

## МОДЕЛЮВАННЯ СЕЙСМІЧНИХ ЕФЕКТІВ ПРИ ЗМІНІ ФІЗИЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ГЕОЛОГІЧНОГО СЕРЕДОВИЩА НА ПРИКЛАДІ ОДЕСЬКОГО ГАЗОВОГО РОДОВИЩА

Б. Б. Габльовський\*, Н. С. Ганженко, С. Є. Розловська

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727125;  
e-mail: bohdanhablovskyi@gmail.com, rozlovska.s@gmail.com

Наведено методику та результати сейсмічного моделювання, виконаного на прикладі Одеського газового родовища, розташованого у межах північно-західного шельфу Чорного моря Південного нафтогазоного регіону України з метою оцінки можливості застосування сейсмічного моніторингу при розробці та експлуатації нафтогазових родовищ. Геологічна будова Одеського газового родовища дозволяє наочно продемонструвати характер зміни динамічних характеристик сейсмічного запису при зміні фізичних властивостей геологічного середовища. Для оцінки сейсмічних ефектів проведено моделювання часових розрізів для двох моделей середовищ із різними значеннями пористості, виконано аналіз зміни форми сигналів, розраховано часовий зсув між максимальними значеннями амплітуд у межах продуктивних відкладів, обчислено коефіцієнти відбиття поздовжньої хвилі при нормальному падінні променя та за перетворенням Гільберта розраховано миттєві фази, амплітуди та миттєві частоти сейсмічного запису. Проведені дослідження дозволяють зробити висновки щодо ступеня контрастності динамічних характеристик сейсмічного запису та можливості їх застосування для моніторингу стану нафтогазових родовищ. За результатами моделювання встановлено, що зміна пористості у різних продуктивних горизонтах Одеського газового родовища має різне відображення у сейсмічному полі. Зокрема, для контролю фізичного стану продуктивних горизонтів ВП та НП більш інформативним індикатором є часовий зсув, продуктивного горизонту E-1 - миттєва амплітуда. Вибір індикатора залежить від сейсмогеологічних умов конкретного родовища чи ділянки досліджень, а залучення динамічних характеристик хвильового поля при рішенні задач сейсмічного моніторингу вимагає високої якості експериментальної (або польової) сейсмозвідувальної інформації.

Ключові слова: Одеське газове родовище, сейсмічний моніторинг, пористість, моделювання сейсмічних ефектів, атрибутний аналіз, динамічні характеристики.

*The paper deals with the methodology and results of seismic modeling performed on the example of the Odessa gas field located within the north-western shelf of the Black Sea of the Southern oil and gas region of Ukraine in order to assess the possibility of using seismic monitoring in the development and operation of oil and gas fields. The geological structure of the Odessa gas field allows to clearly demonstrate the nature of the change in the dynamic characteristics of the seismic record when changing the physical properties of the geological environment. To assess the seismic effects, time sections were modelled for two models of environments with different porosity values, the waveform change was analysed, the time shift between the maximum amplitude values within the productive sediments was calculated, and the reflection coefficients of the longitudinal wave at normal beam incidence were calculated, and the instantaneous phases, amplitudes and instantaneous frequencies of seismic recording were calculated by Hilbert transformation. The conducted studies allow us to draw conclusions about the degree of contrast of the dynamic characteristics of the seismic recording and the possibility of using them to monitor the state of oil and gas fields. According to the simulation results, it was established that the change in porosity in different productive horizons of the Odessa gas field has a different reflection in the seismic field. In particular, to control the physical state of the productive horizons of the Upper Paleocene and Lower Paleocene, a more informative indicator is the temporal shift, and the productive horizon Eocene-1 is the instantaneous amplitude. The choice of the indicator depends on the seismic and geological conditions of a particular deposit or research area, and the involvement of dynamic characteristics of the wavefield in solving seismic monitoring problems requires a high quality of seismic information.*

Key words: Odessa gas field, seismic monitoring, porosity, simulation of seismic effects, attribute analysis, dynamic characteristics.

