

УДК 622.621

DOI <https://doi.org/10.32347/tb.2025-43.0606>**¹Лариса Пашкова,**

старший викладач

<https://orcid.org/0009-0001-2056-6090>, e-mail: pashkova.lv@knuba.edu.ua**¹Володимир Новіков,**

кандидат технічних наук, доцент

<https://orcid.org/0009-0009-6592-0805>, e-mail: novikov.vd@knuba.edu.ua**¹Наталія Чепурна,**

кандидат технічних наук, доцент

<https://orcid.org/0000-0001-8044-7563>, e-mail: chepurna.nv@knuba.edu.ua**¹Олександр Погосов,**

кандидат технічних наук, доцент

<https://orcid.org/0000-0003-2158-8897>, e-mail: pohosov.oh@knuba.edu.ua**¹Михайло Кириченко,**

кандидат технічних наук, доцент

<https://orcid.org/0000-0002-3651-3153>, e-mail: kyrychenko.ma@knuba.edu.ua

¹Київський національний університет будівництва і архітектури, просп. Повітряних сил, 31, м. Київ, 03037, Україна

ІНТЕРПРЕТАЦІЯ ГЕОЛОГІЇ НАФТОГАЗОВИХ ПОКЛАДІВ НА ОСНОВІ СЕЙСМІЧНИХ ДАНИХ

Анотація. Кореляція горизонтів, трасування порушень, виділення сейсмофаціальних зон за сейсмічними образами є одним із найважливіших критеріїв визначення структурної будови нафтогазових покладів. Характеристика сейсмічних відображень геологічних структурних форм дозволяють визначати їх розподіл у просторі та інтегрувати з геологічною природою, а саме пов'язувати сейсмічні малюнки з геологічною будовою структурних елементів, стратиграфічних меж та зон розвитку колекторів, які є ключовими для розуміння геологічної моделі. Інтерпретація сейсмічних даних дозволяє розрізняти і головне прогнозувати поклади будь-якого родовища. Ці дані є основою аналізу вуглеводневого потенціалу. Помилки при кореляції відбиваючих горизонтів і розломів, і також зон зміни динамічних характеристик сейсмічного поля, критичним чином впливають на точність побудови геологічної структури нафтогазового покладу, і на визначення його обсягу та відповідно на можливість отримання притоку вуглеводнів.

Ключові слова: нафтогазовий поклад, інтерпретація, відбиваючий горизонт, тектонічне порушення, сейсмофація.

INTERPRETATION OF THE GEOLOGY OF OIL AND GAS DEPOSITS BASED ON SEISMIC DATA

Abstract. Correlation of horizons, tracing of disturbances, and identification of seismic facies zones based on seismic images are one of the most important criterios for determining the structural composition of oil and gas deposits. The characteristics of seismic reflections of geological structural forms allow determining their distribution in space and integrating them with the geological nature, in particular, linking seismic patterns with the geological structure of functional elements, stratigraphic boundaries, and zones of reservoir development, which are key to understanding the geological model. Interpretation of seismic data allows us to distinguish and, most importantly, predict the deposits of any field. These data form the basis for analysing hydrocarbon potential. Errors in the correlation of reflective horizons and faults, as well as zones of change in the dynamic characteristics of the seismic field, critically affect the accuracy of the formation of the geological structure and volume of the oil and gas deposit and, accordingly, the possibility of obtaining a hydrocarbon inflow.

Keywords: oil and gas deposit, interpretation, reflective horizon, fault, seismofacies.

Актуальність дослідження. Інтерпретація сейсмічних даних має ключове значення для прогнозування, виявлення, опису структурних особливостей вуглеводнів та інтегрує між собою сейсмічні та геологічні дані. Сейсмічні зображення дозволяють перейти від геофізичних цифрових даних безпосередньо до геологічних моделей (структурних карт, поперечних розрізів, тривимірних кубів властивостей), що описують структуру, літологію та потенціал нафтогазових покладів. Традиційна сейсмічна інтерпретація значною мірою залежить від досвіду інтерпретатора та містить елементи суб'єктивності, що може створювати труднощі для точної інтерпретації та призводити до неоднозначного трактування геологічних кордонів. Ця проблематика здебільшого закладена у самій суті сейсмічної інтерпретації. У загальному сенсі висока невизначеність інтерпретації пов'язана з природними факторами, зі складною геологією перспективних об'єктів, із недостатньою кількістю сейсмічних даних та відповідно мінливістю інтенсивності відбиття. Тому використання прийомів і сучасних підходів в інтерпретації необхідні для реконструкції геології нафтогазових покладів, зокрема щодо складнобудованих та локальних літологічних об'єктів, і визначає практичну та наукову значущість даної роботи.

