

© **М.І. Євдошук**
 д-р геол. наук
Л.О. Барташук
 Інститут геологічних наук
 НАН України

Прогнозування несклепінних пасток вуглеводнів у верхньовізейській товщі на схилах приосьових прогинів Дніпровсько-Донецької западини

УДК 550.8/553.98(477)

Досліджено сприятливі геологічні передумови накопичення акумулятивних піщаних тіл-колекторів та умови формування приурочених до них літологічних, стратиграфічних і комбінованих пасток нафти і газу на схилах великих приосьових прогинів. Вивчено особливості геологічної будови верхньовізейських відкладів на північному схилі Орданівського прогину. Розроблено комплексну методикку виявлення неантиклінальних пасток вуглеводнів, яка включає в себе палеотектонічні, палеогеографічні методи, детальну кореляцію природних резервуарів за даними промислової геофізики і сейсмозвідки 3D, а також атрибутивний аналіз хвильового поля. На прикладі периферійної частини Західно-Солохівської структури показано ефективність застосування нової комплексної методики для ділянки північного схилу Ярошинського прогину. Визначено перспективні території постановки пошуково-розвідувальних робіт на несклепінні пастки вуглеводнів.

Ключові слова: прогнозування, резервуар, вуглеводні, неантиклінальні пастки, приосьовий прогин, Дніпровсько-Донецька западина, візейська товща.

Исследованы благоприятные геологические предпосылки накопления аккумулятивных песчаных тел-коллекторов и условия формирования приуроченных к ним литологических, стратиграфических и комбинированных ловушек нефти и газа на склонах крупных приосевых прогибов. Изучены особенности геологического строения верхневизейских отложений на северном склоне Ордановского прогиба. Разработана комплексная методика выявления неантиклинальных ловушек углеводородов, которая включает в себя палеотектонические, палеогеографические методы, детальную корреляцию природных резервуаров по данным промышленной геофизики и сейсмозвездки 3D, а также атрибутивный анализ волнового поля. На примере периферийной части Западно-Солоховской структуры показана эффективность применения новой комплексной методики для участка северного склона Ярошинского прогиба. Выделены перспективные территории для постановки поисково-разведочных работ на неантиклинальные ловушки углеводородов.

Ключевые слова: прогнозирование, резервуар, углеводороды, неантиклинальные ловушки, приосевой прогиб, Днепровско-Донецкая западина, визейская толща.

Favorable geological preconditions for accumulation of accumulative sand bodies-reservoirs were studied and conditions of formation of related to them lithological, stratigraphic and combined oil and gas traps on the slopes of large near-axial troughs. Features of the geological structure of Upper Visean deposits on the northern slope of Ordaniv trough were investigated. A complex methodology of detecting non-anticlinal hydrocarbon traps, which includes paleotectonic, paleogeographic methods, detailed correlation of natural reservoirs by logging data and 3D seismic prospecting, as well as attributive analysis of the wavefield. The case of peripheral part of the West Solohivska structure (northern slope in the area of Yaroshynska depression) shows the effectiveness of the new complex methodology. Perspective areas for exploration drilling on nonstructural traps of hydrocarbons are determined.

Key words: forecast, reservoir, hydrocarbons, non-anticlinal traps, depression, Dnipro-Donets depression, Visean deposits.

Незважаючи на те, що майже всі відомі антиклінальні структури вже розвідані, на їх периферійних ділянках може бути виявлено нові несклепінні поклади вуглеводнів (ВВ). У таких покладах, за останніми оцінками, зосереджено понад 75 % залишкових ресурсів вуглеводнів Дніпровсько-Донецької Западини (ДДЗ) [1]. Тому прогноз та виявлення цих покладів є вкрай необхідними для нарощування ресурсної бази газової галузі України.

З цією метою нами розроблено комплексну методикку, що ґрунтується на палеотектонічному, палеогеографічному методах, літофаціальному аналізі, детальній кореляції піщаних

тіл-колекторів за даними геофізичних досліджень свердловин (ГДС) та високоточної сейсмозвідки 3D.

Нова методика була успішно апробована на Західно-Солохівській структурі, що добре вивчена бурінням та покрита детальною сейсмозвідкою 3D. Структура знаходиться в приосьовій частині ДДЗ і приурочена до Солохівсько-Диканського антиклінального валу. В нафтогазоносному відношенні Західно-Солохівська структура належить до Глинсько-Розбишівського нафтогазоносного району.

Теригенні відклади візейського ярусу нижнього карбону регіонально нафтогазоносні в приосьовій зоні ДДЗ [2].

