КИЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ІМЕНІ ТАРАСА ШЕВЧЕНКА

ННІ «ІНСТИТУТ ГЕОЛОГІЇ»

Олексій Карпенко

НЕФОРМАЛЬНА ІНТЕРПРЕТАЦІЯ ДАНИХ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

(навчальний посібник)

Зміст

Вступ.

1. Геологічне та техногенне середовище, в якому проводяться дослідження методами промислової геофізики. Методологічні підходи створення фізико-геологічних моделей.
2. Задачі промислової геофізики (дослідження у відкритому стовбурі свердловини).
3. Арсенал методів досліджень.
4. Питання оцінки граничних (кондиційних) значень петрофізичних параметрів. Вирішальні правила (разом з Г. Башкіровим).
5. Шаблонна, нестандартна та інтуїтивна інтерпретація промислово-геофізичної інформації. Подолання суб'єктивної невизначеності.
6. Фізико-геологічні моделі – основа інтерпретаційних технологій.
   - 6.1 ФГМ для тонкошаруватих розрізів свердловин.
   - 6.2 ФГМ сланцегазових товщ (спільно з І. Карпенком).
   - 6.3 ФГМ для оцінки коефіцієнта проникності (спільно з В. Соболем).
   - 6.4 ФГМ гравітаційного каротажу в комплексі з петрофізичними параметрами порід нафтогазових свердловин.
7. Дослідження тонкошаруватих розрізів нафтогазових свердловин.
8. Дослідження перспективних розрізів свердловин на сланцевий газ і газ ущільнених колекторів (спільно з І. Карпенком).
9. Розв’язанні деяких технічних задач при дослідженнях працюючих газових свердловин.
10. Використання методів розпізнавання образів під час інтерпретації матеріалів промислово-геофізичних досліджень.
    - 10.1 Застосування ШНМ при інтерпретації даних ГДС в тонкошаруватих розрізах.

10.2 Застосування дискримінатного аналізу. Родовища Передкарпаття. Нафтове родовище Субботіна.
10.3 Підвищення інформативності даних методу ПС шляхом застосування ШНМ.
Заключення.
Література.

Присвячується моїм вчителям – викладачам Івано-Франківського інституту нафти і газу 70-80х років минулого століття. Особливу вдячність автор висловлює колишнім доцентам кафедри геофізичних досліджень свердловин к.г.-м.н. доцентам В.І. Грицишину, Й.І. Прокопіву, В.Я. Бардовському, професору В.П. Степанюку.

Вступ

Багаторічне спілкування з фахівцями в області інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин, а також власний досвід призвели мене до розуміння, що висновки геологічних заключень за матеріалами промислової геофізики завжди мають ймовірнисний і доволі суб'єктивний характер. Ці відомі й очевидні речі, які прописані в підручниках, викладаються в університетах студентам, усвідомлюються лише з роками. Навіть підрахункові параметри, які визначаються за даними ГДС і є основою при об'ємній методиці оцінки запасів нафти і газу, є результатом моделювання геологічного середовища (порід-колекторів), заснованому на наших експериментах з гірськими породами в умовах, які ніколи не будуть відповідати природному заляганню пластів гірських порід. З цим нам приходиться зміритись і пристосовувати геологічну інтерпретацію матеріалів ГДС до результатів промислового освоєння покладів, пластів, або родовищ нафти і газу. Тобто тривіально, - до максимально можливого співпадіння оцінок продуктивності (або непродуктивності) об'єктів різними фахівцями - геологами, геофізиками і розробниками. Такі сентенції на початку написання навчального посібника викликані бажанням неформально описати процес інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин.

Промислова геофізика як основний інструмент дослідження нафтогазових свердловин, існує вже більше ста років. В її арсеналі величезна кількість методів і методик, які продовжують вдосконалюватись і успішно застосовуються компаніями від міжнародних гігантів типу Шлюмберже, Халібартон, Везерфорд, до невеликих, технічні і методичні можливості яких суттєво менші. В даній роботі мною представлені власні розробки, які в основному базуються на використанні матеріалів – результатів досліджень методами типового комплексу ГДС нафтогазових свердловин, прийнятого в Україні. Частково розробки були орієнтовані на використання даних методів, або апаратури, які відсутні в вітчизняних промислово-геофізичних організаціях.

До мінімуму зведені теоретичні основи, які детально викладені в чисельних фундаментальних (і не тільки) роботах – підручниках, довідниках, монографіях,

які орієнтовані на різні прийоми, способи і методики так званої класичної інтерпретації даних ГДС. В даному посібнику наведені розроблені автором методичні прийоми інтерпретації достатньою мірою апробовані на фактичному матеріалі і значною мірою мали практичне застосування виробничими і науково-дослідницькими організаціями.

Навчальний посібник не є довідником, або керівництвом, в яких зазвичай викладено методичні прийоми інтерпретації каротажних даних по всіх основних методах ГДС. Результати досліджень автора та практичні рекомендації щодо їх реалізації згруповані по розділах, які мають конкретну практичну направленість. Навчальний посібник може бути рекомендований студентам магістратури, які вчаться за спеціальністю «Науки про Землю», аспірантам, науковим співробітникам, фахівцям нафтогазового профілю.

1. Геологічне та техногенне середовище, в якому проводяться дослідження методами промислової геофізики. Методологічні підходи створення фізико-геологічних моделей.

Прийнято вважати, що за результатами досліджень методами промислової геофізики створюється 1-D геологічна модель розрізу свердловини (при розв'язанні геологічних задач). В той же час завдяки поєднанню даних різних геофізичних методів з різним радіусом дослідження вже більше ніж півстоліття вирішується задача дослідження процесу зміни окремих властивостей гірських порід в навколосвердловинному просторі в радіальному напрямку.

Щодо технічних задач, що розв'язуються за допомогою методів ГДС, то їх поділяють на дві групи: дослідження технічного стану свердловини і контроль за розробкою покладів в межах свердловини.

Неоднорідне середовище самої свердловини і геологічного розрізу порід спричиняють масу перешкод при інтерпретації даних промислової геофізики. Як правило, відповідно до конкретного завдання, оцінюються параметри лише однієї частини (одного шару) навколосвердловинногго, або свердловинного простору. Вплив на покази датчиків, або зондів свердловинних приладів зменшують, або компенсують за рахунок процедур фільтрації при геофізичній інтерпретації даних методів.

Суттєвим моментом, який також повинен бути врахований під час інтерпретації, є теоретичне та фізичне обмеження вертикальної роздільної здатності для конкретного методу (або зонда, приладу). Це обмеження вливає на формування геологічної моделі вдовж стовбура свердловини. Також різниця у вертикальній роздільній здатності різних методів каротажу спричиняє «незручності» при комплексній поточковій інтерпретації. Як слід, методично невірно застосовувати при поточковій (безперервній) якісній або кількісній інтерпретації групування даних методів АК-ПС, БК-БМК, БМК-АК т.і.

Все, що написано вище, є лише невеликим переліком методичних особливостей інтерпретації даних геофізичних досліджень в свердловинах, які знайомі фаховому колу геофізиків-професіоналів. Підходи щодо усунення перешкод на шляху отримання максимально достовірної, правдивої геологічної або технічної інформації за результатами оброблення та інтерпретації даних ГДС, є дуже різноманітними і продовжують вдосконалюватись і розвиватись. Деякі нові методичні прийоми або методики щодо вилучення корисної

інформації з геофізичних даних, які розроблені автором, або за його участю, будуть розглянуті у відповідних розділах цієї монографії.

Відносно модельного відображення об’єктів геолого-геофізичних досліджень. Про це напевно написано у всіх підручниках з інтерпретації даних геофізичних досліджень. В той же час кожен дослідник, фахівець індивідуально підходить до процесу моделювання природних явищ. Особливо, коли в його арсеналі є потужні можливості з чисельних методик, способів інтерпретації, алгоритмів та готових комп’ютерних програм. Індивідуальний підхід щодо створення геолого-геофізичної моделі під час інтерпретації добре поєднується з висловлюваннями щодо двоїстості любої моделі.

«Модель має досить чітко відбивати реальність. У геологічної реальності ми бачимо ніби дві її сторони: внутрішню (езотеричну) та зовнішню (екзотеричну). Процеси або явища, що протікають у природі зараз або протікали в геологічному минулому, – це внутрішній бік реального світу. Зовнішня сторона – це об'єкти геології, що сформувалися внаслідок цих процесів. Процеси зумовили сукупність всіх ознак та властивостей, властивих об'єктам геології.

Очевидно, що об'єкти геології, їх ознаки та властивості можна назвати наслідками, а процеси, які формують об'єкти, — причинами. Зрозуміло, у реальному світі ці дві сторони тісно взаємопов'язані, переплетені, і поділ їх на езотеричну та екзотеричну достатньо умовно… Принаймні, треба пам'ятати, що у моделях може переважати відображення то однієї сторони дійсності, то інший. Модель — це певна концепція» [Кноринг, Деч, 1989].

Об'єкт, процес, що вивчається, можна описувати за допомогою безперервних або дискретних, детермінованих або стохастичних, комбінованих т.і. моделей. Прийняття тієї чи іншої моделі залежить від цілей, поставлених дослідником-інтерпретатором, від фактичного рівня наукових знань і значною мірою від наявних засобів вивчення. Вибір типу моделі, звичайно, може бути підказаний самою дійсністю. Цілеспрямованість при побудові моделі надзвичайно важлива. Слід не вивчати до деталей усе те, що пов'язано з поставленою задачею, а намагатися якомога економнішим шляхом йти до її розв’язання. Дослідження моделі буде тим успішнішим, чим більше ґрунтовних міркувань про ймовірні властивості досліджуваного об'єкта прийнято до уваги при її побудові. Тобто, щоб знайти щось треба знати, що шукаєш.

Після вибору схеми та побудови моделі виникає завдання ідентифікації моделі, визначення її параметрів, уточнення структури тощо.

І ще: «Математичне опис, тобто побудова математичної моделі

(моделювання), — процес однозначний. Незважаючи на об'єктивний характер моделі, у діяльності дослідника дуже багато суб'єктивного. І тут треба сказати, що не слід захоплюватися надмірною формалізацією. Все-таки мета науки — прояснення істини, а аж ніяк не затуманювання її. Для цього необхідно апріорне бачення реальності, що вивчається, що надає спостереженням змістовний зміст. Це апріорне бачення виникає на основі неформальних аналогій з уже відомим і баченим, на основі накопиченого досвіду і знань, тобто на основі тієї самої індуктивної інтуїції, яка допомагає вийти за межі вже відомого і яка може призвести до відкриття. А надмірна формалізація якраз прагне придушити цю інтуїцію. При побудові моделей йдеться не про непорушну систему тверджень, а лише про гіпотези.

Найважливішим вимогою до математичної моделі є вимога її адекватності досліджуваному процесу чи об'єкту. Під цим розуміється правильний якісний і кількісний опис процесу (об'єкта) за обраними характеристиками. До цього треба додати наступне. При побудові математичної моделі використовуються різноманітні співвідношення, що пов'язують цікаві для дослідника величини. Деякі із співвідношень виводяться у процесі побудови моделі, але частина їх приймається як вихідні постулати моделі без виведення. Від «якості» цих постулатів, їхньої адекватності суттєво залежить адекватність (узгодженість з реальністю) всієї моделі. Постулати можуть мати різне походження. Одні співвідношення безпосередньо виводяться з універсальних фізичних законів, які не повинні порушуватися в моделі. Адекватність таких постулатів не викликає сумнівів. Аналогічну роль відіграють фізичні закони з обмеженою областю дії, для яких явна можливість застосування у завданні, що вивчається, випливає з універсальних законів». [Кноринг, Деч, 1989].

У багатьох дослідженнях доводиться користуватися законами, що мають інший характер. До них, зокрема, належать феноменологічні закони (такі як закон Гука, Ома, Бойля-Маріотта), тобто досить добре емпірично обгрунтовані закони з обмеженою областю дії, встановленої теж емпірично. У разі залучення феноменологічного закону для побудови математичної моделі одним із центральних стає питання про можливість застосування цього закону (тобто про потрапляння досліджуваного явища у сферу дії даного закону) і про наслідки можливих відхилень від нього.

Використовуються при побудові моделей та напівемпіричні співвідношення, які мають ще менш універсальний характер. Їх зазвичай отримують у результаті поєднання міркувань розмірності та обробки результатів

досліджень. Наприклад, за результатами лабораторних петрофізичних досліджень, — інтерпретаційні залежності типу «керн-керн», керн-геофізика», геофізика-геофізика». Вони можуть виводитися з інших співвідношень подібного характеру. Область застосування таких співвідношень, як правило, обмежена вузькими рамками умов, за яких вони були отримані. Їхнє використання за цими рамками пов'язане з певним ризиком.

Адекватність моделі підвищується з посиленням у ній ролі як добре перевірених фізичних законів, а й тверджень геометрії, і навіть апробованих у досліджуваній області методів застосування математичного аналізу. Зазначимо, що немає адекватності взагалі. Адекватність розглядається за певними ознаками. Будь-яка адекватність лише відносна. З погляду вимоги адекватності складні моделі краще простих, бо застосовуючи складну модель, вдається врахувати більше чинників, які можуть однак уплинути на досліджувані характеристики. Але це може призвести до громіздких, часом неоглядних систем рівнянь, що не піддається на практиці розв’язанню. Адекватність повинна поєднуватись з достатньою простотою моделі відносно обраної системи її характеристик.

У загальному випадку чим вищий ступінь адекватності моделі, тим вона складніша, тобто важче її аналіз, і навпаки, чим модель простіша, тим вона менш адекватна. Чисельна оцінка ступеня адекватності загалом утруднена, але у деяких простих ситуаціях вона може не представляти якихось труднощів. Особливо це відноситься до статистичних завдань. Із загальними методами перевірки адекватності моделі пов'язана проблема перевірки гіпотез, яка є предметом спеціального обговорення в математичній статистиці.

«Один і той же об'єкт дослідження може бути представлений декількома нееквівалентними моделями. Пов'язано це з тим, що інтерпретатор вважає прийнятними кілька робочих гіпотез, кожна з яких має деякий апріорний ступінь правдоподібності, причому ці гіпотези можуть не повністю суперечити один одному, а перекриватися. При подальшому дослідженні правдоподібність тієї чи іншої гіпотези може змінюватись, бо вивчення моделей дає додаткову інформацію. При цьому складається новий погляд на ситуацію і, як наслідок, здійснюється заміна чи звуження первісних моделей. Таким чином, модель «добудовується». У процесі дослідження переходять від одних моделей до інших, а іноді паралельно вивчають кілька моделей. Порівняння результатів дослідження за моделями різного типу (конкуренція моделей) може суттєво збагатити пізнання об'єкта, що вивчається. Наявність кількох моделей може бути викликано різною деталізацією опису» [Кноринг, Деч, 1989]. В наступних главах

буде детально описано критеріальні підходи щодо оцінки можливої деталізації розрізу свердловини виходячи з міркувань практичної доцільності, геологічної будови шаруватого розрізу та роздільної здатності окремих методі в ГДС.

Окрім того, побудова геологічної моделі - процедура завжди неформальна, неоднозначна, що сильно залежить від можливостей дослідника, його знань, досвіду, інтуїції. Незважаючи на об'єктивний характер моделі, вона, як правило, створюється на суб'єктивних засадах — з бажань та уявлень суб'єкта [Кнoринг, Деч, 1989].Тому слід мати на увазі цілу гаму обставин, що впливають на вибір моделі. І хоча конструювання моделі — справа делікатна, проте дві обставини при її створенні є безумовними: від дослідника потрібні глибоке знання об'єкта, що моделюється, його поведінки (відображення) в різних ситуаціях (полях) і добре володіння математичними методами обробки даних.

Об'єктивний і комплексний характер геофізичної інформації, строгість традиційного в геофізиці кількісного підходу до побудови моделей та інтерпретації даних, необхідність залучення різних методів та ЕОМ для розв’язання конкретних геологічних завдань визначають необхідність формалізації інтуїтивно створюваного образу вивченого геологічного об'єкта і очікуваних геологічної моделі об'єкта геофізичного вивчення (ФГМ – фізико-геологічної моделі).

ФГМ - це сукупність даних про комплекс геологічних, геохімічних і геофізичних характеристик, що апроксимують об'єкт, що вивчається, середовище, що його вміщує і породжувані ними фізичні поля, з детальністю, що відповідає поставленим геологічним завданням [Вахромеев, Давыденко, 1989].

Таким чином, з позицій теорії моделювання конкретний об'єкт – це часткова, а ФГМ - загальна моделі досліджуваного класу геологічних тіл. ФГМ відбиває діалектичну єдність та відмінність всіх часткових обурюючих тіл, якими можна описати геологічний об'єкт, що вивчається в електромагнітному, хвильовому, тепловому, гравітаційному, радіоактивному та інших фізичних полях.

З визначення ФГМ випливає, що в загальному випадку вона включає моделі об'єкта та поля, а також модель зв'язку "об'єкт - поле" і є, по суті, моделлю системи "об'єкт - поле". Основними властивостями ФГМ є її узагальнений та комплексний характер, а також фізико-геометрична поліморфність моделі об'єкта.

