

ДОСЛІДЖЕННЯ НЕОДНОЗНАЧНОСТІ ВИДІЛЕННЯ КОЛЕКТОРІВ ЗА АМПЛІТУДНИМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ ХВИЛЬОВОГО ПОЛЯ

© А.П. Тищенко, П.М. Кузьменко, А.М. Жадан, 2009

ДП "Науканафтогаз" НАК "Нафтогаз України", Київ, Україна

On the basis of a synthetic seismic time section the task of modeling reservoir-type objects is investigated. The modeled case of statistically irregular samples of seismic amplitude resolution in the reservoir borders and an interference area situation is considered. The methodology of amplitude characteristics (seismic attributes) interconnecting using state-of-art specialized software is developed. A new method of seismic inversion is used. It made possible to solve the task of seismic section nonlinearity classification into geologic-geophysical model components – “reservoir-non-reservoir” – using amplitude characteristics.

Вступ. Визначення колекторських властивостей покладів вуглеводнів за характеристиками хвильового поля сейсмічного розрізу – один із етапів побудови геолого-геофізичної моделі в процесі інтерпретації сейсмічних даних. У працях [1–3] висвітлені можливості використання сейсмічних атрибутів хвиль відбиття, що досить широко застосовують у виробничій практиці геофізики-інтерпретатори. Однак дослідження впливу фізико-механічних та геометричних характеристик геологічного розрізу на поведінку сейсмічних атрибутів хвильового поля виявили певні неоднозначності при зіставленні з реальними геологічними умовами.

Амплітуду відбиття, поряд з частотними характеристиками сейсмічного розрізу, використовують для прогнозування геологічного розрізу в міжсвердловинному просторі. Фактично, в українській промисловій практиці різноманітні математичні перетворення та параметри хвилі відбиття є основою геолого-геофізичного моделювання на базі сейсмічного розрізу.

Разом з тим розвивається відносно новий метод прогнозу геологічного розрізу – сейсмічна інверсія. Цей метод також ґрунтується на особливостях амплітудно-частотних характеристик хвильового поля, що дає змогу порівнювати результати інверсії модельного розрізу з методикою за комплексом амплітудних сейсмічних атрибутів.

Сейсмічна інверсія – процес розрахунку імпедансної моделі геологічного середовища за сейсмічними даними як по вхідних сейсмограмах за певних умов та наборів вхідних даних, так і після підсумовування та міграції [4, 5, 7–9]. Іншими словами, інверсія використовує сейсмічні дані для визначення геологічних умов, що певним чином відобразились на сейсмічних розрізах, за аналізом даних ГДС та сейсморозвідки. Сутність такого аналізу полягає в тому, щоб визначити оператор, за яким можна перерахува-

ти сейсмічну трасу в криву заданого геолого-геофізичного параметра, отриманого за даними ГДС [4–6, 8, 9].

У статті розглянуто окремих випадок залежності між амплітудами відбитих хвиль модельного геологічного розрізу [2], а саме – порівняльний аналіз впливу геометрії пластів, з одного боку, та наявності колектору – з іншого.

Для аналізу результатів сейсмічного хвильового поля, отриманого на основі модельного геологічного розрізу, а також побудови певного алгоритму зменшення, а то і загалом виключення згаданих неоднозначностей геолого-геофізичного моделювання, використано можливості програмного продукту Petrel (Schlumberger).

Для порівняння ефективності виокремлення зон неоднозначності використано і результати сейсмічної інверсії, що виконана за допомогою програмного забезпечення Hampson-Russell.

Розв'язок задачі та її аналіз. Змодельовано хвильове поле за допомогою програмного продукту TESSERAL в рамках акустичного складно-побудованого середовища. У розрахунках використовували набори даних стосовно фізичних властивостей вміщуючих порід (швидкості, густини), їх кореляції, а також модель характерної геологічної ситуації [2] (рис. 1).

Сейсмічна інверсія. За своєю природою сейсмічні дані обмежені в частотному діапазоні, і тому в зв'язку із втратами високих та низьких частот під час обробки сейсмічних даних необхідно апріорі задавати інформацію про частотні характеристики хвильового поля. Низькочастотну складову (низькочастотний тренд) визначають на етапі побудови товстощаруватої моделі імпедансів фільтрацією акустичної кривої, а високочастотну складову отримують за даними акустичного каротажу [5, 9]. Із врахуванням згаданих параметрів створюють вхідну товстощарувату модель інверсії сейсмічних даних. Така модель висвітлює основ-