## **Вступ**

В більшості основних центрів світового нафтогазовидобутку - Північному морі, Мексиканській затоці, шельфі західної Африки роботи із сейсмічного моніторингу виконуються вже не один рік [1, 2]. З огляду на наявність в Україні нафтогазових родовищ на шельфах Чорного та Азовського морів, запровадження подібних досліджень є актуальною задачею, вирішення якої сприятиме нарощуванню паливно-енергетичного потенціалу нашої країни. У той же час різноманіття сейсмогеологічних умов, характерних для нафтогазових родовищ, обумовлює необхідність визначення набору інформативних параметрів для кожного об'єкту окремо.

**Метою досліджень** є оцінювання можливості застосування сейсмічного моніторингу при розробці та експлуатації нафтогазових родовищ в Україні.

При запровадженні конкретної методики сейсмічного моніторингу ключовим питанням є вибір надійних індикаторів зміни фізичного стану родовища, які можуть бути отримані шляхом обробки результатів періодичної сейсмічної зйомки, що виконується з використанням сучасних програмних засобів обробки сейсмічних даних і забезпечує можливість розрахунку значної кількості параметрів (атрибутів) сейсмічного запису [3]. Надійним способом вирішення даного питання є моделювання акустичних властивостей порід-колекторів та впливу на швидкість поширення поздовжніх і поперечних хвиль структури порового простору і вуглеводневого насичення. Тому **завданням дослідження** є визначення тих параметрів хвильових полів, які найчутливіше реагують на зміну фізичних властивостей покладів у ході їхньої розробки та експлуатації.

Враховуючи, що при розробці нафтогазових родовищ використовуються акустичні та гідродинамічні методи впливу на пласти гірських порід, для моделювання ефектів, на яких базується сейсмічний моніторинг, необхідні знання процесів і явищ, що протікають у насичених пористих середовищах при поширенні пружних хвиль. Основними пружними характеристиками гірських порід є модуль пружності, модуль зсуву і коефіцієнт Пуассона. Для опису пружних характеристик пористих середовищ застосовують різні методи і моделі, найбільш поширеною з яких є модель на основі рівняння Гассмана [4]. Дана модель складається з твердої і рідкої (газоподібної) фаз: тверда фаза формує жорсткий каркас, який характеризу-

ється своїми макроскопічними модулями пружності; рідка (газоподібна) фаза заповнює пустотний простір повністю. Щодо продуктивних пластів газонафтових родовищ, тверда фаза представлена кристалами або зернами породотворюючих мінералів, а рідка – флюїдами, що містяться у поровому просторі породи. На основі даної моделі при динамічній інтерпретації сейсмічних даних, у залежності від конкретних фізико-геологічних умов та наявних апріорних даних, використовуються різні емпіричні залежності між пористістю та швидкістю розповсюдження пружних коливань: рівняння середнього часу (Уайлі), рівняння Райнера-Ханта-Гарднерата інші. Таким чином, з огляду на наявні апріорні геолого-геофізичні відомості щодо будови Одеського газового родовища та з урахуванням факторів, що впливають на зміну амплітуд та часів приходу відбитих хвиль, для моделювання обрано пористість. При цьому ми припускаємо, що зміна пористості може бути пов'язана як із зміною режиму (тиску) при розробці родовища, так із глибиною розташування газонесних шарів.

## **Методика оцінки сейсмічних ефектів**

Методика оцінки відповідних сейсмічних ефектів включала наступні кроки.

1. Моделювання часових розрізів для моделі середовища з різними параметрами пористості.
2. Кореляція меж відбиття, які відповідають продуктивним шарам.
3. Порівняльна оцінка амплітуди та форми сейсмічних сигналів від продуктивних шарів.
4. Розрахунок та порівняння миттєвих параметрів хвильового поля, які відповідають продуктивним шарам.

