

Література

1. Дерусов В.П. Обратная промывка при бурении геологоразведочных скважин. – М.: Недра, 1984. – 184с.
2. Яремийчук Р.С., Качмар Ю.Д. Вскрытие продуктивных горизонтов и освоение скважин. – Львов: Вища школа, 1982. – 152с.
3. Коснырев Б.А., Спивак А.Н., Скворцов В.П. Бурение скважин при полном поглощении бурового раствора // Бурение. – 1983. – №9. – С. 7-8.

УДК 550.832

ОЦІНКА ЛАТЕРАЛЬНОЇ МІКРОНЕОДНОРІДНОСТІ ГЛИНИСТО-ПІЩАНИХ ТОНКОШАРУВАТИХ ТОВЩ ЗА ДАНИМИ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН

О. М. Карпенко

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42056
e-mail: doberman@omen.ru

Предлагается новый параметр оценки неоднородности геологической среды – функция латеральной неоднородности. В отличие от традиционных оценок неоднородности указанная характеристика базируется на максимуме функции взаимной корреляции кривых электрического каротажа между скважинами. Новая оценка латеральности является пространственной геологической характеристикой и может быть успешно использована при подсчетах запасов нефти и газа, палеофаціальних дослідженнях тонкослоистых неоднородных толщ горных пород.

Дослідження неоднорідності продуктивних пластів і товщ проводиться на всіх етапах геологорозвідувального процесу і уточнюється в міру збільшення кількості геолого-геофізичної і промислової інформації. Вертикальні і латеральні неоднорідності порід-колекторів і покриття суттєво впливають на гідродинамічні характеристики нафтових і газових покладів, результати їх експлуатації. При оцінці запасів вуглеводнів неоднорідність враховують для визначення достовірних величин підрахункових параметрів, при розрахунках коефіцієнтів вилучення нафти і газу. Геологічна неоднорідність є важливим критерієм при пошуках пасток вуглеводнів неструктурного типу. Залежно від характеру задачі використовують різні параметри, які відображають вертикальні або латеральні зміни геологічних, фізичних характеристик гірських порід або осадових товщ.

Традиційно при оцінці розчленування або витриманості пластів і їх характеристик використовують такі параметри: а) коефіцієнт піщаності, б) коефіцієнт розчленованості, в) коефіцієнти абсолютної та відносної переривчастості пласта (товщі), г) коефіцієнт витриманості ефективної товщини пласта, д) коефіцієнт мінільної проникності по площі або об'єму покладу [1]. Пряма залежність продуктивності відкладів від вертикальної неоднорідності пластів доведена в роботах В.І.Азаматова, Л.Ф.Демент'єва, Г.М.Золоєва, А.В.Ахіярова [2]. А.В.Ахіяровим пропонується комплексний по-

It is offered the new parameter of estimation of geologic environmental heterogeneity – the function of lateral heterogeneity. Unlike the traditional estimations of heterogeneity, the new characteristic is based on a maximum of a cross-correlation function of electric logging curves between the wells. The new rate of lateral heterogeneity is the spatial geologic parameter that can be successfully apply at estimating of oil and gas stocks, paleophace for studies of thin-layer nonuniform strata of rocks.

казник неоднорідності KH_e , який “охоплює всі ієрархічні рівні геологічної неоднорідності”. Як складові показника розглядаються дані аналізу ядра, ємнісні та геометричні (товщина) характеристики пласта-колектора. При оцінці неоднорідності колекторів (продуктивної товщі) за матеріалами ГДС зазвичай використовують статистичні характеристики – середньоквадратичне відхилення, коефіцієнт варіації, середнє арифметичне або середнє зважене значення геофізичного або геологічного параметра. Вказані характеристики не враховують особливості зміни або витриманості параметра чи пласта в геологічному середовищі.

В роботі [3] пропонується проводити аналіз латеральної неоднорідності полів геологічних і геофізичних параметрів на різних етапах вивчення газових покладів. Показано, що статистичні оцінки підрахункових та продуктивних характеристик пластів значною мірою визначаються параметрами неоднорідних випадкових полів цих характеристик. Вивчення особливостей латеральної неоднорідності в межах окремих пластів або товщ дає змогу виявити наскрізну (по вертикалі) однотипну зональність геологічних та колекторських характеристик різних пластів. Така зональність є відображенням загальної фаціальної зональності потужних товщ в конседиментаційних структурах, які контролюються глибинними поверхнями рельєфу нижніх структурних поверхів [3].

