

## СУЧАСНИЙ СТАН ЕФЕКТИВНОГО ВИКОРИСТАННЯ АКУСТИЧНОГО КАРОТАЖУ ДЛЯ ВИРІШЕННЯ НАФТОГАЗОПОШУКОВИХ ЗАВДАНЬ

С.Є. Розловська

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727125,  
e-mail: p g g n @ n i n g . e d u . u a

У прикладній геофізиці акустичний каротаж має широке застосування. Цей метод використовується для розв'язання великої кількості задач у ході дослідження свердловин на нафту і газ та призначений для вивчення параметрів хвильового поля гірських порід навколосвердловинного простору та неоднорідностей у затрубному просторі.

Інтерпретація результатів акустичного каротажу у багатьох випадках орієнтована на досить спрощене уявлення про середовище. Як правило, цього буває достатньо для досягнення поставленої мети розчленування розрізу, але існує низка практично важливих задач, під час розв'язання яких необхідно звертатися до уявлень про складний характер хвильового поля в середовищі.

У статті детально проаналізовано сучасний стан таких важливих для нафтогазової геофізики задач як визначення коефіцієнта пористості, оцінки характеру насичення порід-колекторів за даними акустичного каротажу та параметричного забезпечення сейсмозвідки.

Найбільш широко у літературі висвітлено питання визначення коефіцієнта пористості за різними параметрами пружних хвиль. Описано поодинокі результативні спроби виділити тріциноваті породи (але не зазначена можливість визначення кількісного параметра – коефіцієнта тріциноватості) та визначення структурних параметрів геологічного розрізу. Іде пошук рішень щодо оцінки проникності порід на основі аналізу параметрів хвилі Стоунлі. Багато публікацій присвячено питанню ідентифікації типу флюїду в поровому просторі гірських порід, хоча значна кількість способів оцінки типу флюїду в поровому просторі колекторів не знайшла практичної реалізації через їхню складність та неможливість врахування усіх чинників, і лише в окремих працях демонструється можливість кількісного визначення коефіцієнтів флюїдонасичення.

Ключові слова: коефіцієнт пористості, характер насичення колектора, густина породи, кут нахилу границі відбиття.

Акустический каротаж широко применяется в прикладной геофизике. Этот метод используется для решения большого количества задач в ходе исследования нефтегазовых скважин и предназначен для изучения параметров волнового поля горных пород околоскважинного пространства и неоднородностей в затрубном пространстве.

Интерпретация результатов акустического каротажа во многих случаях ориентирована на достаточно упрощенное представление о среде. Как правило, этого бывает достаточно для достижения поставленной цели расчленения разреза, но существует ряд практически важных задач, при решении которых необходимо обращаться к представлению о сложном характере волнового поля.

В статье подробно проанализировано современное состояние таких важных для нефтегазовой геофизики задач как определение коэффициента пористости, оценки характера насыщения пород-коллекторов по данным акустического каротажа и параметрического обеспечения сейсмозведки.

Наиболее широко в литературе освещены вопросы определения коэффициента пористости по различным параметрам упругих волн. Описаны единичные результативные попытки выделить тріциноватые породы (но не указана возможность определения количественного параметра - коэффициента тріциноватости) и определения структурных параметров геологического разреза. Идет поиск решений по оценке проницаемости пород на основе анализа параметров волны Стоунли. Много публикаций посвящено вопросу идентификации типа флюида в поровом пространстве горных пород, хотя значительное количество способов оценки типа флюида в поровом пространстве коллекторов не нашла практической реализации из-за их сложности и невозможности учета всех факторов, и только в отдельных работах демонстрируется возможность количественного определения коэффициентов флюїдонасичення.

Ключевые слова: коэффициент пористости, характер насыщения коллектора, плотность породы, угол наклона границы отражения.

Acoustic logging is widely used in applied geophysics. This method is used to solve a lot of problems in the study of oil and gas wells and study the wave field parameters of rocks of the borehole environment and heterogeneities in the annulus.

Interpretation of the acoustic logging results is focused in many cases on a fairly simplistic view of the environment. Usually, this is enough to achieve the goal of the section dismemberment but there are a lot of practically important problems, the solution of which requires considering the views of the wave field complex nature.

The current state of such important for the petroleum geophysics problems as porosity coefficient determination, assessment of the reservoir rock saturation nature according to the parametric acoustic logging and seismic software is analyzed in detail in the article.

*The problems of determining the porosity coefficient in accordance with various parameters of elastic waves are most widely covered in the literature. Individual productive attempts to allocate fractured rocks (but the possibility of determining the quantitative parameter, i. e. the coefficient of fracturing is not mentioned) and determination of the geological section structural parameters are described. There is a search for solutions for the rock permeability assessment based on the analysis of the parameters of the Stoneley wave. Many publications were devoted to the issue of identification of the type of fluid in the pore space of rocks, although a considerable number of ways to assess the type of fluid in the pore space of the reservoir has not found practical implementation because of their complexity and impossibility to take into account all the factors, and only in few papers the possibility of quantitative determination of the coefficients of fluid saturation is shown.*

Key words: porosity factor, nature of reservoir saturation, rock density, angle of reflection boundary

### Вступ

Акустичний каротаж (АК) в прикладній геофізиці має широкий спектр застосування. Цей метод використовується для розв'язання великої кількості задач у ході дослідження свердловин на нафту і газ [1-8] та призначений для вивчення параметрів хвильового поля гірських порід навколосвердловинного простору та неоднорідностей у затрубному просторі.

### Аналіз досліджень і публікацій

Перші згадки про акустичні дослідження відносяться до 1935 року, коли Конрат Шлюмберже описав можливість вимірювання швидкості звуку в породах, розкритих свердловиною, за допомогою одного передавача та двох приймачів, розташованих на відстані декількох дюймів від джерела [9]. За часів СРСР перші спроби вимірювання швидкостей розповсюдження пружних хвиль в свердловинах на малих базах з використанням малих вибухів були зроблені у 1937 році [3]. У 40-х роках компанії Shell та Magnolia Petroleum Company розробили прилади для визначення швидкості акустичних хвиль з метою перерахунку сейсмічних розрізів з часових у глибинні і кореляції сейсмічних відбиттів відповідно до літології та застосували їх на одному з нафтових родовищ [9]. З цього часу акустичні дослідження набрали поступового розвитку як у розробці нової апаратури, так і в удосконаленні підходів до обробки зареєстрованих сигналів і розширенні кола геологічних і технічних задач, які постають перед АК [3,4,6,9,10].

Розширення кола задач, які розв'язуються із залученням акустичного каротажу, буде обумовлено отриманням з акустичних сигналів більшої кількості інформативних параметрів, які можуть бути надійно зареєстровані та однозначно визначені тільки сучасними програмно-методичними комплексами [10-15].

Хвильове поле, яке реєструється сучасною апаратурою, містить в собі величезну, частіше за все, інтегральну інформацію про будову геологічного розрізу. Значення швидкостей розповсюдження, амплітуд та ефективного затухання хвиль, що реєструються при акустичному каротажі, визначаються широким колом факторів: літологічним складом порід, структурою порового простору, коефіцієнтами пористості та проникності, характером насиченості, наявністю обсадної колони, повнотою заповнення затрубного простору цементом та ступенем його

зчеплення з колоною та гірськими породами, дефектами колони та цементного кільця, властивостями рідини у стовбурі свердловини.

В останні роки вчені продовжують працювати над розв'язком ряду геологічних задач за допомогою акустичного каротажу. Їх можна поділити на такі групи: літологічне розчленування розрізу [6,7,16-20]; визначення пористості порід [6,16-27]; оцінка тріщинуватості порід [13,14,17,19,28-35]; виділення проникних порід [6,13,17,19,36-45,47]; оцінка характеру та коефіцієнтів насичення порід-колекторів [3,18-21,25,48-60].

### Виділення невирішених частин проблеми

Інтерпретація результатів акустичного каротажу у багатьох випадках орієнтована на досить спрощене уявлення про середовище. Як правило, цього буває достатньо для досягнення поставленої мети розчленування розрізу, але існує низка практично важливих задач, під час розв'язання яких необхідно звертатися до уявлень про складний характер хвильового поля в середовищі.