Формування цілій статі. Метою статті є обґрунтування процесу кореляції відображень і картування тектонічних порушень при сейсмічній інтерпретації при прогнозі та виявленні покладів вуглеводнів.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі завдання:

1. Формування понять кореляції горизонтів і порушення дослідити питання уточнення кореляції горизонтів при постійній деталізації становища тектонічних порушень, і навпаки.
2. Аналіз сейсмічного відбиття: враховуючі динамічні параметри сейсмічного поля встановити причини зміни фаз простеження, з якими може бути пов'язана наявність тектонічних порушень, фаціальної мінливості розрізу, форми геологічних тіл.
3. Структурна узгодженість кореляції з сейсмічними даними: відзначити основні закономірності будови нафтогазових покладів з різними варіаціями структурного напластування і з їх практично нескінченими природними комбінаціями.

Огляд літератури. Базові теоретичні та методичні засади інтерпретації сейсмічних даних у нафтогазовій розвідці викладено в монографіях Onajite (2014) [1], Nanda (2016 [2]) та Sukmono and Ambarsari (2019) [3]. Як зазначено Onajite (2014), аналіз сейсмічних даних є основою для побудови структурної моделі, виділення пасток та оцінки перспектив нафтогазоносності. Nanda (2016) детально розглядає роль інтерпретації як ключового етапу переходу від сейсмічних відображень до геологічної моделі родовища, підкреслюючи значення інтеграції сейсміки зі свердловинними та петрофізичними даними. Sukmono and Ambarsari (2019) акцентують увагу на практичних аспектах інтерпретації, зокрема на роботі з горизонтами, розломами та сейсмічними атрибутами в задачах пошуку вуглеводнів. Значний розвиток отримали підходи, пов'язані з атрибутним аналізом і сейсмофаціальною інтерпретацією. Як показано в роботі Розловської (2000) [4], використання сейсмічних атрибутів дозволяє уточнювати геологічну будову розрізу та підвищувати інформативність інтерпретації. Подальший розвиток цих ідей представлено в роботах, де атрибутний аналіз застосовується для прогнозу колекторських властивостей і виділення перспективних зон. У класичній монографії Brown [6] детально розглянуто методологічні основи інтерпретації 3D-сейсмічних даних, зокрема ідентифікацію та кореляцію сейсмічних горизонтів, аналіз відбивних подій і просторову інтерпретацію геологічних структур. Автор приділяє особливу увагу принципу простежування однакової фази відбиття між сейсмічними профілями та обґрунтовує доцільність використання профілів падіння для первинної кореляції горизонтів. Праця є фундаментальним джерелом з теорії та практики сейсмічної інтерпретації і широко використовується як базовий навчальний та довідковий матеріал у нафтогазовій геофізиці. Практичне застосування методів сейсмічної інтерпретації для оцінки нафтогазових ресурсів розглянуто у низці регіональних досліджень. Як показано Fajana et al. (2018) [7] інтеграція сейсмічної інтерпретації з петрофізичним аналізом дозволяє обґрунтовано оцінювати нафтогазоносний потенціал родовищ. За результатами Safa et al. (2025) [8] детальна

структурна інтерпретація є ефективним інструментом прогнозу нафтогазоносності в умовах складної тектонічної будови. Таким чином, аналіз наведених джерел свідчить, що сучасна сейсмічна інтерпретація поєднує різні класичні геофізичні підходи, що дозволяє підвищити достовірність прогнозу формування та виявлення нафтогазових покладів.

Основна частина. Хоча сейсмічні картини є непрямими показниками літологічного складу та колекторських властивостей нафтогазовмісних порід, проте можуть бути ознаками різних типів покладів вуглеводнів.

Виділення регіональних горизонтів. Генезис геологічних кордонів з паралельними та субпаралельними шарами зазвичай відповідають великим резервуарам нафти та газу, простежуються на сейсмічних горизонтах на значні площі, та впевнено надають геологічну прив'язку у досліджуваній зоні (рис. 1).

Такі головні відбиваючі горизонти є регіональними маркерами в товщі гірських порід і добре витримані по простяганню. Простеження та інтерпретація опорних регіональних горизонтів дозволяють суттєво підвищити розуміння всієї сейсмічної картини, що відображає тектонічну історію регіону.