Реалізація пп. 1-4 виконувалася у програмному пакеті повнохвильового сейсмічного моделювання Тессерал 2-D [5]. Розрахунки за п.5 проведено у системі SPS- PC [6], яка містить програмний комплекс, що дозволяє здійснювати цифрову обробку й інтерпретацію двомірних і тривимірних сейсморозвідувальних даних.

## **Характеристика Одеського газового родовища [7]**

Родовище розташоване у північно-західному шельфі Чорного моря на відстані 130 км від м. Одеса і 150 км від смт. Чорноморське. У тектонічному відношенні воно приурочене до західної центрикліналі Каркінітсько-Північно-Кримського прогину. У геологічній будові Одеської структури беруть участь теригенні та карбонатні породи крейди, палеогену та неогену

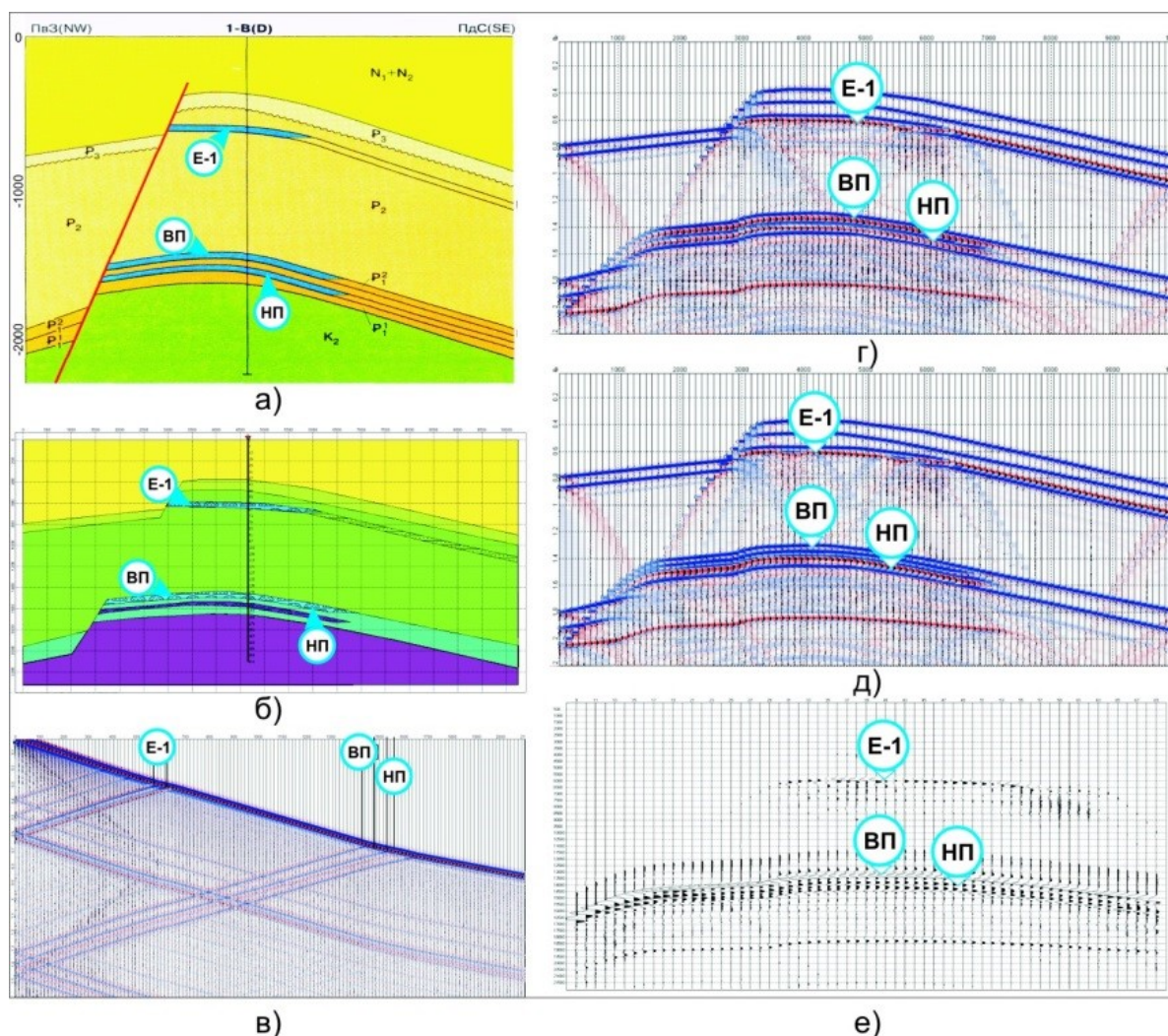


Рисунок 1 – Моделювання часових розрізів

(рис. 1, а). За матеріалами буріння і сейсморозвідки Одеське підняття по еоценовому продуктивному горизонту являє собою антикліналь північно-східного простягання з розмірами 11 x 8 км по ізогіпсі – 800 м і висотою близько 200 м. Північно-західне крило структури ускладнене тектонічним порушенням типу скиду з амплітудою близько 50 м. Виділяються два склепіння: північно-східне і південно-західне. Продуктивні горизонти E-1 і VP представлені дрібнозернистими пісковиками. Пласт НП складений пелітоморфними піщанистими тріщинуватими вапняками. Колектори