

4. Сеид-Рза М.К., Исмаилов, Ш.И., Орман Л.М. Устойчивость стенок скважин. – М: Недра, 1981. – 175 с.
5. Забигаило В.Е., Белый И.С. Геологические факторы разрушения керна при бурении напряженных горных пород Донбасса. – К.: Наукова думка, 1981. – 180 с.
6. Кусов Н.Ф., Кудряшов В.А. Исследование разделения кернов на диски под действием горного давления в выбросоопасных породах / В кн.: Проблемы горного дела. – М.: Недра, 1974. – С. 78-82.
7. Петухов И.М. Горные удары в угольных шахтах. – М.: Недра, 1972. – 221 с.
8. Кольская сверхглубокая. Исследование глубинного строения континентальной коры с помощью бурения Кольской сверхглубокой скважины. – М.: Недра, 1984. – 490 с.
9. Дороднов И.П. Измерения напряженно-го состояния керна при его отборе // Технология и техника бурения и эксплуатации глубоких скважин: Труды СевКавНИПИнефть. – 1974. – Вып. 19. – С.9-20.
10. Проницаемость горных пород и эффективность поддержания устойчивости ствола глубоких и сверхглубоких скважин давлением бурового раствора / Ставрюгин А.Н., Тарасов В.Г., Ширкес О.А., Махнецов И.А., Савицкий С.Т. // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 1992. – №5. – С.7-17.
11. Ворожбитов М.И., Орлов Н.А. О закономерностях возникновения явления дискования керна с ростом глубины скважины // Нефтегазовая геология, геофизика и бурение. – 1985. – №5. – С.36-38.
12. Барановський Е.М., Возний В.Р. Методи і критерії оцінки явища дискування керна // Розвідка і розробка нафтових і газових свердловин. – Івано-Франківськ, 2001. – Вип. 38(2). – С.18-24.
13. Барановський Е.М. Оцінка енергетичного стану гірського масиву при бурінні глибоких свердловин // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ, 2005. – Вип. 1(14). – С.34-39.
14. Барановський Е.М., Мойсишин В.М. Енергетичні теорії міцності та їх використання в механіці гірських порід // Науковий вісник. – Івано-Франківськ, 2005. – Вип. 2(11). – С.26-32.
15. Механика горных пород применительно к проблемам разведки и добычи нефти: Пер. с англ. и франц. / Под ред. В.Мори и Д.Фурментро. – М.: Мир, 1994. – 416 с.
16. Ржевский В.В., Новик Г.Я. Основы физики горных пород. Изд. 3-е. – М.: Недра, 1978. – 390 с.
17. Барановський Е.М. Критерії оцінювання тріщинуватості та напруженого стану гірських порід // Нафтова і газова промисловість. – 2001. – № 1. – С.21-23.

УДК 550.832 : 552.5

ЕКСПЕРТНА ОЦІНКА ОПТИМАЛЬНОСТІ ФІЗИКО-ГЕОЛОГІЧНОЇ МОДЕЛІ ГІРСЬКОЇ ПОРОДИ НА ОСНОВІ ВИКОРИСТАННЯ ШТУЧНИХ НЕЙРОННИХ МЕРЕЖ

¹ О.М.Карпенко, ² С.Ф.Кучер, ¹ О.І.Елланський

¹ ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42098
e-mail: alexbrig@inbox.ru

² Карпатське управління геофізичних робіт

Рассмотрены возможности использования технологии создания искусственных нейронных сетей с целью поиска оптимальной физико-геологической модели горной породы. Приведены результаты исследования и анализ эффективности нейронных сетей в качестве экспертной модели горной породы. Обосновано утверждение, что связи между интервальным временем продольной волны и емкостными характеристиками песчано-алевритовых горных пород являются существенно нелинейными.

The possibilities of use the technology of creation of artificial neural networks are considered with the purpose of quest the optimum physical-geological model of rock. Results of research and the analysis of efficiency of neural networks as expert model of rock are resulted. The statement is proved, that connections between interval time of a longitudinal wave reservoir properties of sand-siltstone rocks are essentially nonlinear.

