ – опір повністю промитої зони; $\rho_{зп}$ – опір зони проникнення – визначається за даними МК; q – коефіцієнт за залишкову водонасиченість ($q=0.75$); Q – коефіцієнт за залишкову нафтонасиченість ($Q=1.25$); ρ_{ϕ} – опір флюїду промивної рідини (ρ_{ϕ}), $\rho_{\phi}=0.75\rho_{с}$.

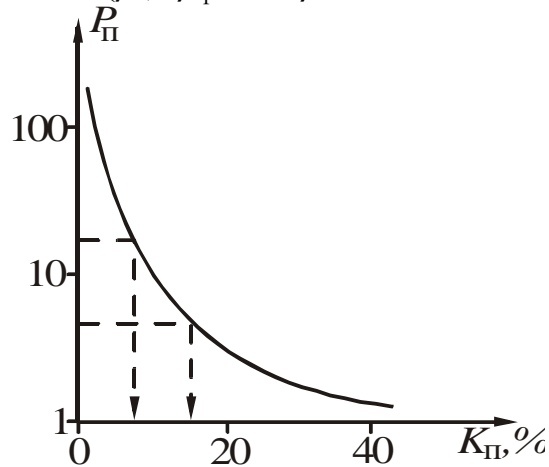


Рисунок 8.1 – Залежність P_{Π} від K_{Π}

Метод ПС

Для незаглизованих колекторів існує прямий зв'язок між $\Delta U^{ПС}$ і K_{Π} (Рис.8.2).

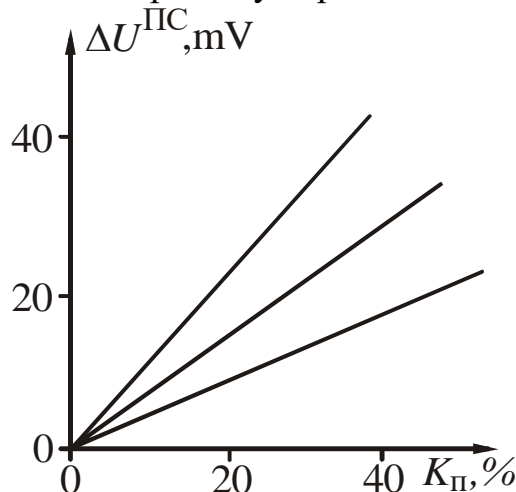


Рисунок 8.2 – Залежність $\Delta U^{ПС}$ від K_{Π}

Враховуючи те, що на величину аномалії ПС крім K_{Π} впливав ще багато інших факторів, один із яких це опір промивної рідини, тому доцільно використовувати не абсолютне значення аномалії ПС, а відносне (Рис.8.3):

$$\Delta U_{відн}^{ПС} = \frac{\Delta U_x^{ПС}}{\Delta U_{\max}^{ПС}} < 1, \quad (8.2)$$

де: $\Delta U_x^{ПС}$ – аномалія ПС для пласта з невідомим K_{Π} ; $\Delta U_{\max}^{ПС}$ – аномалія ПС для пласта з відомим K_{Π} (опорний пласт з максимальним значенням K_{Π}).

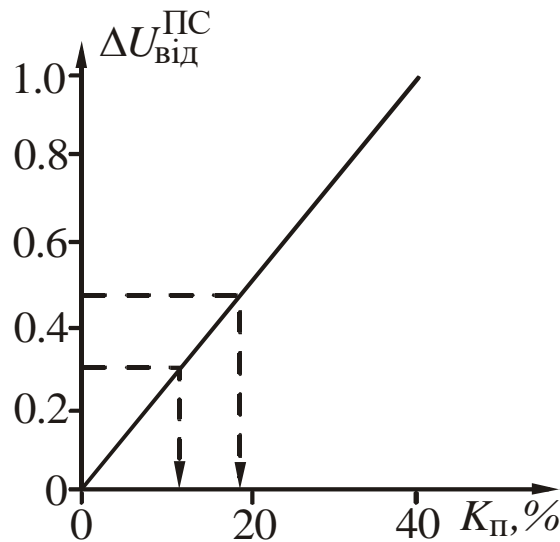


Рисунок 8.3 – Залежність $\Delta U_{\text{від}}^{\text{ПС}}$ від $K_{\text{п}}$

Метод ГК

Як відомо із теорії даного методу, інтенсивність I_{γ} залежить від наявності глини в колекторі (в заглинених колекторах). Чим більше заглинені колектори, тим менше значення $K_{\text{п}}$ і тим більші показники інтенсивності гамма-випромінювання.

