

selecting sectors have been shown, based either on the location of a seismic station or a seismic event area. We have calculated average values of the azimuthal coefficient q_i for sectors with close values of q_i for one-, two- and three-layered media according to the depth of earthquake foci in each of the three layers. With three-layered media covering earthquake foci depths of 8,000-9,000 m, the calculations accurately reflect local seismic events in the Carpathians. An average layer thickness h and an average layer velocity v were calculated separately for each E-S pair (epicenter - seismic station). Conventional combining of layers was used as a method of calculating the third layer azimuth coefficient q_i . The calculations were made for direct P-waves (similar calculations can be made for S-waves). We have suggested an interpretation of the obtained results and their practical implications. It has been demonstrated how the azimuthal coefficient can be used in analysing the parameters of media.

Keywords: Transcarpathian seismic region, azimuthal coefficient q_i , a training neural network set, average velocity of wave propagation in a layer, depth of the earthquake focus, direct P- and S-waves, E-S pair (epicenter - seismic station), conventional velocity of wave propagation in combined layers.

Э. Козловский, вед. инж.,
Д. Малицкий, д-р физ.-мат. наук, проф., dmytro@cb-igph.lviv.ua,
А. Павлова асп., susyinet@gmail.com,
Карпатское отделение Института геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины,
ул. Научная, 3-б, г. Львов, Украина, 79060

РАСЧЕТ И АНАЛИЗ АЗИМУТНЫХ КОЭФИЦИЕНТОВ Q_i ДЛЯ ЗАКАРПАТСКОГО СЕЙСМОАКТИВНОГО РЕГИОНА

Целью представленной работы является уточнение скоростной модели Закарпатского сейсмоактивного региона для дальнейшего ее использования в нейронно-сетевом моделировании для решения задачи расчета и уточнения глубины залегания источников местных землетрясений. Проведен анализ поведения распространения сейсмических волн в разных направлениях Закарпатского сейсмоактивного региона. Обосновано введение азимутального коэффициента q_i для применения в обучающей выборке нейронной сети, как параметра, отвечающего за направление распространения волны в реальной среде. Показано два способа выделения секторов когда за основу взято или сейсмостанция, или область сейсмических событий. Вычислены средние значения азимутального коэффициента q_i для соответствующих секторов с близкими значениями q_i для одно, двух и трех-слоистой среды в соответствии с глубиной расположения очага землетрясения в первом, втором или в третьем слое. Поскольку трех-слоистая среда охватывает глубины нахождения источников землетрясений в 8000-9000 м, то проведенные расчеты полностью отражают местные сейсмические события Карпатского региона. Расчет средних мощностей слоев h и средних скоростей слоев v вычисляются отдельно для каждой пары E-S (эпицентр - сейсмостанция). Для расчета азимутального коэффициента q_i третьего слоя использован метод условного объединения слоев. Представлены расчеты, которые выполнены для прямой P-волны (аналогичные расчеты можно сделать и для S-волны). Исчислена относительная погрешность расчета среднего значения азимутального коэффициента q_i для каждого сектора, проведенного на основе 4 - 26 событий для соответствующих секторов в зависимости от имеющегося количества данных о событиях, выбранных из сейсмологических бюллетеней. Проведено интерпретацию полученных результатов и рассмотрены варианты использования данной методики. На примерах показано использование азимутального коэффициента q_i для анализа параметров среды.

Ключевые слова: Закарпатский сейсмоактивный регион; азимутальный коэффициент q_i ; обучающая выборка нейронной сети; средняя скорость распространения волны в слое; глубина расположения источника землетрясения; прямые P и S -волны; пары E-S (эпицентр - сейсмостанция); условная скорость прохождения волной объединенных слоев.

УДК 550.832

Л. Скакальська, пров. інж.,
E-mail: Skakalska.sbigph@gmail.com
Тел.: моб.: +38(068)5051361/дом.: +38(0322)34-20-69
Карпатське відділення Інституту геофізики ім. С.І. Субботіна
Національної Академії Наук України,
вул. Наукова, д. 49, кв. 46, м. Львів, 79060

ПРОГНОЗУВАННЯ ФІЗИЧНИХ ТА КОЛЕКТОРСЬКИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ У ГЕОЛОГІЧНИХ СТРУКТУРАХ ІЗ НЕТРАДИЦІЙНИМ ГАЗОМ

(Рекомендовано членом редакційної колегії д-ром фіз.-мат. наук, проф. Г.Т. Продайводю)

Оскільки ефективність досліджень поведінки швидкостей пружних хвиль в газонасних тонкошаруватих геологічних структурах залежить від вибору геофізичної та математичної моделей реального геологічного середовища, чисельних методів розв'язання задачі, то в роботі вважається доцільним застосування моделі квазіоднорідного, ізотропного трищинувато-пористого двофазного середовища із заданими фізико-механічними властивостями. Пропонується розрахунок емпіричних співвідношень, що пов'язують об'ємний стиск, пористість і тиск в пористих породах довільного геологічного регіону. Проведено розрахунок кореляційних зв'язків і емпіричних залежностей між колекторськими властивостями і параметрами пружних хвиль, розрізнення сухих і флюїдонасичених порід на прикладі даних Залужанських свердловин. При розрахунку залежностей коефіцієнтів стисливості флюїдонасичених порід від пористості і тиску використано метод найменших квадратів (МНК). Проведено розрізнення флюїдів нафти і води за параметром густини. Створено алгоритм розрахунків.

