

УДК 550.8.056

DOI: <http://doi.org/10.17721/1728-2713.100.08>

В. Ємець, асп.,
E-mail: vlad.yemets97@gmail.com;
І. Безродна, канд. геол. наук, доц.,
E-mail: bezin3@ukr.net;
Київський національний університет імені Тараса Шевченка,
ННІ "Інститут геології", вул. Васильківська, 90, м. Київ, 03022, Україна;
В. Антонюк,
E-mail: wklejvit@gmail.com,
АТ "Укргазвидобування", м. Київ, Україна

МОДЕЛЮВАННЯ ЕФЕКТІВ ЗАМІЩЕННЯ ФЛЮЇДУ У ВІЗЕЙСЬКИХ ВІДКЛАДАХ ЯБЛУНІВСЬКОГО РОДОВИЩА НА ОСНОВІ ІНТЕРПРЕТАЦІЇ ДАНИХ ГДС ТА ПЕТРОФІЗИКИ

(Представлено членом редакційної колегії д-ром геол. наук, доц. О.В. Шабатурою)

Висвітлено метод заміщення флюїду, який використовується для моделювання пружних властивостей порід-колекторів та їхньої залежності від пористості та типу флюїду, що заповнює пустотний простір. Така методика дозволяє прогнозувати зміни акустичних характеристик порід залежно від їх насичення пластовою водою, газом чи нафтою.

Основним завданням даної роботи було вивчення продуктивних зон візейських відкладів Яблунівського родовища на прикладі окремо взятої свердловини. Поєднання петрофізики та фізики гірських порід (Гасманівське заміщення флюїду) було застосовано для пісковиків з міжзерновим типом пористості.

Метою дослідження було застосування петрофізичних залежностей, крос-плотів і Гасманівського заміщення флюїду для визначення ефекту впливу пластового флюїду (вода, нафта, газ) на акустичні властивості (швидкості повздовжньої і поперечної хвиль) і густини порід-колекторів.

Було встановлено, що в основному колектори розглянутих відкладів представлені пісковиками. У результаті впровадження методики Гасмана визначено ефект впливу заміщення флюїду на пружні властивості. Для утворених моделей відмічено зменшення значень швидкості повздовжньої хвилі і густини для вимірних кривих, для швидкості поперечної хвилі – незначне збільшення по відношенню до моделі повністю насиченою пластовою водою. Для водо- і нафтогазонасичених товщ горизонтів В-20 – В-22 встановлено граничні значення показників акустичного імпедансу і параметра V_p/V_s , що можуть використовуватися в межах всього Яблунівського родовища при створенні пружних моделей порід-колекторів і аналізі інформації під час закладання нових свердловин.

Ключові слова: петрофізика, фізика гірських порід, геофізичні дослідження свердловин, Гасманівське заміщення флюїду, візейські відклади.

Постановка проблеми. На сьогодні вуглеводнева сировина й надалі продовжує бути основним джерелом енергії у світовій енергетиці. Саме тому розробляються та вдосконалюються різноманітні методи для розвідки, дорозвідки та збільшення її видобутку на нових і старих нафтогазових родовищах. Дослідження вуглеводневих покладів вимагає детального їх опису, який насамперед включає визначення типу і об'єму пластового флюїду, наявного в породі-колекторі.

На оцінку порід-колекторів за даними геофізичних досліджень свердловин (ГДС) зазвичай впливає велика кількість невизначеностей. Поєднання даних різних геофізичних методів і результатів досліджень керну дозволяє оцінити фізичні властивості гірських порід та зменшити неоднозначність інтерпретації даних ГДС. Як петрофізика (наука про фізичні властивості гірських порід), так і фізика гірських порід (у спеціальній термінології: наука, яка характеризує фізичні властивості гірських порід через їхні пружні параметри), загалом відіграють вирішальну роль в оцінці властивостей продуктивних товщ.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Петрофізичні моделі, що застосовуються в інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин, дозволяють трансформувати свердловинні вимірювання у властивості породи та флюїду, в такі, як насиченість, глинистість та пористість (Ellis et al., 2007). Однією з цілей моделювання у фізиці гірських порід є визначення фізичних взаємозв'язків між властивостями породи та флюїду і спостережуваною поведінкою даних геофізичних методів, зокрема сейсморозвідки (Mavko et al., 2009).

Однією з найвідоміших моделей фізики гірських порід, що використовується для прогнозу зміни швидкостей поширення повздовжніх та поперечних хвиль у середовищах з різним характером насичення, є

Гасманівське заміщення флюїду (Purnamasari et al., 2014). Таки зміни виникають внаслідок того, що об'ємні пружні модулі дуже чутливі до будь-якого насичення.

