

AVO-АНАЛІЗ ТА ІНВЕРСІЯ СЕЙСМІЧНИХ ДАНИХ ЯК СПОСІБ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ МОРСЬКОЇ СЕЙСМОРОЗВІДКИ ПІД ЧАС ПОШУКІВ НАФТИ І ГАЗУ

© Г.Т. Продайвода, П.М. Кузьменко, 2010

*Київський національний університет імені Тараса Шевченка, Київ, Україна
ДП “Науканафтогаз”, Київ, Україна*

The specialized data processing-interpretation technique adapted to 2D marine seismic data of the Black sea area is described. The technique includes the processing flow on the base of true amplitude processing algorithm (TAP), AVO-analysis and inversion methods. High efficiency of the developed technique is confirmed by the mathematic modeling results and practical application on the exploration territory of the Subbotina structure (the Black Sea area). For the first time, due to the developed technique application and log data using according to the seismic data gas bearing objects of the Subbotina structure are revealed.

Keywords: seismic inversion, AVO-analysis, elastic impedance, Lamé parameters.

Вступ. Газова криза в державі засвідчила гостру необхідність розширення пошукових робіт в акваторії Чорного і Азовського морів з метою максимально можливого забезпечення економіки власними енергетичними ресурсами нафти і газу. Провідними методами пошуків на нафту і газ є морська сейсморозвідка та пошукове буріння свердловин. З кожним роком буріння потребує все більших фінансових витрат. У зв'язку з цим актуальним є завдання суттєвого підвищення ефективності морської сейсморозвідки. Одним із напрямів розв'язання цієї проблеми, безумовно, є застосування для обробки сейсмічної інформації сучасних інформаційних технологій, які забезпечують не лише високий рівень структурних побудов, а й вирішення завдань прогнозування та визначення фільтраційно-ємнісних властивостей продуктивних горизонтів в умовах обмеженої мережі пошукових свердловин.

Традиційні підходи до вирішення завдань прогнозування ґрунтуються на використанні переважно інтегральних сейсмічних параметрів. У складних геологічних умовах за високого рівня сейсмічних завад та ефекту згладжування дуже важко виявити аномалії інтегральних сейсмічних параметрів, що зумовлені наявністю в розрізі покладів вуглеводнів.

Одним із не реалізованих у повній мірі способів підвищення ефективності морської сейсморозвідки під час вирішення завдань прогнозування оцінки продуктивних товщ є метод, який ґрунтується на використанні AVO-аналізу та розв'язку задач інверсії.

Розглянуто методику спеціалізованої обробки-інтерпретації даних морської сейсморозвідки, що адаптована для 2D сейсмічних матеріалів акваторії Чорного моря. В основу розробленої методики по-

кладено граф обробки, який працює в режимі збереження “істинних” амплітуд (ЗІА), методи AVO-аналізу та інверсії. В основі графа обробки сейсмічних даних лежать процедури ЗІА корисного сейсмічного сигналу та підвищення роздільної здатності (рис. 1). Як вхідні дані використовують сейсмограми спільного пункту збудження сейсмічних коливань. За допомогою процедур ЗІА забезпечується послаблення впливу на корисний сигнал різних типів завад і короткоперіодних реверберацій. За відповідного підбору параметрів обробки процедури ЗІА забезпечують збереження в записах сейсмограм інформації про літологічний склад, флюїдогазонасиченість продуктивних горизонтів у результаті корекції амплітуди сигналу за сферичне розходження фронту хвилі, непружне поглинання сейсмічної хвилі та корекції амплітудних, частотних і фазових характеристик сигналу. Для підвищення роздільної здатності сейсмічних даних виконують процедуру деконволюції з передбаченням, яка забезпечує відновлення частотного спектра корисного сейсмічного сигналу та послаблення багатократних відбиттів-реверберацій.

Завершують блок процедур ЗІА ширококутова фільтрація, корекція частотного спектра вхідних сейсмограм і процедура формування контрольного часового розрізу. Ширококутову фільтрацію здійснюють у широкому частотному діапазоні з метою збереження частотного спектра корисних відбиттів.

Для послаблення багатократних відбиттів, як короткоперіодних, так і довгоперіодних, у сейсмограми СГТ вводили кінематичні поправки, які відповідають спектру швидкостей багатократних відбиттів. У результаті відбувається переспрямлення годографів відбитих хвиль, при цьому багатократні відбиття переводять у зону, де їх ос-

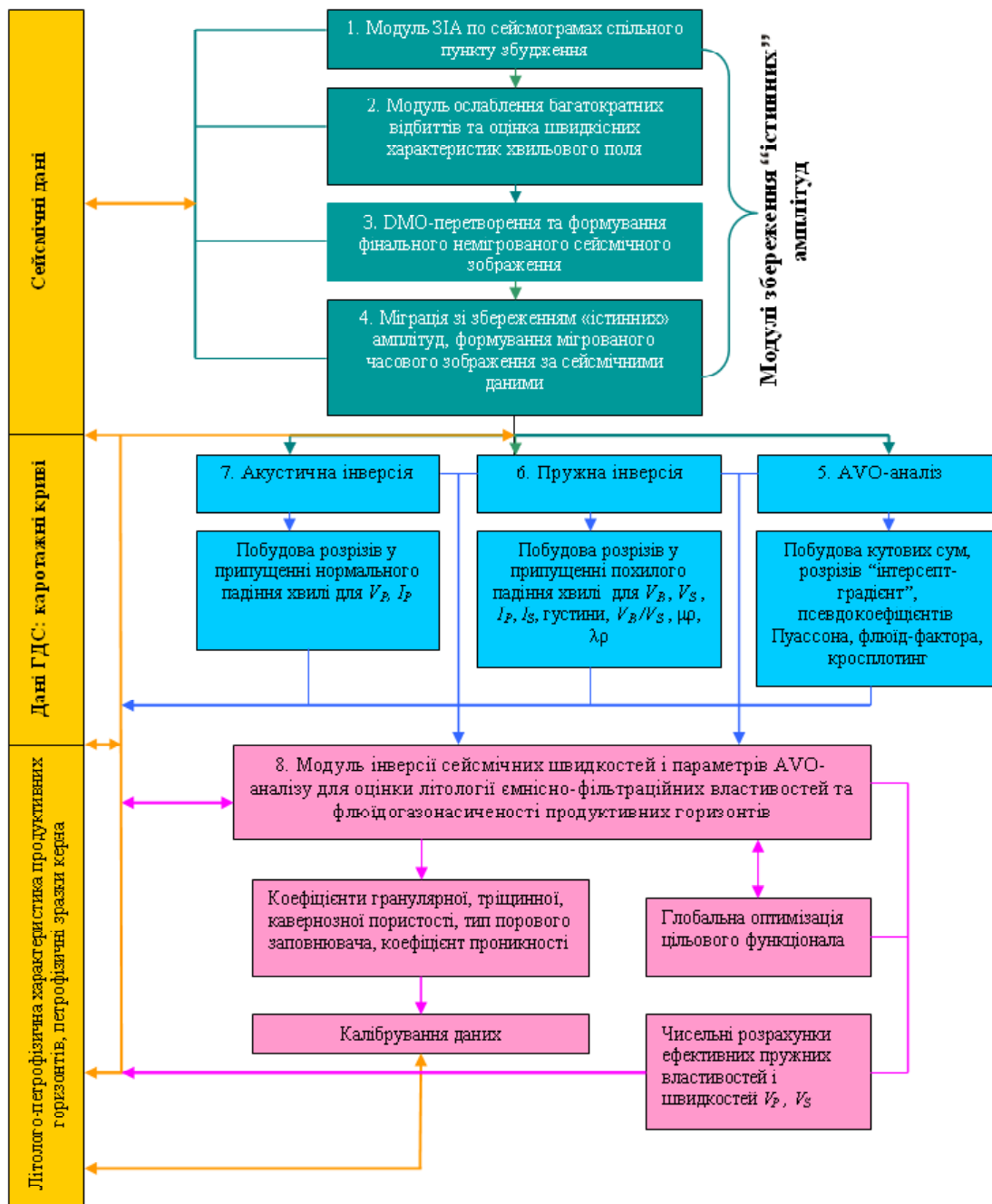


Рис. 1. Блок-схема методики спеціалізованої обробки-інтерпретації даних морської сейсморозвідки