Ефективність запропонованого дослідження, що базується на методико-програмному комплексі [7], його переваги та можливості забезпечуються:

- виробленням чисельно-аналітичної прогностичної схеми інтерпретації сейсмоакустичних даних тонкошаруватих гірських порід за виявленими зв'язками між їх динамічними фізичними (ефективні швидкості поширення хвиль, коефіцієнти загасання амплітуд і поглинання їх енергії) і колекторськими (пористість, трищинуватість, стисливість) властивостями;

- застосуванням запропонованої моделі та програмних продуктів у геофізичній практиці розвідки газонасних шарів до геологічної і геофізичної інформації про структуру розрізів і фізичні особливості газонасних басейнів. Введення в числову схему сейсмоакустичної розвідки експериментальних геолого-геофізичних даних про умови залегання гірських порід на досліджуваній площі обов'язкове з причини існування значних відмінностей між фізико-механічними властивостями різних територій. Облік такої вхідної інформації, а також структурних і розсіюючих особливостей гірських порід (густина, шаруватість, мікропористість) гарантує значне підвищення точності чисельного аналізу. Попереднє тестування проведено на даних пружних модулів і швидкостей поперечних хвиль для сухих і флюїдонасичених порід Наважо, Voise [7, 13]; розраховані пружні модулі і швидкості поздовжніх хвиль для сухих і флюїдонасичених порід Західного нафтогазонасного регіону України (свердловини Залужани-18 і Залужани-19). Мета цієї роботи – продемонструвати можливість прогнозного методу [7] шляхом дослідження колекторських властивостей порід свердловин, оцінити їх газонасиченість за даними акустичного каротажу та бази геолого-фізичних і петрофізичних даних.

Ключові слова: об'ємний стиск, пористість, тиск, геологічний регіон, нетрадиційний газ.

Вступ. Запаси легкодобувних вуглеводнів у світі закінчуються, тому особливу зацікавленість викликає нетрадиційний газ (unconventional gas), який залягає в

щільних колекторах, вугільних пластах, глинистих сланцях [11]. Сучасні технічні засоби сейсмічної розвідки корисних копалин є унікальними щодо можливостей

отримання сейсмоакустичних хвильових полів. Моделі ж розсіювання сейсмічних і акустичних хвиль надмірно спрощені. Низьким залишається процент успішності в пошуково-розвідувальних роботах. У випадках тонкошаруватих геологічних розрізів з малими об'ємами покладів нафти й газу, з різкою зміною речовинного складу порід-колекторів застосування діагностичних ознак тривимірної сейсмозв'язки під час прямого пошуку покладів нафти чи газу поза межами еталонних площ не дає результату, оскільки в реальних літологічно складно побудованих середовищах поведінка амплітудно-частотних характеристик часто невизначена [6; 14].

Це завдання було вирішено з використанням математичного апарату дисертаційної роботи П.І. Хекала [13]. Уточнено та узагальнено його для застосування до будь-якого геологічного регіону. Це також дозволило провести розрізнення типу наповнювача пор: вода чи нафта. Отриманий методико-програмний комплекс відрізняється від відомих застосовністю до задач у необмежених областях та кардинально підвищеною точністю й об'єктивністю аналізу через врахування структурних і розсіювальних особливостей гірських порід (шаруватість, мікропористість).

Мета роботи:

1. Виведення емпіричних співвідношень, які пов'язують стисливість, пористість і тиск у флюїдонасичених та сухих породах для довільного геологічного регіону.
2. Проведення розрахунків для розрізнення сухих і флюїдонасичених порід.
3. Розрізнення нафти і води.
4. Побудова алгоритму та програмного забезпечення для аналізу сейсмоакустичних полів геологічних структур довільно обраних територій для вдосконалення існуючих геофізичних методів розвідки нафтогазоносності, зокрема, для виявлення нетрадиційного газу.

1. Емпіричні співвідношення

1.1. Виведення формул для підрахунку стисливості флюїдонасичених порід при експериментально виміряних значеннях пористості

Гірські породи можна змоделювати як двокомпонентне тонкошарувате квазіоднорідне з ефективними модулями пружності середовище [4; 7; 9-11], а функціональний вираз зв'язку стисливості β та пористості ϕ для довільного заданого тиску P – лінійною залежністю [2; 8]:

$$\beta^* = a + b \cdot \phi, \tag{1}$$

де $\beta^* = \beta \cdot 10^{11}, \text{Па}^{-1}$; a і b – залежні від тиску шукані константи; ϕ – коефіцієнт пористості породи, %.

Запишемо рівняння параметричної оцінки функції регресії:

$$L = \sum_{i=1}^n L_i^2 = \sum_{i=1}^n [(a + b \cdot \phi_i) - \beta_i^*]^2. \tag{2}$$

Цю функцію екстраполюється методом найменших квадратів. Обчислюються коефіцієнти b :

$$b = \frac{\sum_{i=1}^n \beta_i^* - n \cdot a}{\sum_{i=1}^n \phi_i} \tag{3}$$

та a :

$$a = \frac{-\sum_{i=1}^n \beta_i^* \cdot \sum_{i=1}^n \phi_i^2 + \sum_{i=1}^n \phi_i \cdot \sum_{i=1}^n (\beta_i^* \cdot \phi_i)}{\left(\sum_{i=1}^n \phi_i\right)^2 - n \cdot \sum_{i=1}^n \phi_i^2} \tag{4}$$

виразу (1) при наперед заданих значеннях пористості ϕ та тиску P (табл. 1). Розрахунки проведено для рядів експериментальних даних центральної частини Західного нафтогазоносного регіону України з [13].