Моделювання ефекту впливу мінеральної складової, пористості порід та вмісту в них флюїду на акустичні та пружні властивості порід розрізу в загальному базується на встановленні емпіричних зв'язків петрофізичних параметрів. На такому ж самому принципі було здійснено спроби застосування статистичної множинної регресії на основі каротажних кривих та зразків керну багатьма вченими (Wyllie et al., 1956; Raymer et al., 1980; Han et al., 1986; Eberhart-Phillips et al., 1989). Однак ці результати не мали значного успіху в моделюванні заміщення флюїду, оскільки не мали всебічного фізичного обґрунтування.

Формулювання цілей статті. Метою даного дослідження є моделювання ефектів впливу різних типів пластового флюїду (вода, нафта, газ) на зміну пружних параметрів та густини продуктивних порід візейських відкладів Яблунівського родовища на основі проведеної авторами інтерпретації даних ГДС. Моделювання ґрунтується на побудові петрофізичної моделі, а також поєднанні петрофізики і фізики гірських порід на прикладі математичних моделей Гасманівського заміщення флюїду в породах-колекторах. Така модель застосовується в оберненій задачі для оцінки об'ємних характеристик гірських порід за результатами геофізичних досліджень свердловин. Основна перевага запропонованого підходу полягає в забезпеченні більш точного опису порід-колекторів свердловини шляхом врахування пов'язаної моделі петрофізичних властивостей, що визначені за лабораторними дослідженнями та ГДС.

Основним завданням фізики гірських порід є отримання зв'язку між якісними геологічними параметрами та кількісними геофізичними вимірюваннями. Моделі фізики

© Ємець В., Безродна І., Антонюк В., 2023

гірських порід можна використовувати для визначення властивостей гірських порід і флюїдів на основі акустичних швидкостей і густини – як вирішення оберненої математичної задачі. Ця ключова для нафтогазової галузі технологія і була впроваджена в даному дослідженні.

Геологічні особливості об'єкта дослідження. У даній роботі наведено результати досліджень, що одержані під час геофізичного вивчення розрізу свердловини № 1 Яблунівського нафтогазоконденсатного родовища. Порооди об'єкта досліджень належать до візейського ярусу карбону, у горизонтах В-20 – В-22 вони представлені чергуванням аргілітів, алевролітів і пісковиків, зустрічаються невеликі прошарки карбонатних

порід. Нафтогазоносність порід пов'язана з пісковиками та алевролітами.

Пісковики – різнозернисті, переважно грубо-крупнозернисті, з гравійною домішкою, колір їх світло-сірий з жовтим відтінком. Текстура пісковиків шарувата, коса (рис. 1), вона підкреслена прошарками, що збагачені вуглисто-слюдистим матеріалом, товщина прошарків до 1 мм. Також поширені нечисленні прошарки кам'яного вугілля, завтовшки до 2 мм, які підкреслюють текстуру. На зламах по нашаруванню – дрібні конкреції піриту (розміром до 2 мм) та дрібний вуглефікований рослинний детрит. Спостерігаються численні тріщини, розвинуті по поверхнях нашарування (Святенко та ін., 2019).

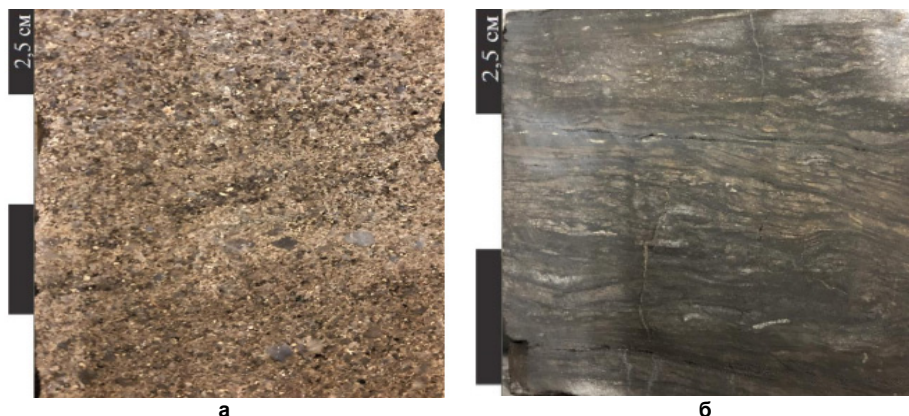


Рис. 1. Грубо-крупнозернистий пісковик з гравійною домішкою з косо-шаруватою текстурою (а); хвилясто-шарувата текстура в перешаруванні алевроліту та аргіліту, яка характерна для припливно-відпливної зони (б)

Текстура алевролітів шарувата, хвилясто-шарувата з елементами лінзоподібної, підкреслена зміною літологічного складу. Поширені прошарки, збагачені дрібними конкреціями піриту (розмір до 3 мм). В алевролітах поширені текстури деформацій та текстури потоків. На зламах по нашаруванню поширений вуглефікований детрит. Спостерігається нечисленний детрит мушель брахіопод. У зразках порід загалом відслідковуються численні тріщини, що розвинуті по поверхнях нашарування, а також численні звивисті розгалужені тріщини, заповнені білим карбонатним матеріалом (товщина до 4 мм) (Святенко та ін., 2019).

