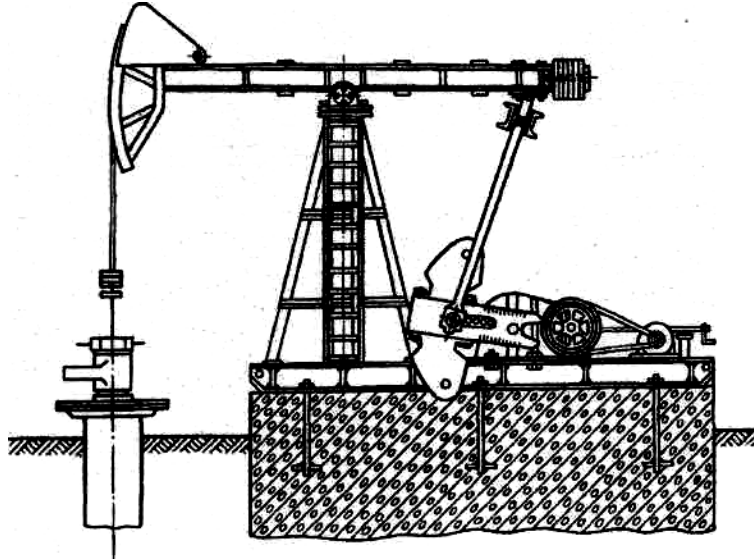


Міністерство освіти і науки України
Полтавський національний технічний університет
імені Юрія Кондратюка
Кафедра нафтогазової інженерії та технологій



МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

щодо виконання курсової роботи із дисципліни
«Геофізика та інтерпретація даних ГДС»
підготовки бакалаврів за спеціальністю
103 «Науки про Землю» усіх форм навчання

Методичні вказівки щодо виконання курсової роботи із дисципліни «Геофізика та інтерпретація даних ГДС» підготовки бакалаврів за спеціальністю 103 «Науки про Землю» усіх форм навчання. Полтава. – Полтава: Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», 2020. – 30 с.

Показані цілі, завдання і зміст курсової роботи. Розглянута інформація, необхідна для виконання курсової роботи, і основні етапи її виконання.

Укладачі:

Педченко Л.О., к.т.н., доцент кафедри нафтогазової інженерії та технологій ПолтНТУ

Педченко М.М., к.т.н., доцент кафедри нафтогазової інженерії та технологій ПолтНТУ.

Відповідальний за випуск: М.О. Харченко, в.о. завідувача кафедри нафтогазової інженерії та технологій, к.т.н., доцент.

Рецензент: д.т.н. проф. Лубков М.В.

Затверджено науково-методичною
радою навчально-наукового інституту
нафти і газу
Протокол № 5 від 10 грудня 2020 р.

Зміст

1. Вступ	4
2. Мета та завдання курсової роботи	5
3. Тематика і зміст курсової роботи	6
4. Теоретичні основи і методика геологічної інтерпретації матеріалів ГДС	7
4.1. Літологічне розчленування розрізів свердловин	7
4.2. Виділення колекторів і оцінка характеру їх насичення і ефективної потужності	11
4.2.1. Визначення коефіцієнта пористості K_p	12
4.2.2. Визначення нафтонасиченості теригенних колекторів	16
5. Порядок виконання курсової роботи	18
6. Відомість обробки геофізичних діаграм	26
7. Оформлення курсової роботи	27
8. Захист курсової роботи	27
9. Список рекомендованої літератури	28
Додатки	29

1. Вступ

Метою навчальної дисципліни «Промислова геофізика та інтерпретація даних досліджень» є формування у студентів знань і навичок отримання, інтерпретації та використання геологопромислової інформації за допомогою геофізичних методів дослідження свердловин.

Основним завданням виконання курсової роботи з дисципліни «Промислова геофізика та інтерпретація даних досліджень» є навчити студентів приймати обґрунтовані рішення при експлуатації нафтових і газових родовищ з використанням комплексу даних отриманих при геофізичних дослідженнях свердловин.

Написання курсової роботи розвиває у студентів вміння обґрунтовувати вибір методів, видів та обсягів геофізичних досліджень, методики їх проведення, а також надає їм досвід вирішення конкретних завдань зі спеціальності.

У результаті виконання курсової роботи студент повинен інтерпретувати дані геофізичних досліджень свердловин (стандартного каротажу після закінчення свердловини бурінням), проводити контроль за розробкою нафтових, газових і газоконденсатних родовищ геофізичними методами і користуватись існуючими стандартами і нормами, приймати технічно обґрунтовані рішення при бурінні, освоєнні і експлуатації нафтових і газових родовищ з використанням даних геофізичних досліджень.

Основне призначення курсової роботи полягає в підтвердженні набутих знань, дослідницьких якостей і ерудиції студента, вміння грамотно і правильно представляти результати своїх досліджень (оформлення тексту, малюнків, графічних додатків, списку використаної літератури, правил посилань на малюнки і літературу в тексті і т.д.).

Курсова робота є самостійною працею студента в університеті, яка готується під керівництвом викладача. Тому студенти цікавляться вимогами до форми, змісту та інших особливостей курсової роботи. Методичні вказівки мають за мету надати цю інформацію, щоб допомогти у підготовці та оформленні роботи.

2. Мета та завдання курсової роботи

Курсова робота з дисципліни «Промислова геофізика та інтерпретація даних досліджень», відповідно до навчального плану, виконується і захищається студентами з метою закріплення теоретичних знань і набуття досвіду використання їх при вирішенні практичних завдань комплексної інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин. Робота виконується згідно з вимогами, які пред'являються до кваліфікаційних робіт студентів очної та заочної форм навчання. Необхідною умовою виконання курсової роботи є наявність знань у студентів з курсів фізики, математики, геології, геофізичних методів дослідження свердловин, промислова геофізика та інтерпретація даних досліджень.

Курсова робота є результатом самостійної дослідницької діяльності студента і може мати теоретичний або прикладний характер. Вона може бути узагальненням навчальної або виробничої практики, підбиттям підсумків промислових спостережень і т.п. Тема курсової роботи пропонується керівником.

Основне призначення курсової роботи полягає в підтвердженні набутих знань, дослідницьких якостей і ерудиції студента, вміння грамотно і правильно представляти результати своїх досліджень (оформлення тексту, малюнків, графічних додатків, списку використаної літератури, правил посилань на малюнки та літературу в тексті і т.п.).

Курсова робота з дисципліни «Промислова геофізика та інтерпретація даних досліджень» присвячена вивченню геологічного розрізу свердловин за матеріалами геофізичних досліджень. Тому студентам необхідно чітко уявляти роль методів геофізичного дослідження свердловин (ГДС) в комплексі геолого-геофізичних робіт, фізичні основи методів каротажу, знати використовувані методики і прийоми геологічної інтерпретації даних ГДС.

У цих методичних вказівках щодо виконання курсової роботи в основному викладаються відомості про літологічне розчленування розрізу окремо взятої свердловини, про визначення параметрів продуктивних пластів-колекторів найбільш затребуваних при підрахунку запасів нафти і газу і геологічному моделюванні покладів вуглеводневої сировини.

Вивчення геологічного розрізу свердловини полягає у визначенні послідовності і глибини залягання пластів гірських порід, їх літолого-петрографічних властивостей, в оцінці наявності і кількісного вмісту в надрах вуглеводневої сировини. Результати відображаються у вигляді каротажних діаграм зміни фізичних властивостей порід по стовбуру свердловин.

Матеріали ГДС дають можливість проводити геологічний опис розрізів свердловин. Вони є вихідними для вивчення геологічної будови покладу, родовища і регіону в цілому, а також для підрахунку запасів і проектуванні раціональної системи розробки нафтогазового покладу. Геофізичні дані служать для оцінки колекторських властивостей пластів гірських порід і ступеня їх насичення нафтою, газом або водою і в даний час є невід'ємною

частиною геологічних, бурових та експлуатаційних робіт, що проводяться при розвідці і розробці нафтогазових родовищ.

Студентам перед написанням курсової роботи з дисципліни «Промислова геофізика та інтерпретація даних досліджень» необхідно засвоїти прикладне значення методів ГДС, чітко уявляти свердловини як об'єкти досліджень, ознайомитися з можливостями ГДС при вирішенні геологічних задач, знати фізичні основи електричного, радіоактивного, акустичного та інших видів каротажу і області їх застосування. Освоєння прийомів комплексної інтерпретації даних ГДС необхідно для літолого-стратиграфічного розчленування розрізів свердловин, для визначення пористості, нафтонасиченості, водонафтового контакту і надалі для геологічних побудов (карт різного призначення, кореляційних схем і геологічних профілів).

Студент при написанні курсової роботи користується діаграмами стандартного каротажу, виданими викладачем. Також він може використовувати свої власні геофізичні матеріали, зібрані під час проходження виробничої практики.

Матеріалом для курсової роботи служать літературні джерела (монографії, підручники, навчальні посібники, методичні вказівки, звіти виробничих підприємств і т.п.). Як конкретний матеріал використовуються діаграми ГДС, по двох - трьох свердловинах родовища, за якими встановлюється коло геологічних завдань, які потрібно вирішити для даного типу розрізу. Теоретичні та практичні знання, набуті в процесі виконання курсової роботи, можуть бути використані при написанні геологічної частини дипломної роботи, пов'язаної з підрахунком запасів нафти і газу.

Закінчена робота здається керівнику і захищається в установлений термін. Терміном завершення курсової роботи вважається дата здачі остаточно відредагованої курсової роботи і підписаної керівником.

3. Тематика і зміст курсової роботи

Студенти, при виконанні курсової роботи, повинні самостійно провести комплексну (якісну і кількісну) обробку каротажних діаграм, відобразити основні етапи інтерпретації по конкретному об'єкту досліджень:

1. Літологічне розчленування розрізу за даними ГДС, визначення потужності і меж виділених пластів гірських порід, складання літолого-стратиграфічної колонки.

2. Виділення пластів-колекторів і визначення характеру їх насичення.

3. Визначення коефіцієнтів пористості K_p пластів-колекторів за каротажними діаграмами.

4. Визначення умовного питомого електричного опору за показаннями окремих електричних зондів.

6. Визначення критеріїв поділу гірських порід на колектори і не колектори, а пластів-колекторів – на нафтоносні і водоносні.

В курсовій роботі повинен міститися докладний опис послідовності обробки даних ГДС (діаграм стандартного каротажу), обґрунтований вибір тієї

чи іншої методики інтерпретації, пов'язаних з певним типом розрізу. В ній повинна бути висвітлена фізична характеристика і роль того чи іншого методу ГДС, вирішуваними ними геологічними завданнями. Слід показати роль окремо взятого геофізичного методу при комплексній інтерпретації діаграм ГДС.

