

Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет імені В.Н.Каразіна
Факультет геології, географії, рекреації і туризму
Кафедра фундаментальної та прикладної геології

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ
ДЛЯ САМОСТІЙНОЇ РОБОТИ СТУДЕНТІВ
з курсу «**ГЕОЛОГІЧНА ІНТЕРПРЕТАЦІЯ ГЕОФІЗИЧНИХ ДАНИХ**»

Укладач: Тищенко І.І.

Харків -2025

Зміст

1. Вступ.....	3
2. Вступ. Лекція 1: Загальна характеристика дисципліни.....	4
3. Лекція 2: Інтерпретація результатів бокового каротажного зондування (БКЗ).....	5
4. Лекція 3: Інтерпретація результатів бокового каротажу (БК).....	6
5. Лекція 4: Інтерпретація даних індукційного каротажу (ІК).....	7
6. Лекція 5: Визначення питомого електричного опору промитої зони колекторів.....	8
7. Лекція 6: Інтерпретація результатів методу самочинної поляризації (ПС).....	10
8. Лекція 7: Визначення коефіцієнтів пористості та нафтогазонасиченості за даними електричних методів.....	12
9. Лекція 8: Інтерпретація результатів гамма-каротажу (ГК).....	14
10. Лекція 9: Інтерпретація даних нейтронного гамма-каротажу (НГК) та нейтрон-нейтронного каротажу (ННК-Т).....	16
11. Лекція 10: Інтерпретація даних гамма-гамма густинного каротажу (ГГК-Г).....	17
12. Лекція 11: Інтерпретація даних імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу (ІННК).....	18
13. Лекція 12: Інтерпретація результатів акустичного каротажу (АК).....	20
14. Лекція 13: Інтерпретація результатів кавернометрії.....	22
15. Лекція 14: Використання даних резистивіметрії та термометрії для визначення місць припливів та заколонних перетоків.....	23
16. Лекція 15: Контроль за розробкою нафтогазових родовищ.....	24
17. Лекція 16: Виділення колекторів нафти і газу. Їх промислова оцінка.....	25
18. Лекція 17: Комплексна інтерпретація даних ГДС.....	26
19. Висновки.....	27

ВСТУП

Методичні вказівки для самостійної роботи студентів з курсу «Геологічна інтерпретація геофізичних даних» розроблені відповідно до робочої програми дисципліни та призначені для здобувачів вищої освіти геологічних спеціальностей.

Сучасний етап розвитку нафтогазової геології характеризується зростанням глибин буріння, ускладненням геологічної будови родовищ та підвищенням вимог до достовірності підрахунку запасів вуглеводнів. У цих умовах геофізичні дослідження свердловин (ГДС) стають основним джерелом інформації про геологічний розріз, оскільки відбір керну на великих глибинах є технічно складним та не завжди репрезентативним.

Метою цих вказівок є організація ефективної самостійної роботи студентів, спрямованої на глибоке засвоєння теоретичних основ та методичних прийомів інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин.

Самостійна робота є невід'ємною складовою підготовки кваліфікованого фахівця-геолога. Вона передбачає не лише механічне запам'ятовування навчального матеріалу, а й розвиток навичок аналітичного мислення, здатності застосовувати теоретичні знання для вирішення практичних геологічних задач.

Вказівки охоплюють усі ключові теми курсу, згруповані у 17 лекцій. Кожна тема супроводжується 10 контрольними питаннями, які охоплюють:

- фізичні основи методів;
- методику проведення досліджень;
- способи обробки та інтерпретації діаграмного матеріалу;
- петрофізичні зв'язки та визначення колекторських властивостей;
- практичне застосування результатів для геологічного моделювання.

Така структура дозволяє студенту системно опрацювати матеріал, зосередити увагу на найважливіших аспектах та здійснити самоперевірку рівня засвоєння знань.

Вступ. Лекція 1: Загальна характеристика дисципліни

Мета: Ознайомитися з основними завданнями, які вирішуються за допомогою геофізичних досліджень свердловин (ГДС), та історією розвитку методів інтерпретації.

Питання для самостійного опрацювання:

1. Які основні групи задач вирішуються за допомогою ГДС (загальні, детальні, технічні, задачі контролю за розробкою)?
2. Наведіть приклади задач загального характеру, які вирішуються за даними ГДС.
3. Які параметри гірських порід визначаються при вирішенні задач детального дослідження?
4. Які технічні задачі дозволяють вирішити геофізичні дослідження в свердловині?
5. Як ГДС використовуються для контролю за розробкою нафтогазових родовищ?
6. У чому полягає роль геофізичних досліджень в умовах глибокого буріння?
7. Хто з вітчизняних вчених зробив вагомий внесок у створення теорії електрометрії свердловин?
8. Назвіть прізвища зарубіжних вчених, які розробили методики інтерпретації різних методів ГДС.
9. Які вчені займалися розробкою методик інтерпретації радіоактивних методів досліджень?
10. Поясніть, чому зростає роль інтерпретаційних робіт у загальному процесі геофізичного обслуговування свердловин.

Лекція 2: Інтерпретація результатів бокового каротажного зондування (БКЗ)

Мета: Вивчити методику визначення границь пластів, зняття характерних значень уявного опору (УО) та побудови кривих БКЗ для подальшого визначення питомого опору пластів.

Питання для самостійного опрацювання:

1. Поясніть правило визначення границь потужного пласта високого опору на діаграмі потенціал-зонда.
2. Як визначаються подошва та покрівля пласта високого опору на діаграмах послідовного та оберненого градієнт-зондів?
3. У чому полягають особливості визначення границь тонких пластів за даними градієнт-зондів?
4. Які існують способи зняття характерних значень УО (середнє, максимальне, оптимальне) з діаграм? Від чого залежить вибір способу?
5. Як будується фактична крива зондування і що таке «хрест палетки»?
6. Поясніть призначення палетки ТП-1. Що таке «точка відходу» та «точка перетинання»?
7. Які основні типи кривих БКЗ (двошарові та тришарові) і чим вони відрізняються?
8. Охарактеризуйте криві підвищуючого та понижуючого проникнення. З якими типами колекторів вони пов'язані?
9. Як за допомогою палеток БКЗ-1 визначається питомий опір пласта?
10. Які параметри визначають тришарові криві БКЗ і як вони впливають на форму кривої?