Аргіліти темно-сірі, алевритові. Текстура шарувата, горизонтальна. По пластах поширені численні конкреції піриту, що мають лінзоподібну форму з округлою серединою та лінзоподібним ореолом. Розмір конкрецій – до 2×4 см. Спостерігаються тріщини, розвинуті по поверхнях нашарування порід (Святенко та ін., 2019).

Карбонатні породи представлені мергелями, глинистими вапняками з чорно-сірими аргілітами (товщина прошарків, яких становить до 2 см). Колір органічних уламків світло-сірий та білий. Текстура шарувата. Структура карбонатних прошарків органогенно-уламкова. Уламки складені детритом мушель брахіопод. Також по пластах спостерігаються прошарки, збагачені скупченням конкрецій піриту, які поширені по поверхнях нашарування. До низу шару кількість органічного детриту поступово зменшується, та набувають поширення хвилясто-шарувата та лінзоподібна текстури. По породах спостерігаються численні звивисті розгалужені тріщини, заповнені білим карбонатним матеріалом завтовшки до 4 мм (Святенко та ін., 2019).

За даними (Святенко та ін., 2019), товщини пластів-колекторів змінюються по розрізах свердловин Яблунівського родовища від 0,5 до 30 м.

Коефіцієнт пористості (K_p) у породах визначено (Святенко та ін., 2019):

- за даними ГДС – від 8,1 до 30,0 %,
- за даними лабораторних досліджень керну – від 11,88 до 25,4 % (найчастіше зустрічається K_p у діапазоні: 18,0÷20,0 %).

Методичні прийоми. Основним завданням петрофізичної інтерпретації даних ГДС є виділення потенційних вуглеводневих товщ та оцінка їхніх якісних і кількісних характеристик. Для цього зазвичай вирішуються такі завдання:

- розчленування розрізу свердловини на пласти і прошарки;
- визначення за каротажними даними фізичних параметрів порід;
- оцінка насиченості розрізу;
- виділення порід-колекторів;
- визначення колекторських властивостей пластів (коефіцієнти глинистості, пористості та нафтогазонасиченості);
- визначення типу порід-колекторів у перспективних і продуктивних інтервалах розрізу;
- оцінка експлуатаційних характеристик продуктивних пластів.

При інтерпретації даних ГДС свердловини № 1 Яблунівського нафтогазоконденсатного родовища для оцінки характеру насичення в продуктивних зонах було використано загальновідоме рівняння Арчі для осадових порід, яке залежить від точності обрахованої пористості та опору пластової води, і виражається як:

$$S_w = \sqrt{\frac{a R_w}{\phi^m R_t}}, \quad (1)$$

де S_w – коефіцієнт водонасичення; a – емпіричний коефіцієнт, який залежить від структури пустотного

простору, глинистості та гідрофільності породи; R_w – опір пластової води; R_t – опір пласта; m – коефіцієнт цементації; ϕ – коефіцієнт пористості.

Для кращої характеристики породи-колектора важливо розуміти тип насичуючого флюїду. Для оцінки типу пустотного наповнювача порід будують кореляційні залежності та крос-плоти даних каротажу та результатів лабораторних вимірювань керну.

Швидкість поширення повздовжньої хвилі (V_p), швидкість поширення поперечної хвилі (V_s) і густина (ρ) порід є основними параметрами, які контролюють пружну поведінку вуглеводневих товщ, тому доречним є побудова крос-плотів, що досліджують взаємозв'язки параметрів: V_p та густини; V_p і V_s ; пористості і V_p ; пористості і V_s ; пористості і акустичного імпедансу ($V_p \cdot \rho$).

У фізиці гірських порід вивчається поняття заміщення флюїду, яке характеризується рівнянням Гасмана. Тут описаний зв'язок між об'ємними та зсувними пружними модулями флюїдонасичених товщ і товщ, повністю позбавлених впливу флюїду (Mavko et al., 2009). Рівняння Гасманівського заміщення флюїду дає можливість змодельовувати зміни пружних властивостей (акустичний імпеданс) продуктивних порід залежно від рівня насичення газом, нафтою чи водою (Han, 2004).

Для дослідження ефекту впливу насичення порід флюїдом на швидкість пружних хвиль і густину порід згідно з концепцією Гасмана використовується в декілька етапів така методика.

На першому етапі оцінюються об'ємні (K_{sat}) і зсувні (μ_{sat}) модулі в початкових умовах формування порід-колекторів для кожної точки каротажної кривої:

$$K_{sat} = \rho(V_p^2 - \frac{4}{3}V_s^2), \quad (2)$$

$$\mu_{sat} = \rho V_s^2, \quad (3)$$

де V_p – швидкість поширення повздовжньої хвилі; V_s – швидкість поширення поперечної хвилі; ρ – густина.