Але є горизонти з низькою роздільною здатністю, де складно проводити інтерпретацію, проте ці відображення мають також дуже важливу цінність для пошуку вуглеводнів. За рахунок своїх властивостей вони мають досить складні візуальні ефекти. Для таких горизонтів використовується особлива методика та принципи [2]. Зазвичай такі горизонти починають трасувати від свердловини або між свердловинами, визначаючи межі стратиграфічного маркеру. Горизонт трасується відрізками, з постійним перемиканням на перетинах розрізів поступово просуваючись углиб розрізу за принципом – від надійнішого до менш надійного. Товщина пластів зазвичай зберігається чи змінюється закономірно геологічної ситуації, при цьому горизонти можуть мати певну закономірність із сусідніми горизонтами, де "впевнений" горизонт служить навігатором під час інтерпретації. І якщо у верхній частині спостерігається складчастий розріз (перегини), то і в нижній частині горизонти мають згодну характеристику, зберігаючи принцип морфологічної подібності.

Упорядковані відбитки з точною геометрією горизонтів на сейсмічних розрізах у межах антиклінальних форм є основними сейсмічними характеристиками, що показують наявність екранованих покладів нафти і газу.

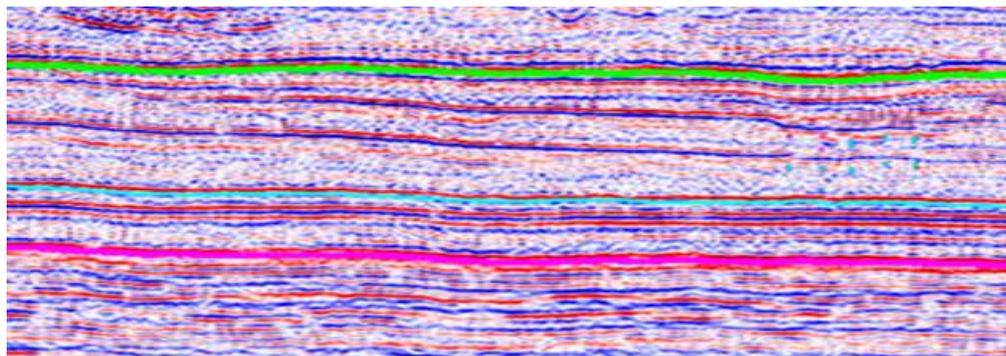


Рис. 1. Фрагмент часового розрізу з інтерпретацією основних горизонтів.

Fig. 1. Fragment of a time section with interpretation of the main horizons

Літологічне заміщення теригенних порід. Кліноформні зображення вказують на можливість формування літологічних покладів, пов'язаних із заміщенням фацій гірських порід. Зони заміщення фацій (рис. 2) можна знайти за змінами динамічних характеристик відображення, де, як правило, високочастотний характер запису спостерігається в глинистій зоні, а низькочастотний – у піщаній. Швидкісні характеристики також мають закономірності, зазвичай швидкості збільшується в піщаному шарі і зменшується в глинах. Такі ознаки характерні для стратиграфічних та комбінованих пасток, де вміст вуглеводнів забезпечується зміною фільтруючих властивостей порід.