Лекція 3: Інтерпретація результатів бокового каротажу (БК)

Мета: Оволодіти етапами обробки діаграм екранованих зондів (БК) та методикою введення поправок для визначення дійсного питомого опору пласта.

Питання для самостійного опрацювання:

1. Назвіть основні етапи процесу обробки діаграм екранованих зондів.
2. Як проводиться перевірка якості діаграмного матеріалу БК за опорними пластами?
3. Поясніть методику виділення об'єктів інтерпретації та визначення границь пластів за кривими БК.
4. Як знімаються характерні значення уявного опору (ρ_y) в залежності від однорідності пласта?
5. У яких випадках вводиться поправка за вплив ексцентриситету зонда і чому?
6. З якою метою і як вводиться поправка за обмежену товщину пласта при інтерпретації даних БК?
7. Поясніть процедуру введення поправки за вплив свердловини (діаметр, опір розчину).
8. Для чого і як використовуються тришарові палетки БК-3 або поняття псевдогеометричного фактору J ?
9. Що таке псевдогеометричний фактор J і як він залежить від діаметра зони проникнення?
10. Як визначити приведений діаметр зони проникнення ($D_{пр}$) для використання графіків $J=f(D)$?

Лекція 4: Інтерпретація даних індукційного каротажу (ІК)

Мета: Засвоїти особливості інтерпретації даних індукційного каротажу, включаючи врахування впливу свердловини, скін-ефекту, товщини пласта та зони проникнення.

Питання для самостійного опрацювання:

1. На чому базується індукційний метод і для визначення якого параметра він використовується?
2. Поясніть, як визначаються границі пластів на кривих уявної електропровідності (σ_y) для пластів різної товщини.
3. Як знімаються значення σ_y для потужних, тонких та неоднорідних пластів?
4. Як вводиться поправка за вплив діаметра свердловини та ексцентриситету зонда? Що таке геометричний фактор свердловини G_c ?
5. Поясніть фізичну суть скін-ефекту. З якою метою і як вводиться поправка за його вплив?
6. Опишіть методику врахування впливу обмеженої товщини пласта на покази ІК за допомогою палеток.
7. Які параметри зони проникнення необхідно знати для введення поправки за її вплив на покази ІК?
8. Як виконується прив'язка нульової лінії кривої ІК з використанням опорних пластів високого опору?
9. У чому полягає перевага індукційного методу перед методами постійного струму?
10. Як форма кривої ІК змінюється при наявності асиметрії в опорах вміщуючих порід?

Лекція 5: Визначення питомого електричного опору промітої зони колекторів

Мета: Навчитися інтерпретувати дані мікрометодів (МК, МБК) для визначення опору промітої зони пласта-колектора ($\rho_{\text{шп}}$) та оцінки якості розкриття пласта.

Питання для самостійного опрацювання:

1. Які два види мікрозондів використовуються в методі мікрокаротажу (МК) і чим відрізняється глибина їх дослідження?
2. Як за співвідношенням показів мікроградієнт-зонда ($\rho_{\text{у мГЗ}}$) та мікропотенціал-зонда ($\rho_{\text{у мПЗ}}$) виділяються проникні пласти-колектори?
3. Що таке глиниста кірка і яке її значення для інтерпретації даних мікрометодів?
4. Поясніть, як за допомогою палетки (Рис. 5.2) визначається питомий опір промітої зони ($\rho_{\text{шп}}$) за даними МК.
5. Як визначається товщина проміжного шару ($h_{\text{ш}}$) для інтерпретації даних мікробокового каротажу (МБК)?
6. У чому полягає відмінність між проміжним шаром ($h_{\text{ш}}$) і глинистою кіркою ($h_{\text{зк}}$)? Як вони співвідносяться?
7. Як визначається питомий опір проміжного шару ($\rho_{\text{ш}}$) при великій товщині глинистої кірки?
8. Які дані необхідні для вибору відповідної палетки при інтерпретації результатів МБК?
9. Як визначається середньогармонічне значення уявного опору для неоднорідного пласта?
10. У чому полягає перевага комплексної інтерпретації даних МК і МБК?