При вивченні тонкошаруватих відкладів статистичні дослідження неоднорідностей в просторі допомагають простежити особливості латеральної мінливості пластів-колекторів і продуктивних товщ. На відміну від вказаних вище характеристик і показників неоднорідності при дослідженні тонкошаруватих товщ перевага надається параметрам, які визначаються або вимірюються за допомогою методів промислової геофізики. Зразки керна з таких відкладів проблематично прив'язати до ділянок розрізу, а результати лабораторних аналізів часто не можуть бути оцінені статистичними характеристиками через значну неоднорідність величин, що вимірюються. За даними геофізичних досліджень свердловин в тонкошаруватому розрізі не завжди вдається визначити колекторські характеристики окремих пластів і прошарків невеликої товщини. Детально об'єктивні обмеження комплексу методів ГДС при вивченні колекторських характеристик тонкошаруватої товщі описані в роботах [4-6]. Проте, тільки каротажні криві дають можливість вивчати просторову неоднорідність тонкошаруватих товщ гірських порід. В роботі [7] показано, що генетична ознака породи (осаду) відображається не тільки абсолютними величинами геофізичних параметрів, але й формами та неоднорідностями геофізичних аномалій на каротажних кривих. Дослідження форми аномалій, спектральних та інших характеристик геофізичних кривих допомагають виявити особливості генетичної і просторової мінливості складних за будовою тонкошаруватих товщ.

Розглянемо можливість використання діаграм стандартного 2.25 м градієнт-зонда для статистичного аналізу неоднорідності і витриманості тонкошаруватих глинисто-піщаних товщ на прикладі Рубанівського і Верещицького газових родовищ Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Структурну карту горизонту ВД-9 вказаних родовищ за даними буріння свердловин наведено на рис. 1. Загалом спостерігається моноклінальне падіння пластів у північно-східному напрямі. В межах Рубанівського родовища спостерігається локальне підняття, яке простежується на структурних планах всіх горизонтів дашавської світи. Продуктивні відклади неогену залягають на невеликих глибинах, представлені чергуванням прошарків глин, алевролітів і пісковиків переважно верхньодашавської підсвіти. Окремі літотипи порід слабо відрізняються за геофізичними характеристиками. На діаграмах методів ГДС пісковики і алевроліти виділяються невеликими, часто несуттєвими аномаліями в переважно глинистих розрізах свердловин [4].

На рис. 2 (ліва частина) наведено каротажні криві стандартного градієнт-зонда з ідентичних інтервалів (по відстані до реперного пласта туфітів) горизонту ВД-11 свердловин 12, 15, 17, 21 Рубанівського родовища. Візуальне співставлення кривих, крім загальної тенденції збільшення питомого опору з глибиною, не виявляє ніяких суттєвих кореляційних ознак. В межах горизонту відбувається ритмічне чергування шарів глинисто-піщаних порід, які через малі товщини практично не виділяються на каротажних діаграмах 2.25 м градієнт-зонда. Порівняння таких кривих та літологічне розчленування за даними звичайних зондів електрометрії для виявлення просторових закономірностей розповсюдження окремих пластів (прошарків) або кореляції товщ є дуже складною і малоефективною процедурою. Вказане завдання є дуже важливим на етапах виявлення та вивчення по-

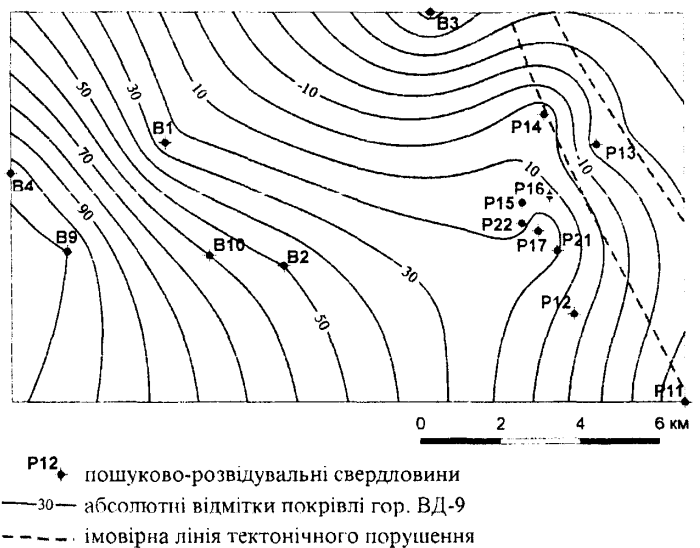


Рисунок 1 – Схематична карта покровілі горизонту ВД-9 Рубанівського і Верещицького газових родовищ за даними буріння свердловин



