

**М. Я. Вуль**, канд. геол.-мінерал. наук (УкрДГРІ), ukrdgri@ukrdgri.gov.ua

## **ДО МЕТОДИКИ ПАЛІНСПАСТИЧНИХ РЕКОНСТРУКЦІЙ СКЛАДЧАСТИХ СПОРУД З ПОКРИВНО-НАСУВНОЮ ТЕКТОНІКОЮ (на прикладі Західноукраїнського нафтогазоносного регіону)**

*Охарактеризовано сучасний стан і конкретні завдання наукових досліджень щодо оцінки перспектив нафтогазоносності в Україні (регіональний, зональний і локальний прогнози). На прикладі Західного регіону показані труднощі, які виникають під час виконання цих досліджень в умовах складчастих споруд з покривно-насувною тектонікою та можливості їхнього подолання застосуванням різних методів палінспастичних реконструкцій. Описані ці методи та завдання, які можуть ними виконуватися залежно від стану вивченості об'єкта. Для конкретної пошуково-розвідувальної площі або групи суміжних за наявності тенденції до більш-менш закономірної зміни потужності певних літолого-стратиграфічних комплексів рекомендується визначення горизонтальної складової амплітуди насувів за результатами буріння трьох-чотирьох свердловин, розміщених на одному профілі. Для реконструкції басейнів седиментації в межах великих геотектонічних одиниць із досить високим станом їх вивченості бурінням рекомендується спосіб "розгортання" ширини кожної лінії складок по профілях з одночасним коригуванням структурних побудов на маловивчених ділянках.*

**Ключові слова:** покривно-насувна тектоніка, прогноз нафтогазоносності, палінспастичні реконструкції, седиментаційний басейн, Складчасті Карпати, Бориславсько-Покутська зона.

**Вступ.** Науковий підхід до оцінки перспектив нафтогазоносності в середині 80-х років ХХ століття набув в Україні системного характеру у вигляді регіонального, зонального й локального прогнозу. Основне завдання регіонального прогнозу полягало в геолого-економічній оцінці початкових і поточних ресурсів вуглеводневої сировини великої за розмірами території (регіон, басейн, провінція, область тощо), локального – в оцінці перспективних і прогнозних локалізованих ресурсів конкретного об'єкта, підготовленого до пошукового буріння. Зональний прогноз у цій системі займає проміжне положення між двома вищеназваними. Його результати слугують інформаційною базою для

обґрунтування найефективніших напрямів геологорозвідувальних робіт з виявлення і підготовки об'єктів до пошукового буріння та оцінки їх перспективних і прогнозних локалізованих ресурсів. Ця інформаційна база складається із серії прогнозних карт: структурних, літолого-фаціальних, потужності й пористості колекторів, потужності та якості покришок тощо. Майже тридцятирічна практика зонального прогнозування [5, 6] показала, що якщо для територій платформного типу побудова цих карт не пов'язана з особливими труднощами технічного характеру, то для складчастих споруд з покривно-насувною тектонікою, в умовах якої літолого-стратиграфічні комплекси неодноразово по-

вторюються (інколи до 5–6 разів) у розрізах свердловин, просторове відображення на картах вищезазначених прогнозних параметрів майже неможливе без виконання відповідних палінспастичних [8] реконструкцій.

Понад 50-річний досвід вивчення геологічної будови інтенсивно дислокованих алохтонних складових Передкарпатського прогину (Бориславсько-Покутська і Самбірська зони\*) та північно-східної частини Скибової зони Українських Карпат із виконанням палінспастичних реконструкцій дає змогу оцінити можливості різних методичних підходів і конкретизувати характер геологічних завдань, що можуть бути ними вирішені.

**Мета статті** полягає в аналізі різних методик палінспастичних реконструкцій, запропонованими різними авторами, а також у визначенні доцільності їх застосування залежно від стану вивченості об'єкта досліджень.

**Геологічна характеристика об'єкта досліджень.** Західноукраїнський нафтогазоносний регіон охоплює декілька великих геотектонічних одиниць з різною геологічною будовою та історією розвитку (рис. 1). Найбільша частина його території представлена Волино-Подільською окраїною Східноєвропейської платформи, яку з південного заходу оточує смуга різновікових елементів молоді Західноєвропейської платформи, до яких прилягають альпійські споруди Складчастих Карпат з міжгірним Закарпатським і передовим Передкарпатським прогинами.

Бориславсько-Покутська зона є великим, зірваним зі своєї основи покривом, до якого входить низка лінійно витягнутих структур, складених пізньокрейдовим і палеогеновим флішем, а також нижньоміоценовими моласами. З південного

заходу ця зона частково, інколи майже повністю, перекрита насунутими на неї і подібними за структурою відкладами палеогенового та крейдового флішу Скибової зони (покриву) Карпат. У свою чергу Бориславсько-Покутська зона насунута в північно-східному напрямку на середньо- і верхньоміоценові моласи Самбірської зони Передкарпатського прогину (рис. 1). Усі відомі та прогнозовані на сьогодні структури Бориславсько-Покутської зони групуються в п'ять ярусів\*\*, що кулісоподібно перекривають один одного, нерідко тектонічно виклинюючись за простяганням. Кожний ярус містить у собі від однієї до декількох ліній антиклінальних складок, насунутих одна на другу з амплітудою на порядок меншою ніж ярусу на ярус. Усі складки зони в поперечному перетині асиметричні, з крутими, часто підвернутими або зрізаними північно-східними крилами. Їхня підвернутість властива лише фронтальним складкам ярусів і скиб. Нерідко підвернуті крила повздовжніми диз'юнктивними порушеннями, так званими насувними зривами [4], розбиті на окремі блоки. Іншою специфічною рисою Бориславсько-Покутської та Скибової зон є широкий розвиток поперечних до їх простягання скидо-зсувів, що розділяють структури на блоки і контролюють поширення в них покладів вуглеводнів.