Робота починається з вивчення спеціальної літератури, глибокого засвоєння теоретичного матеріалу і практичних навичок, набутих на лекціях, лабораторних і практичних заняттях. За фактичним каротажним матеріалом визначається вибір етапів інтерпретації і характер отриманих результатів обробки даних ГДС. Літературні джерела вказуються викладачем або самостійно підбираються студентами.

У **вступі** курсової роботи коротко формулюються задачі при комплексній (якісній і кількісній) обробці каротажних діаграм, відображаються основні етапи інтерпретації по конкретному об'єкту досліджень, вказуються використовувані методи ГДС, їх призначення та об'єкти дослідження. Також можна вказати фактичний матеріал, покладений в основу курсової роботи, і характерні ознаки діаграм ГДС при виділенні продуктивних пластів і визначенні їх ефективних товщин.

У **розділі 1** наводиться опис методики інтерпретації по комплексу методів ГДС (стандартному каротажу).

У **другому розділі**:

- описуються теоретичні положення і методика інтерпретації каротажних матеріалів;
- викладаються результати інтерпретації даних ГДС по конкретному об'єкту вивчення;
- подаються дані про виділення колекторів по комплексу методів ГДС;
- описуються фізичні характеристики пластів-колекторів.

У **третьому розділі** наводяться результати курсової обробки даних ГДС по конкретному об'єкту дослідження (свердловині).

У **висновку** викладаються методи інтерпретації матеріалів ГДС, освоєні студентами в процесі підготовки курсової роботи, наводяться висновки і результати обробки каротажних даних по конкретним свердловинам.

Оформлення курсової роботи.

Ілюстрації наводяться по тексту. Результати інтерпретації даних ГДС наводяться у вигляді таблиць. Титульний лист оформляється згідно установленим вимогам (додаток 1). Після титульного листа слідує зміст із зазначенням розділів роботи і номерів сторінок. Формули нумеруються і їх номери записують в круглі дужки.

4. Теоретичні основи і методика геологічної інтерпретації матеріалів ГДС

4.1. Літологічне розчленування розрізів свердловин. Для вивчення літологічного складу порід використовується більшість існуючих методів ГДС в різних поєднаннях. Оптимальний комплекс ГДС вибирається залежно від конкретних геологічних умов розрізу. Це пов'язано з тим, що кожен з методів ГДС має різну ефективність при визначенні того чи іншого літологічного

різновиду порід. Класифікація осадових гірських порід ґрунтується на відмінності їх фізичних і хімічних властивостей. Дослідження розрізів свердловин за матеріалами ГДС також базуються на відмінності фізичних властивостей порід, які, однак, не можна ототожнювати з фізичними параметрами порід (питомим електричним опором, природною радіоактивністю та ін.). При геологічній інтерпретації особливе значення мають не абсолютні величини тих чи інших параметрів, а їх співвідношення. Методика літологічного розчленування найбільш типових розрізів – теригенного і карбонатного – має деякі відмінності.

Теригенний розріз. Літологічне розчленування розрізу за даними ГДС проводять в два етапи: спочатку розділяють породи на колектори і не колектори, а потім серед них виділяють окремі літологічні різниці (рис. 1).

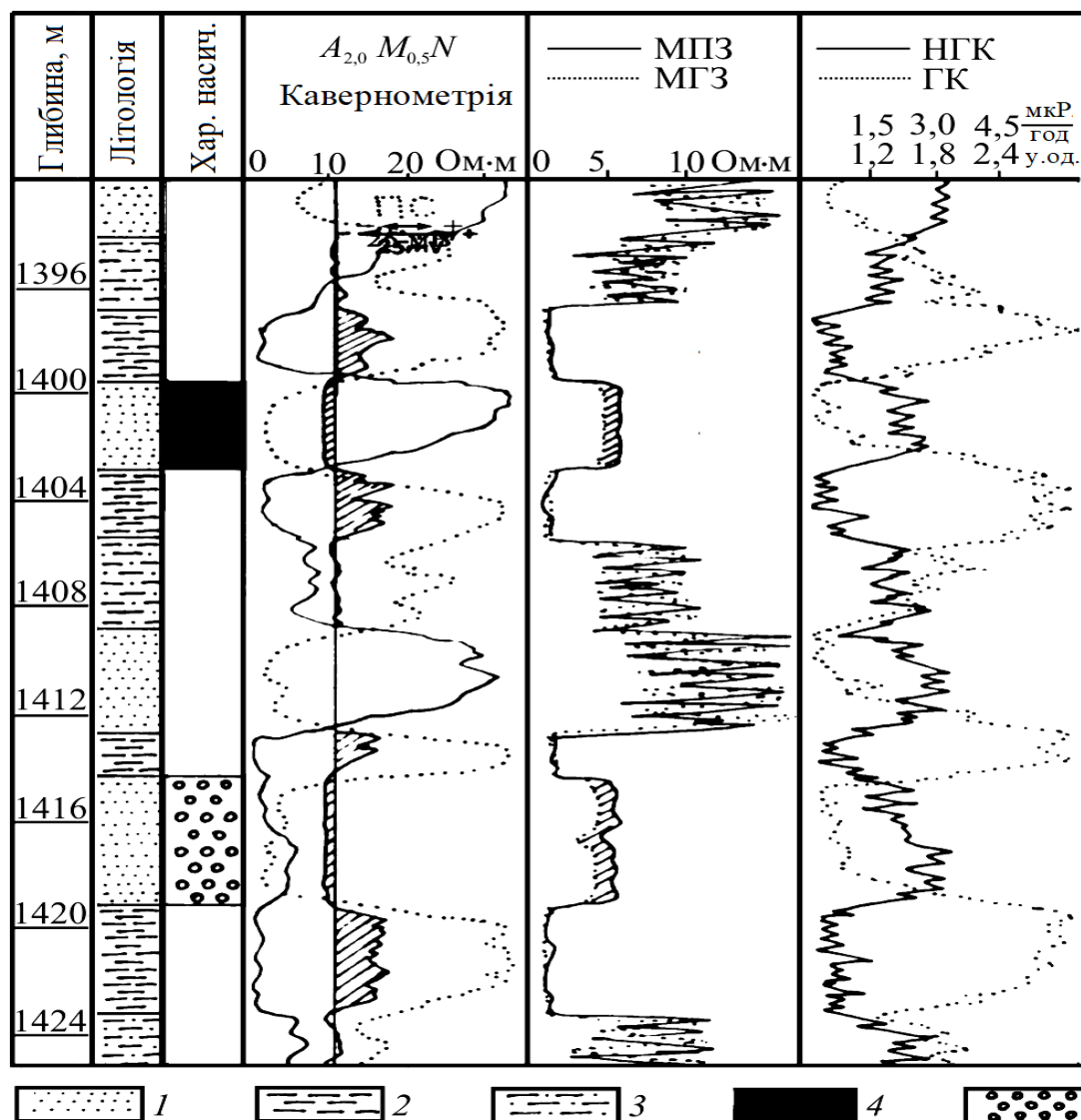


Рис. 1. Літологічне розчленування теригенного розрізу і виділення колекторів за даними ГДС: 1 – піщаник, 2 – алевроліт, 3 – аргіліт, 4 – нафтонасичений колектор, 5 – водонасичений колектор. Заштриховані ділянки: на кавернограмі – ознаки колектора (зменшення діаметра свердловини) і глинистих порід (збільшення діаметра свердловини); на кривій мікрокаротажу – ознаки колектора (позитивне перевищення показань МПЗ над МГЗ)

У теригенному розрізі не колектори поділяються на глинисті і на інші вміщуючі породи. За даними ГДС безпомилково можна визначити тільки групу глинистих порід (власне глини, аргіліти, глинисті сланці). Всі ці породи характеризуються збільшенням діаметра свердловини в порівнянні з номінальним, низьким умовним питомим електричним опором, найбільш високими показаннями ПС і ГК, низькими показаннями НГК і мікрозондів, найбільш високими значеннями Δt (АК).

Серед інших вміщуючих порід можна виділити, принаймні, два класи не колекторів з різною глинистістю і пористістю.

До першого класу відносяться пісковики і алевроліти, які характеризуються більш низькою пористістю і більш високою глинистістю в порівнянні з гіршими колекторами.

Вони відзначаються високими показаннями на діаграмах БКЗ, БК і мікрозондів, низькими значеннями Δt на діаграмах АК, підвищеними показаннями НГК, проміжними значеннями на діаграмах СП і ГК, але ближчими до показань в гірших колекторах. Другий клас включає глини, що містять піщаний, алевритовий або карбонатний матеріал, для яких характерні показання методів ГДС, типових для глин. Деяка їх відмінність полягає в невеликому збільшенні питомого опору в порівнянні з опором чистих глин, в наявності незначних негативних аномалій СП по відношенню до лінії чистих глин, в незначному зниженні радіоактивності в порівнянні з чистими глинами на діаграмі ГК.

У теригенному розрізі можлива також присутність не колекторів, представлених пісковиками і алевролітами з карбонатним цементом і щільними вапняками. Ці породи відзначаються зазвичай низькими показаннями на кривих СП і ГК, як і чисті колектори; але поряд з цим для них характерні високі показання на діаграмах НГК, мікрозондів і мінімальні значення Δt на кривих АК.

Карбонатний розріз. При розчленуванні карбонатного розрізу за даними ГДС спочатку виділяють міжзернові колектори, а в іншій частині розрізу проводять літологічне розчленування з виділенням складних колекторів. Глини добре виділяються по діаграмах ГДС, як і в теригенному розрізі. Мергелі відзначаються підвищеними значеннями, більш високими, ніж глини, але меншими, ніж вапняки і доломіт. На діаграмах НГК мергелю відповідають проміжні показання, а на кавернограмі – зазвичай свідчення номінального діаметра свердловини (рис. 2.).

Низькопористі вапняки і доломіти розчленовують на не колектори і каверно-тріщинуваті колектори по фільтраційних властивостях і на вапняки, доломіти і проміжні літологічні структури по мінеральному складу скелета.

У першому випадку завдання можна вирішити за допомогою діаграм стандартного комплексу та спеціальних досліджень ГДС, другу – за даними комплексної інтерпретації діаграм ННК-Т, ГГК і АК. Максимальні значення опору властиві щільним карбонатним породам, більш низькі значення опору – пористим і проникним структурам. Природна радіоактивність в чистих вапняках і доломітах мінімальна і зростає з підвищенням глинистості цих порід.

Ця залежність настільки очевидна, що за даними ГК можна оцінювати ступінь глинистості карбонатних порід.