Узагальнений характер ФГМ обумовлений тим, що її параметри відображають деякі усереднені властивості безлічі можливих і рівноцінних варіантів об'єктів, що моделюються. Справді, наділення елементів моделі

деякими типовими, наприклад, середніми значеннями фізичних і геометричних параметрів автоматично передбачає узагальнення характеристик сукупності реальних геологічних об'єктів і фізичних полів, що спостерігаються над ними. Рівень узагальнення інформації або, інакше, ступінь деталізації елементів моделі залежить від ряду факторів: характеру та кількості апріорної інформації, розподілу фізичних властивостей геологічних елементів моделі, розмірів фізичних неоднорідностей, умов їх залягання та завдань дослідження, а також від рівня непереборних перешкод.

За інших рівних умов, чим меншою інформацією про об'єкт, що моделюється, ми володіємо в своєму розпорядженні, тим більше узагальненою і грубою повинна бути його ФГМ. І тут надмірна деталізація моделі створює лише ілюзію її точності за одночасно низької достовірності, так як ймовірність появи реального об'єкта, що явно виходить за рамки параметрів ФГМ, стає неприпустимо великою. Тому при формуванні ФГМ переважні нехай більш мізерні, але більш різноманітні дані по низці еталонних об'єктів, що моделюються. Це дозволяє врахувати мінливість параметрів ФГМ і прийти до побудови надійніших моделей, ніж при використанні великого обсягу інформації, але за єдиним еталонним об'єктом.

Фізико-геологічні моделі в розвідувальній геофізиці зазвичай поділяють на детерміновані, статистичні і стохастичні [Вахромеев, Давыденко, 1989] .

Детерміновані ФГМ формують виходячи з припущення, що невипадкові величини, що визначають стан моделей об'єкта, однозначно визначають відповідні невипадкові характеристики моделей фізичних полів.

Стохастичну (імовірнісну) ФГМ називатимемо модель, що має хоча б один випадковий параметр.

Випадковий характер параметрів моделі об'єкта обумовлює необхідність розрахунку числових характеристик аномальних ефектів у вигляді математичних очікувань, дисперсій, кореляційних функцій т.і. Використовуючи математичний апарат для аналізу функцій випадкових величин, можна вирішити завдання, пов’язане із створенням стохастичної моделі, а також розрахувати взаємні кореляційні зв’язки між випадковими параметрами об'єкта та параметрами геофізичних полів.

Особливо ефективні стохастичні моделі за необхідності моделювання геологічних об'єктів зі складною внутрішньою будовою за допомогою значного скорочення числа параметрів для опису моделі на відміну від детермінованого підходу.

Наведені методологічні підходи щодо створення фізико-геологічних моделей є обов’язковою передумовою вірного уявлення про комплексний характер геолого-геофізичної інтерпретації даних геофізичних досліджень і роль дослідника-інтерпретатора в цьому процесі.

4. Особливості вивчення тонкошаруватих відкладів розрізів нафтових і газових свердловин за даними геофізичних досліджень. Стан проблеми

4.1 Особливості дослідження тонкошаруватих розрізів методами ГДС та проблеми, що виникають при вирішенні геолого-промислових задач при їх вивченні.

Тонкошаруватий тип розрізу осадових гірських порід по-різному трактується фахівцями - представниками різних геологічних дисциплін. Поняття "шар" у загальній геології - це "елементарна одиниця шаруватої текстури осадових порід, що відрізняється від суміжних подібних одиниць речовинним складом, розміром часток, мінералогією, структурою порід, характером включень, фарбуванням і т.п."; у польовій геології "шар" визначається як "елементарна одиниця при описі розрізу". У стратиграфії - це «термін вільного користування для позначення дрібних літостратиграфічних підрозділів, що часто мають локальний розвиток». "Шарування" ("слойчатость" - рос.) характеризується як "текстура осадових гірських порід, що виражається в чергуванні тонких шарів (слойков - рос.) потужністю від 1 мм до 1 см". Загальним у наведених визначеннях є властивість гірських порід шару відрізнятися від порід, що його вміщують, якимись характеристиками, що є предметом вивчення конкретної геологічної науки. Таким чином, термін, що широко використовується, - "тонкошаруватий розріз" повинен мати відмінні риси в різних геологічних і геофізичних дисциплінах. У геофізиці термін "тонкошаруватість" пов'язаний з геометричними роздільними здатностями методів досліджень. В галузі геофізичних дослідженнях свердловин "тонкошаруватість" - це властивість розрізу складатися з послідовності окремих шарів гірських порід, які відрізняються друг від друга літологічними і колекторськими характеристиками, що створює аномалії на кривих методів ГДС, ширина яких знаходиться на межі вертикальної роздільної здатності методів, або недостатня для кількісної оцінки геофізичних і геометричних параметрів цих шарів. Природно, при геологічній інтерпретації результатів ГДС по таких аномаліях неможлива точна оцінка літологічних, ємнісних чи промислових характеристик шарів (з використанням стандартних прийомів інтерпретації).

Так, в роботі [Мамяшев, Глазунов, 1988] вказана нижня межа оцінки позірного опору пластів в шаруватій товщі біля 2 м Вони поділяють шаруватість на рівні: перший - макрошаруватість і другий - мікрошаруватість. Для першого

рівня шаруватості характерні прошарки порід від 2 м і менше - до нижньої межи роздільної здатності методів - 0,4 - 0,6 м. Для таких товщ звичайно використовують спеціальну методику оцінки колекторських властивостей для шаруватої пачки порід за даними електрометрії свердловин. Її особливості застосування будуть розглянуті нижче. Якщо неоднорідність суттєво менше за вертикальну роздільну здатність методу (шаруватість не виділяється за формою кривих), то використовують "методику анізотропного пласта" за В.П. Журавльовим, також з використанням даних електричних методів. При застосуванні наведених методик можливе отримання лише наближених значень геофізичних параметрів (питомого електричного опору) окремих літологічних складових шаруватої товщі.

Часто використовуваний вираз "тонкошаруватий розріз" без прив'язки до конкретної геологічної чи геофізичної області дослідження створює труднощі при зіставленні результатів діагностики гірських порід різними методами. Так, навіть для різних методів каротажу при дослідженнях нафтових і газових свердловин, вертикальна роздільна здатність змінюється у відчутних межах - від перших десятків сантиметрів (мікрометоди, БК і кавернометрия) до 2 - 4 метрів (градієнт-зонди БКЗ великих розмірів). Для більшості звичайних вимірювальних установок радіоактивних, акустичних, електричних фокусованих методів ця величина складає 0,4 - 0,8 м. Цифри є наближеними, тому що роздільна властивість, у кожному конкретному випадку залежить від свердловинних умов, співвідношень вимірюваних параметрів близько розташованих шарів і прошарків, частоти чергування шарів з різними властивостями. Наприклад, для одиночного шару можливо визначити величину $\rho_{ЗП}$ за показами тільки малих градієнтів-зондів за товщини не менш 1 м [Итенберг, 1972, с.103]. Це - граничний розмір шару, достатній для отримання оптимального значення питомого опору. Визначення величини питомого опору шару $\rho_{П}$ з використанням показів великих градієнтів-зондів вимагає ще більшої граничної товщини одиничного шару. В методі АК визначення величини інтервального часу ΔT доцільно проводити, коли товщина одиничного шару більша за базу зонда, звичайно - 0,4 м (в апаратурі типу СПАК).

Перераховані граничні значення товщин тонких одиничних шарів, достатніх для визначення їхніх геофізичних характеристик, а далі - і ємнісних властивостей, не підходять для пачок або шарів тонкошаруватої товщі розрізу. Внаслідок взаємного впливу на покази зондів (особливо великого розміру, із значним радіусом зони дослідження) ряду сусідніх шарів і прошарків з різними

значеннями геофізичних параметрів, результуюча каротажна крива матиме згладжений вигляд, тобто буде спостерігатись і реєструватись інтегральна характеристика тонкошаруватого розрізу свердловини.

Прикладами вищенаведеного є зображення каротажних кривих методів стандартного комплексу ГДС із повторним записом ГК в інтервалі розрізу тонкошаруватого типу св. № 2-Княгиницька (рис.4.1). На виділених сірим кольором ділянках визначаються місця із неоднозначною геофізичною характеристикою за даними ГК - одного з основних методів оцінки глинистості та літологічної приналежності прошарків. Внаслідок статистичних флуктуацій та інших причин, які впливають на точність запису природної радіоактивності, на цих ділянках змінюється знак та величини аномалій ГК при повторних записах, що вказує на неможливість навіть якісного проведення роздільної геолого-геофізичної діагностики за наявними кривими. Відносна похибка оцінки ГК у наведеному прикладі складає 5,9 %, абсолютна - 0,0323 А/кг (0,45 мкР/год). За таких значеннях у слабодиференційованому тонкошаруватому розрізі із високим вмістом глинистого матеріалу (і, відповідно, підвищеною природною радіоактивністю) проблематична не тільки кількісна, але й якісна геологічна інтерпретація геофізичних аномалій.

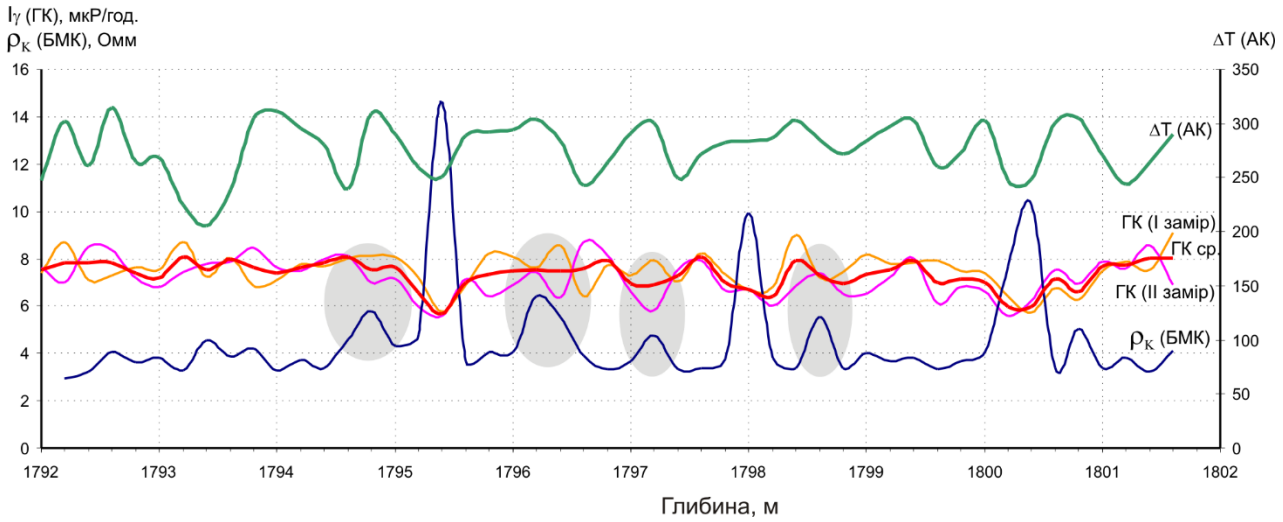

Рис. 4.1. Приклад неоднозначної геофізичної характеристики тонких прошарків при повторних записах кривої ГК (св. № 2-Княгиницька)

На рис.4.2 наведено результати дослідження впливу середньої товщини прошарка в певному інтервалі тонкошаруватого розрізу свердловини на величину парного коефіцієнта кореляції між значеннями методів ГК і БМК. Наведені залежності були отримані при дослідженні промислово-геофізичного

матеріалу з розрізів свердловин газових родовищ Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (дашавська світа неогенового віку). Як видно, із зменшенням середньої товщини прошарка, втрачається кореляційний зв’язок між кривими, що також є свідченням обмеження геометричних характеристик вимірювальних установок каротажних приладів при дослідженнях тонкошаруватих відкладів.

Таким чином, у вище наведеному можна виділити наступне: слід конкретизувати визначення терміну "тонкошаруватий розріз" для геологічних об’єктів, що досліджуються методами промислової геофізики і використовувати його для таких типів розрізу, геометричні властивості якого не дозволяють із застосуванням звичайних (стандартних) способів інтерпретації проводити кількісну оцінку геофізичних параметрів і геологічних властивостей окремо по кожному пласту (прошарку) малої товщини певної літологічної приналежності.

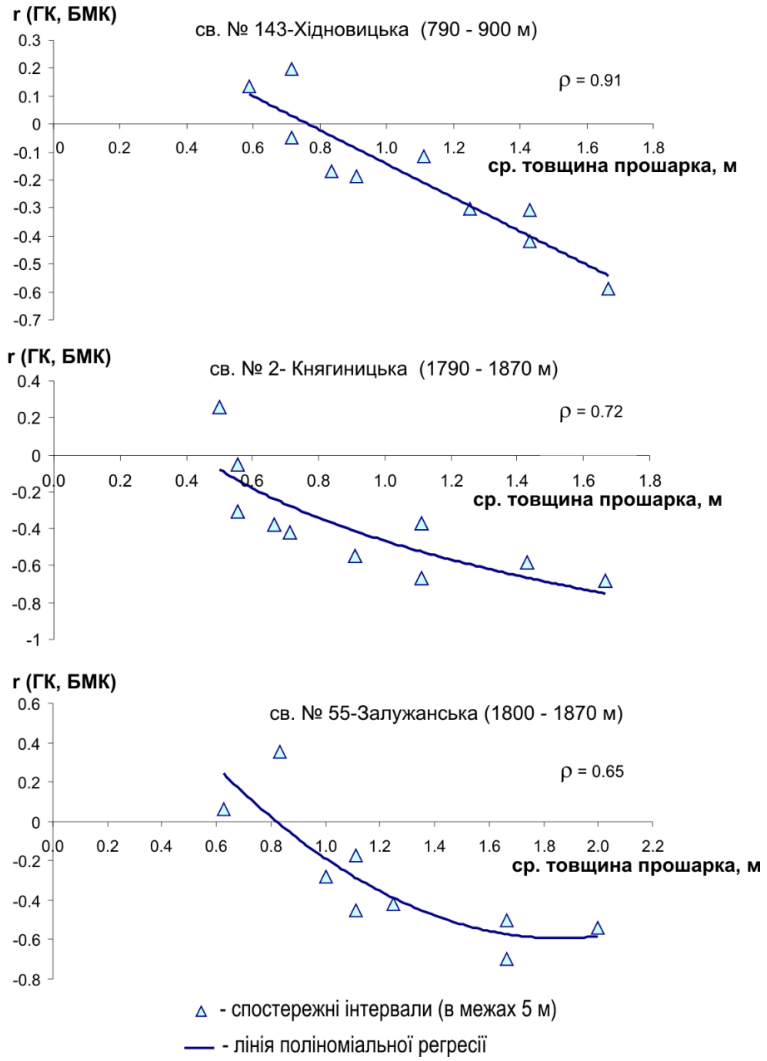

Рис. 4.2. Залежність коефіцієнта кореляції між кривими ГК і БМК в межах 6 м

інтервалу тонкошаруватого теригенного розрізу із підвищеною глинистістю від середньої товщини пласта

Розрізи подібного типу мають досить широке розповсюдження в нафтогазоносних провінціях: окрім неогенових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського передового прогину (рис.4.3, 4.4), вони зустрінуті при розкритті бурінням теригенно-туфових відкладів Закарпатського внутрішнього прогину, газоносної картамишської світи Дніпровсько-Донецької западини, нафтоносних відкладів Передуральского прогину, у Південному Казахстані, юрських відкладів центральних районів Західного Сибіру.