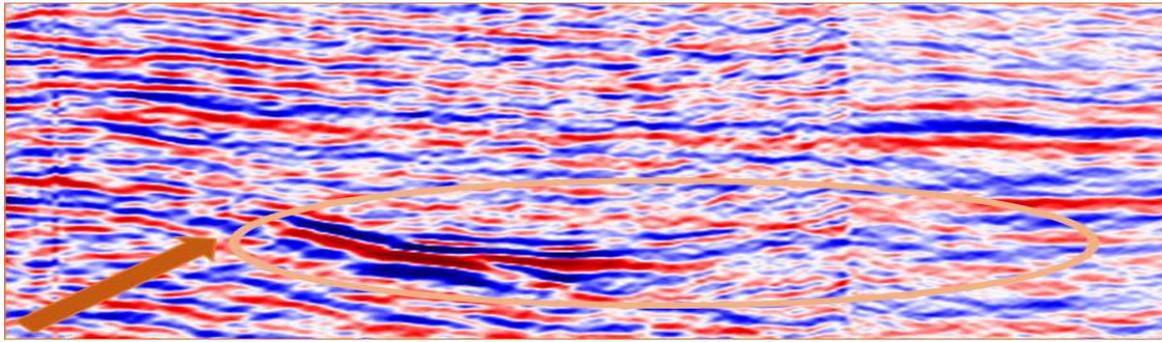


Рис. 2. Заміщення теригенних порід.
Fig. 2. Replacement of terrigenous rocks

Виклинювання. Зони нахилу пластів проявляються у вигляді клиноподібного зменшення потужності горизонтів відбиття зі загасанням їхньої амплітуди. Виклинювання піщаних нафтогазоперспективних порід, найчастіше спостерігаються завжди за закономірним сходженням і злиття осей синфазності (рис. 3), і мають зв'язок як правило зі швидкісною характеристикою цього пласта та його потужністю. При інтерпретації виклинювання горизонти проводяться близько один до одного, в межах однієї фази, і можуть мати одне відображення в сейсмічному полі, так що в такому випадку можна говорити про наближення до нульової потужності пласта.

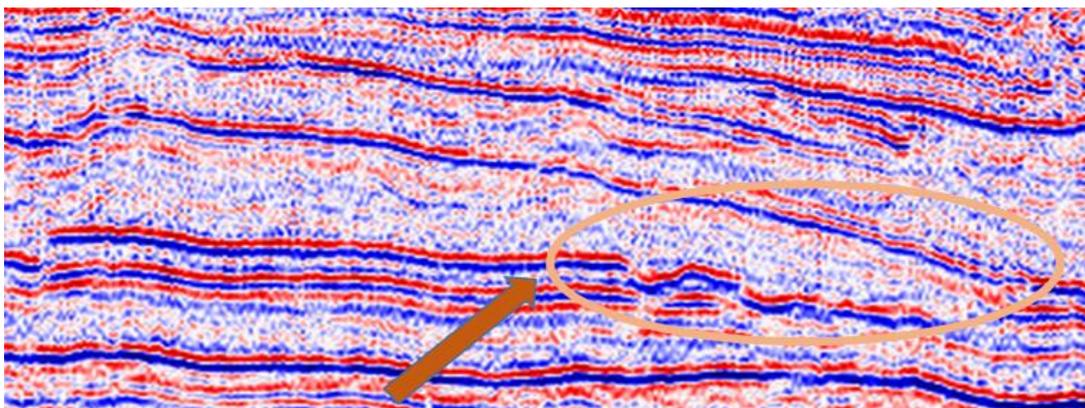


Рис. 3. Приклад виклинювання піщаних порід.
Fig. 3. Example of wedging of sandstones

Виявлення літологічних об'єктів. В окремих випадках кореляція сейсмічних відбитків за екстремумами фаз є скрутною і виконується з використанням динамічних особливостей сейсмічного поля [4]. Сейсмічні часові розрізи піддаються сейсмостратиграфічному аналізу, у якому виділяються зони зі своєрідними малюнками осей синфазності і зазвичай відповідають геологічним літофаціям. Переривчасті та лентукулярні відображення типові для локалізованих піщаних тіл (аккумулятивні піщані тіла, палерусла, бари) (рис. 4, 5) і можуть бути пов'язані з неструктурними покладами вуглеводнів.

Ці об'єкти мають високу первинну пористість і власне є покладами вуглеводнів.

Піщані утворення русел і дельт, барів, клиноформ зазвичай оточені щільними породами, їх можна визначити за набуханням товщі порід.

Прибережні морські тіла – бари виявляються по зміні потужності між горизонтальними відбиттями у нижній частині та хорошими відбиттями у верхній частині.

Акумулятивні піщані тіла пов'язані з яскраво вираженими характерними закономірностями в сейсмічних записах - поверхня палеорек фіксується увігнутою формою осей синфазності, що відбивається додатковими відображеннями та порушенням кореляції.