Дуже часто дані швидкості поширення поперечної хвилі є недоступними. Тому для математичного моделювання V_s може бути використано рівняння Грінберга–Кастанья з коефіцієнтами, що підібрані для даного регіону та відкладів, або регресійний аналіз з використанням даних швидкості поширення повздовжньої хвилі, вмісту водню та питомого опору порід (Ємець та Безродна, 2022; Безродна та Антонюк, 2018).

У даній роботі автори використали матеріали, що були безпосередньо виміряні у польових умовах під час геофізичних досліджень свердловин та в петрофізичній лабораторії (Святенко та ін., 2019).

Другий етап передбачає застосування інверсії Гасмана для того, щоб привести продуктивні товщі до умов, повністю позбавлених насичення флюїдом, для підрахунку так званих сухих об'ємних пружних модулів (K_{dry}), використовуючи рівняння (Zhu and McMechan, 1990):

$$K_{dry} = \frac{K_{sat} \left(\frac{\phi K_{mat}}{K_{fl}} + 1 - \phi \right) - K_{mat}}{\frac{\phi K_{mat}}{K_{fl}} + \frac{K_{sat}}{K_{mat}} - 1 - \phi}, \quad (4)$$

де K_{mat} – об'ємний модуль мінеральної матриці; K_{fl} – об'ємний модуль флюїду і ϕ – коефіцієнт пористості. Об'ємні модулі (K_{fl}) і густина флюїду (ρ_{fl}) вираховані, використовуючи такі взаємозв'язки (Wood, 1955):

$$\frac{1}{K_{fl}} = \frac{S_w}{K_{brine}} + \frac{S_H}{K_{hyc}}, \quad (5)$$

$$\rho_{fl} = S_w \rho_{brine} + S_H \rho_{hyc}, \quad (6)$$

де S_w – коефіцієнт водонасичення; $S_H = (1 - S_w)$ – коефіцієнт нафтогазонасичення; K_{brine} та K_{hyc} – об'ємні модулі

пластової води і вуглеводнів відповідно; K_{brine} , K_{hyc} , ρ_{brine} і ρ_{hyc} розраховуються із залежностей, запропонованих Батцелом і Венгом (Batze and Wang, 1992).

На третьому етапі використовується згадане раніше рівняння Гасмана, в якому оцінюються різні рівні насичення флюїдом порід продуктивних пластів. Для кожного типу насичення (заміщення флюїду) розраховуються параметри K_{sat} , ρ_{sat} і μ_{sat} . Рівняння Гасмана набуває вигляд (Kumar, 2006):

$$K_{sat} = K_{dry} + \frac{(1 - \frac{K_{dry}}{K_{mat}})^2}{[\frac{\phi}{K_{fl}} + \frac{(1 - \phi)}{K_{mat}} - \frac{K_{dry}}{K_{mat}^2}]}, \quad (7)$$

і

$$\mu_{sat} = \mu_{dry}. \quad (8)$$

Рівняння (8) визначає такі умови, де зсувні модулі (μ_{dry}) є незалежними від наявності флюїду в поріді. Густина породи після заміщення флюїду може бути розрахована як (Kumar, 2006):

$$\rho_{sat} = \phi \rho_{fl} + (1 - \phi) \rho_{mat}. \quad (9)$$

Для підрахунку V_p і V_s після заміщення флюїду використовуються такі рівняння (Kumar, 2006):

$$V_{p_sat} = \sqrt{\frac{K_{sat} + \frac{4}{3}\mu_{sat}}{\rho_{sat}}}, \quad (10)$$

$$V_{s_sat} = \sqrt{\frac{\mu_{sat}}{\rho_{sat}}}. \quad (11)$$

Рівняння 9–11 можуть використовуватися для підрахунку V_p , V_s і густини (ρ) для кожного типу насичення після заміщення флюїду.

На четвертому етапі отримані результати порівнюються між собою і визначається вплив флюїду на пружні швидкості та густину порід.

Результати досліджень. Після проведення стандартної інтерпретації даних ГДС візейських відкладів Яблунівського родовища свердловини № 1 (в інтервалі дослідження 3790–4710 м), авторами за результатами петрофізичного аналізу кривих геофізичних досліджень була кількісно оцінена наявність імовірних перспективних зон порід-колекторів нафти й газу. На основі матеріалів ГДС та результатів лабораторних вимірювань керну було виділено низку пластів для оцінки промислової продуктивності порід-колекторів (нафтогазонасичені пісковики з пористістю 9÷16 %) (табл. 1). Для дослідженого розрізу перспективними в нафтогазовому відношенні виявилися шість інтервалів чотирьох розглянутих горизонтів. Потужність таких відкладів коливалася в межах 0.61÷3.55 м, що свідчить про наявні тонкошаруваті товщі, які є складними з погляду петрофізичної інтерпретації, а отже, надійне визначення їхніх фізичних властивостей є теж доволі складним процесом.