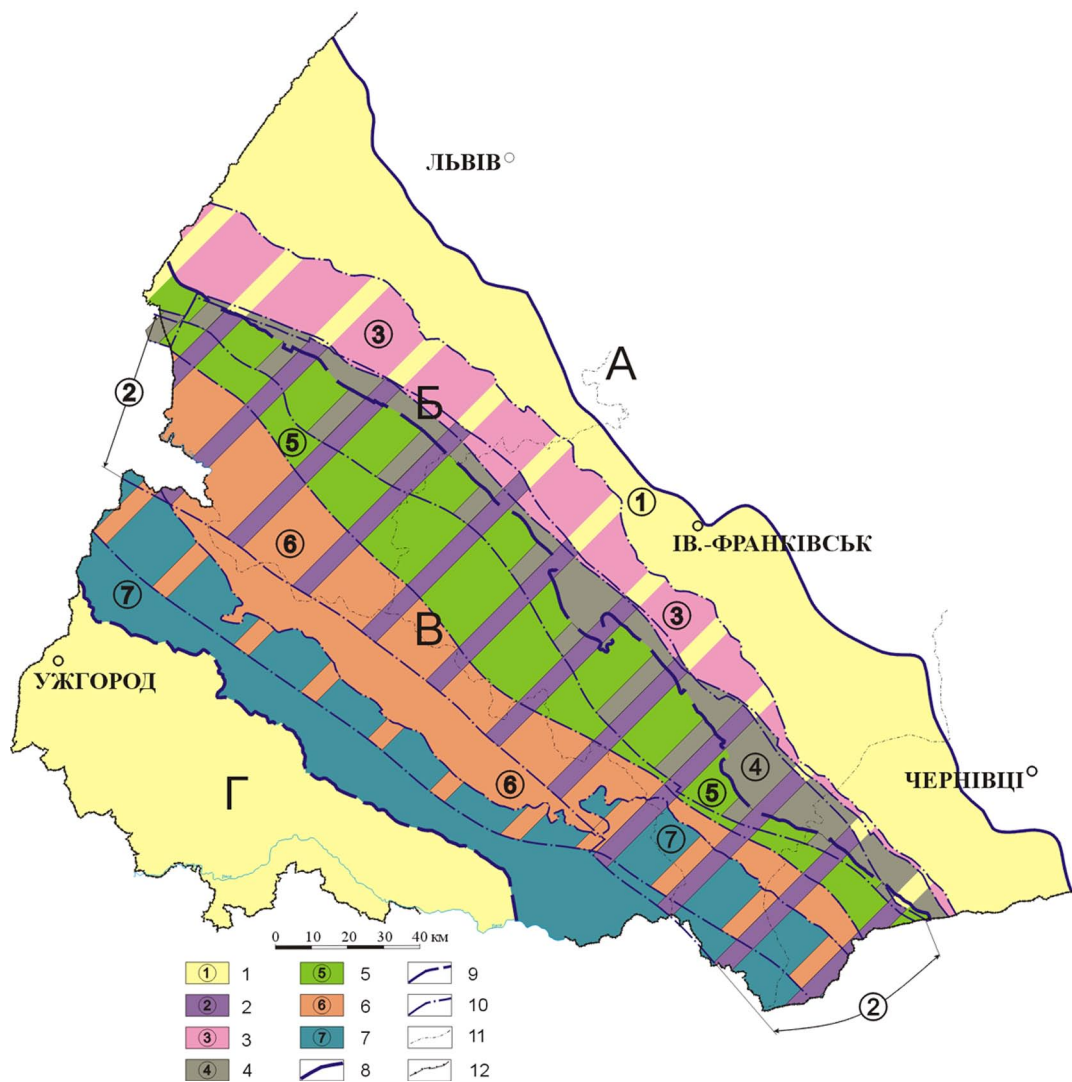
**Аналіз методик і результатів досліджень з палінспастичних реконструкцій.** Дуже важливим моментом під час вивчення районів з покривно-насувною тектонікою є кількісне визначення горизонтальної складової амплітуди насувів (ГСАН), оскільки воно забезпечує ґрунтовніше виконання структурних побудов, дає можливість оцінювати ширину параавтохтонних та автохтонних ділянок і дає підстави для прогнозування в їх межах

\* За схемою тектонічного районування В. С. Бурова та інших [1].

\*\* У геологічній літературі стосовно Бориславсько-Покутської зони поширені також еквівалентні за тектонічним змістом терміни: група складок та окремий покрив, а для Складчастих Карпат – скиба.