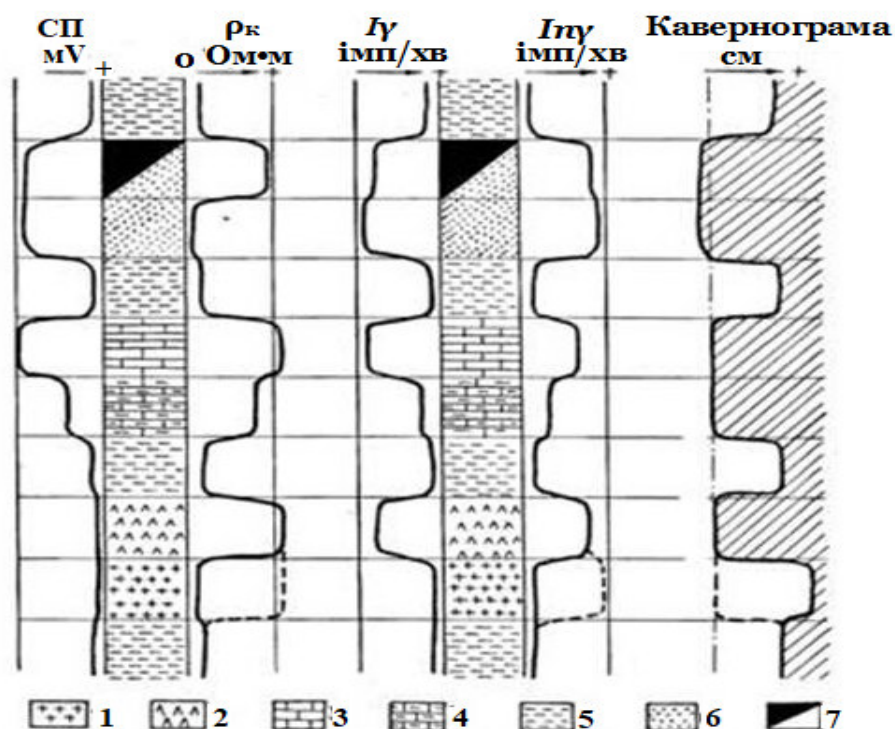


Рис.2. Характеристика різних гірських порід по конфігурації кривих ГДС: 1 – сіль; 2 – ангідрит; 3 – вапняк або доломіт щільний; 4 – вапняк або доломіт глинисті; 5 – глиниста порода; 6 – піщаник; 7 – нафтонасичений колектор

Показання НГК проти щільних порід максимальні, проти високопористих і кавернозних порід – істотно знижені. Глинисті карбонатні породи також відзначаються низькими значеннями НГК. Відрізнити їх від пористих порід вдається шляхом зіставлення діаграм НГК з діаграмами ГК і ПС, на яких глинисті породи чітко відображаються. У щільних карбонатах діаметр свердловини відповідає номінальному, в глинистих структурах і в кавернозних породах відзначається його збільшення, а навпроти пористих порід спостерігається утворення глинистої кірки.

Основні завдання, які вирішуються при складанні геолого-геофізичного розрізу кожної свердловини, складаються в розчленуванні пройдених при бурінні порід на окремі шари (пласти), у визначенні їх літологічного складу. При цьому, окремим шаром (або пластом) вважають ту частину розрізу свердловини, яка складена однорідними породами і тому на діаграмах ГДС характеризується більш-менш постійними величинами геофізичних параметрів. Межі між сусідніми шарами визначають за комплексом ГДС і проводять в місцях різкої зміни фізичних властивостей. Роздільна здатність майже всіх методів ГДС така, що за їхніми даними можна впевнено виділити пласти, потужність яких не перевищує 1 м, а застосувавши особливі методи ГДС, можна відокремити пласти товщиною лише 10–15 см.

Результати літологічного розчленування по конкретній свердловині відображують на діаграмному папері у вигляді літологічної колонки.

4.2. Виділення колекторів і оцінка характеру їх насичення і ефективної потужності.

Виділення піщано-глинистих колекторів. Піщані і алевритові (слабо зцементовані неглинисті) колектори виділяються в теригенному розрізі найбільш надійно за сукупністю діаграми СП, кривої ГК і кавернограми. Проти чистих колекторів спостерігається наступне: найбільше відхилення кривої СП від лінії глини, мінімальна активність по кривій ГК, утворення глинистої кірки і звуження діаметра свердловини на кавернограмі. (Для поділу малопористих піщано-алеєвритових порід і слабо зцементованих колекторів проводять додаткові каротажні дослідження.) Піщані колектори, що містять помітну кількість глинистого матеріалу, прийнято виділяти в окрему групу – глинисті колектори.

Виділення карбонатних колекторів. Залежно від структури пористого простору і умов фільтрації карбонатні колектори можна умовно розділити на два типи: гранулярні (з міжзерновою пористістю) і тріщинуваті (тріщинуваті, кавернозні і змішаного типу). Гранулярні карбонатні колектори мають таку ж геофізичну характеристику, як і піщані. Виділення колекторів в цьому випадку полягає в розчленуванні розрізу на глинисті і неглинисті породи і у виявленні серед останніх високопористих структур.

Розчленування карбонатного розрізу, представленого тонким перешаруванням щільних пористих структур, за даними ГДС в загальному випадку є ускладненим. Тріщинуваті і каверно-тріщинуваті колектори мають досить широке поширення серед карбонатних порід. На каротажних кривих вони не мають чітко виражених характеристик, тому розпізнавання їх у розрізі свердловини за звичайним комплексом ГДС пов'язане з великими труднощами. Перспективними щодо виявлення тріщинуватих колекторів є дані акустичного каротажу по затуханню .

Оцінка характеру насичення колекторів зводиться до поділу колекторів на продуктивні, з яких при випробуванні отримують промисловий приплив нафти або газу, і водоносні, що дають чисту воду, воду з плівкою нафти або ознаками газу. Вирішується задача про доцільність спуску колони в ще не обсажену свердловину і випробування промислових нафтогазоносних об'єктів.

Оцінка характеру насичення колектора заснована на визначенні питомого опору ρ_n породи в її незмінній частині, на порівнянні отриманих значень ρ_n і обчислених значень параметра насичення P_n з критичними величинами ρ_n^* і P_n^* , що характеризують для досліджуваних колекторів кордон між колекторами промислово продуктивними і непромисловими. У найбільш простому випадку водоносні колектори мають низький питомий опір, а нафтогазоносні – високий. Надійне визначення ρ_n по діаграмах умовного опору за допомогою палеток БКЗ можливо лише для досить потужних і однорідних об'єктів. У спрощеному варіанті питомий опір визначається за допомогою стандартного електричного зонду. За межу «нафта – вода» умовно приймають опір 10 Ом м. При наявності щільних високоомних прошарків в пласті-колекторі ρ_n визначається по діаграмах екранованих зондів.

4.2.1. Визначення коефіцієнта пористості K_n

Визначення коефіцієнта пористості K_n теригенних колекторів.

Наводяться найбільш відомі методики визначення K_n теригенних колекторів. В даний час коефіцієнти пористості K_n визначаються в основному такими геофізичними методами: по питомому опорі, по опорі зони проникнення, за абсолютними значеннями аномалії СП (рис. 3), за відносними значеннями аномалії СП ($\acute{\alpha}_{СП}$), за показаннями гамма-каротажу ГК. Найбільш затребувані два останніх методи (з геофізичних параметрах $\acute{\alpha}_{ПС}$ і $\Delta J\gamma$) У цій курсовій роботі пористість теригенних колекторів K_n буде фіксуватись за відносними значеннями аномалії СП ($\acute{\alpha}_{СП}$).

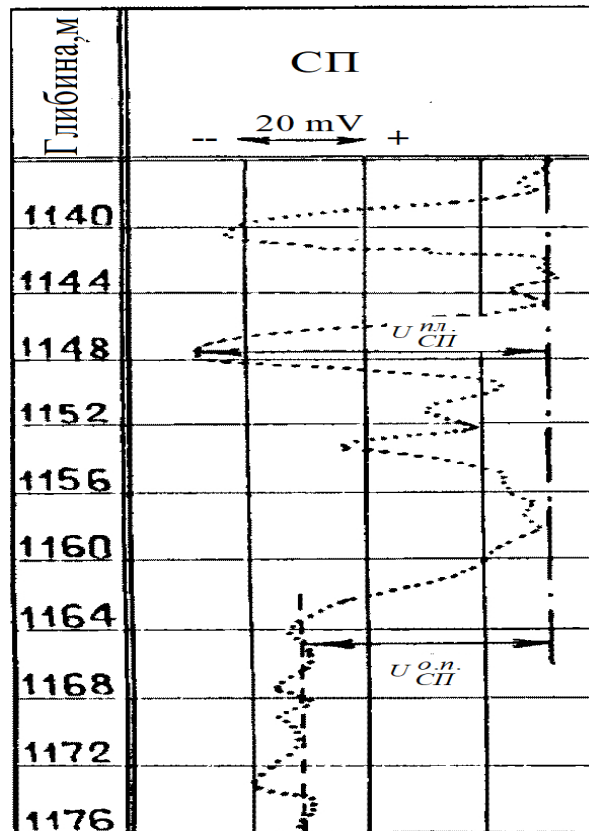


Рис. 3. Приклад кривої СП в теригенних відкладеннях: ----- - крива СП в вапняках; - · - · - лінія «чистих» глин

Визначення K_n по СП в теригенних відкладеннях здійснюють по кривій СП за методом двох опорних горизонтів, в якості яких вибираються глинисті породи і карбонатні щільні породи (непроникні вапняки). Зазвичай K_n по СП визначається лише в тому випадку, коли ρ_c більше $0,3 \text{ Ом} \times \text{м}$ (прісний буровий розчин).

Для визначення пористості використовується відносна величина амплітуди СП – $\acute{\alpha}_{СП}$. Для врахування впливу потужності пласта на величину амплітуди $U_{пс.пл}$ вводиться поправочний коефіцієнт k_h , отриманий розрахунковим шляхом при зіставленні діаметра свердловини з потужністю пласта-колектора. Для врахування впливу нафтонасичення порід на величину амплітуди $U_{пс.пл}$ вводиться поправочний коефіцієнт k_n , який визначається за палеткою.

Таким чином відносна амплітуда ПС (АПС) розраховується за формулою

$$\alpha_{\text{пс}} = \frac{U_{\text{пс.пл}}}{U_{\text{пс.оп}}},$$

де $U_{\text{сн.пл}}$ – аномалія СП проти досліджуваного пласта; $U_{\text{сн.оп}}$ – аномалія СП проти опорного горизонту.

$U_{\text{сн}}$ можна брати в мВ, сантиметрах, клітинах діаграмного паперу і в інших одиницях. Для водонасичених колекторів поправка k_n не вводиться. Якщо потужність нафтонасиченого пласта більше 3 м, то обов'язково визначається величина r_n , якщо $H < 3$ м, то вводять поправку $k_n = 0,98$.

