

ГЕОФІЗИКА

УДК 550.834

С. Вижва, д-р геол. наук, проф., зав. кафедри геофізики

E-mail: vsa@univ.kiev.ua

Київський національний університет імені Тараса Шевченка

ННІ "Інститут геології", вул. Васильківська, 90, м. Київ, 03022, Україна,

І. Соловійов, ген. директор

E-mail: i.solovyov@geounit.com.ua,

В. Круглик, пров. геолог

E-mail: v.kruglyk@gmail.com,

Г. Лісний, д-р геол. наук, доц., заст. ген. директора

E-mail: g.lisny@geounit.com.ua

ТОВ "Геоюніт", пр. С. Бандери, 9, м. Київ, 04073, Україна

**ПРОГНОЗУВАННЯ ЗОН ПІДВИЩЕНОЇ ПОРИСТОСТІ
У ГЛИНИСТИХ ПОРОДАХ СХОДУ УКРАЇНИ***(Рекомендовано членом редакційної колегії канд-м геол. наук, ст. наук. співроб. І.М. Безродною)*

Запропоновано новий підхід до диференціації глинистих порід за величиною пористості. Він оснований на аналізі значень коефіцієнта кореляції між акустичним імпедансом та вмістом глини. Для глини або глинистих гірських порід із малими значеннями пористості кореляційний зв'язок між акустичним імпедансом та вмістом глини відсутній. Це зумовлено відсутністю фізичного зв'язку між ними. Для гірських порід із глинистою пористістю характерний кореляційний зв'язок між акустичним імпедансом та вмістом глини. Коефіцієнт кореляції у цьому випадку зростає разом із збільшенням вмісту глини у гірській породі. Для порід із високим вмістом глини його значення можуть перебільшувати значення коефіцієнта кореляції між акустичним імпедансом та пористістю. У даному випадку глиниста фракція є носієм пористості, яка на фізичному рівні контролює розподіл значень акустичного імпедансу.

Розроблено нову технологію виявлення глинистих гірських порід із високою пористістю за сейсмічними та свердловинними даними. Вона дозволяє побудувати трьохвимірні розподіли значень пористості у глинистих породах.

Виконано прогнозування зон поширення глинистих порід із підвищеною пористістю. Для цього використано дані сейсморозвідувальних робіт на Північномакієвській площі на сході України, а також дані геофізичних досліджень у трьох свердловинах, розташованих на цій площі. Побудована модель фільтраційно-ємнісних властивостей гірських порід збігається з даними буріння та випробування пробурених свердловин. У геологічному розрізі площі переважають глинисті породи. У незначній кількості піщаних пластів, виділених на площі, промислових припливів вуглеводнів не виявлено.

На основі отриманих результатів зроблено висновок про перспективи видобутку природного газу на цій площі.

Ключові слова: сейсмічна інверсія, коефіцієнт кореляції, кореляційні залежності, пористість, глинисті породи, акустичний імпеданс, сейсморозвідка, геофізичні дослідження у свердловинах.

Вступ. Зменшення обсягу традиційних структурних пасток вуглеводнів у світі стало передумовою пошуків та розвідки родовищ нафти і газу з літологічними пастками та покладів вуглеводнів у гірських породах з низькою пористістю та проникністю. Світові обсяги видобутку вуглеводнів з таких об'єктів постійно збільшуються. Серед нових технологій нафтогазової галузі особливе місце займають пошуки, розвідка та видобуток вуглеводнів з порід, що мають низьку пористість та проникність. Як приклад можна навести успішні проекти з розвідки та видобутку сланцевого газу у ряді країн світу. Частка природного газу, що видобувається в рамках цих проектів стає все більш значною. Динаміка зростання видобутку нетрадиційного газу свідчить про цілком реальні перспективи цього напрямку щодо збільшення обсягу розвіданих запасів та видобутку вуглеводнів у світі.

В Україні проблема пошуків, розвідки та видобутку газу з гірських порід із низькою пористістю та проникністю перебуває на стадії вирішення [1, 2]. Наприклад, технічно видобувні ресурси сланцевого газу на території України, за оцінками ряду експертів, зокрема Адміністрації енергетичної інформації США, сягають 3,6 трлн м³. За різними оцінками, обсяг видобувних ресурсів сланцевого газу на території України змінюється в широкому діапазоні від 1 до 22 трлн м³, причому основний обсяг технічно видобувних ресурсів сланцевого газу зо-

середжений у східному регіоні. Незважаючи на умовний характер таких оцінок, слід відзначити, що разом із розвитком технологій видобутку такого газу збільшується можливі обсяги його технічно видобувних ресурсів. У загальному випадку завдання пошуків, розвідки та видобутку сланцевого газу на території України доцільно розглядати як складову частину проблеми знаходження та вилучення вуглеводнів із гірських порід із низькою пористістю та проникністю.

У даній статті авторами показані можливості прогнозування зон підвищеної пористості у глинистих породах на прикладі однієї з площ на сході України. Розмір площі становить близько 200 км². На площі пробурені три свердловини, в яких виконано комплекс геофізичних досліджень.