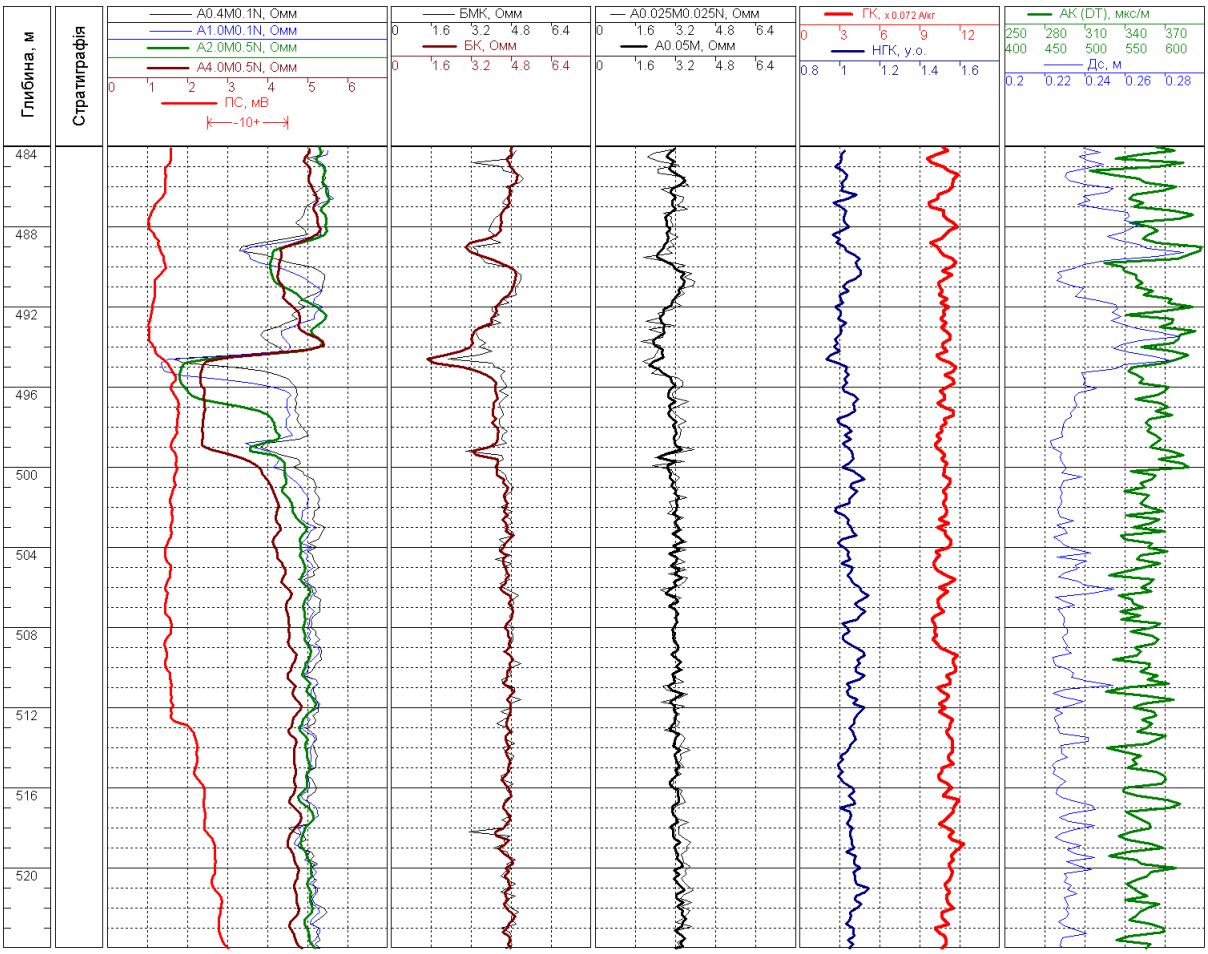

Рис. 4.3. Приклад відображення на промислово-геофізичних діаграмах типового тонкошаруватого теригенного розрізу (св. № 1 Тейсарівського газового родовища, дашавська світа)

Значний внесок у дослідження петрофізичних особливостей низькопористих та тонкошаруватих порід, що складають розрізи газових родовищ Передкарпатського прогину зробив В.О. Федишин своїми роботами по встановленню кондиційних границь існування колекторів, по вивченню фільтраційних властивостей низькопорових колекторів на усталених режимах фільтрації [Федишин, 2003; Федишин, 2002; Федишин, Нестеренко, Іванишин, 1998; Федишин, Нестеренко, Ципенюк, 1993]. Автором робіт неодноразово відмічається, що у наведених розрізах із наявністю тонкошаруватих колекторів виникають проблеми освоєння покладів газу, що пов'язано із впливом неоднорідності та анізотропним розподілом пористості та проникності на потенційні можливості газовіддачі. При значному вмісті глинистих порід-прошарків в розрізі погіршуються умови вилучення газу і збільшується неоднозначність геофізичних заключень, що пов'язане із впливом набухання глинистого матеріалу під час будівництва свердловини.

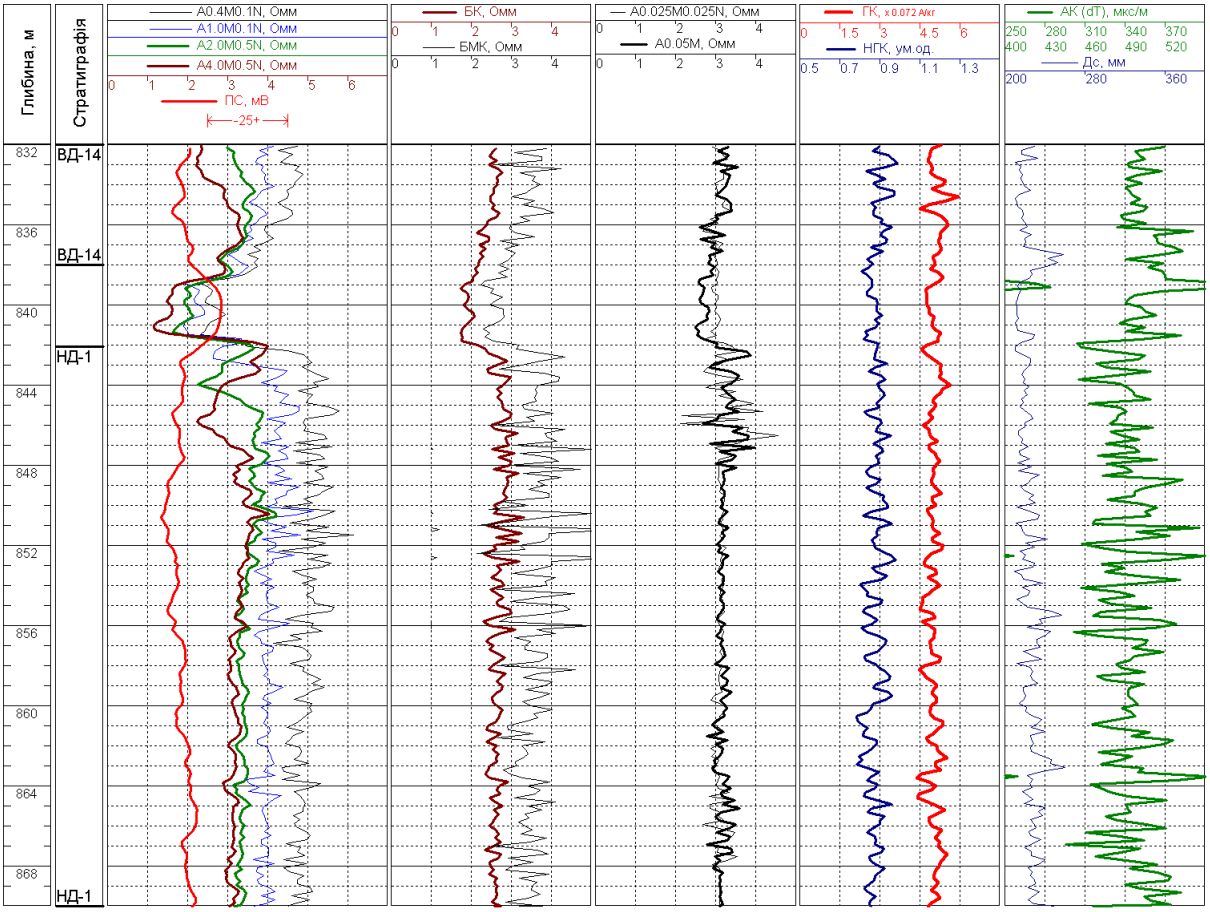

Рис. 4.4. Відображення на промислово-геофізичних діаграмах продуктивної частини тонкошаруватого теригенного розрізу (св. № 146 Хідновицького

газового родовища, дашавська світа).

В.О. Федишин запропонував номограму визначення кондиційних значень параметрів колекторів за мінімально рентабельним дебітом в залежності від ефективної товщини колектора, коефіцієнта проникності, коефіцієнта ефективної пористості для відкладів неогенового віку газових родовищ Передкарпатського прогину. Проте, залишається відкритим питання достовірної оцінки визначення зазначених фільтраційно-ємнісних параметрів окремих пластів у тонкошаруватому розрізі за даними ГДС.

Д.Д. Федоришиним [Федоришин, 1998] розроблені теоретико-експериментальні основи створення петрофізичних моделей тонкопрошаркових порід-колекторів нафти і газу з метою їх діагностики за даними ГДС. Ця робота направлена на створення петрофізичних моделей на основі виявлення петрофізичних зв'язків (в основному - на базі результатів лабораторних досліджень) для колекторів нафти і газу з метою визначення підрахункових параметрів. Також в дисертації Д.Д. Федоришина розкриваються можливості використання даних ГК з колімацією детектора в свердловинному приладі з метою покращення вертикальної роздільної здатності методу при дослідженнях тонкопрошаркових розрізів. Значна за обсягом та змістом науково-дослідна робота, що знайшла відображення у дисертації [Федоришин, 1998], охоплює продуктивні відклади Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, що представлені чергуванням піщано-глинистих пластів, товщина яких дозволяє проводити кількісні визначення їх геофізичних і колекторських характеристик за даними промислово-геофізичних матеріалів. Проте, залишається доволі проблем при вивченні методами промислової геофізики потенційно продуктивних тонкошаруватих відкладів, в межах яких оцінка колекторських властивостей окремих пластів і прошарків, як було вказано вище, не може бути виконана з використанням стандартних способів і методик інтерпретації.

Форми кривих зондів електричних методів - градієнт- і потенціал-зондів (звичайних та буферних) для пачок тонких пластів високого та низького опорів вивчались багатьма відомими дослідниками, починаючи з 30-х років минулого століття (Комаров С.Г., Дахнов В.М., Кулінкович А.Є., Кузнєцов М.І., Озерська М.Л., Шакіна М.І., Шейнман С.М. т.і.). Так, в роботі В.М. Дахнова [Дахнов, 1962] наведено характерний приклад зображень таких кривих, змодельованих шляхом використання сіткового електроінтегратора. А.Є. Кулінковичем та ін. в роботах [Кулинкович, 1958, 1965*, 1965**] наведено результати теоретичних та експериментальних досліджень впливу анізотропії гірських порід, що складають

стінки свердловин, на покази зондів та результати інтерпретації даних методу БКЗ.

Вагомий внесок в теорію прикладної інтерпретації даних електричного каротажу з метою оцінки електричних характеристик пластів, неоднорідних за своєю будовою та зоною проникнення, був зроблений українським вченим М.Д. Красножоном [Красножон, 1982, 1983, 2001]. Значну кількість праць відомих фахівців в області теорії і практики електричних досліджень свердловин зроблено з метою створення методик визначення достовірних значень електричних опорів пластів в тонкошаруватому розрізі. Слід відмітити роботи Т.С. Ізотової, Н.Ф. Радченко, С.Д. Рябчун [Изотова, Радченко, Рябчун, 1975], Кнеллера Л.Е.. Потапова А.Л. [Кнеллер, Потапов, 1996], Левченка А.А.. Чаадаєва Є.В.. Пантюхіна В.А., Сидорчука А.І. [Левченко, Чаадаев, Пантюхин, 1990; Сидорчук, Чаадаев, 1972; Сидорчук, 1971]. Так, в роботі [Левченко, Чаадаев, Пантюхин, 1990] наведено результати досліджень впливу характеру проникнення фільтрату промивної рідини на форму кривих БКЗ у анізотропному розрізі (або окремих пластах) свердловини. Більш детально цей факт буде розглянуто у наступних розділах.

В роботі співробітників УкрНДГРІ Т.С. Ізотової і О.В. Бондаренка [Ізотова, Бондаренко, 2001] надано визначення тонкошаруватому розрізу. Це розрізи, які "представлені перешаруванням пластів пісковиків і глин потужністю до 4 м; - гранична потужність пластів, що дає можливість достовірно визначати насичення порід за БКЗ". Автори виділяють мікрошаруваті розрізи, які "представлені перешаруванням пластів товщиною менше 0,8 м, що спричиняє суттєве зниження диференціації методів каротажу за рахунок анізотропії та інерційності апаратури". Наведена класифікація відрізняється від запропонованої в роботі [Мамяшев, Глазунов, 1988], що вказує на деяку невизначеність в оцінці різними авторами верхніх меж товщин пластів в тонкошаруватих розрізах. Нижче нами буде надано розроблену власну типізацію тонкошаруватих розрізів за кількісними статистичними критеріями.

У наведеній роботі [Ізотова, Бондаренко, 2001] відмічено, що авторами розроблено алгоритми, за допомогою яких можливо визначення ряду параметрів пластів в тонкошаруватому розрізі. Запропонована методика працює в такій області тонкошаруватих розрізів, де є можливість оцінки точних значень геофізичних параметрів окремих пластів. Тобто, - в розрізах с існуванням значних за товщиною пластів. Проте, в дисертаційній роботі розглядаються та пропонуються шляхи та способи визначення якісних і кількісних ємнісних

характеристик всіх основних літотипів порід окремих виділених тонкошаруватих пачок незалежно від товщини прошарків або пластів.

Т.С. Ізотовою розроблено оригінальний алгоритм дрібного розчленування розрізів свердловин на тонкі прошарки (до декількох десятків сантиметрів) певної літофаціальної приналежності. В основі алгоритму покладено факт існування певної форми та тісноти кореляційних зв'язків (виражених через параметр парної кореляції) між геофізичними параметрами для окремих літологічних типів порід. Автором алгоритму використано процедури фільтрації геофізичних сигналів для підвищення контрастності незначних аномалій на каротажних діаграмах.

Значні роботи по створенню інтерпретаційних залежностей типу "керн-керн" і "керн-геофізика" для інтерпретації даних ГДС в тонкошаруватих розрізах виконано в ІГГГК НАН України [Куровець, Притулко, 2000]. Авторами пропонується певна послідовність робіт по виділенню інтервалів і пластів з підвищеною піскуватістю та при оцінці їх колекторських властивостей в тонкошаруватих розрізах. Ефективну потужність пропонується визначати (вручну, на каротажних діаграмах) по аномаліях на кривих МКЗ, БМК, АК. Коефіцієнт піскуватості і подальші розрахунки виконуються з використанням визначеної сумарної ефективної потужності таких піщано-алевритових прошарків в тонкошаруватій товщі. Окрім того, пропонується використання даних ПС і ГК для оцінки коефіцієнта піскуватості. Як буде показано далі, в інших розділах даної роботи, такій підхід не завжди забезпечує необхідну точність оцінки вмісту піскуватості внаслідок існування різних форм глинистого матеріалу в тонкошаруватих товщах - шаруватої та міжзернової в складі шарів пісковиків і алевролітів. При подальших розрахунках колекторських властивостей неврахування факту існування міжзернової розсіяної глинистості може призвести до значних помилок в оцінці колекторських параметрів і характеру насичення тонкошаруватих пластів і розрізів.

З аналізу змісту наведених робіт, слід відмітити, що, незважаючи на значні досягнення в теорії і практиці інтерпретації даних електричних методів ГДС, геофізичні характеристики або покази на каротажних кривих напроти тонкошаруватих інтервалів розрізів свердловин в більшості випадків не дозволяють безпосередньо проводити ефективну кількісну та якісну геофізичну і геологічну інтерпретації для окремих шарів гірських порід малої товщини. Це стосується і даних інших, неелектричних методів.

В.І. Мітасовим наведено основні аспекти проблеми виявлення і оцінки

ємнісних властивостей тонкошаруватих порід-колекторів в глинистих типах розрізів свердловин за даними ГДС. Автором виділяються окремі типи колекторів в розрізах свердловин, які характеризуються:

- високим вмістом глинистого матеріалу (глинисті товщі), якій відмічається за результатами інтерпретації даних ГДС;
- наявністю твердих домішок, що призводять до утворення додаткової пористості гранулярного типу, що має назву додаткової.

Для виявлення колекторів в наведеному глинистому типі розрізу В.І. Мітасовим пропонується відповідна методика, яка дозволяє виконувати роздільну, або перколяційну (від лат. percolation - фільтрація, розділення), оцінку властивостей кожного літологічного типу порід, що складають цей розріз. На першому етапі створення інтерпретаційної моделі вивчається характер зміни об’ємних компонентів глинистої породи в залежності від способу включення в ній твердих домішок, наприклад, коефіцієнта загальної пористості від глинистості. На другому етапі будується петрофізична модель кожної компоненти за даними досліджень кернового матеріалу. На третьому етапі створюється власно інтерпретаційна модель тонкошаруватих глинисто-алевролітових порід, основою якої є "чисті" у літологічному відношенні компоненти. Таким чином, В.І. Мітасовим запропоновані шляхи створення інтерпретаційних моделей (для методів ГДС) для глинистих розрізів свердловин із різним за характером включенням уламкового алевритового матеріалу. Обмеженнями для використання наведеної моделі є наступне:

- модель створена для переважно глинистого розрізу, коли на геофізичних діаграмах відсутня диференціація каротажних кривих, тобто не розглядаються чисельні випадки інших тонкошаруватих типів розрізів з різними співвідношеннями та характерними значеннями товщин окремих пластів та прошарків;
- в інтерпретаційній моделі використовуються петрофізичні характеристики лише для окремих, найбільш "віддалених" за властивостями, "чистих" літологічних типів порід;
- в інтерпретаційній моделі, розробленої лише для 2-х методів - НГК і ГГК-Щ (?!), не враховуються індивідуальні риси петрофізичних зв’язків, що притаманні різним літотипам тонкошаруватого розрізу.

Крім того, у вищенаведених останніх роботах автор не враховує суттєві відмінності у ємнісних, мінералогічних і петрофізичних властивостях глинистого матеріалу, що знаходиться у гірських породах різних літологічних типів - від

власно глинистих порід до алевролітів і пісковиків з різним коефіцієнтом глинистості. Тому залишається не вирішеною проблема виявлення продуктивних пластів або покладів та оцінки їх колекторських і продуктивних характеристик у власно тонкошаруватих типах розрізів, коли вертикальна диференціація кривих різних методів не дозволяє проводити кількісну геофізичну і геологічну інтерпретацію даних ГДС.