Таким чином, для таких колекторів існує обернена залежність між інтенсивністю I_{γ} і $K_{\text{п}}$ (Рис .8.4, а).

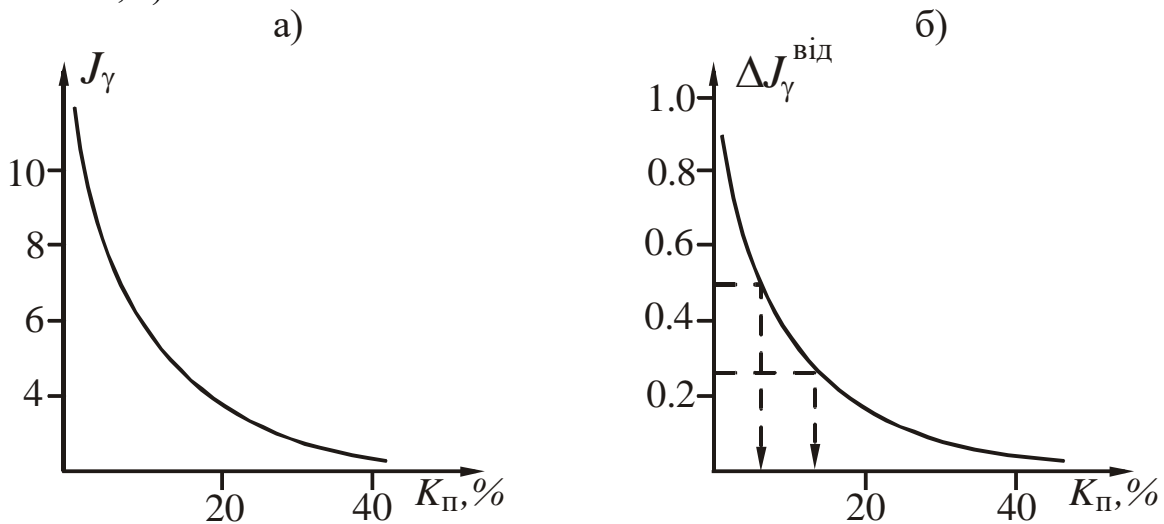


Рисунок 8.4 – Залежність J_{γ} (а) та $\Delta J_{\gamma}^{\text{від}}$ (б) від $K_{\text{п}}$

Враховуючи те, що абсолютне значення залежить ще і від багатьох інших факторів, крім глинистості, то доцільно використовувати відносне значення гамма-випромінювання (Рис. 8.4, б):

$$\Delta I_{\gamma} = \frac{I_{\gamma}^x - I_{\gamma}^{\min}}{I_{\gamma}^{\max} - I_{\gamma}^{\min}} < 1, \quad (8.3)$$

де I_{γ}^{\min} , I_{γ}^{\max} – значення інтенсивності гамма випромінювання для опорних пластів з відомим значенням коефіцієнта пористості (відповідно максимального і мінімального); I_{γ}^x – інтенсивність гамма-випромінювання для пласта з невідомим значенням $K_{\text{п}}$.

Метод НГК

З теорії методу НГК відомо, що значення інтенсивності радіаційного

випромінювання $I_{\text{н}\gamma}$, в основному, залежить від кількості водню в гірських породах. Таким чином, чим більше значення $K_{\text{п}}$ тим більший вміст водню в даних породах. Між інтенсивністю $I_{\text{н}\gamma}$ і $K_{\text{п}}$ є пряма залежність, тобто збільшення $K_{\text{п}}$ приводить до збільшення $I_{\text{н}\gamma}$ (Рис. 8.5, а).

