

Література

1. Методическое руководство по проведению и обработке данных повторного радиоактивного каротажа нефтяных и газовых скважин // ОНТИ, ВНИИЯГГ, 1982.

2. Кузнецов С.Н., Третьякова Л.И. Сопоставление результатов обработки данных ВИКИЗ и комплекса БКЗ-БК-ИК по высокоомным отложениям месторождений севера Тюменской области // НТВ: Каротажник. – Тверь: АИС, 1999. – Вып. 54. – С. 54-68.

3. Поздеев Ж.А., Пасечник М.П., Антонен С.И., Яковлева Л.М. Основные результаты внедрения аппаратуры ВИКИЗ и ИКЗ в Ноябрьском нефтегазоносном районе // НТВ: Каротажник. – Тверь: АИС, 1999. – Вып. 59. – С.95-102.

4. Эпов М.И., Глинских В.Н., Ульянов В.Н. Оценка характеристик пространственного решения систем индукционного и высокочастотного электромагнитного каротажа в терригенных разрезах Западной Сибири // НТВ: Каротажник. – Тверь: АИС, 2001. – Вып. 81. – С.19-55.

5. Антонов Ю.Н., Эпов М.Ю., Карогодин Ю.Н., Юшин Д.П. Интерпретация данных ВИКИЗ в комплексе актуальных задач нефтяной геологии // НТВ: Каротажник. – Тверь: АИС, 2002. – Вып. 100. – С. 172-192.

6. Антонов Ю.Н. Выделение и оценка насыщения коллекторов при навигации скважин с горизонтальным завершением по данным ВИКИЗ // Доклад на геофизической научно-практической конференции ТюменьОЕАГО, 12-13 октября 2004 г.

УДК 550.832

ОЦІНКА ТОЧНОСТІ ВИЗНАЧЕННЯ ПАРАМЕТРІВ ПЛАСТІВ ЗА ДАНИМИ ГДС В УМОВАХ НЕОДНОРІДНИХ ГЕОЛОГІЧНИХ РОЗРІЗІВ

О.М.Карпенко

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

Рассмотрены проблемы, возникающие при количественных определениях точности способов и методик интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС). На отдельных примерах показано, что во многих случаях использование результатов анализа керна в качестве эталонных значений является методически неправильным, а результаты сравнения данных определения пористости по керну и с помощью методов ГИС нельзя назвать достоверными. Предложены приемы оценки точности способов интерпретации с помощью данных лабораторных анализов керна и путем сравнения результатов геофизических способов со средними попластовыми определениями определяемого параметра.

There are considered the problems, which arise at quantitative definitions of accuracy of methods and techniques of well-logging data interpretation. On the separate examples it is shown, that in many cases the using of core analysis results as reference values is methodically wrong, and results of comparison of the definition of porosity by the core and with the help of well-logging cannot be named reliable. There are offered the receptions of an estimation of accuracy of techniques of well-logging data interpretation with the help of the given laboratory analyses of a core and by comparison of results of geophysical methods with the average data of the determined parameter.

Серед проблем оцінки ефективності і точності нових способів кількісної інтерпретації даних ГДС в умовах тонкошаруватих розрізів свердловин з підвищеним вмістом глинистого матеріалу в товщах до 60-70% і наявністю переважно слабоконсолідованих порід-колекторів на малих глибинах (типових для відкладів гельвету і сармату Передкарпаття) слід назвати [1-4]:

– малий винос кам'яного матеріалу з інтервалів відбору керна при бурінні;

– неповне статистичне представлення всіх існуючих в розрізі різновидів порід внаслідок викришування найбільш крихких зразків, як правило, колекторів з найкращими емнісними характеристиками;

– неможливість забезпечення адекватності умов проведення лабораторних і свердловинних

досліджень гірських порід в зазначених розрізах;

– великий відсоток спірних результатів промислових випробувань пластів в інтервалах перфорації, які не відповідають висновкам за даними ГДС, а також геологічним умовам будови розрізу.