Проблема створення достовірної петрофізичної моделі з метою ефективного використання її на практиці під час проведення кількісної інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин достатньо часто обговорюється на сторінках професійних геолого-геофізичних видань. Для визначення окремих ємнісно-

фільтраційних характеристик гірських порід за даними методів ГДС на сьогодні використовуються величезна кількість фізико-геологічних моделей гірських порід, більшість з яких має обмежене застосування в певних геологічних умовах. Ілюстративним прикладом локального застосування численних моделей електропрові-

дності гірських порід для оцінки коефіцієнта водонасичення можуть служити роботи Б.М.Снікеева, Є.В.Дієвої, В.Г.Фоменка, В.А.Пантюхіна, М.М.Елланського, В.М.Курганського [1-5]. Проте невизначенням часто залишається питання, які моделі краще застосовувати в конкретних умовах проведення ГДС, — теоретичні (як правило, більш універсальні) чи стохастичні? Методичні рекомендації щодо вибору фізико-геологічних моделей для інтерпретації даних ГДС мають в основному дискусійний характер стосовно їх оптимальності. Авторами статті здійснена спроба застосування сучасні технології статистичного аналізу з метою розробки критеріального підходу щодо оцінки ступеня оптимальності використання фізико-геологічної моделі в геофізичних дослідженнях.

Слід пояснити, що підхід, запропонований авторами, також має певні обмеження, про що буде сказано в кінці статті.

Розглянемо звичайний процес створення моделі гірської породи для методу ультразвукового акустичного каротажу (за параметром ΔT — інтервального часу поздовжньої хвилі). Найбільш популярною серед геофізиків-інтерпретаторів є модель "середнього часу" Віллі-Грегори-Гарднера, яка вперше була висвітлена у публікації [6] у 1956 р. Її спрощена, зрозуміла "фізичність", яка полягає у адитивному впливі всіх компонент і фаз гірської породи на величину інтервального часу, знайшла багатьох прихильників. Досить часті суттєві розходження такої моделі під час порівнянь розрахункових значень пористості з фактичними даними дослідники компенсують ускладненнями простої лінійної залежності введенням додаткових членів — ступеневих складових, які в дійсності досить складно оцінити та врахувати. Рівняння середнього часу виведено для певних глибин проведення акустичного каротажу, які відповідають ефективній напрузі 40 МПа,

$$\Delta T = \Delta T_{ск} \cdot (1 - Kn) + \Delta T_p \cdot Kn, \quad (1)$$

або

$$\Delta T = \Delta T_{ск} \cdot (1 - Kn - K_{гл}) + \Delta T_p \cdot Kn + \Delta T_{гл} \cdot K_{гл},$$

де: $\Delta T_{ск}$ — інтервальний час у твердій частині (скелеті) гірської породи; ΔT_p — інтервальний час у флюїді (рідини) в порах гірської породи за конкретних термобаричних умов; Kn — коефіцієнт пористості; $\Delta T_{гл}$ — інтервальний час у твердій частині глинистого компоненти; $K_{гл}$ — коефіцієнт об'ємної глинистості.

Про рівняння середнього часу (1) можна сказати таке:

— рівняння виведене для відносно "чистих" літологічних типів — малоглинистих пісковиків, алевролітів, карбонатно-хемогенних порід із глинистістю, не більшою від декількох відсотків;

— численними теоретичними й експериментальними дослідженнями в основному підтверджується лінійний зв'язок Kn з інтервальним часом поздовжньої хвилі для міцнозцементованих порід із гранулярним типом пористості;

— рівняння справедливе для водонасичених порід з пористістю до 20–30%;

— ефективний тиск у відкладах повинен бути не меншим, ніж 40 МПа при визначенні коефіцієнта пористості за даними ΔT з використанням даного рівняння.

Крім того, застосування рівняння середнього часу при кількісній інтерпретації результатів акустичного каротажу неможливе без точного знання величини інтервального часу поздовжньої хвилі в так званому "скелеті" гірської породи $\Delta T_{ск}$. Так, для пісковиків часто використовують значення $\Delta T_{ск}$ як для кварцу — 165–170 мкс/м, іноді — 180 мкс/м. Однак внаслідок більш складного мінерального і гранулометричного складу піщано-алевритових цементованих порід значення цього параметра в природі змінюються в значно більш широких межах. Так, за даними [7] $\Delta T_{ск}$ пісковиків змінюється від 160 до 212 мкс/м. За такого широкого діапазону можливої зміни значень параметра його точна оцінка може бути отримана шляхом вивчення зв'язків типу "кern-кern", або (краще) — "кern-геофізика", "геофізика-геофізика" у конкретних геологічних і термобаричних умовах. На жаль, за певних причин бувають випадки, коли немає можливості охарактеризувати весь діапазон зміни колекторських властивостей гірських порід керновим матеріалом, і як наслідок отримані експериментальні оцінки інтервального часу в скелеті гірської породи будуть вкрай наближеними.