У порівняльній табл. 2 значення стисливості підраховано за формулами (3, 4) та у статті [13].

Таблиця 1

Коефіцієнти лінійної залежності стисливості від пористості для вибіркового тиску

$P, \text{МПа}$	a	b	$\beta^* = a + b \cdot \phi$
0,1	1,2778	0,4027	1,2778+0,4027· ϕ
1	1,4234	0,3589	1,4234+0,3589· ϕ
2,5	1,7127	0,2942	1,7127+0,2942· ϕ
5	1,7206	0,2286	1,7206+0,2286· ϕ
10	1,7148	0,1847	1,7148+0,1847· ϕ
20	1,7149	0,1433	1,7149+0,1433· ϕ
40	1,5994	0,1333	1,5994+0,1333· ϕ
80	1,4995	0,1348	1,4995+0,1348· ϕ

Таблиця 2

Розраховані, усереднені та експериментально отримані значення стисливості

Пористість $\phi_i, i=1, \dots, 15$ (%)	Стисливість $\beta, \text{Па}^{-1}$. Пораховано за формулами (3, 4)	Стисливість $\beta, \text{Па}^{-1}$. Пораховано в [13]	Стисливість $\beta, \text{Па}^{-1}$. Експериментальні дані
0,4	1,56696	2,0	1,80
2,1	2,17669	2,46	1,70
3,6	2,71544	2,86	2,85
3,9	2,82311	2,94	2,85
5,4	3,36146	3,35	3,05
9,0	4,65350	4,32	5,65
12,2	5,80198	5,18	5,30
14,5	6,62745	5,81	5,30
15,4	6,95046	6,05	5,80
17,4	7,66826	6,59	8,05
18,3	7,99127	6,83	8,45
19,1	8,27839	7,05	10,20
19,4	8,38606	7,13	8,40
22,4	9,46276	7,94	8,75
Усереднене значення $\beta, \text{Па}^{-1}$:	5,409	4,89	5,41

1.2. Виведення формул для підрахунку стисливості флюїдонасичених порід при експериментальних вимірних значеннях тиску у свердловині

Відомо, що зв'язок стисливості з тиском є нелінійним [9; 13]. Запишемо функціональні залежності параметрів a і b в (1) від тиску P так:

$$a = A + C \cdot P^*, \quad (5)$$

$$b = D \cdot (P^*)^S. \quad (6)$$

де $P^* = \frac{P}{P_0}$; $P_0 = 1$ МПа; A, C, D, S – константи, які визна-

чаються методом найменших квадратів.

Для тиску $P = 0,1$ МПа ($a = 1,2778$; $b = 0,4027$; табл. 1) $A = 1,939$; $C = -4,32/1000$; $D = 0,27$; $S = -0,186$.

Зокрема, для знаходження коефіцієнтів D, S рівняння (6) його частини потрібно прологарифмувати:

$$\ln b = \ln D + S \cdot \ln P^*. \quad (7)$$

Вираз (7) рівноцінний (1) або (5). Отримуємо вирази для розрахунку S, D :

$$S = \frac{n \cdot \sum_{i=1}^n (\ln P_i^* \cdot \ln b_i) - \sum_{i=1}^n (\ln P_i^*) \cdot \sum_{i=1}^n (\ln b_i)}{n \cdot \sum_{i=1}^n (\ln P_i^*)^2 - \left(\sum_{i=1}^n \ln P_i^* \right)^2}, \quad (8)$$

$$\ln D = \sum_{i=1}^n (\ln(b_i) - S \cdot \ln(P_i^*)). \quad (9)$$

Пораховано: $S = -0,18635$; $\ln D = -1,30749$; $D = \exp^{1,307} \approx 0,27$. Отже, $b = 0,27 \cdot (P^*)^{-0,186}$.

Підстановкою порахованих значень коефіцієнтів у вираз (1) формується емпірична залежність для стисливості насиченої рідиною породи

$$\beta^{*\phi} = 1,939 - 4,32 \cdot 10^{-3} \cdot P^* + 0,27 \cdot \phi \cdot (P^*)^{-0,186}. \quad (10)$$

2. Порядок розрахунків для розрізнення сухих і флюїдонасичених гірських порід за даними АК (СК)

Формуємо залежність $\beta^{*\phi}$ від тиску за формулою (10).

Знаходимо густини порід для конкретної свердловини.

Для сухих порід згідно [10, с. 8]

$$\rho_o^c = \rho^T \cdot (1 - 0,01 \cdot \phi),$$

де ρ^T – густина твердої компоненти породи, кг/м^3 ; ϕ – коефіцієнт пористості, %; ρ_o^c – об'ємна густина сухої породи.

Для нашого підрахунку $\rho^T = 2730$ кг/м^3 , $\rho^\phi = 1000$ кг/м^3 . Отримаємо $\rho_o^c \approx 2719,08$ кг/м^3 .