Вказані труднощі не дають змоги повною мірою використовувати стандартний підхід до перевірки ефективності та достовірності методик і результатів інтерпретації даних ГДС шляхом порівняння їх з матеріалами лабораторних аналізів керна і результатами випробувань. Безумовно, такі роботи слід виконувати, але їх обсяги унеможливають повноцінну перевірку ефективності кількісної інтерпретації даних ГДС в усіх можливих варіантах її проведення. Вказані особливості ГДС в умовах тонкошару-

ватих слабоконсолідованих розрізів змушують по-іншому оцінювати ступінь достовірності даних ГДС, ядерних досліджень та результатів випробувань, і не віддавати перевагу останнім. При явному дефіциті або відсутності виносю керн з перспективних інтервалів розрізів свердловин слід орієнтуватись на непрямі способи оцінки достовірності та надійності методів і методик інтерпретації даних геофізичних досліджень.

Проілюструємо сказане такими прикладами.

На рис.1 зображено результати порівняння значень коефіцієнта глинистості K_{gl} пісковиків з відкладів косівської світи газових родовищ Передкарпаття. Значення глинистості отримані шляхом проведення лабораторних аналізів зразків керн і за результатами стандартної інтерпретації даних ГК. В даному випадку спостерігається типова ситуація, коли не виконуються умови адекватності проведення вимірювань різними способами: зразки керн представляють однорідні літологічні різновиди порід об'ємом в одиниці – десятки $см^3$, в той же час, при проведенні ГДС вимірюються параметри гірських порід на декілька порядків більших за розмірами. При невеликій глинистості розрізу розходження в значеннях глинистості "керн-ГДС" повинно бути також невеликим. Коли вивчаються геофізичними методами тонкошаруваті глинисто-піщані пласти з більше 30-50%, інтегральна характеристика останніх за ГДС вже не може відповідати "чистим" літологічними різновидам, якими є окремі зразки керн з інтервалів досліджень. Таким чином, в наведених геологічних умовах при значній глинистості і частому перешаруванні пластів різної літологічної приналежності керн вже не може виступати як носій "істинної", еталонної геологічної інформації.

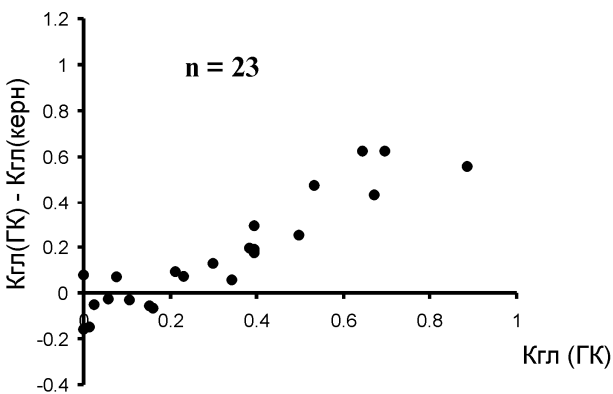
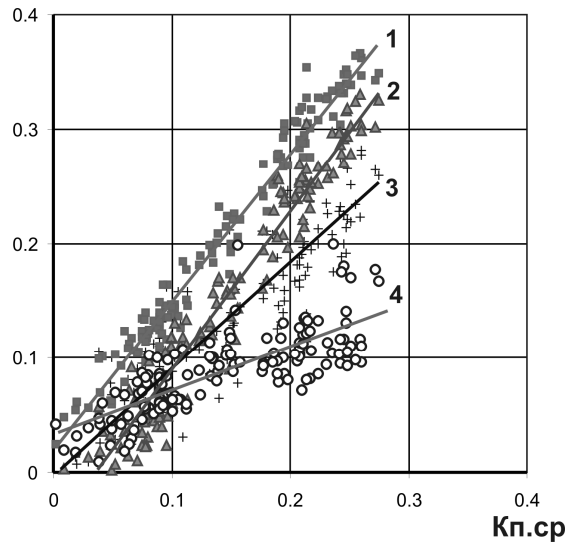


Рисунок 1 — Вплив глинистості на розходження у значеннях K_{gl} , визначених за даними геофізичних і лабораторних досліджень у тонкошаруватих відкладах. Славецьке, Шереметівське, Черногузьке газові родовища, косівська світа

Наступний приклад відображає ситуацію, коли взагалі не виноситься ядерний матеріал на поверхню, або його вкрай недостатньо, щоб використовувати для порівняльного аналізу