лаблюють спеціальними процедурами. Перша процедура забезпечує побудову макросу, який дає змогу здійснити аналіз швидкостей підсумування в FK -області із обнулінням спектрів швидкостей, які відповідають багатократним відбиттям. Для послаблення залишкових короткоперіодних багатократних відбиттів використовують високороздільне перетворення Радона в $\tau-p$ -області. На цьому етапі проводять додатковий аналіз спектра швидкостей багатократних відбиттів за сейсмограмами СГТ з метою розділення спектрів цих відбиттів з однократними, застосовуючи переспрямлення годографів однократно відбитих хвиль. Спрямлені та недоспрямлені годографи хвиль-завад обнуляють за допомогою фільтра Радона. На цьому етапі

використовують зворотний м'ютинг в $\tau-p$ -області. Такий м'ютинг важливий для ослаблення залишкових короткоперіодних багатократних відбиттів, що не були ослаблені через застосування попередніх процедур обробки і мають кінематичні характеристики, близькі до характеристик однократно відбитих хвиль. Для контролю формують сумарний часовий розріз.

Процедура DMO-перетворення забезпечує усунення впливу нахилених сейсмогеологічних меж на кінематичні характеристики сейсмічних записів. Для контролю формують фінальний немігрований часовий розріз. Наступною і однією з ключових процедур обробки є міграція із ЗІА та формування мігрованого часового зображення. Для побудови зображення відбивних елементів

використовували алгоритм міграції Кірхгофа до підсумовування із ЗІА, який реалізований в програмному продукті ProMax. Міграція в часовому діапазоні до підсумовування забезпечує досить точний розподіл відбивних елементів у сейсмічному полі завдяки швидкісній моделі, яку будують на попередніх етапах обробки.

Модуль процедур AVO-аналізу. Це дослідження зміни амплітуди відбиття на трасах сейсмограм залежно від віддалення джерело–приймач або від кута падіння хвилі на відбивну поверхню [1]. За результатами AVO-аналізу будують розрізи “інтерсепт-градієнт”, флюїд-фактора, псевдокоєфіцієнтів Пуассона.

Для оцінки AVO-ефекту від продуктивних горизонтів застосовують метод моделювання синтетичних сейсмограм за рівнянням Акі–Річардса [1] та калібрування результатів моделювання із реальною сейсмограмою за допомогою даних ГДС у ймовірних інтервалах поліпшених колекторських властивостей. За результатами AVO-аналізу будують кросплет і здійснюють чотириступеневу класифікацію AVO-аномалій [2].

Модуль процедур пружної інверсії, яку вперше запропонував Патрік Конноллі [3], зводиться до відновлення пружних параметрів, швидкості поздовжніх і поперечних хвиль і густини за даними розподілу амплітуд на сейсмограмах.

Під час реалізації процедури “пружної інверсії” виконують:

- кореляцію сейсмічних даних із даними ГДС;
- оцінку елементарного сигналу для різних кутів падіння (ближніх, середніх і дальніх);
- побудову синтетичних сейсмограм для різних кутів падіння;
- побудову фонові моделі пружних імпедансів;
- пружну інверсію – побудову розрізів V_p , V_s , імпедансів поздовжніх і поперечних хвиль, розрізів співвідношення V_p/V_s за різних кутів падіння та розрізів $\lambda\rho$, $\mu\rho$: V_p , V_s – швидкість поширення відповідно поздовжніх і поперечних хвиль; λ і μ – параметри Ляме; ρ – густина;
- аналіз отриманих розрізів.

Для кількісної оцінки літології, глинистості, емнісно-фільтраційних властивостей та флюїдогазонасиченості ймовірно продуктивних горизонтів здійснюють процедуру інверсії параметрів AVO-аналізу.

Модуль інверсії сейсмічних швидкостей і параметрів AVO-аналізу. Модуль забезпечує оцінку продуктивності перспективних горизонтів. В основі алгоритму інверсії лежить багатоконпонентна флюїдогазонасичена тріщинно-каверно-порова модель породи-колектору, ефективні пружні константи й швидкості поширення поздовжніх і поперечних хвиль в якій визначають узагальненим методом умовних моментних функцій із застосуванням розрахункової схеми Морі–Танака [4].

Для інверсії сейсмічних даних використовують сучасні методи глобальної оптимізації [5].

Для кожного інтервалу інверсії параметри, отримані за сейсмічними даними, калібрують для їх узгодження із даними, одержаними під час досліджень опорної свердловини.

Апробація розробленої методики. Високу ефективність запропонованої методики підтверджено результатами математичного моделювання та практичного застосування на території пошукових робіт у межах структури Субботіна (акваторія Чорного моря).

Сейсмічна модель, максимально наближена до реального геологічного розрізу (рис. 2), включала газонасичений горизонт із пористістю 15 %. За результатами математичного моделювання сейсмічного поля методом скінченних різниць побудовано часовий розріз (рис. 3). Мігровані сейсмічні розрізи отримано за методикою кінематичної обробки (рис. 4, а) та методикою спеціалізованої обробки із застосуванням графа на основі процедур ЗІА (рис. 4, б). Тут під кінематичною слід розуміти обробку, за результатами якої вивчають просторове положення сейсмогеологічних об'єктів – горизонтів, тектонічних порушень, та їх форму. Такий тип обробки не дає змоги аналізувати зміну властивостей сейсмогеологічних об'єктів – амплітуди, частоти, фази, що часто пов'язане зі зміною фізичних властивостей середовища – фаціальних, літологічних, флюїдонасичення тощо.

За кінематичною методикою обробки (рис. 4, а) неможливо врахувати зміну амплітуд за наявності аномалеутворювального газового покладу та однозначно відобразити структурну складову сейсмогеологічного розрізу. Застосування ж графу обробки в режимі ЗІА (рис. 4, б) враховує зміну амплітуд і усуває деструкцію фази, підвищує однозначність визначення структурної складової. Ще одним критерієм якості виконаної обробки за алгоритмом ЗІА є оцінка мігрованих сейсмограм ССТ до підсумовування (рис. 5) та побудова залежності амплітуди від віддалення джерело–приймач у районі аномальної поведінки амплітуд (рис. 6). Підкреслимо, що ця залежність відображає логічну поведінку амплітуд в умовах газонасиченого колектору, і на ній відсутні аномальні амплітудні викиди.

Для апробації методики на реальних даних були використані результати морської 2D сейморозвідки в районі структури Субботіна (акваторія Чорного моря).

Структура Субботіна розміщується в центральній частині Керченсько-Таманського прогину, який на південному заході сполучається з прогином Сорокіна. Прогини виповнені осадовими товщами загальною потужністю до 8–10 км. За даними [6], у відкладах майкопу прогнозують значні нафтогазоносні поклади. Потужність май-