Для флюїдонасичених порід з [5; 10] скористуємось виразом

$$\rho_o^c = (1 - \phi) \cdot \rho^T + \phi \cdot \rho^\phi,$$

де ρ_o^c – об'ємна густина двокомпонентного середовища, ρ^ϕ – густина флюїду, звідки

$$\rho_o^c = \rho^T (1 - 0,01 \cdot \phi \cdot (1 - \rho^\phi / \rho^T)). \quad (11)$$

Отже, для $\phi = 0,4$ %:

$$\rho_o^c = 2730 \cdot (1 - 0,004 \cdot (1 - 1000 / 2730)) \approx 2723,08$$
 кг/м^3 .

Знаходимо коефіцієнт об'ємного стиску K^T матриці породи при пористості $\phi = 0$ і дії ефективного тиску на породу $P = 80$ МПа згідно формули (10). У нашому випадку $K^T \approx 62,76$ ГПа.

Обчислюємо коефіцієнт Пуассона для твердої матриці породи. Оскільки модуль Юнга (модуль одностороннього зсуву), коефіцієнт об'ємного стиску K , модуль

зсуву μ та коефіцієнт Пуассона ν (коефіцієнт поперечних деформацій) взаємопов'язані [5], то:

$$2\mu \cdot (1 + \nu) = 3K \cdot (1 - 2\nu), \quad (12)$$

$$\nu = \frac{3K - 2\mu}{2 \cdot (3K + \mu)}. \quad (13)$$

У нашому випадку, для твердої матриці породи $\nu^T \approx 0,277745 \approx 0,278$ ГПа.

Модуль зсуву твердої матриці породи можна порівняти, використавши рівняння (12) у вигляді:

$$\mu^T = \frac{3K^T \cdot (1 - 2\nu^T)}{2 \cdot (1 + \nu^T)}. \quad (14)$$

Для нашої твердої матриці $\mu^T \approx 32,75$ ГПа.

А тепер послідовно визначимо формули зв'язків між пружними параметрами сухої породи.

Підраховуємо пружні модулі зсуву в сухих породах, використовуючи експериментальні дані пружних модулів зсуву породи з рідкими включеннями. Функціональні залежності із [13], що враховують довільну концентрацію включень і пов'язують модуль зсуву у сухих породах з відповідними значеннями об'ємного стиску і модуля зсуву для флюїдонасичених порід, перетворюємо до виду (15, 16):

$$\mu_{i+1}^c = 1 / \left[\frac{1}{\mu_i^c} - \frac{5 - \nu^T}{3} \cdot \frac{15(\mu_{i+1}^\phi - \mu_i^\phi) + 4\mu_i^\phi \mu_{i+1}^\phi (\beta_{i+1}^\phi - \beta_i^\phi)}{15\mu_i^\phi \mu_{i+1}^\phi} \right]; \quad (15)$$

$$\mu_i^c = \frac{\rho_o^c \cdot \mu_i^\phi}{\rho_i^\phi}; \quad i = 1, 2, \dots, n-1; \quad (16)$$

де ρ_o^c – об'ємна густина сухої породи; ρ_i^ϕ – об'ємна густина першого шару флюїдонасиченої породи; ν^T – коефіцієнт Пуассона твердої фази породи; $\beta_i^\phi, \beta_{i+1}^\phi$ – стисливості, а $\mu_i^\phi, \mu_{i+1}^\phi$ – модулі зсуву i -го та $i+1$ -го шару флюїдонасиченої породи.

Для отримання масиву значень стисливості сухих порід беремо до уваги залежності з [13], що пов'язують модулі зсуву, коефіцієнт Пуассона і пружний модуль об'ємного стиску і сформуємо їх у вигляді:

$$\beta_{i-1}^c = \beta_i^c + \frac{15 \cdot (2 - \nu^T)}{4 \cdot (5 - \nu^T)} \cdot \left(\frac{1}{\mu_{i-1}^c} - \frac{1}{\mu_i^c} \right), \quad (17)$$

$$\beta_n^c = \frac{3 \cdot \rho_o^c}{\rho_o^c \cdot (3 / \beta_n^\phi + 4 \cdot \mu_n^\phi) - 4 \cdot \mu_n^c \cdot \rho_o^c}, \quad i = n, n-1, \dots, 2. \quad (18)$$

Аналогічно як для (10), методом найменших квадратів проведено побудову виразу для обчислення стисливості в сухих породах:

$$\beta^{*c} = 2,032 + 0,482 \cdot 10^{-3} \cdot P^* + 6,367 \cdot 10^{-16} \cdot (P^*)^{0,112} \cdot \phi^c, \quad (19)$$

де $\beta^{*c} = \beta^c \cdot 10^{11} \text{ Па}^{-1}$; ϕ^c – відкрита пористість сухої породи, %.

Вирази для підрахунку швидкостей поздовжніх і поперечних хвиль з [10] формуємо як залежності від стисливості. Для розрахунку використовуємо емпіричні (10, 19) та теоретичні (13-18) залежності.

Виразуємо значення функціоналу [13]:

$$\Phi = \min_{\phi_{\min} \leq \phi \leq \phi_{\max}} \left\{ \left| V_p^c - V_p^{AK(CK)} \right|, \left| V_p^\phi - V_p^{AK(CK)} \right| \right\}, \quad (20)$$

для якого значення швидкостей поздовжніх хвиль $V_p^{AK(CK)}$ отримуються при дослідженнях свердловин методом акустичного чи сейсмокаротажу (наведено зразок розрахункової таблиці (табл. 3)).