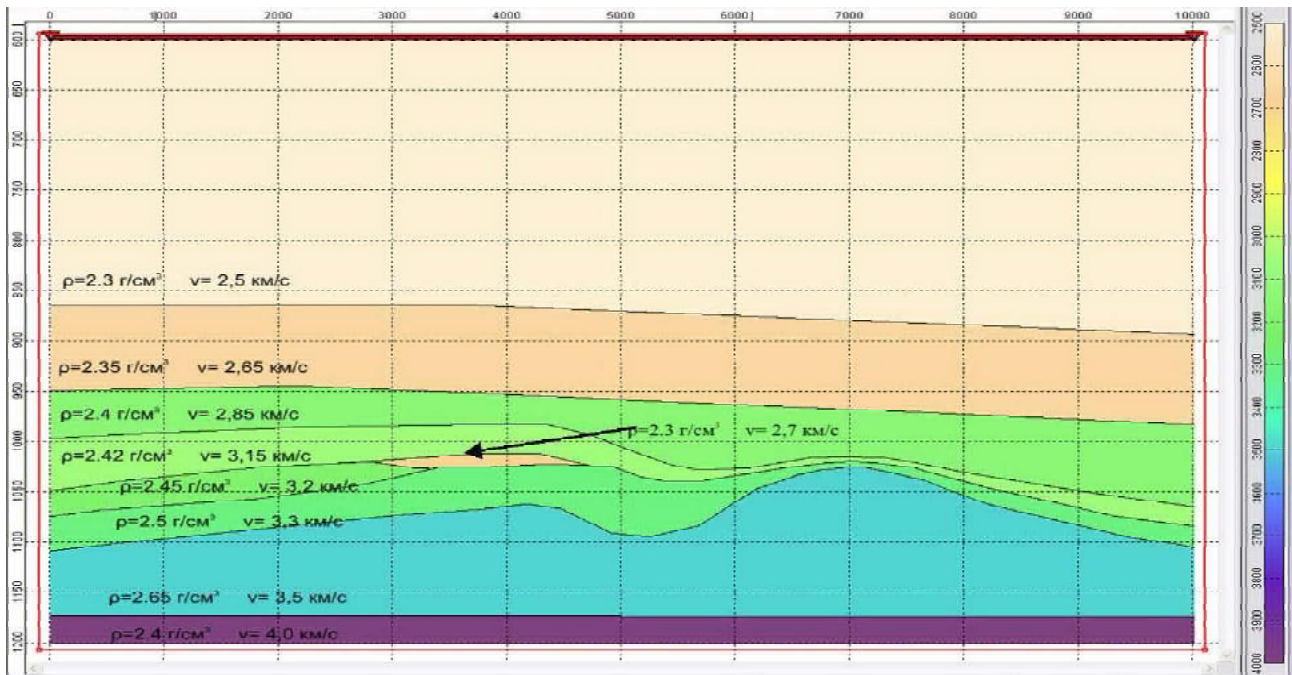


Рис. 1. Вхідна модель інтервальних швидкостей та густин [2]

ний тренд зміни швидкостей та акустичного імпедансу як по латералі, так і за часовою шкалою.

Основні кроки побудови товстошаруватої моделі акустичного імпедансу та інверсії сейсмічних даних показано на рис. 2.

Нами використано алгоритм інверсії, в якому за основу взято модель акустичного імпедансу. Це алгоритм генералізованої лінійної інверсії, на кожному кроці якого роблять спробу модифікувати модель на випадок збігу (кореляції) синтетичних і сейсмічних даних у деяких довірчих межах. При цьому вважають, що вхідний елемен-

тарний сигнал відомий і точно підібраний. Детально алгоритм описано у статтях [5, 6, 9].

Комплекс амплітудних сейсмічних атрибутів. Отриманий синтетичний сейсмічний розріз характеризується наявністю двох аномально амплітудних зон додатного знаку (рис. 3, а), які просторово відповідають області інтерференції від тонкошаруватої частини геологічної моделі та підшві змодельованого колектору. Суттєвої різниці в амплітудних характеристиках відокремлених двох зон не спостерігається ні за додатною, ні за від'ємною фазою в околі горизонтів відбиття, що аналізу-

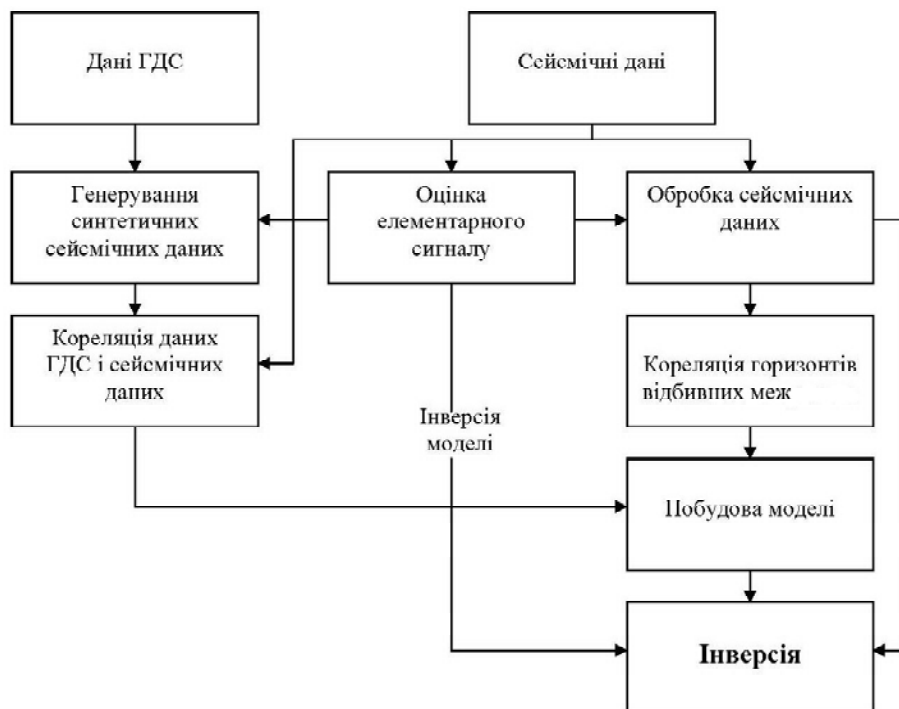


Рис. 2. Основні кроки побудови товстошаруватої моделі акустичного імпедансу та інверсії сейсмічних даних

ються. Крім того, в розрізі кілька меж відбиття характеризуються підвищеними значеннями амплітуд, однак за модельним геологічним розрізом (див. рис. 1) вони не є колекторами.