Для визначення пористості колекторів по СП будується залежність:

$$\alpha_{\text{СП}} = f(K_n)$$

з використанням лабораторних визначень K_n по керну досліджуваного родовища або використовуються залежності по сусідніх (більш вивчених) родовищах.

Визначення K_n по ГК. В основі методу визначення пористості по ГК лежать досить тісні кореляційні зв'язки між пористістю теригенних порід і їх глинистістю $K_n = f(C_{\text{гл}})$, з одного боку, і між глинистістю і природною радіоактивністю гірських порід $\Delta J\gamma = f(C_{\text{гл}})$, з іншого.

Для виключення впливу джерела нейтронів в каналі НГК, конструктивних особливостей вимірювальної апаратури, а також фону і свердловинних умов на показання ГК використовуються відносні значення гамма-активності пластів-колекторів – подвійний різницевої параметр $\Delta J\gamma$ (рис. 4).

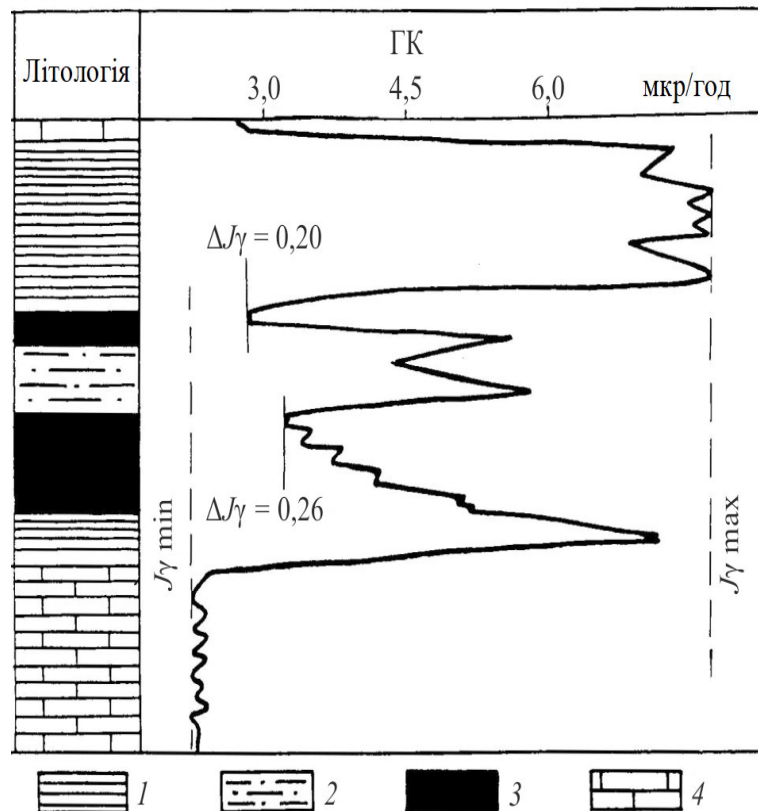


Рис. 4. Розрахунок $\Delta J\gamma$ по ГК: 1 – глина; 2 – алевроліт; 3 – колектор; 4 – карбонат

В якості опорних пластів зазвичай приймаються, наприклад, щільні вапняки з мінімальними значеннями ГК ($J_{\gamma min}$) і глини з максимальними значеннями ГК ($J_{\gamma max}$). Параметр ΔJ_{γ} розраховується за формулою

$$\Delta J_{\gamma} = \frac{(J_{\gamma пл} - J_{\gamma min}) \pm \delta J_{\gamma}}{J_{\gamma max} - J_{\gamma min}},$$

де $J_{\gamma пл}$ – значення ГК навпроти пласта-колектора; $J_{\gamma max}$ – максимальні значення ГК проти глин; $J_{\gamma min}$ – мінімальні значення ГК проти щільних вапняків; δJ_{γ} – поправка, що враховує зміни реєстрованої інтенсивності гамма-випромінювання в залежності від швидкості руху приладу V і товщини пласта h . Поправки вводяться для пластів малої потужності згідно з формулою $h \geq 4Vt / 3600$. (У даній роботі ця поправка не враховується).

Приклад визначення пористості K_n в теригенних колекторах дано в табл. 1.

Таблиця 1 Визначення коефіцієнтів пористості K_n в теригенних колекторах

$$D_{св} = 195 \text{ мм}; A_p = 198,2 \text{ м}; \Delta L = 1,8 \text{ м}; \rho_c = 0,7 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Інтервал колектора, м	Абс. відмітка, м	H , м	Хар-р насич.	$J_{\gamma пл}$	$J_{\gamma min}$	$J_{\gamma max}$	ΔJ_{γ}	K_n , %
				мкР/ч				
1400,0–1402,8	1200,0–1202,8	2,8	Н	1,8	1,2	11,2	0,06	21,5
1502,0–1510,0	1302,0–1310,0	8,0	Н	2,9			0,17	17,7
1515,0–1520,2	1315,0–1320,2	5,2	В	2,7			0,15	18,3

Визначення пористості карбонатних колекторів.

Пористість пластів-колекторів в карбонатних відкладах найчастіше визначається за діаграмами: НГК – способом двох опорних горизонтів, ННК-Т – за кривою об'ємного вмісту води W , за інтервальним часом пробігу поздовжньої хвилі Δt (акустичний каротаж АК).

У першому випадку в якості опорних горизонтів приймаються значення НГК проти щільних карбонатних порід (непроникних вапняків) $J_{n\gamma щільн}$, і значення НГК проти глинистих порід $J_{n\gamma гл}$. Пористість визначається зазвичай для проникних пластів (показання $J_{n\gamma пл}$) з $h = 1$ м, для яких не потрібно введення поправок за інерційність апаратури при розрахунку розрахунку різницевого параметра $\Delta J_{n\gamma}$ (рис. 5).

Для пластів малої потужності ($h \leq 3V/3600$) при роботі з діаграмами НГК вводиться поправка на інерційність апаратури.

Для отримання значення $\Delta J_{n\gamma}$ використовують формулу

$$\Delta J_{n\gamma} = (J_{n\gamma пл} - J_{n\gamma глин}) / (J_{n\gamma плот} - J_{n\gamma глин}).$$

У всі ці величини вводяться поправки на глинистість з кривою ГК:

$$J_{n\gamma пл} = J_{n\gamma пл} - k J_{\gamma пл}; J_{n\gamma плот} = J_{n\gamma max} - k J_{\gamma min}; J_{n\gamma глин} = J_{n\gamma min} - k J_{\gamma max},$$

де $J_{n\gamma пл}$ і $J_{\gamma пл}$ – поточні показання НГК і ГК навпроти пласта-колектора поточні показання НГК і ГК проти пласта-колектора $J_{n\gamma max}$ – максимальні показання НГК навпроти щільних порід; $J_{n\gamma min}$ – мінімальні значення НГК

навпроти глин; $J_{\gamma \max}$ – максимальні показання ГК навпроти глин; $J_{\gamma \min}$ – мінімальні показання ГК навпроти щільних порід, k – апаратурний коефіцієнт.

При використанні радіокаротажної апаратури з ламповими лічильниками (BC) $k = 0,625$, з сцинтиляційними лічильниками $k = 0,3$ (апаратура ДРСТ-1) або $k = 0,2$ (апаратура ДРСТ-3).

Повна формула визначення $\Delta J_{n\gamma}$ (з поправками) має вигляд:

$$\Delta J_{n\gamma} = \frac{(J_{n\gamma \text{ пл}} - kJ_{\gamma \text{ пл}}) - (J_{n\gamma \text{ min}} - kJ_{\gamma \text{ max}})}{(J_{n\gamma \text{ max}} - kJ_{\gamma \text{ min}}) - (J_{n\gamma \text{ min}} - kJ_{\gamma \text{ max}})}$$

Всі значення $J_{n\gamma}$ і J_{γ} переводяться в імп / хв згідно з коефіцієнтом переходу, що видається для кожної свердловини. При практичних розрахунках замість поправки на глинистість для конкретного пласта-колектора використовують фонові (мінімальні) показання ГК, визначеної для кожної свердловини ($J_{\gamma \text{ пл}} = J_{\gamma \text{ min}}$).

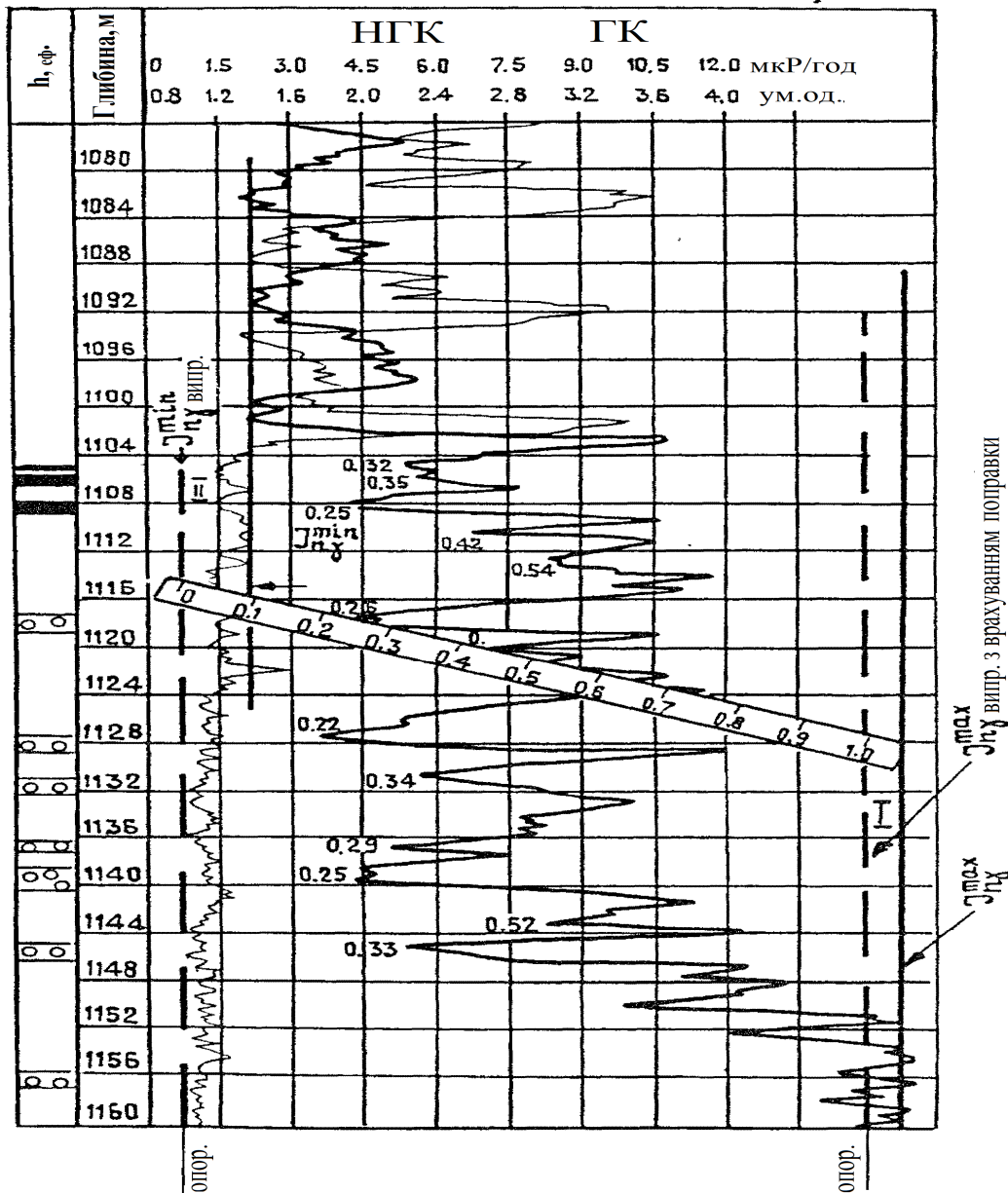


Рис. 5. Приклад визначення K_n в карбонатних відкладах по НГК

Таблиця 2 Визначення коефіцієнтів пористості K_n в карбонатних колекторах

$D_{cb} = 195$ мм; $A_{рот} = 198,2$ м; $\Delta L = 1,8$ м; $\rho_c = 0,7$ Ом·м.