Таблиця 3

Визначення типу заповнювача порового простору за допомогою функціоналу (20) для даних центральної частини Західного нафтогазоносного регіону

$\Delta V_p^c = \min V_p^c - V_p^{ak} , \text{ м/с}$	$\Delta V_p^\phi = \min V_p^\phi - V_p^{ak} , \text{ м/с}$	$\min(\Delta V_p^c, \Delta V_p^\phi), \text{ м/с}$	Заповнювач:
13,74	1599,84	13,74	газ
9,03	1583,51	9,03	газ
97,04	1442,38	97,04	газ
192,96	1335,81	192,96	газ
163,91	1182,81	163,91	газ
26,22	1061,64	26,22	газ
368,52	930,17	368,52	газ
199,98	870,14	199,98	газ

З використанням вище викладеного пораховано і сформувано масиви взаємно відповідних значень глибин, коефіцієнтів відкритої пористості, пластових поздовжніх швидкостей, відношення швидкостей поперечної хвилі до

поздовжньої; визначено тип заповнювача порового простору. У табл. 4, 5 показано кореляцію цих параметрів, приведених до зорової співрозмірності для різних експериментальних даних свердловини Залужани-18.

Таблиця 4

Задано глибини, пористість, швидкості поздовжніх хвиль (AK) для свердловини Залужани-18. Обчислено Vs/Vp , визначено тип заповнювача пор

H, м	$\phi, \%$	Vs/Vp	$Vp, \text{ м/с}$	Заповнювач:
1779+1978	4,61+11	0,41+0,44	3932,87+4293,89	нафта
1978+1985	2,36	0,54	4068,67	газ
1985+2011	14,45+10,50	0,41	3720,28+3937,21	нафта
2011+2020	0,94+3,09	0,52+0,55	4219,89+3994,78	газ
2020+2127	8,74+3,84	0,42+0,44	4041,08+4353,28	нафта
2127+2152	3,09+1,64	0,55+0,53	3999,99+4153,77	газ
2152+2256	13,41+9,17	0,41+0,44	3773,96+4295,42	нафта
2256+2261	2,36	0,54	4080,95	газ
2261+2355	9,97+4,61	0,42+0,44	3965,75+4296,18	нафта
2355+2380	3,09; 2,36; 3,09	0,55; 0,54; 0,55	4009,17; 4084,45; 4009,88	газ
2380+2395	7	0,43	4145,67	нафта
2395+2405	2,36	0,54	4396,24	газ
2405+2698	5,39+14,45	0,43+0,41	4252,31; 3724,27; 4085,36	нафта
2698,00+2704,00	3,84	0,55	3948,19	газ
2704,00+2729,00	7,41+12,40	0,41+0,43	3831,12+4110,46	нафта

Показовим є параметр Vs/Vp , який характерно змінюється при зміні типу заповнювача пор. Для нафтогазового середовища свердловини Залужани-18: 0,52+0,55 – ознака наявності газу і 0,41+0,44 – нафти. Для скоректованих даних швидкостей і тисків цієї

свердловини: 0,53 – ознака наявності газу і 0,41+0,45 – нафти.

Подібним чином проведено розрахунок типу заповнювача пор для даних АК свердловини Залужани-19. Результати розрахунку показано у табл. 6.

Таблиця 5

Для змінених швидкостей поздовжніх хвиль свердловини Залужани-18 пораховано параметр Vs/Vp і визначено тип заповнювача пор

H, м	$\phi, \%$	Vs/Vp	$Vp, \text{ м/с}$	Заповнювач:
1779+2006	2,56+10,5	0,41+0,45	3669,89+4394,05	нафта
2011+2016	0,94	0,53	4219,89	газ
2016+2147	3,09; 8,74; 4,61; 3,84; 3,09	0,42+0,45	3975,22+4345,29	нафта
2147+2152	1,64	0,53	4153,77	газ
2152+2729	2,36+14,45	0,42+0,45	3664,63+4396,24	нафта

Таблиця 6

Пораховані значення параметра Vs/Vp і тип заповнювача пор для заданих глибин і швидкостей поздовжніх хвиль свердловини Залужани-19

H, м	$\phi, \%$	Vs/Vp	$Vp, \text{ м/с}$	Заповнювач:
1151+2272	2,88+18,87	0,65	3014,31+3943,56	газ
2272+2361	1,5; 1,25; 1,75	0,58	4100,14+4124,19	вода
2361+2803	2+8	0,60+0,62	3635,42+4012,77	газ

3. Виявлення води у поровому просторі породи

Оскільки в макротріщинах газ перебуває і у водорозчиненому стані, то для його пошуку доречно виокремити воду.

З рівняння середнього часу для густин [4; 5]

$$\phi = \frac{\rho^T - \rho_o}{\rho^T - \rho^\phi}$$

де ϕ – пористість i -того шару породи у свердловині, $\rho^T, \rho_o, \rho^\phi$ – значення густини твердої компоненти по-

роди, об'ємної густини, густини флюїду i - того шару, отримано вираз для визначення типу флюїду, коли маємо значення пористості:

$$\rho^\phi = \frac{(\phi - 1) \cdot \rho^T + \rho_o}{\phi} \tag{21}$$

Густинні константи для твердої та рідкої компонент породи вибираються з літературних джерел [5], або підраховуються на основі експериментальних даних у

кожному окремому випадку. Відомо, що густина води $1 \times 10^3 \text{ кг/м}^3$, нафти — $400-850 \text{ кг/м}^3$.