В роботі [Гафич, Колісніченко, 2001] наводяться основні проблеми, з якими зіштовхуються геофізики при інтерпретації даних ГДС у тонкошаруватих розрізах свердловин. Велику увагу автори приділяють питанням оцінки питомого опору колекторів у тонкошаруватій товщі. Описуються недоліки та обмеження використання даних АК для оцінки пористості порід у тонкошаруватому розрізі, які пов'язані із недостатньою роздільною здатністю методу та невідповідностями результатів лабораторних і свердловинних визначень інтервального часу. Пропонуються шляхи в напрямку покращення ситуації з недостатньою вертикальною роздільною здатністю свердловинної апаратури: описується новий зондовий пристрій мікроакустичного каротажу (МАК) з базою зонда 0,2 м та рекомендується до застосування колімований зонд методу ГК.

Після наведених особливостей та складнощів щодо вивчення тонкошаруватих розрізів свердловин за даними геофізичних методів слід відмітити ще один важливий аспект, характерний насамперед для відкладів неогенового віку Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Це - різна ступінь консолідованості гірських порід на різних глибинах. Газонасичені поклади розміщені тут на глибинах від декількох сот метрів до 3 і більше кілометрів. Чисельні дослідження кам'яного матеріалу - керну і шламу [Федоришин, 1998; Леськів, Щерба, 1979; Карпенко, Локтєв, 2001; Локтєв 2004 т.і.] свідчать, що породи в верхніх частинах розрізів свердловин - до 1 і більше км знаходяться, як правило, у слабоущільненому стані, представлені слабоконсолідованими глинами, пісковиками і алевролітами. Ємнісно-фільтраційні властивості їх змінюються в широких межах, що затрудняє проведення якісної інтерпретації геофізичних матеріалів, особливо при використанні способів, заснованих на перколяційній оцінці властивостей окремих літологічних груп тонкошаруватого розрізу.

4.2 Геолого-геофізична характеристика тонкошаруватих товщ на прикладі родовищ вуглеводнів Передкарпаття та їх типізація.

Розглянемо проблемні питання, пов'язані із дослідженням тонкошаруватих

товщ гірських порід. Саме такі породи поширені у розрізах чисельних газових родовищ Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Гірські породи теригенного складу, макро- і мікрошаруваті, переважають у відкладах неогенової системи, а також - у неокомскому і сенонському відділах крейдяної системи. Основні газові родовища зосереджені власно у тонкошаруватих розрізах, і значні перспективи відкриття нових продуктивних покладів і горизонтів в регіоні слід пов'язувати з крейдовою і неогеновою системами.

Наведемо основні риси літологічного складу і колекторських властивостей теригенних порід у тонкошаруватих відкладах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, розкритих бурінням по окремих стратиграфічних світах та горизонтах за даними [Федишин, 2003; Федишин, Нестеренко, Іванишин, 1998; Карпенко, Локтєв, 200; Локтєв, 2004; Леськів, Щерба, 1979 т.і.] і результатами власних досліджень.

Нижньокрейдовий відділ складений пісковиками, вапняками, глинами, аргілітами і глинистими алевролітами товщиною від 80 до 200 м, а на північному заході Зовнішньої зони в розрізі з'являються органогенно-уламкові, піщані і органогенно-детритові вапняки.

Верхньокрейдові відклади найбільшу товщину мають на Угерському і Більче-Волицькому родовищах. Їх сеноманський, туронський яруси і сенонський підвідділ складені пісковиками, алевтролітами, мергелями, глинами і вапняками [Леськів, Щерба, 1979]; в сенонських відкладах присутні переважно тонкошаруваті верстви.

Неогенова товща складена відкладами карпатію, баденію і нижнього сармату верхньомоласової підформації та залягає на різновікових донеогенових породах – від верхнього протерозою до еоцену включно.

Відклади карпатію (товщиною до 100 м) на Твіржівській, Більче-Волицькій, Тейсарівській та на інших площах заповнюють нерівності давнього ерозійного рельєфу. Складені вони зеленувато-сірими різнозернистими пісковиками з поровим і базальним типами цементу глауконітового і монтморилонітового складу, алевролітами, зрідка прошарками темно-сірих піскуватих глин. У підошві карпатію залягають конгломератовидні породи - з уламків вапняків, мергелів і пісковиків. При огортанні цими пісковиками газоносних мезозойських відкладів утворюється єдиний масивний поклад або покришка, у випадку фаціального заміщення пісковиків карпатію мергелями і аргілітами [Локтєв, 2004].

Баденський ярус складений відкладами богородчанської світи (баранівські

верстви) нижнього бадену, тираської світи (гіпсо-ангідритовий горизонт) і косівської світи верхнього бадену.

Відклади богородчанської світи (баранівські верстви) трансгресивно залягають на породах від рифею до карпатію, складено мергелями і глинами з проверстками пісковиків, туфогенних порід, рідко - вапняків. Їх товщина коливається від 5 - 30 м до 60 - 100 м.

Основними породами тираської світи (інша назва - гіпсо-ангідритовий горизонт) товщиною до 50 м (зрідка 80 - 100 м) складаються з дрібно- і крупнокристалічних гіпсів, сірих і блакитнувато-сірих ангідритів з прошарками глин, пісковиків, карбонатних порід і кам'яної солі. Сіль в районі міста Коломия утворює лінзовидні тіла. Гіпси і ангідрити відкладалися в неглибокому басейні. У напрямку до Карпат в тираській світі з'являється більше теригенного матеріалу і зменшується товщина гіпсів і ангідритів. В сторону платформи гіпси і ангідрити заміщуються ратинськими вапняками.

Відклади косівської світи верхнього бадену і дашавська світа нижнього сармату, за даними вивчення фауни форамініфер і молюсків, представлена мілководними морськими, солонуватоводними, а також континентальними відкладами. З ними в окремих місцях Зовнішньої зони (район м. Коломия) пов'язані невеликі родовища бурого вугілля.

Основні породи косівської світи - це сірі, темно-сірі вапнисті глини і аргіліти з проверстками ясно-сірих вапнистих дрібнозернистих пісковиків і алевролітів, рідко мергелів, туфів і туфітів. Вміст пісковиків у розрізі косівської світи збільшується із зростанням її загальної товщини, яка в прогині змінюється від перших десятків метрів на піднятих ділянках Сторожинецького і Угерсько-Косівського блоків до 400 м у зануреній південно-східній частині останнього, сягаючи до 400 - 700 м в найзануренішому Крукеницькому блоці на Новосілківському і Майничському родовищах [Леськів, Щерба, 1979].

Нижньосарматські відклади (нижньо- і верхньодашавська підсвіти) складені перешаруванням сірих і темно-сірих сланцевих, аргілітоподібних глин і світло-сірих, сірих, зеленувато-сірих різнозернистих вапнистих пісковиків та алевролітів з рідкими прошарками туфів і туфітів. Як встановлено, туфи і туфіти в значній мірі піритизовані, внаслідок чого, вони легко виділяються на діаграмах електрокаротажу дуже низькими значеннями уявного електричного опору. Власно ці відклади, а також - породи косівської світи є основними об'єктами досліджень в даній роботі.

Типова літолого-петрографічна характеристика піщано-алевритових

колекторів сармату наводиться на прикладі Летнянського газового родовища.

Пісковики в основному дрібнозернисті (переважає фракція 0,1 - 0,25 мм, олігоміктові, шаруватої і неясно шаруватої текстури. Уламковий матеріал представлений зернами кварцю, 10 - 15 % складають уламки порід: кварцити, кременисті сланці, одиниці відсотків приходиться на долю пелітизованих польових шпатів. Тип цементації, в основному, базальний, контактово-поровий та виповнення пор. Цемент представлений тонкозернистим кальцитом, інколи - глинистими мінералами, але частіше цемент змішаного складу. Алевроліти - олігоміктові, рідше - кварцові, інколи - з домішкою гравелітового матеріалу шаруватої текстури.

Глинисті породи нижньосарматської підсвіти, що складають основну товщу відкладів, сірі і темно-сірі, тонковерствуваті, вапнисті [Леськів, Щерба, 1979]. На північному заході Крукеницького блоку (Хідновицьке, Садковицьке газові родовища) вони мають ясно-коричневий відтінок, на південному сході (площі Пиняни, Залужани) - сірий до землистого. Кластичні домішки представлені алевролітовими зернами кварцу (3 - 5 %), рівномірно розсіяними у породі. Зустрічаються розсіяні дрібні зерна піриту, рідше лейкоксену. Верствуватість глин зумовлена скупченнями органічних залишків.

За даними термічних, рентгенографічних і хімічних аналізів основна тонкодисперсна маса глин (фракція менше 0,001 мм) складається з гідрослюдистих мінералів типу брамаліту - різновиду іліту з великим вмістом води. Еквівалентна ємність поглинання сарматських глин досягає 49,7 - 55 моль на 0,1 кг породи. При взаємодії з прісною водою нижньосарматські глини збільшують свій об’єм майже в 2,5 рази [Леськів, Щерба, 1979]. Набухання найбільш інтенсивне у перші 20 годин, коли їх об’єм збільшується на 70 - 30 %. Ступінь набухання залежить від хімічного складу водяних розчинів і концентрації розчинених у них речовин. Глини набухають до глибини 2900 - 3100 м, після чого завдяки дегідратації щільність їх починає зростати і вони літифікуються до аргілітоподібних.

За даними рентгеноспектрального аналізу у відмучуваних декарбонатизованих фракціях глин сарматських відкладів установлені натрій-кальцій-магнієвий монтморилоніт, магній-залізистий хлорит і гідрослюда (іліт) [Притулко, Сребродольський, 1998]. Переважає гідрослюда (діапазон вмісту - 29 - 78 %). Далі йдуть хлорит, монтморилоніт, каолініт т.і. Зі зростанням глибини залягання спостерігається зменшення вмісту монтморилоніту і на глибинах понад 3200 - 3600 м він практично відсутній, перетворився в процесі катагенезу

в гідрослюду. Також, за даними [Притулко, Сребродольський, 1998] вважається, що мінеральний склад глинистих порід і цементного матеріалу пісковиків ідентичний. Всі глинисті породи карбонатизовані. Вміст кальциту складає 4 - 24,5 %.

На рис.4.5 наведено результати літолого-мінералогічних досліджень глинистого матеріалу, отриманого з шламу з розрізів свердловин Залужанського газового родовища (св. № 7, 8, 10, 13, 15, 16, 19, 30, 33; лабораторні дослідження виконані в УкрДГРІ). Представлені відклади дашавської (горизонти ВД-13 - НД-14) і косівської світ в інтервалах глибин від 1141 до 4015 м. Розподіли глинистих мінералів свідчать про загальні майже стабільні співвідношення вмісту окремих мінералів із середніми значеннями: гідрослюда - 77,8 %, монтморилоніт - 15,3 %, хлорит - 6,9 %.

Колекторські властивості теригенних порід тут визначаються не стільки умовами седиментогенезу, скільки вторинними перетвореннями [Леськів, Щерба, 1979]. Останні, зокрема, ускладнюють конфігурацію пор і зменшують об’єм початкового міжзернового простору пісковиків за рахунок заповнення його епігенетичними мінералами.

Певною мірою колекторські властивості порід залежать і від глибини залягання. У Зовнішній зоні на глибині 2500 - 4500 м припливи флюїдів були незначними, хоч за піскуватістю ці розрізи аналогічні розрізам на глибині 1000 - 1500 м, де були отримані великі припливи. Дослідження показали, що основною причиною відсутності флюїдів у слабо піскуватих розрізах на великих глибинах є погіршення фільтраційно-ємнісннх властивостей колекторів до стану, характерного для порід, давніших за нижньосарматські.

Вплив геостатичного тиску на колекторські властивості піщано-глинистих порід по-різному оцінюють дослідники. Одні вважають, що цього впливу майже немає, інші - що із збільшенням геостатичного тиску колекторські властивості порід погіршуються.

Нижньодашавська підсвіта має максимальну товщину понад 4500 м у зануреному вздовж Краковецького розлому північно-східному крилі Крукеницького блоку в свердловині № 7-Новосілківська.

Відклади верхньодашавської підсвіти світліші, ніж відклади нижньодашавської. Їх максимальна товщина в зоні Краковецького розлому дорівнює 1900 м. Пісковики і алевроліти складають в основному не більше 10 - 15 % від загальної товщини.

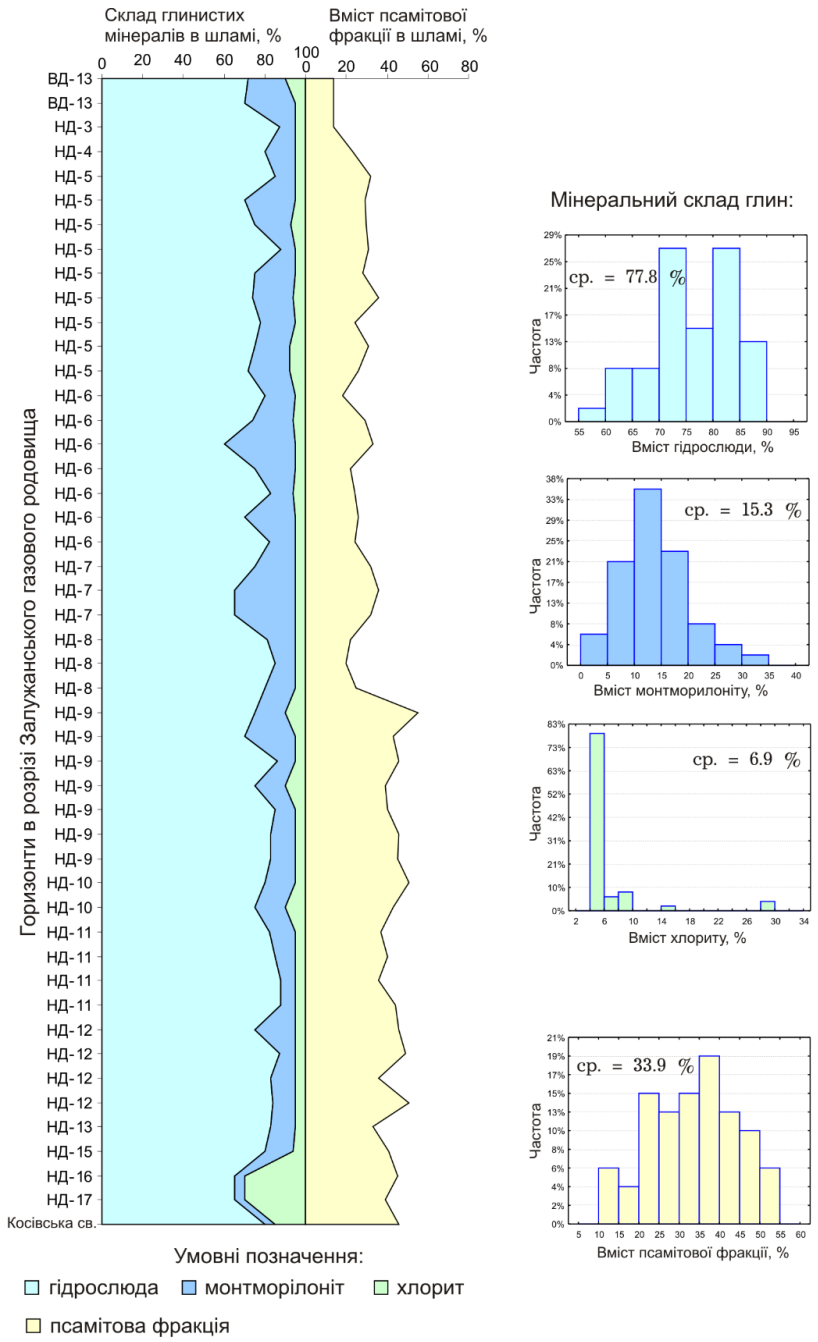

Рис. 4.5. Розподіли мінерального складу глинистої компоненти в шламі Залужанського газового родовища і вмісту псамітової фракції (інтервал глибин 1141-4015 м)

Нерівномірний розподіл піщаного матеріалу в розрізі дозволив виділити в нижньосарматській товщі ряд піскуватих горизонтів, які, за даними промислово-геофізичних досліджень, розповсюджуються на великі відстані.

У верхньодашавській підсвіті виділено 14 (ВД-1 - ВД-14), в нижньодашавській – 17 (НД-1 - НД-17) піскуватих горизонтів [Локтєв, 2004]. Горизонти добре простежуються в усій північно-західній частині Зовнішньої

зони, включаючи Дашавське і Болохівське родовища газу. В центральній і південно-східній частинах вони простежуються значно гірше, що зумовлено частими літофаціальними заміщеннями, а також значними змінами товщин вказаних відкладів.

Традиційно вважалось, що резервуарами газу у тонкошаруватих відкладах неогенового віку Зовнішньої зони Передкарпатського прогину є тонкі пласти, прошарки пісковиків і алевролітів, які часто мають лінзоподібну форму і залягають серед непроникних пластів і глинистих товщ. Останнім часом деякі дослідники (О.О. Орлов, А.В. Локтєв т. і.) розвивають гіпотезу про газоносність безпосередньо глинистої товщі, в якій при збільшенні вмісту псамітового матеріалу з'являються колекторські кондиційні властивості. В.І. Мітасов також вважає, що "впорядкований розподіл твердих домішок у глинах призводить до створення вказаними домішками самостійної ємності гранулярного типу, яка має назву додаткової, в якій природні флюїди можуть не тільки знаходитись, але й вільно пересуватись, тобто подібні породи можуть бути колекторами. За хаотичного розподілу твердих домішок такого роду ємність не утворюється, і така глиниста порода є флюїдоупором". Наявність вказаної додаткової ємності пояснює факт продуктивних припливів газу з інтервалів розрізу з високим вмістом глинистої фракції, охарактеризованих за даними ГДС вкрай слабодиференційованими каротажними кривими з відсутністю типових ознак наявності колекторів.