### Цілі статті

Зупинимося детальніше на аналізі сучасного стану таких важливих для нафтогазової геофізики задач як визначення коефіцієнта пористості, оцінки характеру насичення порід-колекторів за даними акустичного каротажу та параметричного забезпечення сейсморозвідки.

### Висвітлення основних досліджень

На сучасному етапі провідним пошуковим геофізичним методом є 3D-сейсморозвідка. Максимально можливим результатом наземної сейсморозвідки 3D є отримання значень акустичних імпедансів для випадку вивчення скалярного хвильового поля і коефіцієнтів Пуассона – для багатохвильової сейсморозвідки (3С) [61-63]. Решта параметрів (пористість, піщаність, глинистість та ін.) є похідними від хвильового поля. При цьому точність і достовірність їх визначення залежить від багатьох чинників. Одним з них є кількість і якість апріорної інформації про фізичні параметри середовища, які отримують за даними буріння, ГДС і вертикального сейсмічного профілювання (ВСП) [64], потрібні для перерахунку сейсмічних даних в ефективні (похідні) параметри для здійснення прогнозу властивостей геологічного

розрізу. Крім того необхідно вдосконалити методики обробки й інтерпретації типового комплексу геофізичних досліджень у свердловинах, більш широкого застосовувати спеціальні методи ГДС (нахилометрія, хвильовий акустичний каротаж) та сейсмічних досліджень у свердловинах [65].

Дані про швидкості розповсюдження поздовжніх (P) та поперечних (S) хвиль, доповнені даними про густину гірських порід, забезпечують розрахунок акустичного імпедансу та лінійної геоакустичної моделі (ЛГАМ) розрізу свердловин, що становить фундамент для вирішення детальних сейсморозвідувальних задач. Лінійна геоакустична одномірна модель найчастіше включає в себе пористість, компонентний склад порід, швидкості розповсюдження поздовжніх хвиль, акустичний імпеданс та коефіцієнти відбиття. Через необхідність вирішення сейсморозвідувальних задач, які потребують прогнозу колекторських та пружних властивостей досліджуваних порід, дана ЛГАМ повинна доповнюватися відповідними інформативними даними, наприклад коефіцієнтами Пуассона, Юнга та ін. Останні параметри отримуються за допомогою хвильового АК, який дає змогу визначити швидкість розповсюдження поперечної хвилі, та ГТК-Г для визначення густини порід.

Для уточнення структурних побудов за результатами наземної сейсморозвідки і детального аналізу відтворення умов осадо накопичення необхідно використовувати результати пластової нахилометрії. На жаль, у даний час, з різних причин згадані методи свердловинних досліджень, особливо ГТК-Г і пластова нахилометрія, використовуються в досить обмеженому обсязі. Без сумніву, це знижує ефективність застосування цих методів для параметричного забезпечення сейсморозвідки. Хоч деякі параметри, необхідні для забезпечення сейсморозвідки, можна вилучити з хвильового поля АК, яке є функціоналом інтегральної інформації про будову та властивості геологічного розрізу. Наприклад, нами удосконалено спосіб визначення кутів нахилу границь відбиття за результатами обробки фазокореляційних діаграм хвильового АК, ефективність якого підтверджено результатами пластової нахилометрії та структурними побудовами [66,67]. Це значно розширило сфери ефективного застосування результатів акустичного каротажу, адже визначення структурних параметрів будови навколо-свердловинного простору (кута нахилу границь відбиття) є актуальною задачею для нафтогазової геофізики на територіях складної тектонічної будови (наприклад, Передкарпатський прогин) і в зонах розвитку солянокупольної тектоніки (ДДЗ).

Для вирішення завдань прогнозування геологічного розрізу за даними наземних сейсмічних досліджень одним з необхідних параметрів є густина гірських порід. Тому важливим питанням для пошуку нового напрямку використання результатів акустичного каротажу є можливість застосування для інтерпретації даних

АК методики відновлення детальної акустичної моделі середовища за сейсмічними даними. Ця методика, розроблена у 80-х роках минулого століття Г.М.Гогоненковим, отримала назву "псевдоакустичний каротаж" (ПАК) [68]. Під час проведення акустичного каротажу реєструються хвилі, які проходять через границі. Тобто відмінність амплітудних характеристик хвилі, зареєстрованої над границею та під нею, після врахування ефектів затухання свідчить про величину коефіцієнта проходження хвилі через границю. У свою чергу коефіцієнт проходження пов'язаний з акустичними жорсткостями середовищ, що дає можливість перейти від послідовності коефіцієнтів проходження до розподілу акустичних жорсткостей (за аналогією ПАК) і на завершальному етапі – отримати розподіл густин. Ця запропонована нами ідея відтворення геогустинного розподілу геологічного розрізу за даними акустичного каротажу дозволяє отримати результати, які тісно узгоджуються з даними густинного каротажу [69,70]. Інший спосіб визначення густини за даними акустичного каротажу – за рівняннями стохастичного зв'язку «інтервальний час проходження поздовжньої хвилі – густина» шляхом використання палеток цих величин [13].

В основі визначення коефіцієнта відкритої міжзернової пористості лежить твердження, що осадові породи є гетерогенними середовищами, які складаються із зерен мінералів та флюїдів у поровому просторі [21]. Першим і найбільш простим за формою рівнянням, яке задовольняло вище наведені міркування, є рівняння середнього часу [3,4]

$$\Delta t_p = \Delta t_{ск} (1 - K_n) + \Delta t_{фл} K_n, \quad (1)$$

де  $\Delta t_{ск}$  – інтервальний час пробігу поздовжньої хвилі в непористому мінералогічному скелеті;

$\Delta t_{фл}$  – інтервальний час пробігу поздовжньої хвилі у флюїді, який заповнює пори;

$K_n$  – коефіцієнт пористості, виражений в частках одиниці.

Величина  $\Delta t_{фл}$  залежить від мінералізації пластової води, температури та ефективного тиску. Усі ці чинники враховуються у номограмах В.Н.Дахнова [71] або при оцінці числових значень  $\Delta t_{фл}$  за відповідними формулами [71,72].

Інтервальний час розповсюдження пружних хвиль у скелеті гірської породи залежить від мінерального скелету, характеру розподілу цементу та пружних властивостей міжзернових контактів. Величина  $\Delta t_{ск}$  визначається шляхом екстраполяції рівняння лінійної залежності  $\Delta t = f(K_n)$  до осі інтервального часу при умові  $K_n = 0$ .

Величини інтервальних часів вступу поздовжньої хвилі в скелеті породи для пісковиків різних родовищ та стратиграфічних одиниць, які залягають на різних глибинах, є різними. Вони залишаються постійною величиною на певній ділянці (невеликому інтервалі) розрізу. Експериментальні залежності  $K_n = f(\Delta t_p)$  [4,5,49,71,73], підтверджують факт зміни інтер-

вального часу вступу поздовжньої хвилі у скелеті порід-колекторів з глибиною (для пісковиків  $\Delta t_{ск} = 168 \div 210$  мкс/м). Крім того, для одних і тих же стратиграфічних відкладів для різних родовищ величина  $\Delta t_{ск}$  також є різною.

При визначенні коефіцієнта пористості пісковиків за допомогою рівняння середнього часу найкращі результати отримують для сильнотемпературних різновидів, які залягають на глибині більше 2000 м. Для менших глибин отримані значення коректують за ступінь ущільнення, орієнтуючись на ущільнення глин з глибиною, або застосовують інші фізико-геологічні моделі порід для АК [74]. Щодо карбонатних порід, то цю поправку не вносять, якщо вони залягають на глибині більше 700-1000 м [21].

У цілому за експериментальними та статистичними даними застосування рівняння середнього часу є ефективним для оцінки міжзернової пористості при наступному поєднанні фізико-геологічних особливостей порід: тип пористості – гранулярний; величина коефіцієнта пористості – від одиниці до 20-30%; величина глинистості – не більше одиниць відсотків; пори породи заповнено водою; ефективний тиск – не менше 40 МПа [3].

