

## АВТОХТОН ПІВНІЧНО-ЗАХІДНИХ КАРПАТ – ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ТА НАФТОГАЗОВИЙ ПОТЕНЦІАЛ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ІНТЕГРАЛЬНОЇ ІНТЕРПРЕТАЦІЇ КОМПЛЕКСУ ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНИХ ДАНИХ

Стаття присвячена проблемі нарошення ресурсної бази ВВ в Карпатському регіоні за рахунок малорозвіданих глибокозанурених відкладів флішової основи Складчастих Карпат та Передкарпатського прогину. Проведені дослідження виконувалися шляхом створення просторової інтегральної сейсмогравітаційної моделі північно-західної частини Карпатської НГП на базі комп'ютерної "Технології інтегральної інтерпретації комплексу гравіметричних і геолого-геофізичних даних для оцінки перспектив нафтогазоносності". Результати геологічної інтерпретації просторової інтегральної геогустинної моделі дозволили виділити ділянки розвитку відкладів з покращеними колекторськими властивостями та обґрунтувати перспективи нафтогазоносності автохтонної частини геологічного розрізу.

**Ключові слова:** північно-західна частина Карпатської НГП, 3D модель, густина, автохтон.

### Вступ

Енергетична безпека країни, яка в першу чергу залежить від ресурсної бази ВВ, є однією з ключових проблем сучасної України. Проблема нарошення ресурсної бази вуглеводнів з кожним роком стає все гострішою та вимагає нового бачення перспектив розвитку нафтогазової галузі. Беручи до уваги світовий досвід отримання промислових дебітів ВВ з надглибоких свердловин, одним з напрямків нарошення потенційних ресурсів є освоєння великих глибин (понад 5 км) [Хомин, Маєвський, 2005].

За підрахунками науковців [Крупський, 2005] в Західному регіоні на великих глибинах зосереджено 9,3% від усіх розвіданих запасів ВВ категорії А+В+С<sub>1</sub>. Основні очікування щодо виявлення тут нових нафтогазоперспективних об'єктів пов'язані з флішевим комплексом автохтонного ложа Карпат та Передкарпатського прогину. Особливої актуальності це питання набуло після відкриття Лопушнянського нафтового родовища в піднасуві Покутсько-Буковинських Карпат.

Труднощі з оцінкою нафтогазового потенціалу автохтонних відкладів північно-західної частини Карпатської НГП пов'язані з тим що, дана частина розрізу залишається нерозкритою глибоким бурінням, а через складність поверхневих та глибинних умов, інтерпретація існуючих сейсмічних даних не дає однозначного трактування геологічної будови розрізу. Тому необхідним є перегляд та уточнення існуючих уявлень про геологічну будову розрізу з максимально повним залученням всієї доступної на сьогоднішній день геолого-геофізичної інформації та застосування новітніх наукових методів та технологій комплексної обробки та інтерпретації геолого-геофізичних даних. Саме такий підхід було реалізовано при створенні 3D геолого-геофізичної моделі північно-західної частини Карпатської НГП з використанням "Технології інтегральної інтерпретації комплексу геолого-геофізичних даних для оцінки перспектив нафтогазоносності" [Петровський, 2004].

### Методика дослідження

На першому етапі досліджень, шляхом інтеграції сейсмогеологічної та петрофізичної інформації, була створена апіорна просторова геогустинна модель північно-західної частини Карпатської НГП, яка охопила осадовий чохол та кристалічний фундамент до глибини 30 км. В подальшому було здійснено розв'язок лінійної оберненої задачі гравірозвідки, за результатами якого узгоджено параметри просторової геогустинної моделі.