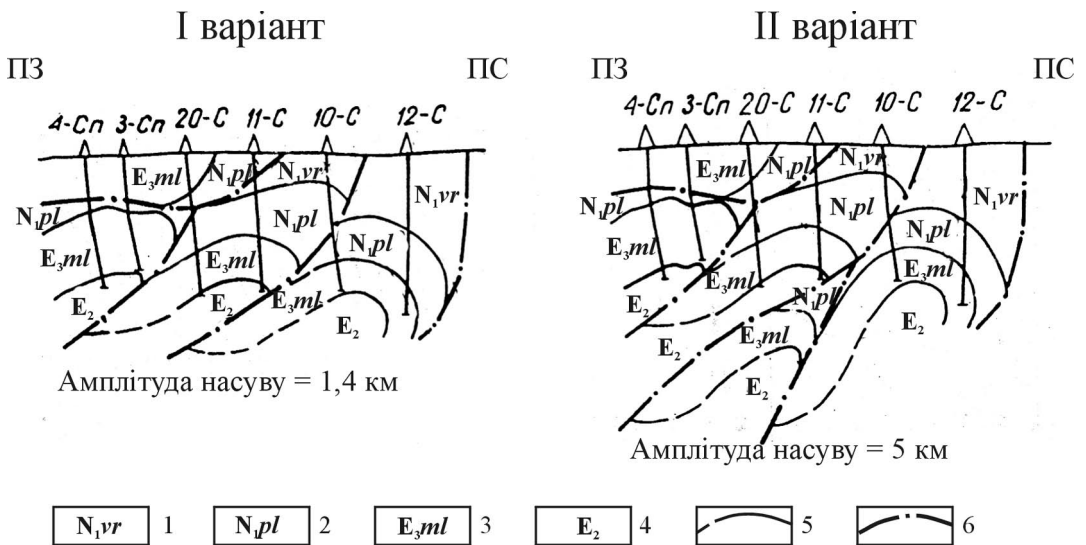
нових нафтогазоперспективних об'єктів (рис. 2). Під час вивчення геологічної будови Передкарпатського прогину і Складчастих Карпат бурінням і сейсмозвідкою вдалося визначити в окремих випадках лише мінімальні (а не повні) значення ГСАН, наприклад, насуву Скибової зони

на Бориславсько-Покутську, Самбірської на Більче-Волицьку. Інколи, якщо поверхні невеликих за амплітудою насувів безпосередньо перетиналися свердловинами, вдавалось оцінити їх величину досить достовірно, але такі випадки були швидше винятком, аніж правилом.



**Рис. 1. Карта тектонічного районування Західного нафтогазоносного регіону України (за матеріалами ЛВ УкрДГРІ, 2007 р.)**

А – Східно- та Західноєвропейська платформи; Б – Передкарпатський передовий прогин: 1 – Більче-Волицька зона (автохтон), 2 – зона Платформного автохтона Карпат, 3 – Самбірська зона (алохтон), 4 – Бориславсько-Покутська зона (алохтон); В – Складчасті Карпати: 5 – Скибова зона, 6 – Кросненська зона, 7 – зони південного схилу Карпат; Г – Закарпатський міжгірний прогин; границі: 8 – платформ і Передкарпатського передового прогину, 9 – Складчастих Карпат і прогинів, 10 – тектонічних зон, 11 – адміністративних областей, 12 – державна



**Рис. 2.** Можливі варіанти геологічних розрізів за різними значеннями горизонтальної складової амплітуди насування на прикладі Струтинської площі [3]  
 Світи: 1 – воротищенська, 2 – поляницька, 3 – менілітова; 4 – еоцен; 5 – стратиграфічні границі; 6 – насуви

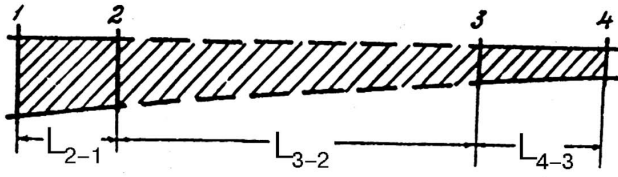
М. Д. Криттенден [12] запропонував визначати амплітуду горизонтального зміщення під час насування зіставленням карт ізопахіт одновікових товщ автохтона та алохтона, екстрапольованих за межі їхнього тектонічного контакту. Відстань між точками з рівними потужностями в алохтонному та автохтонному блоках, заміряна по ортогональній до цього контакту лінії, відповідала ГСАН. Однак застосування цієї методики в умовах Складчастих Карпат і Передкарпатського прогину виявилось неефективним, з одного боку, через малу кількість свердловин на початкових етапах вивчення бурінням розвідувальних площ і, з другого, через проблематичність визначення нормальних потужностей стратиграфічних комплексів в умовах інтенсивної деформованості їх дисгармонічною складчастістю. Тому ми в 1965 і 1968 рр. запропонували інший метод, що не потребував побудови карт ізопахіт і міг застосовуватися за обмеженої кількості свердловин ще на перших етапах пошуково-розвідувального буріння. Його суть полягала в наступному.

Як відомо, здебільшого потужність літолого-стратиграфічних комплексів у межах басейнів седиментації помітно зменшується від їх центральних частин до периферійних. Ця зміна переважно відбувається поступово, без різких перепадів (рис. 3), і її можна кількісно охарактеризувати градієнтом зміни потужності. Зближення складок під час насування змінює його характер на різкіший, стрибкоподібний. При цьому величина “стрибка” (рис. 3) обмежується ступенем зближення складок (лусок), що можна використати для визначення ГСАН аналітичним способом.

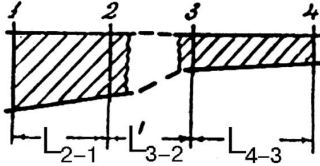
Для виведення формули скористаємося рис. 4. Зображена на графіку крива характеризує зміну потужності певного літолого-стратиграфічного комплексу. На осі абсцис показана відстань ( $l$ ) від початкової точки до місця заміру потужності ( $h$ ), на осі ординат її нормальне\* значення.

