

Всі матеріали для проведення інтерпретації люб'язно надані Західно-Українською геофізичною експедицією, за що автори висловлюють щирю подяку.

Література

1. Петровский А.П., Кобрунов А.И. Решение обратной задачи комплексной интерпретации геофизических данных на примере обратной структурной задачи сейсмогравиметрии // Тезисы. – Свердловск, 1989.-С.6-7
2. Кобрунов А.И. Теоретические основы критериального подхода к анализу геофизических данных (на примере задач гравиметрии), 1986, -268 о, - Деп. в УкрНИИТИ 03.06.86, № 6. -0.44-63.
3. Кобрунов А.И., Петровский А.П. Решение задачи комплексной интерпретации геофизических данных // Матер. 1 республ. Школы - семинара мол. ученых г.Алушта, 1986. -Деп. в ВИНТИ 5.11.1987 № 7768-В87. "с.65-66
4. Кобрунов А.И., Петровский А.П. Методы и результаты комплексной интерпретации геофизических данных // Сб. научн.тр.: Ин-т геофизики им. С.И. Субботина — К.: Наукова думка, 1992. — С. 156-161.
5. Петровський О.П., Ганженко Н.С. та ін. Про деякі результати кількісної комплексної інтерпретації даних ГДС, сейсмо- та гравірозвідки на Східно-Луквинській площі // Результати і перспективи геофізичних досліджень у Західному регіоні України. Тез. Львів, 1998. — С.57-59.
6. Петровский А.П. Количественная комплексная интерпретация потенциальных полей и сейсморазведочных данных при изучении сложнопостроенных сред // Международный семинар «Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей». Тез. Екатеринбург, 1999. — С.82 – 83.

УДК 550.832

КОМПЛЕКСНА ІНТЕРПРЕТАЦІЯ ДАНИХ ІННК ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ СТРУКТУРНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ГІРСЬКИХ ПОРІД

М.Д.Красножон, УкрДГРІ

The article deals with the methods of the computerized interpretation of INNЛ together with other methods of the geophysical studies of wells for the determination of the components composition of reservoir rocks. The solution of the problem has been made using the methods of petro-geophysical equations of the mixture.

The examples of the practical use of the solutions obtained using the production materials.

У статті викладена методика комп'ютеризованої інтерпретації ІННК в комплексі з іншими методами ГДС з метою визначення компонентного складу порід-колекторів. Рішення задачі виконано за методикою петрогеофізичних рівнянь суміші.

Наведено приклади практичного застосування отриманих рішень на виробничих матеріалах.

Одним з провідних методів геологічної документації розрізів є геофізичні дослідження свердловин (ГДС), за результатами яких виконується розчленування розрізу на пласти, визначаються їх фільтраційно-ємкісні властивості, обчислюються підрахункові параметри та проводиться підрахунок запасів нафти і газу. Разом з тим можливості по розширенню комплексу ГДС з метою отримання нової геологічної інформації про досліджуваний розріз (літологічна характеристика, структура порового простору, компонентний склад матриці тощо) ще далеко не вичерпані. Прикладом ефективного застосування для вирішення вищезазначених завдань є імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж (ІННК). Розглянемо більш детально його можливості для визначення структурних характеристик порід на основі використання петрогеофізичних моделей.

Методика побудування, настройки, використання петрофізичних моделей розроблялась кількома поколіннями промислових геофізиків та геологів і широко висвітлена в літературі [1 - 10].

Прикладами лінійних петрофізичних рівнянь є так звані рівняння суміші. Найбільш відомим з петрофізичних (петрогеофізичних) рівнянь суміші, які завоювали світову популярність, є рівняння середнього часу Віллі - Грегори - Гарднера [3]:

$$1/V = 1/V_v + (1 - K_n)/V_{ск}, \quad (1)$$

де V , V_v , $V_{ск}$ - швидкість пробігу акустичної хвилі відповідно - у даному пласті (V), у рідині, яка насичує пори пласта (V_d) та у скелеті ($V_{ск}$). Замість швидкості хвилі зручно використовувати інтервальний час dT . У такому випадку рівняння (1) має вигляд:

$$dT = K_n * dT_v + (1 - K_n) * dT_{ск}, \quad (2)$$

де dT , dT_v , $dT_{ск}$ - інтервальний час у породі, у рідині і у скелеті відповідно.