На величину інтервального часу в "скелеті" породи впливає значною мірою гранулометричний склад і неоднорідність колекторів, питома кількість контактів між зернами породи, питома поверхня і форма зерен. Доведено [8], що $\Delta T_{ск}$ не є величиною постійною в межах діапазону зміни колекторських властивостей навіть за невисокої глинистості піщано-алевритових порід.

У роботах [7–11] наведено результати досліджень, які вказують на існування досить тісного зв'язку між ефективною напругою $p_{эф}$ і кутовим коефіцієнтом лінійної залежності інтервального часу від пористості. Вважається, що зміна $p_{эф}$ через пружні характеристики рідини впливає на ступінь розвантаження скелету та на акустичні властивості цементу гірської породи.

Виходячи з викладеного вище, можна зробити висновок, що популярне рівняння середнього часу має істотні обмеження в якості інтерпретаційної моделі акустичного каротажу, особливо в складних гірничо-геологічних умовах. Крім того, статистичні залежності, які отримані за результатами вивчення колекторських і пружних характеристик зразків керна в лабораторії, найчастіше не відповідають реальним залежностям як виявленим за даними досліджень свердловинних параметрів.

Таким чином, під час створення або використання спрощених інтерпретаційних моделей для величини інтервального часу слід пам'ятати, що неврахування мінливості петрофізичних

Таблиця 1 – Статистична характеристика даних лабораторних аналізів кам'яного матеріалу неогенових відкладів Гайського газового родовища

| Параметр | К-сть | Середнє | Медіана | Мін. знач. | Макс. знач. | Ср. кв. відхилення |
|--------------------|-------|---------|---------|------------|-------------|--------------------|
| ΔT , мкс/м | 27 | 266,9 | 275,0 | 167,0 | 333,0 | 37,4 |
| Kn | 27 | 0,167 | 0,196 | 0,024 | 0,249 | 0,068 |
| $K_{гл}$ | 27 | 0,048 | 0,043 | 0,001 | 0,102 | 0,027 |
| $K_{карб}$ | 27 | 0,119 | 0,061 | 0,007 | 0,498 | 0,134 |
| Pn | 27 | 54,8 | 19,0 | 11,0 | 395,0 | 79,1 |

коефіцієнтів (наприклад, $\Delta T_{ск}$) навіть для одновікових відкладів подібного літологічного складу привносить значну статистичну похибку у визначення смісних параметрів гірських порід. Підвищення точності оцінки пористості з використанням фізико-геологічних моделей типу рівняння середнього часу можливе за рахунок введення нових складових, які враховують особливості зміни мінерального складу, структури та напруженого стану гірської породи. Ускладнення архітектури таких моделей призводить до іншої проблеми – неможливості кількісно оцінити окремі додаткові складові під час проведення інтерпретації даних каротажу. Оцінку ступеня необхідності введення додаткових параметрів та оптимальності інтерпретаційної моделі, на наш погляд, можна виконати шляхом співставлення моделей з альтернативними, створеними на принципово інших засадах, а саме – з використанням штучних нейронних мереж.

Застосування штучних нейронних мереж (ШНМ) в геофізичних дослідженнях присвячено достатньо велику кількість публікацій, в основному, західних авторів [12-19]. Нейромережевий підхід особливо ефективний у задачах експертної оцінки з тієї причини, що він об'єднує в собі здатність комп'ютера з величезною швидкістю обробляти цифрову інформацію і здатність мозку до узагальнення і розпізнавання. Нейронна мережа являє собою могутній інструмент для прийняття емпірично обґрунтованих рішень у тих випадках, коли теорія явища відсутня чи недостатньо розроблена, що досить часто зустрічається у практиці геолого-геофізичних досліджень [12-14]. Перевагою нейромережевої діагностики порівняно з традиційними технологіями розпізнавання образів є те, що в ній імітуються можливості нейронної системи організму встановлювати дуже складні за структурою зв'язки між окремими змінними в процесі навчання, які не вдається строго описати аналітичними функціями. Нейронні мережі часто доводять свою перевагу відносно інших способів математичної статистики – дискримінантного, кластерного, факторного або регресійного аналізів під час геолого-геофізичних досліджень складнобудованих об'єктів. Із застосуванням сучасної потужної обчислювальної техніки час навчання ШНМ вже не є суттєвим фактором, який може обмежувати їх використання як експертних систем. Комп'ютерні реалізації нейромереже-