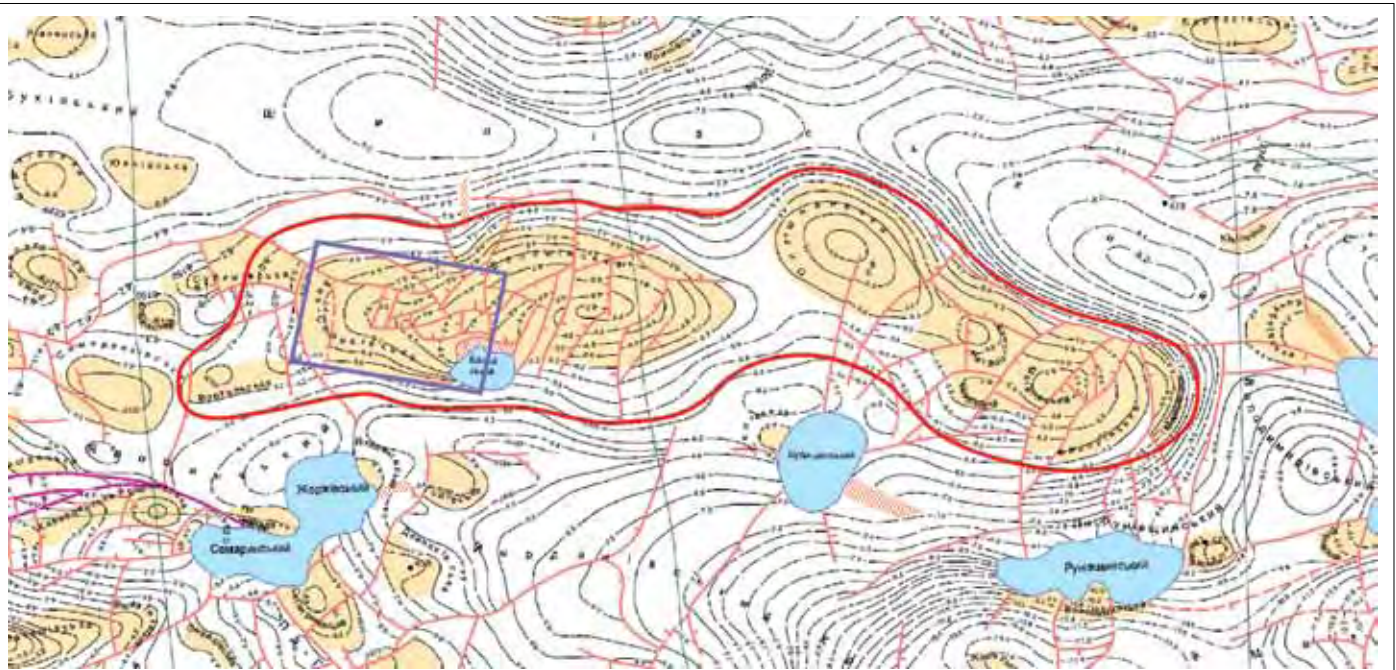


Рис.1. Оглядова карта (фрагмент структурно-тектонічної карти ДДЗ, С₁V₂): – район дослідження; – прогнозні ділянки

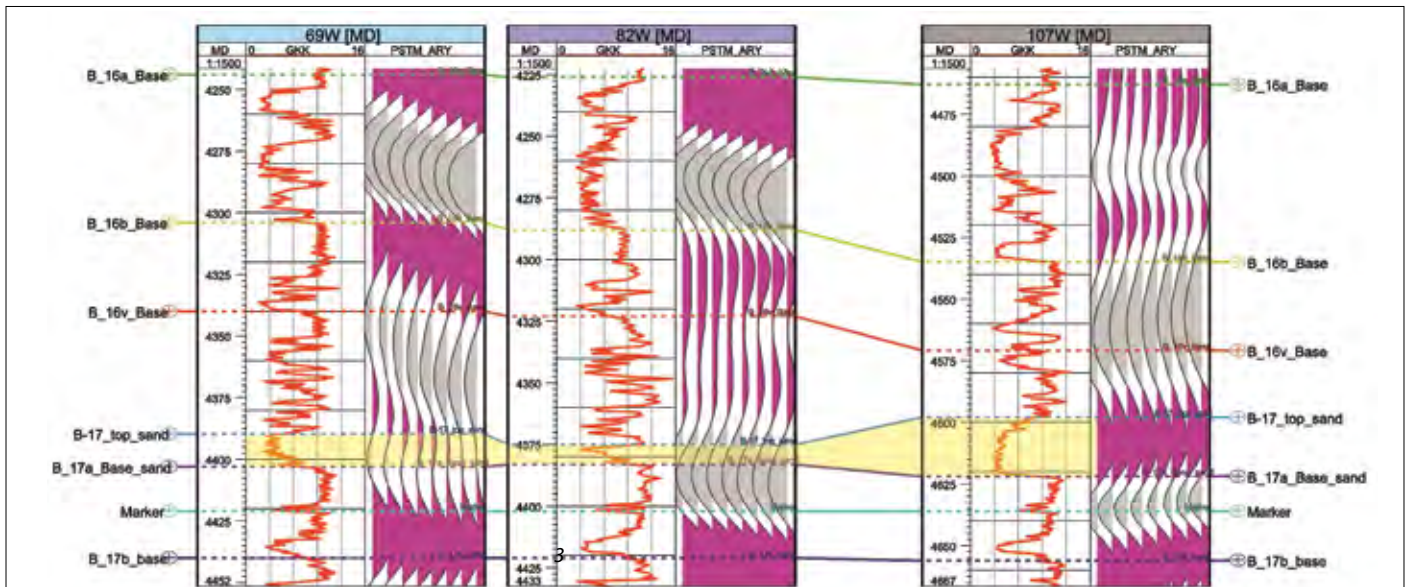


Рис. 2. Палеотектонічна реконструкція верхньовізейських відкладів по лінії св. 69–82–107

Промислові поклади ВВ горизонтів від В-14 до В-18 включно виявлено на структурах Солохівсько-Диканського валу. Більшість покладів пов'язані зі склепінними літологічно-обмеженими пастками, частина яких має тектонічне та стратиграфічне екранування, тобто на цих родовищах літологічний чинник відіграє визначальну роль у формуванні покладів нафти і газу [3].

На Західно-Солохівському родовищі у верхньовізейському продуктивному комплексі (XII мікрофауністичний горизонт) встановлені комбіновані, літологічно- і значно

меншою мірою тектонічно-екрановані газоконденсатні поклади, приурочені до теригенних відкладів прибережно-морського генезису. Продуктивні горизонти складаються піщаними пластами із товщиною від перших метрів до 24–30 м, відкрита пористість, за даними лабораторних досліджень керна, становить від 7 до 14 %.

Сприятливі умови для формування піщаних акумулятивних тіл, з якими можуть бути пов'язані несклепінні пастки ВВ на схилах приосьових прогинів ДДЗ, розглянуто в ряді робіт науковців (Д.С. Айзенберг, Н.С. Бражнікова, 1962;

Л.Н. Ботвінкіна, В.С. Яблоков, 1963; А.П. Феофілова, М.Л. Левенштейн, 1963; О.Ю. Лукін, 1976; В.А.Бабадаглі, 1982; В.Т. Кривошеєв, 1983; І.В. Височанський, 1986; М.І. Мачужак, 1989; О.В. Барташук, 1994; В.К. Гавриш, 1996; Я.Г. Лазарук, 2007 та ін.). За даними цих досліджень встановлено, що з початком активного прогинання приосьової частини ДДЗ у пізньовізейський час море займало центральну частину Дніпровського грабену, де утворилися морські умови з чергуванням регресивних та трансгресивних етапів осадонакопичення [4]. У його межах, особливо на периферійних частинах структур, у візейському палеобасейні формувалися акумулятивні тіла прибережно-морського генезису: поздовжні берегові бари, бари внутрішніх морів та коси. У періоди морських трансгресій та пов'язані з ними тимчасові періоди припинення росту антиклінальних структур більш глибоководні відкрито-морські глинисті осади перекривали акумулятивні піщані тіла на схилах прогинів, унаслідок чого перспективні резервуари акумулятивних тіл були захоронені під потужними глинистими покривками. Таким чином створювалися серії клиноформних тіл, у яких існували умови для формування пасток ВВ несклепінного типу [5].

