

ГЕОЛОГІЯ ТА РОЗВІДКА НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

УДК 550.28

ПОДІБНІ РИСИ ТЕКТОНІКИ І НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ЗАХІДНО-КАНАДСЬКОГО І ЗАХІДНО-УКРАЇНСЬКОГО НАФТОГАЗОНОСНИХ БАСЕЙНІВ

О.О. Орлов, Т.В. Калиній, О.О. Орлова

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 40155,
e-mail: ovgeo@nung.edu.ua

Подається коротка характеристика геологічної будови і нафтогазоносності Західно-Канадського та Західно-Українського нафтогазоносних басейнів (НГБ). Виявлена подібність геологічної будови вказаних НГБ; наводиться порівняльний аналіз їх нафтогазоносності, на основі чого обґрунтовуються нові напрямки пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ у західних областях України.

Ключові слова: нафтогазоносний басейн, нафтогазоносність, нафта, газ.

Приводится краткая характеристика геологического строения и нефтегазоносности Западно-Канадского и Западно-Украинского нефтегазоносных бассейнов (НГБ). Выведена схожесть геологического строения указанных НГБ; дается сравнительный анализ их нефтегазоносности, на базе чего обосновываются новые направления поисково-разведочных работ на нефть и газ в западных областях Украины.

Ключевые слова: нефтегазоносный бассейн, нефтегазоносность, нефть, газ.

A short characteristic of oil-and-gas content and geological of West Canadian and West Ukrainian oil and gas bearing basins is given in this article. The similarity of geological structure of the above mentioned two oil-and-gas bearing basins is revealed as presented is the comparative analysis on oil and gas presence on the basis of which new directions of oil and gas prospecting and exploration in the western regions of Ukrainian are grounded.

Keywords: oil and gas bearing basin, oil-and-gas content, oil, gas.

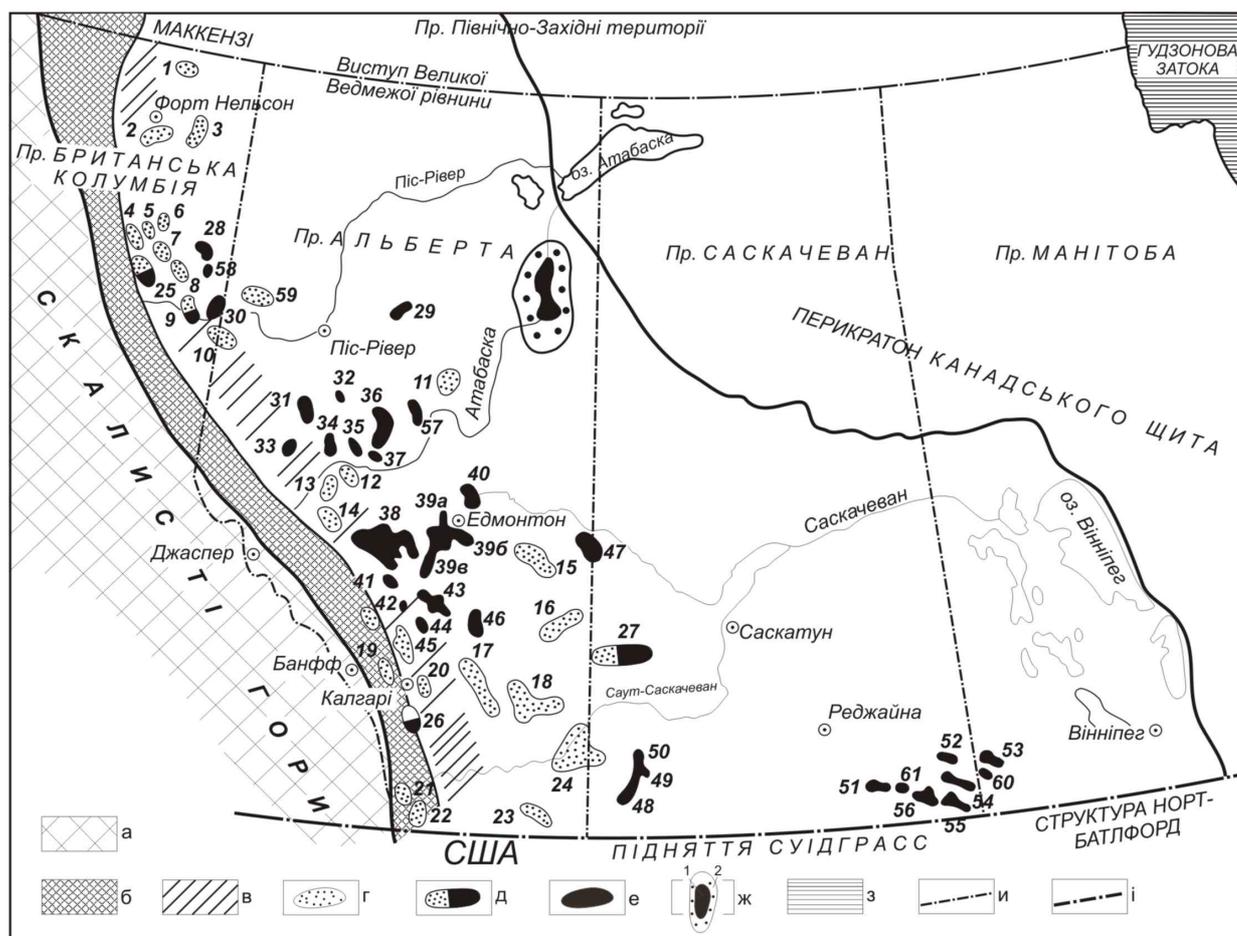
Порівняльний аналіз тектонічної будови і нафтогазоносності Західно-Канадського і Західно-Українського нафтогазоносних басейнів (НГБ) показав подібність їх характеристик, тому взаємозв'язки і особливості структурно-тектонічних елементів першого порядку вказаних НГБ, їх літолого-стратиграфічні характеристики, розподіл нафтогазоносності і перспективи відкриття нових родовищ вуглеводнів у розрізах окремих районів та площ Західно-Канадського басейну має певне теоретичне і практичне значення для визначення нових напрямків пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ у західних областях України (особливо в межах Волино-Подільської плити).