вих технологій існують у спеціальних, сучасних комерційних програмах [19]. У роботі [20] достатньо детально описана сама процедура створення ШНМ з використанням статистичного програмного пакета Statistica 5.5 та шляхи її можливої реалізації. Ми же розглянемо застосування ШНМ як експертної альтернативної моделі оцінки адекватності і оптимальності теоретичних або стохастичних фізико-геологічних моделей гірських порід. Тобто, проведемо оцінку ступеня досконалості обраної або створеної моделі для конкретних фізико-геологічних умов проведення геофізичних досліджень.

Розглянемо модель "середнього часу" (1), створену за даними лабораторних аналізів кернавого матеріалу з Гайського газового родовища Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину (нижній сармат, дашавська світа). У табл. 1 наведена загальна статистична характеристика вибірки лабораторних аналізів. Шляхом застосування способу Ньютона, реалізованого в різних модифікаціях у програмних продуктах Statistica, TableCurve 3D, було розраховано рівняння лінійної регресії для варіантів

$$A) \Delta T = f(Kn), \quad (2)$$

$$B) \Delta T = f(Kn, K_{гл}), \quad (3)$$

$$B) \Delta T = f(Kn, K_{гл}, K_{карб}), \quad (4)$$

$$Г) \Delta T = f(Kn, K_{гл}, K_{карб}, Pn), \quad (5)$$

де: $K_{карб}$ – об'ємний вміст карбонатного матеріалу в породі; Pn – відносний електричний опір (параметр пористості) гірської породи.

Поступове збільшення кількості саме наведених у (2)–(5) параметрів гірської породи обґрунтоване фізичними і прагматичними міркуваннями. Відомо, що інтервальний час поздовжньої хвилі в гірській породі значною мірою залежить крім флюїду, що заповнює поровий простір породи, ще й від мінерального складу твердої частини, основними компонентами якого в теригенних відкладах є власне скелет (переважно кварцового складу), тверда складова глинистих мінералів, карбонатний цемент. Параметр пористості введено в рівняння (5), тому що його величина контролюється вмістом і структурою порового простору породи, розподілом та взаємозв'язками між порами різного розміру. В той же час відомо [4, 5, 7, 11], що діаметр пор різного розміру, співвідношення об'ємів таких пор також є вагомим чинником, який формує величину інтервального часу поздовжньої хвилі в гірській породі під час про-

Таблиця 2 — Рівняння лінійної регресії для порід неогенового віку Гайського родовища

| |
|---|
| Рівняння регресії |
| Варіант (2) $\Delta T = f(Kn)$: $\Delta T = 194.4 + 434.5 \cdot Kn$ |
| Варіант (3) $\Delta T = f(Kn, K_{гл})$: $\Delta T = 216.1 + 403.3 \cdot Kn - 340.0 \cdot K_{гл}$ |
| Варіант (4) $\Delta T = f(Kn, K_{гл}, K_{карб})$: $\Delta T = 218.8 + 393.5 \cdot Kn - 346.6 \cdot K_{гл} - 6.7 \cdot K_{карб}$ |
| Варіант (5) $\Delta T = f(Kn, K_{гл}, K_{карб}, P_n)$: $\Delta T = 252.8 + 228.0 \cdot Kn - 256.3 \cdot K_{гл} - 22.1 \cdot K_{карб} - 0.163 \cdot P_n$ |

ведення ультразвукового акустичного каротажу. Таким чином, неявно, через параметр P_n можна контролювати величину ΔT відносно впливу на неї структури порового простору породи. Прагматичний аспект вибору наведених у (2)–(5) параметрів полягає у тому, що всі величини - складові рівнянь можуть бути визначені і враховані під час проведення кількісної інтерпретації з використанням моделей саме таких типів. Проблема виникає під час оцінки карбонатності породи за даними ГДС, але із застосуванням сучасних прийомів інтерпретації, наприклад, шляхом розв'язання системи петрофізичних рівнянь [21] вона може бути успішно вирішена.