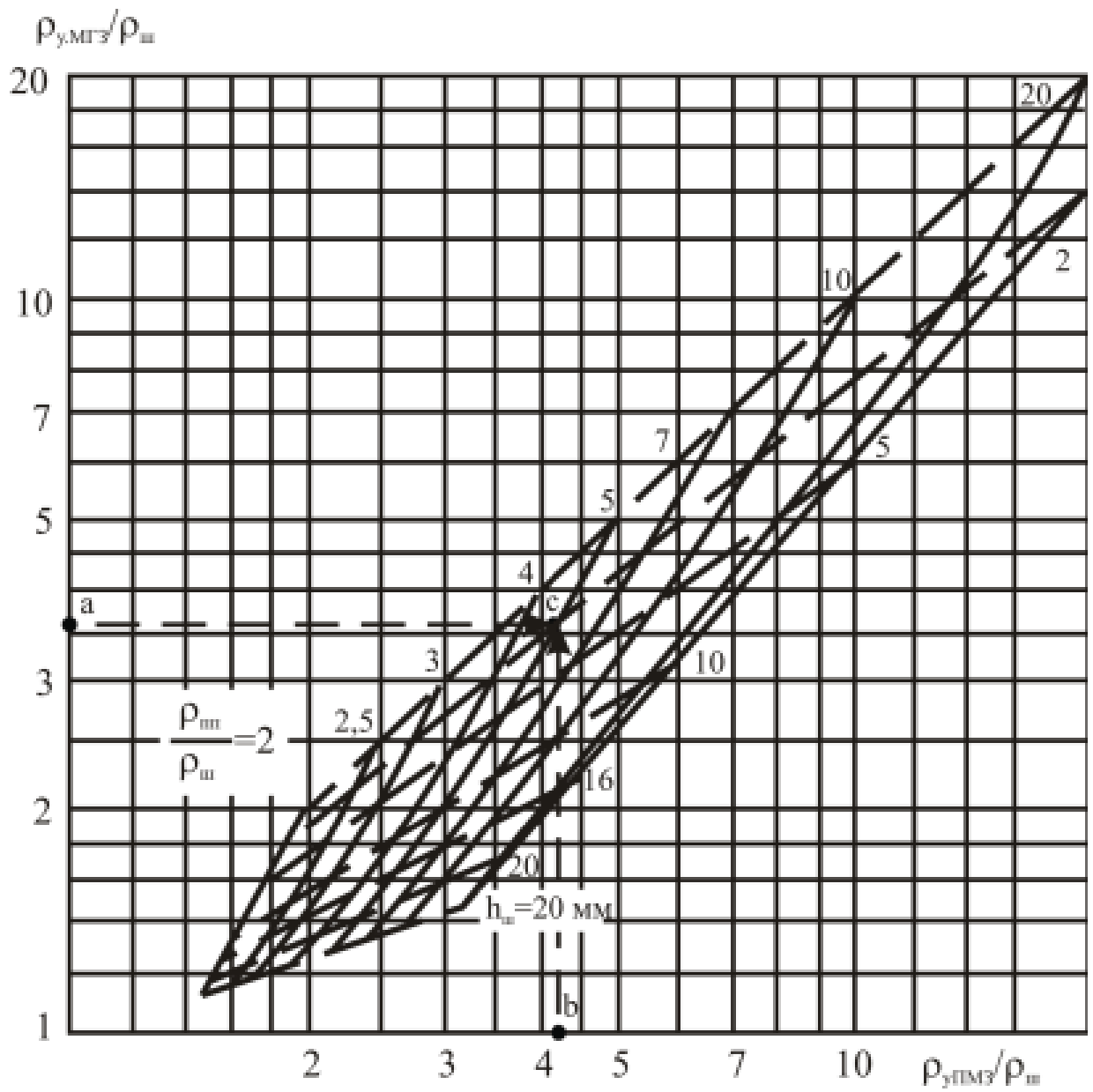


Рисунок 5.2 – Визначення $\rho_{\text{н}}$ за даними МК

Лекція 6: Інтерпретація результатів методу самочинної поляризації (ПС)

Мета: Вивчити методику кількісної інтерпретації діаграм ПС для визначення опору та мінералізації пластової води, коефіцієнта пористості та глинистості порід.

Питання для самостійного опрацювання:

1. Що називають «лінією глин» на діаграмі ПС і чому її використовують як умовний нуль?
2. Поясніть правило визначення границь пластів за кривою ПС в залежності від співвідношення товщини пласта та діаметра свердловини.
3. Як визначається амплітуда аномалії ПС ($\Delta U_{\text{ПС}}$) в однорідному та неоднорідному пластах?
4. Опишіть послідовність визначення питомого опору пластової води (ρ_v) за даними ПС.
5. Для чого вводиться поправочний коефіцієнт $v_{\text{ПС}}$ і від яких факторів він залежить?
6. Як обирається опорний пласт для визначення коефіцієнта пористості за методом ПС?
7. Поясніть, як за графіком $\alpha_{\text{ПС}}=f(K_{\text{п}})$ (Рис. 6.4) визначається коефіцієнт пористості досліджуваних порід.
8. Які існують типи глинистості в залежності від характеру розміщення глинистих частинок?
9. Як визначається відносна глинистість ($\eta_{\text{гл}}$) за даними ПС?
10. Що таке кореляційна залежність $\alpha_{\text{ПС}}=f(\eta_{\text{гл}})$ і від яких факторів залежить її вигляд?