ефективності і точності окремих способів кількісної геологічної інтерпретації даних ГДС. Так, для умов глинисто-піщаних слабоконсолідованих товщ неогенового віку була розроблена нова статистична інтерпретаційна модель акустичного каротажу, яка дає змогу оцінювати пористість K_p пісковиків і алевролітів на глибинах від 200 до 2500 м в широкому діапазоні зміни глинистості. Для оцінки її точності був використаний прийом, який не є стандартним при виконанні такої задачі: внаслідок повної відсутності аналізів ядерного матеріалу були використані для порівняння результати оцінки пористості різними способами за даними різних методів ГДС. Підстава для такого рішення є — при підрахунках запасів часто використовують середні значення ємнісних параметрів пластів, розрахованих за даними різних геофізичних методів; при цьому вважають, що такі оцінки є максимально наближеними до істинних. Якщо немає можливості скористуватись ядерними даними, то слід використовувати наведений вище підхід щодо оцінки точності окремих методів. Як бачимо (див. рис. 2), результати розрахунків за новим способом мають найкращу збіжність із середніми значеннями $K_{p.cp}$; близькими до них є лише дані методу ГГК-Г, які також деякою мірою можна вважати "еталонними". Це тлумачення "еталонних" результатів інтерпретації даних ГГК-Г є наслідком часто майже функціонального зв'язку між густиною і пористістю гірських порід в однотипних відкладах.

K_p (метод)



- 1 – за даними АК, ГК (стандартна модель), $r = 0,97$, $\sigma(K_p) = 0,068$;
 - 2 – за даними АК (нова модель), $r = 0,95$, $\sigma(K_p) = 0,036$;
 - 3 – за даними ГГК-Г, $r = 0,83$, $\sigma(K_p) = 0,034$;
 - 4 – за даними ДННК, $r = 0,61$, $\sigma(K_p) = 0,075$.
- Кількість поточкових визначень – 140

Рисунок 2 — Порівняння результатів розрахунків пористості K_p пісковиків і алевролітів за даними різних методів

із середніми значеннями Kn_{cp} в розрізі
св. № 15-Рубанівська

Середньоквадратичне відхилення між окремими визначеннями Kn за допомогою нової моделі і середніми значеннями Kn_{cp} дорівнює 0,036. Цей параметр – $\sigma(Kn)$ можна використовувати на якісному рівні для порівняння точності окремих методів. Приблизно таке ж значення $\sigma(Kn)$ й в даних Kn за методом ГГК-Г. Істотно більший розкид значень Kn порівняно із середніми значеннями параметра у стандартної моделі методів АК, ГК – $\sigma(Kn) = 0,068$. Суттєві розбіжності в значеннях пористості за даними різних методів пояснюються малими глибинами залягання відкладів, їхньою крихкою структурою, підвищеною глинистістю піщано-алевритових порід. Основні ж розглянуті та застосовані для порівняння інтерпретаційні моделі методів ГДС призначені для оцінки пористості іншого типу гірських порід – малоглинистих, міцноцементованих порід-колекторів.

На рис. 3 зображено результати порівняння розрахунків перколяційної (компонентної) пористості пісковиків в піщано-глинистій тонкошаруватій товщі дашавської світи св. №6 Гайського газового родовища. За даними ГДС визначення Kn проводилось за новою комплексною методикою – шляхом розв'язання системи інтерпретаційних рівнянь [5]. З інтервалу дослідження розрізу при бурінні був відібраний керн, окремі зразки якого були відправлені на аналіз. Як правило, для проведення лабораторних досліджень використовують лише зразки, які за зовнішнім виглядом подібні до порід-колекторів. Щільність відбору зразків явно недостатня для проведення статистичного аналізу точності нової методики комплексної інтерпретації: інтервал тонкошаруватого розрізу протяжністю 60 м представлений лише 9 пластами з наявним керном, в яких всього є по 1-3 лабораторних визначення Kn на кожний пласт. Цей приклад також свідчить про неможливість проведення статистичної оцінки точності нової методики визначення пористості пісковиків за даними ГДС при обмеженій кількості лабораторних аналізів керна матеріалу.

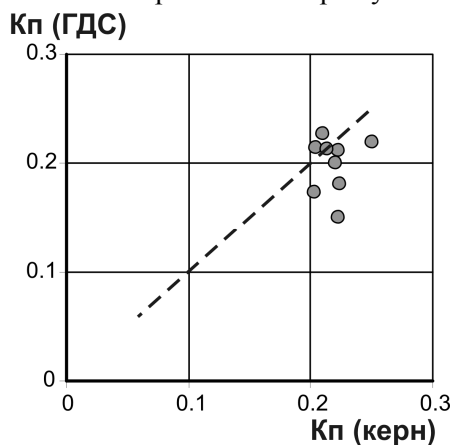


Рисунок 3 — Порівняння результатів попластової оцінки пористості за даними ГДС (комплексна методика інтерпретації) з результатами аналізу керна.