Проте колекторські властивості розкритого свердловиною розрізу залежать від цілої низки факторів, які змінюються не тільки за площею (родовищем), а навіть у межах одних стратиграфічних відкладів в окремій свердловині. Врахування цих факторів є актуальною задачею і тому протягом десятиліть рівняння середнього часу доповнювали або вводили відповідні поправки: за глинистість, за глибину залягання колектора, за характер насичення і т.д. Усі можливі реалізації рівняння середнього часу описані детально в літературі [6,21,75]. І на даний час відомо декілька десятків рівнянь, що пов'язують інтервальний час поширення поздовжньої хвилі та міжзернову пористість порід.

Під час оцінки пористості за швидкісними характеристиками середовища, враховують, що окрім пористості на швидкість хвиль впливають мінералогічний склад скелета, гранульованість, цементация та температура середовища. Під їх впливом швидкість може змінюватися на 20-25% та більше, приблизно так, як і внаслідок наявності пористості [25]. Також визначення  $K_n$  за даними АК ускладнюється в умовах вторинних процесів утворення порового простору (мікротріщинуватість зерен скелета, зміна форм і ущільнення контактів між зернами, локальність регенерації та інш.). При низькому ступені регенерації зерен скелета коефіцієнти пористості, визначені за АК та на керованому матеріалі, наближені між собою (відносна похибка 3,3%), а при високому ступені регенерації значення коефіцієнтів розходяться (відносна похибка 17,5%) [76]. За наявності результатів опису шліфів пропонується проводити оцінку регенерації зерен скелета породи і коректувати значення інтервального часу  $\Delta t_p$ . Це дає змогу підвищувати достовірність визначення коефіцієнта

пористості (відносна похибка зменшується на 9-18%).

Для врахування впливу глинистості колекторів використовують розширене рівняння середнього часу [49,71,77], рівняння В.Н. Дахнова [71]. Достовірність визначення  $K_n$  для глинистих порід-колекторів за цим рівнянням залежить від значень параметрів  $\Delta t_{ск}$ ,  $\Delta t_{фл}$ ,  $\Delta t_{зл}$ . Ці параметри є функціями багатьох чинників, що ускладнює їхнє визначення. Усі параметри розширеного рівняння, пов'язані з глинистістю, тобто коефіцієнт об'ємної глинистості ( $k_{зл}$ ) та інтервальний час поширення поздовжньої хвилі в твердій частині глинистої компоненти ( $\Delta t_{зл}$ ), приймають різні значення для шаруватої, структурної (у вигляді гранул) і дисперсної (розсіяної) глинистості [6,74]. Тому зазначені підходи дуже рідко використовуються у практиці ГДС через складність точної оцінки  $k_{зл}$  та  $\Delta t_{зл}$ . Якщо коефіцієнт об'ємної глинистості  $k_{зл}$  при відсутності петрофізичних зв'язків можна оцінювати за даними гамма-каротажу (ГК), то величина  $\Delta t_{зл}$  згідно наукових джерел даних [4,5,71] є досить умовною. Дуже часто буває важко визначити істинні значення  $\Delta t_{зл}$ , оскільки при проведенні досліджень напроти них мають місце каверни. Деякі дослідники [71,78] рекомендують величину  $\Delta t_{зл}$  знімати з діаграм інтервального часу напроти нерозмитих глин. Проте глини (аргіліти) характеризуються доволі широким діапазоном зміни вищезгаданого параметра навіть у суміжних інтервалах залягання колектора. Це пов'язано перш за все із різним ущільненням глин. Тому для оперативної інтерпретації необхідно застосовувати інші підходи щодо оцінки глинистості порід-колекторів.

Одним із них є спосіб фірми Schlumberger [79]: якщо метод самочинної поляризації (ПС) характеризується досить чіткою диференціацією розрізу, то вплив глинистості можна виключити шляхом введення поправки до рівняння середнього часу, яке при вираженні через  $k_n$  набуває вигляду:

$$k_n = \frac{\Delta t - \Delta t_{ск}}{\Delta t_{фл} - \Delta t_{ск}} \cdot \frac{1}{(2 - \alpha_{ПС})} = R_{ПС} k_n^{АК}, \quad (2)$$

де  $k_n$  – "істинна" пористість глинистого колектора,

$k_n^{АК}$  – пористість, визначена за АК,

$\alpha_{ПС}$  – відносна амплітуда методу самочинної поляризації.

Для розрахунку відносної амплітуди ПС вибирають опорні пласти, які можуть бути також використані при визначенні  $\Delta t_{ск}$ .

Протягом десятиліть використання рівняння (2) успішно визначено пористості теригенних порід-колекторів в діапазоні 1-30%. Необхідно констатувати, що підхід до врахування глинистості за даними ПС практично універсалізує рівняння середнього часу для теригенних колекторів. Недоліки визначення пористості глинистих колекторів комплексом методів АК+ПС пов'язані з компонентом ПС вказаного комплексу і полягають у наступному:

а) у необсадженої свердловині у ряді важливих для практики випадків метод ПС малоінформативний (наприклад, якщо мінералізація промивальної рідини близька до мінералізації флюїду в присвердловинній зоні);

б) в обсадженої свердловині проведення електричного каротажу за методом ПС неможливе, тоді як АК працює і через колонну.

Постає питання: як бути при відсутності методу ПС або його поганій диференціації розрізу. Слід згадати, що основний метод, покази якого залежать від породоутворюючих глинистих елементів є метод природної радіоактивності. Власне подвійний різницею параметр гамма-каротажу використовують як поправку за глинистість у петрофізичних моделях, отриманих при аналізі керну та ГДС при відсутності диференціювання розрізу методом ПС [1,72,80].

У даний час відомі способи оцінки пористості колекторів із врахуванням їх глинистості на основі комплексу методів акустичного та гамма-каротажу (АК+ГК). Суттєвою перевагою такого підходу є можливість використання його в обсаджених свердловинах [81]. Цей спосіб полягає в тому, що пористість глинистих колекторів визначають у мультиплікативній формі двох множників

$$k_n = R_{ГК} k_n^{АК} = k_n^{АК} \frac{1}{1 + \frac{\varphi(\Delta J_\gamma)}{\varphi(\Delta J_\gamma) + k_n^{АК}}}, \quad (3)$$

де  $R_{ГК}$  – поправочний коефіцієнт за глинистість на основі методу ГК,

$\Delta J_\gamma$  – подвійний різницею параметр ГК, який визначається об'ємною глинистістю  $K_{глі}$  і, на відміну від параметра  $\alpha_{ПС}$ , не залежить від пористості,

$\varphi(\Delta J_\gamma)$  – відома апроксимація залежності  $k_{глі}$  і параметра  $\Delta J_\gamma \in (0,1)$ , отримана емпірично на основі кернових і свердловинних досліджень; зокрема на обмеженому інтервалі глинистості ( $k_{глі} < 0,3$ )  $\varphi(\Delta J_\gamma) \approx q \Delta J_\gamma$ , де  $q$  – числовий коефіцієнт ( $\approx 0,5$ ).

Очевидно, що для введення запропонованої поправки  $R_{ГК}$  необхідно знати апроксиманту залежності параметра ГК від коефіцієнта глинистості, а це потребує додаткових досліджень кернового матеріалу, часто відсутнього або наявного в недостатній кількості, особливо на етапі оперативної інтерпретації. У разі можливості оцінки залежності  $\varphi(\Delta J_\gamma)$  використання поправки  $R_{ГК}$  дає змогу враховувати глинистість для визначення пористості глинистих порід-колекторів за даними АК.

Нами отримано досить просте розширення рівняння середнього часу для врахування глинистості колекторів [82]

$$k_n = \frac{\Delta t_P - \Delta t_{СК}}{\Delta t_\phi - \Delta t_{СК}} \cdot \frac{1}{1 + \Delta J_\gamma}. \quad (4)$$

Ефективність запропонованого підходу підтверджено результатами досліджень керну. Коефіцієнт детермінації рівняння регресії між

розрахованими та визначеними на керновому матеріалі значеннями коефіцієнта пористості становить 0,89 [67,83,84]. Запропонований спрощений алгоритм введення поправки за глинистість за даними ГК є достатньо надійним підходом для визначення пористості колекторів у ході оперативної інтерпретації геофізичних даних і слід рекомендувати його для використання на практиці.