Апроксимуємо ділянки кривої 1–2, 2–3 та 3–4 відрізками прямих ліній. Тоді градієнти змін потужностей ( $K$ ) між сусідніми

\* З урахуванням кута нахилу порід.



а



б

$$L_{3-2} - L'_{3-2} = A \leftarrow \text{амплітуда насуну}$$

**Рис. 3.** Співвідношення товщин відкладів до і після насунання [3]: а) до насунання; б) після насунання

точками будуть постійними величинами і відповідатимуть формулам

$$K_{2-1} \approx \frac{h_2 - h_1}{l_2 - l_1}, \quad (1)$$

$$K_{3-2} \approx \frac{h_3 - h_2}{l_3 - l_2}, \quad (2)$$

$$K_{4-3} \approx \frac{h_4 - h_3}{l_4 - l_3}. \quad (3)$$

Оскільки кількісне значення  $K_{3-2}$  міститься між значеннями  $K_{2-1}$  і  $K_{4-3}$ , можна умовно прийняти, що воно приблизно дорівнює їхньому середньоарифметичному

$$K_{3-2} \approx \frac{K_{2-1} + K_{4-3}}{2}. \quad (4)$$

Використовуючи формули (1)–(3), отримуємо

$$\frac{h_3 - h_2}{l_3 - l_2} \approx \frac{\frac{h_2 - h_1}{l_2 - l_1} + \frac{h_4 - h_3}{l_4 - l_3}}{2}, \quad (5)$$

звідки

$$l_3 - l_2 \approx \frac{2(h_3 - h_2)}{\frac{h_2 - h_1}{l_2 - l_1} + \frac{h_4 - h_3}{l_4 - l_3}}. \quad (6)$$

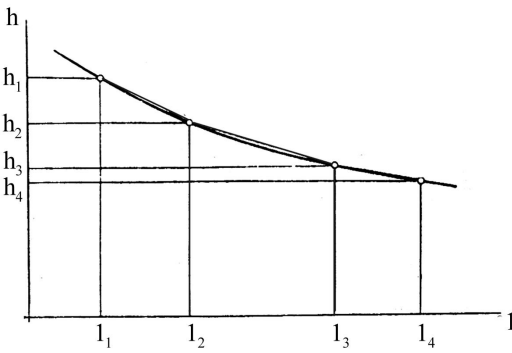
Вирази  $l_2 - l_1$ ,  $l_3 - l_2$  і  $l_4 - l_3$ , що відповідають відстані між точками заміру потужності, для зручності замінимо символами  $L_{2-1}$ ,  $L_{3-2}$  і  $L_{4-3}$ . При цьому, якщо  $L_{2-1}$  і  $L_{4-3}$  можна визначити безпосередньо з карти чи поперечного геологічного профілю, то

$$L_{3-2} = L'_{3-2} + A \text{ або } A = L_{3-2} - L'_{3-2}, \quad (7)$$

де  $L'_{3-2}$  – відстань між точками 2 і 3 після насунання (рис. 3);  
 $A$  – горизонтальна складова амплітуди насунання (ГСАН).

Із формул (6) і (7) випливає, що

$$A \approx \frac{2(h_3 - h_2)}{\frac{h_2 - h_1}{L_{2-1}} + \frac{h_4 - h_3}{L_{4-3}}} - L'_{3-2}. \quad (8)$$



**Рис. 4.** Графік зміни товщин відкладів [3]

Формула (8) придатна до користування, коли розрізи розкриті свердловинами в чотирьох точках профілю – по дві в кожній складці. Якщо ж на одній складці їх дві, а в другій – лише одна, то формулу (8) потрібно видозмінити. Для цього припускаємо, що

$$K_{3-2} \approx K_{2-1}, \quad (9)$$

$$\frac{h_3 - h_2}{L_{3-2}} \approx \frac{h_2 - h_1}{L_{2-1}}, \quad (10)$$

тоді

$$L_{3-2} \approx L_{2-1} \frac{h_3 - h_2}{h_2 - h_1}. \quad (11)$$

Використовуючи формулу (7), отримуємо, що

$$A \approx L_{2-1} \frac{h_3 - h_2}{h_2 - h_1} - L'_{3-2}. \quad (12)$$

Якщо розрізи відомі менше, аніж у трьох точках, визначити ГСАН за формулами (7) і (12) неможливо. За наявності більше чотирьох точок застосувати їх додатково немає сенсу, оскільки з перебігу вищенаведених міркувань видно, що точність визначення  $A$  обмежується точністю градієнта  $K_{3-2}$ , який визначається з графіка (рис. 4), як середньоарифметичний між двома найближчими ділянками кривої. Якщо ж залучати до визначення ГСАН розрізи свердловин, віддаленіших від поверхні насуву, то похибка у визначенні величини ГСАН лише зростає. Тому для розрахунків цілком достатньо використовувати по два найближчих до насуву розрізи.

Ураховуючи те, що потужності ( $h$ ), які беруться для визначення ГСАН, можуть змінюватися не так закономірно, як постулювалося під час виведення формул (8) і (12), розрахунок, виконаний лише по одній товщі, не можна вважати достатньо достовірним. Його необхідно виконати по декількох горизонтах, бажано більшої потужності, і кінцевий результат визначити як середньоарифметичний з близьких значень.