Відомо, що характерною особливістю відкладів сарматського віку є ритмічність будови. Кожен ритм починається тонкими проверстками глинистих порід, які вверх по розрізу поступово збагачуються піщаним матеріалом і на кінці майже повністю заміщаються піщано-алевритовими різновидами. Ритм закінчується різкою зміною піщаних порід глинистими, в основі яких частіше за все знаходяться прошарки туфів і туфітів. Туфогенні породи характеризуються бентонітизацією, карбонатизацією, збагачені піритом, магнезитом, ільменітом. Власно наявність вказаних мінералів впливає на різке зменшення уявного електричного опору на кривих електрокаротажу.

На рис. 4.6 наведено результати лабораторних досліджень гранулометричного складу шламу, відібраного під час розкриття бурінням окремих горизонтів в розрізах газових родовищ (дані гранулометричного аналізу надані геологом Стрийського відділення бурових робіт А.В. Локтєвим).

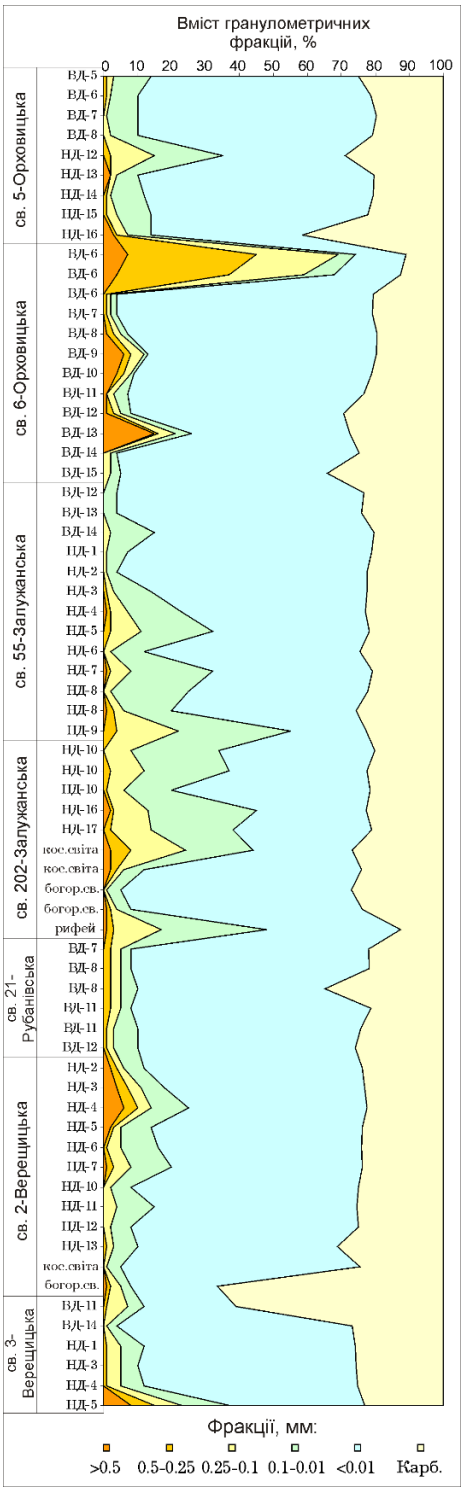

Рис. 4.6. Результати лабораторних досліджень гранулометричного складу шламу, відібраного під час розкриття бурінням окремих горизонтів в розрізах газових родовищ Завнішньої зони Передкарпатського прогину.

Представлена діаграма дає наочне уявлення про характер співвідношення компонентів як фракційного складу, так і про співвідношення глинистих і піщано-алевритових порід по окремих горизонтах неогенової товщі. Майже всюди переважає глиниста складова, що свідчить про відсутність в розрізах пластів пісковиків або алевролітів значної товщини.

Четвертинні відклади розповсюджені на всій території Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Це переважно елювіальні і алювіальні утворення, представлені глибами, щебенем, глинами і суглинками. Товщина четвертинних відкладів від 1 - 5 м до 20 - 40 м.

Загальне уявлення про розподіл пористості ($Kп$) і карбонатності (Карб.) піщаних і глинистих порід у відкладах верхньодашавської підсвіти надає рис. 4.7.

Логічне зменшення значень пористості із ростом глибини залягання окремих літотипів спостерігається лише при представленні середніх значень параметра по окремих горизонтах (рис. 4.7а). Розрахунок рівнянь криволінійної регресії між значеннями загальної пористості і глибиною залягання порід верхньодашавської підсвіти з високим ступенем кореляції також можна було виконати лише після осереднення значень $Kп$ по окремих горизонтах (рис. 4.7в). Для аналізу були обрані результати лабораторних досліджень кернового матеріалу, що виконані в ІГГГК, по 27 свердловинах Свідницького, Пинянського, Садковицького, Мединицького, Мостиського, Грушівського, Коханівського, Хідновицького газових родовищ. Взагалі, дуже близькі значення пористості глинистих і піщано-алевритових порід верхніх горизонтів дашавської світи на глибинах 200 - 800 м (див. рис. 4.7а) значно ускладнюють проведення оперативної якісної інтерпретації даних ГДС з метою виявлення колекторів при загальній дуже високій глинистості розрізів свердловин [Карпенко, Локтєв, 2001].

На рис. 4.8 наведено графіки зміни пористості і густини порід різних літотипів по багатьох газових родовищах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину з роботи [Леськів, Щерба, 1979]. Значна дисперсія пористості пісковиків на однакових глибинах обумовлена різним гранулометричним складом скелету породи, мінливістю вмісту карбонатного і глинистого цементу. Наведені факти свідчать, що наявність прошарків або пластів пісковиків і алевролітів в тонкошаруватих товщах з високим вмістом глинистих порід ще не є визначальним фактором присутності порід-колекторів. Як буде показано далі, вміст ущільнених низькопористих піщано-алевритових прошарків в складі неогенових відкладів газових родовищ є досить значним. Такі прошарки при їх невеликій товщині (перші одиниці або десятки сантиметрів) та підвищених значеннях питомого електричного опору збільшують загальне значення ρ_n пачки порід, що може бути невірно оцінено при якісні інтерпретації як ознака продуктивного колектора.

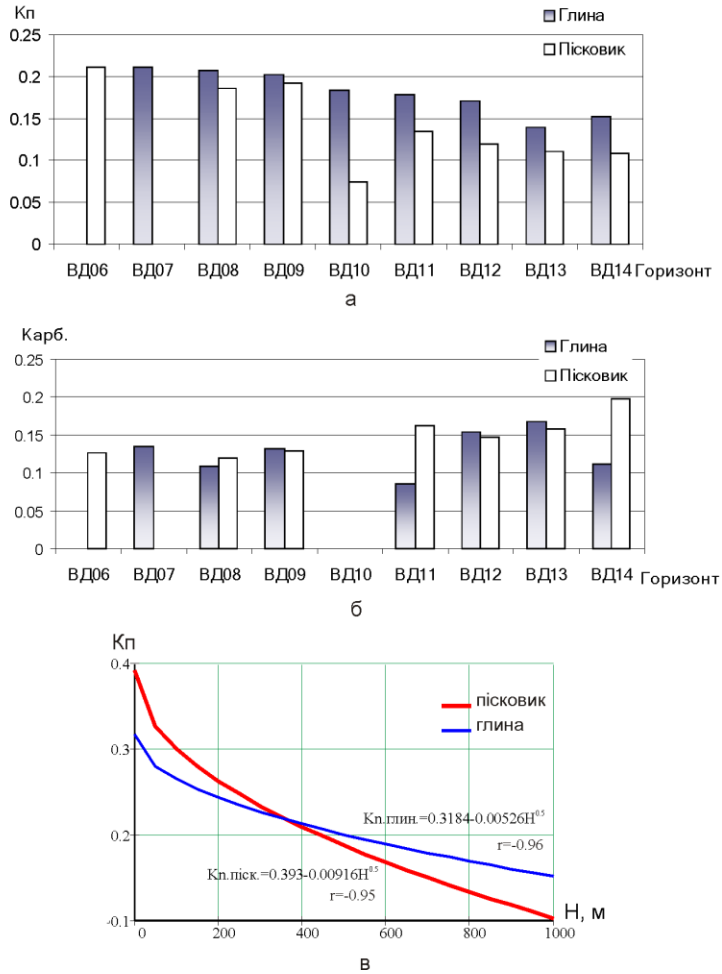

Рис. 4.7. Графіки розподілу середніх значень пористості і карбонатності основних літотипів порід верхньодашавської підсвіти по окремих продуктивних горизонтах: а - розподіл пористості; б - розподіл карбонатності; в - рівняння та лінії регресії залежності пористості глин і пісковиків від глибини залягання горизонтів.

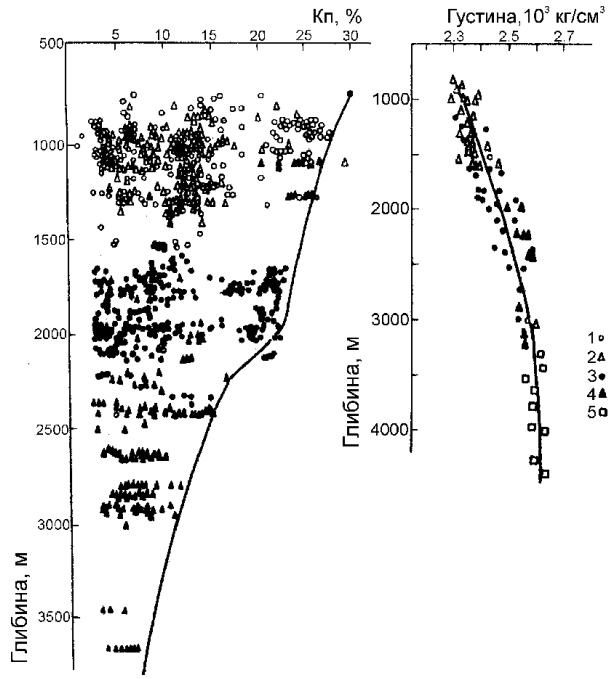

Рис. 4.8. Зміна пористості пісковиків і густини глин у відкладах нижнього сармату з глибиною (склав І.В. Леськів, [33]) з наступних газових родовищ:

1 - Хідновицького,
2 - Садковицького,
3 - Пинянського,
4 - Залужанського,
5 - Новосілківського

4.2.1 Загальна промислово-геофізична характеристика типових тонкошаруватих відкладів. В основу більшості способів інтерпретації даних ГДС покладена фактична інформація про властивості геологічних об'єктів, що отримана в петрофізичній лабораторії або (часто - більш надійно) - при випробовуваннях пластів. Якість кількісної або якісної інтерпретації залежить значною мірою від наявності і величини систематичних і випадкових похибок запису геофізичних параметрів, найчастіше - від точності реєстрації одного-єдиного параметра. Серйозними недоліками, що впливають на ефективність більшості методик інтерпретації даних ГДС являються:

– поширені помилки про більш високу точність і достовірність лабораторних аналізів кернового матеріалу у порівнянні з геофізичними даними;

– непрезентативність різноманіття літотипів гірських порід в розрізі свердловини керновим матеріалом;

– недостатня кількість кернового матеріалу для побудови надійних петрофізичних моделей порід розрізу;

– невідповідність фізичних об'ємів досліджень при керновому аналізі і геофізичних дослідженнях (що відповідають різним ієрархічним рівням будови геологічного об’єкта з позицій системного аналізу);

– методичні розходження в технологіях вимірювань лабораторними і свердловинними установками;

– т.і.

Крім перерахованого, традиційні способи інтерпретації, як і будь-які інші, мають свої природні обмеження в смислі точності і достовірності одержання кінцевих результатів.

В умовах тонкошаруватих теригенних розрізів газових родовищ Зовнішньої зони Передкарпатського прогину ефективність використання в якості діагностичної ознаки газоносності питомого електричного опору пластів ρ_n, відношення його до опору зони проникнення $\rho_n / \rho_{зп}$, або параметра насичення (збільшення опору) P_H невисока внаслідок прояву відомого ефекту анізотропії тонкошаруватих товщ, підвищеної глинистості колекторів, утворення великих зон проникнення та занадто малих товщин окремих пластів. На рис. 4.9 наведено отримані теоретичні криві розподілів ймовірностей електричних характеристик пластів з тонкошаруватих товщ із різним характером насичення, встановленим за результатами випробувань в свердловинах Орховицького, Гайського, Хідновицького, Тейсарівського, Верещицького, Любешівського, Рубанівського Богородчанського газових родовищ Зовнішньої зони Передкарпатського

прогину.

.

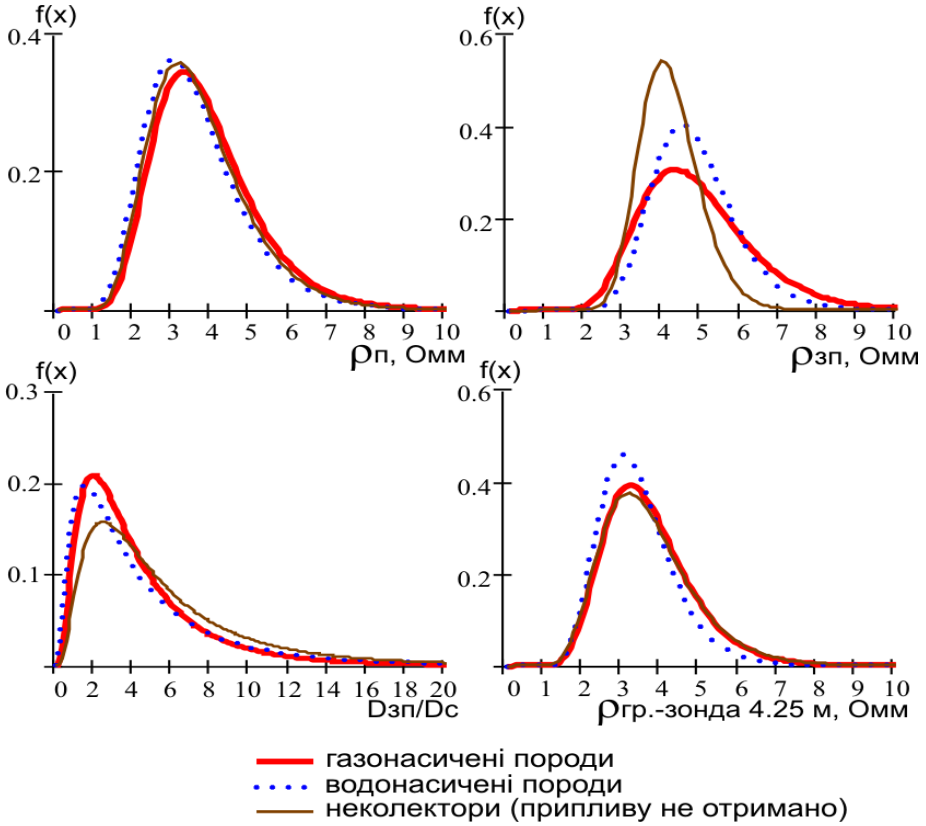

Рис. 4.9. Криві розподілу електричних характеристик пластів та їх медіанні значення з інтервалів випробувань тонкошаруватих товщ неогенового віку газових родовищ Зовнішньої зони Передкарпатського прогину

Фактичні розподіли ймовірностей всіх перелічених геофізичних характеристик на рис. 4.9 за результатами статистичного аналізу з використанням непараметричного критерію χ^2 Пірсона і D-критерію Колмогорова-Смірнова відповідають логнормальному теоретичному закону.

З аналізу кривих розподілу видно, що модальні значення електричних характеристик гірських порід з різним характером насичення несуттєво розрізняються. Слід зазначити, що вибіркові сукупності були сформовані з пластів тонкошаруватих товщ різних родовищ Зовнішньої зони. Для окремих газових родовищ за результатами раніше проведених досліджень [Карпенко, 2001*, 2001**; Карпенко, Федоришин, 2002; Карпенко, 2002] статистичні оцінки електричних характеристик порід-колекторів можуть бути трохи іншими. Найбільші варіації статистичних оцінок розподілів притаманні електричним

параметрам зони проникнення. На нашу думку, цей факт не є наслідком особливостей розподілу вуглеводнів (або їх відсутності) у присвердловинній зоні, а скоріше за все, він є проявом технологічних особливостей розкриття пластів (різний діаметр долота, різна ступінь диференціації кривих кавернометрії, коливання значень величини питомого опору фільтрату $\rho_ф$, відношення опору фільтрату до опору пластової води $\rho_ф / \rho_в$, густини промивної рідини, прояви "поршневого ефекту" при бурінні, різний час затримки з початку утворення зони проникнення до початку проведення ГДС т.і.).

Однією з причин пропусків продуктивних інтервалів у відкладах дашавської світи газових родовищ Більче-Волицької зони Передкарпаття є використання обмеженого (в смислі кількості методів) стандартного комплексу ГДС.