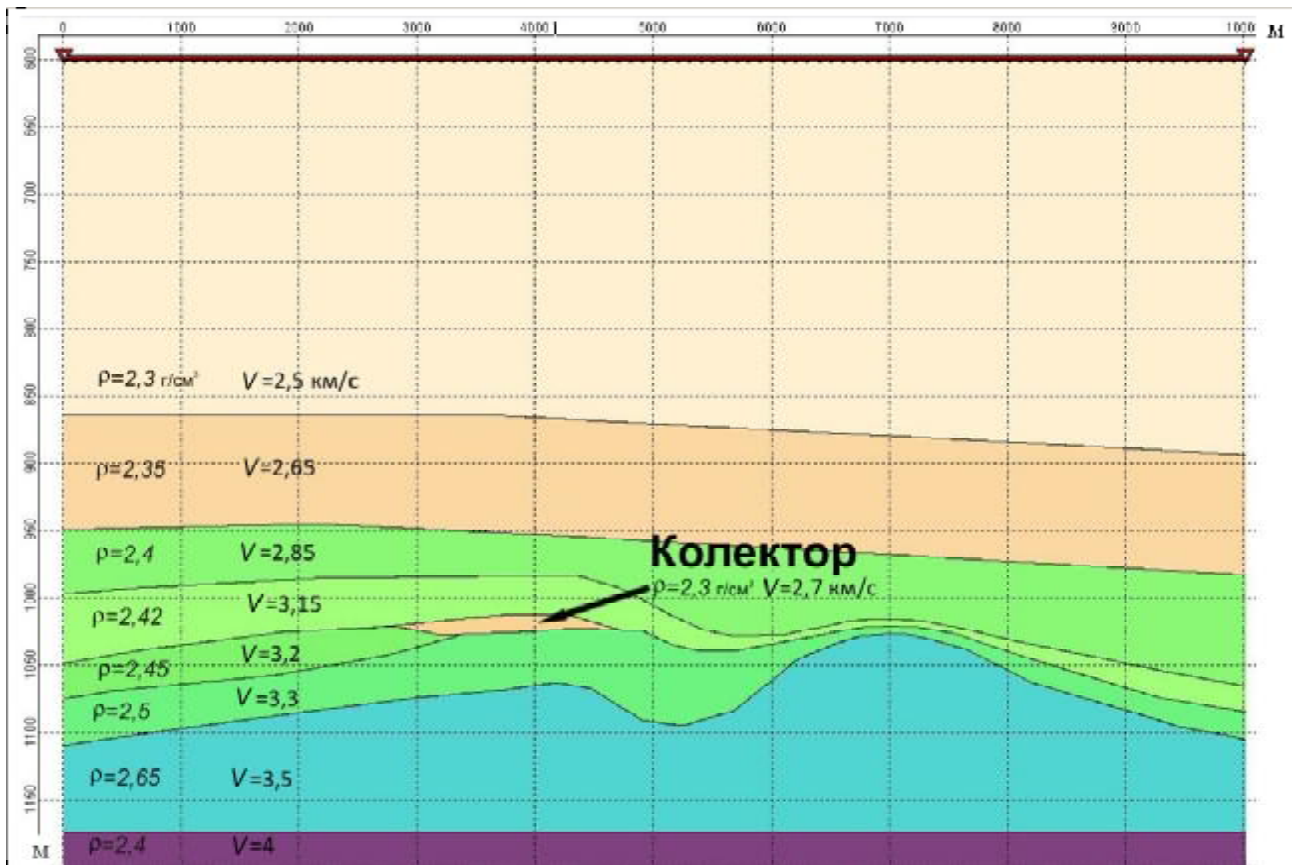


Рис. 2. Вхідна сейсмогеологічна модель

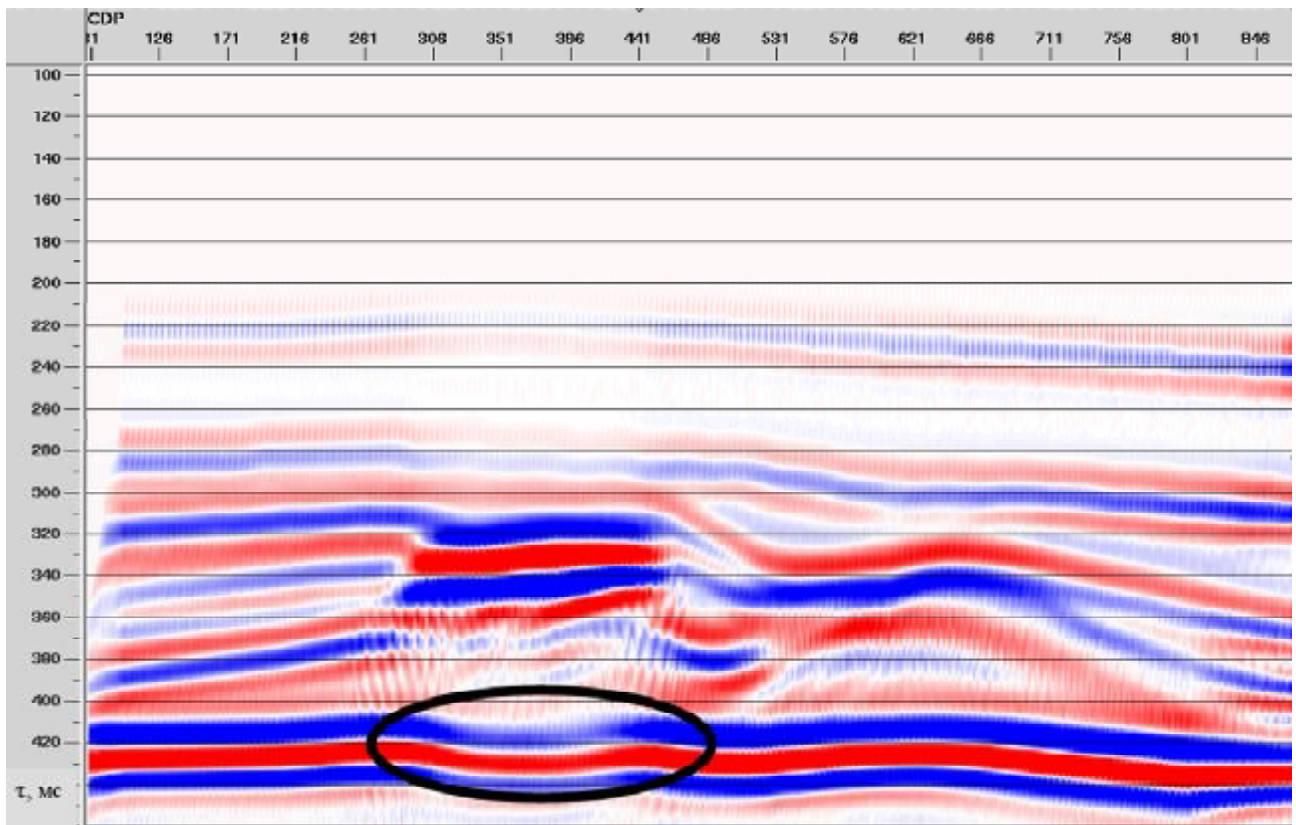