Досить цікавим та відкритим залишається питання визначення пористості порід з використанням інтервального часу  $\Delta t_s$  поперечної хвилі. У науковій літературі зазначається важлива перевага використання цього параметра для вирішення поставленої задачі: отримані результати не залежать від типу флюїду в поровому просторі [26]. Вимірювання інтервального часу поперечної хвилі на даний час практично не проводиться. Але за наявності таких даних отримання кількісних значень коефіцієнта пористості вимагає значної колекції зразків для встановлення рівняння регресії або оцінки коефіцієнта, що описує шлях поширення поперечної хвилі навколо пор.

Для визначення коефіцієнта пористості за динамічними параметрами поздовжньої та поперечної хвиль рекомендують використовувати величину затухання повздовжніх і поперечних хвиль [85-87]. Але для складнобудованих колекторів шляхи проходження сигналів ближнього і дальнього зондів настільки відрізняються, що реалізувати диференційний метод вимірювання коефіцієнта затухання неправомірно [88,89].

На сучасному етапі відомі дослідження [90], де для визначення коефіцієнта пористості рекомендовано використовувати такі динамічні параметри акустичних сигналів, як коливні швидкості поздовжньої та поперечної пружних хвиль, причому коефіцієнт кореляції між середньою коливною швидкістю та величиною коефіцієнта пористості вищий, ніж пористістю та інтервальним часом.

Перевагами визначення коефіцієнта пористості за даними коливних швидкостей поздовжньої та поперечної пружних хвиль є безпосередній зв'язок цих динамічних характеристик з фільтраційними процесами і широкий діапазон зміни вимірювального параметра при зміні пористості, а недоліками – різні умови дослідження залежно від часу розкриття розрізу; нелінійний зв'язок пористості з динамічними параметрами поперечної хвилі; складність виділення самої поперечної хвилі із сигналу акустичного зонда [88,90].

Визначення характеру насичення порід-колекторів є однією із основних задач промислової геофізики. У цьому напрямі зроблено досить багато [5,49,71,91]. Суть усіх робіт, присвячених визначенню нафтогазоносності колекторів, зводиться до комплексного аналізу методів ГДС, згідно якого порода-колектор оцінюється на предмет насичення. У даному випадку найбільш інформативними є методи електричного опору, радіоактивні методи, газометрія та люмінесцентний аналіз. У процесі оператив-

ної інтерпретації основними при оцінці характеру насичення порід-колекторів є методи електричного опору. Детально зупиняться на кожному із методів немає потреби, оскільки фахівці у галузі ГДС їх широко використовують. Окремо слід зазначити, що при наявності низькоомних колекторів їх використання (особливо методів електрометрії) не завжди ефективно. На практиці оцінка характеру насичення порід-колекторів може проводитися у два етапи. Перший включає аналіз методів ГДС, які записані у відкритому стовбурі свердловини (ІК, БК, БКЗ, МБК, ННК і т.д.). Якщо на даному етапі не вдається оцінити характер насичення порід-колекторів, то це проводиться на другому етапі, який передбачає почасові заміри методами ГДС. Такий підхід часто зустрічається на практиці. Повторні заміри методів ГДС проводять як у відкритому, так і закритому стовбурі свердловини (коли опущена обсадна колона). Якщо повторний замір у відкритому стовбурі свердловини є менш ефективним при оцінці характеру насичення (за незмінених параметрів бурового розчину), то в обсадженої свердловині ефективність досягається шляхом почасових замірів радіоактивних полів, які змінюються в процесі розформування зони проникнення (як приклад, комплексне використання методів ННК, ІННК). Специфіка досліджень радіоактивними методами в обсаджених свердловинах полягає у тому, що на їх покази будуть впливати ще й інші чинники [92-95]. Так, наприклад, у заглиблених колекторах оцінити характер насичення за даними комплексу РК є досить важко через високі поглинаючі властивості водню, який міститься у глинах. Це стосується як імпульсних (ІННК), так і стаціонарних (ННК) радіоактивних методів. Ще одним вагомим несприятливим фактором при оцінці насичення є наявність у колекторах прісних пластових вод.

Ефективність використання всіх наявних у комплексі ГДС методів для вирішення даної проблеми дасть змогу більш точно оцінювати тип і склад флюїду в поровому просторі колектора. Тому в процесі оперативного реагування на перспективи розкритого розрізу необхідним і актуальним є використання результатів інших методів, для яких вплив характеру насичення колекторів має іншу фізичну основу, ніж для електричних і радіоактивних методів. Резервом підвищення інформативності ГДС у розв'язку згаданої задачі є акустичний каротаж.

Визначення характеру насичення колекторів за параметрами акустичних пружних хвиль базується на різниці швидкостей розповсюдження та затухання поздовжньої та поперечної хвиль в породах, насичених флюїдом. У моделі піщаного колектора коефіцієнти затухання поздовжньої хвилі збільшується при заміні води на нафту та газ у 3-4 рази, а швидкість розповсюдження зменшується на 0-20% [3,49].

У випадку використання швидкісних та амплітудних параметрів для визначення характеру насичення, існує проблема неоднозначності внаслідок накладання різних факторів. У роботі [20] стверджується, що швидкість  $V_p$

суттєво не залежить від ступеня водонасиченості в інтервалі від 9 до 85% і є мінімальною, а при насиченості до 100% зростає удвічі. Тому диференціацію порід-колекторів при частковому водонасиченні ефективніше проводити за параметром поглинання.

Дослідники, які використовували відношення швидкостей  $V_p/V_s$  та амплітуд  $A_p/A_s$  пружних хвиль, зазначають [96], що визначальним для цих відносних величин є характер насичення, а вплив літології та пористості на них значно менший, ніж на параметри швидкості й амплітуди.

У роботі [25] описано фізичне моделювання середовищ з різними видами пористості та імітування ситуації заповнення порового простору флюїдом. На основі проведених досліджень автор стверджує, що на декремент затухання поперечної хвилі впливає тільки пористість, а поздовжньої хвилі – пористість з ваговим коефіцієнтом, який визначається фізичною природою флюїду. Одночасне вимірювання обох декрементів, на думку автора, несе інформацію, необхідну для пошуку нафтогазоносних колекторів. Насичення рідиною порід з кавернозними порами практично не впливає на  $V_s$  і дещо збільшує  $V_p$ . Нафтонасичення різко зменшує вплив тріщин на величину  $V_p$  та незначною мірою впливає на  $V_s$ , тобто відношення  $V_s/V_p$  в цьому середовищі зменшується. Пропонується діагностувати флюїдонасичення за відношенням  $\gamma = V_s/V_p$  у породах з міжзерновою пористістю [25,50]. Наявність газу в порах призводить до зменшення коефіцієнта Пуассона та збільшення  $\gamma$ , а наявність води та нафти призводить до зворотного ефекту. Одночасне насичення пор газом та рідиною веде до взаємокомпенсуючого впливу на  $\gamma$ , зводячи до мінімуму аномальний ефект.

Найпростішу методику визначення пористості колекторів та ідентифікації газо-, нафто- та водонасичених інтервалів в обсаджених та відкритих свердловинах засновано на вимірюванні швидкостей поперечної та поздовжньої хвиль та порівнянні швидкостей у різних інтервалах між собою [52]. В інших роботах задачу пропонується розв'язувати шляхом розрахунку модуля об'ємного стиску [53] або об'ємного стиску та зсуву [54] та оцінювати характер насиченості після врахування впливу пористості та складу мінерального скелета породи.

У випадку якісного зчеплення цементного кільця з колоною та породою при каротажі повної енергії надійно виявляються раніше пропущені продуктивні колектори будь-якого типу та встановлюються поточні ВНК, ГНК і ГВК [19,55].