Аналіз кореляційних зв'язків між розподілами фільтраційно-ємнісних властивостей гірських порід за свердловинними даними. Об'ємні розподіли фільтраційно-ємнісних властивостей гірських порід на даній площі свідчать про значну кількість глинистої фракції у геологічному розрізі. Для пояснення особливостей об'ємних розподілів фільтраційно-ємнісних властивостей гірських порід доцільно проаналізувати кореляційні залежності цих властивостей у свердловинах, що пробурені на даній площі.

На рис. 1. наведено кореляційні зв'язки між акустичним імпедансом та пористістю, що обчислені для трьох свердловин площі досліджень.

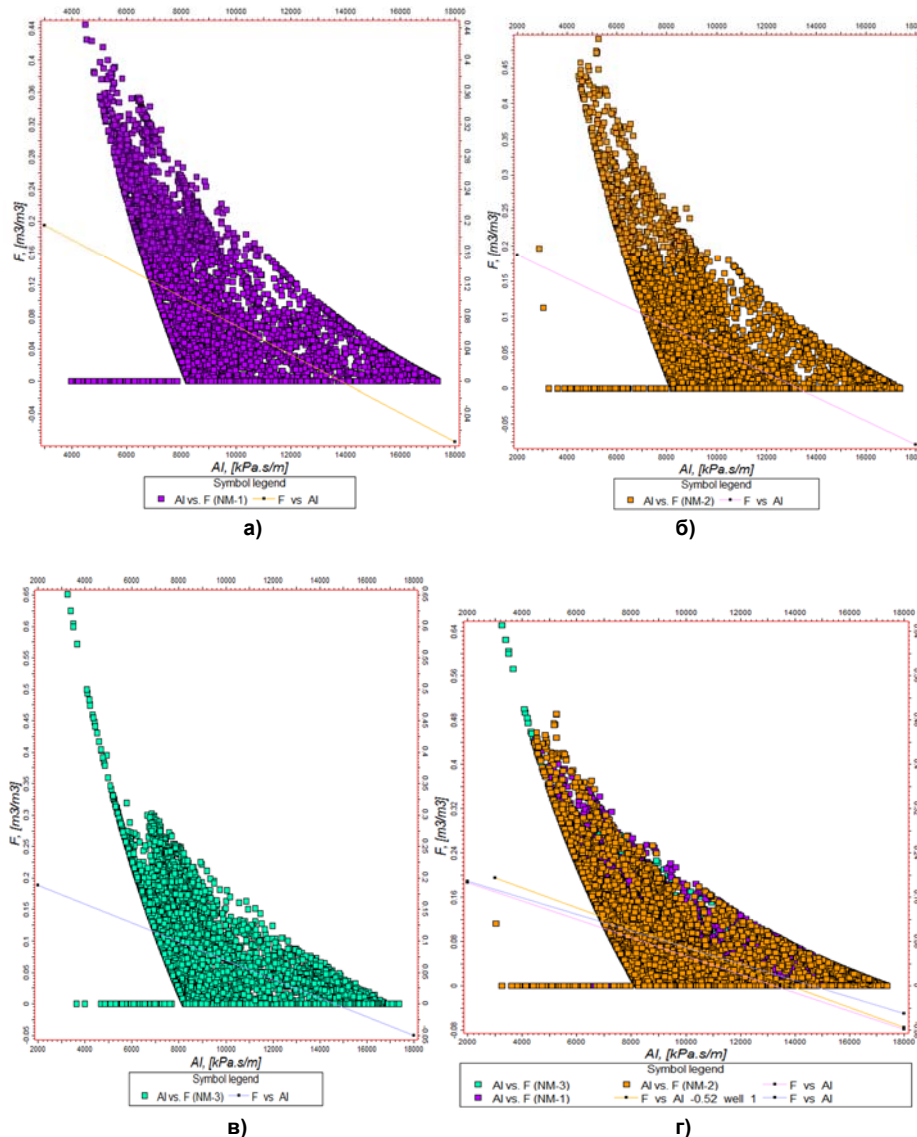


Рис. 1. Кореляційні залежності між акустичним імпедансом та пористістю у свердловинах:
а) № 1, коефіцієнт кореляції: – 0,52; б) № 2, коефіцієнт кореляції: – 0,53; в) № 3, коефіцієнт кореляції: – 0,53;
г) спільне подання кореляційних залежностей у свердловинах №№ 1, 2, 3, середній коефіцієнт кореляції: –0,53

Наведені кореляційні залежності є цілком типовими. Пористість, визначена за свердловинними даними, має зворотний кореляційний зв'язок із акустичним імпедансом. Акустичний імпеданс у даному випадку також обчислений за свердловинними даними. Аналізуючи кореляційні залежності у трьох свердловинах, можна зробити висновок про стійкість кореляційних зв'язків між акустичним імпедансом та пористістю. Цей висновок впливає з практично однакового значення коефіцієнта кореляції у трьох свердловинах, розташованих у різних частинах площі досліджень.

Звернемося до рис. 2, на якому показаний типовий для даної площі приклад інтерпретації результатів геофізичних досліджень у свердловинах з метою визна-

чення розподілу значень акустичного імпедансу та вмісту глини. Вигляд кривих, наведених на рис. 2, вказує на наявність доволі стійкої зворотної кореляційної залежності між акустичним імпедансом та вмістом глини.