Канада володіє стоп'ятидесятилітнім досвідом пошуків, розвідки та розробки нафтових і газових родовищ у трьох її регіонах – Східному, Західному і Арктичному. Нафтова і газова промисловість Канади зародилась у її Східних регіонах. У провінції Онтаріо нафту із колодязів видобували ще в 1857 р., пізніше (1860 р.) на площах Петроліа і Ойл-Спрінгс розпочали видобуток нафти із свердловин. У 1989 р. в

провінції Онтаріо Канади було відкрито перше газове родовище Кінгсвілл.

Проте з початку ХХ століття в Канаді головну роль у нафтогазовидобувній промисловості почали відігравати її західні провінції. На цей час в провінції Альберта повернулися до досліджень нафтогазоносних нижньокрейдяних пісковиків, що виходять на поверхню вздовж русла ріки Атабаска в районі Мак-Маррі, вперше описаних ще у 1788 р. Були відкриті газові родовища Тернер-Валлі, Боу Айленд, а також розвідано родовище нафти Форт-Норман та інші. В провінції Британська Колумбія було відкрито родовище газу Поус-Кап. У розрізі газового родовища Тернер-Валлі встановлено наявність нафтових пластів, а в провінції Саскачеван в цей час було відкрито нафтогазове родовище Ллойдмінстер.

Наприкінці ХХ – початку ХХІ століть найбільшими за початковими запасами нафти в Західно-Канадському басейні були: нафтові родовища Пембіна (200 млн.т.), Свен-Хілла (140 млн.т.), Редоутер (66 млн.т.), Кондеата Харматтан (19 млн.т.) і Рімбей (17 млн.т.) в



а – Скелясті гори; *б* – зона передових складок; *в* – краєвий прогин Альберта; *г* – газові родовища: 1 – Петіто, 2 – Кларк-лейк, 3 – Котко-Лейк, 4 – Блудбері, 5, 6 – Іедней-Лепрайз, 7 – Ніг-Крік, 8 – Б'юік-Крік, 10 – Поус-Кап, 11 – Мартен-Хілз, 12 – Віндфолл, 13 – Пайн-Крік, 14 – Едсон, 15 – Вікінг-Кінселла, 16 – Прово, 17 – Карбон-Хуссар, 18 – Цессфорд-Біндлос, 19 – Джампінг-Паунд, 20 – Іст-Калгарі, 21 – Унтертон, 22 – Пінчер-Крік і Локаут-Батт, 23 – Панден-д'Оріель, 24 – Медісін-Хет, 45 – Кроссфілд, 59 – Урослі; *д* – газонафтові родовища: 9 – Форт-Сент-Джон, 25 – Кобс-Таунсенд, 26 – Тернер-Валлі, 27 – Колевіллі-Смайл; *е* – нафтові родовища: 28 – Біттон-Рівер і Мілліген-Крік, 29 – Ред-Ерс, 30 – Баундарі-Лейк, 31 – Старджейсон-Лейк, 32 – Снайп-Лейк, 33 – Сімонет, 34 – Кайбооб, 35 – Вірджинія-Хілз, 36 – Свен-Хілз, 37 – Джуді-Крік, 38 – Пембіна, 39а – Ледюк, 39б – Джоарк, 39в – Хоумглен-Рімоєй, 40 – Редоутер, 41 – Вільсден-Грін, 42 – Сільвен-Лейк, 43 – Жофр, 44 – Іннісфейл, 46 – Фенн-Біг-Валлі, 47 – Ллойдмінстер, 48 – Рапан, 49 – Саксес, 50 – Фостертон, 51 – Вейбурн, 52 – Паркман, 53 – Вірден, 54 – Ноттінгем, 55 – карндуф, 56 – Стілмен, 57 – Мітсу, 58 – Ненсі і Піджі, 60 – Делі, 61 – Мідейл; *ж* – бітумінозні пісковики атабаска: 1 – виходять на поверхню, 2 – перекриті чохлами більш молодих осадов; *з* – Гудзонова затока; *и* – границі між провінціями; *і* – кордон із США

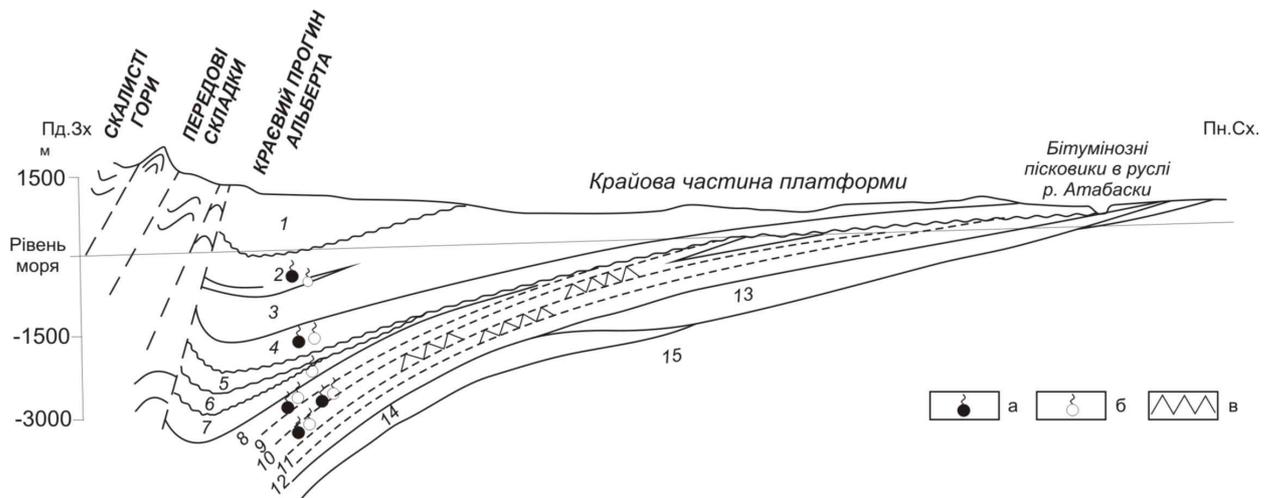
Рисунок 1 – Тектонічна схема Західно-Канадського НГБ

провінції Альберта, нафтові родовища Стілмен, Мідейл, Бейбурн в провінції Саскачеван; Вірден-Розелеа і Делі в провінції Манітоба, а також газоконденсатні родовища Форт-Сент-Джон, Баундарі-Лейк, Кларк-Лейк у провінції Британська Колумбія.