Результати розрахунку густин флюїдів пластів порівняно з даними імпульсного нейтронного каротажу як найточнішого, на сьогодні, у розрізненні води та нафти у пласті [1].

Точність підрахунку густини залежить від багатьох кроків: від каротажного обладнання і — до точності програмного забезпечення. Практично, це близько 6 %. В обраному нами прикладі підрахунок густин виконано програмно. З похибкою $\approx 0,055$ при $\rho^{\phi} = 1$ флюїдом вважатимемо воду (табл. 7).

Таблиця 7

Порівняння заданих і порохованих за формулою (21) густин флюїду на прикладі даних свердловини Залужани-19 з табл. 6

Задано:		Пороховано програмно:			Похибка, %
$\rho^{\tau}, \text{ г/см}^3$	$\phi, \%$	$\rho_{\phi}^{\text{пластова}}, \text{ г/см}^3$	$\rho_{\phi}^{\text{пластова}}, \text{ г/см}^3$	$\rho^{\tau}, \text{ г/см}^3$	
2,682	1,5	2,66	1,215	2,657	8
$\rho^{\phi}, \text{ г/см}^3$	1,25	2,66	0,922	2,660	3
1	1,75	2,65	0,853	2,653	6
Середнє:	1,5	2,657	0,997	2,657	5,52

Висновки. Показано виведення емпіричних співвідношень зв'язку відкритої пористості, зовнішнього навантаження і стисливості для порід сухих та з рідкими включеннями на прикладі центральної частини Західного нафтогазоносного регіону України, пороховано значення пружних модулів для доступних нам експериментальних даних.

З використанням принципів прогнозного методу проведено ряд досліджень з виявлення газу в тонких шарах гірської породи. Отримані результати показано на кількох вище описаних прикладах. Запропоновано спосіб виявлення води в поровому просторі породи за параметром густини.

Роботу виконано за підтримки проекту № 5726 "Методико-програмний комплекс для сейсмоакустичної розвідки сланцевих газів на основі адекватних моделей структурної механіки".

Список використаних джерел:

- Білицький В.С., (2004). Мала гірнича енциклопедія. В 3-х т. Донецьк: Донбас, ISBN 966-7804-14-3.
- Biletsky V.S., (2004). The small mining encyclopedia. In three volumes [Mala girnycha encyklopediya. V 3-ch tomach]. *Donets'k: Donbas – Donets'k: Donbass*, ISBN 966-7804-14-3 (In Ukrainian).
- Вербицкий Т.З., (1977). Физическая природа нелинейной упругости геологических сред с фазовыми микронеоднородностями и особенности распределения в них упругих волн. — К.: Геофиз. сб. АН УССР, 75, 16-24.
- Verbitsky T.Z., (1977). The physical nature of the nonlinear elasticity of the geological medias with the phase micro-inhomogeneities and the elastic waves distribution characteristics in them [Fizicheskaya priroda nelineynoy uprugosti geologicheskikh sred s fazovymi mikroneodnorodnostyami i osobennosti raspredeleniya v nich uprugikh voln]. *Geofizicheskiy sbornik AN USSR – Geophysical M. of the AS of the USSR*, 75, 16-24 (In Russian).
- Бакулин Е., Борисов Ю., Яремийчук Я., Шваченко И., (2010). Виды природного газа и способы его добычи: Газовые кладовые Украины. К.: *Еженедельник 2000 : Держава-ресурси*, 23(513).
- Bakulin E., Borisov Yu., Yaremichuk Ya., Shvachenko I., (2010). The types of the natural gas and its production methods: Gas storages of Ukraine [Vidy prirodnoho gaza i sposoby ego dobychi: gazovye kladovye Ukrainy]. К.: *Ezhenedel'nyk 2000 : Derzhava-resursy*. — К.: *Weekly 2000 : State-Resources*, 23(513) (In Russian).
- Джеваншир Р.Д., (1992). Оценка пористости и компонентного состава пород по данным ГИС на ПК с использованием методов математической алгебры. Баку: ИПГНГМ АН Азербайджана: Геология нефти и газа, 8.
- Jevanshir R.D., (1992). The evaluation of the porosity and chemistry of rocks by GIW data on a PC using the methods of the mathematical algebra [Ocenka porystosti i komponentnogo sostava porod po dannym GIS na PK s ispol'zovaniem metodov matematicheskoy algebry]. *Baku: YPGNGM AN Azerbajjana – Baku: Azerbaijan Academy IPGOGM: Oil and Gas Geology*, 8 (In Russian).
- Корн Г., (1970). Справочник по математике для научных работников и инженеров. М.: Наука, 720.
- Korn G., (1970). Mathematical Handbook for Scientists and Engineers [Spravochnik po matematyke dlya nauchnykh rabotnikov i inzhenerov]. М.: *Nauka – M.: Science*, 720 (In Russian).
- Лесной Г., (2010). Возможности определения скоростной модели с эллиптической анизотропией с помощью прямого преобразования сейсмограмм общих источников в сейсмические изображения геологической среды. Геолог Украины, 4(32), 69-75.

