

УДК 550.8:553.98 (477.8)

ПЕРСПЕКТИВИ ВІДКРИТТЯ НОВИХ ПОКЛАДІВ ВУГЛЕВОДНІВ В МЕЖАХ КАРПАТСЬКОЇ НАФТОГАЗОНОСНОЇ ПРОВІНЦІЇ

В.І.Олексюк

ДК “Укргазвидобування”, 04053, Київ, Кудрявська, 26/28. E-mail: lera@gasdob.com.ua

В.В.Бабасєв, А.В.Лизанець, А.М.Коваль

УкрНДІГаз, 61125, Харків – 125, Красношкільна наб., 20. Тел.: 509-622, 20-02-30; E-mail:

itl1266@online.kharkov.ua

Рассмотрено состояние, проблемы и перспективы поисков месторождений углеводородов в различных структурно-тектонических зонах западно-украинского нефтегазоносного региона в современных условиях.

Описано ряд морфоструктур, выявленных в результате комплексных дистанционных исследований в Складчатых Карпатах, Предкарпатском и Закарпатском прогибах, которые предполагается включить в ближайшие годы в число объектов для проведения геологоразведочных работ на нефть и газ.

Considered is the state, problems and perspectives of hydrocarbon fields prospecting in different structural-tectonic zones of the west-Ukrainian oil and gas-bearing region at modern conditions. Described is a series of morphostructures detected as a result of complex remote investigations in the Folded Carpathians, Pre-Carpathian and Trans-Carpathian troughs which are contemplated to be included in the coming years in the objects for oil and gas prospecting.

Початкові сумарні ресурси вуглеводневої сировини в Україні за даними Геолкому України [1] релізовано майже на 41%. Цей показник для західноукраїнського нафтогазоносного регіону (ЗУНГР) помітно менший середнього по Україні, тут видобуто і розвідано близько 34% початкових ресурсів, що свідчить про значні потенційні можливості нарощування розвіданих запасів та збільшення видобутку в регіоні рівною мірою як нафти, так і газу. Незважаючи на багаторічну історію геологорозвідувальних робіт у надрах ЗУНГР залишилося майже дві третини, або близько 550 млн. т. нафти з конденсатом і 620 млрд. м³ газу (вільного та розчинного) [2].

Всього в регіоні відкрито понад 100 родовищ, з яких шість відноситься до великих, вісім - до середніх, а решта - до дрібних. Переважна більшість розвіданих в ЗУНГР родовищ ВВ (89), прогнозні ресурси ВВ і основні перспективи нафтогазоносності пов'язані з Передкарпатською нафтогазоносною областю. Найбільше родовищ виявлено в Більче-Волицькому (50) та Бориславсько-Покутському (39) нафтогазоносних районах.

Карпатська нафтогазоносна провінція (КНГП) є однією з найскладніших за геологічною будовою регіонів світу. Цим пояснюється те, що ресурси вуглеводнів (ВВ) розподілені вкрай нерівномірно як по регіону так і в межах окремих тектонічних елементів. Останні значно відрізняються об'ємами осадового виповнення, стратиграфічним діапазоном нафтогазоносності, літологічним складом порід, умовами генерації, міграції та акумуляції ВВ, їх фазовим станом, просторовим розміщенням покладів і перспективами виявлення нових родовищ.

Відповідно відрізняється ступінь вивченості перспективних земель КНГП геофізичними методами та глибоким бірінням. Вивченість глибоким бірінням ЗУНГР в середньому становить 93,6 м/км², а середня щільність розташування свердловин - одна на 23 км². У Бориславсько-Покутському нафтогазоносному районі відповідні показники дорівнюють - 1120,8 та 2,9, в Більче-Волицькому - 102,3 та 19,9, в Закарпатській газоносній області - 37,4 та 71,2, в Складчастих Карпатах - 19,8 та 160 [3].