Рисунок 2 – Порівняння діаграм позірного опору 2.25 м градієнт-зонда до і після фільтрації. Рубанівське газове родовище, горизонт ВД-11

кладів газу, які тут зосереджені переважно в тонкошаруватих лінзоподібних пластах верхньодашавської підсвіти.

В правій частині на рис. 2 наведено інтервали діаграм залишкового позірнього опору ρ_{ϕ} після фільтрації означених кривих електрокаротажу. Процедура фільтрації дає змогу виявити високочастотну складову сигналу, яка в даному випадку є відображенням мікронеоднорідностей розрізу. Параметр ρ_{ϕ} на глибині z_i розрізу свердловини визначається способом рухомої смуги

$$\rho_{\phi}(z_i) = \rho_k(z_i) - \bar{\rho}_k(z_i), \quad (1)$$

де: z_i – глибина розрізу свердловини в точці i зняття відліку позірнього електричного опору зонда;

$\rho_{\phi}(z_i)$ – залишковий позірний опір зонда на глибині z_i ;

$\rho_k(z_i)$ – відлік позірнього опору зонда на глибині z_i ;

$\bar{\rho}_k(z_i)$ – згладжене (середнє) значення позірнього опору зонда в діапазоні глибин від $z_i - 0.5 \cdot \Delta z$ до $z_i + 0.5 \cdot \Delta z$, розраховане для глибини z_i (Δz – інтервал глибин, в якому виконується осереднення позірнього опору зонда; для типового тонкошаруватого розрізу рекомендується його вибирати в межах 1,6-2 м).

Нашими дослідженнями встановлено, що окремі аномалії повторюються на означених кривих зондів БКЗ різного розміру і не пов'язані з технологічними особливостями каротажу. Можна вважати, що такі аномалії є відображенням літологічної неоднорідності розрізу, а перетворені електрокаротажні діаграми у діаграми параметра ρ_{ϕ} можна використовувати для кореляції тонкошаруватих розрізів окремих свердловин.

Для узгодження кривих по глибинах, що є дуже важливою операцією при кореляції розрізів, застосовується відома методика з використанням функції взаємної кореляції (ФВК) [8]. Крок квантування по глибині при ув'язці кривих дорівнює кроку цифрової рестрації – 0,2 м. На кожному кроці визначається величина ФВК та виконується пошук її максимального значення, яке буде відповідати найкращому варіанту ув'язки кривих. На рис. 3 зображено діаграму ФВК, де по вертикалі позначені величини і напрям зміщення кривої ρ_{ϕ} свердловини № 17-Рубанівська відносно опорної кривої свердловини № 15-Рубанівська. Величина зміщення (лаг) вказана у кроках квантування, тобто максимум функції взаємної кореляції спостерігається при значенні $-11 \times 0,2 \text{ м} = -2,2 \text{ м}$.

Максимум функції взаємної кореляції відображає не тільки найкращий варіант узгодження кривих, але й ступінь відповідності (подібності) мікроелектричних неоднорідностей інтервалів розрізів двох свердловин. Для дослідження тісноти кореляції геоелектричних розрізів свердловин вибрані діаграми залишкового позірнього опору 2Б25 м градієнт-зонда. Вибір діаграм вказаних зондів зумовлений тим, що стандартний каротаж обов'язково проводиться у всіх свердловинах, а перевага методу стандартного каротажу стосовно більш детальних мікроелектричних методів – МКЗ і БМК полягає у більшій глибинності методу і меншому впливу на його покази неоднорідностей стінок свердловини і навколосвердловинного середовища.

На рис. 2 під ув'язаними по глибині кривими залишкового позірнього опору вказані значення максимумів ФВК відносно базової кривої з св. № 21-Рубанівська. Безумовна перевага математичної кореляції геоелектричних розрізів і оцінка ступеня їх подібності відносно ручної кореляції в даному випадку не викликає сумнівів.