Враховуючи це, перейдемо до розгляду кореляційних залежностей між акустичним імпедансом та вмістом глини за свердловинними даними. Зазначимо, що фізичний зв'язок між акустичним імпедансом та вмістом глини у гірських породах відсутній. Акустичний імпеданс контролюється швидкістю та густиною. А вміст глини на фізичному рівні зв'язаний з інтенсивністю гамма-випромінювання гірської породи. Незважаючи на це, побудуємо кореляційні залежності між акустичним імпедансом та вмістом глини. На рис. 3 наведено кореляційні зв'язки між цими фізичними характеристиками.

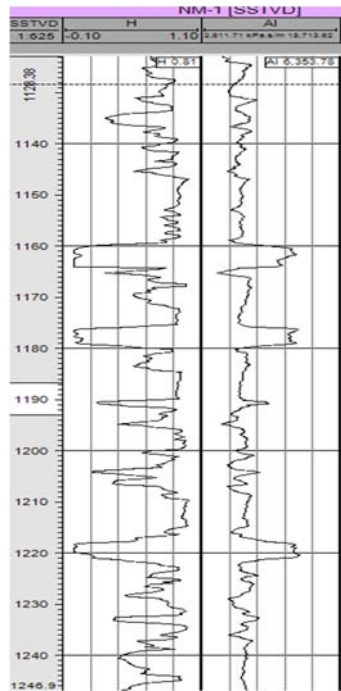


Рис. 2. Порівняння типових для даної площі розподілів значень акустичного імпедансу та вмісту глини у гірських породах

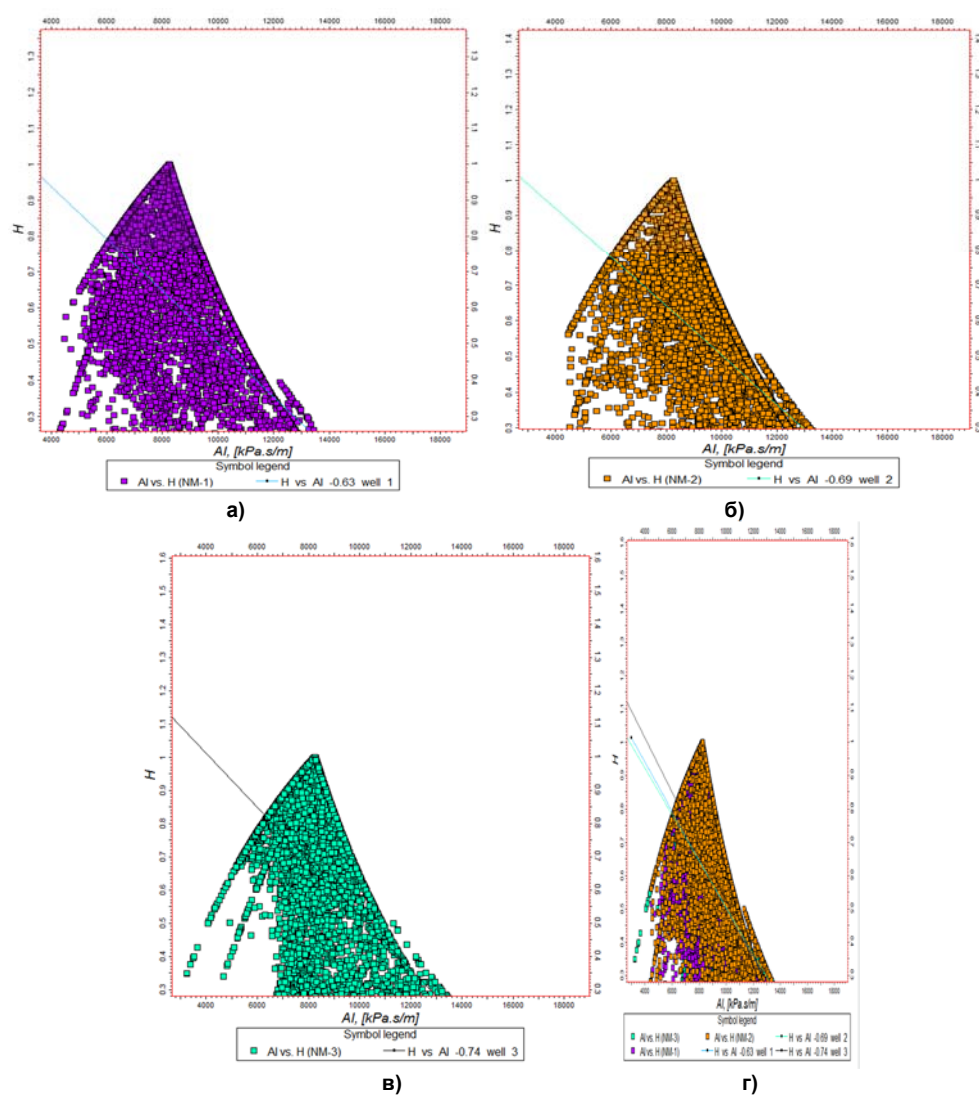


Рис. 3. Кореляційні залежності між акустичним імпедансом та вмістом глини у свердловинах:
 а) № 1, коефіцієнт кореляції: – 0,63; б) № 2, коефіцієнт кореляції: – 0,69; в) № 3, коефіцієнт кореляції: – 0,74;
 г) спільне подання кореляційних залежностей у свердловинах №№ 1, 2, 3, середній коефіцієнт кореляції: -0,69

Наведені результати свідчать, що зворотний кореляційний зв'язок між акустичним імпедансом та пористістю, представлений на рис. 1, є традиційним. Збільшення загального об'єму пор у гірській породі приводить до зменшення швидкостей поширення сейсмічних хвиль. У свою чергу, зменшення швидкостей спричинює зменшення значень акустичного імпедансу.