Оскільки акцент даної роботи був поставлений на пружні характеристики гірських порід, тому важливо було проаналізувати, які акустичні властивості вони мають. На рис. 2 для порід з різним літологічним складом зображено графік залежності V_p/V_s від інтервального часу проходження повздовжньої хвилі (DT). На графіку відображено декілька груп порід з різними швидкісними параметрами. Переважним типом у розглянутому інтервалі є високошвидкісні товщі.

Гасманівське заміщення флюїду, використовуючи представлену вище методологію, було застосовано для всього розрізу візейських відкладів свердловини № 1 Яблунівського родовища.

Таблиця 1

Номер пласта	Горизонт	Потужність пласта, м	Кгл, %	Кп, %	Кнг, %	Літологія
1	B-14	0.61	30	11	60	пісковик глин.
2	B-17	1.52	11	14	72	пісковик
3	B-18	1.98	9	12	92	пісковик
4	B-18	1.52	5	16	78	пісковик
5	B-22	1.22	10	9	87	пісковик
6	B-22	3.35	16	10	68	пісковик

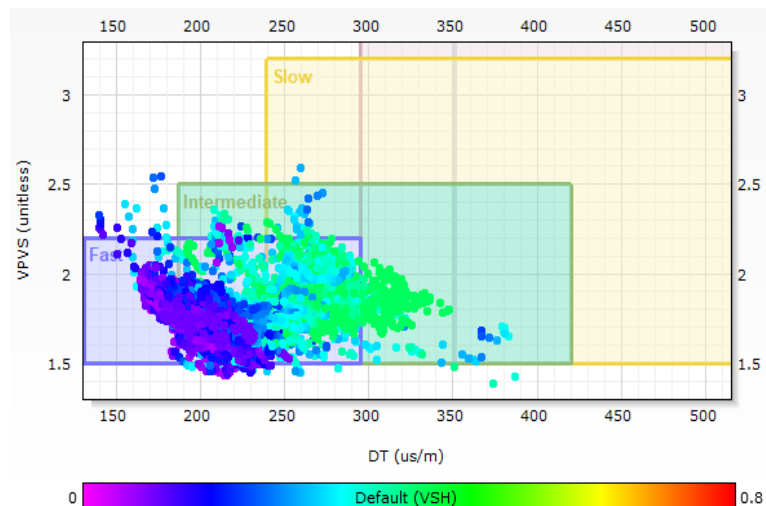


Рис. 2. Залежність V_p/V_s від інтервального часу проходження хвиль (за ГДС) для порід з різним літологічним складом

На рис. 3 для прикладу продемонстровано інтервал горизонту B-22, де відображено змодельовані криві швидкості проходження повздожньої і поперечної хвилі та густини за повного насичення водою.

У табл. 2 наведено результати Гасманівського заміщення флюїду для виділених за петрофізичною інтерпретацією шести пластів порід-колекторів, де спостерігаються певні відмінності між вимірними і змодельованими даними для кривих густини і повздожньої швидкості.

Варто відзначити, що після виконання моделювання Гасманівського заміщення флюїдів у газонасичених пластах збільшуються покази V_p та ρ , у випадку V_p різниця становить $0,01 \div 0,1$ км/с, а в ρ – $0,03 \div 0,11$ г/см³. Наведена

різниця в змодельованих значеннях V_p та ρ у водо- та газонасичених інтервалах відповідає теоретичним відомостям та демонструє вплив флюїду на пружні властивості.

На рис. 4 відтворено крос-плот залежності акустичного імпедансу (A/I) від відношення V_p/V_s , де вдалося встановити, що домінує тип колектору пісковик. Відобразивши поточково на цьому ж графіку залежності водо- та нафтогазонасичені товщі, визначені за результатами петрофізичної інтерпретації, чітко відмічається, що характер насичення продуктивних товщ значно впливає на їхні акустичні властивості.