В табл. 2 наведено результати розрахунків рівнянь лінійної регресії відповідно до описаної схеми послідовного збільшення кількості аргументів (див. вирази (2)–(5)).

Всі отримані рівняння регресії в табл. 2 є лінійними, тобто відповідають за конструкцією "рівнянню середнього часу". За результатами раніше проведених статистичних досліджень [8] було доведено, що реальна модель зв'язку інтервального часу з пористістю і глинистістю піщано-алевритових порід неогенового віку для Більче-Волицької зони є суттєво нелінійною. На жаль, визначити оптимальну форму багатовимірного зв'язку, коли кількість змінних є значною, наприклад, варіанти рівнянь (3)–(5), на практиці достатньо складно або взагалі неможливо. Тут на допомогу може прийти технологія штучних нейронних мереж. Отримані результати у вигляді середньоквадратичного відхилення (похибки) визначення пористості порід або коефіцієнта парної кореляції між фактичними і розрахованими даними із застосуванням ШНМ на прикладі еталонної вибірки може бути мірилом адекватності звичайної регресійної моделі оптимальної при даному наборі параметрів. Зазвичай слід очікувати, що чим більше буде залучено аргументів у рівняннях типу (3)–(5), тим ближче будуть збігатись похибки розрахунків K_n за лінійним рівнянням регресії та за допомогою ШНМ. Наведені дані в табл. 3 є підтвердженням цього погляду.

Спочатку для двовимірного статистичного зв'язку (2) коефіцієнти кореляції відносно невисокі – результат неврахування впливу інших

факторів. Тут використання технології ШНМ не може бути ефективним. Із збільшенням кількості чинників різко зростає достовірність моделі, побудованої за допомогою нейромережевої технології. Значення коефіцієнта кореляції між фактичними і розрахованими даними за допомогою рівняння регресії (3) суттєво менше, ніж у випадку ШНМ. Продовження збільшення кількості параметрів у регресійній моделі призводить до наближення значень коефіцієнтів кореляції, розрахованих для двох способів (табл. 3, рис. 1). Суттєві розходження в значеннях коефіцієнтів кореляції для двох способів у моделях (3) і (4) свідчать, що реальні зв'язки між параметрами в регресійних моделях є нелінійними. Підвищити досконалість таких моделей можливо або за рахунок вибору найбільш вірогідної нелінійної моделі (це не завжди можливо на практиці) або шляхом збільшення кількості аргументів.

Виходячи з вказаних передумов, можна досить просто оцінити досконалість встановленої регресійної або теоретичної моделі шляхом порівняння коефіцієнтів парної кореляції для обраної моделі та ШНР між розрахованими ("модельними") і фактичними значеннями шуканого параметра. Так, на прикладі колекції зразків з Гайського родовища можна стверджувати, що використання лише двох аргументів в моделі "середнього часу" – коефіцієнтів пористості і глинистості (див. табл. 3) явно недостатньо для побудови оптимальної лінійної залежності. Така модель повинна бути нелінійною [8], що було реалізовано під час створення ШНМ; коефіцієнт парної кореляції тут зріс з 0,797 (рівняння регресії) до 0,914 (нейромережева модель).

У четвертому варіанті (5) шляхом доповнення статистичної моделі параметрами об'ємної карбонатності і відносного електричного опору тіснота зв'язку між фактичними і розрахованими значеннями пористості (з використанням рівняння регресії, наведеного в табл. 2) досягла практично свого максимально можливого значення – 0,949. Це значення несуттєво відрізняється від коефіцієнта кореляції для моделі ШНМ – 0,98 в табл. 3. Пояснення досконалості регресійної моделі просте – додавання карбонатності дає змогу врахувати мінливість інтервального часу твердої частини породи, а