На даний час Західно-Канадський басейн, що займає територію провінцій Альберта, Саскачеван, Північні території, Британська Колумбія і невелику західну частину провінції Манітоба – є головним нафтогазовидобувним регіоном Канади.

На території Західно-Канадського НГБ існують такі тектонічні елементи першого порядку: на сході басейну виділяється Канадсь-

кий щит, де на денну поверхню виходять докембрійські кристалічні породи Північно-Американської докембрійської платформи (рис. 1), що у західному напрямку перекриваються перикратонною зоною палеозойських і мезозойських відкладів. Товщина їх збільшується у західному напрямку з наближенням до Скелястих гір. На межі контакту з передовими складками Скелястих гір спостерігається синклінальний прогин Альберта, де присутні палеоген-неогенові відклади невеликої товщини (рис. 2). Далі на захід Західно-Канадський НГБ обмежується зоною нахилених і перекинутих в східному напрямку передових складок, а ще західніше – мезозойською складчастою спорудою Скелястих гір,



1 – кайнозойські відклади; 2 – пісковики кардіум; 3 – верхня крейда; 4 – нижня крейда; 5 – юра; 6 – триас; 7 – міссісіпі; 8 – 12 – верхній девон: 8 – вабамун, 9 – вінтерберн, 10 – вудбенд, 11 – кукінг-лейк, 12 – біверхілл-лейк; 13 – середній девон, евапорити; 14 – кембрії; 15 – докембрії, а – нафта, б – газ, в – рифтові масиви

Рисунок 2 – Геологічний розріз Західно-Канадського басейну вздовж лінії перетину Калгарі-Едмонтон-Атабаска (за Д. Даунінгом)

які простягаються з півночі на південь по всій території Канади. На півночі Західно-Канадський НГБ межує з гірською спорудою Маккензі і з поперечним виступом у фундаменті в районі Великої Ведмежої рівнини. З півдня і південного сходу Західно-Канадський НГБ відокремлюється від Уїллістонського басейну підняттям Суйтграсс, а далі – структурою у платформових відкладах Норт-Батлфорд.

Продуктивні відклади Західно-Канадського НГБ знаходяться в кембрії (родовища Ред-Ерс, Утикума-Лейк, Жіро – дебїти нафти 80-215 т/д), в середньому девоні (родовища Мітсу – дебїти нафти до 70 т/д і родовища Бівер-Рівер, Кларк-Лейк, Котчо-Лейк, Петіто-Рівер – початкові дебїти газу сягали 2 млн.м³/д); у верхньому девоні (Вірджинія-Хілла, Кайбоб, Джуді-Крік, Ледюк, Боні-Глен, Редуотер, Жоффер, Светлер та інші – дебїти нафти до 400 т/д і дебїти газу до 250 тис.м³/д). Крім того, в Західно-Канадському НГБ на даний час відкрито родовища нафти і газу у відкладах карбону, пермі, триасу і крейди. Найбільші з них: Едсон, Сандр, Харматтан, Тернер-Валлі, Форт-Сент-Джон, Біттон-Рівер, Пембіна, Альгамра та інші.

Більша частина відкритих родовищ нафти і газу в Західно-Канадському НГБ належить до відкладів середнього та верхнього девону. Цікаво, що більшість з них приурочена до рифтогенних утворень і ерозійних залишків у девонських відкладах, що пов'язані з перервами в процесі осадонакопичення [3, 14, 15].

Західно-Український нафтогазоносний басейн розташований на території Львівської, Івано-Франківської, Чернівецької, Волинської і Тернопільської областей України (рис. 3). На північному-заході і півночі він обмежується державним кордоном з Польщею, а далі на північ – з Білоруссю, де північніше від Володимир-Волинського розлому В.В. Глушком та ін-

шими [5] виділяється занурена Келецько-Сандомірска складчаста гірська споруда, формування якої пов'язується з проявами байкальської, каледонської і герцинської фаз тектоногенезу, в результаті чого в пізньому фамені девону виник Волинський виступ. Простягання Східних Українських Карпат на півночі від кордону з Польщею змінюється з північно-західного напрямку на майже широтний. На півдні Західно-Український НГБ обмежується Покутсько-Буковинським підняттям, північна межа якого проходить між селом Слобода-Рунгурська і містом Косів. На південний схід від Покутсько-Буковинського підняття простежуються Румунські Східні Карпати і їх передгірський прогин.

В тектонічному відношенні території Західно-Українського і Західно-Канадського НГБ надзвичайно подібні (рис. 1 і 3). На сході цих територій виділяються перикратонні схили Українського та Канадського кристалічних щитів відповідно Східно-Європейської і Північно-Американської докембрійських платформ. Далі на захід в Західно-Українському НГБ в крайовій частині Східно-Європейської платформи виділяється Волино-Подільська плита, яка має нижньопалеозойський фундамент, оскільки седиментаційні процеси на західній окраїні Східно-Європейської платформи в силурійський і нижньодевонський період супроводжувалися проявами тектонічних коливань каледонської і герцинської фаз тектоногенезу, що можна вважати ознаками існування геосинклінального режиму [5, 6, 10]. В межах Волино-Подільської плити виділяється Львівський палеозойський прогин. На сході геологічну межу Львівського палеозойського прогину умовно проводять вздовж лінії зони розповсюдження розломів і флексур, за якою девонські відклади вже не спостерігаються. На заході Львівський палео-



Рисунок 3 – Тектонічна схема Західно-Українського НГБ (за Г.Д. Доленком, Б.П. Різуном, Ю.М. Сеньковським, 1988 з використанням матеріалів УкрНДГРІ, 1988 та доповненням авторів)

I – Західний перикратон Українського щита; II – Волино-Подільська плита; II' – Волинська частина; II'' – Подільська частина; II''' – Волинський виступ; II'''' – Львівський палеозойський прогин; III – Зовнішня зона Передкарпатського прогину; IV – Внутрішня зона Передкарпатського прогину; IV¹ – Самбірська підзона; IV² – Бориславсько-Покутська підзона; V – Скибова зона Карпат; Ст – Станіславське підняття; ПБ – Покутсько-Буковинське підняття.