Автор статті такі розрахунки свого часу [3] виконував для структур центральної

частини Бориславсько-Покутської зони в межиріччі Свічі та Бистриці Солотвинської. Найпридатнішими для розрахунку ГСАН виявилися відклади верхньо- і середньоменілітової підсвіти олігоцену, які в цьому районі впевнено корелюються, закономірно зменшуючись у потужності з південного заходу до північного сходу.

Значення ГСАН за описаною вище методикою визначалися для шести ліній складок трьох ярусів (Спаська, Верхньострутинсько-Долинська, Нижньострутинсько-Північнодолинська – перший ярус; Майдансько-Вільхівська, Луквинська – другий ярус; Росільнянська – третій ярус) у п'яти блоках. У таблиці показані результати розрахунків по різних стратиграфічних інтервалах менілітової світи й середні їх значення в кожному блоці. За межами цієї ділянки, де верхня частина менілітової світи розмита, ГСАН не визначалися. Отримані дані були використані для обґрунтування й коригування напрямів геологорозвідувальних робіт Калуської нафтогазорозвідувальної експедиції глибокого буріння на Струтинській, Вільхівській, Рожнятівській, Луквинській, Чечвинській, Росільнянській і Космацькій площах під час розвідки однойменних родовищ (таблиця).

Неможливість кількісного визначення ГСАН для територій, де верхня частина менілітової світи зазнала розмиву (а це понад двох третин площі всієї Бориславсько-Покутської зони), спонукала науковців УкрДГРІ та Івано-Франківської ЦНДЛ (тепер НДІ ПІ ПАТ “Укрнафта”) під час виконання досліджень регіонального характеру до пошуків інших процедур палінпастичних реконструкцій, основною рисою яких були заміри ширини “розігнутих” складок по нижньороговиковому горизонту в підшві відкладів олігоцену й відкладання заміряних величин від якоїсь стабільної сучасної тектонічної границі.

У монографії “Обоснование направленный поисков нефти и газа в глубокозалегающих горизонтах Украинских Карпат” [2] наведені схематичні літофаціальні карти палеоценових, нижньо-, середньо-

**Таблиця. Визначення ГСАН складок центральної частини Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину в межиріччі Свічі та Бистриці Солотвинської**

Блоки		Долинський	Ясеновецький	Ріпнянський		Перегинський		Майданський	
Ліній складок		1	2	3	4	3	4	4	5
Сласька	середнє в блоці		0,6; 0,5; 0,5; 0,6; 0,5; 0,4						
	середнє в блоці	1,7; 1,4; 2,0; 1,9; 1,7; 1,7; 2,1; 1,3; 1,3; 1,1	0,5						
Верхньо-струтинсько-Долинська	середнє в блоці	1,6			1,6				
	середнє в блоці			5,6; 3,6; 4,1	5,9; 3,5; 4,6; 4,6; 5,7	7,5; 6,3; 6,1	8,1		
Нижньо-струтинсько-Північнодолинська	середнє в блоці			4,4	4,9	6,6	8,1		
	середнє в блоці				0,5		1,5	1,1*	
Луквинська	середнє в блоці				0,5		1,5	1,1*	
	середнє в блоці								16,0
Майдансько-Вільхівська	середнє в блоці								16,0
	середнє в блоці								

*Примітки:* 1. Значення (...) отримано не з розрахунків за формулами (8) і (12), а безпосередньо за розрізом свердловини № 3-Луквинська

2. Назви ліній складок: 1 – Нижньоострутинсько-Північнодолинська, 2 – Верхньоострутинсько-Долинська, 3 – Луквинська, 4 – Майдансько-Вільхівська, 5 – Росільнянська.

і верхньоєоценових відкладів Скибової та Бориславсько-Покутської зон, побудовані на палінспастичній основі. Але судячи з границь ярусів складок на картах, визначення їх було недостатньо мотивованим. Зокрема не показане значне зменшення ширини Бориславсько-Покутської зони в північно-західному напрямку за рахунок нижніх ярусів складок, тенденція до якої намічалася за даними буріння й геофізичних досліджень на Добромиль-Стрільбицькій, Старосамбірській і Блажівській площах, а також виклинювання першого та другого ярусів складок разом з Береговою скибою Карпат у південно-східному напрямку.

Для аналізу просторового поширення літофацій палеоцен-еоценового флішу північного схилу Українських Карпат [11] була використана досконаліша методика палінспастичних реконструкцій: на побудованих за матеріалами буріння та геофізичних досліджень понад 80-ти поперечних профілях замірялася ширина всіх відомих, виявлених сейсморозвідкою та прогнозованих складок, і відкладалися її значення на північний схід (Бориславсько-Покутська зона) і південний захід (Скибова зона) від південно-західної границі першого ярусу Бориславсько-Покутської зони. Це дало можливість реальніше відобразити границі північно-східної частини басейну седиментації палеоценових та еоценових відкладів і виявити прямий зв'язок поширення грубоуламкових фацій в їхньому розрізі з діяльністю стародавніх морських глибоководних конусів виносу.