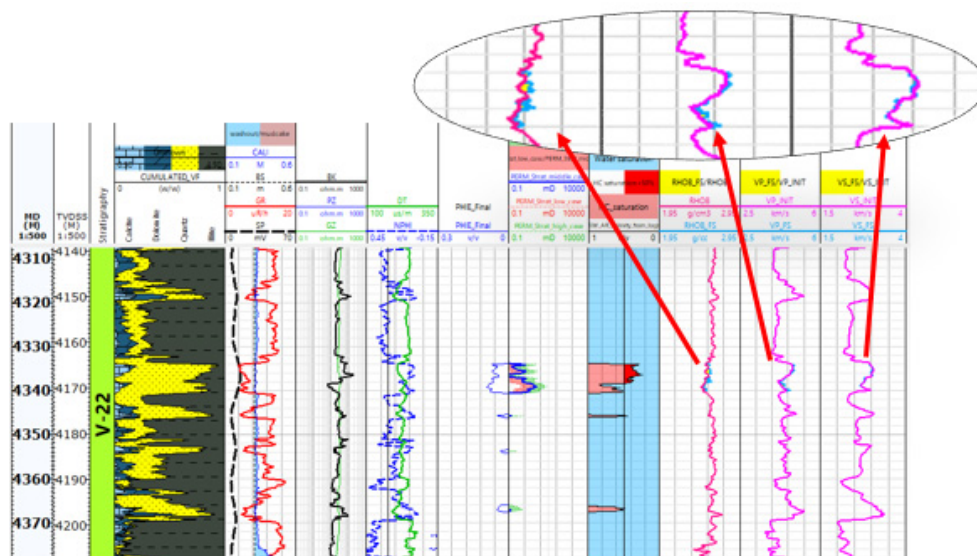
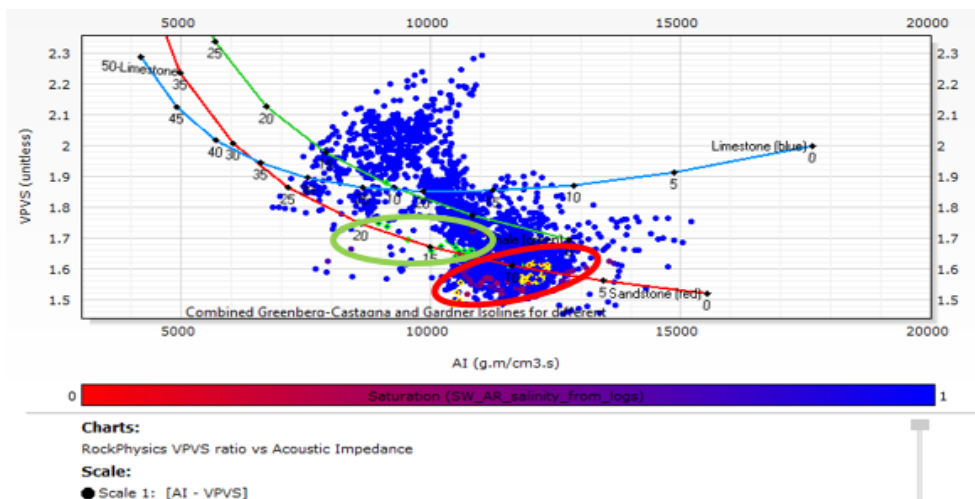


Рис. 3. Планшет з винесеними каротажними кривими стандартного комплексу, розрахованими петрофізичними властивостями, а також кривими V_p , V_s та об'ємної густини в початкових умовах дослідження (рожевий колір) та в умовах насичення водою (блакитний колір) (горизонт B-22)

Таблиця 2

Результати Гасманівського заміщення флюїду

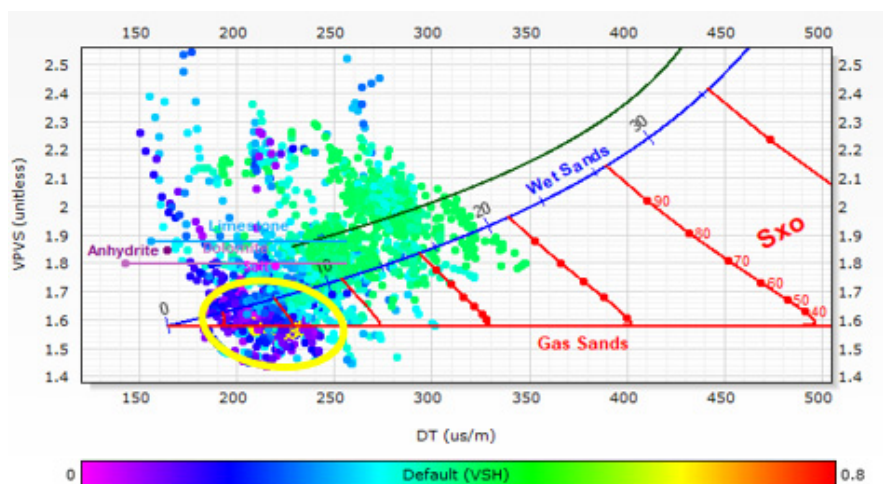
Номер пласта	Vp (до заміщення), км/с	Vs (до заміщення), км/с	ρ (до заміщення), г/см ³	Vp (після заміщення), км/с	Vs (після заміщення), км/с	ρ (після заміщення), г/см ³
1	4.61	2.67	2.54	4.62	2.65	2.55
2	4.52	2.96	2.46	4.61	2.93	2.51
3	4.67	2.79	2.43	4.68	2.73	2.54
4	4.74	2.09	2.46	4.76	2.07	2.5
5	4.78	3.02	2.54	4.88	2.98	2.59
6	4.5	2.94	2.51	4.65	2.92	2.54

Рис. 4. Крос-плот залежності акустичного імпедансу від залежності V_p/V_s для горизонтів В-20 – В-22 свердловини № 1 Яблунівського родовища

Для горизонтів В-20 – В-22 (рис. 4) граничні параметри коливаються в межах:

- для нафтогазонасичених (виділено червоним кольором)
AI: 10500÷12500 г·м/см³·с, V_p/V_s : 1,45÷1,60,
- для водонасичених (виділено зеленим кольором)
AI: 10500÷12500 г·м/см³·с, V_p/V_s : 1,55÷1,70.