Родовища газу Волинської плити: 1 – Локачинське, 2 – Великомоствіське.

Родовища вуглеводнів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину: 3 – Свидницьке, 4 – Коханівське, 5 – Вижомлянське, 6 – Вишнянське, 7 – Никловицьке, 8 – Макунівське, 9 – Хідновицьке, 10 – Садковицьке, 11 – Панянське, 12 – Залужанське, 13 – Новосілівське, 14 – Рудківське, 15 – Майницьке, 16 – Сосулівське, 17 – Грушівське, 18 – Східно-Довгівське, 19 – Південно-Грабинське, 20 – Меденицьке, 21 – Малогорожанське, 22 – Лопарське, 23 – Летнянське, 24 – Грудівське, 25 – Білче-Волицьке, 26 – Гайське, 27 – Кавське, 28 – Глинківське, 29 – Угерське, 30 – Південно-Угерське, 31 – Дашавське, 32 – Кадобнянське, 33 – Гринівське, 34 – Богородчанське, 35 – Черемхівсько-Струнківське, 36 – Пилипівське, 37 – Дебеславицьке, 38 – Яблунівське, 39 – Косівське, 40 – Ковалівське, 41 – Черногузьке, 42 – Шереметівське, 43 – Красноільське, 44 – Лопушянське, 45 – Титівське, 46 – Городоцьке.

Родовища вуглеводнів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину і Скибової зони Карпат: 47 – Старо-Самбірське, 48 – Південно-Монастирецьке, 49 – Блажівське, 50 – Бориславське, 51 – Новосхідницьке, 52 – Іванківське, 53 – Орів-Уличнянське, 54 – Соколовецьке, 55 – Заводівське, 56 – Південно-Стинавське, 57 – Мельничанське, 58 – Стинавське, 59 – Семигинівське, 60 – Тянівське, 61 – Янківське, 62 – Північно-Долинське, 63 – Волинське, 64 – Вигодсько-Витвицьке, 65 – Чечинське, 66 – Струтинське, 67 – Спаське, 68 – Рожнятівське, 69 – Спаське-Глибинне, 70 – Ріпнянське, 71 – Підлісівське, 72 – Луквинське, 73 – Рудавецьке, 74 – Росільнянське, 75 – Космацьке, 76 – Монастирчанське, 77 – Пнівське, 78 – Гвіздецьке, 79 – Південно-Гвіздецьке, 80 – Пасічнянське, 81 – Битків-Бабченське, 82 – Довбушанське, 83 – Бистрицьке, 84 – Микуличинське, 85 – Страшевицьке, 86 – Стрільбицьке, 87 – Східницьке.

Недосліджені локальні структури: 88 – Рава-Руська, 89 – Немирівська, 90 – Горожанська, 91 – Ставчанська, 92 – Стенжарівська, 93 – Радовичська, 94 – Оводневська, 95 – Доброшинська, 96 – Мацатинська, 97 – Збайська, 98 – Майорівська, 99 – Бобриська, 100 – Лецинська, 101 – Хлювицька, 102 – Бутинська, 103 – Нестерівська, 104 – Куліковська, 105 – Дублінська, 106 – Печенізька, 107 – Літовезька, 108 – Божеська, 109 – Ільковська, 110 – Гоголівська, 111 – Холодниська, 112 – Куличковська (Великомостівське), 113 – Реклинецька, 114 – Каменка-Бугська, 115 – Пелчинська, 116 – Козінська, 117 – Денисівська, 118 – Настасівська, 119 – Соколівська, 120 – Хмельницька, 121 – Вербоовецька, 122 – Заводівська, 123 – Велескевська, 124 – Коропецька, 125 – Тудорівська, 126 – Бучацька, 127 – Істяківська, 128 – Мешковська, 129 – Воронівська, 130 – Рогатинська, 131 – Калинівська, 132 – Шеґенівська, 133 – Дністровська, 134 – Акрешиорська, 135 – Тереснянська, 136 – Тарасівська, 137 – Північно-Пинянська.

зойський прогин контактує із Зовнішньою зоною Передкарпатського прогину (його платформовим схилом) і умовно обмежений лінією Яворів-Миколаїв-Калуш-Івано-Франківськ-Коломия [5, 14].

Літолого-стратиграфічні розрізи Західно-Українського і Західно-Канадського НГБ також подібні. В основі цих басейнів залягають кристалічні породи фундаменту відповідно докембрійської Східно-Європейської і Північно-Американської платформ.

Головні риси літолого-стратиграфічного розрізу і нафтогазопроявів у осадовому чохлах Західної частини Східно-Європейської платформи (Волино-Подільської плити) зведені до таблиці 1.

Зведений літолого-стратиграфічний розріз і розподіл за розрізом родовищ вуглеводнів у межах західної частини Північно-Американської платформи наводиться в таблиці 2. Як бачимо, в західній частині Північно-Американської платформи (провінції Саскачеван, Альберта, Британська Колумбія) у розкритому геологічному розрізі всіх стратиграфічних систем від крейди до кембрію включно виявлено значні за об'ємами родовища вуглеводнів.

Прикро, що до даного часу в Україні, у західній частині Східно-Європейської платформи

відкрито тільки два газових родовища, одне з яких – Великомоствіське (Львівська область, 1964 р.) – за запасами не було, однак, затверджене як промислове. Це родовище належить до ейфельського (нижньолопушянська підсвіта) і живецького (струтинський горизонт) ярусів середнього девону та приурочене до Куличковської антиклінальної структури. Колекторами нижньолопушянської підсвіти є різної зернистості піщані породи. Початковий дебіт газу тут сягав 93,5 тис. м³ на добу. В карбонатних породах живецького ярусу із струтинського горизонту початковий дебіт газу сягав 75 тис. м³ на добу.