є поровими у першому випадку і теригенно-поровими – у другому. Поклади газу пластові склепінні тектонічно екрановані. Режим їх водонапірний. Родовище було завершено розвідкою і довгий час знаходилося у консервації.

На сьогоднішній день родовище введено у експлуатацію. Як слідує з характеристики природних газів [7], коефіцієнти пористості продуктивних шарів різні і змінюються у різних діапазонах (табл. 1).

Таблиця 1 – Діапазон зміни коефіцієнтів пористості продуктивних шарів

Вік	Індекс горизонту	Коефіцієнт пористості	
		мінімальний	максимальний
P <sub>2</sub>	E-1	0.200	0.300
P <sub>1</sub>	ВП	0.206	0.245
P <sub>1</sub>	НП	0.100	0.180

На основі геологічного розрізу (рис. 1, а) та даних про пористість (табл. 1) сформовано дві моделі геологічної будови Одеського газового родовища у перерізі I-I: перша – з мінімальними значеннями коефіцієнтів пористості, друга – з максимальними значеннями для продуктивних шарів.

#### Моделювання часових розрізів у програмі Тесерал 2D

Модель геологічного розрізу, що сформована у програмі Тессерал, представлена на рис. 1, б. При створенні моделі параметри газонасичених шарів задавалися з урахуванням

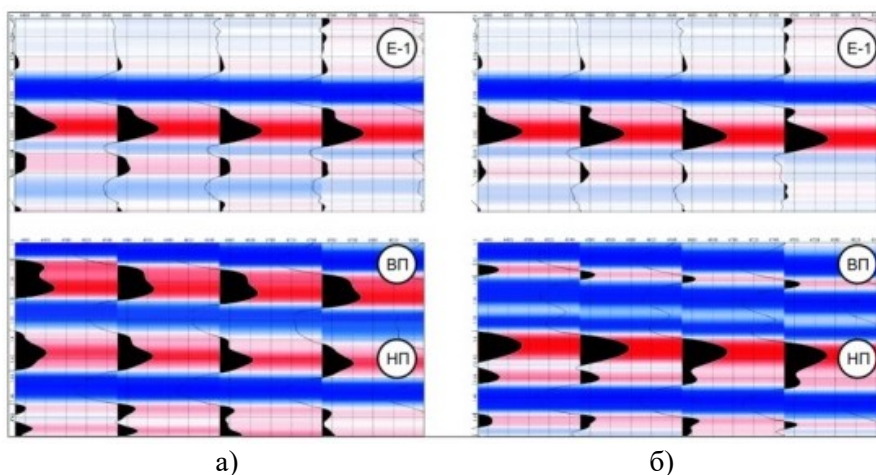


Рисунок 2 – Фрагменти часових розрізів у межах продуктивних шарів для моделей з мінімальним (а) та максимальним (б) значенням пористості