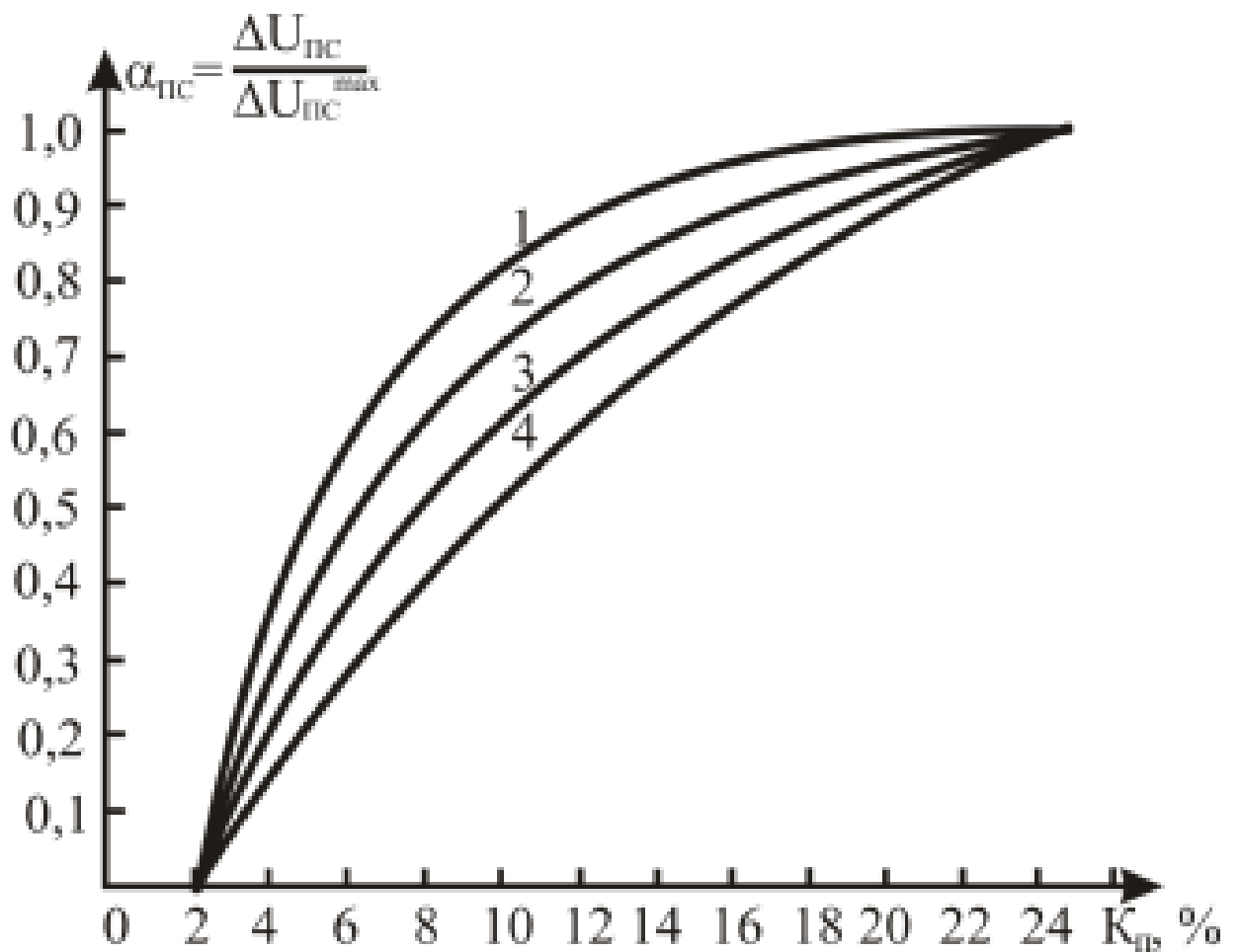


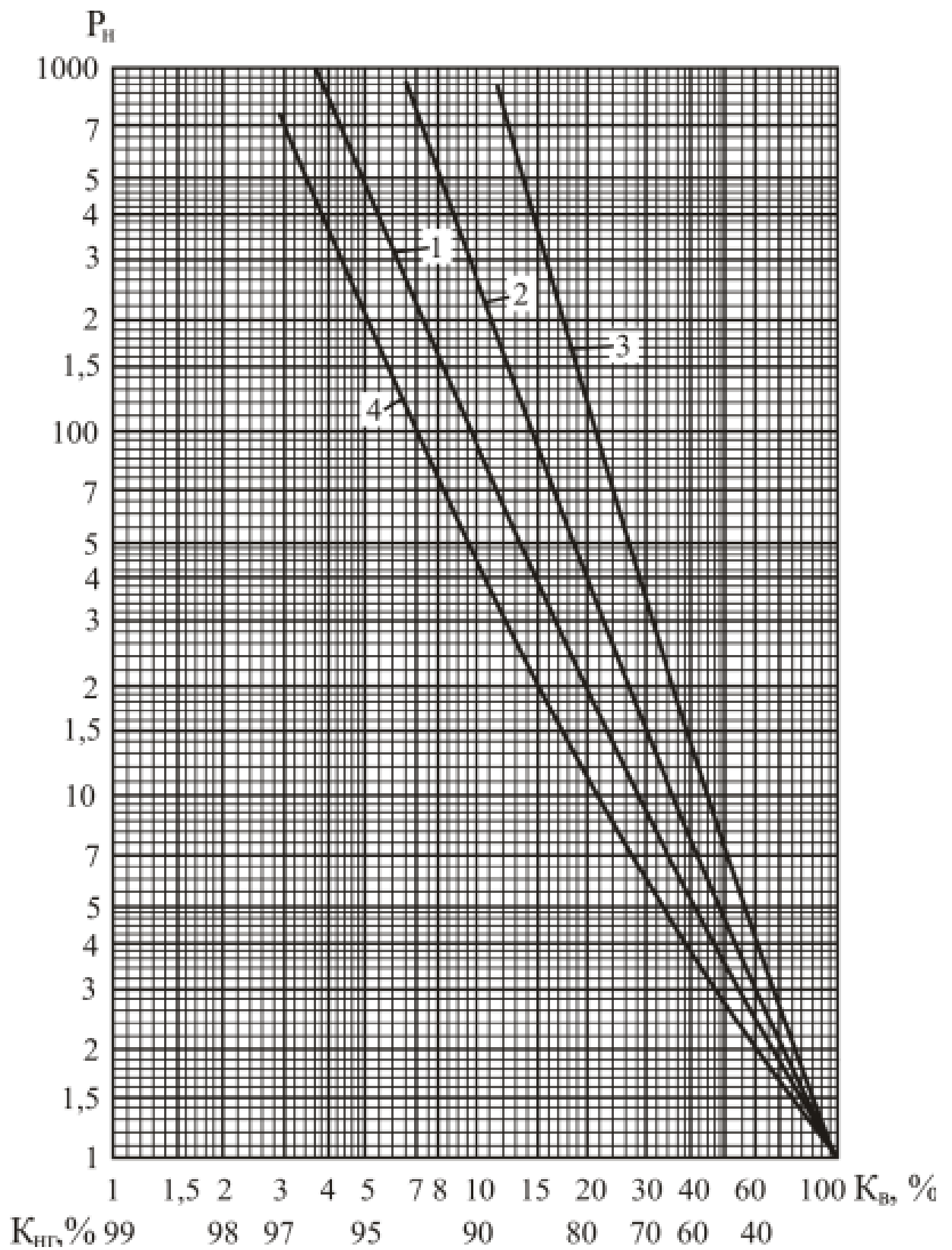
Рисунок 6.4 – Залежність коефіцієнта $\alpha_{\text{ПС}} = \Delta U_{\text{ПС}} / \Delta U_{\text{ПС}}^{\text{max}}$ від коефіцієнта пористості

Лекція 7: Визначення коефіцієнтів пористості та нафтогазонасиченості за даними електричних методів

Мета: Засвоїти методику кількісного визначення колекторських властивостей порід (пористості, насиченості) з використанням параметрів пористості та насичення.

Питання для самостійного опрацювання:

1. Що таке параметр пористості (P_n) і як він пов'язаний з коефіцієнтом пористості (K_n)?
2. Як визначається параметр пористості (P_n) за даними опору незміненої частини водоносного пласта?
3. Які фактори ускладнюють визначення пористості за опором промитої зони в глинистих та нафтогазонасичених колекторах?
4. Що таке параметр насичення (P_n) і як він пов'язаний з коефіцієнтом водонасичення (K_v)?
5. Поясніть, як за номограмою (Рис.7.3) визначити коефіцієнт нафтогазонасичення ($K_{нг}$) за розрахованим значенням P_n .
6. Як впливають гідрофільні та гідрофобні властивості колектора на зв'язок між P_n та K_v ?
7. Чому неврахування глинистості може призвести до похибок при визначенні коефіцієнта нафтонасичення?
8. Як визначається питомий опір водоносного пласта ($\rho_{вп}$) для розрахунку параметра насичення?
9. Як визначається опір суміші води з фільтратом ($\rho_{фв}$) у зоні проникнення?
10. Поясніть формулу для розрахунку параметра насичення P_n в глинистих колекторах з шаруватою текстурою.