Друге родовище газу – Локачі (Волинська область, 1980 р.) за запасами газу згідно з класифікацією М.О. Жданова можна визнати середнім. Це родовище приурочене до антиклінальної структури Волинської частини Волино-Подільської плити в межах однойменного валу, вивченого польовими геофізичними дослідженнями в 1971-73 рр., який має північно-східне простягання вздовж тектонічного розлому того ж напрямку. Газоносними є відклади нижнього девону (тіверська серія) і середнього девону (лопушанська, пелчинська світи та струтинський горизонт). Колекторами є теригенні породи (окрім пелчинської світи, де наяв-

Таблиця 1 – Літолого-стратиграфічний розріз осадового чохла Волино-Подільської плити (з використанням даних Б.П. Різуна і Е.І. Чижка, 1980)

Вік, система	Відділ	Коротка літологічна характеристика	Максимальна товщина	Нафтогазопрояви
Неоген Палеоген		Вапняки, пісковики, алевроліти, гіпси та ангідрити	250	
Крейда	Верхній	Вапняки, мергелі	1200	<ul style="list-style-type: none"> - газопрояви - нафтопрояви - газові поклади - газові поклади
	Нижній			
Юра	Верхній	Вапняки, доломіти, гіпси та ангідрити	150	
	Середній	Аргіліти, алевроліти, пісковики, конгломерати		
Карбон	Середній	Пісковики, доломіти	900	
	Нижній	Аргіліти, доломіти, пісковики, алевроліти, вапняки		
Девон	Верхній	Вапняки, гіпси та ангідрити, алевроліти, доломіти	110	
	Середній	Аргіліти, алевроліти, пісковики, доломіти, вапняки	2100	
	Нижній	Вапняки, алевроліти, аргіліти, пісковики		
Силур	Верхній	Вапняки, доломіти, аргіліти, алевроліти	1300	
	Нижній	Вапняки, доломіти, аргіліти		
Ордовик				
Кембрій	Середній	Пісковики, аргіліти, алевроліти	1400	
	Нижній	Пісковики, алевроліти		
Вендський комплекс		Пісковики	500	
		Алевроліти, пісковики	40	
		Аргіліти		
Рифей		Пісковики, аргіліти	900	

ні також карбонатні колектори). Покришками покладів слугують глинисті і карбонатно-сульфатні породи. Початкові дебіти в свердловинах сягали 92,3 тис.м³/добу (св. № 27). Глибини газових покладів у відкладах нижнього і верхнього девону Локачівського родовища не перевищують 900-1000 м.

Крім Куличківської і Локачівської структур у межах Волино-Подільської плити польовими геофізичними дослідженнями та структурно-пошуковим бурінням встановлено наявність понад 55 локальних антиклінальних структур (рис. 3). Є підстави вважати, що кожна з них по всьому літолого-стратиграфічному розрізу остаточно не вивчена. Простягання всіх локальних антиклінальних структур Волино-Подільської плити контролюються субмеридіо-

нальними і субширотними тектонічними розривами в мезопалеозойських відкладах та простяганням тектонічних розломів, що занурюються у докембрійську платформу на значні глибини. Можна припустити, що походження всіх антиклінальних структур Волино-Подільської плити тією чи іншою мірою генетично пов'язані з тектонічними рухами блоків консолідованих порід фундаменту цієї території під час проявів різних фаз тектогенезу [14].

Крім вказаних двох газових родовищ на території Волино-Подільської плити у процесі буріння структурно-пошукових свердловин спостерігалось безліч нафтогазопроявів в девонських відкладах і утвореннях, що їх підстилають. Так, в силурійських відкладах під час буріння опорної свердловини №30-Великі Мости

Таблиця 2 – Основні продуктивні відклади Західно-Канадського НГБ

Система, відділ	Місцеві назви світ і горизонтів	Коротка літологічна характеристика	Найбільші родовища	Товщина продуктивних горизонтів, м	Глибина залягання, м
Крейдова, верхній	Беллі-Рівер Медісін-хет Кардіум	Пісковики	Пембіна, Альгамра	5	0 - 400
			Медісін-хет Пембіна Кійстон	4 30 -	400 - 500 1600 1200
Крейдова, нижній	Вікінг	Пісковики, алевроліти з прошарками аргілітів	Джоаркам	2,5	960 - 1870
			Жофр	3,5	
	Вікінг-Кінселла	3			
	Прово	4			
Мак-маррі	Пісковики	Атабаска	60	0 - 200	
Горизонти спарки, колони, дженерал центролеумс	Пісковики, алевроліти	Плоца Ллойдмінстер	7	570	
					Каддот, кадомін, бласки, гетінг
Тріасова	Балдонелл, хафуей, чарлі-лейк, шулер-крік	Пісковики, алевроліти, вапняки, доломіти	Баундарі-Лейк	5	1150 - 1300
			Ненсі, Форт-Сент-Джон	3,6 4	
Пермська, пенсільваній	Беллой	Переважаю пісковики	Форт-Сент-Джон	2	1300
Міссісіпій	Рандл	Вапняки, доломіти з прошарками алевролітів і аргілітів	Тернер-Валлі, Джампінг-Паунд, Пінчер-Крік, Унтертон-Парк, Джампінг-Паунд-Вест	60	1300 - 3000
			Сандр, Харматтан, Вествард-Хо Едсон	25	2650 - 2900
Девонська, верхній	Вабамун (ніску)	Вапняки з прошарками алевролітів, аргілітів і доломітів	Сімонет	15	1500 - 3000
			Редуотер	20	
	Стетлер	18,5			
Ледюк	Ледюк	Вапняки, доломіти	Фені-Біг-Валлі	16,5	
			Ледюк	18,9	
			Редуотер	30	
			Боні-Глен	65	
			Візар-Лейк	100	
			Голден-Спайк	156	
			Старджеон-Лейк	30	
Ледюк	10,5				
Ачесон	25				
Вестроуз	55				
Девонська, середній	Слейв-пойнт	Вапняки, доломіти з прошарками алевролітів і аргілітів	Кларк-Лейк	60	1100 - 2600
			Котчо-Лейк		
			Петіто-Рівер		
Прескуайл	Вапняки	Бівер-Рівер		3700	
Гілвуд	Пісковики	Мітсу	10	1650 - 1800	
Ордовіцька середній	Ред-Рівер	Кристалічні доломіти і вапняки	-	85	1850
Кембрій	Грені-уош	Алевроліти, аргіліти в верхній частині доломіти	Ред-Ерс Утікума-Лейк Жіро	10	1500 - 300
Протерозой	-	Кристалічні породи	-	-	4000 і більше