На рис. 5 відображено графік залежності V_p/V_s від інтервального часу (DT) для різних типів порід, включаючи змішану літологію. За даними петрофізичної інтерпретації авторів, у дослідженнях матеріалів, де спостерігався ефект заміщення флюїду, продуктивні товщі розташовані у нижньому лівому куті, що відповідає газонасиченим пісковицям (виділено жовтим кольором).

Рис. 5. Перевірка якості відношення V_p/V_s та визначення впливу типу флюїду

Побудова такого графіку залежності є досить корисним прийомом для додаткового розмежування порід за літологічними групами та їхніми колекторськими властивостями. Навіть незначна кількість газу в пустотах може спричинити різке зменшення інтервального часу (DT), підтверджуючи те, що повздовжні хвилі є чутливими до змін флюїду в пустотному просторі.

Висновки. У даній роботі на прикладі візейських відкладів Яблунівського родовища було інтегровано петрофізичні дослідження з фізикою гірських порід. Здійснено петрофізичну інтерпретацію даних ГДС візейських відкладів порід. Встановлено, що переважним типом колектора є пісковики. У результаті впровадження методики Гасмана автори в дослідженому інтервалі довели ефект

впливу заміщення флюїду на пружні властивості продуктивних товщ порід. При проведенні контролю якості виконаних досліджень для продуктивних товщ для утворених моделей відмічено зменшення значень V_p ($1\pm 4\%$) і ρ для вимірених кривих ($1\pm 5\%$), для V_s – незначне збільшення щодо моделі повністю насиченою пластовою водою ($1\pm 3\%$). Таке розходження значень параметрів дає можливість під час застосування цієї методики виділяти перспективні товщі порід-колекторів на інших об'єктах.

Використовуючи графіки залежностей, для продуктивних горизонтів В-20 – В-22 було встановлено граничні значення показників акустичного імпедансу (AI) і відношення швидкостей пружних хвиль V_p/V_s для водо- і нафтогазонасичених товщ. Ці значення можуть бути використані в межах усього Яблунівського родовища при створення нових свердловин.

Список використаних джерел

Безродна, І., Антонюк, В. (2018). Оцінка колекторських властивостей теригених порід московського ярусу Західношебелинської площі на основі даних петрофізики. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 2 (81), 34–38.

Смець, В., Безродна, І. (2022). Прогноз швидкості поперечної хвилі за даними геофізичних досліджень свердловин (на прикладі Яблунівського родовища Дніпровсько-Донецької западини). *Збірник матеріалів IX Всеукраїнської молодіжної наукової конференції "Ідеї та новації в системі наук про Землю"*.

Святенко, Г. та ін. (2019). Геолого-економічна оцінка запасів вуглеводнів Яблунівського нафтогазоконденсатного родовища Полтавської області України. *Зем.*

Batzle, M.L., Wang, Z. (1992). Seismic properties of pore fluids. *Geophysics*, 64, 1396–1408.

Eberhart-Phillips, D., Han, D.-H., Zoback, M.D. (1989). Empirical relationships among seismic velocity, effective pressure, porosity, and clay content in sandstone. *Geophysics*, 54, 82–89.

Ellis, D.A. et al. (2007). *Well Logging for Earth Scientists*. Springer.

Han, D.H., Batzle, M.L. (2004). Gassmann's equation and fluid-saturation effects on seismic velocities. *Geophysics*, 69, 398–405.

Han, D.H., Nur, A., Morgan, D. (1986). Effects of porosity and clay content on wave velocities in sandstones. *Geophysics*, 51, 2093–2107.

Kumar, D. (2006). A tutorial on Gassmann fluid substitution: formulation, algorithm and Matlab code. *Geohorizons*, pp. 4–12.

Mavko, G.; Mukerji, T.; Dvorkin, J. (2009). *The Rock Physics Handbook, Tools for Seismic Analysis in Porous Media*. Cambridge University Press, Cambridge.

Purnamasari, I.A., Khairy, H., Abdeldayem, A.L., Ismail, W. (2014). Rock physics modeling and fluid substitution studies in sandstone reservoir. *J Appl Sci.*, 14, 1180–1185.

V. Yemets, PhD Student,

E-mail: vlad.yemets97@gmail.com;

I. Bezrodna, PhD (Geol.), Associate Prof.,

E-mail: bezin3@ukr.net;

Taras Shevchenko National University of Kyiv,

Institute of Geology, 90 Vasylykivska Str., Kyiv, 03022, Ukraine;

V. Antoniuk,

E-mail: wklejvit@gmail.com,

JSC Ukrgasvydobuvannya, Kyiv, Ukraine

Raymer, L.L., Hunt, E.R., Gardner, J.S. (1980). An improved sonic transit time-to-porosity transform. *Trans. Soc. Prof. Well Log Analysts 21st Ann. Logging Symp.*

Wyllie, M.R.J., Gergory, A.R., Gardner, L.W. (1956). Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media. *Geophysics*, 23, 41–70

Wood, A.W. (1955). *A Textbook of Sound*. The Macmillan Co., New York.