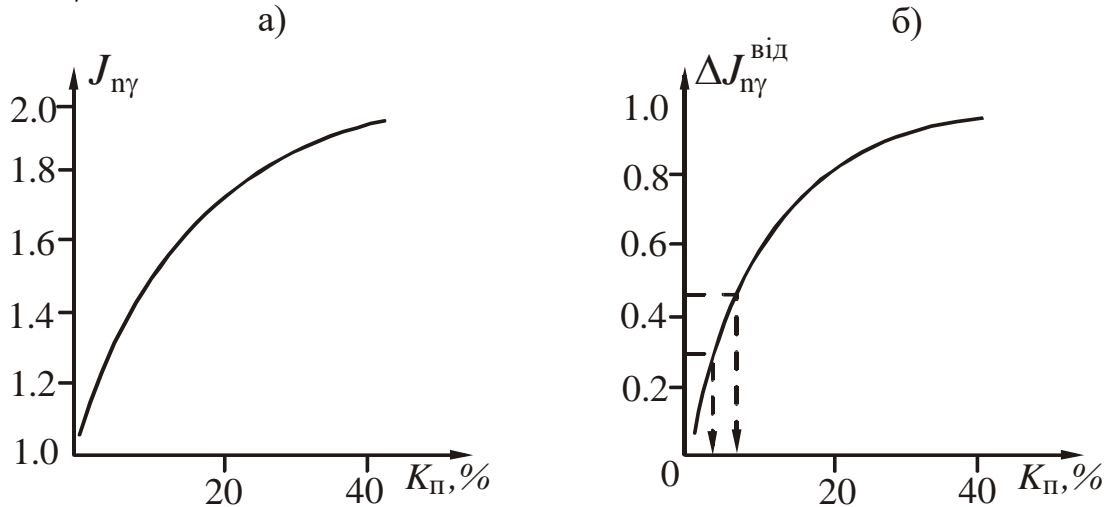


Рисунок 8.5 – Залежність J_{γ} (а) та $\Delta J_{\gamma}^{\text{від}}$ (б) від $K_{\text{п}}$

Враховуючи те, що абсолютне значення $I_{\text{н}\gamma}$ також залежить ще і від інших факторів, то доцільно використовувати відносне значення радіаційного гамма-випромінювання (Рис. 8.5, б):

$$\Delta I_{\text{н}\gamma} = \frac{I_{\text{н}\gamma}^x - I_{\text{н}\gamma}^{\text{min}}}{I_{\text{н}\gamma}^{\text{max}} - I_{\text{н}\gamma}^{\text{min}}} < 1, \quad (8.4)$$

де $I_{\text{н}\gamma}^x$ – інтенсивність викликаного гамма-випромінювання для пласта з невідомим значенням $K_{\text{п}}$; $I_{\text{н}\gamma}^x$ – інтенсивність викликаного гамма-випромінювання для опорних пластів з відомим значенням $K_{\text{п}}$ (відповідно максимальним і мінімальним).

Метод АК

Швидкість розповсюдження пружних хвиль в гірських породах має прямий зв'язок з густиною гірських порід і обернений з $K_{\text{п}}$ (Рис. 8.6, а, б).