Для оцінки достовірності величини функції взаємної кореляції за допомогою критерію Стьюдента розраховуються граничні значення функції на кожному кроці зміщення, які представлені у вигляді плавних пунктирних кривих з двох боків від діаграми ФВК (рис. 3). У випадку, коли максимальна величина ФВК не перевищує граничне значення, гіпотеза про наявність суттєвої кореляції двох мікрогеоелектричних розрізів відкидається. З геологічної точки зору це відповідає випадку значного літологічного заміщення або різкої зміни геометричних параметрів більшості пластів і прошарків в міжсвердловинному просторі в інтервалі спостереження.

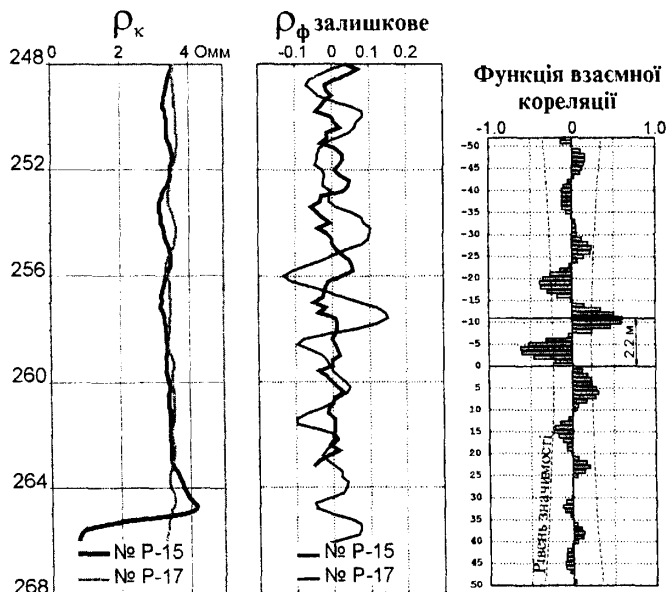


Рисунок 3 – Визначення максимуму взаємної кореляції діаграм залишкового опору. Рубанівське газове родовище, горизонт ВД-9

Розглянутий параметр – максимум функції взаємної кореляції можна використовувати для інтегральної оцінки латеральної неоднорідності тонкошаруватої товщі в межах окремої ділянки або родовища. Більшість розглянутих параметрів оцінки геологічної неоднорідності характеризує ступінь розчленування товщі або пласта по родовищу за фізичними або геологічними ознаками і не оцінює площинних особливостей дисперсії конкретної ознаки. Максимум функції взаємної кореляції по залишковому позірному опору характеризує витриманість літологічних і геометричних властивостей товщі (горизонту) у міжсвердловинному просторі або по площі спостереження при кореляції розрізів багатьох свердловин.

Параметр максимуму ФВК є одночасно і випадковою величиною, і величиною, яка залежить від просторових характеристик – координат точок спостереження і відстані між свердловинами. Такі величини отримали назву регіоналізованих змінних, які є основним об'єктом досліджень при геостатистичному аналізі [9]. Для оцінки витриманості відкладів, що досліджуються, по латералі, побудовані карти-схеми кореляції геоелектричних розрізів свердловин для Рубанівського і Верещицького газових родовищ.

Розглянемо послідовність операцій при побудові таких карт. Як відомо, величина граничного значення коефіцієнта кореляції прямо пов'язана із трьома характеристиками – рівнем довіри α , кількістю точок спостереження n і величиною самого коефіцієнта кореляції. Тому на першому етапі після визначення максимумів функції взаємної кореляції проводиться перетворення параметра ФВК з метою отримання величин, які залежать і від абсолютних значень коефіцієнта кореляції, і від граничних значень його достовірності. Вказані перетворені величини наведемо приведеними коефіцієнтами взаємної кореляції

$$r_{прив.} = \frac{r - r_{крит.}}{1 - r_{крит.}} (r > r_{крит.}) + 0.01, \quad (2)$$

де: $r_{прив.}$ – приведений коефіцієнт взаємної кореляції;

r – максимум функції взаємної кореляції;

$r_{крит.}$ – критичне значення коефіцієнта взаємної кореляції;

0.01 – мінімальне значення $r_{прив.}$ (вище за 0), введено для можливості взяття логарифмів всіх отриманих величин при подальших перетвореннях.