Методика визначення насиченості теригенних та карбонатних порід і знаходження положення міжфлюїдних контактів з використанням обрахованих за АК значень коефіцієнтів Пуассона  $\sigma$  описано в [56]. У пісковиках з високими значеннями фільтраційно-емнісних властивостей ( $K_n=30\%$ ,  $K_{np}=1200$  мД) значення  $\sigma$  складали 0,10-0,18 в газонасичених інтервалах, 0,20-0,25 – в нафтонасичених і вище 0,35 – в

породах, що містять вільну або тільки слабо-зв'язану або залишкову воду. Приблизно такі ж значення  $\sigma$  зареєстровано на водонафтовому контакті в карбонатних породах з пористістю 16%. Також цю задачу було успішно розв'язано й при низьких значеннях фільтраційно-емкісних властивостей в польовошпатних пісковиках ( $K_n=20\%$ ,  $K_{np}=2-4$  мД, вміст шпатів – до 30%). У глинистих пісковиках ( $K_{ст}=20\%$ ,  $K_n=18-23\%$ ,  $K_{np}$  – до 2000 мД) визначено положення нафтогазового контакту при високому насиченні порід прісними водами ( $K_g=45-65\%$ ). У роботі [25] зазначено, що коефіцієнт Пуассона помітно зменшується у випадку міжзернової газонасиченої пористості, що пояснюється зменшенням жорсткості скелета.

У роботі [57] виділялися газонасичені інтервали з низькими значеннями коефіцієнта газонасичення ( $K_g=5-50\%$ ) у рихлих незцементованих пісковиках ( $k_n=30-35\%$ ) з використанням відношення  $V_p/V_s$ .

Прогноз насиченості колекторів, який базується на кінематичних та динамічних характеристиках хвиль, запропоновано в [58,97,98]. Для цього використовуються переважно енергетичні, рідше – частотні та фазові характеристики хвиль (поведінка фаз часто є індикатором газонасичення). Це досягається побудовою полів миттєвих амплітуд, частот та фаз після перетворень хвильових пакетів, спрямованих на підвищення відношення амплітуд корисних сигналів та завад. Також використовуються параметричні криві енергій  $P$  та  $S$  хвиль у часовій області. Основою підходу, який використовує кінематичні характеристики, є методика, що розглядає таку послідовність: швидкості  $P$  та  $S$  хвиль – коефіцієнт стиснення – коефіцієнт нафтонасичення. Перевага цієї методики – кількісний прогноз. Прогноз за динамічними характеристиками дозволяє отримувати лише якісні оцінки насиченості. Наголошується, що цей підхід немає загального теоретичного обґрунтування та не завжди підтверджується фізичним моделюванням і дослідженнями керну, але за наявності апріорної інформації (дані про опорні пласти з відомим насиченням) методика дозволяє отримати прийнятні результати у відкритих та обсаджених свердловинах.

Однак, для перевірки запропонованих ідей цікавими є дослідження в реальних умовах. У роботі [58] за матеріалами АК на одній з позначок глибини на фоні інтервалу, який характеризується типовими ознаками продуктивного колектора, виявлено різку зміну миттєвих амплітуд та частот, що дозволяє зробити припущення про наявність водонафтового контакту на цій глибині. Промислові випробування цього інтервалу призвели до отримання нафти з водою.

У роботах [99,100] нами показано вплив пористості та глинистості на амплітуду поздовжньої хвилі за умови однакового характеру насичення колектора та встановлено, що серед динамічних характеристик найбільшою чутливістю до типу флюїду відзначається амплітуда поздовжньої хвилі. Знайдено додатковий інфо-

рмативний параметр поздовжньої хвилі АК, на який визначальний вплив має тип флюїду в поровому просторі колектора, – значення амплітуди  $A_0$  поздовжньої хвилі при довжині зонда  $L \rightarrow 0$ . Розроблено підхід до оцінки характеру насичення за параметром  $A_0$ , визначеним за амплітудою поздовжньої хвилі, зареєстрованої багатозондовим приладом хвильового акустичного каротажу (АМАК-2) [12]. Ефективність нового підходу якісної оцінки характеру насичення підтверджено результатами випробувань продуктивних інтервалів.

У роботі [51] пропонується кількісно визначати коефіцієнти поточної нафтонасиченості порід в свердловинах довготривалої експлуатації. В основі оцінки – різниця стисливості пластових флюїдів та їхній внесок в загальну стисливість колекторів, яку розраховують за значеннями  $V_p$  та  $V_s$ . Цей підхід при додатковому врахуванні затухання пружних хвиль використано в [59,60]. Методика оцінки нафтогазонасиченості теригенних колекторів в обсаджених свердловинах базується на збільшенні затухання  $P$  та  $S$  хвиль та розрахунку ефективної стисливості порід. Ця методика є перспективною, але потребує великої кількості кернового матеріалу для врахування різного роду геологічних чинників. Тобто її використання можливе тільки на етапі підрахунку запасів об'ємним методом.

Проводяться дослідження з визначення газонасичених інтервалів у затрубному просторі за затуханням відбитої поверхневої хвилі (хвилі Стоунлі) [101]. В цій роботі, окрім зазначеної розв'язувальної задачі, пропонується розв'язувати задачі розробки та екологічного моніторингу родовищ: контроль поточного газорідного контакту, визначення наявності або відсутності газу за колоною в інтервалах непроникних порід, виявлення техногенних покладів газу, моніторинг підземних газосховищ, використовуючи затухання хвилі Стоунлі.

Слід зауважити, що значна кількість способів оцінки типу флюїду в поровому просторі колекторів не знайшла практичної реалізації через їхню складність та неможливість врахування усіх чинників. Отже, задача визначення характеру насичення порід-колекторів за даними акустичного каротажу є актуальною.

### Висновки

Проведений огляд літературних джерел дає можливість зробити такі висновки щодо застосування акустичного каротажу для розв'язку геологічних задач. Літологічне розчленування геологічного розрізу найбільш повно, достовірно та коректно проводиться лише за даними комплексу методів геофізичних досліджень свердловин (ГДС), хоч не остання роль у вирішенні цього питання відведена акустичному каротажу. Найбільш широко у літературі висвітлено питання визначення коефіцієнта пористості за різними параметрами пружних хвиль. Описано поодинокі результативні спроби виділити тріщинуваті породи (але не зазначена мо-

жливості визначення кількісного параметра – коефіцієнта тріщинуватості) та визначення структурних параметрів геологічного розрізу. Іде пошук рішень щодо оцінки проникності порід на основі аналізу параметрів хвилі Стоунлі. Багато публікацій присвячено питанню ідентифікації типу флюїду в поровому просторі гірських порід і лише в окремих працях демонструється можливість кількісного визначення коефіцієнтів флюїдонасичення.

На думку автора, незважаючи на багаторічний досвід застосування АК, у вивченні можливостей цього методу залишилося ще багато “білих плям” та невикористаних можливостей.

### **Література**

1 Петкевич Г. И. Применение акустического каротажа при решении геологических задач для разрезов песчано-глинистых пород (опыт комплексирования с другими методами) / Г. И. Петкевич, Ю. Н. Усенко, Г. И. Прутуло. – К.: Наукова думка, 1982. – 172с.

2 Акустические методы исследования нефтяных и газовых скважин / Е. В. Карус, О. Л. Кузнецов, Б. Н. Ивакин. – М.: ОНТИ ВНИИЯГ, 1972. – 296 с.

3 Ивакин Б.Н. Акустический метод исследования скважин / Б. Н.Ивакин, Е. В. Карус, О. Л. Кузнецов. – М.: Недра, 1978. – 320 с.

4 Булатова Ж. М. Акустический каротаж / Ж. М. Булатова, Е. А. Волкова, Е. Ф. Дубров. – Л., Недра, 1970. – 264 с.

5 Исследования в открытом стволе нефтяных и газовых скважин / Б. Ю. Вендельштейн, В. М. Ильинский, Ю. А. Лимберег, З. К. Козина./ Под ред. Н. А. Савостьянова. – М.:Недра, 1984. – 230 с.

6 Козяр В. Ф. Акустические исследования в нефтегазовых скважинах – состояние и направления развития / В. Ф. Козяр, Д. В. Белоконь, Н. В. Козяр, Н. А. Смирнов // Каротажник. – 1999. – Вып. 63. – С. 11–117.

7 Лещук В. В. Геоакустические исследования околоскважинной среды / В. В.Лещук. – К.: Наукова думка, 1977. –156 с.

8 Петкевич Г. И. Скважинная сейсмоакустика при решении задач прогнозирования геологического разреза / Г. И. Петкевич, Р. П. Морошан, Ю. В. Филатов. – Киев: Наукова думка, 1985. – 232с.

