

## ВПЛИВ ПАЛЕОТЕКТОНІЧНОГО І ЛІТОФАЦІАЛЬНОГО ФАКТОРІВ НА РОЗМІЩЕННЯ І УМОВИ ФОРМУВАННЯ ПОКЛАДІВ НАФТИ І ГАЗУ У ПАЛЕОГЕНОВИХ ВІДКЛАДАХ ВНУТРІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

*Кузьмик Л.М., Окренкий І.Р., Штурмак І.Т.*

*Центральна науково-дослідна лабораторія (ЦНДЛ), ВАТ "Укрнафта". м.Івано-Франківськ, Північний бульвар ім. Пушкіна 2, тел. 4-31-77. E-mail: monchak@cndl.if.ua*

У межах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину виявлені і розвідані 33 родовища нафти і газу, сумарні розвідані видобувні запаси яких складають 214 млн. т умовного палива. За кількістю видобувних запасів три родовища (Бориславське, Долинське, Битків-Бабчинське) відносяться до великих, Стинавське – до середніх, а інші 29 – до невеликих, дрібних і дуже дрібних. Три великі родовища вміщують у собі 57% розвіданих запасів, а відповідно 91% невеликих, дрібних і дуже дрібних родовищ – 43% запасів нафти і газу. У даному випадку підтверджується характерна для світового балансу нерівномірність розподілу запасів. По структурних ярусах запаси нафти і газу розподіляються так: 52% їх міститься у першому ярусі складок, 12% – у другому, 35% – у третьому і близько 1% – в четвертому (автохтонному ярусі). Нерівномірність розподілу запасів по ярусах пояснюється, в першу чергу, різним ступенем розвіданості ярусів і їх розмірами. Слід відзначити, що розвіданість першого ярусу досить висока, і величина розвіданих запасів вуглеводнів наближається до свого потенційного вмісту.

У межах Внутрішньої зони промислові поклади нафти і газу виявлені в поляницьких, менілітових, еоценових, яменських, крейдових відкладах, але, близько 99% їх сконцентровано у менілітових і палеоцен-еоценових продуктивних горизонтах. Досить чітко прослідковується розподіл вуглеводнів за фазовим станом по розрізу, а саме: перевага газоподібних вуглеводнів у еоценових відкладах (89% газу і 37% – нафти), а рідких – у олігоцені (56% – нафти і 7,5% – газу). Концентрація основних запасів нафти і газу в двох горизонтах: олігоценовому і еоценовому, які розташовані безпосередньо під регіональними покривками (поляницька і бистрицька світи) підтверджує доцільність виділення у розрізі двох природних резервуарів: менілітового і еоценового.

Оскільки основна роль у формуванні виявлених покладів нафти і газу належить структурному фактору, всі вони відносяться до склепінних і пов'язані з лінійними антиклінальними складками. Наявність поперечних скидо-зсувів зумовила широке розповсюдження блокових покладів, для яких характерним є неспівпадання абсолютних позначок ВНК у різних блоках однієї складки. До таких покладів слід віднести нижньоменілітовий і еоценовий Північно-Долинського родовища, де різниця у позначках ВНК окремих блоків становить 155 і 193 м, поклади Гвіздецького, Пасічнянського, Південно-Гвіздецького, Пнівського і багатьох інших родовищ. Вертикальна амплітуда зсуво-скидів у цих покладах перевищує товщину продуктивних горизонтів. У випадку невеликої амплітуди порушень, спостерігаються незначні зміщення у площинах водонафтових контактів окремих блоків і контур нафтогазоносності зберігає загальні позначки для покладу загалом (Струтинське родовище). Наявність поперечної зональності у розповсюдженні колекторів сприяє утворенню комбінованих покладів структурно-літологічного типу. До них слід віднести Новосхідницький, Пасічнянський, Пнівський, Південно-Гвіздецький та інші. Завдяки екрануючій здатності тектонічних порушень скидо-зсувного характеру, поклади нафти і газу можуть сформуватись не в склепінній частині сучасної складки, а на її периклінальному закінченні, що характерно для Луквинського родовища [1].