Водночас зв'язок між акустичним імпедансом та вмістом глини у свердловинах на площі досліджень також є зворотним, що показано на рис. 2. Це підтверджують також кореляційні зв'язки між акустичним імпедансом та вмістом глини, наведені на рис. 3. При цьому коефіцієнти кореляції між акустичним імпедансом та вмістом глини є дещо більшими порівняно з коефіцієнтами кореляції між акустичним імпедансом та пористістю. Разом із тим стійкі зв'язки між акустичним імпедансом та вмістом глини не зумовлені фізичним змістом цих величин. Значення акустичного імпедансу контролюється добутком швидкості поширення сейсмічних хвиль та густиною. У деяких осадових комплексах змінами значень густини на невеликих вертикальних інтервалах можна знехтувати. У цьому наближенні значення акустичного імпедансу контролюються швидкостями поширення сейсмічних хвиль у гірських породах.

Поясненням розглянутих співвідношень між акустичним імпедансом та вмістом глини може бути підвищена пористість у глинистих породах площі досліджень, яка може перебільшувати об'ємну частку пор у піщанистій фракції. Якщо виконується така умова, тоді збільшення глинистості буде супроводжуватися збільшенням загальної пористості у породах. Водночас швидкість поширення сейсмічних хвиль та акустичний імпеданс будуть пропорційно зменшуватися.

Розглянемо поведінку кореляційних зв'язків між акустичним імпедансом, пористістю та вмістом глини у гірських породах, що складаються переважно з пісковиків. Для цього на кривих акустичного імпедансу, пористості та глинистості залишимо лише інтервали, що відповідають низьким значенням коефіцієнта глинистості. А саме – інтервали, середня глинистість на яких не перебільшує 15 %. На рис. 4 показані вибрані інтервали акустичного імпедансу, пористості та глинистості, що відповідають низьким значенням глинистості. Як впливає з рис. 4, загальний обсяг інтервалів з низькими значеннями вмісту глини на даній площі є незначним і становить приблизно 10 %. Для даного випадку на рис. 5 наведено кореляційні зв'язки між акустичним імпедансом та пористістю.

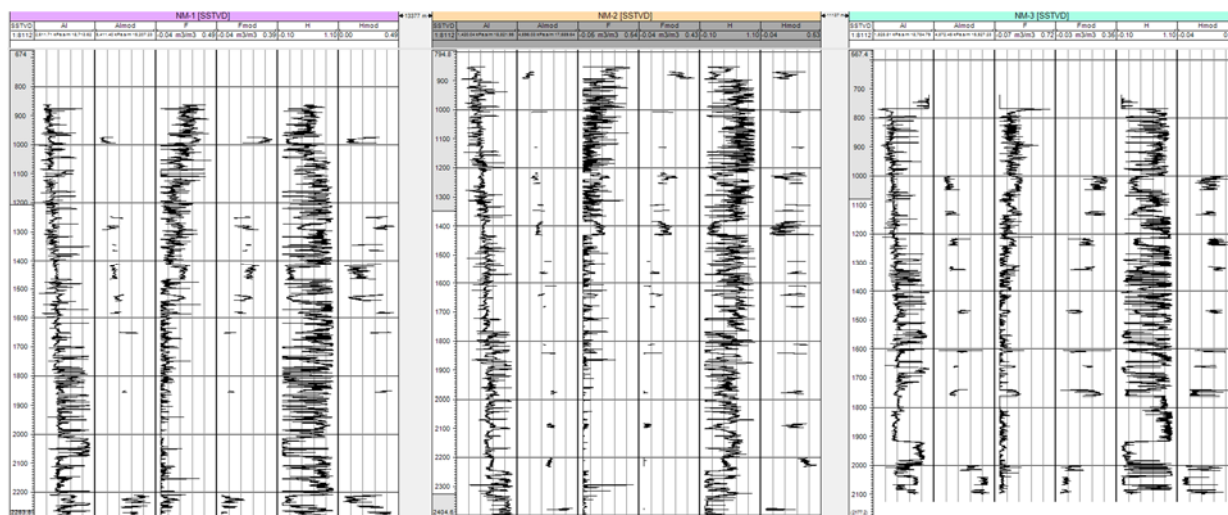


Рис. 4. Виділення інтервалів на кривих акустичного імпедансу, пористості та глинистості, що відповідають середньому вмісту глини, що не перевищує 15 %

Наведені результати дають змогу зробити такі висновки. Зворотний кореляційний зв'язок між акустичним імпедансом та пористістю, представлений на рис. 5, є традиційним для продуктивних пластів. У даному випадку коефіцієнти кореляції між акустичним імпедансом та пористістю значно перебільшують відповідні значення коефіцієнтів кореляції, що були отримані для повних кривих з довільними значеннями глинистості. Збільшення загального обсягу пор у породі призводить до зменшення швидкостей поширення сейсмічних хвиль. У свою чергу, зменшення швидкостей спричинює зменшення значень акустичного імпедансу. Разом з тим кореляційний зв'язок між акустичним імпедансом та вмістом глини у даному випадку практично відсутній. Поясненням відсутності кореляційних зв'язків між акустичним імпедансом та вмістом глини є доволі низькі значення пористості глинистої фракції для виділених інтервалів. Якщо виконується така умова, тоді зменшення значень глинистості буде супроводжуватися відповідним збільшенням пористості через заміщення глинистої фракції на піщанисту фракцію, що має певне значення пористості.