Геологічна характеристика площі досліджень

Переінтерпретація геолого-геофізичних матеріалів минулих років по Західно-Солохівській площі (О.М. Тяпкіна, Л.О. Барташук, 2011) дала змогу уточнити структурно-тектонічну модель площі за відбиваючими горизонтами від підшови відкладів нижньовізейського під'ярусу нижнього карбону V_3^{3-n} (C_1V_1) до підшови відкладів башкирського ярусу середнього карбону V_6^{3-n} (C_2b) включно, оконтурити соляне тіло та за результатами палеотектонічного аналізу відновити умови осадонакопичення.

У тектонічному відношенні Західно-Солохівська площа розташована в центральній частині Дніпровського грабену (рис. 1), яка характеризується значною глибиною залягання поверхні кристалічного фундаменту (9–11 км), великою потужністю покриваючого його осадового чохла та проявами соляної тектоніки.

По відкладах нижнього візе – XIV мікрофауністичного горизонту (V_3^{3-n}) Західно-Солохівська антиклінальна структура являє собою складку облягання, вірогідно, органічної споруди у відкладах XV мікрофауністичного гори-

зонт, яка формувалася на уступі в західній частині площі в турнейський час і була захоронена у нижньовізейських відкладах XIV мікрофауністичного горизонту. Про це свідчить трансгресивне облягання органічної споруди відкладами XIV мікрофауністичного горизонту, зменшення товщини над її склепінням та нарощування товщини в центральній частині площі за рахунок відтоку солі в Бакейський шток і формування компенсаційної мульди просідання.

За верхньовізейськими відкладами (XI, XII, XIIa мікрофауністичний горизонт) Західно-Солохівська структура як замкнена не проявляється, вона похована під передверхньовізейською поверхнею неузгодження, і їй відповідає простора північно-західна перикліналь великої Солохівської складки. Західно-Солохівська структура відокремлюється від Солохівської складки системою поперечних скидів, які простежуються за всіма горизонтами карбону в районі Бакейського штоку. Кути падіння порід по осі структури у верхньовізейському плані поступово зменшуються: від 10–12° поруч із Бакейським штоком до 4–5° у центральній частині структури.

Таким чином, виявлено два основних етапи формування Західно-Солохівської структури – турне-нижньовізейський та верхньовізейсько-серпухівський. На древньому етапі розвитку в умовах локальної компенсаційної мульди утворилися глибоководноморські темноколірні теригенно-карбонатні відклади з високим вмістом органічної речовини. На другому етапі на місці мульди формувалася протяжна перикліналь Солохівської антиклінальної структури. У цей час відбувалося переважно прибережно-морське осадонакопичення, що характеризується теригенним комплексом відкладів – чергуванням піщано-алевролітових та глинистих пачок.

На хвильовому полі верхньовізейських відкладів (XII, XI) периферійних частин Західно-Солохівської структури досить чітко фіксуються клиноформні об'єкти. Вони можуть бути приурочені до трансгресивно залягаючих піщаних пачок продуктивних горизонтів від В-20 до В-14 включно. Такі особливості геологічної будови є сприятливим фактором для формування несклепінних пасток ВВ на схилах структури.

Методика виділення пасток

Основним об'єктом досліджень був **продуктивний горизонт В-17** XI мікрофауністичного горизонту верх-

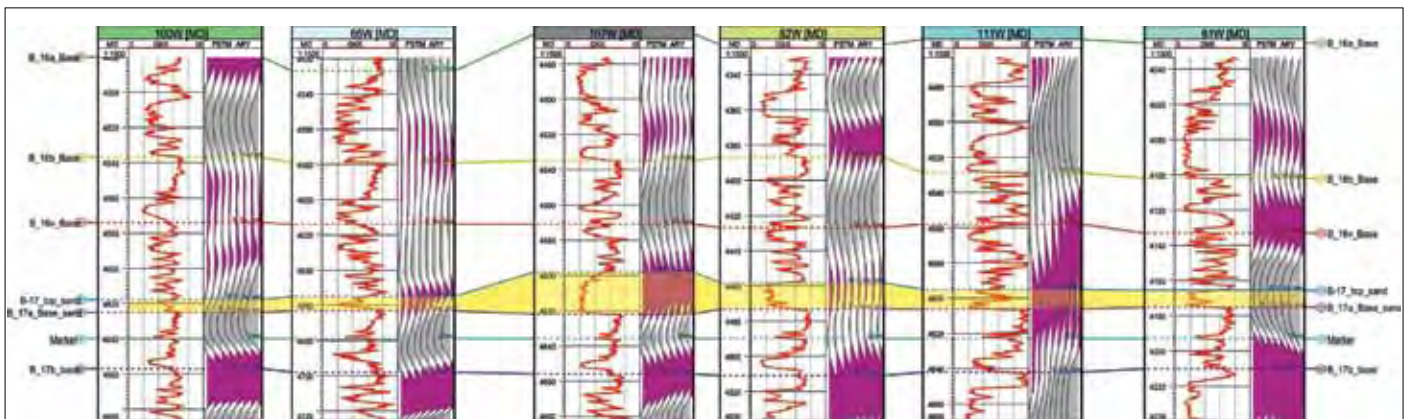


Рис. 3. Палеотектонічна реконструкція верхньовізейських відкладів по лінії св. 100–66–107–62–111–61

новізейського під'ярусу нижнього карбону. Літологічно горизонт В-17 представлений кварцовим пісковиком із загальними товщинами від 5 до 24 м. Найбільші товщини розкриті св. 107, 111, 62 (див. рис. 2 та 3). Він був випробуваний у розташованій на південному крилі брахіантиклінальної складки св. 107 ($K_{п} - 7-9\%$, $K_{нт} - 85-93$, $H_{эф} - 16,6$), де був отриманий приплив газу з дебітом 101,2 тис. м³/добу. У св. 64, розташованій в апікальній частині структури, з цього горизонту не було отримано припливу пластового флюїду. У більшості інших свердловин горизонт В-17 був виділений за ГДС в основному як ущільнений із пористістю нижче від граничної для візейських порід – 7%, тільки в св. 69 він має пористість 7,1–7,4%, але характеризується як водонасичений. В інших свердловинах горизонт В-17 за ГДС зовсім не виділявся і відповідно не випробовувався.