Швидкість акустичної хвилі пов'язана з інтервальним часом dT зворотною залежністю:

$$V = 1/dT.$$

В основі рівнянь суміші (1) - (2) лежить двохкомпонентна модель гірської породи, згідно з якою порода складається із двох компонент: твердої матриці (скелету) та порового простору, який заповнений пластовою рідиною. Двохкомпонентна модель добре зарекомендувала себе при обробці даних АК проти "чистих" (неглинистих) непродуктивних пластів. У такому випадку, якщо відомі $dT_{ск}$ і dT_v , легко розрахувати по формулі (2) по значенню інтервального часу, визначену проти пласта, його пористість.

Рівняння (2) фактично являє собою систему з двох лінійних рівнянь з двома невідомими K_n і $K_{ск}$:

$$K_n * dT_v + K_{ск} * dT_{ск} = dT, \quad (3)$$

$$K_n + K_{ск} = 1.$$

Петрофізичне (петрогеофізичне) рівняння суміші, аналогічно (1) було запропоновано Е. Ю. Миколаєвським [7] для визначення пористості за даними НГК:

$$1/J_{нгк} = K_p/J_v + (1 - K_n)/J_{ск}, \quad (4)$$

де $J_{нгк}$ - показник проти пласта на кривій нейтронного гамма-каротажу;

J_v - показ НГК у пластовій рідині;

$J_{ск}$ - теж у скелеті породи

У випадку, коли використовуються показники двох каротажних методів, і, відповідно, може бути побудована система з трьох рівнянь, стає можливим використання трьохкомпонентної моделі гірської породи: поряд з матрицею (скелетом) та поровим простором виділяється також як особлива компонента глиниста фракція. У такому разі петрофізичні рівняння мають вигляд:

$$1/V = K_p/V_v + K_{гл}/V_{гл} + (1 - K_n - K_v)/V_{ск} \quad (5)$$

$$1/J_{нгк} = K_p/J_v + K_{гл}/J_{гл} + (1 - K_n - K_v)/J_{ск}.$$

Система петрофізичних рівнянь (5) дозволяє оцінювати внесок глинистої фракції у загальний об'єм породи, і таким чином визначати пористість не тільки у "чистих" (неглинистих) колекторах, а також оцінювати пористість глинистих пісковиків та алевролітів.

Рівняння суміші, аналогічні за формою розглянутим вище, запропоновані також й для нейтронних властивостей гірських порід - декременту затухання, часу життя та коефіцієнту дифузії теплових нейтронів. У випадку "чистих" водонасичених порід петрофізичне рівняння для декременту затухання має вигляд:

$$L = L_v * K_n + (1 - K_n) * L_{ск}. \quad (6)$$

У випадку трьохкомпонентної моделі породи петрофізичне рівняння є більш складне:

$$L = L_v * K_n + L_{гл} * K_{гл} + (1 - K_n - K_{гл}) * L_{ск}. \quad (7)$$

Оскільки час життя теплових нейтронів TAU пов'язаний з декрементом затухання L простим співвідношенням $TAU = 1/L$, рівняння (6) - (7) можуть бути записані у вигляді:

$$1/TAU = K_n/TAU_v + (1 - K_n)/TAU_{ск}, \quad (8)$$

$$1/TAU = K_n/TAU_v + K_{гл}/TAU_{гл} + (1 - K_n - K_{гл})/TAU_{ск}, \quad (9)$$

де TAU - час життя теплових нейтронів для даного пласта,
 TAU_v - час життя для пластової рідини,
 $TAU_{ск}$ - час життя для матриці гірської породи,
 $TAU_{гл}$ - час життя для глинистої фракції.