Прогнозування фільтраційно-ємнісних властивостей гірських порід. Аналіз кореляційних залежностей фільтраційно-ємнісних властивостей гірських порід, про-

ведений із використанням свердловинних даних, свідчить про доцільність прогнозування цих властивостей за допомогою просторових розподілів значень хвильового поля сейсмічного зображення та сейсмічних атрибутів. У цій роботі для прогнозування використана технологія генетичної інверсії, яка є сучасним узагальненням нейромережевого підходу до розв'язання задачі акустичної інверсії [3, 4]. Генетична інверсія дозволяє оцінювати параметри геологічного середовища за сейсмічними та свердловинними даними і потребує мінімальної кількості апріорної інформації. Водночас технологія характеризується доволі високою швидкістю обчислень, не потребує визначення форми сейсмічного імпульсу та побудови тонкошаруватої моделі. За рахунок цього зменшується вплив суб'єктивного фактора, що пов'язаний із визначенням форми сейсмічного імпульсу, його змін у вертикальному та горизонтальному напрямках. Використання алгоритму генетичної інверсії дозволяє позбавитися залежності від необхідності вибору способу кореляції сейсмічних горизонтів, розділу моделі на блоки та вибору стохастичних параметрів. Достовірність прогнозу визначається на основі збігу значень просторових прогнозних розподілів фільтраційно-ємнісних властивостей гірських порід із відповідними розподілами у свердловинах.