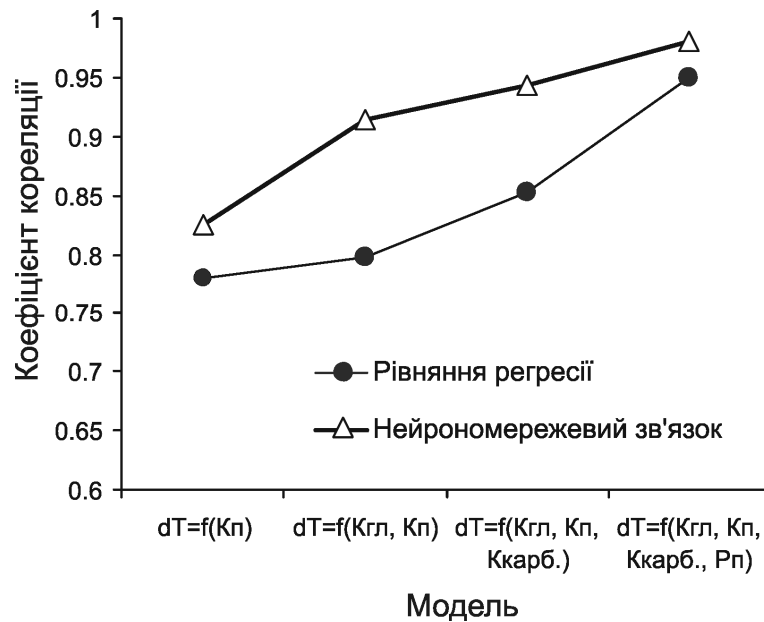


Рисунок 1 – Залежність коефіцієнтів кореляції між фактичними і розрахованими даними за допомогою рівнянь лінійної регресії та побудованих ШНМ від кількості чинників в моделях (2)–(5)

Таблиця 3 – Порівняльна таблиця коефіцієнтів кореляції між фактичними та розрахованими даними інтервального часу за допомогою рівняння багатомірної регресії та ШНМ

| Варіант | Рівняння регресії | Нейромережевий зв'язок |
|---|-------------------|------------------------|
| $\Delta T = f(K_n)$ | $r = 0.784$ | $r = 0.825$ |
| $\Delta T = f(K_n, K_{гл})$ | $r = 0.797$ | $r = 0.914$ |
| $\Delta T = f(K_n, K_{гл}, K_{карб.})$ | $r = 0.853$ | $r = 0.944$ |
| $\Delta T = f(K_n, K_{гл}, K_{карб.}, P_n)$ | $r = 0.949$ | $r = 0.98$ |

залучення як аргумента величини P_n сприяє врахуванню структури порового простору породи, яка також, як відомо, впливає на величину ΔT .

Аналогічні результати в смислі зближення значень коефіцієнта парної кореляції для регресійної моделі і ШНМ отримано нами під час дослідження форми зв'язків між коефіцієнтом залишкового водонасичення, іншими ємнісними і електричними параметрами порід-колекторів неогенових відкладів Яблунівського газового родовища (зовнішня зона Передкарпатського прогину).

Висновок. Оцінка оптимальності обраної статистичної або теоретичної фізико-геологічної моделі гірських порід для конкретного набору аргументів є достатньо складною прикладною проблемою. Вирішити її та наблизитись до обрання найбільш досконалої моделі можна із залученням нейромережевих технологій – шляхом порівняння статистичних характеристик регресійної (або теоретичної) та нейромережевої моделей гірських порід.

Література

1. Еникеев Б.Н. Петрофизика и интерпретация каротажа как составная часть интегрированной интерпретации: некоторые проблемы и перспективы // Геофизика. – 1998. – № 1. – С. 84 – 95.
2. Диева Э.В., Фоменко В.Г., Пантюхин В.А. Интерпретационные модели для определения водонасыщенности песчано-глинистых пород по данным ГИС (на примере Западной Сибири) // Обзор ВИЭМС. Сер.: Разведочная геофизика. – М.: ВИЭМС, 1988. – 50 с.
3. Элланский М.М., Еникеев Б.Н. Использование многомерных связей в нефтегазовой геологии. – М.: Недра, 1991. – 205 с.
4. Элланский М.М. Петрофизические связи и комплексная интерпретация данных промысловой геофизики. – М.: Недра, 1978. – 215 с.
5. Курганский В.Н. Петрофизические и геофизические методы изучения сложнопостроенных карбонатных коллекторов нефти и газа. – К.: КГУ, 1999. – 167 с.