На інтерпретаційному етапі досліджень, перш за все, виконано оцінку адекватності отриманої геогустинної моделі з точки зору відображення в ній відомих особливостей тектонічної будови регіону та родовищ ВВ. Власне аналіз моделі з точки зору геодинаміки та глибинної тектоніки показав наявність значної просторової кореляції градієнтних зон аномальної зміни густини з різними тектонічними елементами північно-західних Карпат і прилеглих територій. Результати аналізу відображення в геогустинній моделі відомих родовищ ВВ, які здебільшого локалізуються в Бориславсько-Покутській зоні, показали, що 83% із них більшою чи меншою мірою знайшли своє відображення в моделі, а родовища, які ніяк не проявилися, локалізуються в міжпрофільному просторі, де геометрію границь побудовано шляхом міжпрофільної інтерполяції даних. Таким чином, відповідність геогустинної моделі особливостям тектонічної будови території та відображення в ній відомих родовищ ВВ стало визначальним фактором для подальшого обґрунтованого прогнозу нових ділянок розвитку порід з покращеними колекторськими властивостями у межах автохтонних відкладів [Онищук, Федченко, 2011].

Картування ділянок розвитку відкладів з покращеними колекторськими властивостями виконувалося на основі вертикальних перерізів просторової геогустинної моделі вздовж ліній регіональних геологічних профілів та по горизонтальних зрізах.

### Аналіз результатів

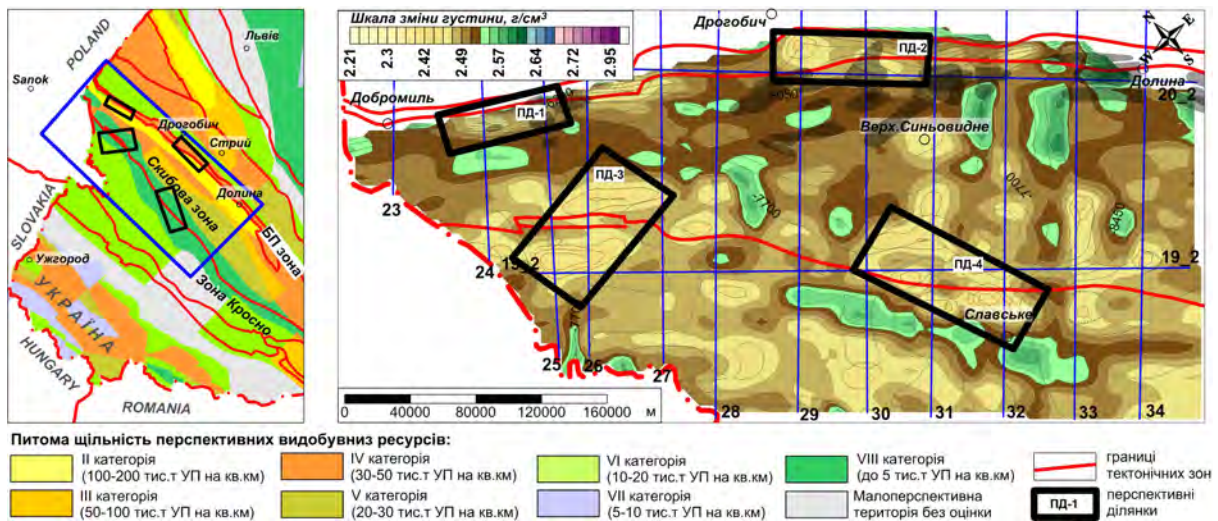
Відповідно до отриманих результатів картування, перспективи нафтогазоносності автохтонних відкла-

дів під насувом Бориславсько-Покутської зони у першу чергу слід пов'язувати з олігоценними відкладами у фронтальних блоках, прилеглих до Передкарпатського розлому. Найбільш інтенсивні зони розуцільнення в плані локалізуються у фронтальних блоках на перетині розлому з профілями 24-25 та 29-30-31. Густина порід у найбільш розуцільнених інтервалах розрізу знижується до 2,34-2,39 г/см<sup>3</sup> на фоні вмішаних порід із густиною 2,45-2,52 г/см<sup>3</sup>. Варто зазначити, що інтенсивність закартованих аномалій є співрозмірною з інтенсивністю аномалій в алохтонній частині розрізу, що приурочені до вже відомих родовищ ВВ.