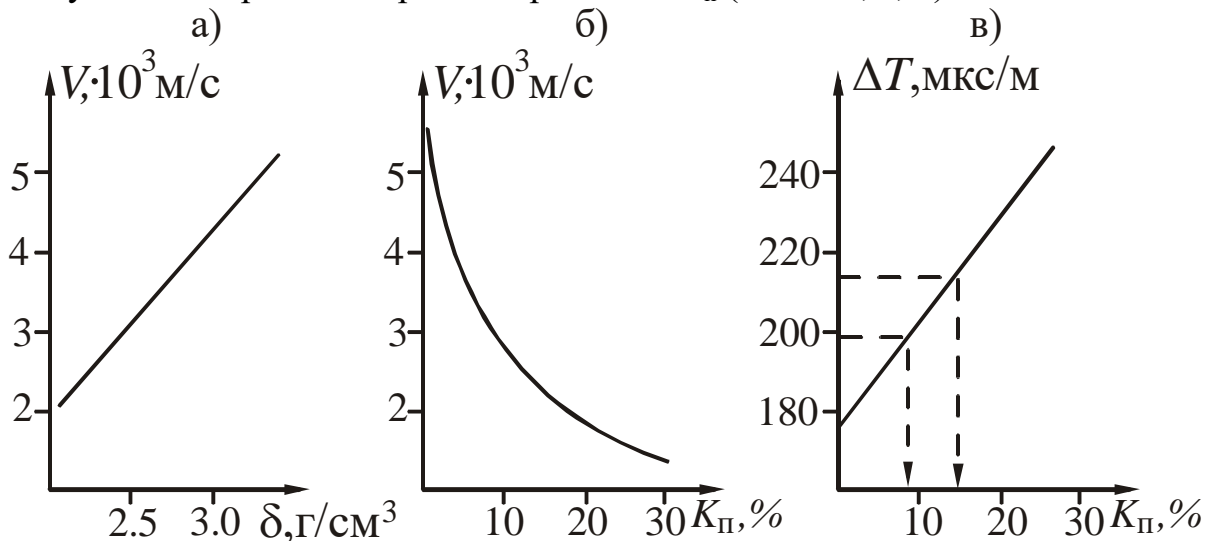


Рисунок 8.6 – Залежність V від δ (а) та $K_{\text{п}}$ (б) і ΔT від $K_{\text{п}}$ (в)

Зв'язок між швидкістю пружних хвиль, інтервальним часом і коефіцієнтом пористості представлений наступними формулами:

$$\frac{1}{V_n} = \frac{1 - K_n}{V_{ск}} + \frac{K_n}{V_\phi} \quad (8.5)$$

$$\Delta T = \Delta T_{ск} \cdot (1 - K_n) + \Delta T_\phi \cdot K_n$$

Як видно із формул, існує прямий зв'язок між ΔT і K_n (Рис. 8.6, в).

Знаючи значення ΔT – для пласта за даними АК, $\Delta T_{ск}$ – для скелета порід даного пласта і ΔT_ϕ – для рідини яка заповнює пори (промивна рідина) можна визначити K_n .

Методика визначення K_n за даними ГДС зводиться, до того, що для кожного геологічного району будуються залежності взаємозв'язку між даними геофізичними параметрами та K_n , який визначений спочатку за даними ядерного матеріалу. Потім дану залежність використовують для визначення K_n , маючи тільки дані геофізичних параметрів.

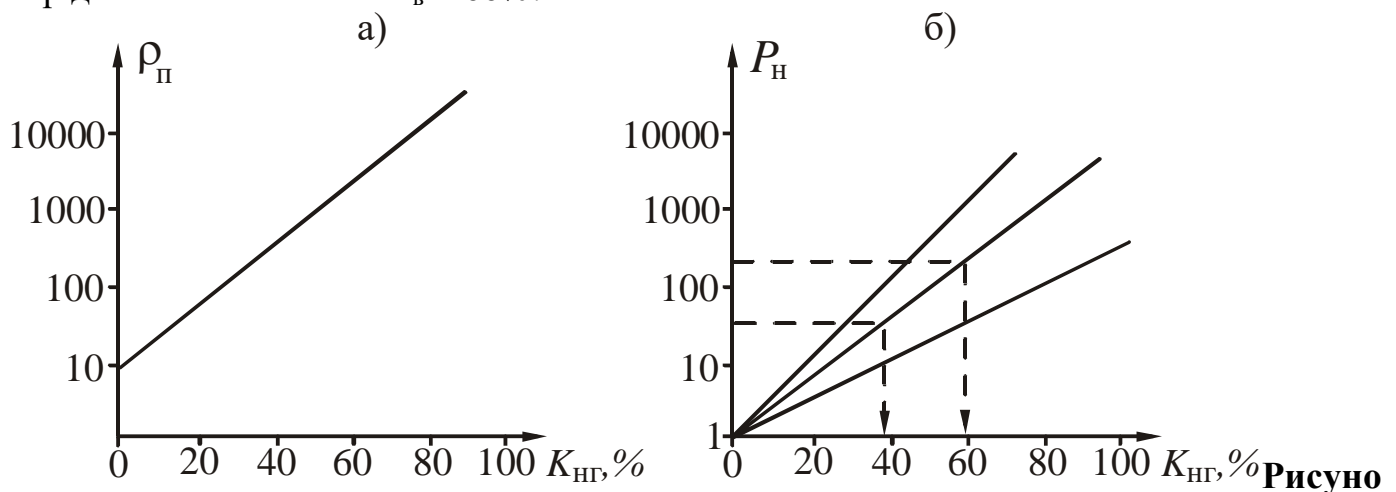
Методика визначення $K_{нг}$ за даними ГДС