Було зроблено детальну кореляцію продуктивних горизонтів, де особливу увагу приділено продуктивному горизонту В-17 [6]. З'ясовано складну будову цієї літологічної пачки: вона складається з декількох піщано-алевролітових прошарків, що мають дуже невтриманий характер розвитку в розрізі і по площі. В результаті проведеної детальної кореляції було встановлено стратиграфічну приналежність продуктивного об'єкта, виявленого в св.107, до верхнього прошарку, а саме до піщаного пласта В-17а (рис. 2 та 3).

Далі в районі кожної свердловини спостерігали хвильове поле з метою його точної стратиграфічної прив'язки. У межах стратиграфічних горизонтів виконано детальну прив'язку ГДС, а саме кривої гамма-каротажу ГК, до хвильової картини продуктивного пісковика В-17а (див. рис. 2 та 3)

у часовому вимірі за допомогою вертикального сейсмічного профілювання (ВСП). Для кожної свердловини зіставлено та проаналізовано криві ГК із хвильовою картиною (див. рис. 2 та 3) та ідентифіковано вісь синфазності, яка приурочена до пласта В-17 а у св. 107. Розміри виявленого сейсмічного об'єкта сягають від 10 до 25 мс, що знаходиться у межах однієї фази.

Сейсмічна фаза, що належить до прошарку В-17а у св. 107, має відмінні порівняно з іншими частинами розрізу по інших свердловинах в інтервалі прошарку В-17а характеристики і визначається як позитивна з високими амплітудами (див. рис. 2 та 3). На «Inline 80» чітко видно, як сейсмічна фаза яскравою плямою простягається з півдня на північ до присклепінної частини в районі «Xline 335», де змінюється полярність і зменшується амплітуда (рис. 4). На «Xline 261» також добре видно, як яскрава позитивна фаза простягається з заходу на схід аж до «Inline 117», де змінюється полярність і погіршуються динамічні характеристики відбиття (рис. 5).

На основі кореляції було побудовано часову та глибинну карти продуктивного прошарку В-17а Західно-Солохівської площі. Також складено карту товщин пласта В-17а по всіх свердловинах родовища. На основі часової карти в межах часового вікна завдовжки 15 мс угору й униз від корельованої часової поверхні пласта В-17а побудовано атрибути хвильового поля – RMS (Root Mean Square) середньоквадратичні амплітуди хвильового поля. Для наглядності всі ці побудови об'єднано в одній карті (див. рис. 6 та 7). Дані атрибутів хвильового поля дали можливість оконтурити акумулятивне