Вивчаючи закономірності територіального розміщення запасів нафти, необхідно окремо зупинитись на особливостях залягання нафти у верхньоменілітовій підсвіті, де сконцентровані її значні запаси у межах Долинського і Надвірнянського НГПР [2, 3]. Тут промислова нафтогазоносність верхньоменілітової підсвіті виявлена на Спаському, Струтинському, Долинському, Вигода-Витвицькому, Ріпнянському, Довбушанському і Бистрицькому родовищах. Площа нафтоносності їх інколи розповсюджується за межі самих складок, які контролюють формування покладів у горизонтах, що залягають нижче. Пояснення цьому можна знайти в трансгресивному заляганні відкладів верхньоменілітової підсвіті на середньоменілітовій, в результаті чого нижні пачки і горизонти верхньоменілітової підсвіті випадають (з боку Складчастих Карпат у напрямі

до Зовнішньої зони) аж до повного вклинювання верхньомелітових відкладів. Дана особливість будови зумовлює утворення літологічно обмежених покладів ще в донасувний період розвитку Внутрішньої зони.

Через дуже складну геологічну будову Передкарпатського прогину на сьогодні не існує єдиного, достатньо обґрунтованого погляду на формування нафтових і газових родовищ. У багатьох опублікованих працях формування нафтових і газових покладів Внутрішньої зони розглядається як результат вертикальної міграції флюїдів із глибини по регіональних розломах. Утворення покладів нафти і газу пов'язується з інверсійним постпліоценовим періодом розвитку Карпатської геосинкліналі. На думку Г.Н. Доленку розміщення зон нафтогазонакопичення проходило, в основному, на проміжних ділянках між підняттями і депресіями, де існували найбільш сприятливі умови міграції флюїдів із глибинних джерел по розломах фундаменту [4].

Інша група дослідників розглядає цю проблему з позицій латеральної міграції, вважаючи, що формування нафтових і газових родовищ проходило у два етапи. Перший, основний етап, відповідає донасувному періоду розвитку геосинкліналі, другий (переформування покладів) – заключній фазі Карпатської складчастості [5].

Проведені дослідження щодо вивчення палеотектонічної будови регіону і розподілу піщаного матеріалу в розрізі основних продуктивних горизонтів палеогену, а також дослідження, спрямовані на виявлення основних закономірностей розміщення і умов залягання покладів нафти і газу у пастках [6], дають змогу підтвердити другу точку зору на умови формування покладів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину.

На основі карт товщин мелітової світи (рис. 1) встановлений достатньо надійний зв'язок між нафтогазоносністю локальних піднять та їх консидементаційним розвитком. Але цей зв'язок інколи був досить складним із-за процесів переформування покладів в період утворення Бориславсько-Покутського покриву. Детальний палеоструктурний аналіз Росільнянського, Верхньо-Луквинського, Заводівського родовищ [7, 8] показав, що ці структури формувались впродовж всього палеогенового періоду. Поряд з цим, в межах даних родовищ не пройшло суттєвого переформування покладів, оскільки контури палео- і сучасних піднять у плані. Достовірні відомості про непродуктивність постседиментаційних піднять є тільки по Луквинській складці, яка на палеотектонічних картах знаходиться у синклінальному прогині.

Стосовно умов, які сприяють формуванню великих і середніх родовищ, слід відзначити, що вони, крім інших факторів, формуються у тих випадках, коли те чи інше підняття у сучасному і палеотектонічному структурних планах мають приблизно однакові розміри, а склепінні частини їх співпадають.

Великий практичний інтерес має в'яснення умов формування трьох крупних родовищ нафти і газу: Бориславського, Долинського і Битків-Бабченського, у яких міститься відповідно 33, 38 і 50 млн. т умовного палива. Порівняння результатів структурного, палеоструктурного і літофасіального аналізів показує, що сприятливі умови для формування цих родовищ зумовлені співпаданням або досить близьким розташуванням крупних сучасних і палеоструктур при одночасному розвитку в їх межах потужних піщано-алевролітових тіл із збереженням герметичності пасток. Так, Бориславське нафтове родовище сформувалося в межах Бориславської та Орівської груп поперечних палеопіднять, які розділені Дрогобицькою депресійною зоною. Остання стала акумулятором масивних пісковиків у нижньомелітовій підсвіті (бориславський пісковик). Під час орогенних рухів при перебудові структурного плану Дрогобицький поперечний прогин у сучасному структурному плані виявився значно вище від Орівської групи піднять. Це створило умови для перетоку вуглеводнів у масивні піщані утворення і формування високопродуктивного покладу.