Інтервал колектора, м	Абс. відмітка, м	h, м	Хар-р насич.	$J_{\gamma}^{пл}$	J_{γ}^{min}	J_{γ}^{max}	J_{ny}^{min}	J_{ny}^{max}	$J_{ny}^{пл}$	ΔJ_{ny}	$K_n, \%$
				імп/хв							
1600,0–1601,8	1400,0–1401,8	1,8	Н	1200	1200	11200	4000	10000	6500	0,56	7,8
1604,0–1605,0	1404,0–1405,0	1,0							5600	0,45	10,9
1610,0–1611,2	1410,0–1411,2	1,2							6000	0,50	9,4

У іншому випадку, коли визначення K_n здійснюється за діаграмами ННК-Т, використовуються методичні вказівки щодо визначення пористості за даними радіокаротажу, виконаним апаратурою РКС-3. При цьому інтерпретують не саму криву ННК-Т, а криву вмісту водню W .

Визначення пористості за діаграмами акустичного каротажу

Визначення пористості здійснюється за даними вимірювання інтервального часу пробігу поздовжньої хвилі Δt , вираженого в мкс / м і пов'язаного зі швидкістю поширення поздовжньої хвилі V_p (в м / с) співвідношенням

$$\Delta t = 10^6 / V_p.$$

Величина Δt зростає зі збільшенням пористості породи при інших постійних умовах. Експериментальними дослідженнями встановлено, що в однорідній породі, з міжзерною пористістю, пористість по АК може визначатись за рівнянням середнього часу:

$$K_n = \frac{\Delta t_d - \Delta t_{ck}}{\Delta t_{ж} - \Delta t_{ck}},$$

де Δt_d – інтервальний час пробігу пружної хвилі, відраховавши на діаграмі АК проти пласта-колектора, Δt_{cb} і $\Delta t_{жс}$ – інтервальний час пробігу пружної хвилі в мінеральному скелеті породи і в рідині, що заповнює пористий простір породи. У загальному випадку прийнято вважати, що швидкість поширення пружної хвилі в мінеральному скелеті карбонатних порід дорівнює 6400 – 7000 м / с, а в пластовій рідині становить 1600 м / с.

Найбільш точні результати визначення пористості в колекторах карбонатних відкладень, представлених вапняками і доломітами. Приведена вище проста формула не може бути використана для визначення швидкості поширення пружних хвиль в тріщинуватих, кавернозних та інших породах зі складною структурою пустотного простору.

K_n колекторів можна також визначити, скориставшись залежністю $\Delta t = f(K_n)$, отриманою при зіставленні значень Δt , встановлених за діаграмою, і K_n за даними керн (рис. 6). Такий спосіб найбільш надійний.

4.2.2. Визначення нафтонасиченості теригенних колекторів. Визначення коефіцієнта нафтонасиченості K_n за даними ГДС як для теригенних, так і

карбонатних пластів-колекторів найчастіше проводиться за допомогою даних електрометрії.

За величиною пористості нафтонасиченого шару визначається значення параметра пористості по залежності $P_n = f(K_n)$, отриманої за кернами даними в лабораторії фізики нафтового пласта (рис. 7). Далі за відомим значенням питомого опору пластової води ρ_w розраховується питомий опір прошарку ρ_{en} за умови його 100% -го водонасичення: $\rho_{en} = P_n \cdot \rho_w$,

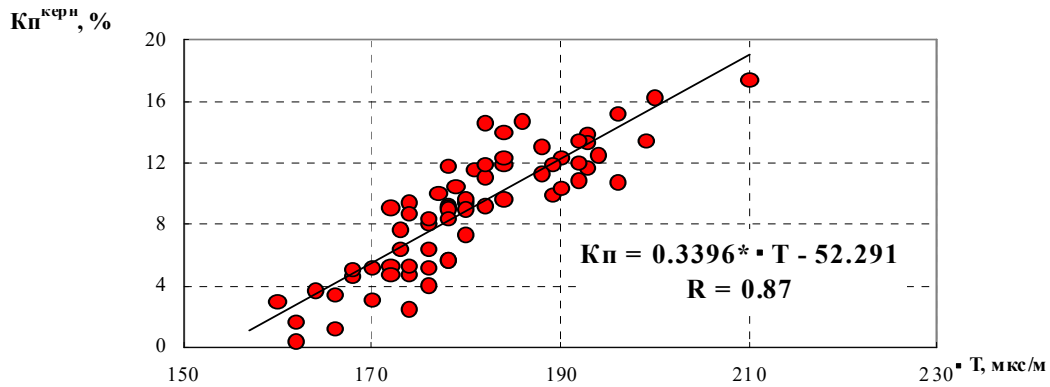
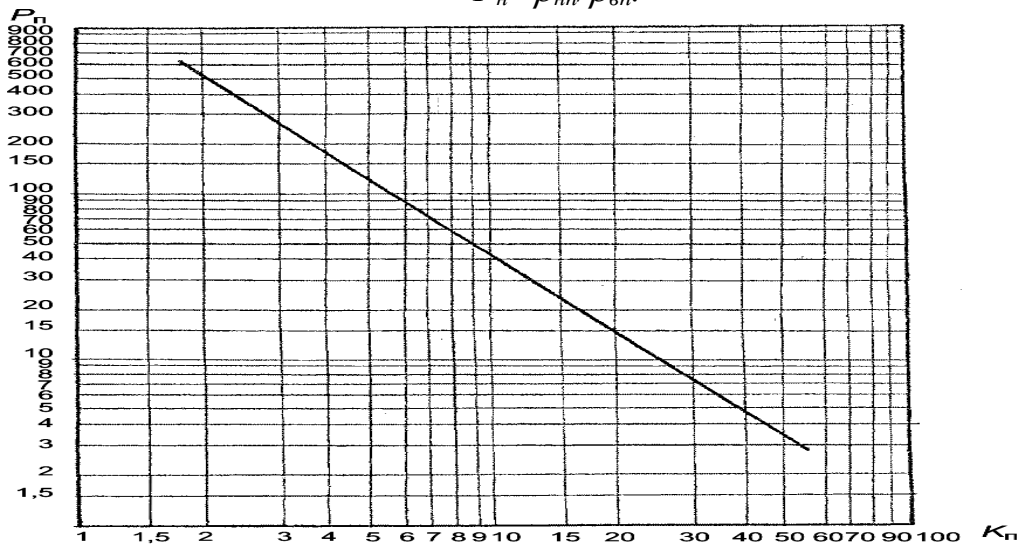


Рис. 6. Приклад залежності $\Delta t = f(K_n)$ для карбонатних відкладень

Далі за питомим опором нафтонасиченого прошарку ρ_{nn} , визначеним умовно за показами стандартного зонда і за розрахованим значенням ρ_{en} обчислюється параметр насичення цього прошарку:

$$P_n = \rho_{nn} / \rho_{en}$$



За залежністю $P_n = f(K_{ов})$, отриманою в лабораторії фізики нафтового пласта (тут $K_{ов}$ – коефіцієнт залишкової води), визначається коефіцієнт нафтонасиченості $K_n = 1 - K_{ов}$ проникного прошарку (рис. 8).

Питомий електричний опір породи, пористий простір якої частково заповнений нафтою або газом (ρ_{nn}), відрізняється від опору цієї ж породи, насиченої пластовою водою (ρ_{en}), в P_n раз (величина P_n називається параметром насичення):

$$P_n = \rho_{nn} / \rho_{en} = \rho_{nn} / P_n \cdot \rho_w$$

Результати визначення коефіцієнтів нафтонасиченості K_n в теригенних колекторах наводяться в табл. 3.

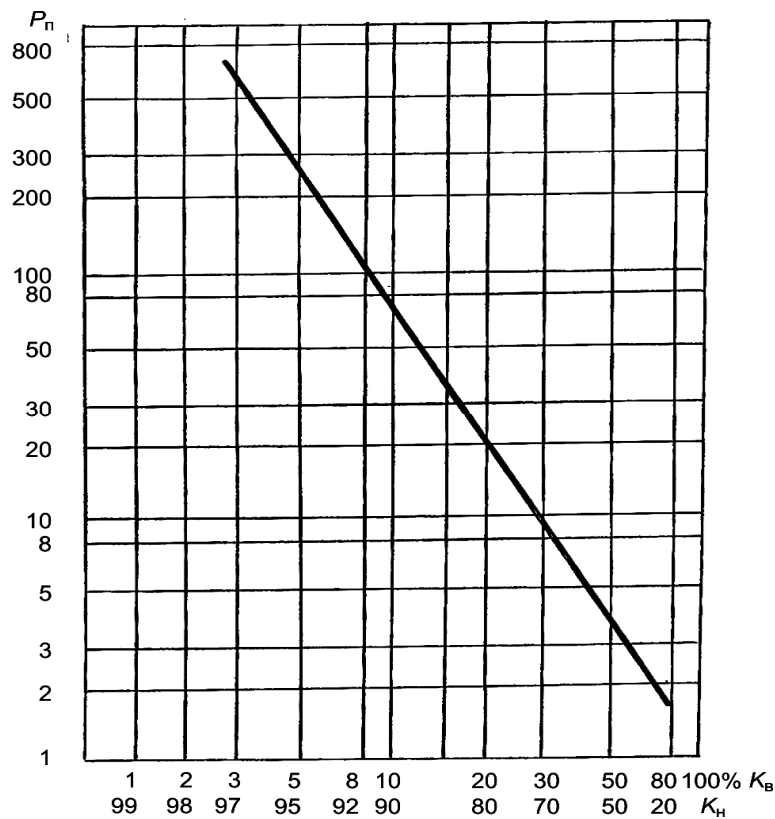


Рис. 8. Залежність $P_n = f(K_{об})$

Таблиця 3 Визначення коефіцієнтів нафтонасиченості K_n в теригенних колекторах

$$D_{св} = 195 \text{ мм}; A_p = 198,2 \text{ м}; \Delta L = 1,8 \text{ м}; \rho_c = 0,7 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Інтервал колектора, м	Абсолютна відмітка, м	h, м	x/h	$K_{п}$, %	$P_{п}$	$\rho_{ВП}$, Ом·м	$\rho_{НП}$, Ом·м	P_n	K_n , %
1400,0–1402,8	–1200,0–1202,8	2,8	H	21,5	14	0,63	250	397	96,0
1410,8–1413,8	–1210,8–1213,8	3,0	H	20,0	15	0,675	68	100	92,0
1502,0–1510,0	–1302,0–1310,0	8,0	H	17,7	17	0,765	100	131	93,2
1511,0–1513,0	–1311,0–1313,0	2,0	B	20,0	15	0,675	150*	222	94,1
1515,0–1520,2	–1315,0–1320,2	5,2	B	18,3	16	0,72	10*	13,9	73,3