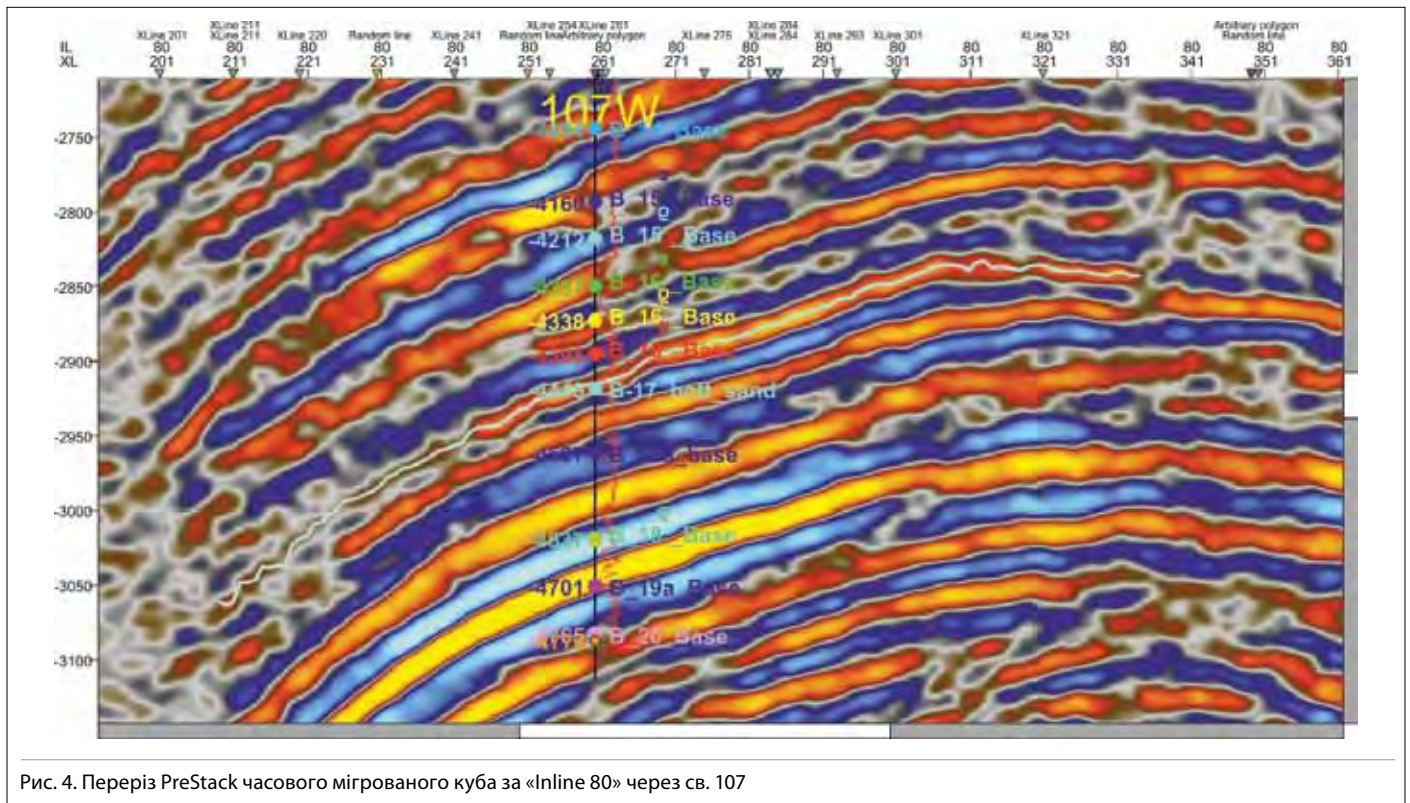


Рис. 4. Переріз PreStack часового мігрованого куба за «Inline 80» через св. 107

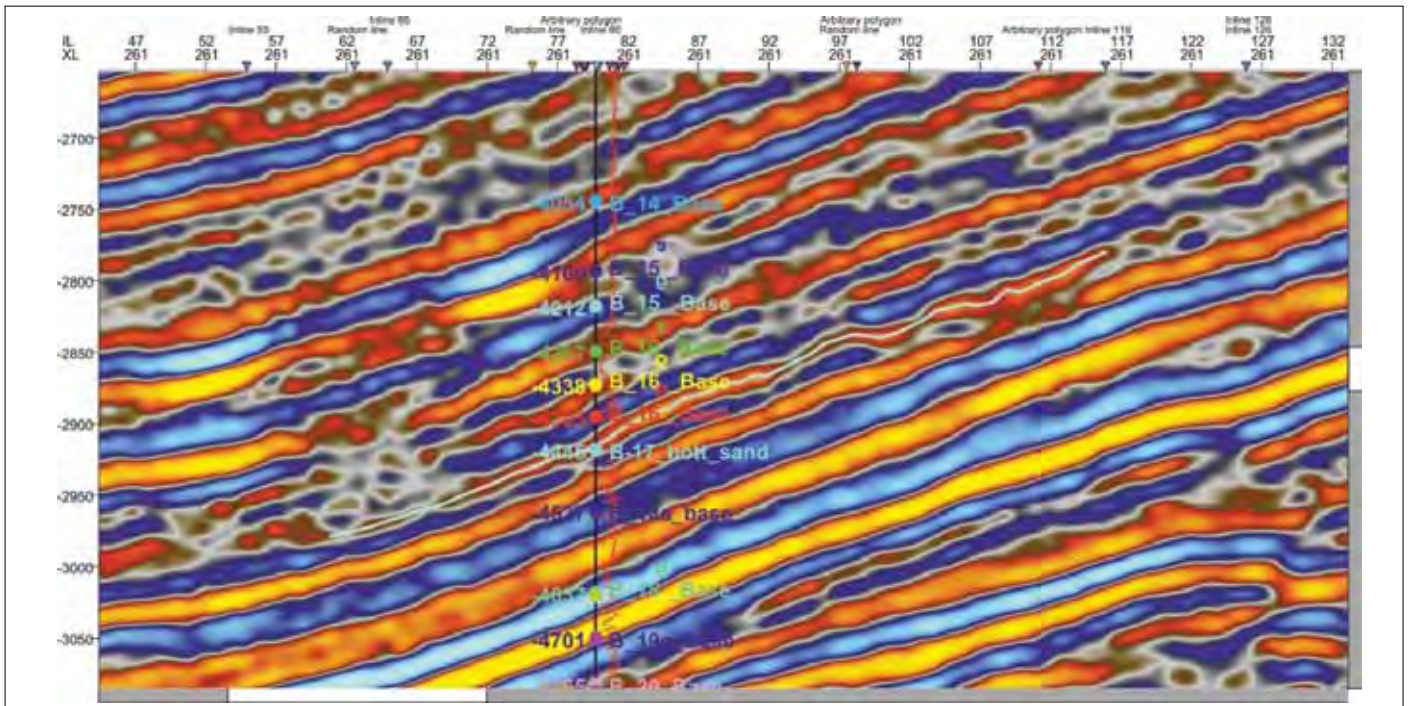


Рис. 5. Переріз PreStack часового міграного куба за «Xline 261» через св. 107

тіло, яке чітко виділяється високими значеннями RMS амплітуд. На карті добре простежується акумулятивне тіло, розповсюджене в південно-західній частині Західно-Солохівської перикліналі. За товщинами пісковику В-17а видно, що найбільші його значення зосереджені в південно-західній частині структури з трендом збільшення товщини від 8 м на північному сході і до 23 м на південному заході в напрямку Орданівського прогину. Це свідчить про високу динаміку та інтенсивне накопичення теригенного матеріалу в цій частині Західно-Солохівської структури.

За даними лабораторного дослідження керн в св. 107 в інтервалі відбору 4565–4573 м ($l = 3,2$ м), який стратиграфічно належить до горизонту В-16 в-г, порода представлена так: 2,5 м – аргіліт темно-сірий вуглефікований, в нечітко виражених прошарках вапнистий, із прошарками завтовшки до 5 см вапняку мікрозернистого з дрібним органічним детритом; порода сланцювата, осколкувата, середньої та низької міцності, розколюється по субгоризонтальних площинах, легко перетворюється на дресву; 0,7 м – алевроліт світло-сірий, із субгоризонтальними вуглистами прошарками, у нижній частині шару з прошарком світло-сірого тонкозернистого міцного щільного вапняку завтовшки до 0,15 м; порода міцноцементована, розколюється за субгоризонтальними площинами з плитчастою окремістю.

В інтервалі відбору 4676–4678 м ($l = 0,7$ м), який стратиграфічно належить до горизонту В-18, порода представлена так: аргіліт темно-сірий до чорного, тонкослюди́стий, розколюється за субгоризонтальними площинами. У середній частині відмічається прошарок пісковику (0,2 м) світло-сірого, дрібнозернистого, міцноцементованого, тонкослюди́стого; порода без наявної шаруватості, розколюється за субгоризонтальними

площинами; 0,6 м – піскови́к світло-сірий, дрібнозерни́стий, міцноцементований, із міліметровими прошарками та різноамплітудними міліметровими сутуро-стилолітовими швами, вивоненими вуглисто-слюди́стою та слюди́стою речовиною; шаруватість субгоризонтальна та під $\angle 25\text{--}30^\circ$; 6,4 м – аргіліт темно-сірий до чорного, тонкослюди́стий, із поодинокими відбитками рослинного детриту та рідкими міліметровими прошарками вищеописаного пісковику.