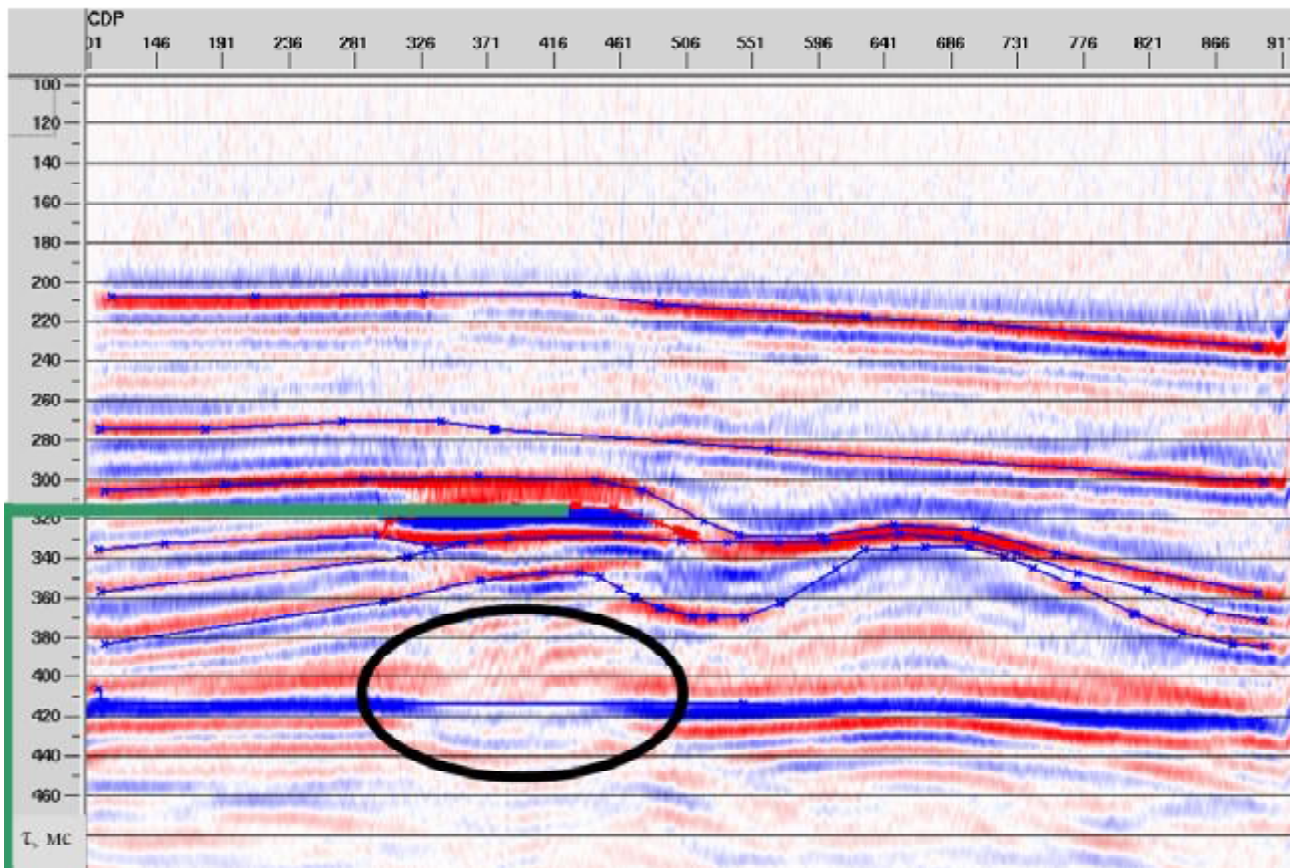
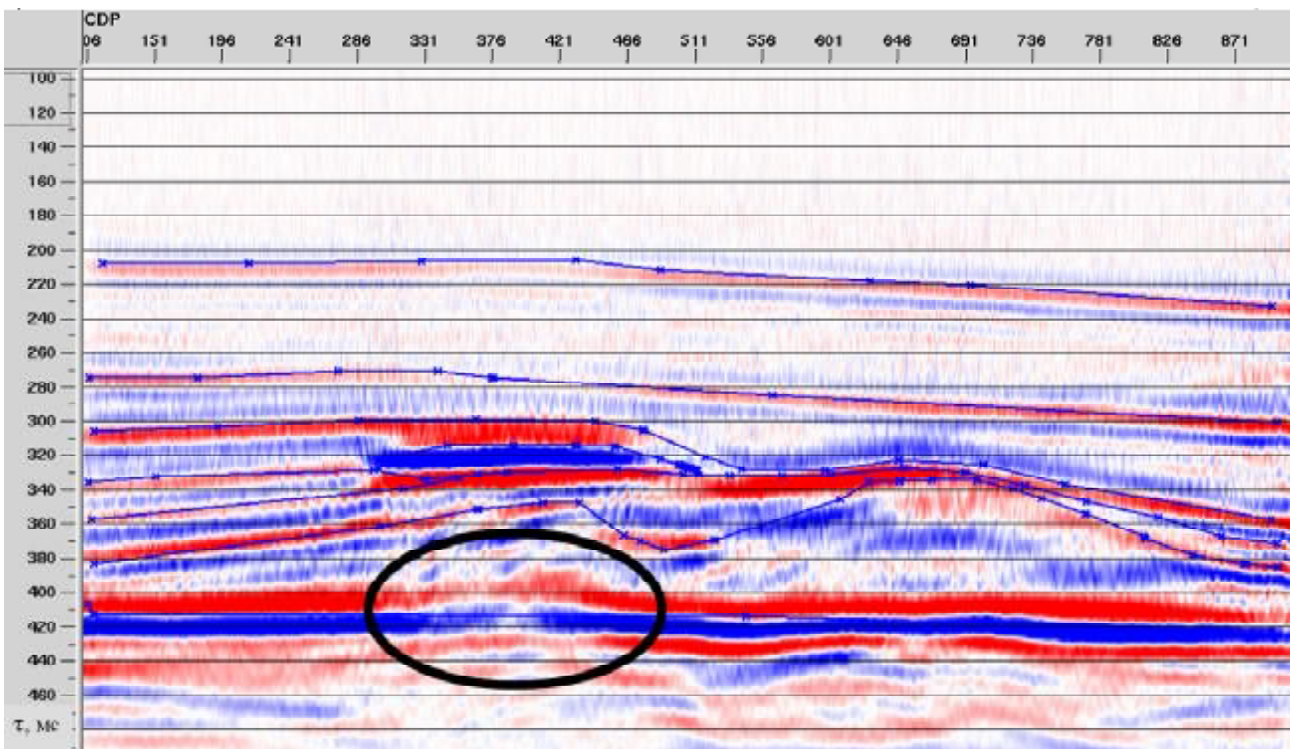