Св. № 6 Гайського газового родовища,
Зовнішня зона Передкарпатського прогину

Як зазначається в роботі [6], для достовірної оцінки точності способу або методики інтерпретації даних ГДС важлива не тільки кількість визначень параметра, який порівнюється з даними лабораторних досліджень кам'яного матеріалу, але й щільність відбору зразків керна. Рис. 4 ілюструє, як змінюється абсолютна похибка оцінки пористості пісковиків з розрізу Кулічихинського газоконденсатонафтового родовища при збільшенні кількості зразків керна, за якими оцінюються середні значення Kn_{nick} пласта за методикою комплексної інтерпретації [5].

З рис. 4 видно, що навіть за наявності масивних однорідних пластів-колекторів в розрізі суттєво змінюється уявлення про розбіжність розрахованих значень Kn_{nick} певним способом інтерпретації відносно "істинних" значень пористості, визначених за даними досліджень зразків керна при збільшенні кількості останніх. Як бачимо, при значній вибірці зразків керна (понад 20) нова методика показує найкращий результат порівняно з іншими способами, що є ще одним підтвердженням працездатності і ефективності методики комплексної інтерпретації даних ГДС, розробленої взагалі для інших, тонкошаруватих розрізів свердловин. За даними [6], навіть для однорідних масивних пластів пісковиків Західного Сибіру встановлено, що при кількості зразків на 1 м товщини пласта менше 5 (1 зразок на 0,2 м) керн вважається непереставницьким. В нашому випадку при порівнянні значень пористості 1 зразок керна припадає в середньому на 1,32 м, мінімум – на 0,6 м пласта пісковіку, що створює явно недостатню щільність аналізів для достовірної остаточної статистичної оцінки ефективності способів або методик інтерпретації. При дослідженнях тонкошаруватих верств цей показник зазвичай на практиці є ще більшим. Таким чином, оцінка точності визначення емнісних характеристик за даними ГДС шляхом порівняння результатів інтерпретації геофізичної інформації з даними аналізу керна є наближеною. На нашу думку, з цією метою слід проводити порівняльну оцінку результатів різних способів кількісної інтерпретації даних ГДС, а дані керна використовувати лише як результати одного з рівноправних способів і визначати ступінь достовірності та точності кожного з них відносно середніх показників. За наявності значної кількості результатів лабораторних аналізів керна матеріалу слід будувати графіки за аналогією наведеного на рис. 4. Тільки після цієї операції можна оцінювати реальну (але все одно, лише наближену) точність визначення емнісного параметра – в тому місці графіка, де крива лінії регресії наближається до асимптотичного вигляду (значення). Для прикладу, як видно на рис. 4, для нового способу комплексної інтерпретації даних ГДС точність може бути визначена лише при кількості зразків більше 20 на один пласт!