Внаслідок розглянутої властивості параметра максимуму ФВК залишкового опору – залежності його від відстані між свердловинами, некоректно використовувати його абсолютні значення для побудови названих карт: вхідні дані будуть не тільки функцією розміщення точок спостережень, але й функцією відстані

між свердловинами. При збільшенні відстані між свердловинами коефіцієнт кореляції закономірно зменшується (рис. 4). З метою використання приведенного значення максимуму ФВЗ як характеристики латеральної мінливості (або неоднорідності) товщі слід виключити вплив відстані між свердловинами з вхідних даних при побудові карт. Значення коефіцієнтів кореляції треба пронормалізувати на одиницю довжини відстані.

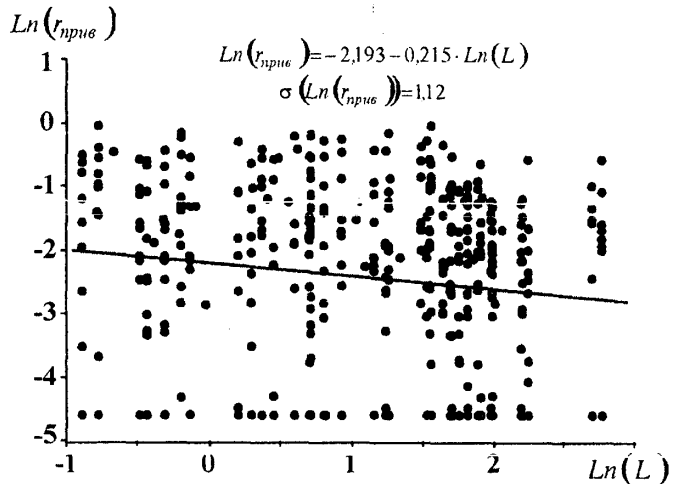


Рисунок 4 – Розподіл приведених значень коефіцієнтів взаємної кореляції в залежності від відстані між свердловинами. Рубанівське і Верещицьке газові родовища, горизонти ВД-7 – ВД-13

Як відомо, нормалізація значень випадкової величини проводиться за умови нормального закону розподілу цієї величини. Тому спочатку визначається закон розподілу приведених значень коефіцієнтів взаємної кореляції з використанням критеріальної статистики. За допомогою непараметричного D-критерію Колмогорова-Смирнова [10] встановлено, що вибіркова сукупність значень приведених коефіцієнтів ФВК по всіх горизонтах найкраще підпорядковується екстремальному і логнормальному законам розподілу. Для спрощення розрахунків використаємо модель логнормального закону. В подальшому з метою нормалізації вхідних даних замість значень $r_{прив.}$ будемо застосовувати їх логарифми – $ln(r_{прив.})$. Значення останньої величини розподілені за нормальним законом. На рис. 4 наведено рівняння, яке є лінійним для логарифмів величин $ln(r_{прив.})$ і $ln(L)$ (L – довжина між свердловинами в км). Можна вважати, що лінійне рівняння, розраховане за методом найменших квадратів, проходить через середини розподілів значень $ln(r_{прив.})$, ранжованих за величинами $ln(L)$. Тому для будь-яких значень $ln(L)$ можна провести нормалізацію величини $ln(r_{прив.})$ відносно визначених за допомогою вказаного рівняння значень $ln(r_{прив.})_{розрах}$ і ранжованого за $ln(L)$ значення дисперсії $\sigma(ln(r_{прив.}))$