Долинське нафтове родовище на першому етапі свого формування локалізувалося навколо Тянявсько-Долинської групи палеопіднять, які розміщені дещо північно-західніше від сучасного Долинського родовища. Вся ця область розташована у районі центрального русла палеоделти. При формуванні Бориславсько-Покутського покриву південно-східні крила Тянявсько-Долинських палеопіднять виявились припіднятими вище палеосклепіння, що сприяло перетоку вуглеводнів у південно-східному напрямі до Турянського розлому. Що стосується Битківської глибинної складки, то тут спостерігається співпадіння сучасного і древнього структурних планів з віссю одного із головних піщаних рукавів Надвірнянської палеогенової палеоделти.

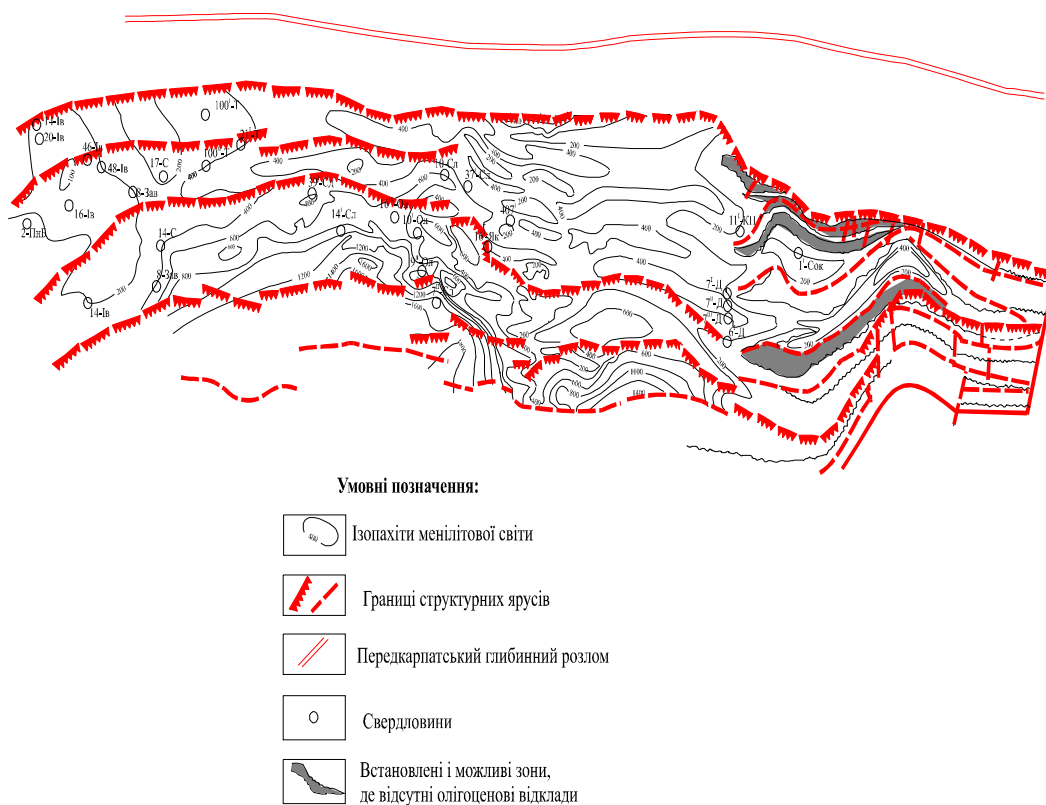


Рисунок 1 - Схематична карта товщин менілітової світи Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину (на палінспастичній основі)

Проведені нами дослідження щодо встановлення тісного генетичного зв'язку між часом утворення пасток та їх нафтогазоносністю підтверджують дуже важливу особливість, що має велике практичне значення, а саме: поклади нафти і газу почали формуватись вже на початку поляницького часу. Але, як впливає із палеотектонічного плану, енергійне нафто- і газотворення та міграція у структури-пастки до початку утворення відкладів поляницької світи могла проходити тільки у крейдових і частково в еоцен-палеоценових відкладах, які на цей час опустились на значну глибину, де існували необхідні умови для перетворення вихідної органічної речовини. Інтенсивне нафтогазонакопичення і міграція нафти в пастки олігоценових відкладів могли відбуватися вже на протязі утворення відкладів неогену, коли палеогенові породи були занурені на глибину до декількох кілометрів.