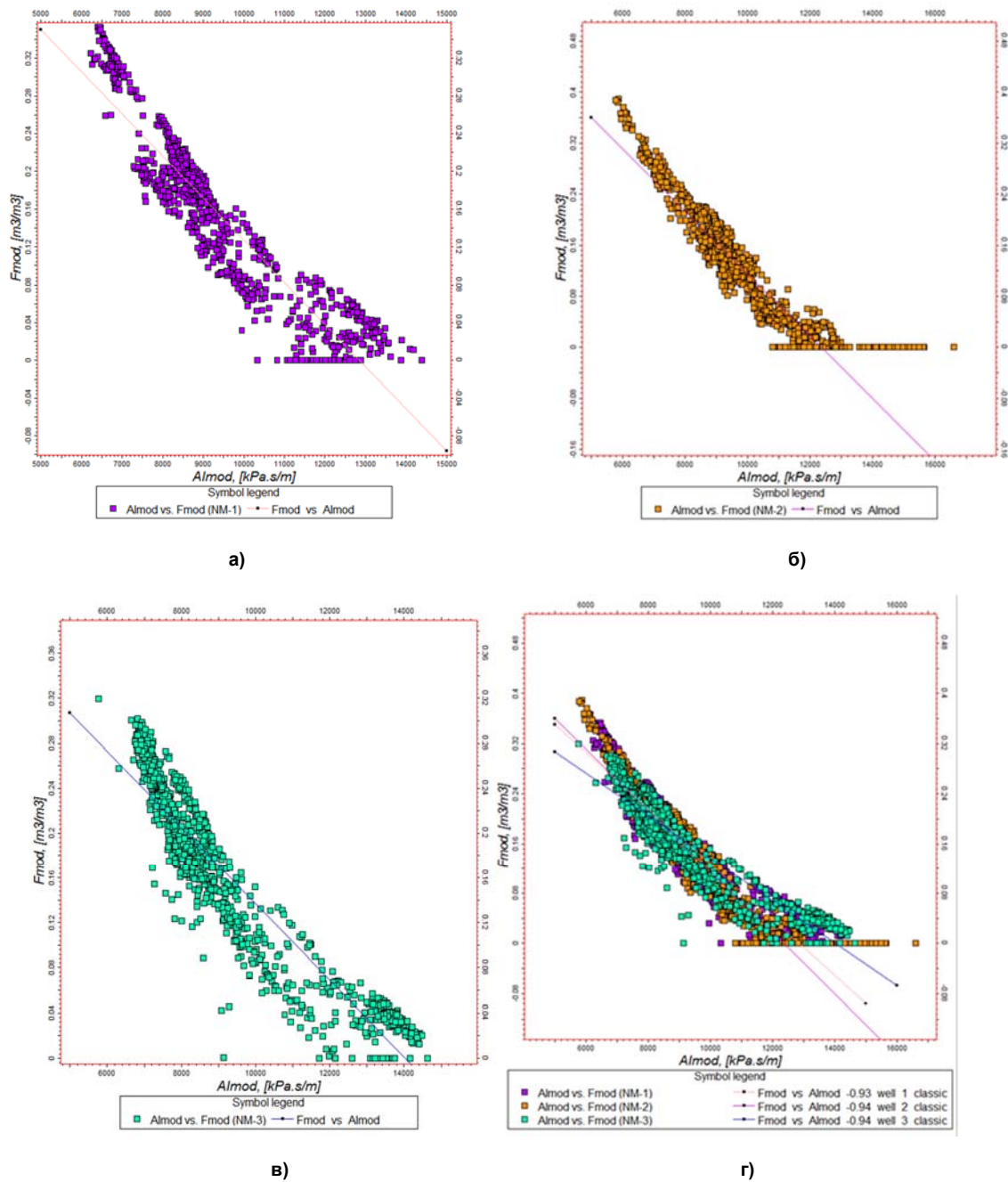


Рис. 5. Кореляційні залежності між акустичним імпедансом та пористістю в інтервалах геологічного розрізу, що відповідають низьким значенням вмісту глини у свердловинах: а) № 1, коефіцієнт кореляції: $-0,93$; б) № 2, коефіцієнт кореляції: $-0,94$; в) № 3, коефіцієнт кореляції: $-0,94$; г) спільне подання кореляційних залежностей у свердловинах №№ 1, 2, 3, середній коефіцієнт кореляції: $-0,94$

На рис. 6 та 7 наведено результати прогнозу пористості та об'ємного вмісту глини відповідно. Величини інтервалів дискретизації трьохвимірних масивів значень

пористості та об'ємного вмісту глини збігаються з інтервалами дискретизації об'ємного сейсмічного зображення площі досліджень.

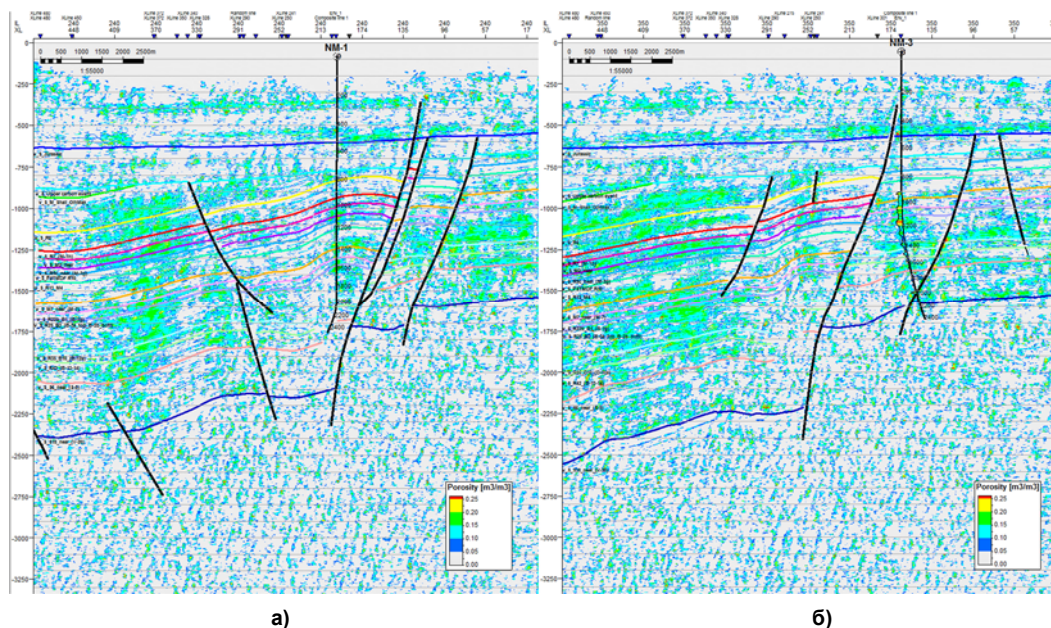


Рис. 6. Вертикальні розрізи об'ємного розподілу значень прогнозованої пористості через свердловини № 1 (а) та № 3 (б)

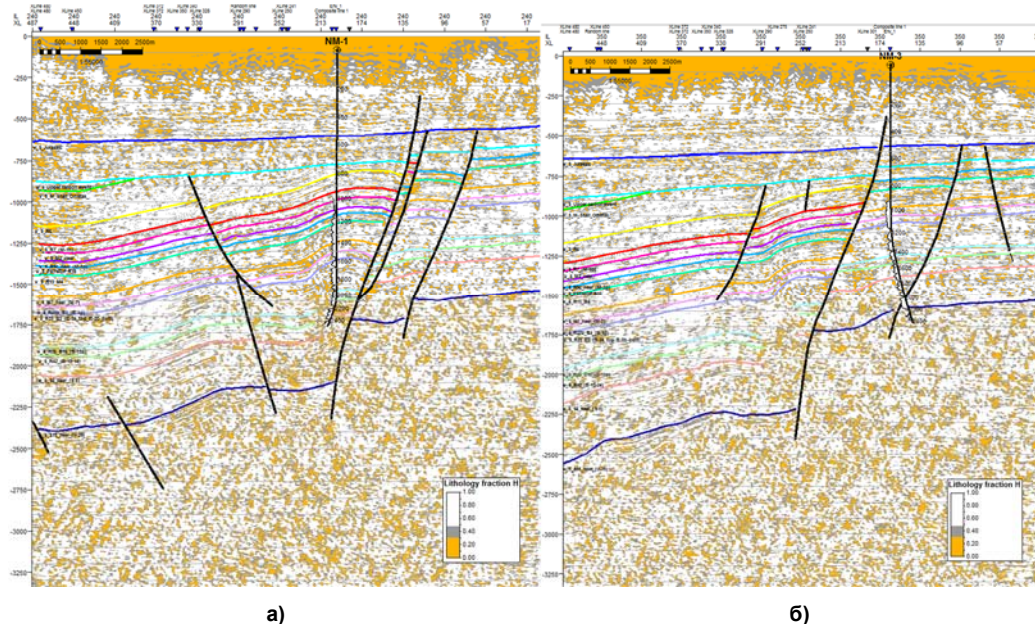


Рис. 7. Вертикальні розрізи об'ємного розподілу значень прогнозованого об'ємного вмісту глини через свердловини № 1 (а) та № 3 (б)