150* - взято умовно

5. Порядок виконання курсової роботи

Завдання 1. Користуючись діаграмами стандартного каротажу, провести літологічне розчленування розрізу свердловини.

Щоб визначити літологічний склад порід, необхідно знати характерні геодезичні параметри, обумовлені фізичними властивостями розкритих порід. Геодезичні характеристики осадових порід наведені у табл.4.

Відомо, що головне завдання геофізичних досліджень у газових і нафтових свердловинах – виділення у розрізі пластів-колекторів і їх всебічна оцінка. Але перш ніж перейти до розв’язання цієї задачі, необхідно відокремити всі явні не колектори, які однозначно можна оцінити на геофізичних діаграмах за

Таблиця 4 Геофізична характеристика найбільш розповсюджених осадових порід

методи породи	(ПС) - самочинних потенціалів, ΔU , мВ	(ПО) – позірного опору, ρ_k , ом м	(ГК) гамма каротаж, I_γ , імп./хвил.	(НГК) – нейтронний гамма каротаж, $I_n \gamma$, імп./хвил.	(КГ) – кавернограма, d_c , см	(АК) – акустичний каротаж, ΔT , мкс/м
Піски, пористі пісковики	min , при збільшенні глинистого матеріалу аномалія ПС зменшується	від кількох ом м до перших сотень в залежності від характеристики насиченості.	min	низькі показники за винятком газоносних пісковиків, які характеризуються високими значеннями $I_{n\gamma}$	d_c знижується за рахунок утворення глинист. корки	ΔT високе, але дещо нижче у порівнянні з глинами
Пісковики монацитові, глауконітові	те ж саме (дивись вище)	те ж саме (дивись вище)	max	те ж саме (дивись вище)	те ж саме (дивись вище)	те ж саме (дивись вище)
Глинисті пісковики, алевроліти	аномалія менша у порівнянні з пісковиками	опір порівняно високий	низькі і середні показники	низькі і середні показники	d_c звужений або номінальний	ΔT низькі
Пісковики малопористі	різне	опір високий	низькі показники	середні і високі показники	d_c номінальний	min
Глини	max	від кілької ом м до 50 ом м	max	min	d_c помітно збільшене	ΔT високі значення
Мергелі	високі значення	від 5 до кількох сотень ом м	показники дещо нижчі у порівнянні з глинами	середні показники	d_c номінальний	те ж саме
Аргіліти, глинисті сланці	високі значення	опір більш високий ніж у глин	високі показники	низькі показники	незначне зменшення d_c	те ж саме
Вапняки. доломіти малопористі	min	опір високий, більший 1000 ом м	min	max	d_c номінальний	min
Глинисті вапняки	min	опір високий	середні показники	низькі і середні показники	d_c номінальний	ΔT низькі
Ангідрит	невизначене	опір високий	min	max	d_c номінальний	min
Гіпс	те ж саме (дивись вище)	те ж саме (дивись вище)	те ж саме (дивись вище)	min у зв'язку з наявністю хімічно зв'язаної води	d_c номінальний	min
Кам'яна сіль	невизначене	max	min	max	d_c дуже збільшений в зв'язку з розчиненням солі	min

Завдання 3. Використовуючи залежність $\alpha_{ПС} = f(\kappa_n)$ (рис.10) зробити попередню оцінку пористості виділених пластів колекторів.

Емпірична залежність $\alpha_{ПС} = f(\kappa_n)$ встановлюється для конкретного геологічного регіону, родовища або горизонту:

$$\alpha_{ПС} = \frac{\Delta U_{ПС}^{пл}}{\Delta U_{ПС}^{max}} ;$$

Величина амплітуди $\Delta U_{ПС}^{нл}$ відраховується від лінії глини, яка проводиться за максимальними значеннями потенціалу $U_{ПС}$ навпроти потужного пласта глини; $\Delta U_{ПС}^{\max}$ - амплітуда навпроти потужного пласта чистого водоносного пісковика.

Для розрахунків узяти $\Delta U_{ПС}^{\max} = 175 \text{ mV}$.

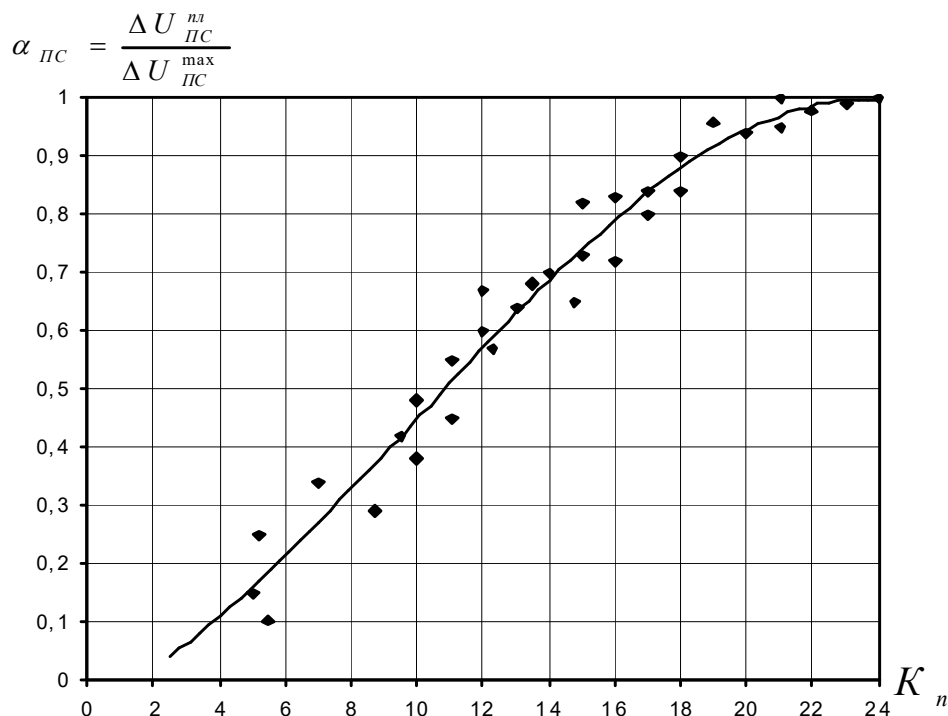


Рис. 10. Залежність відносного параметра $\alpha_{ПС} = f(K_n)$ для пісковиків нижнього і середнього карбону

Завдання 4. За відносною амплітудою аномалій ГК визначити об'ємну глинистість виділених пластів.

Практично радіоактивність осадових порід у більшості випадків визначається їх глинистістю $I_\gamma = f(C_{зл})$. Численні дослідження показують, що для піщано-глинистих порід, у яких відсутні домішки глауконітових, монацитових та інших радіоактивних пісковиків, ця залежність достатньо універсальна. Це дозволяє за діаграмою ГК визначити вміст глини у виділених пластах.

Щоб виключити вплив вимірювальної апаратури, умов свердловини (радіоактивність бурового розчину і т. ін.) на показники ГК, користуються

відносним параметром ΔI_γ :
$$\Delta I_\gamma = \frac{I_\gamma^{нл} - I_\gamma^{мін}}{I_\gamma^{\max} - I_\gamma^{\мін}};$$

де $I_\gamma^{\мін}$ та I_γ^{\max} – значення інтенсивності ГК навпроти опорних пластів чистих пісковиків і глини. Для розрахунків приймаємо $I_\gamma^{\мін} = 3 \text{ мкР/год}$; $I_\gamma^{\max} = 14 \text{ мкР/год}$.

У тих випадках, коли вміст глинистої фракції в опорному пласті (I_γ^{\max}) не дорівнює 100%, параметр ΔI_γ необхідно помножити на коефіцієнт K , який дорівнює фактичному вмісту пелітової фракції в опорному пласті глини.

У наших умовах $K=0,6$, отже, $C_{зл} = 0,6\Delta I_\gamma$.

Практично встановлено, що нижня межа промислового колектора визначається при глинистості $C_{gl} = 0,25\%$.

Параметри ΔI_γ і C_{gl} можна визначати безпосередньо за значеннями I_γ^{nl} , узятими з діаграми ГК, використовуючи графічну залежність між цими величинами при заданих значеннях I_γ^{\min} та I_γ^{\max} (рис.11).