Lesnoy G., (2010). The possibilities of a determination of the velocity model with an elliptical anisotropy using the direct conversion of the common sources seismograms to the seismic images of the geological environment [Vozmozhnosti opredeleniya skorostnoy modeli s ellipticheskoy anizotropiey s pomoshch'yu pryamogo preobrazovaniya seysmogramm obshchikh istochnikov v seysmycheskie izobrazheniya geologicheskoy sredy]. *Geolog Ukrainy – Geologist of Ukraine*, 4(32), 69-75 (In Russian).

7. Малицкий Д.В., Федоришин О.С., Хекало П.И., (2006). Прогнозирование нафтогазоносности горских пород с использованием скорости пружных волн, коэффициентов поглощения и рекуррентных соотношений. К.: Наука та інновації : Науково-практичний журнал, 2(5), 4-17.

Malitsky D.V., Fedoryshyn O.S., Hekalo P.I., (2006). Prediction of the hydrocarbon rocks using the velocity of the elastic waves absorption coefficients and recurrence relations [Prognozuvannya naftogazonosnosti girs'kykh porod z vykorystannnyam shvydkostey pruzhnykh hvyl', koefitsiyentiv poglynnannya ta rekurentnykh spivvidnoshen']. К.: *Nauka i Innovatsiyi: Naukovo-praktychnyyi zhurnal – K.: Science and Innovations: Scientific journal*, 2(5), 4-17 (In Ukrainian).

8. Вербицкий Т.З., Починайко Р.С., Стародуб Ю.П., Федоришин А.С., (1985). Математическое моделирование в сейсморазведке. К.: Наук. думка, 275.

Verbitsky T.Z., Pochynayko R.S., Starodub J.P., Fedoryshyn A.C., (1985). The mathematical modeling in the seismic exploration [Matematicheskoe modelirovanie v seysmorazvedke]. К.: *Nauk. dumka – K.: Sciences Opinion*, 275 (In Russian).

9. Петкевич Г.И., Вербицкий Т.З., (1970). Акустические исследования горных пород в нефтяных скважинах. К.: Наук. думка, 126.

Petkevich G.I., Verbitsky T.Z., (1970). The acoustic studies of rocks in the oil wells [Akusticheskie issledovaniya hornykh porod v neftnyakh skvazhynakh]. К.: *Nauk. dumka – K.: Sciences Opinion*, 126 (In Russian).

10. Петкевич Г.И., Вербицкий Т.З., (1965). Исследование упругих свойств пористых геологических сред, содержащих жидкости. К.: Наук. думка, 76.

Petkevich G.I., Verbitsky T.Z., (1965). The investigation of the elastic properties of the porous geological media with the liquids [Issledovanie uprugikh svoystv poristykh geologicheskikh sred, soderzhaschikh zhydkosti]. К.: *Nauk. dumka – K.: Sciences Opinion*, 76 (In Russian).

11. Петкевич Г.И., Шеремета О.В., Питулко Г.И., (1979). Методика петрофизического изучения коллекторов нефти и газа в условиях моделирующих пластовые. К.: Наук. думка, 128.

Petkevich G.I., Sheremeta O.V., Pritulko G.I., (1979). The methodology of the petrophysical study of the oil and gas reservoirs under simulate layers conditions [Metodika petrofizicheskogo izucheniya kolektorov nefi i gaza v usloviyakh, modeliruyuschikh plastovye]. К.: *Nauk. dumka - K.: Sciences Opinion*, 128 (In Russian).

12. Рудько Г., Ловиных В., Григиль В., (2011). Наукові та методичні основи оцінки перспективних ресурсів сланцевого газу. К.: Геолог України, 2, 158-159.

Rud'ko G., Lovnyukov V., Hryhil' V., (2011). The scientific and the methodological bases of the prospective shale gas resources assessments [Naukovi ta metodychni osnovy otsinky perspektivnykh resursiv slantsevoho gazu]. К.: *Geolog Ukrainy – Geologist of Ukraine*, 2, 158-159 (In Ukrainian).

13. Хекало П.И., (2008). Прогнозирование физических и коллекторских vlastivostey girs'kykh porod za teoretiko-empirichnymi zalezhnostyami. — К.: Геофиз. журн., 30(6), 151-160.

Hekalo P.I., (2008). The predicting of physical and reservoir properties of the rocks by the theoretical and empirical relationships [Prognozuvannya fizychnykh i kolektor'skykh vlastyvostey girs'kykh porod za teoretiko-empirichnyimi zalezhnostyami]. К.: *Geofizichnyy zhurnal – K.: Geof. J.*, 30(6), 151-160 (In Ukrainian).