Керн відібраний із водонасичених частин горизонту В-17 у св. 62, 66 і з ущільнених частин у св. 61, 65, 102. Із водонасичених частин керн представлений сірими і темно-сірими кварцовими піскови́ками, дрібнозерни́стими, тріщинуватими, щільними, місцями глинистими, з товщинами окремих шарів і прошарків 0,2–7,3 м. Піскови́ки чергуються з чорними аргілітами завтовшки 1,2–4,2 м і щільними слюди́стими темно-сірими алевролітами завтовшки до 0,8 м. Відкрита пористість піскови́ків 1,8–9,4 % (у середньому 5,5 %), проникність $0\text{--}9,76 \times 10^{-15}$ м² (у середньому $2,95 \times 10^{-15}$ м²). Із ущільнених частин у керні підняті переважно аргіліти темно-сірі до чорних, слюди́сті, щільні, з горизонтально-лінзоподібною шаруватістю завтовшки 0,4–4,5 м, із окремими прошарками піскови́ків сірих, дрібнозерни́стих, міцних. У св. 61, 102 керн через відсутність колекторів не досліджувався, а у св. 65 один зразок пісковику має відкриту пористість 1,4 % і проникність 0.

Дані аналізу керн свідчать про те, що у верхньовізейський час, особливо під час формування горизонтів В-18, В-17 та В-16, існували переважно прибережно-морські умови осадонакопичення з ритмічним чергуванням таких прибережно-морських та відкрито морських фацій, як уздовжберегові бари, бари внутрішніх морів, коси прибережних валів, пляжів та забарових лагун.

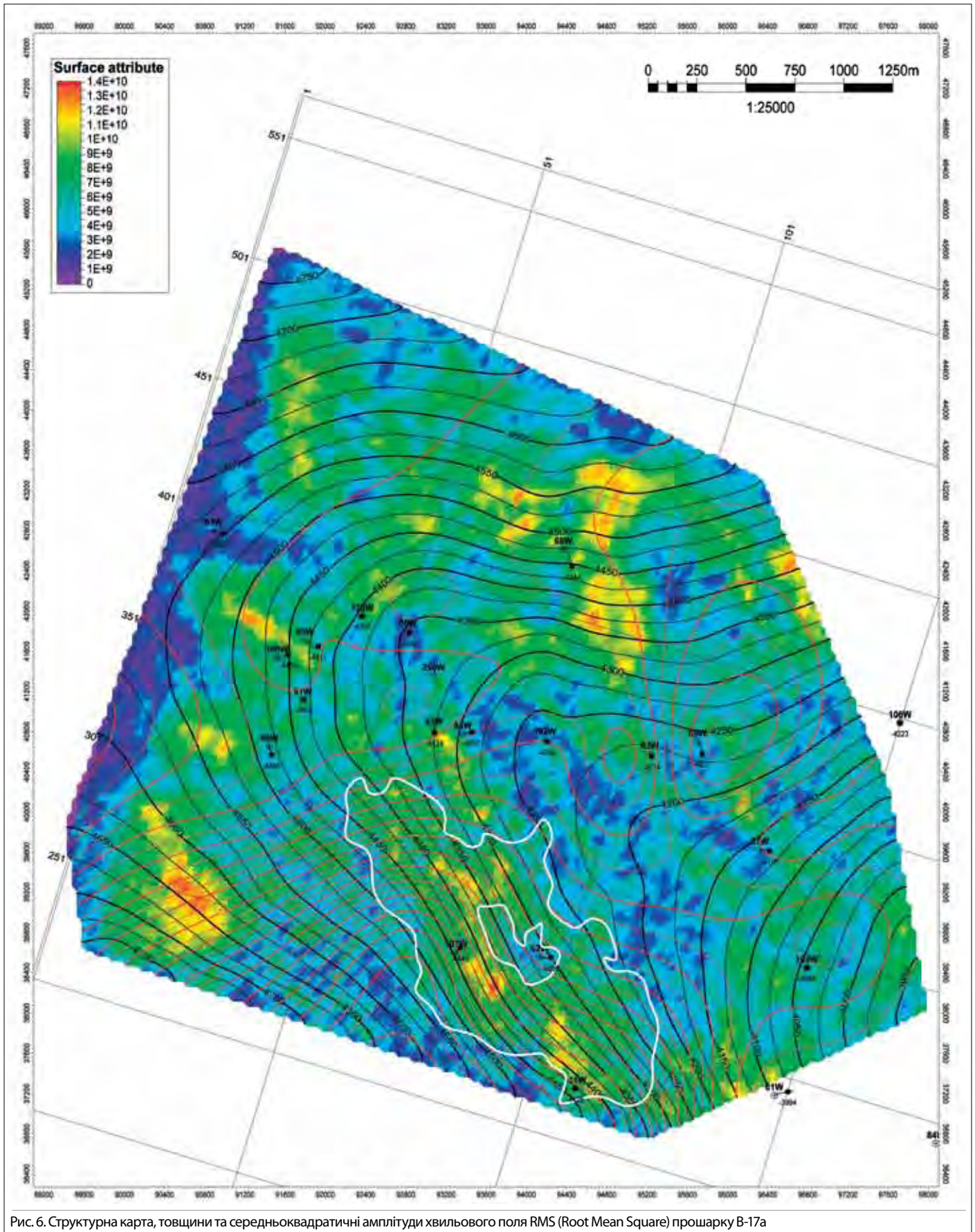


Рис. 6. Структурна карта, товщини та середньоквадратичні амплітуди хвильового поля RMS (Root Mean Square) прошарку В-17а

За результатами аналізу характеристик кривої ГК та аналізу морфології піщаного тіла [7] встановлено фаціальну природу піщаників продуктивного пласта В-17а. Модель кривої ГК сформована похилою покривельною лінією, ускладненою зубчатістю, і горизонтальною прямою підшовною лінією. Ширина аномалії становить 23 м. Найбільше відхилення кривої належить до нижньої частини аномалії. Це пов'язано з тим, що енергетичні рівні водного середовища змінювалися від дуже високих на початку до низьких у кінці формування піщаного тіла, тому кількість глинистого матеріалу до верху розрізу зростає. Відклади трансгресивного уздовжберегового бару у ході подальшого розвитку регресії перекриваються відкладами забарових лагун. На розрізі (див. рис. 2 та 3) спостерігається чергування трансгресивних та регресивних етапів прибережно-морського осадонакопичення з ритмічним чергуванням фацій барів та забарових лагун, що підтверджується наявністю вуглефікованих решток та залишків дрібного органічного детриту (за даними аналізу керн). За морфологічними ознаками тіло піщанику трансгресивного бару має випуклу лінзоподібну форму в розрізі, в плані тіло має складну, витягнуту з північного заходу на південний схід, неправильну форму (див. рис. 2 та 3): завдовжки 4 км та завширшки 1,3 км.