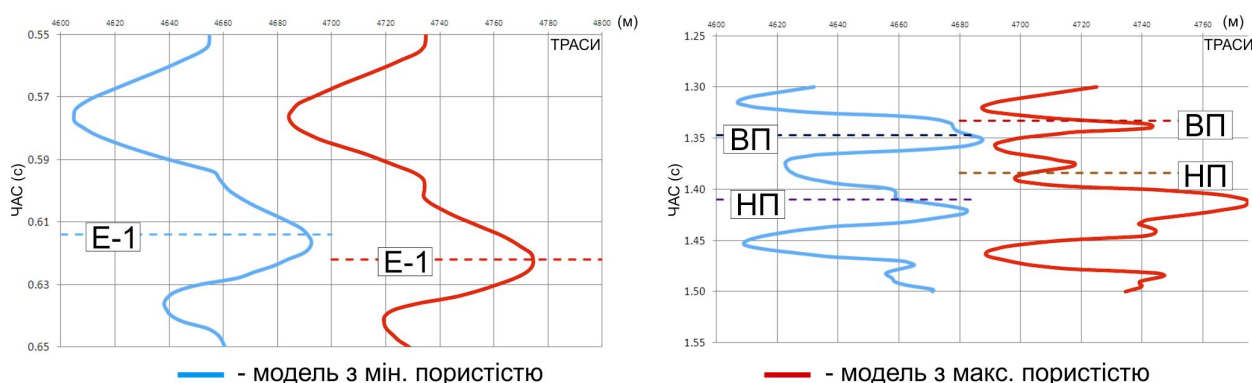


Рисунок 3 – Фрагменти сейсмічної траси у межах продуктивних шарів

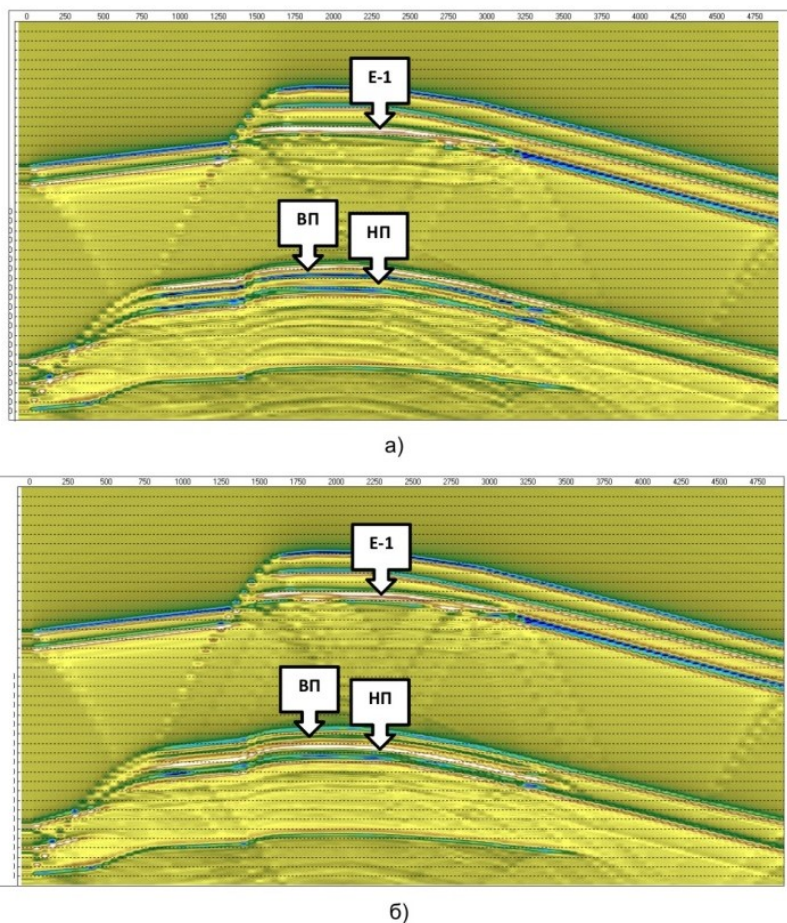
пористості та швидкості розповсюдження пружних хвиль як у скелеті, так і у флюїді. Швидкість у скелеті шарів E-1 та ВП, які представлені дрібнозернистими пісковиками, задавалася у межах 6000 м/с, для шару НП, складеного піщанистими тріщинуватими вапняками, - 5500 м/с, а швидкість у газі по всіх шарах – 1000 м/с. Першим кроком при моделюванні для надійної кореляції меж відбиттів на часових розрізах була розрахована сейсмограма відбитих хвиль по уявній свердловині, яку ми розташували так, щоб вона перетинала усі продуктивні шари (рис. 1, б). На рис. 1, в показано фрагмент розрахованої сейсмограми вертикального сейсмічного профілювання (ВСП) в околі газоносних шарів. При моделюванні часових розрізів реалізовано розрахунок хвильового поля  $T_0$  (аналог часового поля спільної глибинної точки) шляхом застосування програми пакету у режимі «випромінюючих горизонтів». Часові розрізи, розраховані для двох моделей значень пористості, наведені на рис. 1, г, д. Щоб оцінити загальну різницю сейсмічних полів, від часового розрізу по другій моделі ми відняли часовий розріз по першій моделі (рис. 1, е).

### Аналіз форми сигналів

Для більш детальної оцінки різниці отриманих результатів проведено аналіз зміни форми сигналів у межах продуктивних шарів (рис. 2, а, б). Встановлено, що форма сигналів змінюється при різних значеннях пористості, причому по-різному для окремих продуктивних шарів. Найбільш значна зміна відбувається із сигналами, що реєструються від шарів ВП та НП. Вони мають інтерференційний характер, полярильність сигналів змінюється на протилежну.