Рис. 3. Априорний часовий сейсмічний розріз, отриманий за заданою моделлю



a



б

Рис. 4. Мігровані сейсмічні розрізи, отримані за стандартною методикою обробки (а) і графом спеціалізованої обробки в режимі 31А (б)

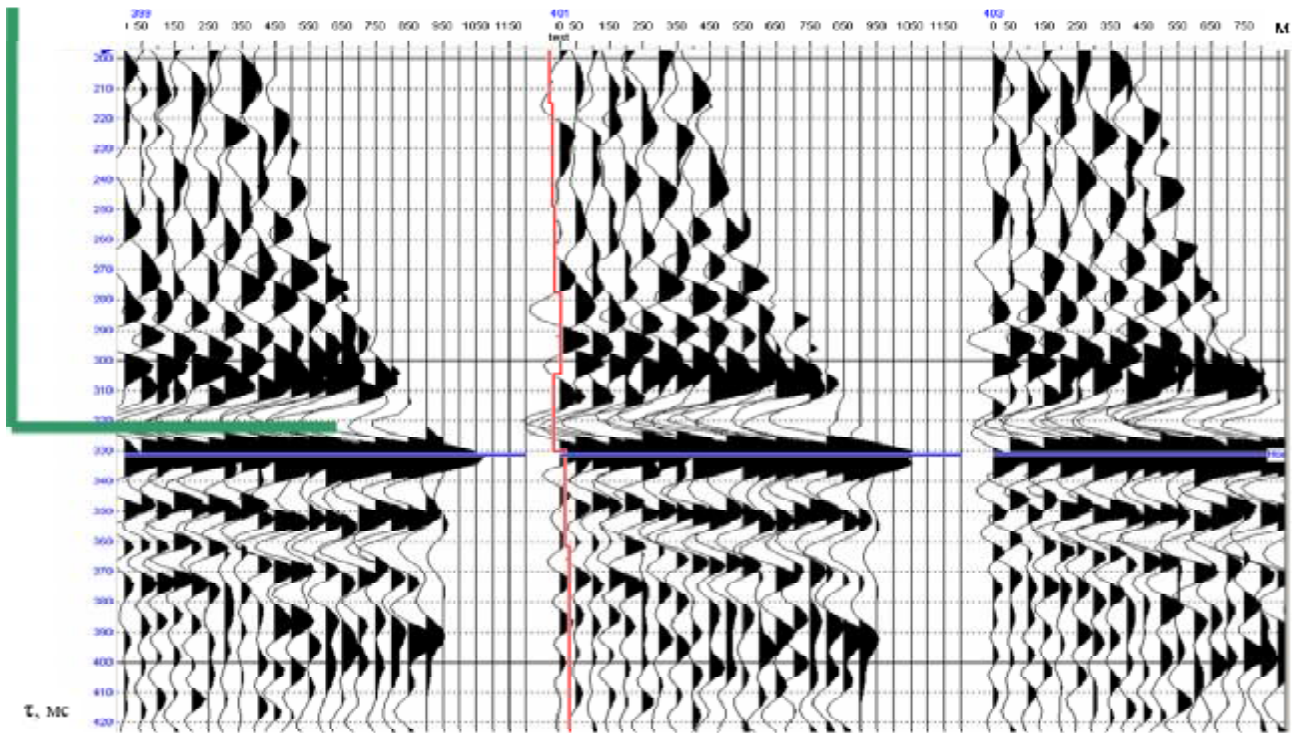


Рис. 5. Сейсмограми СГТ, отримані за графом обробки ЗІА

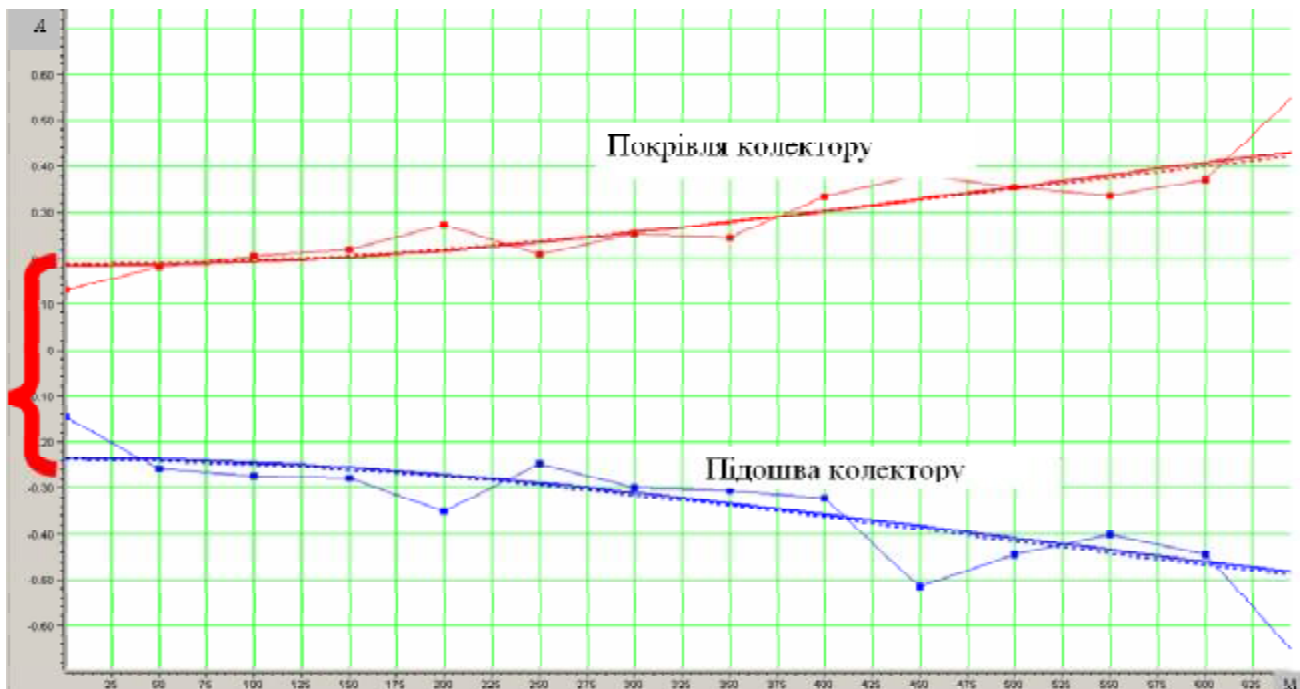


Рис. 6. Зміна амплітуд об'єкта за результатами спеціалізованої обробки, згідно із графом ЗІА, залежно від віддалення джерело-приймач у районі AVO-аномалії

копської товщі сягає близько 1900 м. Увесь розріз майкопської серії представлений перешаруванням глин, аргілітів, алевролітів і пісковиків, у його нижній частині, в інтервалі еоцену, залягають глини, аргіліти, алевроліти та мергелі. За даними літологічного опису керна, в розрізі майкопської серії переважають глинисті породи, в яких виділені пачки перешарування пісковиків, аргілітів і алевролітів. Пісковики дрібнозернисті, щільні, міцно зцементовані глинистим цементом, подекуди тріщинуваті, тріщини нерівні, тонкі. В інтервалі 800–1800 м відзначається монотонне чергування глинистих порід і пісковиків, де відсутні чітко виражені щільні прошарки. Виділені інтервали приурочені до більш піскуватих порід, де підвищується коефіцієнт відкритої пористості і є можливість руху пластового флюїду.

Алевроліти в зразках керна спостерігаються дуже рідко, вони піщанисті, щільні, скісношаруватої текстури через наявність глинистих прошарків коричневого кольору. Поклади вуглеводнів приурочені до зон з аномально високим пластовим тиском (верхня частина майкопської серії), що зумовлює розущільненість порід (може бути висока пористість колекторів і глин). Пористість за даними АК та НГК досягає 18–20 % [6].

Обробку сейсмічних даних структури Субботіна виконано із застосуванням розробленого графу ЗІА (рис. 7). Як видно із рис. 8, а, змінення амплітуд упорядковане і має корельовані характеристики. Досліджуваний цільовий горизонт можна розглядати як перспективний щодо наявності газонасиченого колектору. Проаналізувавши зміну амплітуд (рис. 8, б), можна дійти висновку, що вони є некорельованими, мають значні аномальні викиди. Логічних амплітудних залежностей, що корелюються за такими дани-

ми, виявити неможливо. У зонах амплітудних аномалій (імовірних зон із покращеними колекторськими властивостями) проведено калібрування сейсмічних даних стосовно даних ГДС за допомогою годографа сейсмокаротажу та побудови синтетичних сейсмограм.

Для виявлення AVO-аномалій застосовано метод моделювання з побудовою синтетичних сейсмограм за рівнянням Акі–Річардса [1] та калібрування із реальною сейсмограмою в зонах покращених колекторських властивостей (рис. 9, б). Це один із найбільш використовуваних методів оцінки AVO-ефекту.

Згідно з амплітудними аномаліями, які виявляються як зміна значень амплітуд залежно від віддалення джерело–приймач, побудовано кросплот (рис. 9, з) і за ним виділено зони відповідно до чотириступеневої класифікації AVO-аномалій [2]. За результатами кросплотингу встановлено газонасичений колектор та покришку, ці результати у числовій формі перенесені на сейсмічний розріз. За отриманими результатами виокремлено імовірно газовий поклад, зафіксований у верхній частині майкопських відкладів у вигляді AVO-аномалій у межах глибин від 1300 до 1500 м. Ці дані, згідно з AVO-аналізом, виділені як зона 1 (рис. 9, а, б, з).

Найінформативнішим параметром пружної інверсії у конкретних умовах виявилось змінення співвідношення V_p/V_s по розрізу при кутах падіння $22,5\text{--}27,5^\circ$ (рис. 9, а). Це можна пояснити, якщо розглянути залежність для відбивної здатності:

$$R_{pp}(i) \approx R_p \cos^2 i + P_R \sin^2 i, \quad (1)$$

де R_p – коефіцієнт відбиття поздовжньої хвилі; i – кут падіння хвилі на відбивну поверхню; $P_R = \Delta\sigma/(1 - \sigma)^2 \approx \Delta\sigma/0,449$ – пуассонівська відбивна здатність, з якої впливає, що для малих кутів