Здебільшого за комплексного атрибутного аналізу зазвичай проводять кроскореляційний (або методом головних компонент) аналіз між парами певним чином вибраних категорій динамічних сейсмічних параметрів. Комплексний аналіз переважно здійснюють над “полем статичних” сейсмічних атрибутів, тобто їхні значення залежать від вимірної величини в одній точці (дискреті).

Програма Petrel дає можливість обрати як “диференційні” амплітудні атрибути: миттєву амплітуду (сама по собі вона призводить до зниження роздільної спроможності аналізу хвильового поля, тому використовували першу похідну, рис. 2, б) та відносний акустичний імпеданс (рис. 2, з) як міру відносності пари від’ємного та додатного півперіодів хвилі відбиття. Третім параметром взято значення квадратурної амплітуди (рис. 2, в, уявна частина аналітичного сигналу), формально вона також є “диференційною” характеристикою амплітуди.

Останні досягнення в розділі геостатистики, що включені в програмний комплекс Petrel, дають змогу абстрагуватися від проблем, поставлених у цій статті. Проте такі методи класифікації, як аналіз за допомогою штучних нейронних мереж з використанням кроскореляційних залежностей та кластеризації методом головних компонент (доступні методи в програмному пакеті Petrel), не в змозі дати однозначну картину розділення аномальних зон на окремі класи-множини, що не перетинаються. Тому емпіричним шляхом було встановлено, що етап геостатистичного аналізу також потребує певного комплексування: на першому етапі виконано класифікацію штучною нейронною мережею результату кроскореляційної залежності вибраних сейсмічних атрибутів; на другому – класифікацію нейронною мережею результату аналізу залежностей методом головних компонент між сейсмічними атрибутами та результатом класифікації сейсмічного розрізу.

Результати. Сейсмічна інверсія. У процесі дослідження змодельована синтетична крива акустичного каротажу та густини за даними вхідної моделі інтервальних швидкостей на цільовому пікеті спостереження (рис. 4, 5). Побудовано оператор інверсії. За псевдосвердловинними даними отримано синтетичний розріз в околі свердловини та зіставлено із вхідним сейсмічним розрізом (рис. 6). Коефіцієнт кореляції виявився досить високим – 0,98. З порівняння рис. 4 та 7 видно, що на ділянці сейсмічного розрізу в частині псевдосвердловини спостерігається аномалія у вигляді більшого контрасту амплітуд. Так само на цих же часових роз-

різах у правій частині відзначається подібна амплітудна аномалія, що викликана інтерференцією сейсмічного сигналу на тонких шарах. Під час інтерпретації саме на цих ділянках і виникає неоднозначність виділення тої чи іншої геологічної складової у процесі опису хвильового поля.

Комплекс амплітудних сейсмічних атрибутів.

Відповідно до описаної вище методики отримано такі результати:

- кожен з вибраних сейсмічних амплітудних параметрів (див. рис. 3) сам по собі не дає відповіді щодо розділення подібних амплітудних аномалій за ступенем корисності та інформативності;
- класифікація штучною нейронною мережею окремо за кроскореляційним аналізом та аналізом із застосуванням головних компонент також не дає однозначності в розподілі сейсмічного поля на класи (рис. 8 б, в);
- лише застосування комплексної класифікації приводить до бажаної мети – отримано певний клас хвильового поля, що є унікальним для всього сейсмічного розрізу в інтервалі часу, який відповідає положенню модельного колектору (рис. 7, з).

Обговорення та висновки. Застосування сучасних швидкодіючих обчислювальних систем та відповідного програмного забезпечення на основі комплексного аналізу ГДС, геологічної та сейсмічної інформації дає змогу прогнозувати зони з поліпшеними колекторськими властивостями. Невід’ємним атрибутом аналізу досліджень динамічних характеристик сейсмічних розрізів є моделювання, завдяки якому на сучасному етапі розвитку сейсморозвідки можна успішно реалізовувати проекти із застосування сейсмічних робіт під час розвідки резервуарів вуглеводнів.

Вибір петрофізичних параметрів для виконання інверсії напряму залежить від особливостей геологічної будови району та завдань, які необхідно вирішити в процесі інтерпретації сейсмічних даних.

За отриманими результатами інверсія спрацювала геологічно обґрунтовано (див. рис. 7), на відміну від результатів звичайного сумарного часового розрізу (див. рис. 4).

Слід звернути увагу на обмеження інверсії після підсумовування: реальні сейсмічні дані не відображають істинних значень коефіцієнтів відбиття, відповідно до цього інверсія не дає істинні значення імпедансу. Розв’язання такої задачі стає однозначнішим за використання даних до підсумовування. У цій роботі результати отримані за даними, що моделювали за відомим елементарним сигналом – імпульсом Ріккера.