В складчастих Карпатах виділяється низка локальних ділянок розуцільнення, зональність яких чітко підпорядковується лінії Розлуцького тектонічного елементу, що розділяє Скибову та Кросненську зону гірсько-складчастої області. Варто зазначити, що саме в цій частині Карпат зафіксовано найбільше випадків нафтогазопроявів на денній поверхні – близько 30% від усіх зафіксованих в Складчастих Карпатах. Зважаючи на відсутність пасткових умов в верхній частині геологічного розрізу, правомірним є припущення, що міграція вуглеводнів іде по проникних зонах

поперечних розломів та може бути пов'язані із глибокозануреними структурами автохтону, про що говорить загальна тенденція пониженої густини, яка проявляється вздовж ліній насувів по всій товщі алохтонних відкладів. Густина порід у найбільш розуцільнених ділянках автохтону зменшується до 2,44 г/см<sup>3</sup> на фоні вмішаних порід із густиною 2,48-2,57 г/см<sup>3</sup>. Варто зазначити, що передумовою можливої акумуляції вуглеводнів у колекторах глибокозануреної частини Карпатського автохтону є блокова будова та, відповідно, присутність сприятливих пасткових умов. В якості надійних регіональних покришок тут розглядаються потужні товщі (80-100 м) глинистих пачок нижньошипітської та спаської світ нижньої крейди, які перекривають глибокозанурені автохтонні структури.

Таким чином, за результатами аналізу геогустинної моделі в межах автохтонної частини геологічного розрізу північно-західних Карпат виділено чотири найбільш перспективні з точки зору нафтогазоносності ділянки (рис. 1, б), у межах яких з метою уточнення геологічної будови необхідно провести детальні сейсмозв'язувальні та гравірозв'язувальні роботи.



**Рис. 1.** Перспективні ділянки на карті розподілу видобувних ресурсів за даними ЛВ УКрДГРІ (а) та зріз геогустинної моделі на глибинному рівні 100 м від покрівлі автохтону (б)

Для попередньої кількісної оцінки нафтогазового потенціалу виділених перспективних ділянок було проведено розрахунок об'ємів локалізованих прогнозних ресурсів ВВ  $D_{\text{лок}}$ . В якості основи для розрахунків використано дані про об'єми нерозвіданих видобувних ресурсів ВВ для західного регіону (рис. 1, а), згідно з якими виділені нами перспективні ділянки характеризуються величинами щільності нерозвіданих видобувних ресурсів в діапазоні від <5 до 200 тис.т./км<sup>2</sup> (УП).

Для перспективних ділянок ПД №1 та 2 у піднасуві Бориславсько-Покутської зони, де інтенсивні ділянки розуцільнення картуються і в алохтонній частині розрізу, застосовано традиційний

спосіб, коли нерозвідані видобувні ресурси кожного об'єкту визначались як добуток щільності нерозвіданих видобувних ресурсів на площу кожного перспективного об'єкту. Таким чином, сумарна величина прогнозних ресурсів тут коливається від 6458,6 до 12079,9 тис. т. УП.

При аналогічних розрахунках для перспективних ділянок ПД №3 та 4 у піднасуві Складчастих Карпат сумарна величина прогнозних ресурсів складала 532,24-2156,8 тис. т. УП.

### Висновки

Зроблена оцінка нафтогазового потенціалу виділених перспективних ділянок на сучасному

етапі вивчення геологічної будови автохтонного комплексу є попередньою та обґрунтовує доцільність проведення пошуково-розвідувальних робіт направлених на наращування ресурсної бази вуглеводнів у Західному регіоні України завдяки виявленню нових нафтогазоперспективних ділянок, розташованих у межах північно-західної частини Карпатського НППР, у тому числі із ресурсами, розміщеними у алохтонних відкладах.