Співробітники Івано-Франківського ЦНДЛ З. В. Ляшевич та І. Т. Штурмак відобразили результати своїх досліджень з палінспастичних реконструкцій у низці публікацій [9, 10]. Відповідно до методики, яку вони запропонувати [9], на першому етапі "...розгортання флішових структур Бориславсько-Покутської зони виконувалося від центральних найбільш вивчених ліній складок, в різні сторони без просторової прив'язки розгорнутого комплексу відкладів до їхньої основи. На такій палінспастичній основі будувалася

карта потужності менілітової світи олігоцену, яка відображала омбронську стадію геосинклінального розвитку Карпат. У подальшому, маючи певну інформацію про гіпсометрію доальпійського фундаменту Карпатського регіону і вважаючи, що деякі частини фундаменту якось відображаються у характері будови зісковзнувшої оболонки, палеоструктурний план суміщали із планом тектонічної будови доальпійського фундаменту і таким чином визначали первісне положення Бориславсько-Покутської зони". За північно-східним краєм алохтонної частини Бориславсько-Покутської зони згадані автори прогнозували наявність смуги автохтонного флішу завширшки до 10 км, що прилягає до Передкарпатського розлому, положення якого фіксувалося за даними геофізичних досліджень і буріння. Дискусійним у такій методиці є, на нашу думку, те, що наявність автохтонного флішу біля Передкарпатського розлому не доведена. Навпаки, глибоке буріння в Покутсько-Буковинських Карпатах показало, що під їх насувом розріз зони Платформного автохтона Карпат (рис. 1) представлений платформними, а не флішовими фаціями відкладів палеогену й мезозою, які за геофізичними даними (П. М. Шеремета, 1985–1994 рр.) на південний захід поступово переходять у шельфові фації. Із урахуванням цих даних розвиток відкладів палеогену і крейди у флішових фаціях в автохтонному заляганні може, на нашу думку, територіально очікуватися лише під тектонічними зонами південного схилу Карпат або взагалі вони можуть бути відсутніми в автохтоні через затягування їх у колізійно-компресійну зону субдукції на глибини декілька десятків кілометрів і глибоку метаморфізацію в умовах високих тисків і температур.

На початку 90-х років УкрДГРІ з метою виконання завдань, передбачених галузевою цільовою науково-технічною програмою Мінгео УРСР "Пошук та розвідка", було виконано зональний прогноз нафтогазоносності Бориславсько-Покутської зони. Наведені в цій роботі карти



потужностей колекторів окремих світ і підсвіт палеогенових відкладів були побудовані на палінспастичній основі – схемі розміщення пробурених свердловин, що відповідала первісному (донасувному і до складчастому) басейну осадконакопичення. Ця схема була створена УкрДГРІ, як і деякі попередні подібні схеми, замірюванням ширини “розігнутих” складок по нижньороговиковому горизонту в підшві відкладів олігоцену. За вихідну лінію для “розгортання” складок бралось положення південно-західного краю I ярусу складок Бориславсько-Покутської зони, визначеного на цей момент досить достовірно бурінням і сейсморозвідкою. Від цієї лінії ортогонально до її простягання послідовно відкладалися заміряні значення ширини складок Скибової зони на південний захід і Бориславсько-Покутської – на північний схід. При цьому екстремальні їх величини коректувалися відповідно до результатів замірів на найвивченіших бурінням профілях, що дало змогу коригувати й самі структурні побудови на менш вивчених ділянках. Такий підхід дав можливість звести до мінімуму елементи суб’єктивізму та отримати досить надійну схему розміщення свердловин на “розтягнутій” основі. На відміну від попередніх карт, створених за допомогою палінспастичних реконструкцій, окрім ліній тектонічних контактів, між лініями складок на цих були також показані лінії поперечних скидо-зсувів, положення яких визначалося за даними буріння, геологічної зйомки, сейсморозвідки, гравіметрії та дешифрування матеріалів аерокосмозйомки.

Складені на початку 90-х років карти потужності колекторів у 1998 р. були доповнені даними щодо їх пористості, що сприяло підвищенню достовірності локального прогнозу нафтогазоносності виявлених і підготовлених до пошукового буріння об’єктів. Одна з таких карт показана на рис. 5.

У подальшому на цій самій палінспастичній основі була побудована карта потужності олігоценових відкладів Бориславсько-Покутської зони, яка дала мож-

ливість виявити взаємозв’язок поширення покладів вуглеводнів з палеотектонічною ситуацією на початок неогену та прогнозувати їх фазовий стан на окремих ділянках зони [7, 13].