Аналогічні за виглядом петрофізичні рівняння запропоновані й для коефіцієнту дифузії теплових нейтронів:

$$1/D = K_n/D_v + (1 - K_n)/D_{ск}, \quad (10)$$

$$1/D = K_n/D_v + K_{гл}/D_{гл} + (1 - K_n - K_{гл})/D_{ск}, \quad (11)$$

де D - коефіцієнт дифузії теплових нейтронів для даного пласта,
 D_v - коефіцієнт дифузії для пластової рідини,
 $D_{ск}$ - коефіцієнт дифузії для матриці гірської породи,
 $D_{гл}$ - коефіцієнт дифузії для глинистої фракції.

Ще більш складні моделі гірської породи можуть бути використані, якщо при комплексній інтерпретації даних ГДС обробляються показники більш ніж двох методів каротажу. У такому випадку можливе визначення складної структури порового простору продуктивного пласта, коли одна частина порового простору зайнята пластовою рідиною, друга - газом, третя - нафтою. У добре відомій монографії Б. Ю. Вендельштейна і Р. А. Резванова "Геофізичні методи визначення параметрів нафтогазових колекторів" наводиться [10, с. 220] система петрофізичних рівнянь суміші для комплексної інтерпретації результатів геофізичних досліджень свердловин у теригенних розрізах:

$$\begin{aligned} W_{ск} * K_{ск} + W_{гл} * K_{гл} + (W_г * K_г + W_{вн} * K_{вн}) * K_n &= W, \\ S_{ск} * K_{ск} + S_{гл} * K_{гл} + (S_г * K_г + S_n * K_n + S_v * K_v) * K_n &= S \, dT_{ск} * K_{ск} + \\ dT_{гл} * K_{гл} + (dT_г * K_г + dT_{вн} * K_{вн}) * K_n &= dT \\ K_{ск} + K_{гл} + K_n &= 1 \\ K_г + K_n + K_v &= K_n \\ K_{вн} &= K_v + K_n, \end{aligned} \quad (12)$$

де $K_{ск}$ - об'ємний зміст у породі зернин скелетної фракції (піщаної та алевролітової);

W - об'ємна водневміщуваність породи за даними нейтронного каротажу,

S - щільність породи за даними ГГК;

dT - інтервальний час пласта за даними АК;

$W_{ск}, W_{гл}, W_г, W_{вн}$ - об'ємна водневміщуваність скелетних зернин, глинистих частинок, газу, рідинної фази (вода + нафта);

$dT_{ск}, dT_{гл}, dT_г, dT_{вн}$ - інтервальний час для тих фракцій;

$S_{ск}, S_{гл}, S_г, S_{вн}$ - щільність скелетних зернин, глинистих частинок, газу, нафти, води відповідно;

$K_г, K_n, K_v$ - частка порового простору, яка зайнята відповідно газом, нафтою та водою.

Система петрофізичних рівнянь Вендельштейна-Резванова базується на показниках трьох методів каротажу - НГК, ГГК та АК, тобто на використанні трьох властивостей гірських порід - водневміщуваності, питомої щільності та швидкості акустичної хвилі. Така система дозволяє знайти лише чотири невідомих. Як легко переконатися, ця система не може бути однозначно розв'язана, оскільки вона має п'ять невідомих - $K_г, K_n, K_v, K_{ск}, K_{гл}$, і, таким чином, не є замкненою.

Щоб зробити систему петрофізичних рівнянь замкненою треба доповнити її даними ще одного методу каротажу. Таким методом може бути імпульсний нейтрон-нейтронний каротаж.

У випадку нафтогазозного розрізу невідомими є параметри: $K_{ск}, K_{гл}, K_v, K_г, K_n$. Для їх визначення потрібне використання чотирьох методів каротажу: АК, НГК, ГГК, ІННК або чотирьох властивостей гірських порід (швидкість акустичної хвилі, щільність, водневміщуваність, декремент затухання теплових нейтронів). Метод ГГК не завжди присутній у комплексі ГДС і таким чином потребує заміни. Метод ІННК дозволяє отримати значення двох незалежних властивостей - декременту затухання та коефіцієнту дифузії і - у принципі - може замінити два метода каротажу.