Дашавська і косівська світи є дуже складними об’єктами для геофізичних досліджень, і тут потрібно використовувати спеціальні методи і методики досліджень і інтерпретації. Нажаль, в силу різних причин методи каротажу у відкритому стовбурі пошукових і пошуково-розвідувальних свердловин мало придатні для виявлення колекторів і продуктивних товщ в низькоомному тонкошаруватому розрізі. Достатньо ефективно виділяються газонасичені пласти і ділянки розрізу в більш піскуватих горизонтах нижньодашавської підсвіти окремих родовищ: Більче-Волицького, Летнянського, Дашавського і деяких інших. Тут за збільшенням величини питомого електричного опору впевнено виділяються газонасичені пласти, в яких чітко визначаються наявність і характеристики зони проникнення при стандартній інтерпретації даних електричних методів.

Із зростанням питомого вмісту заглинизованих піщано-алевритових і глинистих прошарків, що характерно для більшості газових покладів Зовнішньої зони, пряме розділення водонасичених, газонасичених і "сухих" інтервалів або товщ за величинами геофізичних параметрів стає неможливим. Тільки досвід і інтуїція інтерпретаторів і геологів дозволяє за даними стандартного комплексу геофізичних досліджень свердловин встановлювати характер насичення окремих ділянок розрізу і пропонувати їх для випробовування. Проте, кількісних геофізичних ознак газоносності тонкошаруватих товщ тобто, суттєвого розходження значень показів окремих методів за характером насичення, практично немає.

За результатами проведених досліджень з метою виявлення граничних значень параметрів для розділення водонасичених і газонасичених порід верхньодашавської підсвіти і слабопіскуватих інтервалів нижньодашавської,

встановлено наступне. Практично для кожного родовища нечітко виражені границі геофізичних параметрів мають свої власні значення. Коефіцієнт ефективності розділення за характером насичення по кожному параметру не перевищує 60 – 70 %. Максимальний коефіцієнт ефективності розділення порід з різним характером насичення за величиною питомого електричному опору, визначеного за БКЗ, складає 55 % на Рубанівському родовищі. На Хідновицькому родовищі ефективність розділення порід вище: 63 – 64 % - за позірним опором, 60 % - за величиною інтервального часу і 70 % - за величиною відносного діаметра свердловини.

Гістограми розподілів характеристик для порід (товщ) з різним характером насичення практично перекриваються. Невелика різниця у середніх значеннях (або медіанних) питомого електричного опору, інтенсивності випромінювання за ГК або НГК, інтервального часу за АК не завжди дозволяє впевнено визначати насичення порід.

Товщини окремих пластів і прошарків, як було відмічено вище, значно менше за розміри звичайних градієнт-зондів БКЗ. Внаслідок цього тут яскраво проявляється ефект паралельного вмикання тонких пластів, - криві звичайних зондів мало диференційовані, питомі опори продуктивних і водонасичених товщ досить низькі, у межах 2 - 4 Ом·м.

Дослідження поширення по площі газонасичених товщ у межах окремих родовищ свідчать про переважно лінзоподібну будову покладів. Багато продуктивних або водонасичених товщ, розкритих свердловинами, при деталізації методами ГДС являють собою "щітки" із тонких пластів колекторів і глин. Зовнішньо прихована циклічна будова товщ і горизонтів виявляється при математичній обробці кривих методів ГДС шляхом математичної фільтрації даних окремих методів по розрізу свердловини [Карпенко, Федоришин, 2002]. При цьому проявляються контрастні аномалії високочастотної складової на каротажних кривих, записаних зондами з досить низькою вертикальною роздільною здатністю за ρ_k, наприклад, 2,25 або 4,24 м градієнт-зондами.

Застосування методу бокового каротажного зондування (БКЗ) з метою виділення продуктивних і водонасичених пластів-колекторів у даному типі розрізу не дає помітних позитивних результатів. Частково мала ефективність БКЗ пов'язана з тонкошаруватою будовою товщі, частково - із застосуванням традиційних методик обробки, розрахованих для однорідних пластів значної товщини. На жаль, при проведенні геофізичних досліджень у свердловинах на Передкарпатті зазвичай використовуються стандартні комплекси методів і

методик, придатні для якісної і кількісної обробки даних ГДС у більш простих типах відкладів.

Форми кривих ФКЗ та перевищення значень питомих електричних опорів зони проникнення $\rho_{зп}$ над питомими опорами пластів $\rho_п$ незалежно від фактичного характеру насичення пластів не дають змогу виявляти продуктивні пласти і поклади. Досить складна анізотропна характеристика пластів з високим вмістом глинистого матеріалу призводить до дуже близьких за електричним опором значень в водонасичених і газонасичених частинах розрізу. Відсутність достовірних значень пористості, вмісту шаруватої глинистості, піскуватості для таких анізотропних пластів-пачок не дозволяє розраховувати значення параметру збільшення опору $P_Н$ для більш ефективної діагностики характеру насичення пластів.

Дуже ефективним було би застосування методу індукційного каротажного зондування з апаратурою ВИКИЗ, що добре зарекомендувала себе при дослідженнях різнотипних відкладів Західного Сибіру. Перевага цього методу полягає у поліпшеній вертикальній роздільній здатності та високій чутливості апаратури в області низьких опорів пластів. Вказані властивості дозволятимуть визначати реальні значення питомих електричних опорів $\rho_п$ окремих пластів шаруватого розрізу із товщинами принаймні 1,0 - 2,0 м. В розрізах із меншими товщинами прошарків слід використовувати спеціальні методики інтерпретації, детальний розгляд яких буде надано в наступних розділах роботи.

Проведення інтерпретації електрометрії у тонкошаруватому розрізі шляхом використання в якості вихідних даних середніх значень позірного питомого опору пачки помилково, тому що реальні опори продуктивних прошарків значно вище за опір порід, що вміщують їх, або усереднених значень. Як правило, при використанні стандартної методики зняття відліків і інтерпретації даних БКЗ практично відсутнє суттєве розходження між опорами для водонасичених і газонасичених тонкошаруватих пачок пластів.

Питання виявлення області ефективного застосування різних методик та способів інтерпретації даних ГДС (детальний опис яких буде в інших розділах монографії) визвало проведення додаткових досліджень, пов’язаних з існуванням різних типів тонкошаруватих розрізів свердловин. Як було наведено раніше, під тонкошаруватим розрізом (стосовно геометричних характеристик зондових пристроїв методів ГДС) вважаємо перешарування пластів з товщинами менше або рівних 0,7 - 0,6 м, з незначними за амплітудами геофізичними аномаліями, які в більшості випадків неможливо використати для кількісної геологічної

інтерпретації за стандартними методиками. Після детального вивчення розрізів свердловин (дашавської і косівської свит) з багатьох газових родовищ Зовнішньої Зони Передкарпатського прогину нами виявлено існування трьох основних типів тонкошаруватих розрізів (більш дрібну класифікацію для її використання при інтерпретації даних ГДС вважаємо недоцільною). Раніше, за результатами проведених досліджень [Притулко, Шилова, 1989], авторами виділено 5 характерних типів кривих КС і ПС (або "каротажних" типів розрізу) у сарматських відкладах газових родовищ Більче-Волицької зони. В основу градації розрізів покладена морфологія каротажних кривих (візуальна оцінка форми) і кількісні геофізичні характеристики в горизонті НД-3. В табл.1.4. наведено діагностичні геофізичні ознаки типів розрізу сарматських відкладів за даними авторів [Притулко, Шилова, 1989].

Таблиця 4.1. Діагностичні геофізичні ознаки типів розрізу сарматських відкладів північно-західної частини Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину за даними [Притулко, Шилова, 1989].

Тип розрізу	Літологічна характеристика піщаних тіл	$\alpha_{ПС}$	$\rho_k^{ПЗ}$, Омм	$\rho_k^{ГЗ}$, Омм	Співвідношення між показами зондів	$I\gamma$, пА/кг	$In\gamma$, у.о.	Форма аномалій на кривих ПС і ГК
Перший	Пісковики середньо-зернисті, некарбонатні	0,9 - 1	1,5 - 3,5	3,5 - 12,0	$\rho_k^{ПЗ} >> \rho_k^{ГЗ}$	0,19 - 0,30	1,1 - 1,3	Циліндрична
Другий	Пісковики середньо- і дрібно-зернисті	0,8 - 1	2,5 - 8,0	3,7 - 18,0	$\rho_k^{ПЗ} > \rho_k^{ГЗ}$	0,22 - 0,36	1,2 - 1,4	Лійкоподібна

Тип розрізу	Літологічна характеристика піщаних тіл	$\alpha_{ПС}$	$\rho_k^{ПЗ}$, Омм	$\rho_k^{ГЗ}$, Омм	Співвідношення між показами зондів	$I\gamma$, пА/кг	$In\gamma$, у.о.	Форма аномалій на кривих ПС і ГК
Третій	Пісковики дрібно-зернисті, алевроліти слабо карбонатні	0,6-0,9	3,5 - 7,5	4,0 - 12,0	$\rho_k^{ПЗ} > \rho_k^{ГЗ}$	0,30 - 0,50	1,3 - 1,9	Диферен-ційована
Четвертий	Пісковики дрібно-зернисті, алевроліти глинисті, слабо карбонатні	0,3-0,7	2,5 - 6,0	3,0 - 15,0	$\rho_k^{ПЗ} \geq \rho_k^{ГЗ}$	0,36 - 0,58	1,3 - 1,7	Пилоподібна
П' ятий	Алевроліти глинисті, слабо карбонатні	0,2-0,5	2,0 - 6,0	2,0 - 6,0	$\rho_k^{ПЗ} \approx \rho_k^{ГЗ}$	0,50 - 0,72	1,0 - 1,4	Сл. диферен ційована

При дослідженні тонкошаруватих відкладів нами виявлено існування перехідних типів розрізу і розрізів, які за своїми ознаками не відповідають наведеній класифікації. Запропонована нами 3-х ступенева градація тонкошаруватого розрізу спрямована на визначення ділянок розрізу, де ефективно може бути застосований спосіб виявлення газонасичених інтервалів, заснований на використанні параметрів $Пр1$, $Пр2$ (див. наступні Розділи), а також - для врахування ефекту анізотропії при кількісній оцінці покомпонентного визначення питомого опору в межах виділених пластів (пачок). В основу градації покладено різна ступінь диференціації електрокаротажних кривих, зокрема градієнт-зондів БКЗ та кривих неелектричних методів.

З практики інтерпретації даних ГДС у тонкошаруватих розрізах відомо, що далеко не завжди існує помітна кореляція між "поведінкою" кривих ρ_K і формою кривих неелектричних методів - ГК, НГК, ПС, яка контролюється літологічним

складом порід (див. рис. 4.2, 4.3, 4.4). Проведені дослідження функції взаємної кореляції ФКЗ між кривими малих градієнт-зондів і кривою ГК виявили критерії, що дозволили обґрунтовано за кількісними ознаками провести розділення тонкошаруватого розрізу на три типи.

Раніше нами була проведена спроба використати для цього абсолютні значення параметрів, що характеризують геофізичні криві - абсолютні середні значення ρ_K товщі, середні квадратичні відхилення ρ_K для товщі, але виявилось, що ці значення залежать від глибини залягання відкладів, мінералізації пластових вод, характеру насичення. Тому в якості діагностичної ознаки нами обрана функція взаємної кореляції ФКЗ між кривою ГК (контролюється розподілом пелітової фракції по розрізу) і кривою ρ_k (1,05 м градієнт-зонда). Обраний зонд досліджує присвердловинну область, при наявності прошарків колекторів - промиту зону і зону проникнення фільтрату промивної рідини. Покази 1,05 м градієнт-зонда максимально диференційовані порівняно з іншими зондами БКЗ, а ступінь диференціації кривої контролюється в основному літологічними особливостями прошарків, їх товщиною і в значній мірі - величиною глинистості останніх. Покази ГК та ступінь диференціації кривої методу визначаюся, як відомо, розподілом концентрацій природних радіоактивних елементів по розрізу свердловини, і в теригенному розрізі в основному пов’язані із глинистістю гірських порід. Таким чином, обидві параметри - ρ_k (1,05 м градієнт-зонда) і $I\gamma$ (покази ГК) в основному залежатимуть від розподілу глинистості, а каротажні криві параметрів - ще й від товщин окремих шарів і прошарків гірських порід.

Залежності між ρ_k (1,05 м градієнт-зонда) і $I\gamma$ мають від’ємний характер (у розрізі позірний опір глинистих порід менше за опір порід, що їх вміщують, а радіоактивність глин більше за радіоактивність алевролітів і пісковиків). Вона яскраво виражена у розрізах, складених пластами значної товщини, представлених глинами та піщано-алевритовими літотипами. Оцінкою тісноти такої залежності або зв’язку є коефіцієнт парної кореляції. Каротажні криві є одиничними реалізаціями випадкових функцій певних параметрів, а одним з критеріїв, що характеризують тісноту зв’язку між такими функціями є функція взаємної кореляції. ФВК а не просто коефіцієнт кореляції обрана нами тому, що внаслідок ряду причин не завжди окремі криві ув’язані між собою по глибині або їх неможливо точно ув’язати при частому чергування прошарків з незначними амплітудами аномалій. Критерієм тісноти зв’язку тут виступає максимум величини ФВК при невеликій величині зміщення однієї кривої ($I\gamma$) відносно

іншої (ρ_k).

На рис.4.10 - 4.12 наведено приклади газонасичених інтервалів розрізів I - III типів та їх типові характеристики у вигляді ФВК ($I\gamma$, ρ_k).

Розріз I типу (рис.4.10) умовно можна віднести до тонкошаруватого, тому що значна кількість товщин пластів і прошарків виходить за межи граничних значень, визначених нами у якості граничних для тонкошаруватого розрізу (0,7 - 0,6 м). Максимум абсолютного значення ФВК ($I\gamma$, ρ_k) у такому розрізі більше подвійної граничної величини *ФВКгран.*, розрахованої за формулою [Каждан, Гуськов, 1990; Box, Jenkins, Reinsel, 1994]:

$$ФВКгран.(k) = \sqrt{\frac{1}{N-k}}, \qquad (4.1)$$

де: N -довжина (кількість точок реєстрації) інтервалу каротажної кривої (за величини кроку реєстрації 0,2 м і довжини інтервалу розрізу 10 - 12 м N = 50 - 60); k - величина зміщення у точках спостереження ("лаг") однієї кривої відносно іншої.

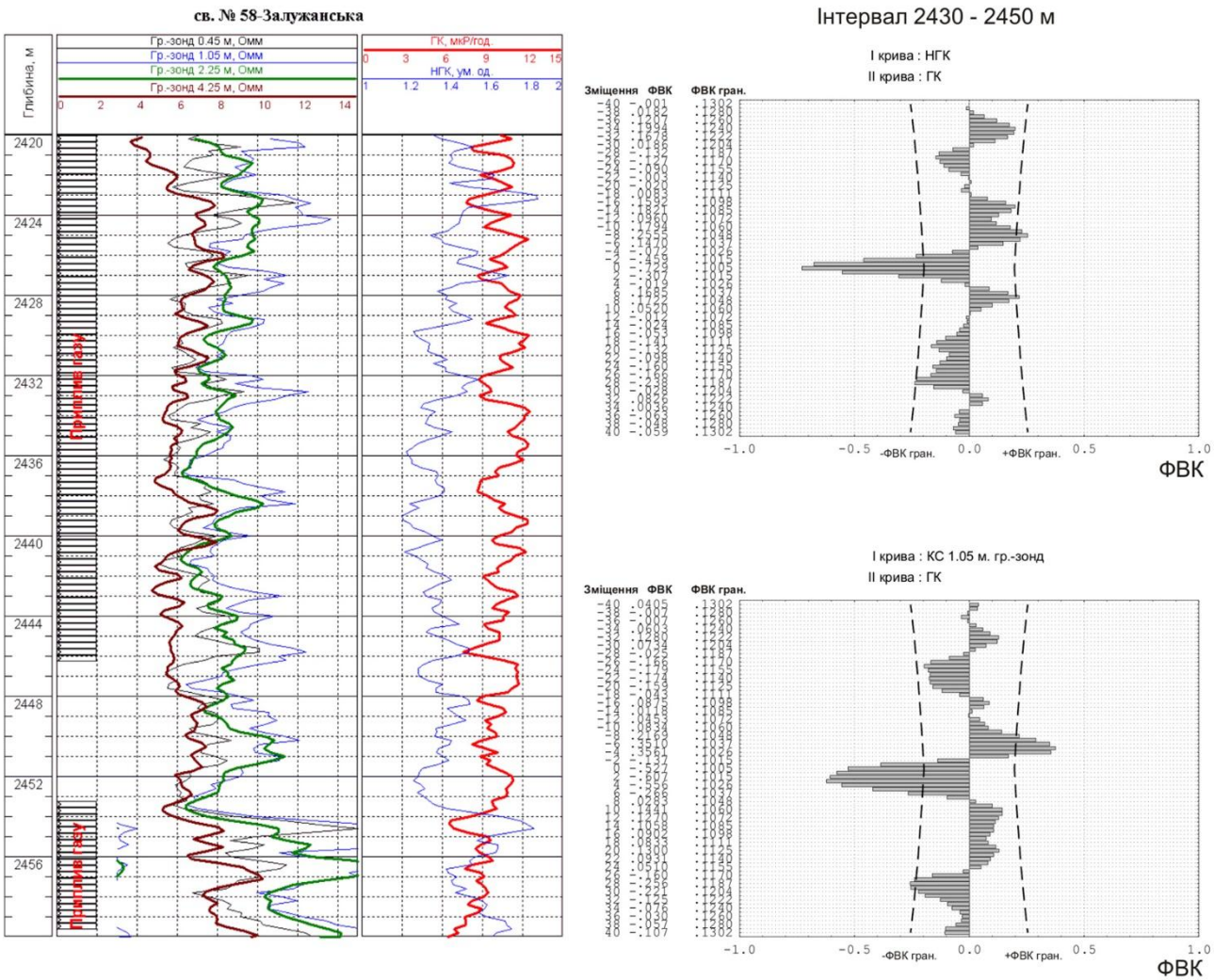

Рис. 4.10. Геофізичні та статистичні характеристики тонкошаруватого розрізу I типу

Розріз II типу характерний значеннями ФВК ($I\gamma$, ρ_k) у межах 1 - 2 *ФВКгран*. Він є досить поширеним у відкладах дашавської свити Хідновицького та багатьох інших газових родовищ Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (рис. 4.11). Товщини окремих видимих прошарків за геофізичними аномаліями вже відповідають зазначеним критеріям тонкошаруватості. Відповідно, в силу особливостей роздільної здатності геофізичної апаратури, аномалії на кривих не дуже виразні, але зберігається суттєвий (за статистичними критеріями) зв'язок диференціації кривих ГК, малих градієнт-зондів з літологічними особливостями прошарків, в основному - з глинистістю.