Показані на рисунках розподіли прогнозованої пористості та об'ємного вмісту глини дозволяють зробити наступні висновки. Ділянки підвищеної пористості на розрізах характеризуються доволі високим ступенем збігу з ділянками підвищеного вмісту глини. На рис. 6, а та 7, а ці ділянки знаходяться близько до країв розрізів з обох боків від пробуреної свердловини. На рис. 6, б та 7, б вони розташовані переважно зліва від пробуреної свердловини. Такий збіг підвищеної пористості та підвищеного вмісту глини вказує на наявність у цих ділянках глинистих порід із підвищеною пористістю. Водночас аналіз об'ємних розподілів значень пористості та вмісту глини показує, що загальний обсяг глинистих порід із підвищеною пористістю значно перебільшує обсяг пісковиків з аналогічною пористістю.

Глинисті гірські породи даної площі приурочені в основному до таких стратиграфічних верств: візейський та серпухівський яруси нижнього карбону, а також башкир-

ський та московський яруси середнього карбону. Звертаючись до літературних джерел [1, 2] відзначимо, що глинисті низькопроникні породи сході України є перспективними щодо наявності в них вуглеводнів. Наприклад, найперспективнішими відкладами для пошуку сланцевого газу в цьому регіоні вважаються породи візейського та серпухівського ярусів нижнього карбону, башкирського та московського ярусів середнього карбону та відклади верхнього карбону.

Таким чином, площу досліджень доцільно вважати перспективною щодо розвідки покладів вуглеводнів нетрадиційного типу у глинистих породах із підвищеною пористістю та низькою проникністю. Враховуючи той факт, що на даній площі не виявлено комерційних пасток вуглеводнів традиційного типу, проблема розвідки покладів вуглеводнів нетрадиційного типу набуває актуальності.

Висновки. У роботі виконано прогнозування зон поширення глинистих порід із підвищеною пористістю за сейсмічними даними для однієї з площ на сході України.

Для прогнозу використано запропонований авторами підхід до диференціації глинистих порід за величиною пористості, що базується на обчисленні кореляційних зв'язків між акустичним імпедансом, пористістю та вмістом глини у гірських породах.

Показано, що на площі досліджень поширені переважно глинисті породи з підвищеною пористістю. Разом з тим проведені на даній площі сейсмозвідувальні роботи 3-D, інші геолого-геофізичні дослідження та буріння трьох свердловин показали слабе поширення традиційних піщаних колекторів. За даними буріння ці колектори характеризуються відносно низькою пористістю та коефіцієнтом газонасичення.

Площу досліджень доцільно вважати перспективною щодо розвідки та видобутку вуглеводнів нетрадиційного типу. Виділені авторами зони поширення глинистих порід із підвищеною пористістю є першочерговими щодо буріння пошукових та розвідувальних свердловин на виявлення покладів вуглеводнів нетрадиційного типу.

Список використаних джерел:

1. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Кн. IV. Східний нафтогазоносний регіон: аналітичні дослідження / В. А. Михайлов, С. А. Вижва, В. М. Запінко та ін. – К.: ВПЦ "Київський університет". – 2014. – 215 с.

S. Vyzhva, Dr.Sci. (Geol.), Professor, Head of Department
E-mail: vsa@univ.kiev.ua
Taras Shevchenko National University of Kyiv
Institute of Geology, 90 Vasylykivska Str., Kyiv, 03022, Ukraine,
I. Solovyov, General Director
E-mail: i.solovyov@geounit.com.ua,
V. Kruhlyk, Senior Geologist
E-mail: v.kruhlyk@gmail.com,
G. Lisny, Dr. Sci. (Geol.), Assoc. Prof., Deputy General Director
E-mail: g.lisny@geounit.com.ua
Geounit LLC, 9 Stepana Banderi Ave., Kyiv, 04073, Ukraine

PREDICTION OF HIGH POROSITY ZONES IN CLAY ROCKS AT THE EASTERN UKRAINE

The new approach for clay rock differentiation using porosity value is proposed. This approach is based on the correlation coefficient values analysis for acoustic impedance and shaliness. The correlation between acoustic impedance and shaliness is absent for shale and rocks with shaliness with small values of porosity. This is due to the absence of physical links between them. For rocks with clay porosity, the correlation between acoustic impedance and shale content is relevant. In this case, both correlation coefficient and shale content in rocks increase. For rocks with high shaliness the correlation coefficient between acoustic impedance can be higher than correlation coefficient between acoustic impedance and porosity. Thereby, in this case the shale fraction of rocks is a carrier of porosity. This fraction controls distribution of acoustic impedance values at the physical level.

The new technology of detecting clay rocks with high porosity using seismic and wells data is developed. This technology allows constructing porosity values distributions in the clay rocks.