Можна доповнити список цільових параметрів ще одним, якщо розділити скелетну фракцію на дві: кварцеву, яка містить у собі малу кількість радіоактивних речовин, та польвошпатову,

яка складається з калієвих мінералів. У такому разі треба використати також й метод ГК, для якого також можлива побудова лінійного петрофізичного рівняння.

Почнемо побудову системи з випадку газонасиченого розрізу. В такому разі цільовими параметрами є $K_{ск}$, $K_{гл}$, $K_г$, $K_в$. Для того щоб петрофізичні рівняння мали найпростіший (з математичної точки зору) вигляд, припустимо, що $K_г$ і $K_в$ - це об'ємна частка порового простору, яка заповнена відповідно газом або пластовою водою відносно до всього об'єму породи.

Таким чином, маємо:

$$K_{ск} + K_{гл} + K_г + K_в = 1. \quad (13)$$

Коефіцієнт пористості у такому разі дорівнює:

$$K_n = K_г + K_в.$$

Рівняння (13) є першим рівнянням системи, що будується. Другим рівнянням є рівняння суміші для інтервального часу:

$$dT_{гг} * K_{гг} + dT_в * K_в + dT_г * K_г + dT_{ск} * (1 - K_{гг} - K_в - K_г) = dT. \quad (14)$$

Як третє рівняння, виберемо рівняння суміші для НГК у вигляді, запропонованому Е.Ю.Миколаївським [7]:

$$K_{гг}/J_{гг} + K_г/J_г + K_в/J_в + (1 - K_{гг} - K_г - K_в)/J_{ск} = 1/J_{нгк}. \quad (15)$$

Нарешті, четвертим рівнянням системи буде рівняння суміші для декременту затухання теплових нейтронів:

$$L_{гг} * K_{гг} + L_в * K_в + L_г * K_г + L_{ск} * (1 - K_{гг} - K_в - K_г) = L. \quad (16)$$

У випадку нафтогазового розрізу, коли необхідно оцінювати також ще один цільовий параметр - K_n (частка порового простору, яка заповнена нафтою, відносно до всього об'єму породи) систему треба доповнити ще одним петрофізичним рівнянням. У такому разі як п'яте рівняння системи петрофізичних рівнянь може служити рівняння середньої щільності, яке базується на показниках ГГК:

$$S_{гг} * K_{гг} + S_в * K_в + S_г * K_г + S_{ск} * (1 - K_{гг} - K_в - K_г) = S, \quad (17)$$

де символом S позначена щільність породи взагалі та її часток.

Замість рівняння середньої щільності може бути використано рівняння середнього коефіцієнта дифузії теплових нейтронів D :

$$K_{гг}/D_{гг} + K_г/D_г + K_в/D_в + (1 - K_{гг} - K_г - K_в)/D_{ск} = 1/D. \quad (18)$$

Якщо матриця (скелет) гірської породи розділяється на дві компоненти: кварцеву та польовошпатову, система петрофізичних рівнянь доповнюється ще одним рівнянням - рівнянням середньої радіоактивності:

$$I_{ск1} + I_{гг} * K_{гг} + I_в * K_в + I_г * K_г + I_{ск2} * (1 - K_{гг} - K_в - K_г) = I, \quad (19)$$

де I - питома радіоактивність для породи та її часток (кварцевої $I_{ск1}$,

польовошпатової $I_{ск2}$, глинистої $I_{гг}$, водонасиченої $I_в$,

газонасиченої $I_г$).