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

Рисунок 7.3 – Залежність параметра насичення P_n від коефіцієнта водонасичення K_v

Лекція 8: Інтерпретація результатів гамма-каротажу (ГК)

Мета: Вивчити методику обробки та інтерпретації даних гамма-каротажу, включаючи введення поправок за потужність пласта та свердловинні умови, а також визначення глинистості порід.

Питання для самостійного опрацювання:

1. Які фактори (швидкість реєстрації, стала часу) впливають на форму кривої ГК напроти тонких пластів?
2. Як вводиться поправка за потужність пласта (ν) для приведення показів ГК до умов необмеженої товщини?
3. Поясніть, як за допомогою графіків на рисунку 8.1 визначити положення подошви пласта та його дійсну товщину.
4. Як і для чого покази ГК приводяться до стандартних свердловинних умов?
5. Які параметри свердловини (діаметр, густина розчину) необхідні для введення поправки η_γ ?
6. Що таке подвійний різницевий параметр ΔI_γ і для вирішення якого завдання він використовується?
7. Як вибираються опорні пласти для визначення глинистості за методом ГК?
8. Поясніть, як перебудувати масштаб осі глинистості на палетці (Рис. 8.3), якщо опорні пласти мають глинистість не 0% та 100%.
9. Чому бажано уточнювати залежність $\Delta I_\gamma = f(C_{\text{гл}})$ для конкретних відкладів за даними керну?
10. Яка фізична причина високої природної радіоактивності глинистих порід?

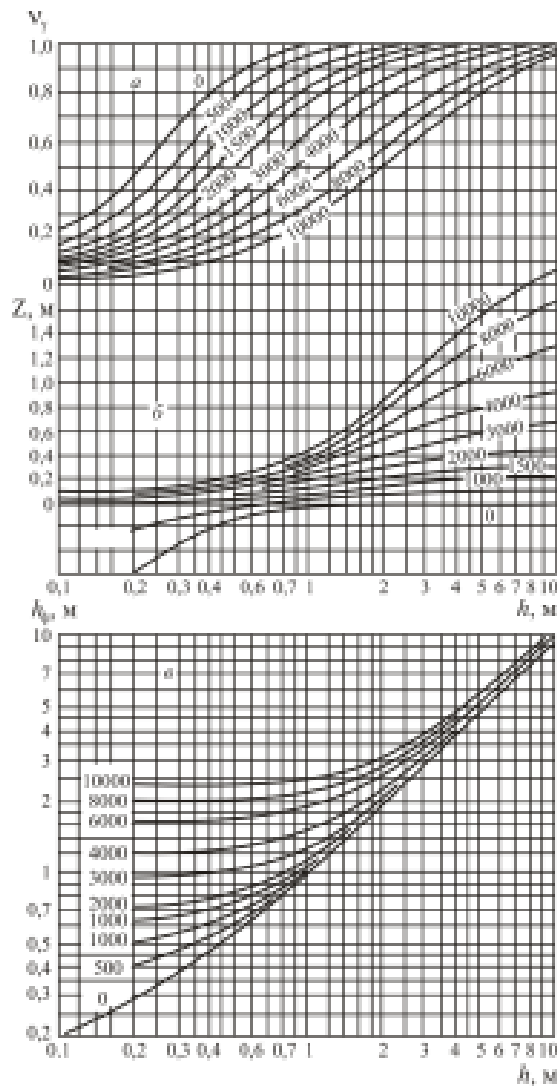


Рисунок 8.1 – Криві залежності $v=f(h)$ [а], $Z=f(h)$ [б], $h_\phi=f(h)$ [в]

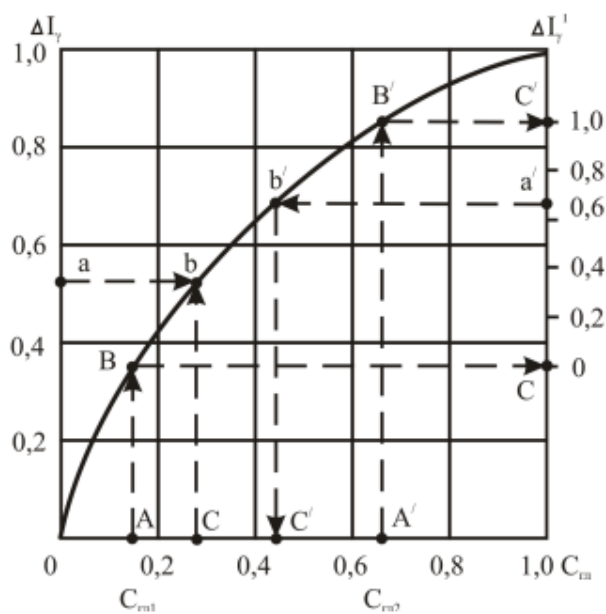


Рисунок 8.3 – Залежність подвійного різницевого параметра від масової глинистості

Лекція 9: Інтерпретація даних нейтронного гамма-каротажу (НГК) та нейтрон-нейтронного каротажу (ННК-Т)

Мета: Засвоїти методику обробки діаграм НГК та ННК-Т, включаючи врахування інерційності радіометра, фону природної радіоактивності та визначення коефіцієнта нейтронної пористості.