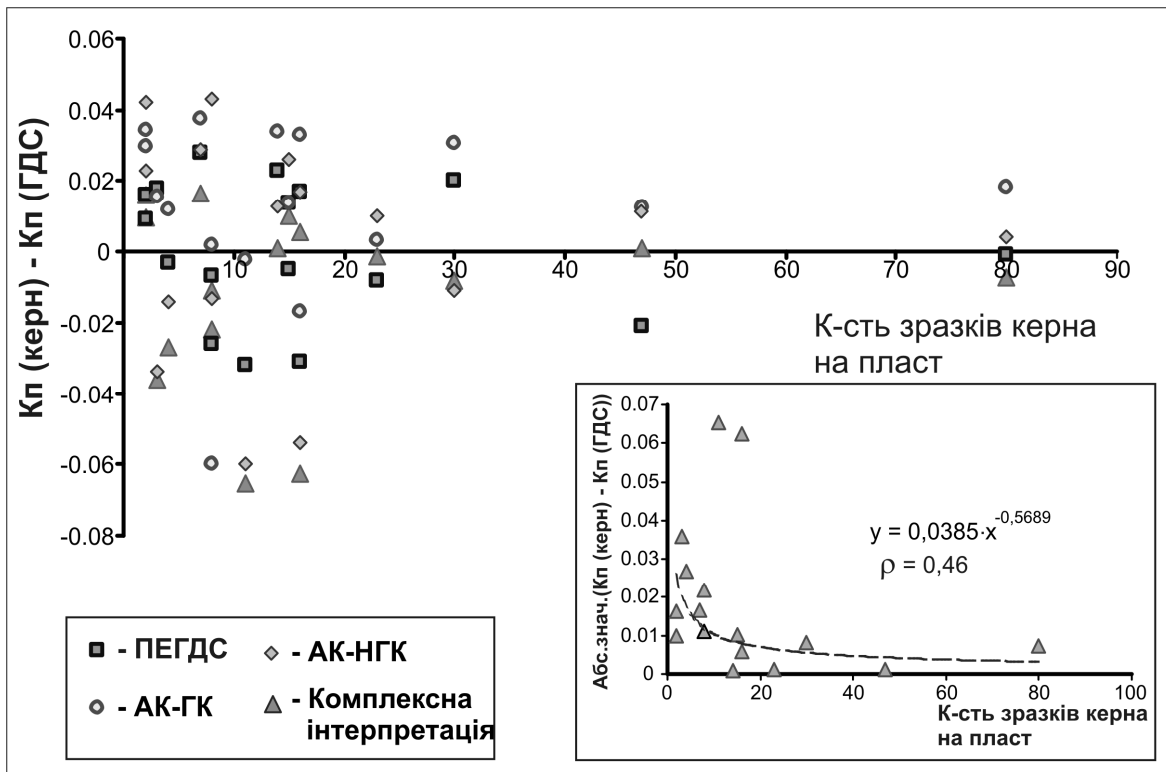


Рисунок 4 — Порівняння точності оцінки $Kn_{писк}$ різними способами інтерпретації даних ГДС (див. умовні позначення) залежно від кількості кернових визначень на один пласт. Кулічихинське газоконденсатонафтове родовище, ДДЗ

Таблиця 1 — Результати порівняння точності визначення пористості пісковиків Кулічихинського родовища різними способами інтерпретації даних ГДС за допомогою $\sigma(Kn)$

Керн	ПЕГДС*	АК-ГК	АК-НГК	нова методика
0,0373	0,0328	0,0453	0,0431	0,0383

Примітка: * спосіб оцінки $Kn_{писк}$ за даними АК, ГК, розроблений в Полтавській експедиції з геофізичних досліджень в свердловинах на основі статистичного рівняння типу "керн-ГДС" для даного родовища.

Розглянемо порівняльну характеристику точності різних способів оцінки пористості на прикладі теригенних відкладів карбону і девону Кулічихинського родовища. Як еталонні значення $Kn_{писк}$ використаємо середні оцінки по кожному з пластів. Значення пористості по кожному з пластів за даними лабораторних досліджень зразків керна будемо використовувати лише як дані рівноправного способу оцінки Kn . В табл. 1 наведено результати розрахунків середньоквадратичного відхилення $\sigma(Kn)$ по кожному із способів відносно середніх значень пористості. Наведені дані, на нашу думку, мають більше підстав бути характеристиками точності різних способів інтерпретації даних ГДС, ніж висновки про близькість показів окремих способів до даних аналізу кам'яного матеріалу, представництво якого є досить суперечливим.

Висновки

1. Використання даних лабораторних досліджень кернового матеріалу як еталонних для оцінки точності конкретного методу інтерпре-

тації даних ГДС доцільно проводити лише при дослідженні однорідних в літологічному відношенні ділянок розрізу свердловини. У цьому випадку лабораторними і свердловинними вимірювальними пристроями вивчаються однотипні гірські породи.

2. Для оцінки точності способу (методики) інтерпретації шляхом порівняння з керновими даними слід використовувати побудови, зображені на рис.4.

3. За відсутності представницької колекції кам'яного матеріалу можна як еталонні значення колекторських характеристик гірських порід у розрізі свердловини використовувати середні поплавові (поточкові) значення за даними різних способів інтерпретації різних за фізичними основами методів ГДС.

Література

1. Ізотова Т.С., Бондаренко О.В. Комп'ютерна технологія інтерпретації даних ГДС для тонко- і мікрошаруватих розрізів міоцену Передкарпатського прогину // Теоретичні та

прикладні проблеми нафтогазової геофізики. – К.: УкрДГРІ, 2001. – С. 113-117.