Перепишемо систему петрофізичних рівнянь для газонасного теригенного розрізу у такому вигляді:

$$\begin{aligned} K_{гг} * (dT_{гг} - dT_{ск}) + K_г * (dT_г - dT_{ск}) + K_в * (dT_в - dT_{ск}) &= dT - dT_{ск} \\ K_{гг} * (1/J_{гг} - 1/J_{ск}) + K_г * (1/J_г - 1/J_{ск}) + K_в * (1/J_в - 1/J_{ск}) &= 1/J - 1/J_{ск} \\ K_{гг} * (L_{гг} - L_{ск}) + K_г * (L_г - L_{ск}) + K_в * (L_в - L_{ск}) &= L - L_{ск} \\ K_{ск} &= 1 - K_{гг} - K_г - K_в \end{aligned} \quad (20)$$

Система лінійних рівнянь (20) має дуже просту будову:

$$\begin{aligned} a_{11} * x + a_{12} * y + a_{13} * z &= c_1 \\ a_{21} * x + a_{22} * y + a_{23} * z &= c_2 \\ a_{31} * x + a_{32} * y + a_{33} * z &= c_3 \end{aligned}$$

У матричному вигляді ця система є така:

$$\begin{aligned} |a_{11}, a_{12}, a_{13}| x &= |c_1| \\ |a_{21}, a_{22}, a_{23}| * y &= |c_2| \\ |a_{31}, a_{32}, a_{33}| z &= |c_3| \end{aligned}$$

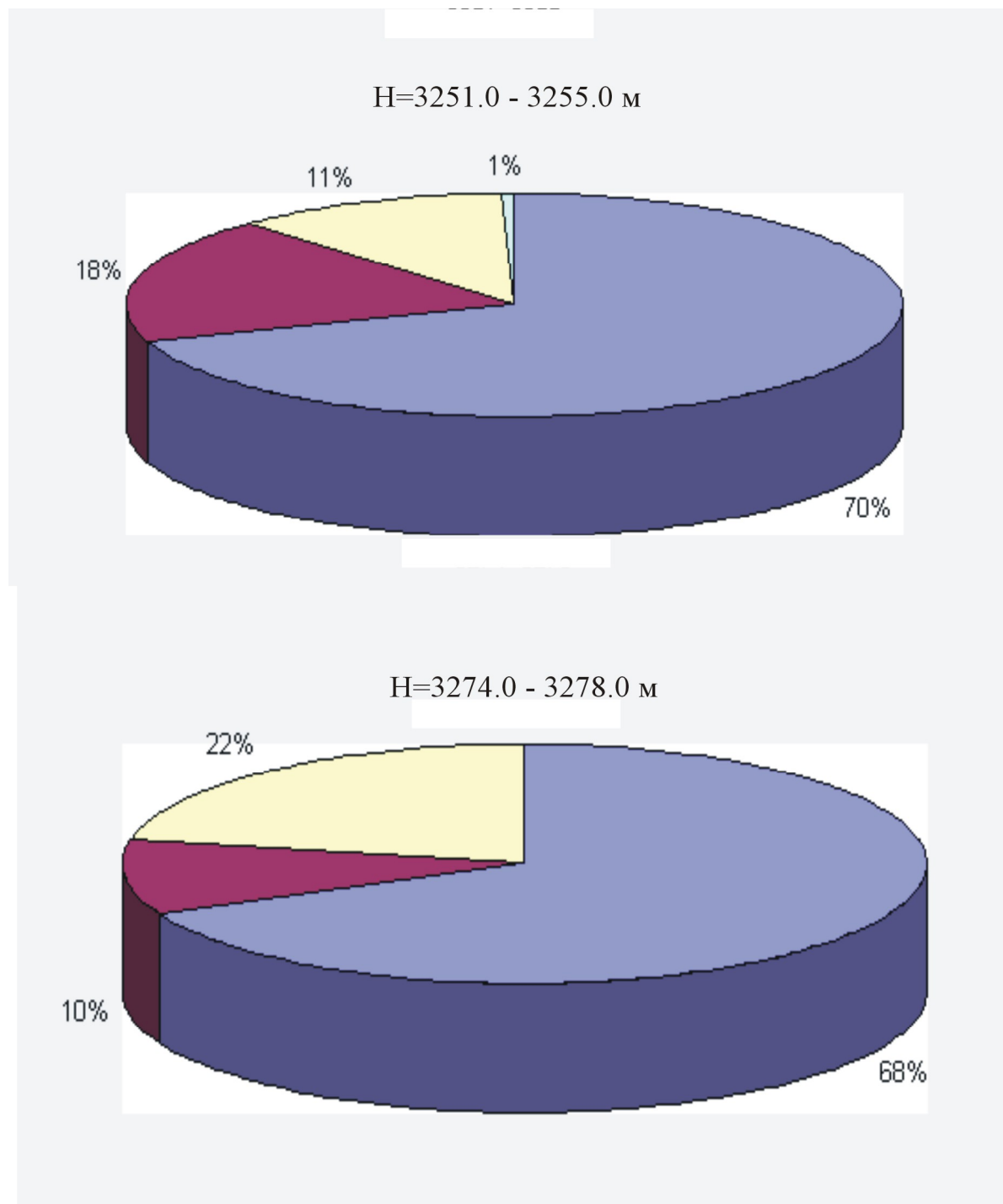
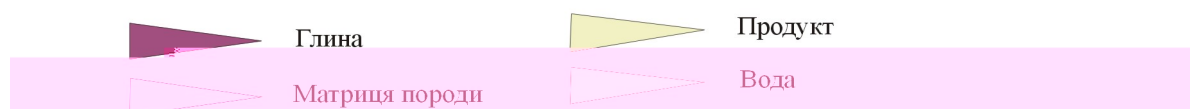