Довгодіючий потік вуглеводнів був в основному спрямований з південного заходу на північний схід, тобто із найбільш зануреної частини басейну осадконагромадження в найбільш припідняту, яка розташована на сучасному структурному плані в межах північно-східної частини II і III ярусів складок. Тільки з початком підняття Карпат і утворенням Передкарпатського крайового прогину напрям потоку вуглеводнів змінився на протилежний, тобто з північного сходу на південний захід, про що свідчить сучасний розподіл пластових тисків. Збільшення приведених пластових тисків проходить від Берегової скиби в бік зовнішнього борту Передкарпатського прогину, тобто з південного заходу на північний схід.

Виходячи із встановленого тісного зв'язку між нафтогазоносністю і палеотектонічним розвитком локальних структур, формування покладів нафти і газу можна уявити так: у період завершення осадконагромадження олігоценових відкладів вже могло відбуватись нафтонакопичення у крейдово-палеогенових утвореннях, оскільки вони у деяких частинах басейну були занурені на глибини 1,5-2 км, на що вказує товщина менілітової світи, яка у Скибовій зоні Карпат досягала 1600 м. Нафтогазонакопичення значно посилилось у період відкладання поляницької і воротищенської світ. Міграція вуглеводнів мала північно-східний напрям і обмежувалась, ймовірно, зоною виклинювання піщаних порід палеогену. Про північно-східний напрям міграції свідчить утворення стратиграфічно-екранованих покладів верхньоменілітової підсвіти, на що вказувалось раніше. Акумуляторами вуглеводнів на шляху міграції флюїдів виявились структури, які розвивались до утворення насувів.

Другий етап формування покладів нафти і газу проходив після нижньоворотищенського часу, під час і після завершення насувних дислокацій і продовжується донині. З початком різкої перебудови структурного плану після воротищенського часу відбулося деяке переформування раніше утворених покладів вуглеводнів. Зміна регіонального нахилу пластів спочатку викликала і зміну напрямку руху вуглеводнів з північно-східного на південно-західний. Про це свідчить сучасний розподіл напорів пластових вод: мінімальних у Скибовій зоні і максимальних – у межах II і III ярусів структур. Латеральна міграція у даному напрямі, ймовірно, перестала існувати зразу ж після утворення насувів, які стали перепорою на шляху руху флюїдів.

Під час утворення насувів первинні зони нафтогазонакопичення були зірвані зі своєї основи і переміщені на значні віддалі. Проте, міграція вуглеводнів на великі відстані не відбувалась, хоча на цьому етапі переважала бокова міграція їх у підвищені ділянки в межах окремих ліній антиклінальних складок паралельно Карпатському простяганню вздовж древніх зон нафтогазонакопичення. Відстань переміщення вуглеводнів залежала у кожному конкретному випадку від наявності екрануючих поперечних порушень і літологічних особливостей резервуарів. Це достатньо переконливо підтверджується ступінчатою зміною водонафтових контактів залежно від сучасного гіпсометричного положення окремих блоків на Північно-Долинському, Пасічнійському і інших родовищах. У випадку надійної екрануючої здатності поперечних тектонічних порушень утворюються тектонічно-екрановані поклади, інколи пов'язані з опущеними блоками сучасних структур, тоді як склепінні частини структури взагалі можуть не містити покладів вуглеводнів. Яскравим прикладом такого типу родовищ є Луквинське.

#### Література

1. Кузьмик Л.М., Хома Н.Н., Савюк М.И. Влияние геологических факторов на особенности формирования залежей углеводородов Луквинского месторождения. //Экспресс-информация. Сер.: Нефтегазовая геология и геофизика. Вып. 2. М. 1986. С.4-6.
2. Ляшевич З.В., Штурмак И.Т. Об амплитудах покровных перемещений Бориславско-Покутской зоны //Нефт. и газовая пром-сть. – 1988. – № 1. – С. 21-23.