в малиновецькому горизонті на глибині 3800 м виник газопрояв у вигляді різкого збільшення в'язкості і зниження густини глинистого розчину. Те саме спостерігалось під час буріння параметричної свердловини Бучач-1 в сокальському горизонті силуру в інтервалі 950-990 м. Вказані газопрояви зафіксовані також газокаротажною станцією та полягали у збільшенні вмісту газу в глинистому розчині до 7,0% (порівняно з фоном 0,1-0,3% газу). Що стосується нафтопроявів із силурійських відкладів Волино-Подільської плити, то у процесі буріння пошукових свердловин на площі Локачі в сокальському горизонті силуру зафіксовано присутність нафти у вигляді включень в тріщинах, а іноді і в порах порід відібраного керна. У ході випробувань свердловини №12 в районі Локачів (із сокальського горизонту, інтервал 1350-1483 м) був одержаний незначний приплив нафти. Цікаво, що за висновками І.В. Грінберга ця нафта є «свіжою» і потрапила до колектора нещодавно. Крім Локачівського родовища на території Волино-Подільської плити у процесі буріння свердловин слабкі нафтогазопрояви спостерігалися також при розкритті кембрійських відкладів на площах, розташованих в районах населених пунктів Літовеж, Володимир-Волинський, Новий Вітків, Перемишляни та інших.

Цікаво, що промислова нафтогазоносність, особливо родовища із значними запасами вуглеводнів західного краю Північно-Американської платформи, зосереджені в рифтогенних утвореннях (рис. 2, табл. 1) верхньодевонського віку (за місцевою термінологією у світі ледюк групи вудбенд), що представлені вапняками древніх рифогенних споруд, які спорадично зустрічаються, та, інколи, доломітами із зосередженими в них вуглеводневими покладами. Вапняки і доломіти, як правило, знаходяться в темно-сірих, іноді бітумінозних глинах.

За результатами палеогеографічних досліджень Г.Н. Доленка, Б.П. Різуна, Ю.Н. Сеньковського та ін. [6] на території Волино-Подільської плити, починаючи з часу відкладення порід палесської світи рифею до часу осадонакоплення відкладів дністровської серії нижнього девону, існували сприятливі умови для формування карбонатних порід, представлених вапняками рифогенного походження. Аналогічну думку щодо силурійського часу висловлювали також В.В. Глушко та інші [5] і, особливо, А.В. Хіжняков [14]. Що стосується карбонатних відкладів Волино-Подільської плити літолого-стратиграфічного розрізу від рифею по девон, то як і відклади, що їх перекривають, їх можна вважати ще недовивченими щодо перспектив нафтогазоносності.

Можна навести геологічні ознаки рифогенних утворень у карбонатних відкладах, які слід використовувати при дослідженні: 1 - відсутність седиментаційної шаруватості і верстуватості, 2 - масивність відкладів, 3 - сліди циклічного нарощування органогенного матеріалу, що пов'язано із змінами глибини моря, у якому відбувалося зростання коралової побу-

дови, 4 - наявність хомогенних порід у вигляді оолітових мікрозернистих утворень, 5 - чистота хімічного вмісту кальцитових і арагонітових порід, 6 - присутність навколо органогенних вапняків доломітизованих вапняків і доломітів, 7 - наявність слідів вилуговування і розчинення порід за рахунок інтенсивної дії вторинних процесів.

Аналізуючи діаграми промислово-геофізичних досліджень свердловин в областях, де встановлено древні органогенні побудови, можна зробити висновок, що на діаграмах ГДС інтервали органогенних споруд часто характеризуються відносним зниженням електричного опору порівняно зі значними його величинами для звичайних галогенних утворень; на кривій ГК – низькою природною радіоактивністю; на кривій НГК інтенсивність вторинного гамма-випромінювання є високою, проте вона є меншою, ніж в інтервалах щільних вапняків. На кавернограмах інтервали органогенних побудов можуть спостерігатися у вигляді зменшення діаметра свердловин відносно номінальних величин у зв'язку з їх підвищеною проникністю [12].

Далі на захід території Західно-Українського НГБ вздовж західного краю Східно-Європейської платформи простягається з північного заходу на південний схід Передкарпатський прогин, в межах якого виділяється Зовнішня зона – аналог крайового прогину Альберта Західно-Канадського НГБ. Вона складена відкладами платформного схилу Північно-Американської платформи. Далі на південний схід розміщена Внутрішня зона, яку ми на Канадській території зіставляємо із зоною передових складок Скелястих гір, оскільки ця зона складається із складок, нахилених, а іноді перекинутих у східному напрямку на відклади у платформній фації крайового прогину Альберта. Великі насуви із значними амплітудами, що має місце в Передкарпатському прогині, тут не одержали розвитку через особливість вертикальних напрямків дії тектонічних рухів під час формування Скелястих гір, у результаті чого в крайовій частині Північно-Американської платформи сформувався відносно неглибокий крайовий прогин Альберта, який являє собою опущений край вказаної платформи. Крайовий прогин Альберта межує з орогеном Скелястих гір вздовж тектонічного розлому. На відміну від крайового прогину Альберта в Канаді, у Західно-Українському НГБ між складчастими Карпатами і Східноєвропейською платформою сформувався чіткий передгірський прогин (Передкарпатський), в межах якого спостерігались два тектонотипи, а саме Зовнішня і Внутрішня зони. Вони утворилися внаслідок впливу різноманітних за напрямком тектонічних рухів. Починаючи з тортонського часу територія сучасних Карпат підіймалася, а край Східно-Європейської платформи опускався. У результаті цього сформувався "трог", де накопичились моласові відклади віком від тортону по верхній міоцен, інтенсивність підйому яких за рахунок руйнування Карпат періодично зростала. Впродовж дії на території Карпат не тільки вертика-

льних рухів, а й горизонтальних, в історії формування Карпатського орогену виникли насунві структури, що переходять в шар'яжі і тектонічні покриви з великими амплітудами за рахунок гравітаційних сповзань великих мас гірських порід і тектонічних проявів руху плит.