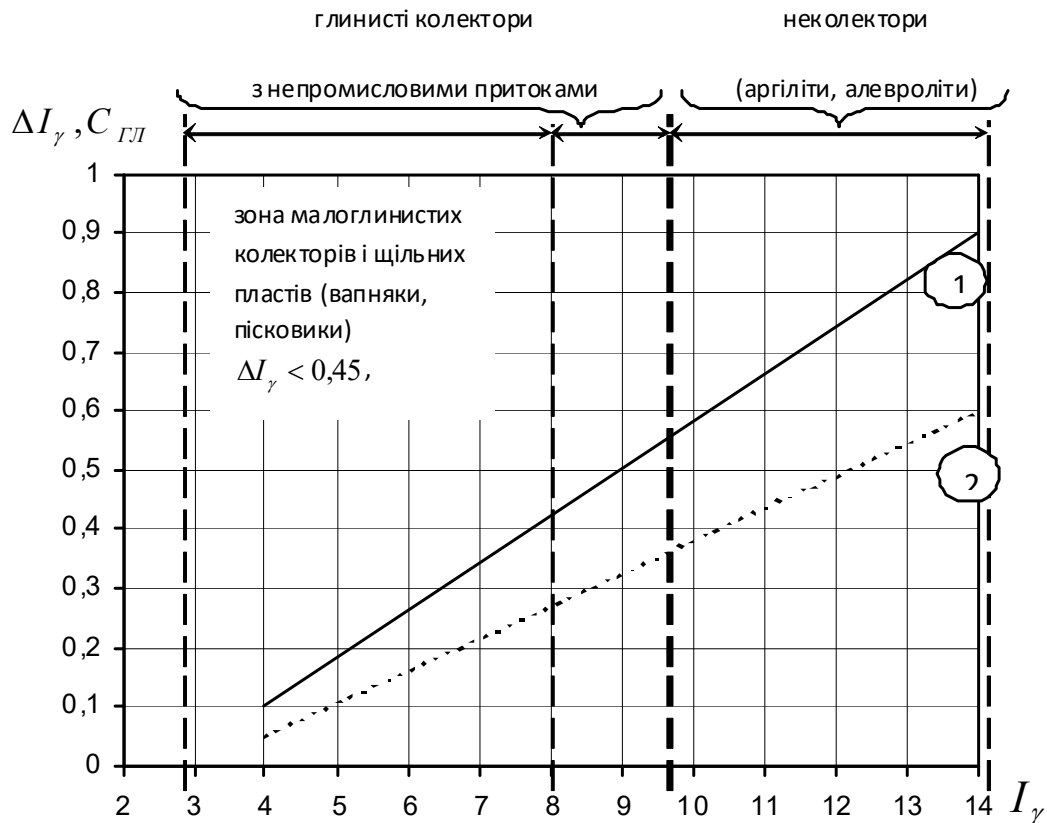


Рис. 11. Залежності між I_γ^{nl} і $\Delta I_\gamma = \frac{I_\gamma^m - I_\gamma^{\min}}{I_\gamma^{\max} - I_\gamma^{\min}}$ (при $I_\gamma^{\max} = 14 \text{ мкр/год}$, $I_\gamma^{\min} = 3 \text{ мкр/год}$) і між I_γ^{nl} та $C_{gl} = K \cdot \Delta I_\gamma$ (при $K=0.6$)

Завдання 5. Використовуючи графіки ρ_k потенціал- і градієнт- зондів, зробити попередню оцінку характеру насичення пластів-колекторів (водоносний, продуктивний, змішаний – наявність ВНК).

Приклад визначення різного характеру насичення пластів-колекторів за діаграмами електричного каротажу наведений на рис.12.

Отже, у кінцевому результаті за допомогою визначених геофізичних параметрів повинні бути вирішені такі геологічні задачі:

1. Обґрунтувати межу колектор – не колектор.
2. Розділити виділені колектори на водоносні і продуктивні.
3. Розділити продуктивні пласти на високодебітні і непромислові, які дають слабкі припливи нафти і газу.

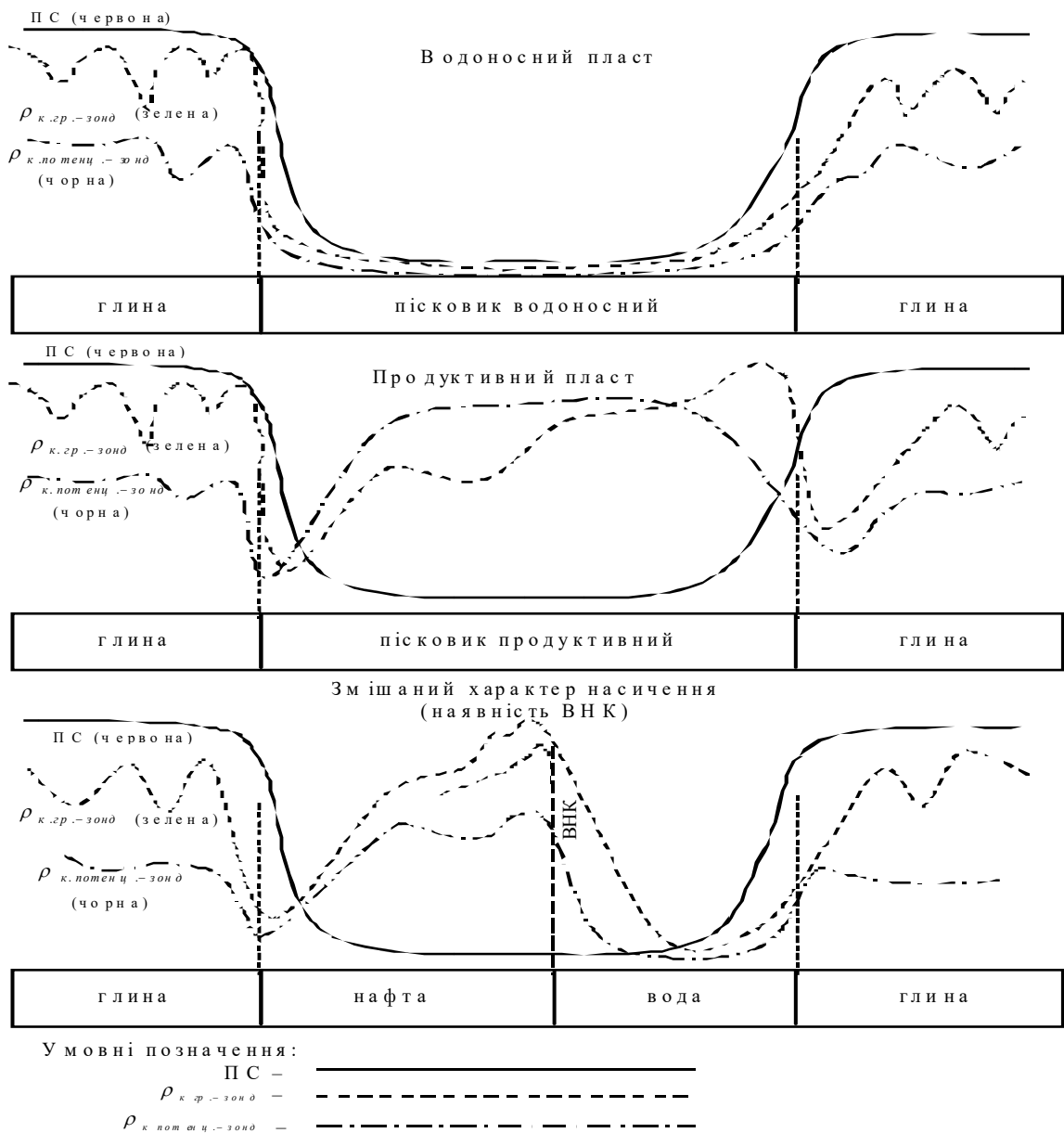


Рис. 12. Приклад відображення на діаграмах стандартного каротажу різного характеру насичення пластів-колекторів

Кожен із визначених параметрів, узятий окремо, відповіді на ці питання не дає, що пояснюється неоднозначністю зв'язків між окремими геофізичними характеристиками (ρ_k , ΔI_γ і т. ін.) і фізичними характеристиками породи. Тому методика інтерпретації геофізичних досліджень базується на основі комплексного аналізу, на встановленні взаємозв'язків між окремими параметрами, наприклад, шляхом співставлення даних електричного і радіоактивного (ГК або НГК) каротажів з обов'язковим використанням аналізів керну і результатів випробовувань свердловини.

На рис. 13 показаний графічний спосіб спільної інтерпретації даних електро- і гамма-каротажу (ρ_k^{nz} і ΔI_γ) порід нижнього карбону Качанівського, Глинсько-Розбишівського та інших добре вивчених родовищ ДДЗ, що дало змогу

використати численні результати випробовування пластів і лабораторні аналізи керну.

Віднесення пластів до тієї чи іншої групи здійснено на підставі граничних значень співставлених параметрів, які підтверджено геологічними результатами і наведені у табл.5.

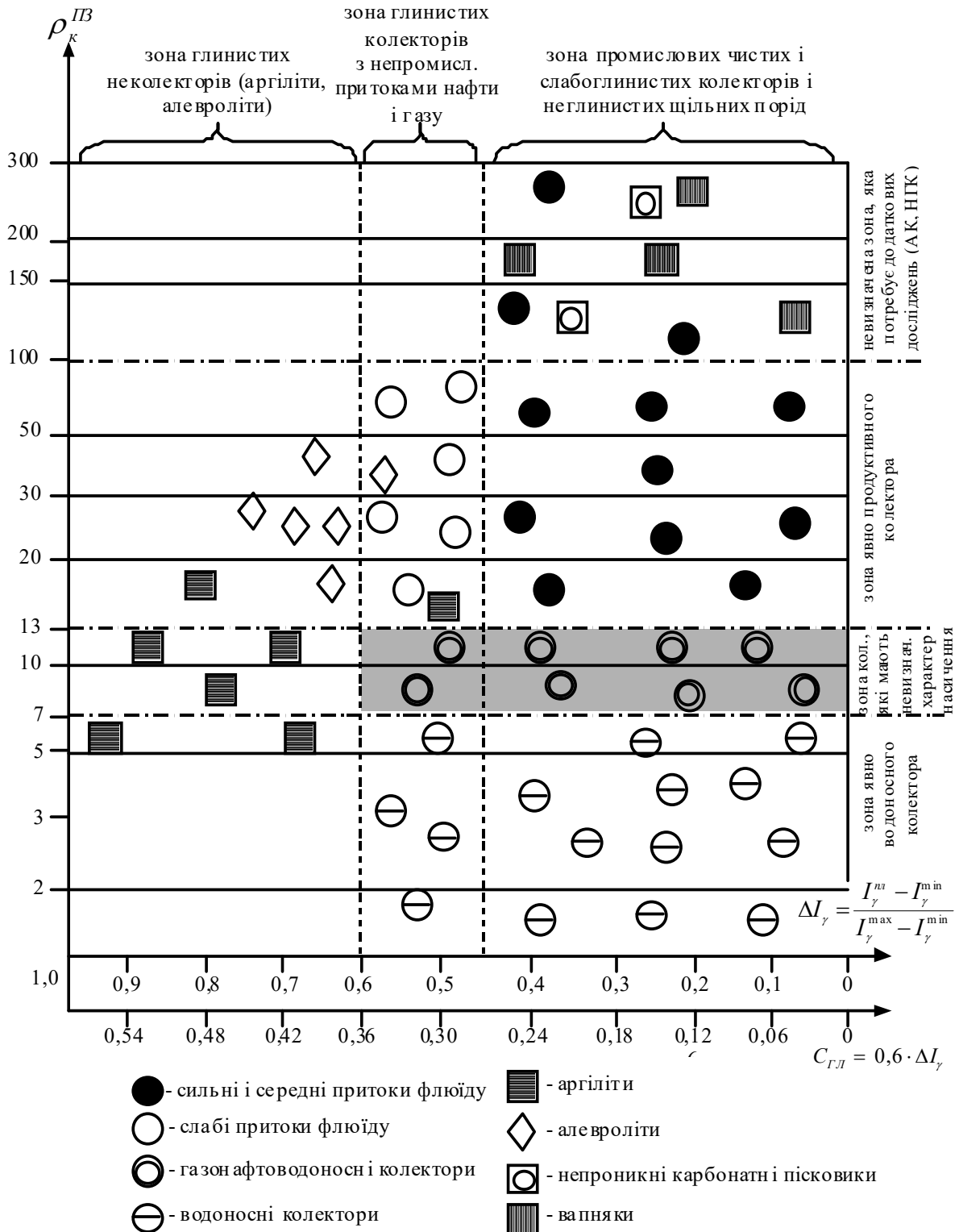


Рис. 13. Схема комплексної інтерпретації даних електричного і радіоактивного каротажу