3. Ляшевич З.В., Кузьмик Л.М., Бакала Р.И. Перспективы поисков стратиграфически экранированных залежей нефти в Покутско-Бориславской зоне Предкарпатского прогиба // Нефть и газ, промышл. – 1974. – № 5. – С. 1-3).
4. Доленко Г.Н., Кульчицкий Я.О., Киселев А.Е., Гуржий Д.В. Конседиментационные поднятия – контролирующий фактор пространственного размещения залежей нефти и газа в Предкарпатском прогибе. // Геологический журнал, 1980. Т.40. № 2. С. 93-103.
5. Доленко Г.Н., Бойчевская Л.Т., Килын И.В. О формировании нефтегазоносных структур в Предкарпатском прогибе. – В кн.: Закономерности образования и размещения промышленных месторождений нефти и газа. Тез. докл. III респ. совещания. - Львов, 1972, с.189-190.
6. Ляшевич З.В. Будова і нафтогазоносність Східно-Карпатської палеогенової дельти. // Нафтова і газова пром-сть. – 1994. – № 1. – С.12-15).
7. Ляшевич З.В., Кузьмик Л.М., Штурмак И.Т. Геологические условия формирования Рассольнянского газоконденсатного месторождения. – В сб.: Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1980. Вып.17. С.14-17.
8. Кузьмик Л.М., Савюк М.И. Палеотектонические условия формирования Заводовского нефтяного месторождения (Предкарпатский прогиб) // Геология и геохимия горючих ископаемых – 1989. - Вып.72. – С. 51-53.

УДК 550.83:551.24 (477.8)

## **ПЕРСПЕКТИВИ ВІДКРИТТЯ НОВИХ РОДОВИЩ НАФТИ ТА ГАЗУ НА НЕВЕЛИКИХ ГЛИБИНАХ В СКЛАДЧАСТИХ КАРПАТАХ**

*П.М. Бодлак, О.Г. Цьоха, В.Я. Колос, М.Я. Алексєєва, Л.В. Михалевич, О.І. Ковальський  
Західно-Українська геофізична, розвідувальна експедиція, ДГП “Укргеофізика”, ЦГТД ВАТ  
“Укрнафта”, НГВУ “Бориславнафтогаз”*

Дефіцит нафти і газу – одна із гострих проблем для України. З кінця 70-х років минулого сторіччя на Прикарпатті відбувається значне падіння видобутку нафти з 2,86 млн.т до 0,5 млн.т у 2001 р. / 1 /. Цей занепад зумовлений недостатнім поповненням запасів за рахунок відкриття нових родовищ вуглеводнів, що пов'язано з суттєвим зменшенням обсягів пошуково-розвідувального буріння на перспективних об'єктах Західного регіону.

В межах Складчастих Карпат виконаний незначний обсяг сейсморозвідувальних робіт та пошуково-розвідувального буріння (щільність становить 23 м/кв.км). Ступінь освоєння початкових геологічних ресурсів ВВ становить 6%. Тут відкриті декілька родовищ: Східницьке, Старо-Сільське, Стрільбицьке, Слобода-Рунгурське, Нагуєвицьке та інші, які практично вже виснажені. Окрім цього, відомі багаточисленні нафтогазопрояви при бурінні пошукових свердловин на площах Жаб'є, Бабче, Битків, Лючка і багато ін. Ці дані засвідчують про той факт, що Скибова зона Складчастих Карпат є високоперспективною стосовно відкриття нових покладів вуглеводнів / 2 /.

Доречно згадати, що на сусідній території Польщі основний видобуток нафти (близько 120-130 тис.т нарік) власне пов'язаний з крейдово-палеогеновими складками Скольської та Сльонської одиниць (аналоги Скибової та Сілезької зон).

Сучасні технології обробки, переробки та переінтерпретації наявної геолого-геофізичної інформації дали змогу суттєво уточнити структурну будову Берегової, Орівської та Сколівської скиб Складчастих Карпат.

Всього було переглянуто та перероблено близько 2200 пог.км сейсмічних профілів минулих років. Це дало можливість виконати структурні побудови по трьох прогнозно-продуктивних горизонтах: покрівлі палеоцену і еоцену (ямненська і бистрицька світи) та підвороту ямненської світи / 2, 3 /.

По першому в межах Берегової скиби закартовані Перешпинська, Західно-Перешпинська, Батинецька, Верхньолюбінецька, Таянська, Західно-Болехівська, Геринська, Гошівська і Спаська структури. Вони мають карпатське простягання, зазвичай, пологі південно-західні та круті, зрізані насувами, північно-східні крила. В межах Орівської скиби знайшли своє відображення Сколівська, Лужанська, Кічерська та ін. антиклінальні складки.