Переваги сейсмічної інверсії такі: усунення інтерференції; більша роздільна здатність; визначення властивостей вмісних порід, а не їхніх меж забезпечує можливість оцінки колекторських

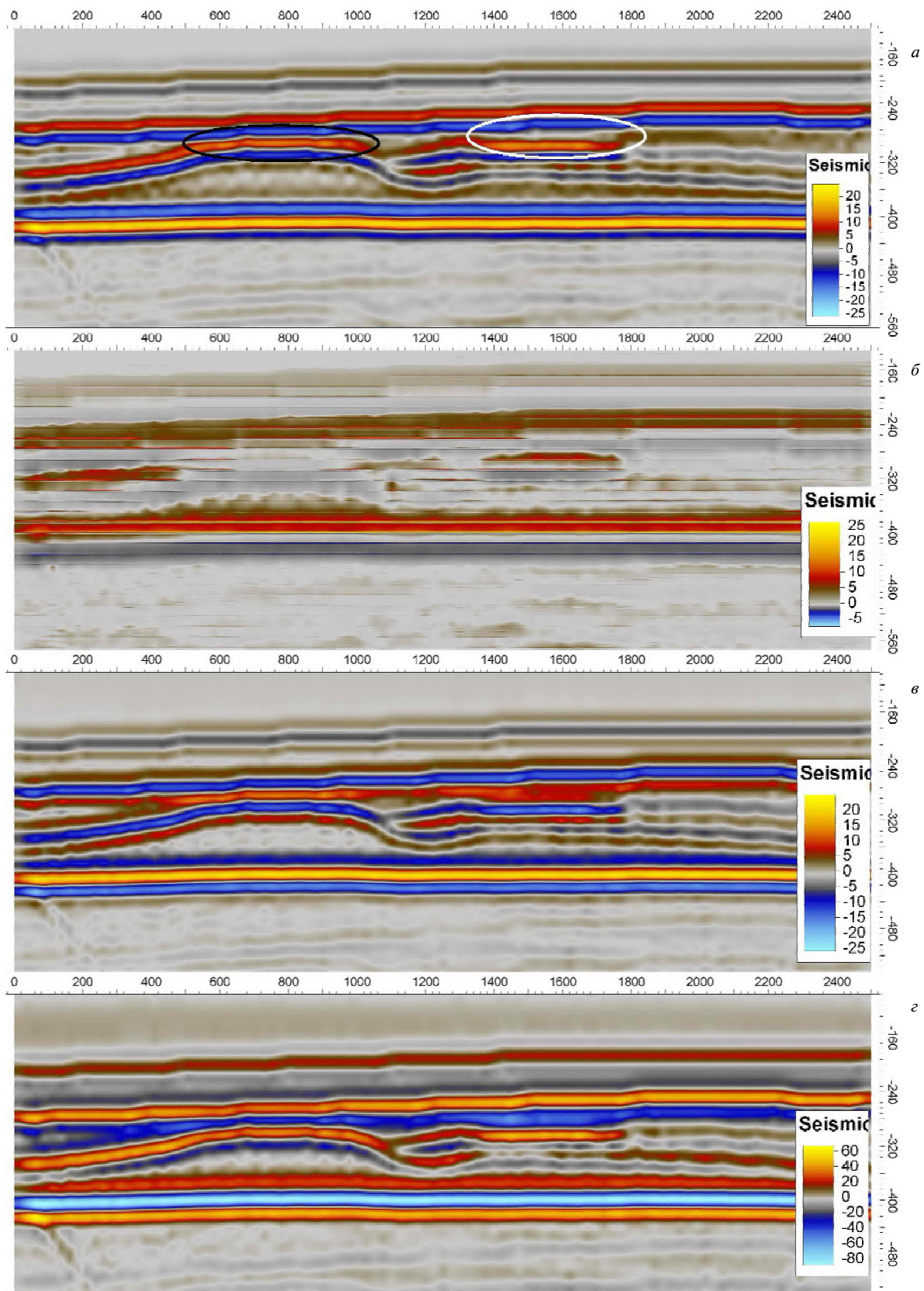


Рис. 3. Сейсмічний розріз геологічної моделі (а), комплекс вибраних “диференційних” сейсмічних атрибутів – перша похідна миттєвої амплітуди (б), квадратура амплітуди (в), відносний акустичний імпеданс (г). Білим виділено зону колектору, чорним – зону інтерференції