9 Arroyo Franco J. L. Sonic investigations in and around the borehole / J. L. Arroyo Franco, G. S. De, L. Renlie, S. Williams // Oilfield Review. – 2006. – V.18, № 1. – P.14–33.

10 Горгун В. А. Программный комплекс DIRAK – новый инструмент обработки данных акустического каротажа / В. А. Горгун, В. Е. Косарев, В. Н. Горбачев, М. Л. Михеев // Каротажник. – 2013. – № 10(232). – С. 190-203

11 Базин В. В. Программный комплекс Acoustic Waves для обработки данных АК, полученных в открытом стволе / В. В. Базин, Д. Л. Иванов // Каротажник. – 2007. – № 3(156). – С. 69-74.

12 Кашуба Г.А. Возможности аппаратурно-методического комплекса многозондового волнового акустического каротажа АМАК-2 при решении геологических задач в нефтяных и газовых скважинах / Г.А. Кашуба, В.Г. Стельмах // Каротажник. – 2008. – Вып.170. – С.30–41.

13 Козяр Н. В. Практические аспекты оценки упругих параметров пород и контроль результатов гидроразрыва пласта по материалам прибора АВАК / Н. В. Козяр, В. В. Коробченко // Каротажник. – 2013. – №3(225). – С. 49-56.

14 Рахматуллина А. Р. Опыт применения многозондового кросс-дипольного акустического каротажа при сопровождении гидроразрыва пласта / А. Р. Рахматуллина, А. Е. Летичевский // Каротажник. – 2013. –10(232). – С. 97-101.

15 Многозондовая цифровая аппаратура волнового акустического каротажа ВАК-8 // [http://www.tng.ru/prj/sr\\_girs/tr-05](http://www.tng.ru/prj/sr_girs/tr-05)

16 Белоконь Д. В. Акустические исследования разрезов нефтегазовых скважин через обсадную колонну / Д. В. Белоконь, В. Ф. Козяр, Н. А. Смирнов // Каротажник. – 1996. – №29. – С.8–30.

17 Еникеев В. Н. Использование метода ВАК для оценки фильтрационно-емкостных свойств нижнемеловых и юрских отложений Когалымской группы месторождений нефти / В. Н. Еникеев, В. Г. Рафиков, В. В. Куликов // Каротажник. – 2000. – №77. – С.109-117.

18 Козяр В. Ф. Измерения параметров упругих волн зондами с монополярными и дипольными преобразователями (результаты промышленных испытаний) / В. Ф. Козяр, Н. А. Смирнов, Д. В. Белоконь, Н. В. Козяр // Каротажник. – 1998. – №42. – С.14-30.

19 Будыко Л. В. Об акустическом каротаже полной энергии / Л. В. Будыко, В. Б. Спивак, Ю. Д. Щербаков // Каротажник. – 2000. – №77. – С.37-58.

20 Машинский Э. И. Неупругие сейсмические эффекты и расширение возможностей методики прогнозирования геологического разреза / Э. И. Машинский // Геофизика. – 1996. – №6. – С.20-23.

21 Методические указания по обработке и интерпретации материалов акустического каротажа нефтяных и газовых скважин / В. Ф. Козяр, Д. В. Белоконь, Л. Н. Грубова и др. – М.: изд. ВНИИЯГТ, 1986. – 119 с.

22 Орлов Л. И. Петрофизические исследования коллекторов нефти и газа / Л. И. Орлов, Е. Н. Карпов, В. Г. Топорков. – М.: Недра, 1987. – 261 с.

23 Heysse D. R. Sonic porosity transforms and effects of pore shale and clay distribution / D. R. Heysse // Halliburton Energy Services. X1078. – 1995. – P. 1-13.

24 Кашуба Г. О. Стан і перспективи розвитку методу і апаратури акустичного каротажу / Г. О. Кашуба, Р. Ф. Федорів // Матеріали 6-ої Міжнар. наук.-практ. конф. “Нафта і газ України – 2000”. –Том 1. – Івано-Франківськ: Факел. – 2000. – С.316-317.

- 25 Гик Л. Д. Физическое моделирование при оценке прогнозов нефтегазоносности по данным акустического каротажа / Л. Д. Гик // Геофизика. – 1997. – № 1. – С.24-32.
- 26 Масленников В. И. Изучение порового пространства карбонатных коллекторов акустическим каротажем на поперечных волнах / В. И. Масленников, А. С. Струков // Прикладная геофизика. – 1984. – № 108. – С.123-126.
- 27 Ramamoorthy R. Total porosity estimation in shaly sand from shear modulus / R. Ramamoorthy, W. F. Murphy, C. Coll // SPWLA 36<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, Paris. – 1995, June 26-29. – paper H.
- 28 Воцалевский З. С. Обработка данных волнового АК с использованием исследовательской версии системы, базирующейся на СЦС-5 и акустическом мониторе / З. С. Воцалевский, В. А. Зеренинов, Г. В. Каширин и др. // Каротажник. – 1998. – № 50. – С. 43-54.
- 29 Марков М. Г. О полной энергии сигнала акустического каротажа / М. Г. Марков // Каротажник. – 1996. – №21. – С.62-69.
- 30 Naville C. Detection of permeable fractures by dipole shear anisotropy logging / C. Naville, D. Beland, J. P. Yver, J. Perrin // SPWLA 36<sup>th</sup> Annual Logging Symposium in Paris, 1995, June 26-29, – Abstr. Log Analyst. – 1995. – V. 36. – P. 45-47.
- 31 Joyce B. Advanced interpretation of fractured in unconsolidated gas sands / B. Joyce, D. Patterson, J. Thomas // SPWLA 36<sup>th</sup> Annual Logging Symposium in Paris, 1998, May 26-29, – Abstr. Log Analyst. – 1998. – V.39. – P.122-123.
- 32 Терехов О. В. Акустический сканер САС-90 как инструмент для решения геолого-геофизических задач при исследовании скважин / О. В. Терехов, В. М. Горохов, А. Р. Садыков и др. // Каротажник. – 2012. – № 7-8 (217-218). – С. 25-34.
- 33 Николаева Н. В. Информативность и результативность использования скважинного акустического сканера при детальных исследованиях разрезов скважин карбонатного и терригенного типа / Н. В. Николаева, А. В. Пономарев // Каротажник. – 2012. – № 11 (221). – С. 124-131.
- 34 Горбачев В. Н. Скважинный акустический сканер высокого разрешения / В. Н. Горбачев, М. Л. Михеев, А. Д. Акчурин и др. // Каротажник. – 2013. – №10(232). – С. 183-190.
- 35 Еремеев А. А. Выявление и оценка упругих свойств горных пород с вертикальной осью анизотропии по данным широкополосного акустического каротажа / А. А. Еремеев, И. В. Михальцева // Каротажник. – 2013. – №12(234). – С. 20-32.
- 36 Buffin A. Permeability from waveform sonic data in the Otway basin / A. Buffin, A. Sutherland // SPWLA 37<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, 1996, June 16-19, Abstr. Log Analyst. – 1996. – V.37. – P.95-96.
- 37 Sinha A. A new method for deriving permeability from borehole Stoneley waves and its application in the North Mongas field of Eastern Venezuela / A. Sinha, M. Rangel, R. Barbato, X. Tang // SPWLA 39<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, 1998, May 26-29, Abstr. Log Analyst. – 1998. – V.39. – P.67-69.
- 38 Tang X. Fracture Hydraulic conductivity estimation from borehole Stoneley wave transmission and reflection data / X. Tang // SPWLA 37<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, 1996, June 16-19, Abstr. Log Analyst. – 1996. – V.37. – P.31-33.
- 39 Edo T. Fracture and permeability evaluation in a fault zone from sonic waveform data / T. Edo, H. Ito, M. Badri, M. El Sheikh // SPWLA 38<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, 1997, June 15-18, Abstr. Log Analyst. – 1997. – V.38. – P.55-56.
- 40 Wu X. Estimation of permeability from attenuation of the Stoneley wave in a borehole / X. Wu, K. Wang // SEG / Denver'96: SEG Int. Expo. And 66<sup>th</sup> Annual Meet., Denver, Coto, 1996, November 10-15, V.1 – Tulsa (Oklahoma). – 1996. – С. BG3.7.
- 41 Марков М. Г. Некоторые проблемы обработки данных акустического каротажа с использованием волны Стоунли / М. Г. Марков // Каротажник. – 2000. – №72. – С.34-41.
- 42 Козьяр В. Ф. Выделение проницаемых пород-коллекторов по параметрам волны Стоунли (результаты промышленных испытаний) / В. Ф. Козьяр, Н. К. Глебочева, Н. Я. Медведев // Каротажник. – 1999, – №56. – С.52-59.
- 43 Крутин В. Н. Волновой акустический каротаж и проницаемость. Теоретические результаты / В. Н. Крутин, М. Г. Марков // Каротажник. – 1999. – №57. – С.16-22.
- 44 Будыко Л. В. Об определении проницаемости по материалам волнового АК / Л. В. Будыко // Каротажник. – 2000. – №72. – С.56-63.
- 45 Марков М. Г. О выборе моделей при решении прямых и обратных задач в теории АК в пористых проницаемых средах / М. Г. Марков // Каротажник. – 2000. – №77. – С.27-36.
- 46 Tang X. M. Joint International of Formation Permeability from Wireline Acoustic, NMR and Image log Data / X. M. Tang, M. Altunbay, D. Storey // SPWLA 39<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, May 26-29. – 1998, – P. KK1-KK14.
- 47 Козьяр В. Ф. Волны Лемба и Стоунли в скважине и решаемые с их помощью задачи промысловой геофизики / В. Ф. Козьяр, Н. В. Козьяр // Каротажник. – 2013. – № 4 (226). – С. 99-125.
- 48 Коноплев Ю. В. Выделение невыработанных нефтяных пластов в эксплуатационных скважинах и проницаемых интервалов в разведочных скважинах по данным сейсмоакустических исследований / Ю. В. Коноплев, В. Н. Лисицкий, В. П. Логинов и др. // Каротажник. – 1998. – № 50. – С.54-63.
- 49 Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализа керна, опробования и испытания продуктивных пластов / Под ред. Б. Ю. Вендельштейна, В. Ф. Козьяра, Г. Г. Яценко. – Калинин: НПО “Союзпромгеофизика”, 1990. – 261 с.