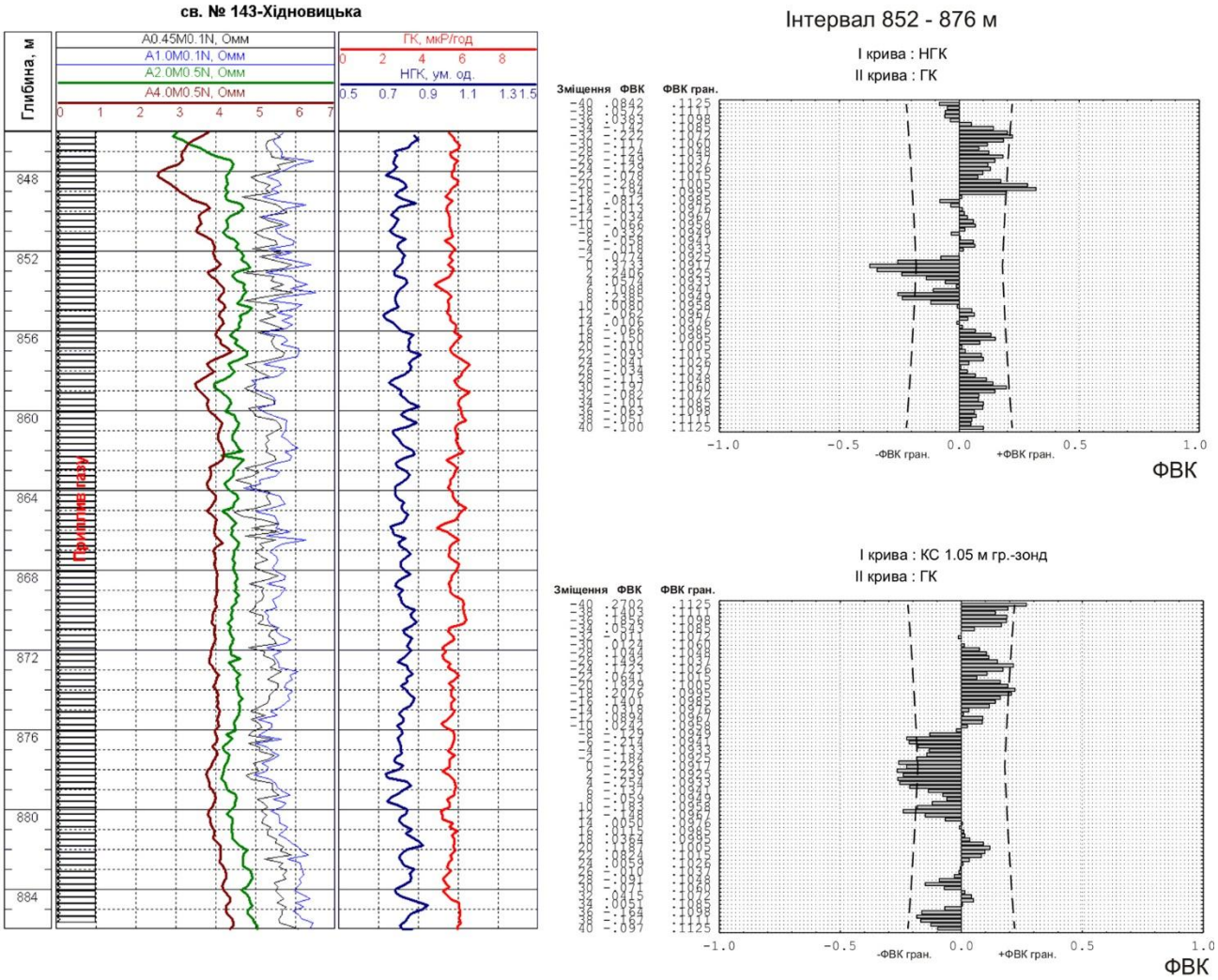

Рис. 4.11. Геофізичні та статистичні характеристики тонкошаруватого розрізу II типу

Розріз III типу (рис.4.12) спостерігається у відкладах дашавської і косвіської свит газових родовищ і представлений частим чергуванням прошарків порід малої товщини (десятки сантиметрів). Аномалії на кривих $I\gamma$, ρ_k стають маловиразними, на рівні статистичних шумів. Величина ФВК не перевищує граничні значення, що розраховані за формулою (4.1). Наведений приклад такого розрізу у відкладах нижньодашавської підсвіти св. № 140-Хідновицька вказує на слабку диференціацію кривих градієнт-зондів БКЗ і ГК. Розріз III типу поширений у неогенових відкладах багатьох газових родовищ Зовнішньої зони. В табл. 4.2 наведено промислово-геофізичні характеристики газонасичених інтервалів трьох типів тонкошаруватих розрізів свердловин у відкладах дашавської світи.

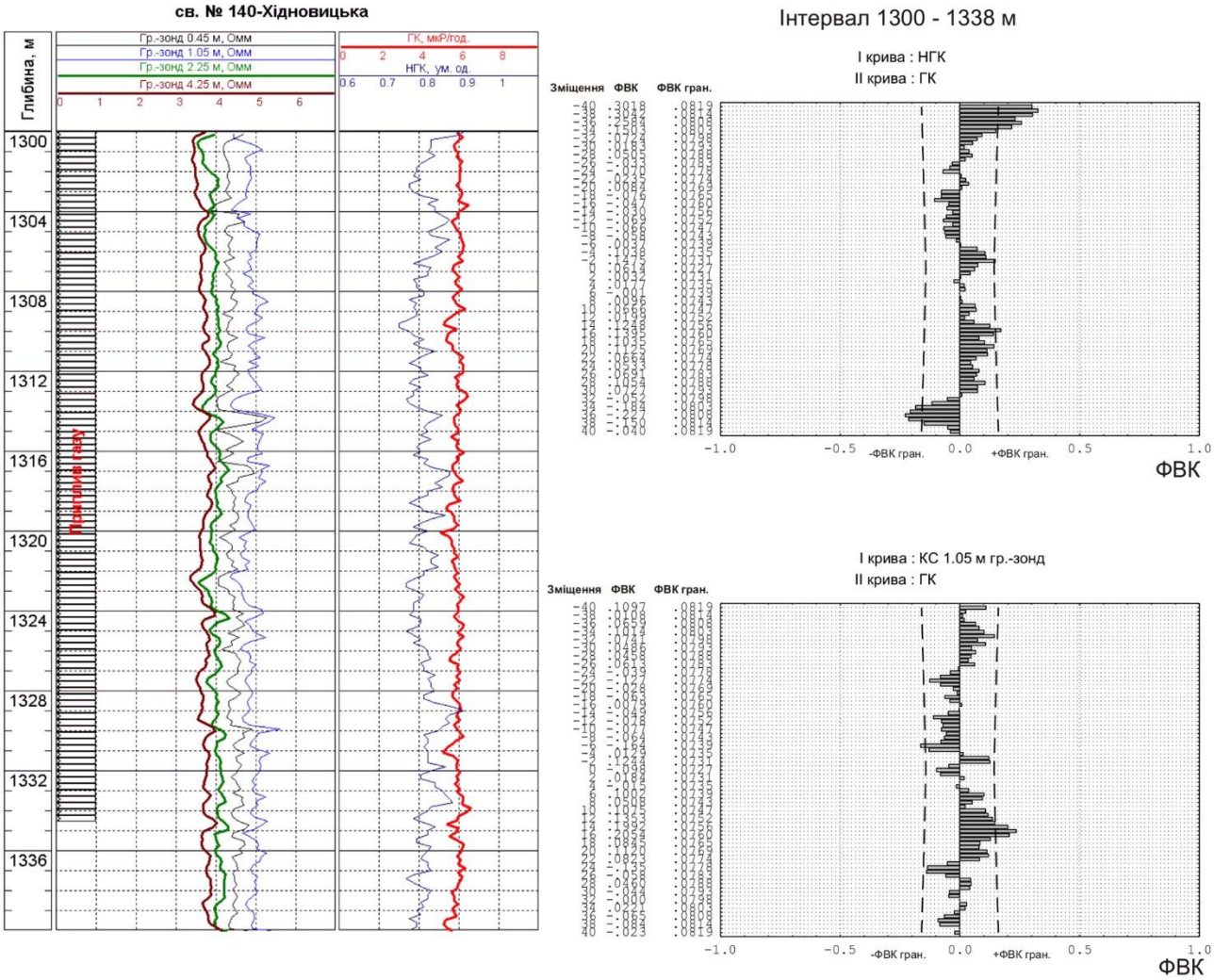

Рис. 4.12. Геофізичні та статистичні характеристики тонкошаруватого розрізу III типу

Слід відмітити, що використання функції взаємної кореляції в якості критерію, за яким проводиться типізація тонкошаруватих розрізів, має статистичне обґрунтування: на рис.4.2 чітко видно, як із зменшенням середніх товщин прошарків зменшуються величини парного лінійного коефіцієнта кореляції між показами гамма-каротажу і мікробокового каротажу, що є проявом зменшення (аж до зникнення) контрастних аномалій від окремих тонких пластів. Екстремальні значення ФВК можна розраховувати безперервно по каротажних діаграмах у функції глибини в режимі смуги ковзання, і таким чином, буде отримано по всьому стовбурі свердловини характеристика типізації тонкошаруватого розрізу: I тип *ФВК/ФВКгран.*$\geq$2; II тип 1$\leq$*ФВК/ФВКгран.*<2; III тип *ФФВК/ФВКгран.*<1. Слід зазначити, що в якості альтернативних параметрів для розрахунків критерію *ФВК/ФВКгран.* з метою оцінки типу тонкошаруватого

розрізу можуть бути обрані криві методів ГК і НГК. Їх ефективність при розв'язанні наведеної задачі ілюструється на прикладах рис. 4.10 - 4.12.

Таблиця 4.2 Промислово-геофізичні характеристики тонкошаруватих розрізів I, II, III типів

Параметр	Середнє значення			Ср.кв.відх. параметра		
	I тип	II тип	III тип	I тип	II тип	III тип
*ФВК/ФВКгран.**	3,120	1,396	0,391	0,749	0,316	0,847
ρ_k 1,05 м гр.-зонд	9,885	5,574	4,914	2,448	0,313	0,199
$\Delta I\gamma$	0,636	0,800	0,723	0,112	0,062	0,061
σ_ρ (у вікні 1,8 м)	1,287	0,245	0,147	0,735	0,080	0,071
$\sigma_{\Delta I\gamma}$ (у вікні 1,8 м)	0,072	0,045	0,050	0,030	0,016	0,017
$\sigma_{In\gamma}$ (у вікні 1,8 м)	0,075	0,029	0,021	0,035	0,010	0,007

* - *ФВК* - максимальне значення функції взаємної кореляції між кривими ГК і ρ_k 1,05м гр.-зонда; *ФВКгран.* - гранична величина суттєвості значень *ФВК*.

4.2.2 Промислово-геофізичні методи досліджень тонкошаруватих розрізів нафтових і газових родовищ.

Для повноти картини про особливості геофізичної характеристики тонкошаруватих розрізів на прикладі газових і нафтових родовищ Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, слід відмітити методи промислово-геофізичних досліджень, які на даний час використовуються при вивченні зазначених відкладів. Тим більше, що вся робота присвячена питанням підвищення ефективності ГДС завдяки вдосконаленню системи інтерпретації даних типового комплексу методів промислової геофізики.

При проведенні досліджень методами ГДС у відкритих стовбурах пошукових та розвідувальних свердловин відповідно до галузевого Стандарту України від 10.01.2000 р. та раніше виданих технічних інструкцій використовується обов'язковий комплекс ГДС, якій включає:

- загальні дослідження вдовж стовбура свердловини у масштабі глибин 1 : 500: зондами електрокаротажу (градієнт-зондом A2,0M0,5N і 0,5 м

потенціал-зондом), ПС, кавернометрія (профілеметрія), ГК;

- детальні дослідження в перспективних інтервалах у масштабі глибин 1 : 200: ПС, БКЗ, БК, ІК, БМК, МКЗ, ГК, НГК, ДННК, АК, кавернометрія (профілеметрія), резистивиметрія.

Слід відмітити, що дослідження двохзондовим ННК проводяться не у всіх свердловинах. В невеликому об’ємі виконуються дослідження методом ГГК-Щ. Ці методи слід вважати дуже перспективними і вкрай необхідними при проведенні детальних ГДС. Наявний геофізичний матеріал, виконаний польовими загонами при дослідженнях свердловин у тонкошаруватих відкладах неогенового віку, свідчить, що наведений комплекс методів в основному виконувався в останні десятиріччя.

Для огляду існуючих способів та методик геологічної інтерпретації результатів ГДС в тонкошаруватих відкладах неогенового віку, що використовуються в виробничих і наукових організаціях для видачі оперативних висновків, при оцінці підрахункових параметрів, розглянемо наступну схему послідовності проведення робіт. В якості джерел інформації щодо існуючих способів та прийомів інтерпретації даних ГДС використано виробничі звіти з підрахунків запасів вуглеводнів газових родовищ (геолого-економічної оцінки), звіти промислово-геофізичних організацій, фахові видання та досвід багаторічного спілкування з провідними спеціалістами-інтерпретаторами. Слід відмітити, що поряд з безсумнівними успіхами в напрямку вдосконалення прийомів інтерпретації для окремих типів тонкошаруватих розрізів свердловин, досить часто зустрічаються в геофізичних висновках відносно до характеру насичення пластів вирази типу "невизначений", "газоводонасичений" і т.п. Зрозуміло, що широко використовуються досвід і інтуїція інтерпретаторів при невизначених геофізичних характеристиках пластів у перспективних інтервалах досліджень свердловин.

В звітах з підрахунків запасів вуглеводнів на газових родовищах Передкарпаття розглянуті різні прийоми інтерпретації даних ГДС і граничні, кондиційні значення параметрів для кожної з трьох виділених груп тонкошаруватих пачок колекторів:

- I група - з найбільш високою піскуватістю (наближено $K_{піск.} > 30$ %);
- II група - з середньою піскуватістю (наближено $10\% < K_{піск.} < 30\%$);
- III група - з малою піскуватістю (наближено $K_{піск.} < 10\%$);.

Розподіл таких колекторів по групах умовний, наближений.

Також відмічено, що, якщо для колекторів I групи визначення ємнісних

властивостей, і в першу чергу, коефіцієнта газонасичення $Кг$, можливо із застосуванням петрофізичних рівнянь, то для колекторів II і III груп це пов'язано з великими труднощами. Підкреслено, що можливі похибки оцінки $Кг$ для колекторів I групи є наслідком низької точності кількісного врахування розсіяної глинистості. В колекторах II і III груп має місце часте чергування алевролітів і глинистих алевролітів з піщано-алевритистими глинами і чистими глинами. Визначення параметра збільшення опору $Рн$ для цих колекторів має доволі наближений характер, і для продуктивної частини розрізу коливається в межах 1,1 - 1,5, інколи наближається до 2. Зроблений висновок, що кількісне визначення $Кг$ є занадто наближеним і неточним. Тому було прийнято, що колекторами II і III груп слід рахувати прошарки алевролітів і пісковиків з пористістю більше за 4 %; для II групи було прийняте фіксоване значення газонасичення 60 %, а для III групи - 40 %. Підкреслено, що вказані значення аналітично не обґрунтовані, але є, можливо, цілком реальними.

В наступному Розділі буде наведено шляхи розв'язання проблеми кількісних визначень всіх ємнісних параметрів тонкошаруватих колекторів і пачок, - загальної і ефективної пористості, шаруватої і розсіяної глинистості, піскуватості, коефіцієнта газонасичення, в тому числі і для окремих літологічних складових.