6. Willie M.R., Gregory A.R., Gardner L.W. Velocity Logging Method // Geophysics. – 1956. – Vol. 21. – №1. – P. 41-70.
7. Ищенко В.И. О возможностях комплексного использования акустических и нейтронных параметров по данным каротажа при оценке литологического типа пород // Ядерно-геофизические и геоакустические методы поисков и разведки полезных ископаемых / Труды ВНИИЯГГ. – М.: ОНТИ ВНИИЯГГ, 1975. – Вып. 21. – С. 25-36.
8. Карпенко А.Н. Интерпретационная модель акустического каротажа (по ΔT) для песчано-алевритовых пород Бильче-Волицкой зоны Предкарпатского прогиба // Геофизический журнал. – 2005. – № 4. – Т. 27. – С. 626-635.
9. Ивакин Б.Н., Карус Е.В., Кузнецов О.Л. Акустический метод исследования скважин. – М.: Недра, 1978. – 320 с.
10. Sarmiento R. Geological Factors Influencing Porosity Estimates from Velocity Logs // Bul. AAPG. – 1961. – Vol. 39. – № 1. – P. 29-43.
11. Петкевич Г.И., Вербицкий Т.З. Акустические исследования горных пород в нефтяных скважинах. – К.: Наукова думка, 1970. – 126 с.
12. Baldwin J.L., Bateman R.M., Wheatley C.L. Application of a neural network to the problem of mineral identification from well logs // The Log Analyst. – 1990. – V.3. – P. 279-293.
13. Benaouda, B., Wadge G., Whitmarh R.B., Rothwell R.G., MacLeod C. Inferring the lithology of borehole rocks by applying neural network classifiers to downhole logs – an example from the Ocean Drilling Program // Geophysical Journal International. – 1999. – V. 136. – P. 477-491.
14. Rogers S.J., Fang J.H., Karr C.L., Stanley D.A. Determination of lithology from well logs using a neural network // AAPG Bulletin. – 1992. – V.76. – P.731-739.
15. Saggaf M.M., Nebrija Ed.L. Estimation of missing logs by regularized neural networks // AAPG Bulletin. – 2003. – V.87. – № 8. – P. 1377-1389.
16. Rogers S.J., Chen H.C., Kopaska-Merkel D.C., Fang J.H. Predicting permeability from porosity using artificial neural networks // AAPG Bulletin. – 1995. – V.79. – P. 1786-1797.
17. Kapur L., Lake L., Sepehrmoori K., Herrick D., Kalkomey C. Facies prediction from core and log data using artificial neural network technology // Transactions of the 39th Society of Professional Well Log Analysts Annual Logging Symposium. – 1998. – P. 11.
18. Saggaf M.M., Nebrija Ed.L. A fuzzy logic approach for the estimation of facies from wireline logs // AAPG Bulletin. – 2003. – V.87. – № 7. – P. 1223-1240.
19. Карпенко О.М., Булмасов О.В. Застосування нейромережових технологій при інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин // Геоінформатика. – 2005. – №1. – С. 71-79.
20. Нейронные сети. Statistica Neural Networks. – М.: Горячая линия, Телеком, 2001. – 182 с.
21. Карпенко О.М. Вплив мінерального складу глинистого цементу на похибку визначення пористості тонкошаруватих порід при геологічній інтерпретації даних ГДС // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. – 2002. – № 4(5). – С. 44-48.

УДК 624.131.537

ПРО ОЦІНКУ СТУПЕНЯ СТІЙКОСТІ ЗСУВІВ ГІРСЬКОГО МАСИВУ В ПЕРЕДГІР'І УКРАЇНСЬКИХ КАРПАТ

О.Я.Дрогомирецький

Івано-Франківський інститут менеджменту і економіки,
76006, м. Івано-Франківськ, вул. Вовчинецька, 225, тел. (03422) 65588

Рассмотрены методы оценки стойкости горного массива против сдвигов. При этом рассмотрены: сдвиг на наклонной плоскости, скольжение по кругоцилиндрической и по логарифмической поверхностям. Приведена оценка степени их стойкости.

The methods of evaluation of the heave resistance have been considered. At the same time, the heave on the incline area, sliding along circle-cylinder and logarithmic surfaces have been examined. Their resistance level evaluation has been adduced.

ВСТУП

Територія Українських Карпат підпорядкована різним інженерно-гідродинамічним процесам і явищам, які безпосередньо впливають на стан екологічного середовища. В першу чергу це такі явища, як зсуви. Вони, в свою

зміною рельєфу місцевості та безпосередньою їх дією на інженерні споруди нафтогазових об'єктів, нафтогазопроводи, які знаходяться близько від даних гідродинамічних процесів. Про це свідчать статистичні дані про зсуви гірського масиву в передгірських населених пунктах