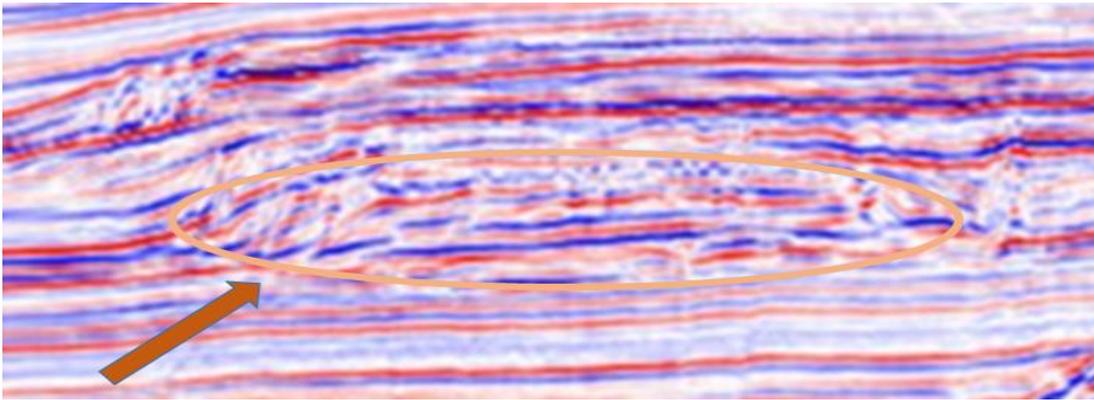


Рис. 4. Сейсмофация аккумулятивного тіла.
Fig. 4. Seismofacies of the accumulative body

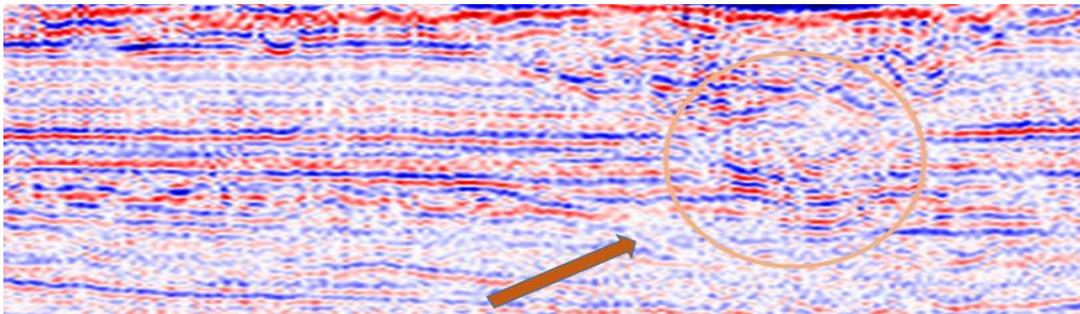


Рис. 5. Сейсмофация палеоруслу.
Fig. 5. Seismofacies of the paleochannel

У карбонатних розрізах плямиста чи невпорядкована сейсмічна картина часто показує розвиток рифових органогенних масивів та біогермічних споруд (рис. 6). Рифовий масив визначається по відсутності відбиття, тобто, з припинення простежування осей синфазності всередині рифу, оскільки масив складний однорідними карбонатними породами. На сейсмічних розрізах, орієнтованих на хрест протягування таких органогенних споруд, спостерігаються характерні сейсмічні малюнки з характерними ознаками, які сприяють виявленню рифів. Так у предрифовій та зарифовій частинах спостерігається різний нахил осей синфазності, а надрифова товща характеризується присутністю осей облягання, різким зменшенням інтенсивності відбитків та зміною динамічних характеристик відбитих хвиль, таких як амплітуди, частоти, а в подрифовій зоні простуджуються плоскі, увігнуті або опуклі осі синфазності.

Пластові органогенні вапняки (біостроми) характеризуються клиноподібними та пагорбовими осями синфазності по периферії пластів.

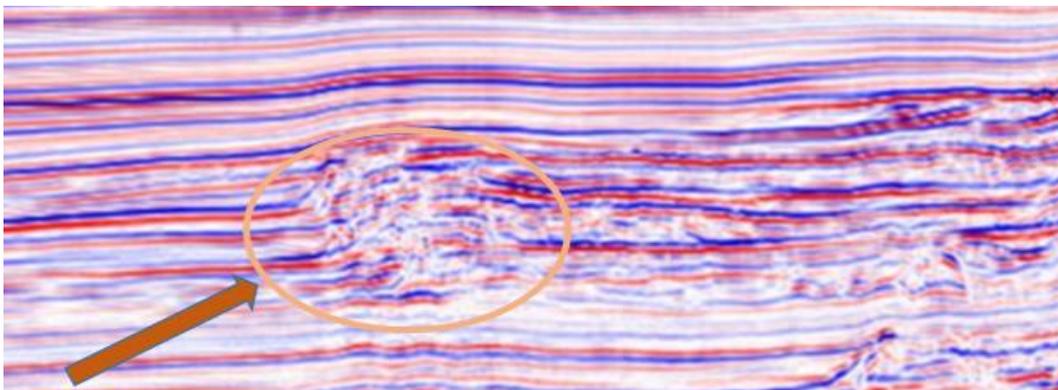


Рис. 6. Сейсмофация рифової споруди.
Fig. 6. Seismofacies of the reef structure

Сольова тектоніка. Соляні куполи як однорідна товща чітко реєструються на сейсмічних часових розрізах за характерними сейсмофаціями, де спостерігається відсутність відбитків усередині соляного діяпіру, хаотичне хвильове поле, не когерентні щодо один одного сейсмічні відображення, і дуже слабкі амплітуди відбитків [5], припинення простежування відбиття біля стінок купола і відбитків, що обгинають купол і майже горизонтальних, що підстиляють його. Контакт з діяпірами (рис. 3) завжди чітко простежується.