В роботі [Куровець, Притулко, 2000] наведено наступні етапи методики інтерпретації даних ГДС в тонкошаруватих розрізах, які були використані при визначенні газопромислових підрахункових параметрах продуктивних горизонтів дашавської світи на Вишнянській і Городоцькій площах:

- виділення інтервалів з підвищеною піскуватістю, які можуть вміщувати колектори;
- визначення ефективної товщини піщаних шарів і коефіцієнта піскуватості;
- визначення геофізичних параметрів піщаних прошарків;
- визначення пористості пластів-колекторів;
- визначення коефіцієнта газонасичення.

У наведеній роботі відмічено, що інтервали з підвищеною піскуватістю характеризуються пониженою природною радіоактивністю (0,43 - 0,58 пА/кг, або 6 - 8 мкР/год.), підвищеними значеннями вторинного гама-випромінювання в 1,2 - 1,5 рази у порівнянні з глинистими породами, дещо більшим позірним опором на малих зондах БКЗ, помітною диференціацією кривих МКЗ, БМК, АК. Піщано-алевритові прошарки, які мають опір за БМК понад 6,0 Ом·м та інтервальний час ΔT за АК менше 240 мкс/м, є переважно непроникними, і в ефективну товщину

не включались [Куровець, Притулко, 2000]. Як буде наведено на прикладах в наступних розділах, все сказане вище, як і розглянуті стандартні способи визначення питомого опору прошарків пісковиків і коефіцієнта газонасичення за умовою їх паралельного вмикання із глинистими шарами, можливо лише для тонкошаруватих розрізів I типу, інколи (далеко не завжди) - для II типу у розробленій нами класифікації (див. табл. 4.2).

Слід відмітити, що з аналізу методик інтерпретації даних ГДС виявлено майже повну відсутність способів прогнозної якісної оцінки газонасичення гірських порід в тонкошаруватих теригенних розрізах.

4.2.3 Причини пропусків продуктивних об'єктів на прикладі газоносних відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину.

Перелік причин невисокої ефективності пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ в тонкошаруватих відкладах досить великий і детально розглядався в багатьох статтях, монографіях, виробничих та наукових звітах, дисертаціях. Існують класифікації причин, що призводять до наслідків пропусків продуктивних об’єктів, розроблені, зокрема для газоносних відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Основні причини поділяють на 3 групи - геологічні, геофізичні і технічні. В роботах [Ізотова, Бондаренко, 2001; Карпенко, 2003] дана коротка характеристика явищ та чинників технічної та геологічної природи, а також - недоліків промислово-геофізичних досліджень, наслідками яких до сьогодення залишаються пропущені при розбурюванні тонкошаруватих товщ продуктивні пласти і горизонти.

У Зовнішній зоні Передкарпатського прогину перші газоносні об'єкти були виявлені з використанням методів промислової геофізики в найбільш простих, високопіщанистих відкладах гельвету і нижнього сармату. Існуючі у 50 - 70 роки методи і апаратура дозволяли вирішувати основні геологічні задачі в відкладах, складених однорідними пластами великої товщини (більше за 3 - 4 м). Впровадження мікроелектричних методів - МКЗ і БМК дозволило виявляти тонкі пласти і визначати ефективну товщину в пачках [Ізотова, Бондаренко, 2001]. Проте, зони проникнення фільтрату промивної рідини перешкоджають виявленню газонасичених пластів промислово-геофізичними методами з невеликими розмірами зондів і радіусами дослідження.

Перспективні горизонти в залежності від величини АВПТ розкривають за допомогою промивної рідини з густиною до 1,9 – 2,0 х 10^3 кг/м^3. Роторне буріння глинистих товщ великої товщини призводить до самозамісу і постійного

збільшення в`язкості глинистої фази у розчині [33]. Відбувається інтенсивне проникнення фільтрату промивної рідини у пласт і відтиснення пластових флюїдів від стінки свердловини на значну відстань. Тривалий (понад 100 – 120 діб, за даними В.М. Щерби) вплив глинистого розчину на газонасичені пласти, використання прісних розчинів з великою густиною, збільшення в пластових умовах водовіддачі ведуть до глибоких зон проникнення прісного фільтрату. Збільшенню цих зон сприяють гідродинамічні тиски змінних напрямків, що виникають внаслідок поршнювання рідини в процесі спуско-піднимальних операцій. Створення глибоких зон проникнення і закупорка присвердловинних частин проникних пластів під час проведення бурових робіт суттєво знижують достовірність результатів випробувань пластів і інтервалів розрізів свердловин. Це в свою чергу, призводить (і призводило) до невідповідності геофізичних заключень результатам випробувань. Останнє крім заниження ефективності геофізичних робіт ускладнює створення еталонних груп пластів з різним характером насичення для розробки правил (способів) якісної інтерпретації даних промислово-геофізичних досліджень.

Погіршення фільтраційних властивостей присвердловинної зони пласта відбувається головним чином за рахунок проникнення фільтрату промивної рідини і визначається наступними процесами [Куровець, Притулко, 2000]:

- гідратацією і набуханням глинистих мінералів породи;
- випаданням в порах і тріщинах твердого осаду внаслідок його взаємодії з залишковою водою колектора;
- водяною блокадою – закупоркою каналів між зернами породи і тонких тріщин водою, яка утримується капілярами – фільтратом;
- емульсійною блокадою – створенням водяних емульсій з флюїдами пласта і рядом інших явищ.

Основною причиною взаємодії середовищ, внаслідок якої відбувається випадання осаду – є контактування двох різних активних речовин в процесі буріння. Глинисті розчини і фільтрати вступають в хімічні реакції з розчиненими солями залишкової води і утворюють нерозчинні солі гуматів, гідрооксидів полівалентних катіонів кальцію, магнію т. і.

Фільтрати на основі прісної води також створюють значне зниження фільтраційних параметрів глинистих колекторів. Великі терміни впливу глинистого розчину на пласти ще збільшують процес закупорки присвердловинної зони (так, в св. № 5-Залужанській цей термін становив 127 діб).

В процесі буріння створювались гідростатичні репресії на пласти, які значно

перевищували величини, рекомендовані інструкцією (5 – 10 % від величини пластового тиску). На практиці звичайним явищем були перевищення пластових тисків на 20 – 60 % в свердловинах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину.

Додаткові тиски, які виникають внаслідок ефекту поршнюювання, створюють суттєву складову репресії на пласт і тим самим збільшують зону проникнення фільтрату. Інколи це призводило до гідророзриву пласта. Встановлено [Куровець, Притулко, 2000], що максимальні величини коливань тисків виникають на глибинах 900 – 1600 м і складають 7 – 9 МПа. Вказані тиски залежать від швидкості спуску і піднімання колони бурильних труб, величини затрубного кільцевого простору і структурно-механічних властивостей промивної рідини. В результаті проявлення знакозмінних гідравлічних тисків на стінках свердловин відбувалось руйнування і повторне створення глинистої кірки, що сприяло додатковому поглинанню фільтрату промивної рідини.

Суттєвою проблемою проведення якісного достовірного випробування є недостатній підйом цементу до гирла свердловини. Відсутність цементного каменя за колоною або його погане зчеплення з колоною є ще однією причиною розходжень промислово-геофізичних заключень з результатами випробувань пластів за рахунок заколонних перетоків пластових флюїдів.

На якість і достовірність результатів випробувань тонкошаруватих товщ і пластів в свердловинах суттєво впливає якість перфорації. В свердловинах старого фонду щільність кумулятивної перфорації була в основному 10 отворів на 1 м розрізу, пізніше вона збільшилась до 20 отворів на 1 м. В умовах тонкого чергування піщаних і глинистих прошарків, характерних для неогенових відкладів, кількість отворів, які реально співпадають з шарами колекторів, значно менше вказаних величин. За наближеними розрахунками при середніх значеннях піскуватості розрізу 30 % кількість отворів, які реально беруть участь у фільтрації флюїду зменшуються з 20 отворів на 1 м до 4 отворів. Якщо врахувати зміни в присвердловинній зоні пластів-колекторів при їх розкритті свердловиною, то отримання в минулому реалістичних припливів газу з продуктивних товщ з невисокою піскуватістю було дуже складною проблемою. Найгіршими умовами для якісного проведення перфорації характеризуються товщі верхньодашавської підсвіти з мінімальною піскуватістю, в яких ймовірно в минулому і тепер внаслідок вказаних причин пропускаються продуктивні горизонти.

Як вже було відмічено раніше в даному розділі, внаслідок ефекту анізотропії в тонкошаруватих заглинизованих товщах діаграми електричних зондів великих розмірів і максимальних радіусів досліджень (2,25 і 4,25 м градієнт-зондів)

відображають згладжені аномалії, значення позірного опору яких дуже мало відрізняються від опорів глинистих пластів. Покази стандартного 2,25 м градієнт-зонда напроти газонасичених, глинистих і водонасичених тонкошаруватих товщ несуттєво розрізняються, тому в перших пошукових і пошуково-розвідувальних свердловинах такі відклади (особливо II і III типів) вважались неперспективними. Розширений комплекс геофізичних досліджень проектувався на більш глибокі горизонти з підвищеними значеннями коефіцієнту піскуватості, ефективних товщин колекторів, в яких досить легко виявлялись газові поклади. В практиці розвідки газових родовищ мікрошаруваті розрізи досить часто діагностують як глинисті, тому що на кривих електричних зондів вони характеризуються низькими значеннями опору (2 - 5 Ом·м), а на кривих гамма-каротажу - підвищеною потужністю природного гама-випромінювання. Виконані розрахункові роботи по комп'ютерному моделюванню [Красножон, 1982, 1983, 2001; Кулінкович, 1955, 1968] показів екранованих зондів БК, БМК, ІК свідчать, що при перешаруванні проникних пластів пісковиків і глин товщиною менше 0,8 м при пористості більше 0,15, коефіцієнті газонасичення більше 0,8, значення позірного електричного опору зондів занижується більше, ніж у 10 разів у порівнянні з подібним пластом великої (більше 4 м) товщини за рахунок ефекту анізотропії. Також в кілька разів зростають покази гамма-каротажу напроти від'ємних аномалій тонких пластів за рахунок інерційності апаратури. Навіть для досвідченого інтерпретатора виділити колектор в товщі глин і визначити його властивості є дуже кропіткою справою, при цьому допускаються різнонаправлені помилки.

Таким чином, до основних геофізичних причин, які призводили і на даний час призводять до пропусків газонасичених горизонтів дашавської світи можна віднести наступне:

- невідповідність роздільної здатності більшості "старих" стандартних методів ГДС геологічним умовам тонкошаруватого розрізу, особливо II і III типів;
- обмежене використання повного комплексу ГДС у верхніх, "неперспективних" горизонтах сармату в минулому;
- відсутність ефективних методів з високими роздільною здатністю по вертикалі і глибинністю дослідження;
- невідповідність технології проведення ГДС умовам проведення інтерпретації промислово-геофізичних даних - занадто великий крок квантування по глибині при записі каротажних діаграм; висока швидкість

проведення каротажу радіоактивними і мікроелектричними методами (це неодноразово відмічалось Т.С. Ізотовою);

- близькість геофізичних характеристик тонкошаруватих пластів і горизонтів з різним характером насичення, а також - при наявності і відсутності прошарків колекторів;
- відсутність методик оперативної якісної інтерпретації даних ГДС, пристосованих до умов тонкошаруватих розрізів, особливо II і III типів.

Висновки до 4 Розділу.

1. На основі виконаного аналізу ефективності стандартного комплексу ГДС в умовах тонкошаруватих теригенних розрізів на прикладі газоносних неогенових відкладів Передкарпатського прогину встановлено реальні обмеження щодо виконання практичних задач під час проведення пошуково-розвідувальних робіт. Ці обмеження в значній ступені пов'язані із застосуванням традиційних способів інтерпретації або їх модифікацій, призначених для принципово інших типів розрізів.
2. Поділення тонкошаруватих глинисто-піщаних розрізів на три типи дозволятиме оптимізувати застосування різних способів та методик інтерпретації даних ГДС.

Література.

1. Деч В., Кноринг Л. (1978). Нетрадиционные методы комплексной обработки и интерпретации геолого-геофизических наблюдений в разрезах скважин. - Л.: Недра, 1978. -192с.
2. Кноринг Л.Д., Деч В.Н. (1989) Геологу о математике. Советы по практическому применению. Л. Недра. 1989. 1-208.

3. Вахромеев Г.С. (1978) Основы методологии комплексирования геофизических исследований при поисках рудных месторождений. М. Недра. 1-152.
4. Інструкція з визначення фізичних параметрів гранулярних порід-колекторів до підрахунку запасів нафти і газу (2008) К. Державна комісія України по запасах корисних копалин. 1-56
5. Грицишин, В. І. (2012) Петрофізична характеристика колекторів нафтових і газових родовищ Карпатського регіону і Дніпровсько-Донецької западини: монографія. Івано-Франківськ. Лілея НВ. 1-272.
6. Johnson D. (2002). The triangular distribution as a proxy for the beta distribution in risk analysis (2002). Journal of the Royal Statistical Society Series D (The Statistician). January 2002. 46(3). 387-398. DOI: 10.1111/1467-9884.00091
7. Karpenko O., Myrontsov M., Karpenko I., Sobol V. (2020) Detection conditions of gas-saturated layers by the result of complex interpretation of non-electrical well logging data. Monitoring 2020 Conference - «Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment». 2020. – Kyiv.
8. Красножон М.Д., Косаченко В.Д., Тульчинский В.Г., Тульчинский П.Г. (2007) Развитие технологии «ГеоПоиск» для изучения нефтегазовых и рудных месторождений. НТВ «Каротажник». Тверь. АИС. 50–67.
9. Кравчук М.С. (1963) Определение эффективной толщины тонкослоистых пластов по данным электрического каротажа. Нефтегазовая геология и геофизика. № 1. 36-39.
10. Леськів І.В., Щерба В.М. (1979) Геолого-геофізичні дослідження при розшуках газу в Передкарпатському прогині. К. Наукова думка. 1979. 1-84.
11.. Kyiv. Nauk. Dumka. 1-84. [in Ukrain] https://www.twirpx.com/file/2734687/
12. Myrontsov M., Karpenko O. [2021]. Radial characteristics of lateral logging in thin-bedded formation. Conference Proceedings, Geoinformatics. May 2021. **2021**. 1-7. DOI: https://doi.org/10.3997/2214-4609.20215521045.
13. Wang Xia, Fu Guomin, Guo Aihua, Wang Chao, Sun Xiao, Jin Xing. [2018]. Research on determination of effective thickness for oil reservoirs with low permeability: A case of Chang-2 reservoir of Ansai oilfield[J]. Reservoir Evaluation and Development. 8(6). 1-6. http://red.magtech.org.cn/EN/Y2018/V8/I6/1
14. Федишин В.О. (2003) Наукові засади оцінювання низькопористих колекторів вуглеводневого газу: Дис… д-ра геол. наук: 04.00.17 / ІГГГК НАН України. – Львів, 2003. - 246 с.
15. Федишин В.О. (2002) Промислова оцінка колекторів газу в сарматських

відкладах північно-західної частини Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину // Геологія і геохімія горючих копалин. – Львів: ІГГГК, 2002. - № 1. - С. 13-25.
16. Федишин В.О., Нестеренко М.Ю., Іванишин В.С. (1998) Проблеми вивчення та освоєння колекторів з низькими фільтраційно-ємкісними властивостями // Геологія і геохімія горючих копалин. - Львів: ІГГГК, 1998. - № 2 (103). - С. 3-8.
17. Федишин В.О., Нестеренко М.Ю., Ципенюк Т.М. (1993) Визначення граничних значень фільтраційно-емкістних властивостей теригенних колекторів // Нові дані з методики і технології геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в Україні: Зб. наук. пр. - Львів: УкрДГРІ. - 1993. - С. 69-77.
18. Кулинкович А.Е. К теории каротажа электрически анизотропных пластов // Изв. ВУЗов. Сер. Геология и разведка. – М., 1958. - № 6. - С. 69 - 126.
19. Кулинкович А.Е. О влиянии анизотропии горных пород на результаты каротажа сопротивлений // Методика интерпретации и геологическое истолкование геофизических данных (Тр. УкрНИГРИ). - М.: Недра, 1965. - Вып. XIII. - С. 45 - 68.
20. Красножон М.Д. Интерпретация БКЗ в средах с глубокой зоной проникновения // Экспресс-информация ВИЭМС. Серия: Регион., разв. и промысл. геофизика. – М.:ВИЭМС. - 1982. - № 9. - С. 3-9.
21. Красножон М.Д. К решению прямой задачи БКЗ для сред с неоднородной зоной проникновения // Техника и методика геофизических исследований: Зб. наук. пр. - Львов: УкрНИГРИ. - 1983. - С. 20-24.
22. Красножон М.Д. Методика та комп’ютеризована технологія комплексної інтерпретації електрокаротажу нафтогазових свердловин. - К.: УкрДГРІ, 2001. - 82 с.
23. Куровець І.М., Притулко Г.Й. Особливості інтерпретації даних ГДС для тонкошаруватих розрізів сармату Передкарпаття // М-ли 6-ї Міжнар. наук.-пр. конф. "Нафта і газ України - 2000". - Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. - 2000. - С. 286-287.