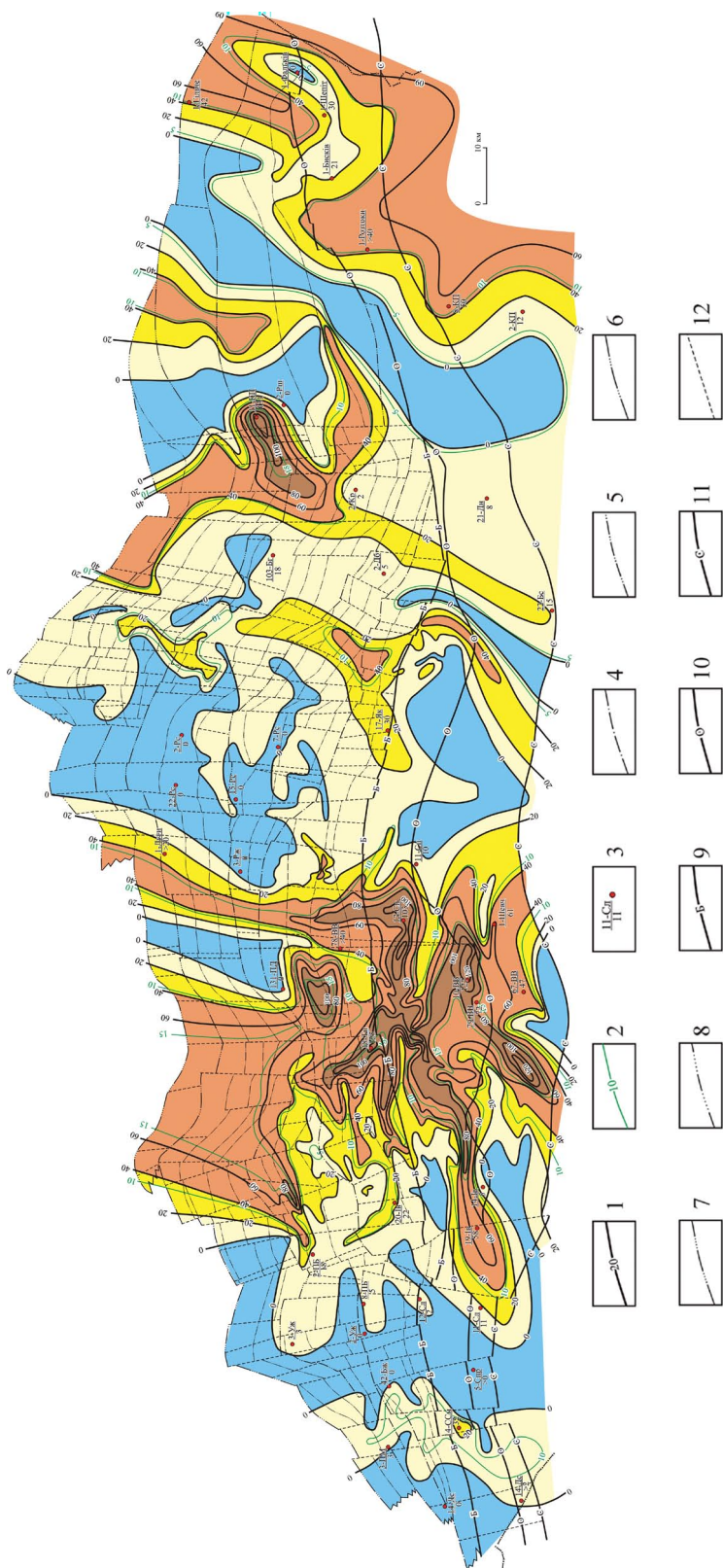
**Висновки.** Загальний огляд інформації щодо існуючих методик палінспастичних реконструкцій дає підставу для таких висновків:

1. Методику, яку запропонував у 1961 р. М. Д. Криттенден [12], можна використовувати лише для відносно малодетформованих насунутих товщ за достатньої для побудови карт ізопакіт у межах алохтонного та параавтохтонного (автохтонного) блоків кількості пробурених свердловин.

2. Методику кількісного визначення ГСАН за формулами (8) і (12) можна застосовувати на перших етапах пошуково-розвідувального буріння за обмеженої кількості свердловин і наявності в розрізі літолого-стратиграфічних товщ, що послідовно змінюють свою потужність в якомусь напрямку. Це дає змогу визначитися з можливою наявністю параавтохтонних ліній складок між двома вже розкритими свердловинами і більш обґрунтовано планувати подальші геологорозвідувальні роботи на площах з покривно-насувною тектонікою.

3. На територіях, де вже пробурено велику кількість свердловин, найоптимальнішою методикою, на нашу думку, є застосування способу “розгортання” ширини кожної лінії складок на значній кількості профілів з одночасним коригуванням структурних побудов на маловивчених ділянках. Як показав досвід застосування такої методики, вона дає можливість створити більш-менш надійну основу для побудови карт розвитку літофацій, ефективних потужностей і пористості колекторів, палеотектонічних досліджень тощо. З накопиченням матеріалів буріння ці основи набувають більшої точності.

4. Для Карпатського регіону, де нафтогазопошукові об’єкти на глибинах 4–5 км більш-менш вивчені глибоким бурінням і геофізикою, подальші роботи на глибинах 5–6 км і більше потребуватимуть



**Рис. 5. Карта товщин і пористості колекторів вугільської світи еоцену на палінастичній основі (склали М. Я. Вуль, О. О. Максимова, В. М. Гаврилко, 2005 р.)**

1 – ізопахіти (кольором показані ділянки розвитку колекторів різної якості: блакитним – відсутність колекторів, жовтим – колектори низької якості, світло-жовтим – середньої якості, коричневим – високої якості, темно-коричневим – найкращої якості); 2 – ізопори; 3 – свердловини (в чисельнику – назва, у знаменнику – ефективна товщина); лінії насувів складок: 4 – першого ярусу, 5 – другого ярусу, 6 – третього ярусу, 7 – четвертого ярусу, 8 – п'ятого ярусу, 9 – Берегової скиби, 10 – Орівської скиби, 11 – Сколівської скиби; 12 – підквиди, скиди, скидо-зсуви

обов'язкового попереднього прогнозування розвитку колекторів і флюїдоупорів тощо. Якісне виконання цих досліджень для багатоярусних покривно-насувних комплексів неможливе без палінспастичних реконструкцій. Варто очікувати, що подальше практичне їх виконання сприятиме вдосконаленню існуючих методик і створенню нових.