Отже, ідентифіковано генезис продуктивного пласта В-17а на південній периферії Західно-Солохівської структури. Піщане тіло фаціально являє собою трансгресивний уздовжбереговий бар, приурочений до древнього внутрішнього моря, яке існувало в верхньовізейський час і було відокремлене з північного сходу протяжними мілководноморськими дрібнозернистими алеврито-глинистими відкладами лагунної фації, а з півдня – глинистими морськими відкладами Ярошинського прогину.

Бари такого типу часто зустрічаються на мілинах, пов'язаних із присклепінними частинами антиклінальних піднятих, виражених у рельєфі морського дна. Прикладами таких барів є сучасні острови і мілини, розвинуті в північній частині Каспійського моря. Найбільш характерними з них є о. Кулалі, що являє собою серпоподібний бар, та о. Чечень, складений із двох серпоподібних барів, які відгородили внутрішню лагуну [7].

Висновки

Отже, на прикладі Західно-Солохівської структури показано, що піщані тіла барового типу також можуть бути широко розвинені та розповсюджені на периферії розвіданих структур уздовж Ярошинського та Орданівського прогинів, а також інших прогинах ДДЗ.

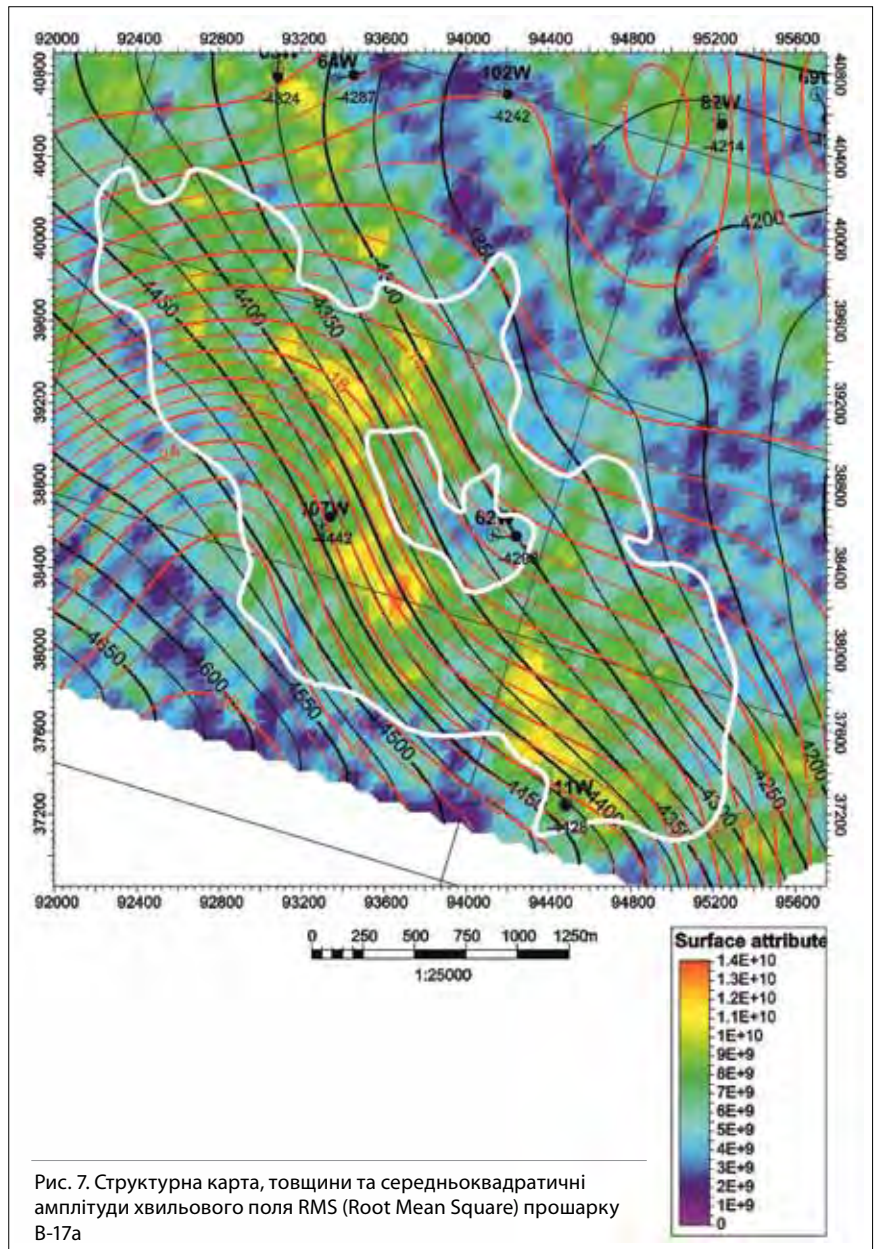


Рис. 7. Структурна карта, товщини та середньоквадратичні амплітуди хвильового поля RMS (Root Mean Square) прошарку В-17а

Уперше за допомогою застосування нової комплексної методики прогнозу та виявлення несклепінних пасток ВВ на схилі Ярошинського прогину було виділено та ідентифіковано тіло барового типу. За результатами проведених досліджень у верхньовізейських відкладах прогнозується нова глибинна зона нафтогазонакопичення на схилах Ярошинського, Шилівського та Орданівського прогинів. Наступним етапом робіт має стати оцінка перспектив нафтогазонасності верхньовізейських відкладів, а також вдосконалення та підвищення ефективності методики прогнозу несклепінних об'єктів. Для виявлення прогнозованої зони нафтогазонакопичення рекомендується постановка нової сейсмозвідки 3D на периферійних ділянках розвіданих родовищ із подальшим вивченням глибоких схилів осьових прогинів Дніпровського грабену.