Кількісну оцінку різниці сигналів виконано за фрагментами сейсмічної траси, що відповідає пікету уявної свердловини у діапазоні часів реєстрації продуктивних горизонтів. Визначено, що амплітуда і частота сигналів практично не змінилася, а часовий зсув між максимальними значеннями амплітуди відбиття складає  $\approx 8$  мс, в той же час відбиття від горизонтів ВП та НП відрізняються за двома моделями значно сильніше, ніж за горизонтом E-1. У межах відкладів ВП часовий зсув становить  $\approx 14$  мс, а НП –  $\approx 26$  мс (рис. 3).





а) – з мінімальними показниками пористості, б) – з максимальними показниками пористості

Рисунок 5 – Розрізи миттєвих амплітуд вздовж часових розрізів

параметрів сейсмічних записів встановлено, що стосовно до геолого-геофізичних умов Одеського газового родовища зміна миттєвих амплітуд може слугувати індикатором зміни пористості продуктивного шару.

### Висновки

Аналіз результатів підтверджує відоме положення про те, що зміна пористості впливає на динамічні характеристики сейсмічного запису. Однак ступінь контрастності різних характеристик і, відповідно, можливість використання їх для моніторингу за станом нафтогазових родовищ суттєво залежить від конкретних сейсмогеологічних умов. На прикладі Одеського газового родовища показано, що зміни пористості у різних продуктивних горизонтах, по різному впливають на досліджувані динамічні характеристики. Серед усіх досліджених параметрів часовий зсув достатньо помітний на горизонтах ВП та НП, а миттєва амплітуда – по Е-1 та НП. Інформативними також є характеристики, які використовуються при застосуванні методики AVO.