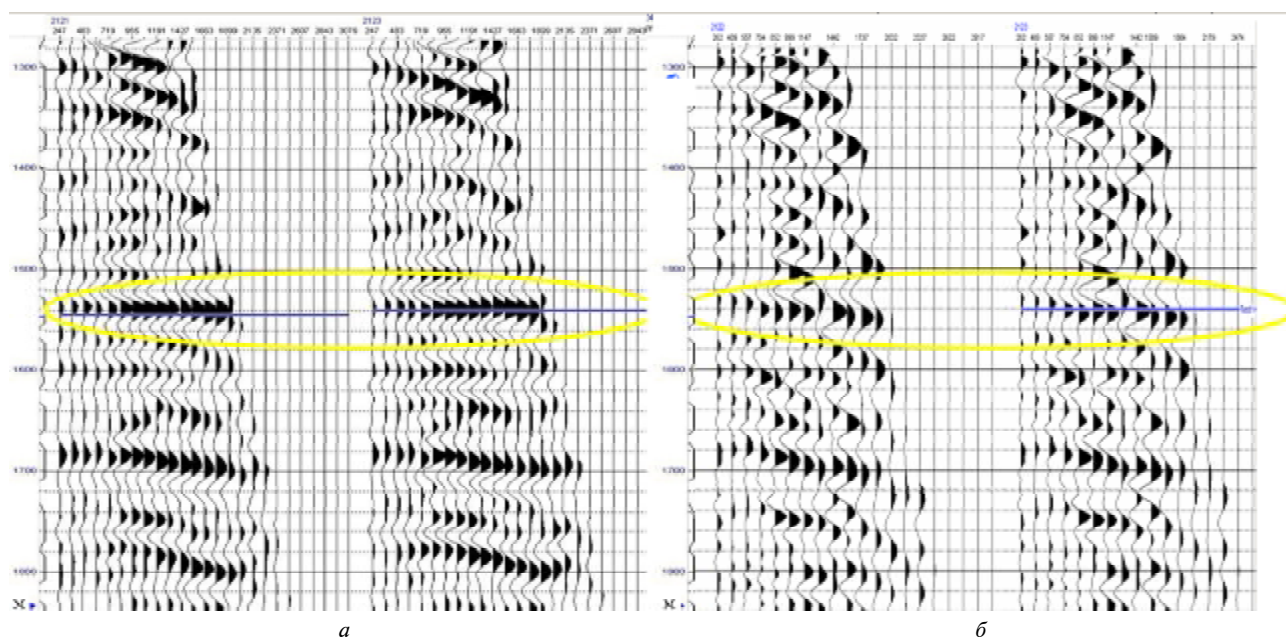
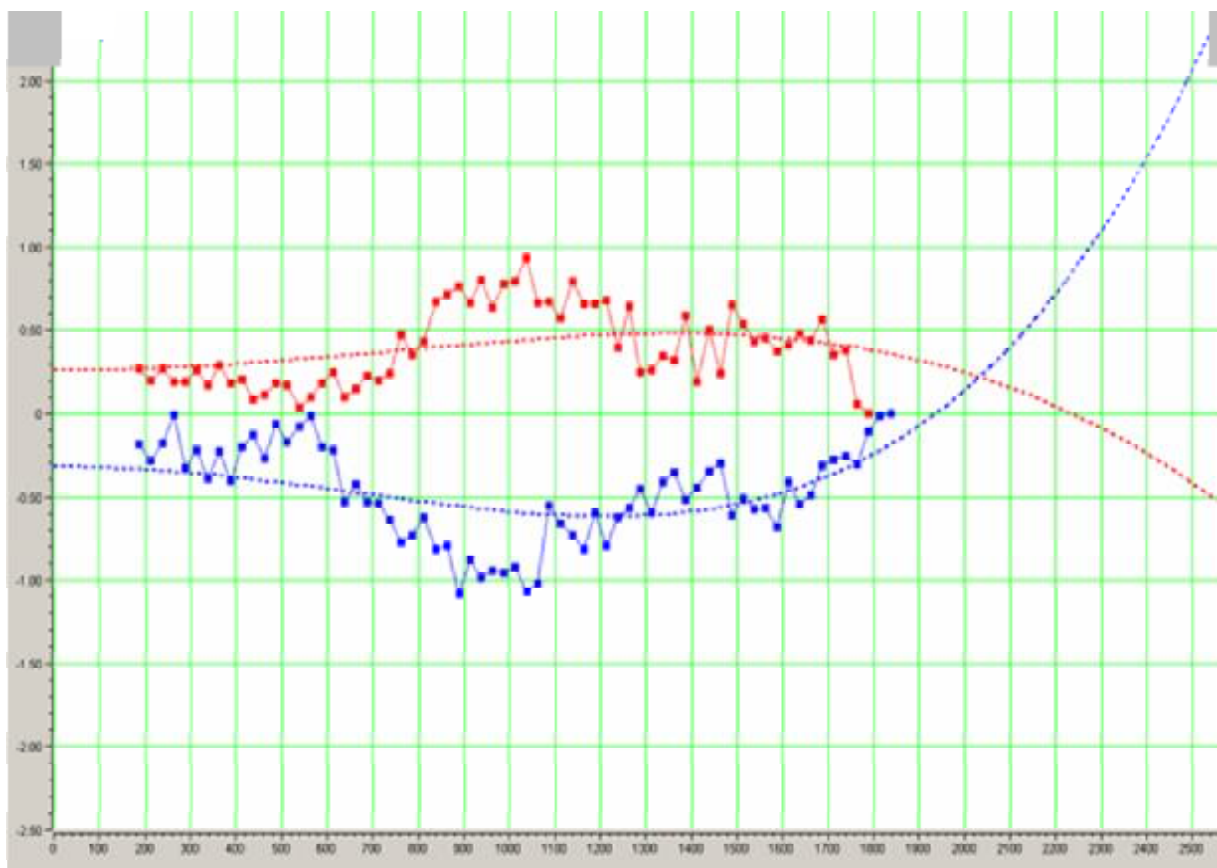
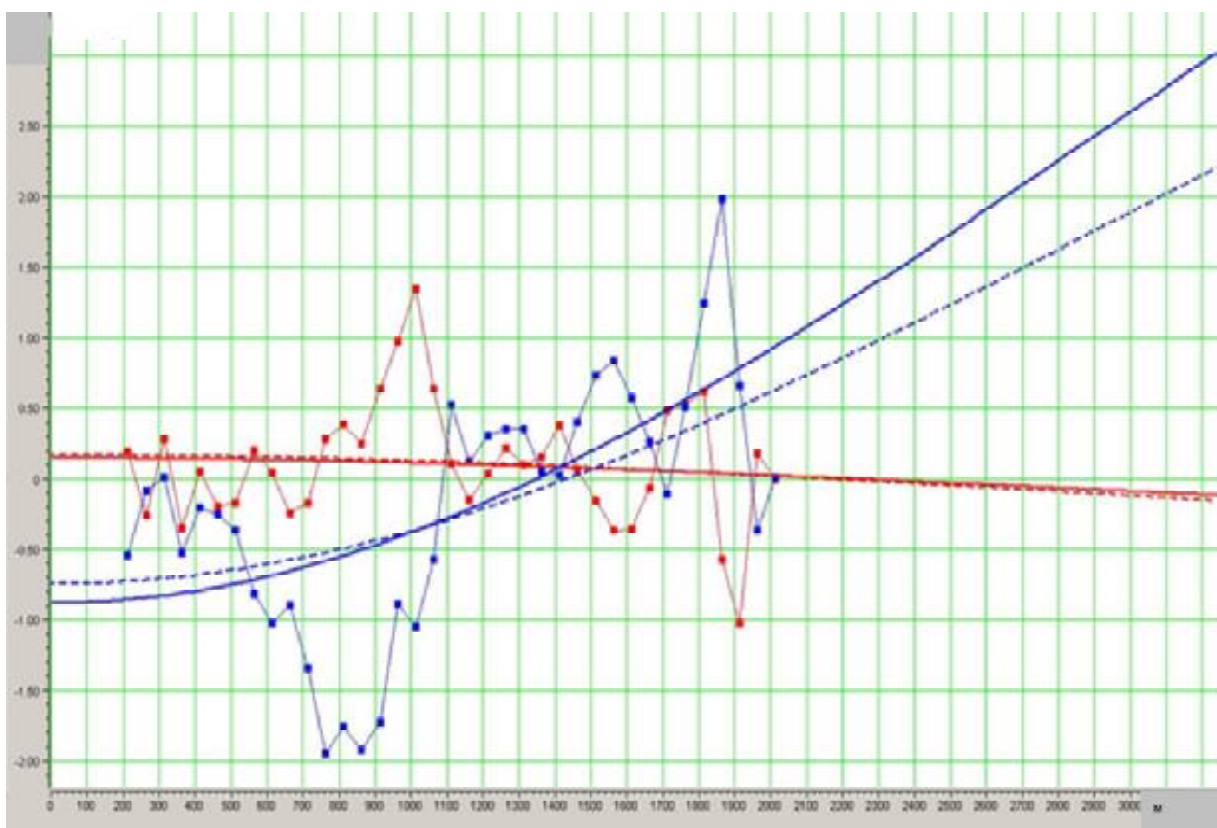