Список літератури

1. **Лукін О.Ю.** Ресурсний потенціал Східного газонафтоносно-го регіону. Перспективи освоєння / О.Ю. Лукін, Т.М. Пригаріна, В.В. Гладун // Нафт. і газова пром-сть. – 2011. – № 4. – С. 6–12.
2. **Витенко В.А.** История развития и нефтегазоносность структур Днепровско-Донецкой впадины / В.А. Витенко, Б.П. Кабышев. – М.: Недра, 1977. – С. 192.
3. **Височанський І.В.** Стратиграфічні пастки вуглеводнів і методика їх пошуків // Питання розвитку газ. пром-сті України: 36. наук. праць. – Х.: УкрНДІгаз, 2001. – Вип. XXIX. – С. 175–184.
4. **Височанський І.В.** Нові аспекти систематизації нафтогазоносних структур / І.В. Височанський, М.П. Зюзькевич // Питання розвитку газ. пром-сті України: 36. наук. праць. – Х.: УкрНДІгаз, 1999. – Вип. XXVII. – С. 113–116.
5. **Барташук А.В.** Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности глубокопогруженных нижнекаменноугольных и девонских горизонтов южной краевой зоны Днепровско-Донецкой впадины // Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – М.: ВНИИГАЗ, 1994. – С. 16.

6. **Коломієць Я.І.** Уточнена синоніміка регіонально-газоносних горизонтів нижнього карбону та перспективи їх газоносності у південно-східній частині ДДЗ та північно-західних околицях Донбасу / Я.І. Коломієць, А.В. Лизанець, А.А. Лагутін, О.С. Міносян. – Х.: УкрНДІгаз, 2003. – 86 с.

7. **Муромцев В.С.** Электрометрическая геология песчаных тел литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.

Автори статті



Свдошук Микола Іванович

Завідувач відділу геології вугільних родовищ Інституту геологічних наук НАН України. Доктор геологічних наук, професор.

Барташук Леонід Олексійович

Аспірант Інституту геологічних наук НАН України. Спеціаліст з геології в «Lukoil». Коло наукових інтересів: пошук та розвідка несклепінних пасток вуглеводнів.



ПРОФЕСІОНАЛИ ГАЛУЗІ

Миколі Йосиповичу Марухняку – 80

Народився Микола Йосипович 27 жовтня 1933 року в с. Ходованці Томашівського повіту Люблінського воєводства (нині Польща) в селянській сім'ї.

У 1945 році українці, що проживали на території Холмщини, були евакуйовані, а по суті, депортовані, через два роки сім'я Марухняків через голод 1946–1947 рр. із Одеської області переїхала до Львівщини (м. Щирець). Тут Микола Йосипович закінчив середню школу і вступив до Львівського політехнічного інституту на геологорозвідвальний факультет.

Перші трудові кроки були зроблені на Туймазинському нафтовому родовищі в Башкирії, а згодом із 1960 р. розпочалася наукова діяльність у Центральній науково-дослідній лабораторії виробничого об'єднання «Укрнафта». Тут у 1969 році Микола Йосипович захистив кандидатську дисертацію, після чого був запрошений на роботу до Українського державного науково-дослідного і проектного інституту нафтової промисловості у м. Києві.

Із двадцяти років роботи в цьому інституті (1970–1990) п'ятнадцять років Микола Йосипович обіймав посаду заступника директора з наукової роботи в галузі геології і буріння.

Численні наукові роботи М.Й. Марухняка присвячені обґрунтуванню шляхів розвитку і наращування ресурсної вуглеводневої бази нафтогазовидобувної промисловості Карпатського, Дніпровсько-Донецького, Азово-Чорноморського, Прип'ятського, Прибалтійського регіонів, визначенню перспективних напрямів пошуково-розвідвальних робіт, а також координації геолого-розвідвальних робіт у суміжних приграничних регіонах країн-членів Ради Економічної Взаємодопомоги: Польщі, Чехословаччини, Угорщини, Німеччини, СРСР.

У цей час під науковим керівництвом і за безпосередньої участі М.Й. Марухняка було розроблено комплексні довгострокові проекти промислового освоєння ресурсів вуглеводнів основних нафтогазоносних регіонів України, Білорусії, Калінінградської області, Литви і Латвії.

Протягом семи років (1983–1989) він очолює групу фахівців інституту «УкрДППРОнафта», що займалися проектуванням розробки кубинських нафтових родовищ Варадеро і Бока де Харуко. Завдяки цим



роботам обсяги видобутку нафти на Кубі вже через п'ять років подвоїлися і досягли 1 млн т на рік.

У 1990 р. М.Й. Марухняк був відряджений до Алжиру, де очолив групу радянських фахівців, що надавали науково-технічну допомогу алжирській національній компанії «Сонатрак» під час розробки родовищ вуглеводнів, у тому числі гігантського нафтового Хассі-Мессауд і газового Хассі-Рмель.

Після повернення Микола Йосипович працював на відповідальних посадах у Державному комітеті нафтової, газової і нафтопереробної промисловості (1993–1998) та Національній акціонерній компанії «Нафтогаз України» (1998–2002).

На сьогодні М.Й. Марухняк співпрацює з ПрАТ «Науково-дослідне і конструкторське бюро бурового інструменту» у сфері вирішення проблем новітніх технологій освоєння родовищ нафти і газу шляхом буріння горизонтальних свердловин, а також відновлення роботи старих свердловин боковими стовбурами.

Протягом 15 років він був членом і експертом Центральної комісії з питань розробки нафтових, газових і газоконденсатних родовищ при Мінпаливенерго України, значиться серед першовідкривачів ряду нафтових родовищ Прикарпаття та Дніпровсько-Донецької западини, має понад 130 опублікованих робіт, у тому числі монографії, брошури, наукові статті, авторські свідоцтва на винаходи, геологічні та оглядові карти.

М.Й. Марухняк за сумлінну працю на професійній ниві нагороджений кількома медалями, галузевими відзнаками та почесними грамотами. Він – Заслужений працівник промисловості України, дійсний член Української нафтогазової академії наук.

Захоплюється нумізматикою, має багату колекцію монет із понад 120 країн світу.

Бажаємо Миколі Йосиповичу міцного здоров'я, довголіття, нових здобутків та творчих успіхів на професійному поприщі!

Друзі, колеги, редакція журналу