Питання для самостійного опрацювання:

1. Які типи апаратури використовуються для проведення НГК та ННК-Т?
2. За яким правилом визначаються границі пластів-колекторів на діаграмах НГК та ННК-Т?
3. Як знімаються покази з діаграм НГК та ННК-Т для пластів різної потужності з урахуванням інерційності радіометра?
4. Поясніть методику введення поправки за вплив інерційності радіометра для приведення показів до умов пласта необмеженої товщини.
5. Чому при інтерпретації даних НГК необхідно враховувати фон природної радіоактивності, а для ННК-Т це не потрібно?
6. Як розраховується поправка за вплив фону природної радіоактивності при інтерпретації НГК?
7. Які опорні пласти використовуються для відновлення шкали I_{ny} та I_{nn} в умовних одиницях?
8. Що таке подвійний різницевий параметр ΔI_{ny} (ΔI_{nn}) і як він розраховується?
9. Поясніть, як за графіком залежності $\Delta I_{ny}=f(W)$ визначити коефіцієнт нейтронної пористості K_{nn} .
10. Які фактори впливають на величину водневого індексу (W) гірських порід?

Лекція 10: Інтерпретація даних гамма-гамма густинного каротажу (ГГК-Г)

Мета: Вивчити фізичні основи методу ГГК-Г, методику визначення об'ємної густини порід та розрахунку коефіцієнта пористості за даними густинного каротажу.

Питання для самостійного опрацювання:

1. У чому полягає фізична суть методу ГГК-Г і який параметр породи він визначає?
2. Як пов'язані електронна густина (δ_e) та об'ємна густина (δ_n) гірської породи?
3. Які еталонні середовища та опорні пласти використовуються для калібрування апаратури ГГК?
4. Поясніть правило визначення границь пластів та зняття показів на діаграмах ГГК.
5. Запишіть і поясніть формулу зв'язку об'ємної густини породи (δ_n) з коефіцієнтом пористості (K_n) для водонасиченого колектора.
6. Як визначається густина рідини (δ_p), що заповнює пори, при наявності води, нафти та газу?
7. Як розраховується густина скелета ($\delta_{ск}$) для полімінеральної породи?
8. За якою формулою визначається коефіцієнт пористості за даними ГГК-Г для мономінерального водонасиченого колектора?
9. Чому метод ГГК-Г є ефективним для літологічного розчленування карбонатно-гідрохімічного розрізу?
10. Які фактори (товщина проміжного шару, густина промивної рідини) впливають на покази однозондового приладу ГГК?

Лекція 11: Інтерпретація даних імпульсного нейтрон-нейтронного каротажу (ІННК)

Мета: Засвоїти основи методу ІННК, методика визначення нейтроннопоглинаючої активності порід та її використання для оцінки нафтогазонасичення.

Питання для самостійного опрацювання:

1. Дайте визначення середнього часу життя теплових нейтронів (τ) та нейтроннопоглинаючої активності (A). Як вони пов'язані?
2. Які елементи мають аномально високий переріз поглинання теплових нейтронів і як це використовується в методі ІННК?
3. Поясніть, як за показами ІННК (I_1, I_2) при різних часах затримки розраховується часовий декремент λ .
4. Які поправки (за свердловину, за глинистість) необхідно ввести для визначення дійсної нейтроннопоглинаючої активності пласта A_p ?
5. Запишіть формулу, що пов'язує декремент затухання λ_p з колекторськими властивостями та насиченням породи.
6. Які умови (мінералізація води, пористість) необхідні для надійного визначення коефіцієнта нафтонасиченості (K_n) за даними ІННК?
7. Поясніть, як за номограмою (Рис. 11.4) визначити коефіцієнт нафтонасиченості за даними ІННК.
8. У чому полягає перевага методу ІНГК (за гамма-квантами радіаційного захоплення) перед ІННК?
9. Як визначити положення водонафтового (ВНК) та газоводяного (ГВК) контактів за даними ІННК?
10. Для вирішення яких геологічних задач (літологія, насичення, контроль розробки) найбільш ефективно застосовується ІННК?