#### Література

- Крупський Б.Л., Гладун В.В., Максимчук П.Я. Ключко В.П. Наукові аспекти досліджень з прогнозування нафтогазоносності надр на великих глибинах // Перспективи нафтогазоносності глибоко занурених горизонтів осадових басейнів України. – Матеріали конференції. – Івано-Франківськ. – 2005. – С.46-48.
- Хомин В.Р, Маєвський Б.Й. Геологічна будова центральної та північно-західної частини Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину на глибинах 5-8 км. глибинах // Перспективи нафтогазоносності глибоко занурених горизонтів осадових басейнів України. – Матеріали конференції. – Івано-Франківськ. – 2005. – С. 66-73.
- Онищук О.М., Федченко Т.О., Петровський О.П., Бодлак П.М., Яремін І.Я., Казюка І.М. Оцінка адекватності існуючих геологічних уявлень про глибинну будову північно-західної частини Карпатської НПП на основі 3D інтегрального геолого-геофізичного моделювання // Нафтогазова геофізика – інноваційні технології. – Матеріали конференції. – Івано-Франківськ. – 2011. – С. 167-171.
- Онищук О.М., Федченко Т.О., Петровський О.П. Родовища північно-західної частини Бориславсько-Покутської зонив 3D інтегральній геогустинній моделі // Геоінформатика. – Матеріали конференції. – Київ. – 2012.
- Петровський А.П. Математические модели и информационные технологии интегральной интерпретации комплекса геолого-геофизических данных (на примере нефтегазопроисковых задач): дис... доктора физ.-мат. наук: 04.00.22 / Петровский Александр Павлович. – Івано-Франковск, 2004. – 367 с.

### АВТОХТОН СЕВЕРО-ЗАПАДНЫХ КАРПАТ – ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НАФТОГАЗОВЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИНТЕГРАЛЬНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ КОМПЛЕКСА ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ

А.П. Петровский, Т.А. Федченко, О.М. Онищук, П.М. Бодлак,  
И.Я. Яремин, В.В. Гневуш, В.М. Суятин

Доклад посвящен проблеме наращивания ресурсной базы углеводородов в Карпатском регионе за счет глубокозалегающих отложений флишевой основы Складчатых Карпат и Предкарпатского прогиба. Исследования выполнялись путем создания пространственной интегральной сейсмо-гравитационной модели северо-западной части Карпатской НПП на базе компьютерной технологии интегральной интерпретации комплекса гравиметрических и геолого-геофизических данных для оценки перспектив нефтегазоносности. Результаты геологической интерпретации пространственной интегральной геоплотностной модели позволили выделить участки развития отложений с улучшенными коллекторскими свойствами и обосновать перспективы нефтегазоносности автохтонных отложений.

**Ключевые слова:** северо-западная часть Карпатской НПП; 3D модели; плотность; автохтон.

### AUTOCHTON OF THE NORTH-WESTERN CARPATHIANS – GEOLOGICAL STRUCTURE AND HYDROCARBON POTENTIAL BASED ON THE RESULTS OF INTEGRAL INTERPRETATION OF GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL DATA

O.P. Petrovskyy, T.O. Fedchenko, O.M. Onyshchuk, P.M. Bodlak,  
I.J. Jaremyn, V.V. Gnevush, V.N. Sujatinov

The report is devoted to a problem of hydrocarbon resource base increment in Carpathian region through the deep buried flysch formation under the Folded Carpathians and Precarpathian foredeep. The research study was based on creating a spatial integral seismic-gravity model of the north-western part of the Carpathian region by means of computer technology of the integral interpretation of complex gravity and other geological and geophysical data. Results of geological interpretation of a spatial integral geo-density model were used to single out the areas with enhanced reservoir rocks properties and to substantiate perspectives of the autochthon formation hydrocarbon potential.

**Keywords:** north-western part of the Carpathian oil-and-gas bearing region; 3D model; density; autochthon.