Сольові штоки є найкращими екранами при міграції вуглеводнів за рахунок власної щільності. Біля штоків створюються поклади нафти та газу. І саме цим областям приділяється більша увага, оскільки вони безпосередньо беруть участь у формуванні родовищ та впливають на якість нафтогазових покладів.

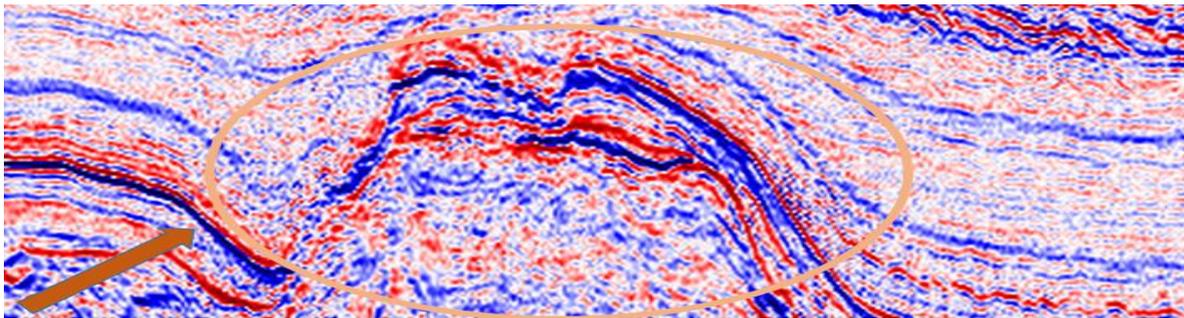


Рис. 7. Сейсмофація соляного діяпіру.

Fig. 7. Seismofacies of the salt diapir.

Інтерпретація розривних порушень. За наявності у розрізі скидів, підкидів, насувів та інших порушень, що утворюють напівграбени та горстові блоки, мають сильний вплив на розподіл колекторів. У малюнку з'являються характерні риси сейсмічного запису – розриви суцільності осей синфазності, які супроводжуються переміщенням окремих частин геологічних тіл одне щодо одного. Може також спостерігатись значне згасання амплітуди без розриву суцільності фази або поява подібних форм відбитих хвиль з помітним зрушенням по глибині. Залежно від характеру тектонічного порушення (рис. 8, 9) осі синфазності простежуються з обох боків від нього, можуть перекриватися чи утворювати зону відсутності відбитків хвильового поля.

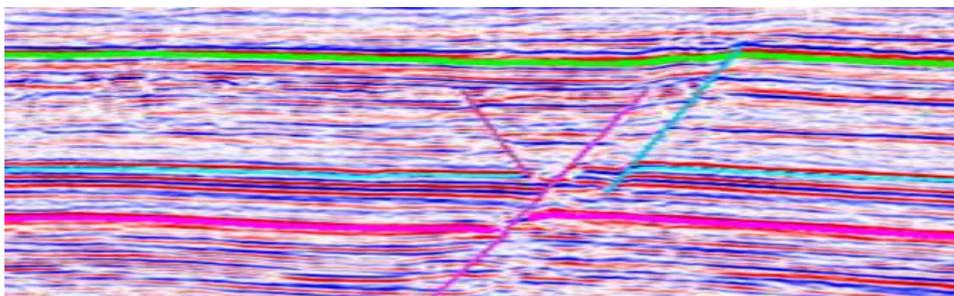


Рис. 8. Фрагмент часового розрізу з інтерпретацією розривних порушень.

Fig. 8. Fragment of a temporal incision with interpretation of the incisional violations.