Коефіцієнт нафтогазонасичення ($K_{нг}$) впливає на покази багатьох геофізичних методів. Найбільш тісний взаємозв'язок є $K_{нг}$ з електричним опором гірських порід. Збільшення значень $K_{нг}$ приводить до збільшення електричного опору (Рис. 8.7, а), при всіх незмінних інших факторах.

Для того, щоб уникнути впливу на покази електричного опору пласта ряду інших факторів, крім $K_{нг}$, використовують відносне значення опору пласта з будь-яким $K_{нг}$ до опору даного пласта, коли $K_{нг}=0\%$, а $K_B=100\%$, тобто до опору водоносного пласта. Це відношення називають відносним параметром насичення:

$$P_n = \frac{\rho_n}{\rho_{вп}} > 1, \quad (8.6)$$

де: ρ_n – опір пласта з невідомим $K_{нг}$, який визначається за даними БКЗ, БК, ІК; $\rho_{вп}$ – опір даного пласта коли $K_B=100\%$.



Рисунко к 8.7 – Залежність ρ_n (а) та P_n (б) від $K_{нг}$

Опір водоносного пласта $\rho_{вп}$ у виразі P_n можна визначити через параметр пористості:

$$P_n = \frac{\rho_{вп}}{\rho_s} = \frac{\rho_{zn}}{\rho_\phi \cdot q \cdot Q}, \quad (8.7)$$

$$\rho_{en} = \frac{\rho_{zn} \cdot \rho_e}{\rho_\phi \cdot q \cdot Q}, \quad (8.8)$$

тоді:

$$P_n = \frac{\rho_n \cdot \rho_\phi \cdot q \cdot Q}{\rho_{zn} \cdot \rho_e} > 1. \quad (8.9)$$

Залежність параметра насичення від коефіцієнта нафтогазонасичення приведена на рисунку 8.7, б.

8.3 Порядок виконання лабораторної роботи

1. На основі аналізу геофізичної характеристики, яка притаманна пластам-колекторам, студенти виділяють інтервали в розрізі свердловини, які представлені колекторами.

2. Для виділених пластів-колекторів визначають значення геофізичних параметрів ρ_{zn} , ρ_n , $\Delta U^{ПС}$, I_γ , $I_{п\gamma}$, ΔT , які використовуються при визначенні $K_{п}$ і $K_{нг}$.

3. Дають висновок про правильність виділення колекторів, визначення $K_{п}$ і $K_{нг}$ за даними ГДС.

4. Оформляють звіт.

8.4 Контрольні питання

1. Методика виділення колекторів за даними ГДС.
2. Методика визначення $K_{п}$ за даними методів електричного опору.
3. Методика визначення $K_{п}$ за даними методу ПС.
4. Методика визначення $K_{п}$ за даними методу ГК.
5. Методика визначення $K_{п}$ за даними методу НГК.
6. Методика визначення $K_{п}$ за даними методу АК.
7. Методика визначення $K_{нг}$ за даними методів електричного опору.