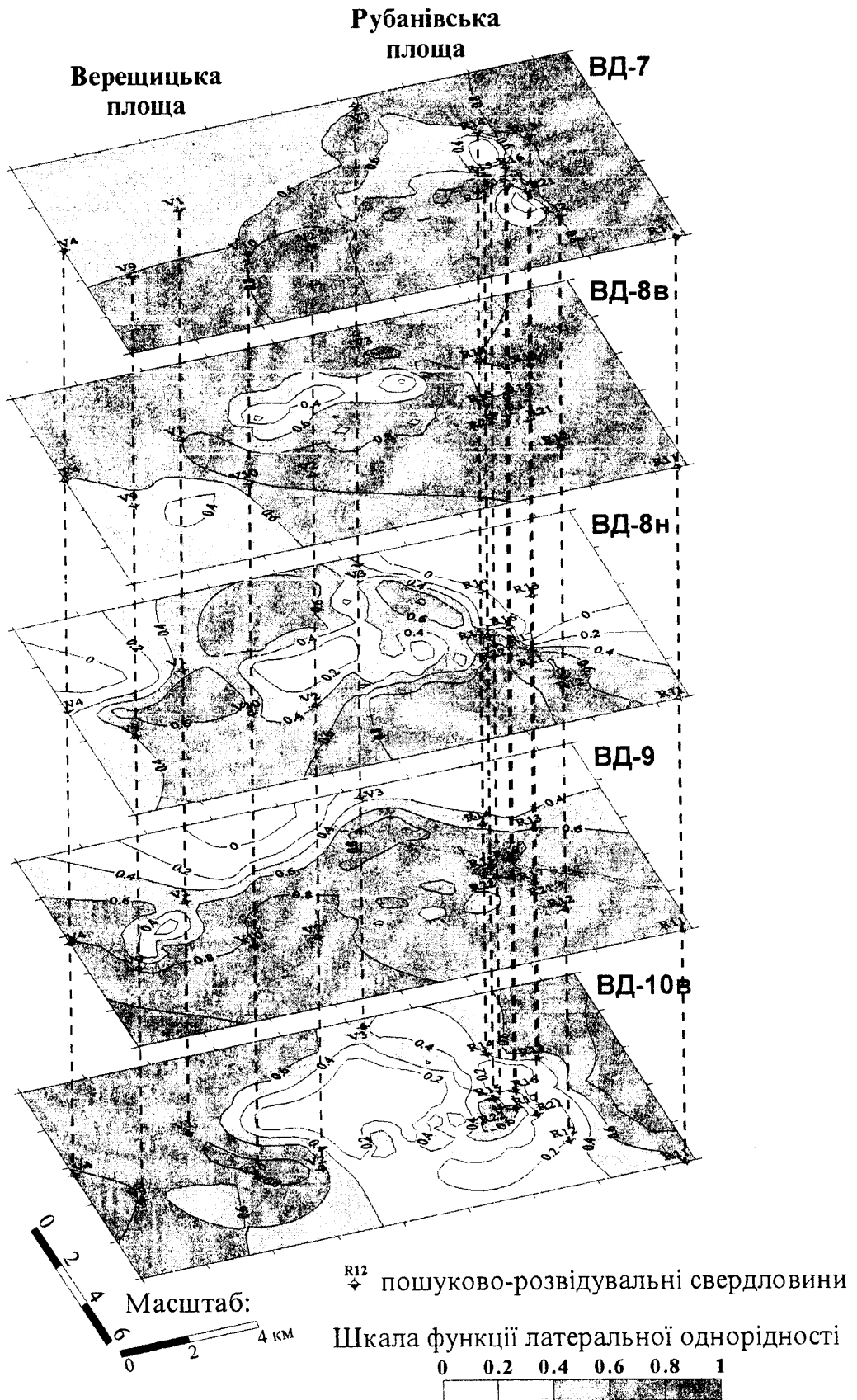


Рисунок 5 – Рубанівське і Верещицьке газові родовища. Схеми латеральної однорідності глинисто-піщаних товщ в межах підгоризонтів дашавської світи у вигляді розподілу функції однорідності

$$r_{\text{норм. } j} = \frac{\ln(r_{\text{прив.}}) - \ln(r_{\text{прив.}})_{\text{розрах.}}}{\sigma(\ln(r_{\text{прив.}}))_j}, \quad (3)$$

де: $r_{\text{норм.}}$ – нормалізоване значення логарифма приведенного коефіцієнта ФВК; j – порядковий номер рангу величини $\ln(L)$.

Із змісту рівняння (3) випливає, що розраховані значення параметра $r_{\text{норм.}}$ не залежать від відстані між свердловинами, а знак і величина $r_{\text{норм.}}$ визначає ступінь “витриманості” мікрогеоселективного розрізу товщі в даній точці карти. Додатні значення характеризують досить витримані ділянки з коефіцієнтом взаємної кореляції більшим за середнє значення для всіх горизонтів.