The prognosis of the clay rocks zones with increased porosity is completed. For solution of this task the seismic data is used. The geophysical data obtained from three wells at this area is used as well. Constructed model of rocks physical property coincides with drilling and testing data in these three wells. Geological section of this area is characterized by high amount of clay rocks and small amount of sandy layers. These sandy layers have no industrial flow rate of hydrocarbons.

Based on the results obtained, the authors came to particular conclusions concerning natural gas production in this area.

Keywords: seismic inversion, correlation coefficient, correlation relations, porosity, clay rocks, acoustic impedance, seismic survey, well logging.

С. Вижва, д-р геол. наук, проф., зав. кафедри геофізики
E-mail: vsa@univ.kiev.ua
Київський національний університет імені Тараса Шевченка,
УНІ "Інститут геології", ул. Васильківська, 90, г. Київ, 03022, Україна,
І. Солов'єв, ген. директор
E-mail: i.solovyov@geounit.com.ua,
В. Круглик, вед. геолог
E-mail: v.kruhlyk@gmail.com,
Г. Лесной, д-р геол. наук, доц., зам. ген. директора
E-mail: g.lisny@geounit.com.ua
ООО "ГЕОЮНИТ", пр. С. Бандери, 9, г. Київ, 04073, Україна

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЗОН ПОВЫШЕННОЙ ПОРИСТОСТИ В ГЛИНИСТЫХ ПОРОДАХ ВОСТОКА УКРАИНЫ

Предложен новый подход к дифференциации глинистых пород по величине пористости. Он основан на анализе значений коэффициента корреляции между акустическим импедансом и содержанием глины. Для глинистых пород с малыми значениями пористости корреляционная связь между акустическим импедансом и содержанием глины не прослеживается. Это обусловлено отсутствием физической связи между ними. Для горных пород с глинистой пористостью характерна корреляционная связь между акустическим импедансом и содержанием глины. Коэффициент корреляции в этом случае растет вместе с увеличением содержания глины в горной породе. Для пород с высоким содержанием глины его значения могут превосходить значения коэффициента корреляции между акустическим импедансом и пористостью. В данном случае глинистая фракция является носителем пористости, которая на физическом уровне контролирует распределение значений акустического импеданса.

Разработана новая технология выявления глинистых горных пород с высокой пористостью по сейсмическим и скважинным данным. Она позволяет строить трехмерные распределения значений пористости в глинистых породах.

Выполнено прогнозирование зон распространения глинистых пород с повышенной пористостью. Для этого использованы результаты сейсмозвездочных работ на одной из площадей восточной части Украины. Для прогнозирования были использованы также данные геофизических исследований в скважинах, которые находятся на исследуемой площади. Построенная модель фильтрационно-емкостных свойств горных пород совпадает с данными бурения скважин и испытания скважин. В геологическом разрезе площади преобладают глинистые породы. В незначительном количестве песчаных пластов, выделенных на площади, промышленных притоков углеводородов не обнаружено.

На основе полученных результатов сделан вывод о перспективах добычи природного газа на данной площади.

Ключевые слова: сейсмическая инверсия, коэффициент корреляции, корреляционные зависимости, пористость, глинистые породы, акустический импеданс, сейсмозвездка, геофизические исследования в скважинах.

2. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Кн. V. Перспективи освоєння ресурсів сланцевого газу та сланцевої нафти у Східному нафтогазоносному регіоні України / С. Г. Вакарчук, С. А. Вижва, Т. Є. Довжок та ін. – К.: BTC Принт. – 2013. – 240 с.

3. Priezzhev, I. Genetic seismic inversion using a non-linear, multi-trace reservoir modeling approach / I. Priezzhev, L. Shmaryan, P. Veeken // Extended Abstracts, EAGE 71th Annual Conference, P018, Netherlands, 2009. – Amsterdam, 2009.

4. Priezzhev I. Nonlinear multitrace seismic inversion using neural network and genetic algorithm – Genetic Inversion / I. Priezzhev, L. Shmaryan, G. Bejarano // Expanded Abstract, EAGE Annual meeting, Saint Petersburg, A016, Russia, 2008. – Saint Petersburg, 2008.

References:

1. Vakarchuk, S.G., Vyzhva, S.A., Dovzhok, T.E. et al. (2013). Unconventional sources of hydrocarbons of Ukraine. Book V. Development potential of gas and shale oil resources in Ukraine. K.: VTS Print, 240 p. [in Ukrainian].

2. Mikhailov, V.A., Vyzhva, S.A., Zagnitko, V.M. et al. (2014). Unconventional sources of hydrocarbons of Ukraine. B. IV. Eastern oil-gas-bearing region. Analytical investigations. K.: VPC "Kyiv University", 240 p. [in Ukrainian].

3. Priezzhev, I., Shmaryan, L., Bejarano, G. (2008). Nonlinear multitrace seismic inversion using neural network and genetic algorithm – Genetic Inversion. *Expanded Abstract, EAGE annual meeting*, Saint Petersburg. A016.

4. Priezzhev, I., Shmaryan, L., Veeken, P. (2009). Genetic seismic inversion using a non-linear, multi-trace reservoir modeling approach. *Extended Abstracts, 71th EAGE Annual Conference*, Amsterdam. P018.

Надійшла до редколегії 09.01.18