50. Поляков Е. Е. Применение широкополосного волнового акустического каротажа для определения характера насыщения и ФЕС коллекторов через колонну / Е. Е. Поляков, А. Я. Фельдман, В. И. Ищенко, Е. А. Федорова // Каротажник. – 1997. – №33. – С.18-29.

51 Добрынин В. М. Новая технология определения текущей нефтенасыщенности / В. М. Добрынин, А. В. Городнов, В. Н. Черноглазов // Каротажник. – 1996. – №29. – С.57-67.

52 Moos D. Sonic logging through casing for porosity and fluid characterization in the Wilmington field, CA / D. Moos, J. Dvorkin // SEG / Denver'96: SEG Int. Expo. And 66<sup>th</sup> Annual Meet., Denver, Coto, 1996, November 10-15, – Tulsa (Oklahoma), – 1996. – V.1. – С.BG2.5.

53 Saxena V. Hydrocarbon evaluation through modulus decomposition of sonic velocities in shaly sands / V. Saxena // SPWLA 37<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, 1996, June 16-19, Abstr. Log Analyst. – 1996. – V.37. – P.76-78.

54 Ramamoorthy R. Fluid identification through dynamic modulus decomposition in carbonate reservoirs / R. Ramamoorthy, W. F. Murphy // SPWLA 39<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, 1998, May 26-29, Abstr. Log Analyst. – 1998. – V.39. – P.131-133.

55 Добрынин В. М. Опыт применения волнового акустического каротажа для оценки текущей нефтенасыщенности пластов / В. М. Добрынин, А. В. Городнов, В. Н. Черноглазов и др. // Каротажник. – 2000. – №71. – С.21-27.

56 Condessa L. G. Hydrocarbon identification in fresh-water bearing reservoirs using dynamic Poisson's ratio: a case study / L. G. Condessa // Trans. SPWLA 36<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, 1995, June 26-29, paper K.

57 Hornby В. Е. Analysis of full-waveform sonic data acquired in unconsolidated gas sands / В. Е. Hornby, Е. С. Pasternack // SPWLA 39<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, 1998, May 26-29, Abstr. Log Analyst. – 1998. – V.39. – P.93-94.

58 Бетчер С. А. Прогноз текущей нефтенасыщенности терригенных коллекторов по материалам волнового АК / С. А. Бетчер, В. А. Зеренинов, Б. З. Лабковский. // Каротажник. – 1998. – №48. – С.15-22.

59 Ахияров В. Х. Новые промыслово-геофизические технологии контроля результатов разработки месторождений углеводородов / В. Х. Ахияров, Е. Е. Поляков, М. Л. Микин и др. // Геоинформатика. – 1996. – №4-5. – С.95-101.

60 Поляков Е. Е. Современные геофизические технологии контроля разработки газовых и нефтяных месторождений / Е. Е. Поляков, В. Г. Фельдман, В. Г. Фоменко и др. // Каротажник. – 1998. – №52. – С.46-49.

61 Левянт В. Б. Методические рекомендации по применению пространственной сейсморазведки на разных этапах геологоразведочных работ на нефть и газ / В. Б. Левянт, К. Е. Закровский, В. И. Пораскун. – М., 2000. – 64 с.

62 Brown A. R. Interpretation of Three-Dimension Seismic Data / A. R. Brown. – Tulsa, AAPG Memoir 42, 2004. – 542p.

63 Боганик Г. Н. Сейсморазведка: Учебник для вузов / Г. Н. Боганик, И. И. Гурвич. – Тверь: Изд. АИС, 2006. – 744 с.

64 Славкин В. С. Моделирование природных резервуаров нефти и газа на основе структурно-литологической интерпретации данных сейсморазведки и бурения / В. С. Славкин, Е. А. Копилевич. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995. – 168 с.

65 Розробка технології комплексування нових геофізичних методів дослідження свердловин та сейсморозвідки (методичні рекомендації) / В. Г. Колісниченко, Г. О. Кашуба, В. А. Рюмін // Визначення пріоритетних нафтогазоперспективних площ та об'єктів в межах північних окраїн Донбасу, перспектив нафтогазоносності перехідних та мілководних зон півдня України та розробка технології комплексування нових геофізичних методів дослідження свердловин та сейсморозвідки. Звіт: Дог. № 4-НДР-07, 2007. – 276 с.

66 Розловская С. Е. Интерпретация материалов волнового акустического каротажа с целью определения угла наклона границ отражения / С. Е. Розловская // Международная конференция “Ресурсо-воспроизводящие, малоотходные и природоохранные технологии освоения недр”, г. Усть-Каменогорск, Казахстан, 18-21 сентября 2012 г. – С.194-196.

67 Фролова С. С. Методологічні аспекти підвищення ефективності використання інформативного сигналу хвильового акустичного каротажу: дис. на здобуття наук. ступеня канд. геол. наук – Івано-Франківськ, 2011. – 120 с.

68 Гогоненков Г. Н. Изучение детального строения осадочных толщ сейсморазведкой / Г. Н. Гогоненков. – М.: Недра, 1987, – 221 с.

69 Муц С. С. Визначення геострутинного розподілу за даними акустичного каротажу / С. С. Муц // Тези доповідей наук.-практ. Конференції «Нафтогазова геофізика – стан та перспективи». – Івано-Франківськ. – 2009. – С.200-202.

70 Фролова С. С. Використання акустичного каротажу для визначення густини гірських порід / С. С. Фролова // Геодинаміка. – Львів. – 2011. – № 2 (11). – С. 310-312.

71 Дахнов В. Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазоносности горных пород / В. Н. Дахнов. – М.: “Недра”, 1975. – 344 с.

72 Федоришин Д. Д. Теоретико-экспериментальні основи петрофізичної та геофізичної діагностики тонкопшаркових порід-колекторів нафти і газу (на прикладі Карпатської нафтогазоносної провінції): дис. на здобуття наук. ступеня доктора геол. наук / Федоришин Дмитро Дмитрович – Львів, 1999. – 288 с.