Рис. 7. Мігровані сейсмограми ССТ після обробки: а – за методикою ЗІА; б – за методикою кінематичної обробки



a



b

Рис. 8. Амплітуди сейсмограм залежно від віддалення джерело–приймач уздовж цільового відбиття у вікні від 1525 до 1575 мс: а – оброблених за методикою ЗІА; б – за кінематичною методикою. Червоне – покрівля, синє – підшва колектору

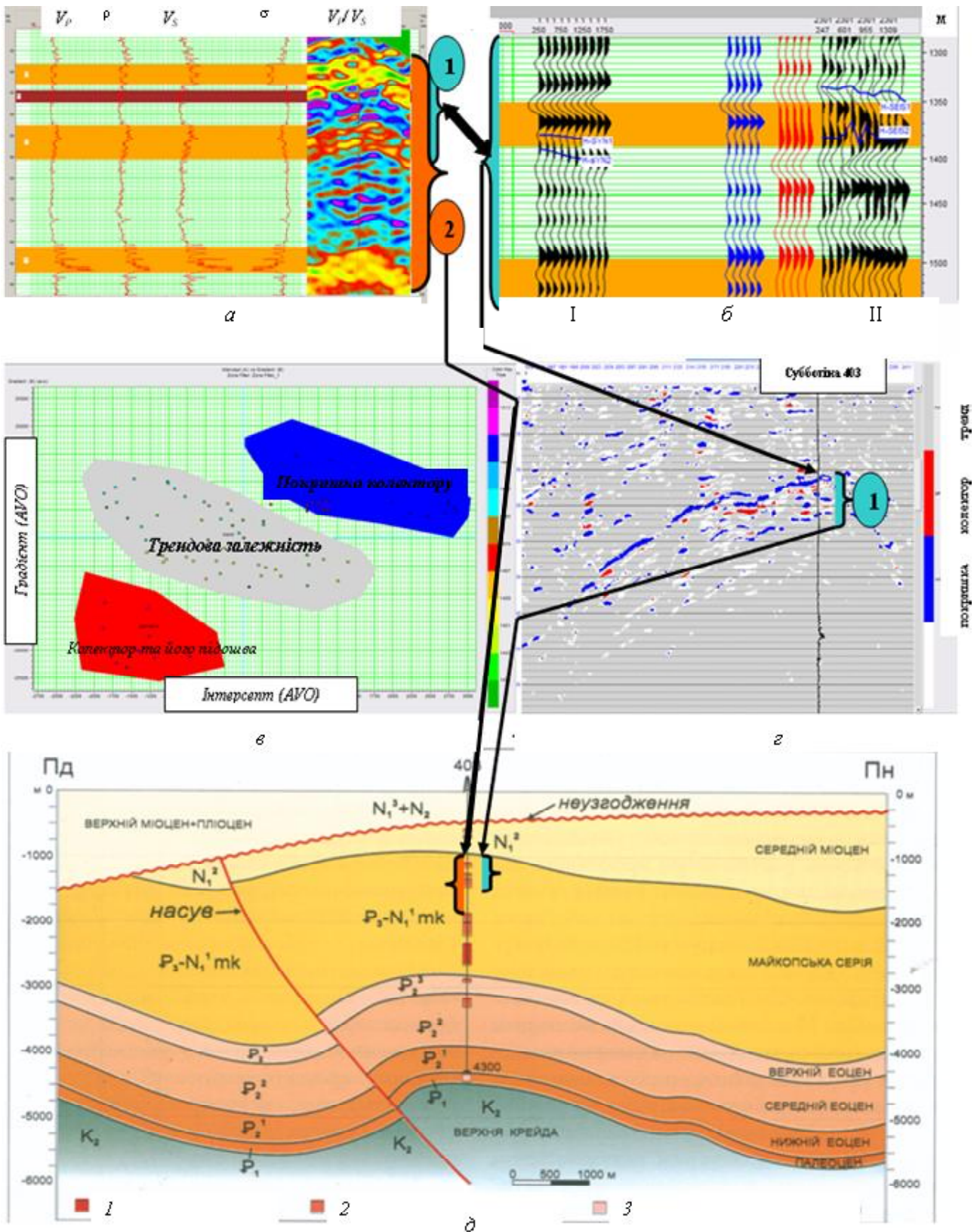


Рис. 9. Результат пружної інверсії, AVO-атрибути та сейсмогеологічний розріз структури Субботіна, за даними [6]: а – фрагмент співвідношення V_p/V_s під кутом 25° , за даними ГДС на прогнозних ділянках; б – сейсмограми: I – синтетична, отримана за рівнянням Акі-Річардса, II – реальна; в – кросплот “інтерсепт-градієнт” за сейсмограмами, в околі свердловини; г – AVO-класифікація за сейсмічними даними, згідно з кросплотом; д – розріз: 1 – продуктивний інтервал, 2 – імовірно продуктивний, 3 – прогнозний продуктивний

(ближні віддалення) відбивна здатність зумовлена контрастами акустичних імпедансів, а для більших кутів (більші віддалення) – контрастом значень коефіцієнта Пуассона σ ; коефіцієнт Пуассона, у газових пісковиках значно нижчий, ніж у водонасичених пісковиках і сланцях. Отже, газові пісковики мають краще виділятися на кутових розрізах для великого кута падіння. В цьому випадку газонасичений пісковик третього класу, згідно з класифікацією Рутерфорда–Вільямса, добре виділяється пониженими значеннями співвідношення V_p/V_s і слугує індикатором ідентифікації ймовірного газового покладу.

Інверсія сейсмічних швидкостей і параметрів AVO-аналізу. Для кількісної оцінки продуктивності перспективних товщ застосовують алгоритми інверсії параметрів співвідношення V_p/V_s , пружних параметрів у структуру пустотного простору, нафто- і газонасиченості та фільтраційні властивості колекторів. В основі алгоритму інверсії для оцінки продуктивності лежить багатоконтактна флюїдонасичена, тріщинно-каверно-порова модель колектору, ефективні пружні параметри (K^* , G^*), сейсмічні швидкості та коефіцієнти проникності якої визначають методом умовних моментних функцій із застосуванням розрахункової схеми Морі–Танака [4, 5]:

$$K^* = \frac{1}{3} \sum_{r=1}^{N+1} c_r K_r K_{Ar}; \quad G^* = \frac{1}{2} \sum_{r=1}^{N+1} c_r G_r m_{Ar};$$

$$\mu^* = \frac{1}{2} \sum_{r=1}^{N+1} c_r \mu_r A_{ur},$$

(2)

де c_r – концентрація сухих або насичених газом чи нафтою пустот формату α_r ; K^* , G^* – модуль відповідно стиснення і зсуву включень; μ_r – проникність включень; K_{Ar} , m_{Ar} , A_{ur} – алгебричні компоненти функції Гріна.

Ефективну густину (ρ^*) моделі розраховували за формулою: $\rho^* = \sum_{r=1}^{N+1} c_r \rho_r$; ρ_r – густина компонента. Далі оптимізували цільовий функціонал:

$$\Phi(\mathbf{x}) = \sum (V_p^{(e)} - V_p^{(r)})^2,$$

де $V_p^{(e)}$, $V_p^{(r)}$ – відповідно експериментальні та обчислені на r -му кроці ітерації значення ефективних швидкостей пружних хвиль; \mathbf{x} – вектор невідомих параметрів.

Для розв'язку задачі нелінійної інверсії застосували квазі'ютонівський метод Бройдена–Флетчера–Гольдфаба–Шано. Для параметризації багатоконтактної моделі залучили результати петрографічних і петрофізичних досліджень зразків ядра та даних ГДС.

Основні результати інверсії сейсмічних швидкостей показано на рис. 10, де отримані петрофізичні параметри, які узгоджуються із результатами випробувань.