Зовнішня і Внутрішня зони Передкарпатського прогину промислово нафтогазоносні. У Зовнішній зоні на даний час відкрито 44 родовища вуглеводнів, серед яких переважають газові, однак є газоконденсатні і два нафтових поклади (Коханівський і Лопушніанський, див. рис. 3). Всі родовища зосереджені у відкладах від нижньовіської світи верхньої юри по дашавську світу сармату. Типи покладів - здебільшого пластові склепінні, а також тектонічно екрановані, є стратиграфічно екрановані і літологічно обмежені. На даний час пошуково-розвідувальним і параметричним бурінням в Передкарпатському прогині виявлені також площі, що вважаються недостатньо вивченими.

Особливо слід зупинитися на Оселівській площі, розташованій у північно-західній частині Зовнішньої зони Передкарпатського прогину в межах так званого Бунівського блоку, де параметричною свердловиною №2-Оселівська, пробуреною до глибини 4000 м в інтервалі 2134-3588 м у верхньоюрських відкладах, на підставі літолого-петрографічних досліджень зразків керн можна передбачати наявність біоморфних і органо-детритових вапняків. В процесі буріння свердловини №2-Оселівська постійно спостерігалися нафтогазопрояви у вигляді спінювання глинистого розчину, появи на його поверхні плівок нафти, а за даними газокаротажних досліджень – підвищення вмісту вуглеводневих сполук у глинистому розчині до 1%, а іноді до 3% при загальному фоні 0,16-0,25%.

Цікавою та досі не дослідженою у Зовнішній зоні є Північно-Пинянська площа – північне продовження структури Пинянського газового родовища, де вона відокремлюється в окрему антиклінальну складку невеликої амплітуди субширотного простягання розміром 3,0x1,2 км. Перспективи газоносності тут можна пов'язувати з горизонтами дашавської світи сармату, які є продуктивними в розрізах сусідніх газових родовищ.

У Зовнішній зоні Передкарпатського прогину цікавою є також Дністровська площа, що межує на північному сході вздовж тектонічного розриву з Малогорожанським газовим родовищем, а на північному заході – вздовж тектонічного розриву відділяється від Північно-Мединичівського газового родовища; на південному сході вона відокремлюється також тектонічним розривом від Більче-Волицького родовища газу. В структурному плані на Дністровській площі горизонти відкладів верхньодашавської світи сармату залягають моноклінально, гіпсометрично, підіймаючись в південно-західному напрямку. На фоні моноклінального залягання відкладів верхньодашавської світи спостерігається полого антикліналь. Перспективними на газ горизонтами тут є ВД-11 – ВД-14 [11, 13].

Внутрішня зона Передкарпатського прогину та передові Берегівська і Урожська скиби Скібової зони Карпат за геологічною будовою також значно відрізняються від зони Передових складок Склеястих гір Західно-Канадського НГБ, що обумовлюється різним характером тектонічних рухів у процесі формування Карпат і Склеястих гір. Складчастий ороген Карпат розвивався під дією вертикально спрямованих тектонічних рухів у комбінації з горизонтальними, в результаті чого у вказаних зонах Західно-Українського НГБ і формувалися складно побудовані структури, як правило насунного характеру. На даний час результати буріння опорних, параметричних і глибоких пошуково-розвідувальних свердловин свідчать про наявність великих амплітуд насуну передових скиб Карпат на крейдяні і палеогенові флішові відклади Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, у межах якої виділяють Бориславсько-Покутську зону, яка також насунута на Самбірську підзону. У свою чергу, Внутрішня зона Передкарпатського прогину насунута на відклади в платформовій фації (тортон – сармат) Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. У південно-східній частині прогину вказаного насуну за даними гравіметричних досліджень і буріння свердловини Сергіє-1, а також свердловин №№ 1,2,5 на Красноільській площі дає підстави припустити, що платформовий схил Передкарпатського прогину перекритий тут насуном флішових відкладів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину і Карпат амплітудою 25 км і більше. Східчасте занурення платформових відкладів проходить тут двох напрямках. Перша ступінь занурення спрямована вздовж лінії Кути – Лопушна, друга – Косів – Ростоки – Красний Дол – Селятин [10, 14].

Таким чином, Скібова зона Карпат в смузі поширення Орівської і Берегової скиб та, особливо, Внутрішня зона прогину мають багатоповерхову насуну геологічну будову, на відміну від Передових складок Склеястих гір, де розповсюджені тільки нахилені і слабо перекинуті в західному напрямку складки (рис. 2). Це проявляється в принциповій відмінності нафтогазоносності зон Передових складок Склеястих гір і Внутрішньої зони Передкарпатського прогину.

В зоні Передових складок Склеястих гір відкрито обмежену кількість газонафтових родовищ (здебільшого у південній її частині), в той час, як у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину і в прилеглий Скібовій зоні українських Карпат відкрито понад 50 нафтових, газоконденсатних і газових родовищ. На багатьох площах виявлено промислові поклади вуглеводнів у двох і трьох тектонічних поверхах, що насунуті один на одний. Яскравим прикладом цього є Бориславський нафтогазопромисловий район, в межах якого встановлено поклади нафти у взаємонасунутих тектонічних поверхах, складених ідентичними крейдяно-палеогеновими відкладами (у так званих піднасувах). Прикладом можуть бути Східницька та Стрільбицька площі. Безпосередньо в Бориславському

родовищі нафти встановлена промислова нафтоносність в Бориславській складці і у 1-му, 2-му та 3-му піднасувах, що складені крейдяно-палеогеновими відкладами, в межах яких продуктивні горизонти виявлені в ідентичних за віком світах і горизонтах. Подібний розподіл нафтогазоносності по поверхх спостерігається по всій Внутрішній зоні з північного заходу по Надвірнянський нафтогазопромисловий район на південному сході.