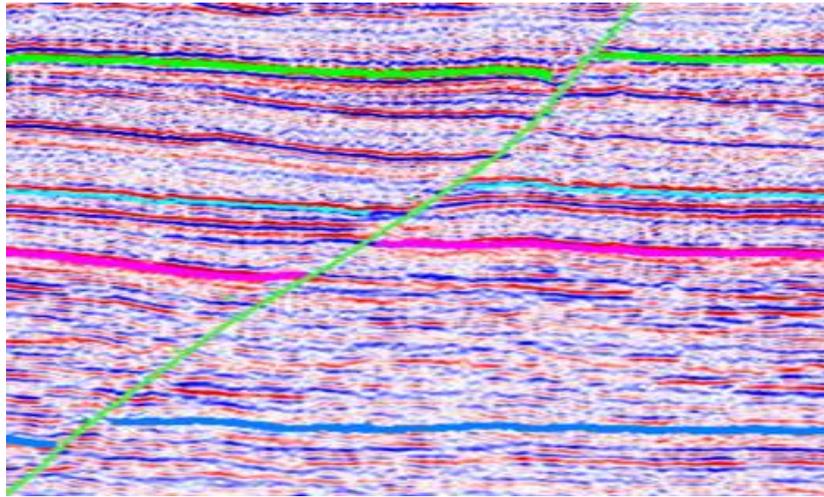


Рис. 9. Фрагмент часового розрізу з інтерпретацією тектонічного порушення - типу «скид».
Fig. 9. Fragment of a time section with an interpretation of a tectonic disturbance - type "thrust".

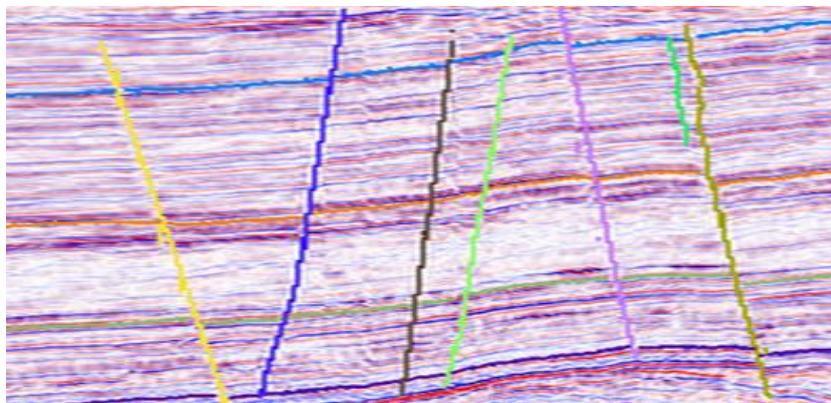


Рис. 10. Фрагмент часового розрізу з інтерпретацією системи тектонічних порушень.
Fig. 10. Fragment of a time section with an interpretation of the system of tectonic disturbances

Іноді зони порушень виділяються із згасання амплітуд. Часто в подібних зонах взагалі не вдається простежити відбиваючий горизонт. Доцільно виконувати кореляцію, слідуючи від центральних (непорушених) частин тектонічних блоків, підходячи однойменним відображенням до площини тектонічного порушення з різних боків. Необхідно простежити той самий розлом по всій його протяжності. Потрібно знайти однакові закономірності. Це може бути змішання тих самих горизонтів, близька відстань між розрізами, подібний сейсмічний запис. При цьому десь у процесі простеження по кубу розлом може почати «загасати» або втикатися в інший розлом зі зміною амплітуди та напрямку падіння. Відстань між фазами при зміщенні по розлому (амплітуда) у верхніх горизонтах завжди менше ніж у нижніх (можливо дорівнює по всіх горизонтах). Зміна морфології горизонтів вздовж розлому підпорядковується закону послідовності напластування за яким молоді осадові гірські породи залягають вище за давні і має закономірність пов'язану з первісним горизонтальним заляганням горизонтів, що опускалися чи піднімалися відповідно до цього принципу. Процес кореляції відбитків та картування тектонічних порушень – циклічний: уточнюючи кореляцію горизонтів, ми уточнюємо положення тектонічних порушень і навпаки. Зміни сейсмічного малюнка, пов'язані з розломами, можуть свідчити про наявність тектонічно екранованих покладів, однак у тектонічно ускладнених регіонах якість інтерпретації безпосередньо нижча, що впливає на результати прогнозу.

Висновки. Сейсмічна інтерпретація є основою для виділення геологічних елементів, які мають ключовий вплив на формування нафтогазових покладів, і дозволяє просторово простежити структурні та стратиграфічні форми та їх літологічні неоднорідності.