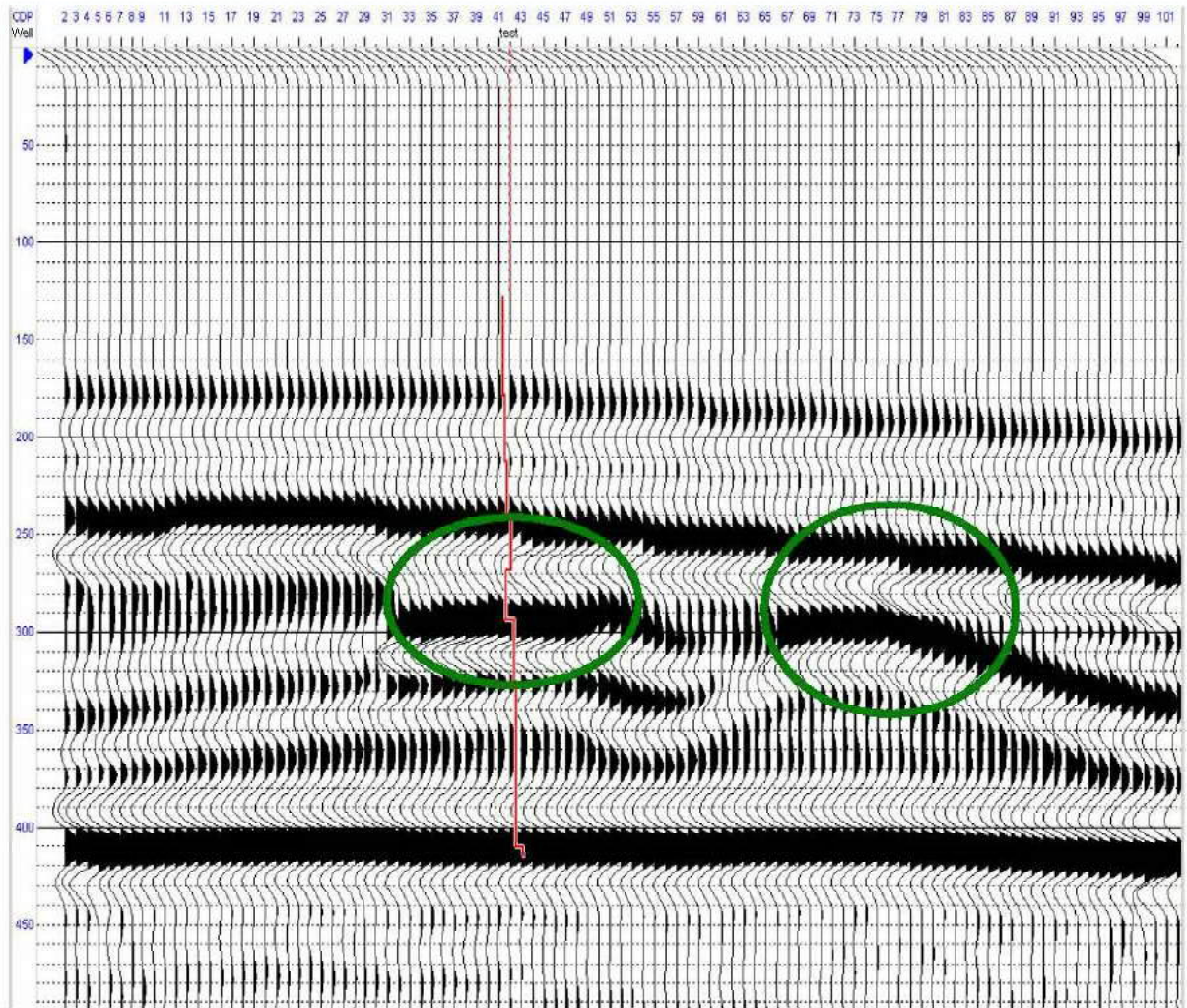


Рис. 4. Вхідний сейсмічний розріз

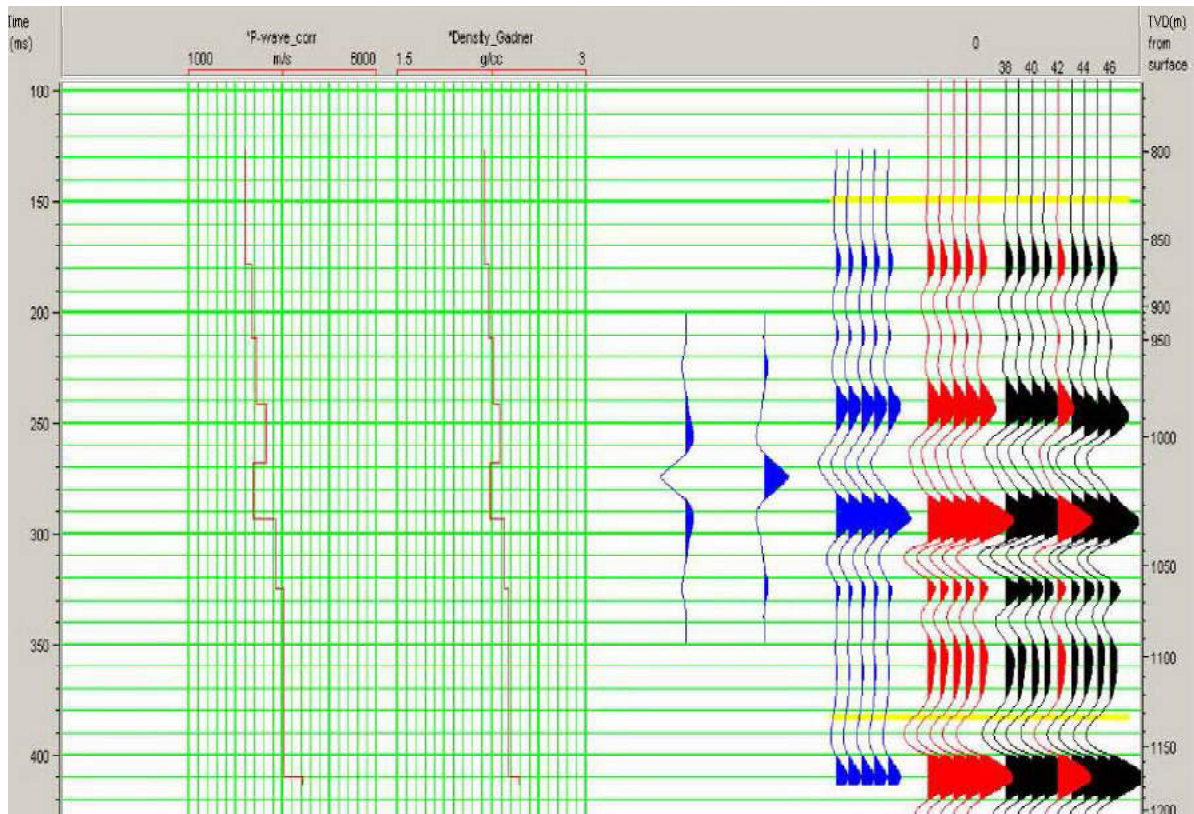


Рис. 5. Побудова синтетичної сейсмограми за свердловинними даними та ув'язка з реальним сейсмічним розрізом