Вказана особливість тектонічної будови Внутрішньої зони Передкарпатського прогину обумовлює великі перспективи нафтогазоносності в Західно-Українському НГБ. Так, за даними польових геофізичних досліджень глибини автохтонного мезо-палеозойського фундаменту в межах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину і прилягаючих скиб Скибової зони Карпат сягає 12000 км, за винятком районів Станіславського і Покутсько-Буковинського підняття, де глибини залягання ложа фундаменту зменшуються відповідно до 4000-5000 і 3000-4000 м. До даного часу у тектонічних зонах, що розглядаються, бурінням практично розкриті відклади тільки до глибин близько 5000 м, за винятком двох пробурених надглибоких свердловин Шевченково-1 (7560 м) і Луги-1 (6200 м). Нижче територія Скибової зони Карпат і Внутрішньої зони Передкарпатського прогину бурінням надглибоких свердловин практично не вивчена, хоча за даними польових геофізичних досліджень можна передбачати, що нерозкрита товща в 6000 м тут також являє собою тектонічні поверхи, що насунуті один на одний і складені крейдяно-палеогеновими флішовими відкладами за аналогією з тектонічними поверхами, що вже розкриті свердловинами. Є всі передумови вважати, що не розкрита товща відкладів 6000 м Внутрішньої зони Передкарпатського прогину є також нафтогазоносною, і це – великий потенціал для наращування запасів нафти і газу в Україні.

Крім вказаного, одним із перспективних напрямків пошуків вуглеводневої сировини в Західно-Українському НГБ є визначення можливої нафтогазоносності відкладів мезопалеозойського фундаменту Карпатської геосинкліналі в межах Передкарпатського прогину і Скибової зони Карпат, де за даними польових геофізичних досліджень можна передбачати наявність у відкладах мезо-палеозойського фундаменту великих розмірів пологих підняття, у яких можуть бути зосереджені значні вуглеводневі запаси.

Література

1 Анцупов П.В. Нефтегазовая геология и геофизика / П.В. Анцупов, И.И. Бородатый, А.А. Орлов, А.В. Просняков – М.: ЦНИЭнефтегаз, 1965. – С. 37 – 38.

2 Бакиров А.А. Нефтегазоносные области Америки / А.А. Бакиров – М.: Геонаучтехиздат литературы по геологии и охране недр, 1959. – С. 175 – 204.

3 Газовые и газоконденсатные месторождения: справочник; под ред. В.Г. Васильева и И.П. Жабрева. – М.: Недра, 1975. – С. 487–504.

4 Геология нефти: справочник; под ред. И.В. Высоцкого. – М.: Недра, 1968. – С. 436–481. – Том 2, кн. 2. Геология нефти.

5 Глушко В.В. Геология нефтяных и газовых месторождений Украинской ССР / [В.В.Глушко, И.Ф.Клиточенко, В.Н.Крамаренко и др.] – М.: Госнаучтехиздат, 1963. – 315 с.

6 Доленко Г.Н. Геология и нефтегазоносность Вольно-Подольской плиты / Г.Н.Доленко, Б.П.Ризун, Ю.Н.Сеньковский. – К.: Наукова думка, 1980. – 106 с.

7 Кушнерук В.А. Газоносность угленосной толщи Львовско-Вольнского бассейна / В.А. Кушнерук. – К.: Наукова думка, 1978. – С. 14–76.

8 Лисичкин С.М. Энергетические ресурсы мира / С.М.Лисичкин. – М.: Недра, 1977. – С. 268–279.

9 Маевський Б.Й. Нафтогазоносні провінції світу / Б.Й. Маевський, М.І. Євдошук, О.Є. Лозинський. – К.: Наукова думка, 2002. – 405 с.

10 Орлов О.О. Про фундамент південно-східної частини Передкарпатського прогину за даними буріння на Краснооїльській площі / О.О.Орлов // Геологічний журнал АН України. – 1966. – Т. XXVI. – Вип. 3. – С. 125-131.

11 Орлов О.О. Про новий підхід до пошуково-розвідувальних робіт на газ у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину / О.О.Орлов, А.В.Локтев // Геологія горючих копалин України: доповіді на міжнародній нафтогазовій конференції (Львів 10-15 листопада 2001 р.) – Львів, 2001. – 346 с.

12 Орлов О.О. Нафтогазопромислова геологія / [О.О.Орлов, М.І.Євдошук, В.Г.Омельченко та ін.]. – К.: Наукова думка, 2005. – 450 с.

13 Орлов О.О. Перспективи промислової газоносності Більче-Волицької зони в долині Дністра / О.О.Орлов, В.Г. Омельченко, А.В. Локтев. – Івано-Франківськ: Факел, 1998. – 128 с.

14 Хижняков А.В. О погребенном рельефе фундамента Вольно-Подольской окраины Русской платформы / А.В.Хьжняков // Геология и нефтегазоносность Вольно-Подольской окраины Русской платформы. – Львов: Недра, 1964. – Вип. 9. – С. 10 – 16.

15 Douglas R.I.W., Gabrielse H. Geology and Economic Minerals of Canada. – Ragine,1970. – 683 p.

16 Flandrin G., Chapelle GLE Pétrole. – Paris: Edition technique, 2, due de Lubek, 1961, p. 220 – 231.

17 Wheeler O., Stott D.F., Benyes H.R. Geology of giant Petroleum field – Symposium edited by Michel T. Halbouty, 1970. - 750 p.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
14.04.10*

*Рекомендована до друку професором
Д.Д.Федоришиним*