Zhu, X., McMechan, G.A. (1990). Direct estimation of the bulk modulus of the frame in fluid saturated elastic medium by Biot theory. *Expanded Abstract of 60th Annual International Meeting, Society of Exploration Geophysics*, 787–790.

References

Batzle, M.L., Wang, Z. (1992). Seismic properties of pore fluids. *Geophysics*, 64, 1396–1408.

Bezrodna, I., Antoniuk, V. (2018). Estimation of moskovan stage West-Shebelynska area clastic sedimentary rock reservoir properties using laboratory petrophysical data. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 2, 34–38. [In Ukrainian]

Eberhart-Phillips, D., Han, D.-H., Zoback, M.D. (1989). Empirical relationships among seismic velocity, effective pressure, porosity, and clay content in sandstone. *Geophysics*, 54, 82–89.

Ellis, D.A. et al. (2007). *Well Logging for Earth Scientists*. Springer.

Han, D.H., Batzle, M.L. (2004). Gassmann's equation and fluid-saturation effects on seismic velocities. *Geophysics*, 69, 398–405.

Han, D.H., Nur, A., Morgan, D. (1986). Effects of porosity and clay content on wave velocities in sandstones. *Geophysics*, 51, 2093–2107.

Kumar, D. (2006). A tutorial on Gassmann fluid substitution: formulation, algorithm and Matlab code. *Geohorizons*, pp. 4–12.

Mavko, G.; Mukerji, T.; Dvorkin, J. (2009). *The Rock Physics Handbook, Tools for Seismic Analysis in Porous Media*. Cambridge University Press, Cambridge.

Purnamasari, I.A., Khairy, H., Abdeldayem, A.L., Ismail, W. (2014). Rock physics modeling and fluid substitution studies in sandstone reservoir. *J Appl Sci.*, 14, 1180–1185.

Raymer, L.L., Hunt, E.R., Gardner, J.S. (1980). An improved sonic transit time-to-porosity transform. *Trans. Soc. Prof. Well Log Analysts 21st Ann. Logging Symp.*

Svyatenko S. et al. (2019). Geological and economic assessment of hydrocarbon reserves of the Yablunivske oil and gas complex of the Poltava region of Ukraine. *Report*. [In Ukrainian]

Wood, A.W. (1955). *A Textbook of Sound*. The Macmillan Co., New York.

Wyllie, M.R.J., Gergory, A.R., Gardner, L.W. (1956). Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media. *Geophysics*, 23, 41–70

Yemets, V., Bezrodna, I. (2022). Shear wave velocity estimation based on well logging data (with application to Yablunivske field, Dnipro-Donetsk depression). *Proceedings of the IX Ukrainian young scientific conference "Ideas and innovation in Geosciences"*. [In Ukrainian]

Zhu, X., McMechan, G.A. (1990). Direct estimation of the bulk modulus of the frame in fluid saturated elastic medium by Biot theory. *Expanded Abstract of 60th Annual International Meeting, Society of Exploration Geophysics*, 787–790.

Надійшла до редколегії 11.09.22

MODELLING OF THE EFFECTS OF FLUID SUBSTITUTION IN THE VISEAN DEPOSITS OF THE YABLUNIVSKE FIELD BASED ON THE INTERPRETATION OF WELL LOGGING DATA AND PETROPHYSICS

The paper discusses the details of the application of the method of fluid substitution which is used for predicting elastic properties of reservoir rocks and their dependence on pore fluid and porosity. This method makes it possible to predict changes in elastic response of a rock saturation with different fluids.

The main task of this paper was to study the productive zones of the visean deposits of the Yablunivske field using the example of a single well. The integration of petrophysics and rock physics (Gassmann fluid substitution) was applied to sandstones with intergranular porosity.

The objective of the study was to use petrophysical dependences, cross-plots and Gassmann fluid substitution modelling to determine the effect of different pore fluids (brine, oil, gas) on acoustic properties (compressional velocity, shear velocity, density).

It was established that the sandstone is a predominant type of reservoir of the considered rocks. The effect of fluid substitution on elastic properties was determined as a result of the implementation of Gasman's technique. The compressional velocity and density decreased, shear velocity slightly increased when brine was substituted with gas for the formed models. Limit values of acoustic impedance and V_p/V_s have been established for the water saturated and hydrocarbon saturated strata of the V-20 – V-22 horizons. It can be used for the drilling new wells of the Yablunivske field creating elastic reservoir rock models.

Keywords: petrophysics, rock physics, well logging, Gassmann fluid substitution, visean deposits.