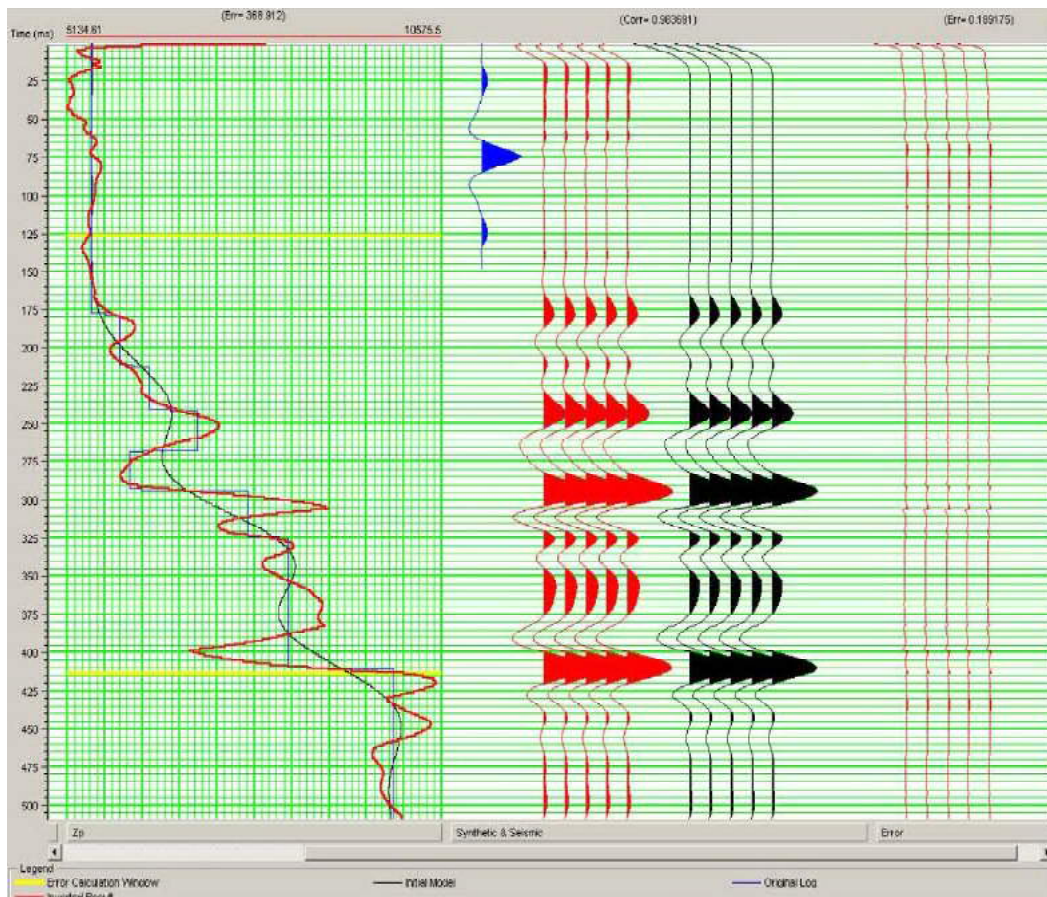


Рис. 6. Побудова оператора інверсії (ліворуч), різниця між реальними та синтетичними сейсмічними даними (праворуч)