#### ЛІТЕРАТУРА

1. Буров В. С., Глушко В. В., Шакин В. А., Шпак П. Ф. К вопросу о северо-восточной границе распространения флиша во Внутренней зоне Предкарпатского прогиба//Геол. журнал. 1969. Т. 29. Вып. 3. С. 3–11.
2. Бойко В. Н., Бортницкая В. М., Буров В. С. и др. Обоснование направлений поисков нефти и газа в глубоководных горизонтах Украинских Карпат. К.: Наукова думка, 1977. 176 с.
3. Вуль М. А. Определение горизонтальной составляющей амплитуды надвигов в условиях Предкарпатского краевого прогиба//Нефтегазовая геол. и геофизика. Текущ. информ. 1965. Вып. 3. 1 с.
4. Вуль М. А. Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности Предкарпатья в междуречье Свичи и Быстрицы Надворнянской: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Львов, 1968. 20 с.
5. Вуль М. А., Максимова О. А. Зональный прогноз нефтегазоносности в условиях покровно-надвиговой тектоники (на примере Бориславско-Покутской зоны Предкарпатского прогиба)//Нефть. и газ. пром-сть. 1991. № 1. С. 2–4.
6. Вуль М. А., Максимова О. А. Опыт зонального прогноза нефтегазоносности в условиях покровной тектоники Бориславско-Покутской зоны Предкарпатского прогиба//Тез. докл. научной сессии Ин-та геол. БНЦ УрО АН СССР “Шарьяжно-надвиговая тектоника и ее роль в формировании месторождений полезных ископаемых”. Уфа, 1991. С. 100–101.
7. Вуль М. Я., Максимова О. О. Взаемозв'язок розміщення і фазового стану покладів вуглеводнів Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину з її палеоструктурою на початок міоцену//Нафть. і газова промисловість. 2000. № 4. С. 17–18.
8. Геологический словарь. М.: Недра, 1973. Т. 1. 315 с.
9. Ляшевич З. В., Штурмак И. Т. Об амплитудах покровных перемещений Бориславско-Покутской зоны//Нефть. и газ пром-сть. 1988. № 1. С. 21–23.
10. Кузьмик Л. М., Окренкий И. Р., Штурмак И. Т. Вплив палеотектонічного і літофациального чинників на розміщення та умови формування покладів нафти і газу у палеогенових відкладах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину//Нафть. і газова пром-сть. 2002. № 6. С. 6–8.
11. Пилипчук А. С., Вуль М. А. Палеоцен-эоценовый флиш северного склона Украинских Карпат – отложения древних морских глубоководных конусов выноса//Геология нефтегазоносных пластовых резервуаров. Москва: Наука, 1981. С. 33–42.
12. Crittenden Max D. Jr. Magnitude of thrust faulting in northern Utah//Geol. Surv. Profess. Paper. 1961. N 424 D. P. 128–131.
13. Vul M. Ja., Ladyzhensky G. N., Maksimova O. O. Paleotectonic criteria for location and prognosis of the phase state of hydrocarbon pools in the Borislav-Pokuttia zone of the Carpathian foredeep//Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego. Warszawa, 1999. P. 195–196.

Рукопис отримано 21.12.2013.

**М. А. Вуль**

#### **К МЕТОДИКЕ ПАЛИНСПАСТИЧЕСКИХ РЕКОНСТРУКЦИЙ СКЛАДЧАТЫХ СООРУЖЕНИЙ С ПОКРОВНО-НАДВИГОВОЙ ТЕКТОНИКОЙ (на примере Западноукраинского нефтегазоносного региона)**

*Охарактеризовано современное состояние и конкретные задачи научных исследований по оценке перспектив нефтегазоносности в Украине (региональный, зональный и локальный прогнозы). На примере Западного региона показаны трудности, которые возникают при выполнении этих исследований в условиях складчатых сооружений с покровно-надвиговой тектоникой и возможности их преодоления применением разных методов палинспастических реконструкций. Описаны эти методы и задачи, которые могут ими*

выполняться в зависимости от состояния изученности объекта. Для конкретной поисково-разведочной площади или группы смежных при наличии тенденции к более-менее закономерному изменению мощности определенных литолого-стратиграфических комплексов рекомендуется определение горизонтальной составляющей амплитуды надвигов по результатам бурения трёх-четырёх скважин, расположенных на одном профиле. Для реконструкции бассейнов седиментации в пределах крупных геотектонических единиц с достаточно высокой степенью их изученности бурением, рекомендуется способ “развертывания” ширины каждой линии складок по профилям с одновременной корректировкой структурных построений на малоизученных участках.

**Ключевые слова:** покровно-надвиговая тектоника, прогноз нефтегазоносности, палинспастические реконструкции, седиментационный бассейн, Складчатые Карпаты, Бориславско-Покутская зона.

**M. Ja. Vul**

**FOR METHODS OF PALINSPASTIC RECONSTRUCTIONS FOLDED STRUCTURES WITH NAPPED-THRUST TECTONIC (on example of western ukrainian oil-and-gas-bearing region)**

*The characteristics of modern state and concrete tasks of scientific researches of assessments of oil-bearing of Ukraine (regional, zonal and local prognosis) are given. The difficulties, that arise during of these researches in conditions of folded constructions with napped-thrust tectonics and possibility of its over coming by using different methods of palinspastic reconstructions are shows on example of the Western region. Methods and problems which can be carry out depends on condition of study of object are describes. For specific exploration area or group of adjacent by existence tendency to more or less regular thickness change of some lithological-stratigraphic complex recommends to determine the horizontal component amplitude thrusts as a result of drilling 3–4 wells, disposed in one profile. For sedimentary basin reconstruction within the major geotectonic units with quite high level of drilling study, recommends the way to expand the width of each folds line on profiles, with simultaneous correction of structural buildings on not-enough studied areas.*

**Keywords:** *nappe and thrust tectonics, prognosis of oil and gas bearing, palinspastic reconstructions, sedimentary basin, Folded Carpathians, the Boryslav-Pokutia zone.*