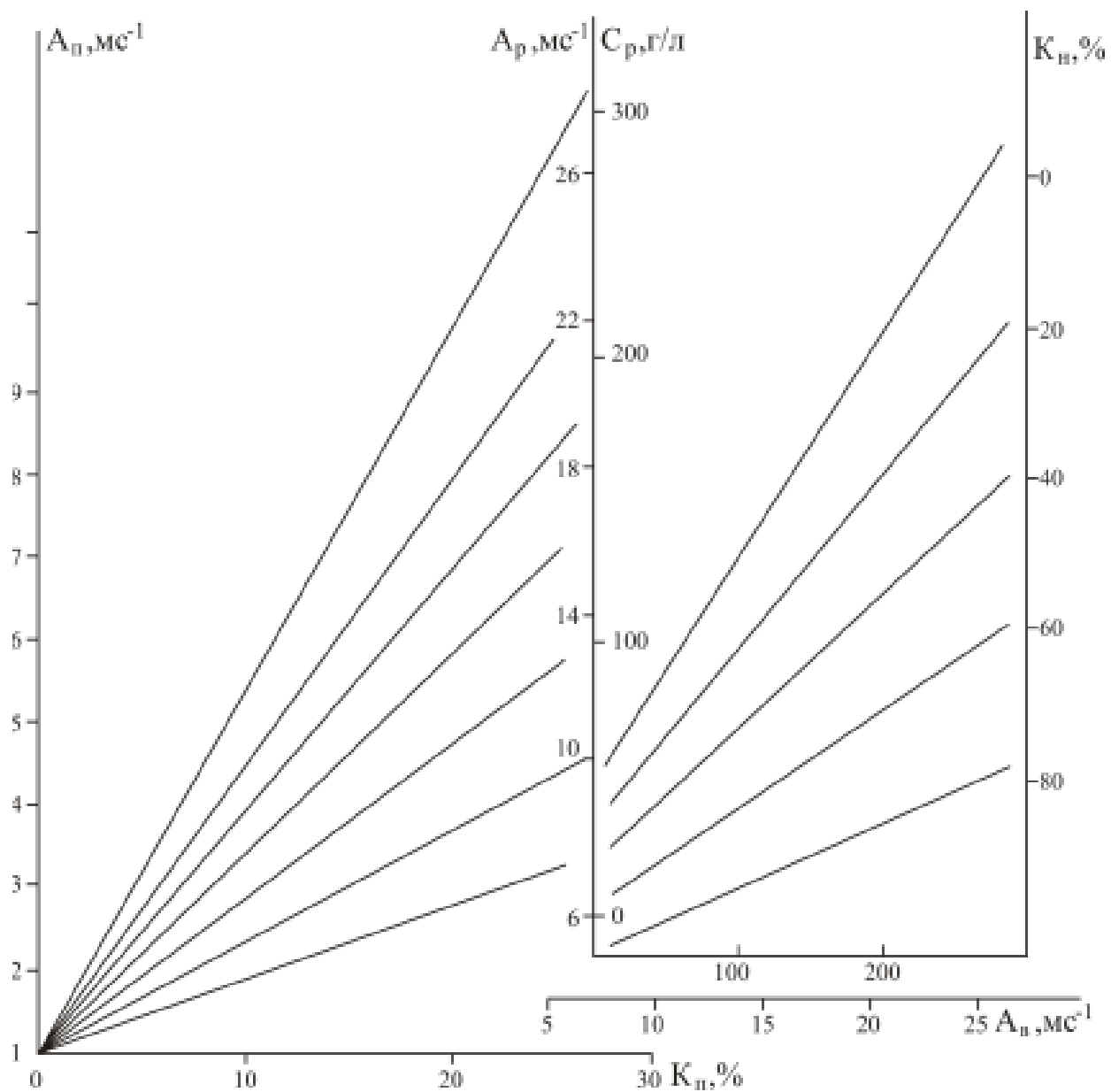


Рисунок 11.4 – Визначення K_n за даними ІННК

Лекція 12: Інтерпретація результатів акустичного каротажу (АК)

Мета: Вивчити методику визначення міжзернової пористості за даними акустичного каротажу, враховуючи вплив глинистості, нафто- та газонасичення.

Питання для самостійного опрацювання:

1. Який параметр визначається за допомогою трьохелементного акустичного зонда і як він розраховується?
2. Сформулюйте та поясніть рівняння середнього часу (формула Віллі) для визначення коефіцієнта пористості.
3. Як визначається інтервальний час у мінеральному скелеті ($\Delta T_{ск}$) для мономінеральної та полімінеральної породи?
4. Як за номограмою (Рис. 12.1) визначити інтервальний час у рідині (ΔT_p) з урахуванням її мінералізації, температури та тиску?
5. Як впливає нафтонасичення на визначення пористості за рівнянням середнього часу? Для яких порід вводяться поправки?
6. Поясніть, чому в газонасичених колекторах інтервальний час $\Delta T_{п}$ може бути завищеним і як вводиться поправка за газонасиченість.
7. Запишіть формулу для визначення пористості глинистих колекторів за даними АК та поясніть її компоненти.
8. Чому інтервальний час не використовується для кількісної оцінки тріщинуватої та кавернозної пористості?
9. Які основні критерії оцінки якості діаграмного матеріалу АК?
10. Поясніть правило визначення границь пластів на діаграмах АК з урахуванням бази зонда S .

Лекція 13: Інтерпретація результатів кавернометрії

Мета: Ознайомитися з типами кавернограм, навчитися визначати типи гірських порід за характером зміни діаметра свердловини та використовувати дані кавернометрії для інтерпретації інших методів ГДС.

Питання для самостійного опрацювання:

1. Які основні цілі використання кавернограми при вивченні геологічного розрізу та технічного стану свердловини?
2. Поясніть правила визначення границь пластів на кавернограмах в залежності від конструкції каверноміра.
3. Які породи відносяться до першого типу (діаметр свердловини відповідає діаметру долота)? Наведіть приклади.
4. Охарактеризуйте породи другого типу, які утворюють каверни. Назвіть причини збільшення діаметра для різних літологічних різновидів.
5. Які породи відносяться до третього типу, в яких спостерігається зменшення діаметра свердловини?
6. Поясніть механізм утворення глинистої кірки на стінках свердловини та умови, за яких це відбувається.
7. Для чого використовуються дані кіркоміра та як вони співвідносяться з даними мікрокаверноміра?
8. Як визначається товщина глинистої кірки ($h_{зк}$) та проміжного шару ($h_{ш}$) за даними кавернометрії?
9. Як форма кавернограми відрізняється для глин, що набрякають, та для карстових карбонатів?
10. Чому знання фактичного діаметра свердловини є критичним для інтерпретації даних БКЗ, БК, ГК та інших методів?

Лекція 14: Використання даних резистивіметрії та термометрії для визначення місць припливів та заклонних перетоків

Мета: Вивчити методики проведення та інтерпретації результатів резистивіметрії та термометрії для виявлення інтервалів припливу флюїду та ділянок затрубної циркуляції.

Питання для самостійного опрацювання:

1. Поясніть фізичну суть способу відтартування для визначення місця припливу води резистивіметром.
2. Поясніть фізичну суть способу продавлювання для визначення місця поглинання рідини резистивіметром.
3. У яких випадках застосовують спосіб відтартування, а в яких — продавлювання?
4. Як готується свердловина для визначення місць припливу термометром способом відтартування?
5. Чому при визначенні місць припливу термометром способом відтартування краще працювати в несталому тепловому режимі?
6. Поясніть, як на температурній кривій проявляється інтервал затрубного руху рідини.
7. Яка методика визначення затрубного руху води за допомогою термометрії при сталому тепловому режимі?
8. У чому полягає перевага спільного застосування резистивіметрії та термометрії при встановленні місць припливів та перетоків?
9. Які чинники (геотермічний градієнт, теплопровідність порід) можуть ускладнювати інтерпретацію результатів термометрії?
10. Яка інформація обов'язково повинна бути відображена на зведеній діаграмі за результатами досліджень?

Лекція 15: Контроль за розробкою нафтогазових родовищ

Мета: Ознайомитися з комплексами геофізичних методів для контролю за переміщенням водонафтових та газорідних контактів, а також для визначення поточної та залишкової нафтогазонасиченості.