Нормована величина $r_{\text{норм.}}$ має функцію розподілу, яка наближена до теоретичного нормального закону. Тому, з метою надати більш конкретний зміст останній величині, використовуючи її “нормальність”, виконаємо перехід від нормалізованих значень логарифма приведенного коефіцієнта ФВК до значень інтегральної функції ймовірності його розподілу. Цю величину назовемо “функцією латеральної однорідності” $F(r_{\text{норм.}})$

$$F(r_{\text{норм.}}) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{r_{\text{норм.}}} e^{-\frac{r_{\text{норм.}}^2}{2}} dr_{\text{норм.}}. \quad (4)$$

Таким чином здійснюється функціональний перехід від величини $r_{\text{норм.}}$ з діапазоном зміни значень теоретично від $-\infty$ до $+\infty$ до величини функції латеральної однорідності, яка змінюється від 0 до 1.

На картах-схемах горизонтів (рис. 5) наведені розподіли функції латеральної однорідності $F(r_{\text{норм.}})$. Представлені карти для 5 підгоризонтів верхньодашавської світи свідчать про нерівномірність латеральної витриманості осадових товщ. На всіх картах присутні ділянки із різкою мінливістю структури розрізів підгоризонтів в латеральному напрямі (світлого кольору). Ділянки різної форми темного кольору (з високим значенням величини $F(r_{\text{норм.}})$) відповідають малим латеральним градієнтам зміни геоелектричних характеристик розрізу.

При проектуванні нових свердловин карти латеральної витриманості горизонтів даного типу бажано використовувати з метою вибору оптимальних точок їх закладання – для уникнення слабоперспективних ділянок із горизонтальною неоднорідністю. На таких ділянках можна очікувати погіршення витриманості гідродинамічних властивостей по латералі і зменшення величин стабільних дебітів пластових флюїдів. карти латеральної витриманості слід використовувати при оцінках середніх значень підрахункових параметрів при підрахунках запасів нафти і газу на родовищах із тонкошаруватою будовою розрізів. Значення підрахунко-

вих параметрів слід визначати як середньозважені за величинами площ окремих зон латеральної витриманості продуктивного горизонту (товщі). Крім того, такі карти можуть стати досить важливим фактичним матеріалом при літолого-фаціальних і палеогеографічних дослідженнях і побудовах. Наприклад, з метою деталізації латеральних умов накопичення осадів: виявлення напрямів локальних морських донних палеотечій, шляхів розносів осадів, ділянок наземних та підводних палеодельт, напрямів горизонтального розповсюдження (витриманості) шаруватості відкладів.

Література

1. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов керн, опробований и испытаний продуктивных пластов / Под ред. Б.Ю.Вендельштейна, В.Ф.Козяра, Г.Г.Яценко. – Калинин: НПО “Союзпромгеофизика”, 1990. – 261 с.
2. Ахияров А.В. Методика интегрированного анализа геолого-геофизической информации для количественной и качественной оценки неоднородности терригенных отложений прибрежно-морского генезиса // Каротажник. – Тверь: АИС, 1996. – № 36. – С. 72-74.
3. Берман Л.Б., Нейман В.С., Каргер М.Д. и др. Промысловая геофизика при ускоренной разведке газовых месторождений. – М.: Недра, 1987. – 246 с.
4. Изотова Т.С., Бондаренко О.В. Компьютерная технология интерпретации данных ГДС для тонко- и микрощаруватих розрізів міоцену Передкарпатського прогину // Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геофізики. – К.: УкрДГРІ, 2001. – С. 113-117.
5. Кравчук М.С. Определение эффективной мощности в тонкочередующихся пластах по данным электрического каротажа // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1963. – № 1. – С. 36 - 39.
6. Леськів І.В., Щерба В.М. Геоолого-геофізичні дослідження при розшуках газу в Передкарпатському прогині. – К.: Наук. думка, 1979. – 84 с.
7. Изотова Т.С. Определение типов осадочных пород по комплексу геофизических исследований скважин / Советская геология. – 1987. – № 3. – С. 97 – 106.
8. Дьяконова Т.Ф. Применение ЭВМ при интерпретации данных геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1991. – 220 с.
9. Дэвис Дж. С. Статистический анализ данных в геологии / Под ред. Д.А.Родионова. – М.: Недра, 1990. – Кн. 1. – 319 с.
10. Поллард Дж. Справочник по вычислительным методам статистики. – М.: Финансы и статистика, 1982. – 344 с.