Оцінки коефіцієнтів глинистості (K_{gl}), газонасиченості (K_r) і нафтонасиченості (K_n), свідчать про перспективність досліджуваного горизонту. За даними інверсійних перетворень чітко простежується підвищений вміст глинистої компоненти. Досліджуваний розріз є досить складний, з

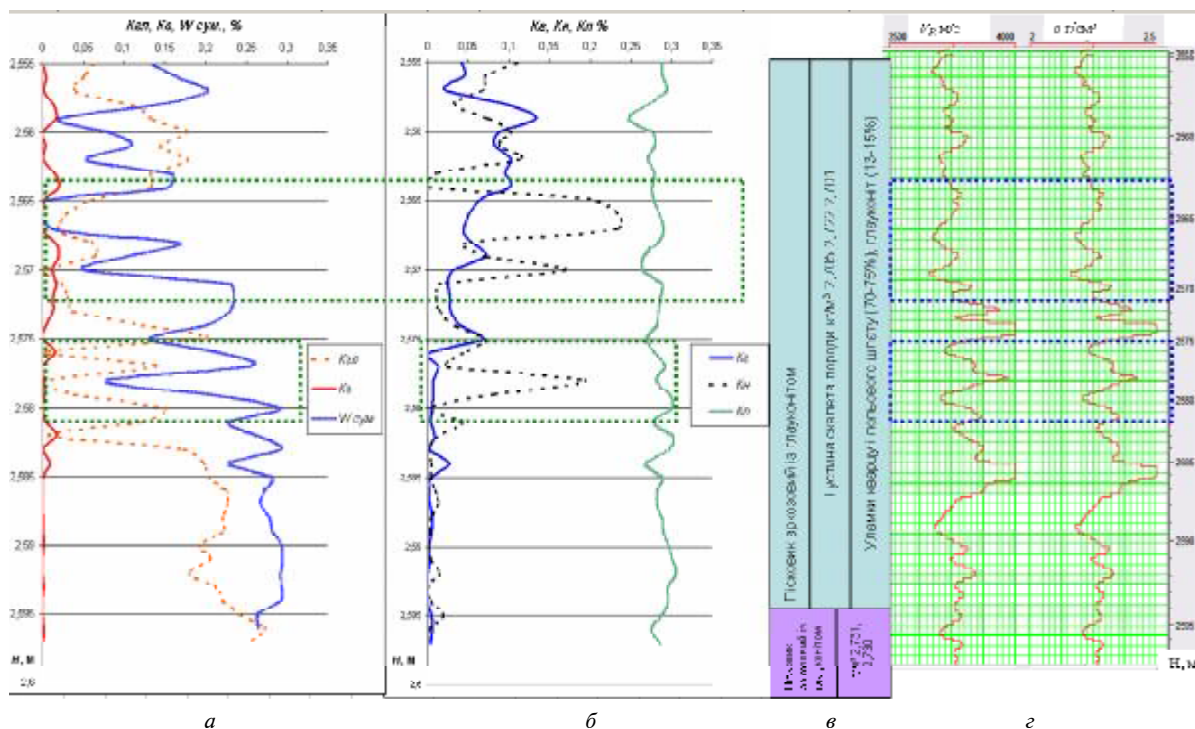


Рис. 10. Результати зіставлення даних інверсії сейсмічних швидкостей і густини (пунктирними лініями виділені продуктивні інтервали): а – результати інверсії сейсмічної швидкості й об'ємної густини в коефіцієнти водонасичення (K_p) і сумарної водонасиченості ($W_{\text{сум}}$) та коефіцієнта (K_{gl}); б – те саме у коефіцієнти газонасичення (K_r) і нафтонасичення (K_n) та коефіцієнта пористості (K_p); в – дані ядра; г – дані ГДС

точки зору літології, спостерігається перешарування пісковиків і глин.

Виділені продуктивні інтервали підтверджені даними випробувань (рис. 10). У цих інтервалах отримані промислові припливи нафти. Підвищені значення коефіцієнта пористості K_n узгоджуються із результатами нафтонасиченості. Продуктивні інтервали характеризуються підвищеними значеннями $K_n - 0,23$. Для сумарної водонасиченості $W_{\text{сум}}$ встановлено прямо пропорційну залежність від K_n .

У результаті такої інверсії визначено петрофізичні параметри, які забезпечують кількісну оцінку продуктивності: $K_{\text{гл}}$, K_b , $W_{\text{сум}}$, K_r , K_n , K_p (рис. 10), що добре узгоджується із результатами випробувань.

Обговорення та висновки. В роботі продемонстровано результативність використання розробленої методики спеціалізованої обробки-інтерпретації даних морської сейсмозвідки в режимі ЗІА із подальшим застосуванням інверсійних перетворень даних AVO-аналізу. Вперше за розробленою методикою та даними ГДС з використанням сейсмічних даних виявлені ймовірно газонасні об'єкти структури Субботіна (див. рис. 9, д).

Подальші перспективи розвитку описаної методики автори пов'язують із удосконаленням графу обробки в режимі ЗІА. Комплексне застосуван-

ня всієї наявної геолого-геофізичної інформації щодо досліджуваного об'єкта для ефективних інверсійних перетворень на основі багатокомпонентних складних моделей даних морської сейсмозвідки дасть змогу виконувати кількісні оцінки продуктивності досліджуваних товщ.

1. Аки К., Ричардс П. Количественная сейсмология. — М.: Мир, 1983. — Т. 1. — 519 с.
2. Rutherford S.R., Willams R.H. Amplitude-versus-offset variation in gas sands // Geophysics. — 1989. — **54**, № 6. — Р. 680–688.
3. Connolly P. Elastic impedance // The Lead. Edge. — 1999. — **18**, № 4. — Р. 438–452.
4. Продайвода Г.Т., Байсарович И.М., Безродная И.Н., Продайвода Т.Г. Новый метод математического моделирования эффективной проницаемости коллекторов // Геофиз. журн. — 2008. — **30**, № 1. — С. 118–124.
5. Маслов Б.П., Продайвода Г.Т., Вишва С.А. Математичне моделювання анізотропії швидкості розповсюдження пружних хвиль у тріщинуватому геологічному середовищі // Геофиз. журн. — 2000. — **22**, № 2. — С. 27–38.
6. Єгер Д.О., Понадюк І.В., Стовба С.М. та ін. Ефективність застосування нової методики комплексного аналізу геолого-геофізичних даних для прогнозування нафтогазонасності (на прикладі структури Субботіна в Чорному морі) // Нафт. і газ. пром-сть. — 2008. — № 2. — С. 4–8.

Надійшла до редакції 27.02.2009 р.

Г.Т. Продайвода, П.М. Кузьменко

AVO-АНАЛІЗ ТА ІНВЕРСІЯ СЕЙСМІЧНИХ ДАНИХ ЯК СПОСІБ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ МОРСЬКОЇ СЕЙСМОРОЗВІДКИ ПІД ЧАС ПОШУКІВ НАФТИ І ГАЗУ

Розглянуто методику спеціалізованої обробки-інтерпретації даних морської сейсмозвідки, що адаптована для 2D сейсмічних матеріалів акваторії Чорного моря. В основу методики покладено граф застосування процедур збереження “істинних” амплітуд, методи AVO-аналізу і розв'язку задач інверсії. Високу ефективність запропонованої методики підтверджують результати математичного моделювання та практичного її застосування на території пошукових робіт у межах структури Субботіна (акваторія Чорного моря). У результаті застосування розробленої методики та використання даних ГДС уперше виявлено за сейсмічними даними ймовірно газонасні об'єкти структури Субботіна.

Ключові слова: сейсмічна інверсія, AVO-аналіз, пружний імпеданс, параметри Ламе.

Г.Т. Продайвода, П.Н. Кузьменко

AVO-АНАЛІЗ И ИНВЕРСИЯ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ МОРСКОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ ПРИ ПОИСКАХ НЕФТИ И ГАЗА

Рассматривается методика специализированной обработки-интерпретации данных морской сейсмозвездки, которая адаптирована к 2D сейсмическим материалам акватории Чорного моря. В основе методики лежат граф применения процедур сохранения “истинных” амплитуд, методы AVO-анализа и решение задач инверсии. Высокая эффективность предложенной методики подтверждается результатами математического моделирования и практического ее применения на территории поисковых работ в пределах структуры Субботина (акватория Чорного моря). В результате применения разработанной методики и использования данных ГДС впервые выявлены по сейсмическим данным вероятно газонасные объекты структуры Субботина.

Ключевые слова: сейсмическая инверсия, AVO-анализ, упругий импеданс, параметры Ламе.