Рис.1 Діаграми компонентного складу за даними ІННК по св. Леляківська, 503

Умовні позначки



Розв'язування системи лінійних рівнянь добре знайоме з курсу вищої математики. Обчислення коефіцієнтів зазначеної матриці називають настроюванням петрофізичних (петрогеофізичних) моделей. Звичайно що їх достовірність буде визначатись якістю вхідних матеріалів петрофізичних та геофізичних досліджень. Для отримання стійких рішень рекомендується ітераційна технологія пошуку параметрів від більш простих до складних моделей. Приклад визначення компонентного складу породи за даними ІННК по свердловині Леляківська, 503, наведено на рис. 1.

Література

1. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М.: Гостоптехиздат, 1955. 492 с.
2. Archie G. E. The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. Petroleum Technology, 1942, 1, 55 - 67.
3. Wyllie M. R., Gregory A. R., Gardner L. W. Elastic well velocities in heterogeneous and porous media. Geophysics, 1956, №21, 41 - 70.
4. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов керна, опробования и испытания продуктивных пластов. / Под ред. Б. Ю. Вендельштейна, В. Ф. Козяра и Г. Г. Яценко. Калинин: НПО "Союзпромгеофизика", 1990. - 262 с.
5. Элланский М. М. Петрофизические связи и комплексная интерпретация данных промысловой геофизики. - М.: Недра, 1978. - 216 с.
6. Кобранова В. Н. Петрофизика. М.: Недра, 1986. - 392 с.
7. Миколаевский Э.Ю., Сохранов Н.Н. Литопетрофизические модели разрезов нефтегазовых скважин по данным ГИС. Каротажник, вып. 77. Тверь, 2000. с. 85-98.
8. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика. М.: Недра, 1993.
9. Курганский В.Н. Петрофизические и геофизические методы изучения сложнопостроенных карбонатных коллекторов нефти и газа. Киев, Карбон Лтд, 1998. – 167 с.
10. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.Н. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. М., Недра, 1978, 318 с.

УДК 550.34

ХАРАКТЕРИСТИКИ СЕЙСМІЧНОСТІ І СЕЙСМОТЕКТОНІЧНОГО ПРОЦЕСУ В ЗАКАРПАТТІ: НОВИЙ ПОГЛЯД НА СЕЙСМОЕКОЛОГІЧНУ НЕБЕЗПЕКУ РЕГІОНУ

Л.Є.Назаревич

*Карпатська дослідно-методична геофізична партія ІГФ НАНУ
79053, м. Львів, вул. Наукова, 3-б, тел./факс.: (0322) 64-85-63
E-mail: nazarevych_a@cb-igph.lviv.ua*

Unificated spectral-energetic characteristic of carpathian earthquakes – cripex, its spatial widening in the region and connection with depth geotermic flow as well as its influence on seismoecological danger of the territory was staded.