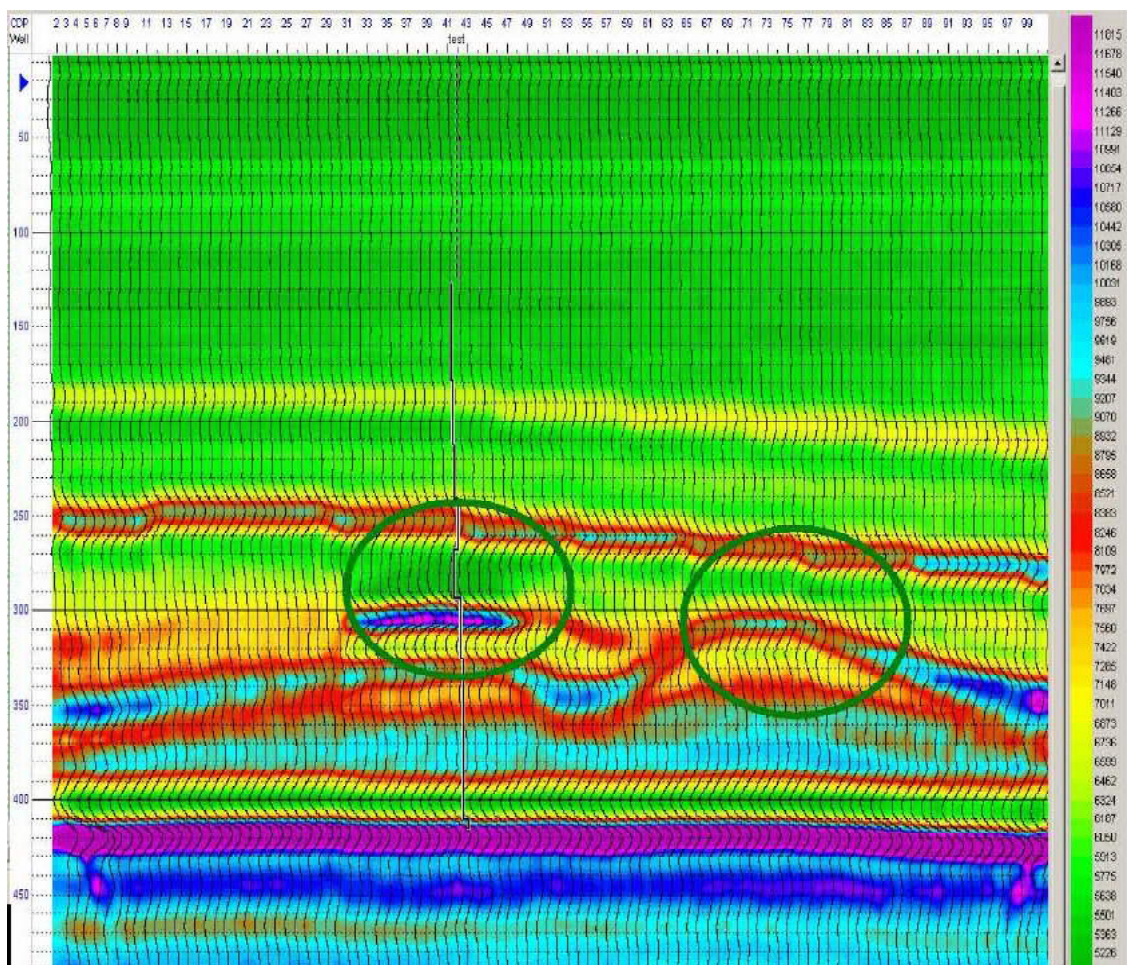


Рис. 7. Результат сейсмічної інверсії

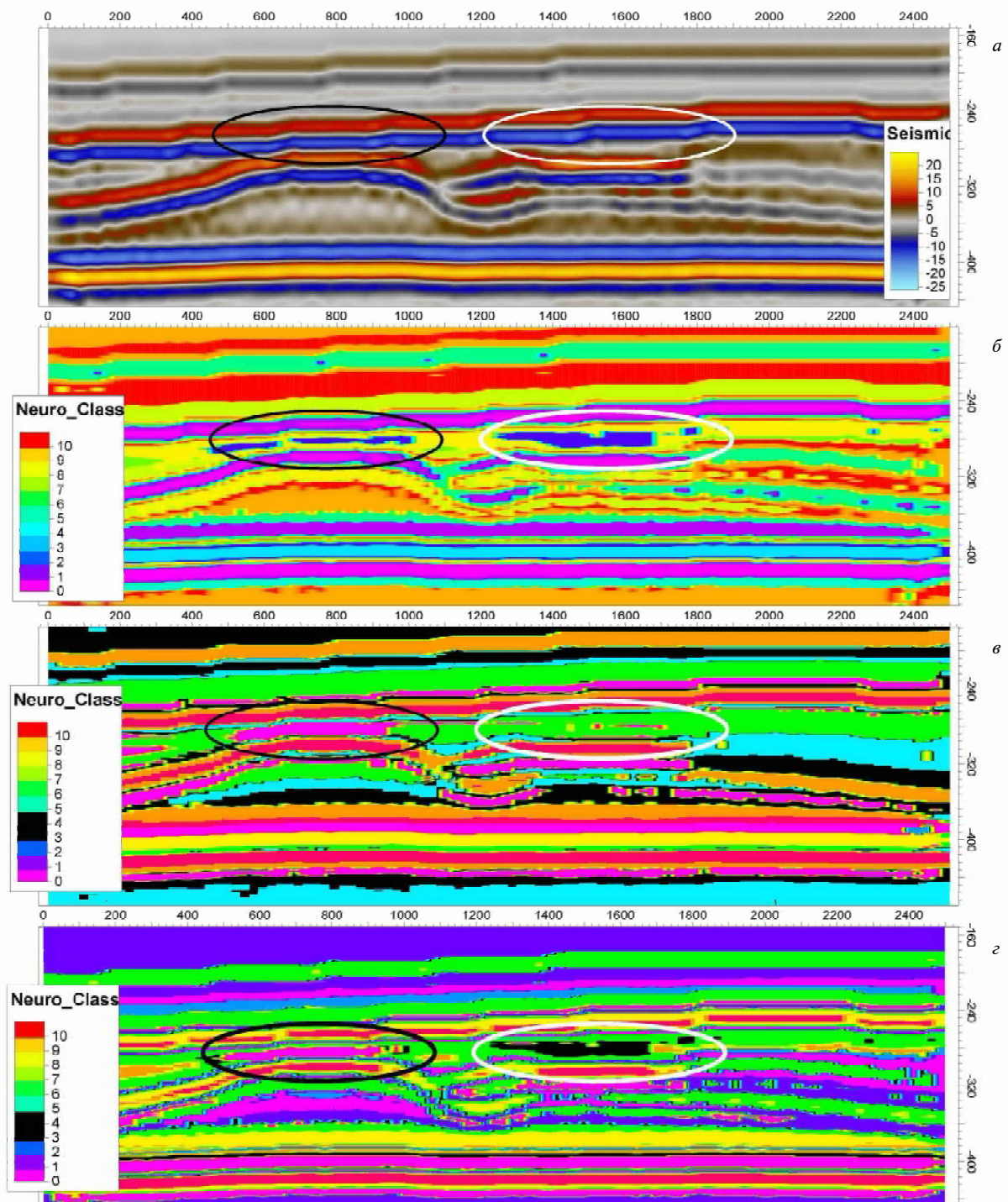


Рис. 8. Результати комплексного аналізу амплітудних сейсмічних атрибутів: *a* – оригінальний сейсмічний розріз; *класифікація штучною нейронною мережею*: *б* – за кроскореляційним аналізом; *в* – за аналізом із застосуванням головних компонент; *z* – класифікація нейронною мережею результату аналізу залежностей методом головних компонент між сейсмічними атрибутами та класифікацією сейсмічного розрізу кроскореляційної залежності вибраних сейсмічних атрибутів. Білим виділено зону колектору, чорним – зону інтерференції)

властивостей; результат обумовлений вхідними даними ГДС, ВСП та сейсміки.