Питання для самостійного опрацювання:

1. Які геофізичні методи найбільш ефективні для визначення поточного положення ВНК в необсаджених та обсаджених свердловинах?
2. Як виявляється ВНК на кривих НГК, ННК-Т, ІННК, каротажу наведеної активності?
3. Поясніть, як за даними НГК та ННК-Т відрізнити газonosний колектор від водоносного?
4. Як визначається коефіцієнт поточної нафтонасиченості ($k_{n,m}$) в необсаджених свердловинах при витісненні нафти прісними водами?
5. У чому полягає спосіб М.Х. Хуснулліна для визначення питомого опору суміші пластової та нагнітальної води (ρ_{cm}) за даними ПС?
6. Запишіть формулу для розрахунку коефіцієнта поточної нафтонасиченості ($k_{n,m}$) за даними ІННК в обсаджених свердловинах.
7. Які умови (мініралізація води, пористість) необхідні для надійного визначення $k_{n,m}$ за даними ІННК?
8. Як визначається коефіцієнт залишкової нафтонасиченості ($k_{n,z}$) за даними екранованих мікрозондів?
9. Як за даними термометрії та акустичного каротажу визначаються газорідні контакти?
10. Як розраховується коефіцієнт витіснення нафти (k_{out}) за даними геофізичних досліджень?

Лекція 16: Виділення колекторів нафти і газу. Їх промислова оцінка

Мета: Засвоїти методику комплексної інтерпретації даних ГДС для виділення нафтогазоносних колекторів, визначення їх проникності, глинистості та ефективної товщини.

Питання для самостійного опрацювання:

1. Чому жоден геофізичний метод окремо не може однозначно встановити нафтоносність колектора?
2. Наведіть приклади комплексних параметрів, які використовуються для прогнозу продуктивності породи.
3. Які геофізичні ознаки свідчать про ймовірну газоносність колектора?
4. На яких двох положеннях базується кількісна оцінка коефіцієнта проникності ($K_{пр}$) за геофізичними даними?
5. Поясніть, як визначається коефіцієнт проникності за даними методу ПС та ГК. Які існують обмеження цих методів?
6. Як визначається глинистість колектора способом відносної амплітуди аномалії ПС?
7. Запишіть формулу для визначення глинистості за даними ГК (метод γ -активності).
8. У чому полягає перевага визначення глинистості за даними комплексу методів (ПС, ГК, НГК, ГГК, АК)?
9. Поясніть різницю між сумарною та ефективною товщиною колектора.
10. Назвіть способи визначення ефективної товщини колектора за даними мікрометодів, методу анізотропії та за площею аномалій ПС (ГК).

Лекція 17: Комплексна інтерпретація даних ГДС

Мета: Узагальнити знання про комплексну інтерпретацію, навчитися складати нормальні та зведені геолого-геофізичні розрізи, виділяти репери та проводити кореляцію розрізів свердловин.

Питання для самостійного опрацювання:

1. Які основні задачі вирішуються при проведенні комплексної інтерпретації даних ГДС?
2. Дайте геофізичну характеристику глин, пісковиків, вапняків та гідрохімічних осадів за даними методів УО, ПС, кавернометрії, ГК та НГК.
3. Що таке геофізичний репер і які типи порід найчастіше виконують цю роль у теригенному та карбонатному розрізах?
4. Поясніть методику побудови кореляційної схеми свердловин за даними ГДС.
5. Як за даними ГДС та нахилометрії виявляються та інтерпретуються поверхні ерозії, трансгресивне неузгодження та диз'юнктивні порушення?
6. Що таке нормальний геолого-геофізичний розріз і для яких цілей він будується?
7. Які вимоги ставляться до оформлення каротажних діаграм для забезпечення якісної інтерпретації?
8. Яка інформація про промивну рідину, конструкцію свердловини та параметри реєстрації обов'язково має бути зазначена на діаграмах?
9. Як здійснюється перевірка якості діаграмного матеріалу?
10. У чому полягає складність кореляції розрізів свердловин на ділянках з незгодним заляганням або тектонічними порушеннями?

ВИСНОВКИ

Методичні вказівки для самостійної роботи студентів з курсу «Геологічна інтерпретація геофізичних даних» охоплюють повний спектр тем, передбачених навчальною програмою. Опрацювання запропонованих питань дозволяє сформувати цілісне уявлення про методологію комплексної інтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин.

У результаті виконання самостійної роботи студент набуває здатності:

1. **Впевнено володіти теоретичними основами** методів ГДС: розуміти фізичну суть явищ, що реєструються, знати фактори, які впливають на форму кривих та достовірність отриманої інформації.
2. **Застосовувати методики кількісної інтерпретації** для визначення ключових петрофізичних параметрів, зокрема:
 - питомого електричного опору пластів за даними БКЗ, БК, ІК;
 - коефіцієнтів пористості та проникності колекторів;
 - характеру насичення порового простору (нафта, газ, вода);
 - глинистості порід-колекторів;
 - ефективної та сумарної товщини продуктивних горизонтів.
3. **Вирішувати практичні геологічні задачі:**
 - літологічне розчленування розрізу та кореляція свердловин;
 - виділення колекторів нафти і газу;
 - визначення положення водонафтових та газорідинних контактів;
 - контроль за розробкою родовищ (стеження за рухом контактів, оцінка залишкової нафтонасиченості);
 - виявлення інтервалів припливів та заколонних перетоків.
4. **Оцінювати якість первинного матеріалу** та застосовувати необхідні поправки (за потужність пласта, діаметр свердловини, вплив зони проникнення, інерційність апаратури тощо), що є запорукою достовірності кінцевих результатів.

5. Використовувати комплексний підхід, зіставляючи дані різних методів (електричних, радіоактивних, акустичних, термічних) для підвищення точності та однозначності інтерпретації.

Систематичне опрацювання питань до кожної лекції сприяє розвитку професійного мислення, вміння аналізувати складні геофізичні ситуації та приймати обґрунтовані рішення.

Підсумковий контроль знань, який базується на матеріалі, опрацьованому в межах самостійної роботи, дозволяє об'єктивно оцінити рівень підготовки студента до вирішення реальних виробничих завдань у галузі геофізичних досліджень свердловин.

Запропоновані вказівки можуть бути використані як для підготовки до практичних занять, так і для підсумкового контролю знань (заліку, іспиту). Глибоке засвоєння поданого матеріалу є фундаментом для успішної подальшої професійної діяльності у сфері геологорозвідувальних робіт та розробки нафтогазових родовищ.