Незважаючи на високу інформативність сейсмічних даних, інтерпретація сейсмічних малюнків супроводжується низкою невизначеностей. Один і той же тип сейсмічного малюнка може відповідати різним літологічним та фаціальним заоєжностям. Крім того, якість вихідних сейсмічних матеріалів, роздільна здатність сейсмозвідки і вплив геологічних процесів можуть суттєво ускладнити інтерпретацію. У зв'язку з цим побудови на основі сейсмічних даних повинні розглядатися як передбачувані та використовуватися в комплексі з іншими геолого-геофізичними дослідженнями та методами.

Список використаної літератури:

1. Онаджіте Е. (2014). Методи аналізу сейсмічних даних у розвідці вуглеводнів. Амстердам: Elsevier, 232.
2. Нанда Н. К. (2016). Інтерпретація та оцінка сейсмічних даних для розвідки та видобутку вуглеводнів. Берлін: Springer, 281.
3. Сукмоно С., Амбарсарі Д. С. (2019). Практична сейсмічна інтерпретація для розвідки нафти. Бандунг: ITB Press, 148.
4. Розловська, С.Ю., Вергуненко О.П., Габловський, Б.Б. та Штогрин М.В. (2021). Можливості атрибутивного аналізу сейсмічних даних для уточнення структурних особливостей геологічного розрізу. *Нафтогазова енергетика*, 1(35), 16–24. [https://doi.org/10.31471/1993-9868-2021-1\(35\)-16-24](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2021-1(35)-16-24).
5. Щедрова О. В. (2022.) Особливості моделювання соляних штоків у програмному комплексі Schlumberger Petrel .
6. Браун А. Р. (2011). Інтерпретація тривимірних сейсмічних даних. 7-е вид. Талса: Товариство геофізиків-розвідників.
7. Ехінлайє, МД., Осісанья, ОВ., Ігракпата, ФС., Салех, АС., та Ібітойє, ТА. (2022). Сейсмічна інтерпретація та петрофізичний аналіз для оцінки родовища Атага, на березі дельти Нігеру, Нігерія. *Журнал прикладних наук та екологічного менеджменту*, 26 (5), 921–927. <https://doi.org/10.4314/jasem.v26i5.20>.
8. Сафа М. Г., Омран М. А., Басал А. М. К., Набаві Б. С., Кассаба М. А., Сархан М. А. (2025). Сейсмічна структурна структура та послідовна стратиграфія родовищ Бакр–Амер–Аль-Хамд, центральна частина Суецької затоки, Єгипет: наслідки для розвідки вуглеводнів. *Геомеханіка та геофізика для геоенергетики та георесурсів* 11(1) DOI: 10.1007/s40948-025-00979-7.

References:

1. Onajite, E. (2014). Seismic Data Analysis Techniques in Hydrocarbon Exploration. Amsterdam: Elsevier, 232 p.
2. Nanda, N. K. (2016). Seismic Data Interpretation and Evaluation for Hydrocarbon Exploration and Production. Berlin: Springer, 281 p.
3. Sukmono, S., & Ambarsari, D. S. (2019). Practical Seismic Interpretation for Oil Exploration. Bandung: ITB Press, 148 p.
4. Rozlovska, S. Yu., Verhunencko, O. P., Hablovskyi, B. B., & Shtohryn, M. V. (2021). Capabilities of attribute analysis of seismic data to clarify structural features of the geological section. *Oil and Gas Energy*, 1(35), 16–24. [https://doi.org/10.31471/1993-9868-2021-1\(35\)-16-24](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2021-1(35)-16-24)
5. Shchedrova, O. V. (2022). Features of salt dome modeling in the Schlumberger Petrel software package.
6. Brown, A. R. (2011). Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data. 7th ed. Tulsa: Society of Exploration Geophysicists.
7. Ehinlaiye, M. D., Osisanya, O. W., Igrakpata, F. C., Saleh, A. S., & Ibitoye, T. A. (2022). Seismic interpretation and petrophysical analysis for the evaluation of the Ataga field, onshore Niger Delta, Nigeria. *Journal of Applied Sciences and Environmental Management*, 26(5), 921–927. <https://doi.org/10.4314/jasem.v26i5.20>.
8. Safa, M. G., Omran, M. A., Basal, A. M. K., Nabawy, B. S., Kassab, M. A., & Sarhan, M. A. (2025). Seismic structural framework and sequence stratigraphy of the Bakr–Amer–Al-Hamd fields, central Gulf of Suez, Egypt: Implications for hydrocarbon exploration. *Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources*, 11(1). <https://doi.org/10.1007/s40948-025-00979-7>