2. Гафіч І.П., Колісніченко В.Г. Методичні аспекти вивчення колекторських властивостей тонконашарованих теригенних розрізів (на прикладі Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину) // Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геофізики: Зб. наук. пр. – К.: УкрДГРІ, 2001. – С. 146-152.

3. Локтев А.В. Причини пропущення продуктивних горизонтів в глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину і заходи для їх запобігання // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 2003. – № 3 (8). – С. 123-126.

4. Азаматов В.И., Крысин Н.И., Спасибко В.Д. и др. Оценка качества первичного вскрытия продуктивных пластов по промысловым и

$$\Delta t_{k(nn)} = \sqrt{t_0^2 + \frac{d^2 + x^2}{V^2}} - t_0, \quad (1)$$

геофизическим данным // Обзорн. информация. Сер. Геология нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 1989. – 46 с.

5. Карпенко О.М., Федоришин Д.Д. Статистична модель тонкошаруватого розрізу свердловини за даними ГДС // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2003. – № 2(7). – С. 44-49.

6. Басин Я.Н., Новгородов В.А., Злотников М.Г., Фельдман А.Я., Чередниченко А.А. Методы радиоактивного и электрического каротажа при определении подсчетных параметров в песчано-глинистых полимиктовых разрезах // Обзор ВИЭМС. Сер.: Регион. развед. и промысл. геофизика. – М.: ВИЭМС, 1983. – 48 с.

УДК 550.834.5

ОСОБЛИВОСТІ ПОБУДОВИ ЧАСОВИХ І ГЛИБИННИХ СЕЙСМІЧНИХ РОЗРІЗІВ НА НЕПОЗДОВЖНІХ ПРОФІЛЯХ

Д.Н.Ляшук, В.В.Гневуш

Західно-Українська геофізична розвідувальна експедиція,
79040, м.Львів, вул.Данила Апостола, 9А

Рассмотрены вопросы построения временных и глубинных сейсмических разрезов на непродольных профилях. Показано, что расстояние d между продольным и непродольным профилями существенно влияет на качество обработки и интерпретации материалов непродольных профилей. Выведены формулы и построены графики зависимости координат точек отражения от глубины границы H , угла её наклона φ и расстояния d .

Questions of construction of time and deep sections on not longitudinal profiles are considered. It is shown, that the account of distance d between longitudinal and not longitudinal profiles considerably influences quality of processing and interpretation of materials of not longitudinal profiles. Formulas are deduced and schedules of dependence of coordinates of points of reflection from depth of border H , eukf its inclination φ and distances d are constructed.

Під непоздовжнім сейсмічним профілем розуміється профіль спостереження сейсмічного хвильового поля, розташований паралельно або під кутом до поздовжнього профілю (профілю збудження пружних коливань). Основним параметром непоздовжнього профілю є відстань d по перпендикуляру до поздовжнього профілю. При проведенні польових робіт може використовуватися один або декілька непоздовжніх профілів, розташованих по одній або двох сторонах від поздовжнього.

Параметр d суттєво впливає на параметри обробки та результати інтерпретації непоздовжніх профілів. Справа в тому, що параметр d вносить зміни в розрахунок кінематичних поправок при побудові часових розрізів і в положення точок відбиття при побудові глибинних сейсмічних границь.

Раніше розрахунок кінематичних поправок при обробці матеріалів багатократного профілювання способом СГТ на непоздовжніх профілях виконувався за формулою [1]

де: t_0 – час реєстрації відбитої хвилі на пункті збудження коливань;

V – ефективна швидкість на часі t_0 ;

d – відстань непоздовжнього профілю від поздовжнього;

x – відстань від проекції пункту збудження на непоздовжній профіль до i -того каналу розміщення сейсмоприймачів.

Недоліки визначення кінематичних поправок за формулою (1) такі.

По-перше, при введенні кінематичних поправок, розрахованих за формулою (1), графік відбитої хвилі, зареєстрованої на непоздовжньому профілі, трансформується в графік t_0 поздовжнього профілю. Така операція правомірна тільки за умови горизонтального залягання відбиваючої границі або строгої орієнтації системи поздовжній-непоздовжній профіль навхрест простягання порід. Оскільки ці умови в більшості випадків не виконуються, то введення $\Delta t_{k(nn)}$ призводить до помилок при побу-