Результати моделювання демонструють, що для практичного застосування динамічних характеристик хвильового поля при рішенні задач сейсмічного моніторингу бажано проводити попереднє моделювання сейсмічних ефектів для знаходження набору найінформативніших атрибутів хвильового поля.

### Література

1. Hartung M. M., Koster J. K. Time-Lapse Seismic Monitoring in the Gulf of Mexico - 10 Years of Experience. *68th EAGE Conference and Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2006*, Jun 2006, sp-2-00287. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201402279>
2. Berteussen K. A., Kolbjørnsen K., Larsen D. O., Kristiansen P. Monitoring of an Uncontrolled Gas Flow by Sea Bottom Seismic Instruments – A North Sea Case Study. *First EAGE Passive Seismic Workshop - Exploration and Monitoring Applications*, Dec 2006, sp-21-00016. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201402570>

3. Розловська С. Є., Вергуненко О. П., Габльовський Б. Б., Штогрин М. В. Можливості атрибутного аналізу сейсмічних даних для уточнення структурних особливостей геологічного розрізу. *Нафтогазова енергетика*. 2021. № 1. С. 16-24.

4. Фред Дж. Хилтерман. Інтерпретація амплитуд в сейсморозвідке. Тверь: ООО «Издательство ГЕРС», 2010. 256 с.

5. [www.tesseral-geo.com/products.ru.php](http://www.tesseral-geo.com/products.ru.php).

6. Голярчук Н. А. Seismic Processing System for PC SPS-PC <http://sps-pc.narod.ru>.

7. Атлас родовищ нафти і газу України Atlas of oil and gas fields of Ukraine : в 6 т. / заг. ред. М. М. Іванюта [та ін.]. Л.: Українська нафтогазова академія, 1998 . Т. 6 : Південний нафтогазоносний регіон / склали С. В. Гошовський [та ін.] ; голова ред. кол. В. О. Федішин. 1998. 222 с.

### **References**

1. Hartung M. M., Koster J. K. Time-Lapse Seismic Monitoring in the Gulf of Mexico - 10 Years of Experience. *68th EAGE Conference and Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2006*, Jun 2006, cp-2-00287. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201402279>

2. Berteussen K. A., Kolbjørnsen K., Larsen D. O., Kristiansen P. Monitoring of an Uncontrolled Gas Flow by Sea Bottom Seismic Instruments – A North Sea Case Study. *First EAGE Passive Seismic Workshop - Exploration and Monitoring Applications*, Dec 2006, cp-21-00016. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201402570>

3. Rozlovska S. Ye., Verhunencko O. P., Hablovskiy B. B., Shtohryn M. V. Mozhlivosti atributnoho analizu seismichnykh danykh dlia utochnennia strukturnykh osoblyvostei heolohichnoho rozrizu. *Naftohazova enerhetyka*. 2021. № 1. P. 16-24. [in Ukrainian]

4. Fred Dzh. Hilterman. Interpretatsiya amplitud v seysmorazvedke. Tver: ООО «Izdatelstvo GERS», 2010. 256 p. [in Russian]

5. [www.tesseral-geo.com/products.ru.php](http://www.tesseral-geo.com/products.ru.php).

6. Holiarchuk H. A. Seismic Processing System for PC SPS-PC <http://sps-pc.narod.ru>.

7. Atlas rodovyshch nafty i hazu Ukrainy Atlas of oil and gas fields of Ukraine : v 6 t. / zah. red. M. M. Ivaniuta [ta in.]. L.: Ukrainska naftohazova akademiia, 1998 . Т. 6 : Pivdennyi naftohazonosnyi rehion / sklaly S. V. Hoshovskiy [ta in.] ; holova red. kol. V. O. Fedyshyn., 1998. 222 p. [in Ukrainian]