14. Grechka V., (2009). Application of Seismic Anisotropy in the Oil and Gas Industry. *EAGE Publication* by, Houten.

Надійшла до редколегії 10.04.13

L. Skakal's'ka, Lead. Eng.,
E-mail: Skakalska.sbigph@gmail.com,
Tel.: mobile: +38(068)5051361/home.: +38(0322)34-20-69
Carpathian Branch of
Subbotin Institute of Geophysics NAS of Ukraine
49/46 Naukova Str., L'viv, 79060, Ukraine

PHYSICAL AND RESERVOIR PROPERTIES PREDICTION FOR RESERVOIR ROCKS IN UNCONVENTIONAL GAS-BEARING GEOLOGICAL STRUCTURES

Research into the behavior of elastic waves in thin-layered gas-bearing geological structures depends on the choice of geophysical and mathematical models of natural geological media and the numerical methods of problem solving. Hence the efficiency of a quasi-homogeneous, isotropic fractured-porous two-phase medium with given physical and mechanical properties. We have suggested a method of calculating empirical relationships between volumetric compression, porosity and pressure in porous rocks of an arbitrary geological region. Data on Zaluzhany wells were used to calculate the correlation and empirical relationships between reservoir properties and parameters of elastic waves and to distinguish dry and oil-gas saturated rocks. The least square technique made it possible to determine the correlation between the compressibility factor of fluid-saturated rocks and their porosity and pressure. Discrimination between oil and water was based on the density parameter. An algorithm has been suggested to do the corresponding calculations.

The theoretical and practical implications of this study are as follows:

– developing a numerical analytical predictive model for interpreting acoustic data on thin-layered rocks which is based on the correlations between their dynamic physical (effective wave propagation velocities, amplitude attenuation coefficients and their energy absorption) and reservoir (porosity, fracturing, compressibility) properties;

– applying the proposed model and software products in geophysical exploration to interpret the geological and geophysical data on the structure and physical characteristics of sections and the physical properties of gas-bearing basins.

In seismic acoustic exploration, the numerical model has to include experimental geological and geophysical data on the peculiarities of rock occurrence in the investigated area, with the physical and mechanical properties of different territories showing considerable variation. Such input data, as well as structural features and scattering properties of rocks (density, bedding, microporosity), ensure a significant increase in the accuracy of the numerical analysis. Preliminary testing was based on the data on the elastic moduli and S-wave velocities for dry and fluid-saturated rocks. Calculations were made of the elastic moduli and P-wave velocities for dry and fluid-saturated rocks of the Western oil and gas region of Ukraine (Zaluzhany-18 and Zaluzhany-19 wells). The aim of this work was to demonstrate the efficiency of the predictive method by examining the reservoir rock properties of the wells and to evaluate their gas saturation using the acoustic logging, geophysical and petrophysical data.

Key words: elastic waves thin-layered rocks seismic acoustic.

Л. Скакальська, вед. инж., Skakalska.sbigph@gmail.com,
Тел.: моб.: +38(068)5051361/дом.: +38(0322)34-20-69
Карпатское отделение Института геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины,
ул. Наукова, д. 49, кв. 46, г. Львов, 79060

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ФИЗИЧЕСКИХ И КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ В ГЕОЛОГИЧЕСКИХ СТРУКТУРАХ С НЕТРАДИЦИОННЫМ ГАЗОМ

Поскольку эффективность исследований поведения скоростей упругих волн в газоносных тонкослоистых геологических структурах зависит от выбора геофизической и математической моделей реальной геологической среды, численных методов решения задачи, то в работе считается целесообразным применение модели квазиоднородной, изотропной трещинно-пористой двухфазной среды с заданными физико-механическими свойствами. Предлагается расчёт эмпирических соотношений, связывающих объёмное сжатие, пористость и давление в пористых породах произвольного геологического региона. Проведён расчёт корреляционных связей и эмпирических зависимостей между коллекторскими свойствами и параметрами упругих волн, различение сухих и флюидонасыщенных пород на примере данных Залужанских скважин. При расчёте зависимостей коэффициентов сжимаемости флюидонасыщенных пород от пористости и давления используется метод наименьших квадратов (МНК). Проведено различение флюидов нефти и воды по параметру плотности. Создан алгоритм расчётов.

Эффективность предложенного исследования, базирующегося на методико-программном комплексе, его преимущества и возможности обеспечиваются:

– выработкой численно-аналитической прогностической схемы интерпретации сейсмоакустических данных тонкослоистых горных пород по обнаруженным связям между их динамическими физическими (эффективные скорости распространения волн, коэффициенты затухания амплитуд и поглощения их энергии) и коллекторскими (пористость, трещиноватость, сжимаемость) свойствами;

– применением предложенной модели и программных продуктов в геофизической практике разведки газоносных слоёв к геологической и геофизической информации о структуре разрезов и физических особенностях газоносных бассейнов. Введение в числовую схему сейсмоакустической разведки экспериментальных геолого-геофизических данных об условиях залегания горных пород на исследуемой площади обязательно по причине существования значительных отличий между физико-механическими свойствами разных территорий. Учёт такой входной информации, а также структурных и рассеивающих особенностей горных пород (плотность, слоистость, микропористость) гарантирует значительное повышение точности численного анализа. Предварительное тестирование проведено на данных упругих модулей и скоростей поперечных волн для сухих и флюидонасыщенных пород Navajo, Voise [7, 13]; рассчитаны упругие модули и скорости продольных волн для сухих и флюидонасыщенных пород Западного нефтегазоносного региона Украины (скважины Залужаны-18 и Залужаны-19). Цель этой работы – продемонстрировать возможность прогнозного метода [7] путем исследования коллекторских свойств пород скважин, оценить их газонасыщенность по данным акустического каротажа и базы геолого-физических и петрофизических данных.

Ключевые слова: объёмное сжатие, пористость, давление, геологический регион, нетрадиционный газ