Таблиця 5 Приклад розподілу пластів на групи

№п/п	Групи порід	Граничні значення параметрів		
		ΔI_{γ}	$C_{\text{эл}}$	$\rho_k^{\text{нз}}$
1	Чисті і малоглинисті колектори - водоносні - невизначені - продуктивні	< 0,45	< 0,27	1-7 ом м 7-13 ом м 13-300 ом м
2	Щільні неглинисті осадові породи	< 0,45	< 0,27	100-300 ом м
3	Глинисті колектори з непромисловими притоками нафти і газу	0,46 - 0,6	0,27 - 0,36	13 ом м
4	Глинисті колектори - аргіліти - алевроліти	> 0,6	> 0,36	5-20 ом м

Щільні породи (непроникні карбонатні пісковики, вапняки), які характеризуються так само, як і високодебітні продуктивні колектори, мінімальною глинистістю і високим опором за даними стандартного каратажу відокремити від колекторів важко. Для цього необхідні додаткові дослідження, наприклад БКЗ, акустичний метод або НГК. Як відомо, пористі породи мають помітно меншу швидкість розповсюдження пружних коливань у порівнянні із щільними неглинистими породами. Диференціація порід різних пластів за електричним опором така. Верхньою межею водоносного колектору є опір 7 Ом·м. Колектори з опором 7-13 Ом·м можуть бути як водоносними, так і слабо продуктивними.

Звісно ж, нафтогазоносні колектори мають опір вище 13 Ом·м, але при опорі 13-20 Ом·м спостерігалися переважно непромислові притоки. Ймовірність одержання промислових припливів нафти і газу збільшується з ростом опору від 20 до 300 Ом м. Аргіліти мають невеликий опір – 5-15 Ом·м, алевроліти дещо більший – 15-50 Ом·м. Щільні неглинисті породи, як правило, характеризуються високим опором, який вимірюються сотнями амперів.

Вказана диференціація порід за глинистістю і електричному опором може бути використано і на інших родовищах ДДЗ з подібними геологічними умовами.

6. Відомість обробки геофізичних діаграм

Порядок роботи з геофізичними діаграмами:

1. Розділити розріз на окремі інтервали (пласти) використовуючи:

- криві ПС і ГК (максимальні, проміжні значення, від'ємні, аномалії);
- кавернограму ($d_c > d_n$; $d_c = d_n$; $d_c < d_n$);
- характерні точки кривої ρ_k градієнт-зонда.

2. Зробити навпроти виділених пластів відлік характерних геофізичних

параметрів і визначити відносні параметри $\alpha_{ПС} = \frac{\Delta U_{ПС}^{nl}}{\Delta U_{ПС}^{max}}$, ΔI_γ та $C_{зл}$. Для

визначення ΔI_γ і $C_{зл}$ за значеннями I_γ використати графіки залежності між цими величинами (рис.14).

Заповнити ліву частину таблиці 6.

Таблиця 6 Відомість обробки геофізичних діаграм

№ пластів	Інтервали	Характерні геофізичні параметри пласта								Геологічна характеристика пласта		
		$\Delta U_{ПС}^{nl}$	$\alpha_{ПС}$	K_n^{nc}	I_γ	ΔI_γ	$C_{зл}$	d_c	ρ_k^{nz} до min або max	Літологічний склад	Колектор. властивост.: неколектор глинистий, чистий	Характер насичення: вода, непромислове промислове
1												
2												
3												
4												

3. За від'ємною аномалією ГК і $d_c > d_n$ визначити пласти солі.

4. Користуючись критичними значеннями параметра ΔI_γ (рис.13, табл.5), розділити виділені пласти за вмістом глин на неколектори (аргеліти, алевроліти), глинисті колектори і малоглинисті колектори, щільні малоглинисті породи і чисті колектори з невеликим вмістом глин ($C_{зл} < 0,27$).

5. За критичними значеннями електричного опору ($\rho_k^{nz} \approx \rho_n$) розділити впевнено виділені колектори на водоносні, нафтоводоносні, продуктивні.

6. Визначити пласти, які потрапили у зону неоднозначності і потребують додаткових досліджень. Заповнити праву сторону таблиці.

7. Оформлення курсової роботи

Рекомендований обсяг курсової роботи **25-30 аркушів** машинописного тексту за винятком додатків.

Курсову роботу друкують за допомогою комп'ютера на одній стороні аркуша білого паперу формату А4 (210x297 мм) з використанням шрифту Times New Roman текстового редактора Word розміру 14 з полуторним міжрядковим інтервалом. Текст курсової роботи необхідно друкувати, залишаючи береги, які не можуть бути меншими таких розмірів: лівий 20 мм, правий 10 мм, верхній 20 мм, нижній 20 мм. Курсова робота друкується чорним кольором, без використання кольорових вставок та виділень. Шрифт має бути чітким, середньої жирності, однакової щільності.

Формули нумеруються, їх номери беруть в круглі дужки. Рисунки, таблиці нумерують і пишуть їх назву.

Титульний лист оформлюється згідно з формою, наведеною в додатку А.

Зміст. Після титульного листа іде зміст із вказаними розділами роботи та номерами сторінок. Зміст складається за формою, наданою в додатку Б.

Список використаних джерел. Наводиться в роботі відповідно до стандартів з бібліотечної діяльності та видавничої справи.

8. захист курсової роботи

Правильно оформлена курсова робота передається на перевірку керівникові. Після перевірки вона повертається студенту для усунення зауважень та підготовки до захисту. На захист представляється курсова робота, зауваження за якою повністю усунені. Під час захисту курсової роботи студент повинен відповісти на теоретичні питання, які висвітлювалися у курсовій роботі, та розв'язати практичні завдання на вибір викладача.

9. Список рекомендованої літератури

1. Основи геофізики (Методи розвідувальної геофізики): підручник / М. І. Толстой, А. П. Гожик, М. В. Рева, В.П.Степанюк – К. : Київ. ун-т, 2006. – 446 с.
2. Толстой М.І. та ін. Основи геофізики. К.: Обрії, 2007. – 446 с.
3. Тяпкін К.Ф., Тяпкін О.К., Якимчук М.А. Основи геофізики: Підручник. – К.: „Карбон Лтд”, 2000. – 248 с.
4. Курганський В. М., Тішаєв І. В. Електричні та електромагнітні методи дослідження свердловин: Навчальний посібник. – К.: Видавничополіграфічний центр "Київський університет", 2011. – 175 с.
5. Методичні вказівки з лабораторних занять з курсу «Геофізичні методи досліджень» для студентів геологічних спеціальностей / Безродна І.М, . Безродний Д.А//КНУ імені Тараса Шевченка, Київ , 2012 – 65 с.
6. Миронцов М.Л. Багатозондова апаратура електрометрії нафтогазових свердловин // Наука та інновації. 2018, 14(3): 57—63.
7. Миронцов М.Л. Електрометрія нафтогазових свердловин – К.: ТОВ «Видавництво «Юстон», 2019. – 217 с.
8. Дахнов, В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин: учебник / В. Н. Дахнов. – 2-е изд., перераб. – М. : Недра, 1982. – 448 с.
9. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: справочник / Добрынин В. М., ред. – М. : Недра, 1988. – 476 с.
10. Промысловая геофизика: учебник / В. М. Добрынин, Б. Ю. Вендельштейн, Р. А. Резванов, А. Н. Африкян ; Добрынин В. М., ред. – М. : Недра, 1986. – 342 с.
11. Дьяконов, Д. И. Общий курс геофизических исследований скважин: учебник / Д. И. Дьяконов, Е. И. Леонтьев, Г. С. Кузнецов. – М. : Недра, 1977. – 431 с. : ил. – 427.
12. Итенберг, С. С. Геофизические исследования в скважинах: учебник / С. С. Итенберг, Т. Д. Дахкильгов. – М. : Недра, 1982. – 351 с. : с ил.
13. Кузнецов, Г. С. Геофизические методы контроля разработки нефтяных и газовых месторождений: учебник / Г. С. Кузнецов, Е. И. Леонтьев, Р. А. Резванов. – М. : Недра, 1991. – 223 с.
14. Элланский, М. М. Петрофизические связи и комплексная интерпритация данных промысловой геофизики/ М. М. Элланский. – М. : Недра, 1978. – 215 с
15. Латышова, М. Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических исследований скважин: учеб. пособие / М. Г. Латышова. – М.: Недра, 1991. – 219 с.
16. Красножон М.Д. Інтегрована інтерпретація матеріалів геофізичних досліджень нафтогазових свердловин: Дис. ... д-ра геол. наук. - Киев, 2002. – 311 с.

Додатки

Додаток А. Зразок оформлення титульної сторінки курсової роботи

Міністерство освіти і науки України
Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка

Інститут нафти і газу
Кафедра нафтогазової інженерії та технологій

Курсова робота

з дисципліни: «Геофізика та інтерпретація даних ГДС»
Тема: «Попередній аналіз геологічного розрізу свердловини за
діаграмами стандартного каротажу»

Виконав: _____

Студент групи _____

Спеціальності 103 «Науки про
Землю»

Керівник роботи: _____

Національна шкала _____
Кількість балів: _____ Оцінка: ECTS _____

Члени комісії

_____ (підпис) _____ (прізвище та ініціали)

_____ (підпис) _____ (прізвище та ініціали)

_____ (підпис) _____ (прізвище та ініціали)

Полтава-2020

Додаток Б

Загальний зразок структури роботи

Вступ.....

1. Теоретична частина.....

.....

2. Загальна частина (завдання).....

.....

3. Відомість обробки геофізичних діаграм.....

Висновки

Список використаної літератури

Додатки.....