73 Вендельштейн Б. Ю. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов (при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений) /

Б. Ю. Вендельштейн, Р. А. Резванов. – М.: Недра, 1978. – 318 с.

74 Карпенко А. Н. Интерпретационная модель акустического каротажа (по  $\Delta T$ ) для песчано-алевритовых пород Бильче-Волицкой зоны Предкарпатского прогиба / А. Н. Карпенко // Геофизический журнал. – 2005. – №4, – Т.27. – С.626-635.

75 Авчан Г. М. Физические свойства осадочных пород при высоких давлениях и температурах / Г. М. Авчан. – М.: Недра, 1972. – 145 с.

76 Старостін А. В. Геофізичне моделювання з метою контролю вилучення вуглеводнів у процесі розробки продуктивних порід-колекторів складної будови (на прикладі родовищ ДДЗ): дис. на здобуття наук. ступеня канд. геол. наук. – Івано-Франківськ, – 2009. – 226 с.

77 Вербицкий Т. З. Построение интерпретационных уравнений для оценки пористости по акустическому каротажу / Т. З. Вербицкий, О. В. Шеремета, Г. И. Петкевич, Ю. Н. Усенко // Нефт. и газовая пром-сть. – 1973. – №5. – С. 8 – 10.

78 Сільвейн Дж. Пірсон Справочник по интерпретации данных каротажа. – М.: Недра, 1966. – 414 с.

79 Патент кл. 340 – 15.5 ВН, (G01V1/40), № 3909775 США/ Lavigne J.C.Methods and apparatus for acoustic logging through casing. [Schlumberger Technology Corp.]: Заявл. 26.10.73, № 409.788. – Оpubл. 30.09.75.

80 Карпенко О. М. Науково-методичні засади оцінки емнісно-фільтраційних властивостей гірських порід тонкошаруватих розрізів родовищ вуглеводнів за даними геофізичних досліджень / автореф. дис. на здобуття наук. ступеня д-ра геол. наук: спец. 04.00.22 "Геофізика" / Карпенко Олександр Миколайович; Київ. Київський національний університет ім. Т. Шевченка. – Київ, 2005. – 24 с.

81 Патент № 86678 Україна, МПК G01V 1/28, G01V 5/00. Спосіб визначення пористості глинистих порід в нафтогазових свердловинах / Кашуба Г. О., Кулик В. В., Бондаренко М. С.; заявник і патентовласник Інститут геофізики НАН України. – № а200707907; заявл. 13.07.2007; опубл. 12.05.2009, Бюл. № 9.

82 Кашуба Г. О. Деякі аспекти визначення пористості глинистих колекторів за даними АК / Г. О. Кашуба, С. Є. Муц // Моніторинг геологічних процесів: матеріали ІХ Міжнар. наук. конференції, 14-17 жовтня 2009р. – Київ, 2009. – С.178-180.

83 Муц С. Є. Врахування глинистості порід-колекторів при визначенні коефіцієнта пористості за матеріалами акустичного каротажу / С. Є. Муц // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ. – 2010. – №1(34). – С.132-137.

84 Розловська С. Є. Зіставлення різних способів визначення коефіцієнта пористості терригенних колекторів з врахуванням глинистості за даними акустичного каротажу // С. Є. Розловська, Н. С. Ганженко, К. І. Муц // Геодинаміка. – Львів. – 2013. – №1(14).

85 Дзедбань И. П. Изучение возможностей совместного использования ультразвуковых продольных и поперечных волн для исследования разрезов скважин: Автореф. дис. канд. тех. наук. – М., 1970. – 32 с.

86 Петкевич Г. И. Акустические исследования горных пород в нефтяных скважинах / Г. И. Петкевич, Т. З. Вербицкий. – К.: Наукова думка, 1970. – 125 с.

87 Николаевский В. Н. Механика пористых и трещиноватых сред / В. Н. Николаевский. – М.: Недра, 1984. – 232 с.

88 Вимірювання параметрів імпульсних коливань / Федорів Р. Ф. – К.: Наук. думка, 1984. – 152 с.

89 Федорів Р. Ф. Система автоматичного пошуку, виділення та відбору першого вступу сигналу акустичного зонда / Р. Ф. Федорів, Г. О. Кашуба // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ. – 1997. – Вип. 34, том 1. – С. 131 – 142.

90 Кашуба Г. О. Теоретичні та методичні основи визначення емнісних параметрів порід-колекторів за даними інтерпретації акустичних хвильових полів: дис. на здобуття наук. ступеня канд. геол. наук, – Івано-Франківськ, 2004. – 150 с.

91 Журавлев Т. Б. Особенности обработки данных ядерно-физических методов при определении текущей нефтенасыщенности коллекторов сложно построенных низкопористых карбонатно-терригенных отложений / Т. Б. Журавлев, А. Н. Тропин, К. В. Чернолецкий и др. // Каротажник. – 2009. – Вып.178. – С.15–29.

92 Тимошенко А. П. Опыт применения импульсного нейтрон-нейтронного каротажа для оценки коллекторских свойств и текущей газонасыщенности пластов Северо-Ставропольского подземного хранилища газа / А. П. Тимошенко, А. А. Зименко, Л. М. Едигорьянц и др. // Каротажник. – 2007. – Вып.162. – С.122–132.

93 Кулик В. В. Спільне використання методів радіоактивного і акустичного каротажу для визначення пористості пластів в обсаджених свердловинах / В. В. Кулик, М. С. Бондаренко, Г. О. Кашуба та ін. // Вісник КНУ ім. Т. Шевченка, сер. "Геологія", – 2007. – Вип. 41-42. – С. 103–106.

94 Дворкин В. И. Особенности изменения нефтенасыщенности в прискважинной зоне коллекторов в обсаженных скважинах / В. И. Дворкин // Каротажник. – 2004. – Вып.7(120). – С.66-81.

95 Малев А. Н. Исследование методических возможностей двухзондового импульсного нейтрон-нейтронного каротажа для определения текущей газонасыщенности / А. Н. Малев, И. В. Бабкин // Каротажник. – 2007. – Вып.162. – С.153–168.

96 Косолапов А. Ф. Оценка нефтеводонасыщенности терригенных коллекторов по данным акустического каротажа / А. Ф. Косолапов // Куйбышев: ТатНИПИнефть. – 1971. – вып.ХІХ. – С.82-85.

97 Голиков Н. А. Влияние насыщенности флюидом на динамические характеристики Р и S волн в образцах горных пород / Н. А. Голиков, А. Д. Заикин // SPWLA / EАГО / РГУ НГ Международная конференция и выставка по геофизическим исследованиям скважин “Москва – 98”, 8-11 сентября 1998. Доклад М.1.1.

98 Кушнарев С. В. Использование акустического зондирования для изучения нефтегазовых коллекторов Западной и Восточной Сибири / С. В. Кушнарев, А. П. Базылев, В. З. Кокшаров, Ю. А. Нефедкин // SPWLA / EАГО / РГУ НГ Международная конференция и выставка по геофизическим исследованиям скважин “Москва – 98”, 8-11 сентября 1998. Доклад В.1.6.

99 Кашуба Г.О. Оцінка характеру насичення порід-колекторів за даними амплітуди “нульового зонда” багатозондового акустичного каротажу / Г.О.Кашуба, С.Є.Муц, Р.Ф.Федорів // Науковий вісник ІФНТУНГ. – Івано-Франківськ – 2010. – №2(24). – С.15-22.

100 Розловская С. Е. Использование амплитуды продольной волны многозондового акустического каротажа для определения характера насыщения коллекторов / С. Е. Розловская // XII Международная конференция “Ресурсо-воспроизводящие, малоотходные и природоохранные технологии освоения недр”, г. Занджан, Иран, –16-20 сентября 2013 г.

101 Князев А. Р. Новые способы выполнения акустического каротажа скважин и интерпретации полученных данных / А. Р. Князев // Каротажник. – 2007. – №3(156) . – С. 84-96.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
14.04.14*

*Рекомендована до друку  
професором Федоришиним Д.Д.  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
професором Максимчуком В.Ю.  
(Карпатське відділення Інституту геофізики  
ім. С.І.Субботіна НАН України, м. Львів)*