Відповідно до результатів комплексного сейсмоатрибутного аналізу амплітудних характеристик, відзначимо, що успіх розробленої методики певним чином пов'язаний з інтуїтивними, емпіричними уявленнями авторів про природу сейсмічної амплітуди. Отримані результати засвідчують, що розроблена методологія застосування сейсмічних

амплітудних атрибутів усунула неоднозначність геолого-геофізичного моделювання при використанні основного параметра хвильового поля – амплітуди – для прогнозування наявності інтервалів з колекторськими властивостями. Результати класифікації необхідно калібрувати до відомих свердловинних даних за фізико-механічними, літологічними параметрами виділених перспективних об'єктів. Порівняння з результатами сейсмічної

інверсії показало, що метод комплексного сейсмо-атрибутного аналізу амплітудних характеристик дав аналогічні результати, тобто методологія може бути використана як самостійний етап, а також разом з даними сейсмічної інверсії.

Подальші перспективи використання інверсії сейсмічних даних та комплексу амплітудних сейсмічних атрибутів автори пов'язують із зменшенням ризику непродуктивного буріння, усуненням неоднозначності інтерпретації сейсмічних даних та проведенням набагато чіткішої та впевненішої кореляції отриманих свердловинних даних з даними сейсмозвідки.

Висловлюємо вдячність декану геологічного факультету Київського національного університету імені Тараса Шевченка доктору геологічних наук професору Вишві Сергію Андрійовичу за надання можливості використати програмний комплекс Petrel (Schlumberger) та створення умов для появи цієї роботи.

1. Пейтон Ч.Е. Сейсмическая стратиграфия. — М.: Мир, 1982. — 375 с.
2. Птецов С.Н. Анализ волновых полей для прогнозирования геологического разреза. — М.: Недра, 1989. — 135 с.

3. Михальцев А.В. Обработка динамических параметров в сейсмозведке. — М.: Недра, 1990. — 189 с.
4. Subhashis Mallick. Model-based inversion of amplitude-variations-with-offset data using a genetic algorithm // Geophysics. — 1996. — **60**, № 4. — P. 939–954.
5. Hampson D. A. Russell B.H. Post-stack seismic modeling, processing, and inversion: STRATA software documentation. — Hampson-Russell Software Services Ltd, 1992.
6. Russell B.H. Hampson D.A. A comparison of post-stack seismic inversion methods // Ann. Mtg. Abstr., Society of Exploration Geophysicists. — 1991. — P. 876–878.
7. Lindseth R.O. Synthetic sonic logs — A process of stratigraphic interpretation // Ed. by Inversion of geophysical data L.R. Lines. — Soc. of Expl. Geophys., 1988. — P. 195–218.
8. Veeken P.C.H., Silva M. Da Seismic inversion methods and some of their constraints // First Break. — 2004. — **22**. — P. 47–70.
9. Cook D.A., Sneider W.A. Generalized linear inversion of reflection seismic data // Geophysics. — 1983. — **48**. — 1983. — P. 665–676.

Надійшла до редакції 19.02.2008 р.

А.П. Тищенко, П.М. Кузьменко, А.М. Жадан

ДОСЛІДЖЕННЯ НЕОДНОЗНАЧНОСТІ ВИДІЛЕННЯ КОЛЕКТОРІВ ЗА АМПЛІТУДНИМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ ХВИЛЬОВОГО ПОЛЯ

На основі синтетичного сейсмічного розрізу досліджено задачу виділення об'єктів типу колектор. В умовах змодельованої ситуації розглянуто випадок низької роздільної здатності значень сейсмічної амплітуди хвильового поля в межах зони колектору та в області інтерференції. За допомогою сучасних спеціалізованих програмних продуктів розроблено методологію комплексування додаткових амплітудних характеристик (сейсмічних атрибутів). Використано метод сейсмічної інверсії, що дало змогу розв'язати поставлену задачу під час класифікації сейсмічного розрізу на складові елементи геолого-геофізичної моделі — “колектор—неколектор” — за амплітудними характеристиками.

А.П. Тищенко, П.Н. Кузьменко, А.Н. Жадан

ИССЛЕДОВАНИЕ НЕОДНОЗНАЧНОСТИ ВЫДЕЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ ПО АМПЛИТУДНЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ ВОЛНОВОГО ПОЛЯ

На основе синтетического сейсмического разреза изучалась задача выделения объектов типа коллектор. В условиях смоделированной ситуации рассмотрен случай низкой разрешающей способности значений сейсмической амплитуды волнового поля в пределах зоны коллектора и в области интерференции. С помощью современных специализированных программных продуктов разработана методология комплексирования амплитудных характеристик (сейсмических атрибутов). Использован метод сейсмической инверсии, что позволило решить поставленную задачу при классификации сейсмического разреза на составные элементы геолого-геофизической модели — “коллектор—неколлектор” — по амплитудным характеристикам.