В Карпатській складчастій області неодноразово робилися спроби провести сейсмічні дослідження на окремих ділянках поодинокими профілями, але інформативність отриманих матеріалів виявилася дуже низькою через складну покривно-насувну будову флішу і важкодоступний рельєф місцевості. Обсяг виконаних сейсмозвідувальних робіт виявився незначним, а від того і малий обсяг пошуково-розвідувального буріння. Ступінь освоєння початкових геологічних ресурсів вуглеводнів в Складчастих Карпатах за [4] становить 6%. Тут відкрито лише декілька родовищ: Східницьке, Старосільське, Стрільбицьке, Слобода-Рунгурське,

Нагуєвицьке та ін., які на сьогодні практично виснажені. Перспективні ресурси вуглеводнів в даній нафтогазоносній області становлять близько 42 млн. т.

У Закарпатському прогині структурні побудови за матеріалами сейсмозвідувальних робіт виконано на окремих ділянках по поверхні донеогенових утворень, підшві соленосної терезлянської світи і горизонтах сармату. Проблемаю залишається дослідження внутрішньої будови вулканогенних товщ міоценового відділу неогену, а також донеогенового підгрунтя прогину, виділення і простеження розломних дислокацій. Ступінь освоєння початкових потенційних ресурсів вуглеводнів в Закарпатському прогині за [5] сягає 3%.

В Чоп-Мукачівському газоносному районі виявлено 4 газові родовища, в Солотвинсько-му - одне. Перспективні ресурси газу даної газоносної області становлять близько 27 млрд. м³.

Продовження пошуків вуглеводнів доцільне в усіх нафтогазоносних областях КНГП, зокрема, у неоген-палеогенових відкладах Передкарпатського прогину і Складчастих Карпат, у неогенових відкладах Закарпатського прогину, в мезозой-палеозойському фундаменті Передкарпатського прогину і мезо-кайнозойському підгрунті Закарпатського прогину. Проте фонд структур, підготовлених до пошукового буріння у відповідних нафтогазоносних областях, останніми роками значно зменшився і не може розглядатися як об'єктивно придатний для відкриття значної кількості нових, тим більше, крупних та середніх за запасами родовищ вуглеводнів. Намагаючись збільшити фонд перспективних на газ об'єктів та прискорити перспективні ресурси вуглеводнів, ДК "Укргазвидобування" власними силами в межах ЗУНГР виконує роботи, спрямовані на виявлення нових пасток вуглеводнів в усіх нафтогазоносних областях КНГП.

Складовою частиною геологорозвідувального процесу в компанії протягом останніх 10 років стали комплексні тематичні дослідження, що включають дешифрування даних дистанційного зондування Землі з Космосу, топографічних матеріалів, проведення термогазо-геохімічних досліджень, вивчення результатів геологозйомочних, сейсмозвідувальних, бурових та ін. робіт. Дослідження, які впроваджує УкрНДІгаз, базуються на сучасних геоінформаційних технологіях, характеризуються точністю просторової прив'язки усіх фактичних даних і картографічних матеріалів та комплексним підходом до їх вивчення [6].

В ЗУНГР комплексом дистанційних досліджень, сейсмозвідкою та бурінням найбільш детально вивчені центральна частина Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину, північна та центральна частини Львівського прогину, Закарпатський прогин та північно-західна і південно-східна ділянки Кросненської зони Складчастих Карпат. З них Більче-Волицька зона залишається найбільш перспективною в межах КНГП, де зосереджені основні ресурси газу та виявляється і готується до пошукових робіт найбільша кількість об'єктів, а також досягається основний приріст запасів газу в межах західноукраїнського регіону.

Комплексні дистанційні роботи у згаданій частині Передкарпаття в 1992-2001 рр. мали певний ефект і сприяли виявленню ряду газоносних об'єктів та проведенню пошуково-розвідувальних робіт на Рубанівській, Любешівській, Північно-Богородчанській, Верещицькій, Північно-Городоцькій, Тейсарівській та ін. площах. Ряд виявлених перспективних на газ морфоструктур ще залишаються недослідженими. Серед них є такі, з якими пов'язуються перспективи виявлення середніх за розмірами родовищ вуглеводнів.

До числа найбільш перспективних морфоструктур в Більче-Волицькій зоні Передкарпатського прогину відносяться Дорожівська і Болохівська, в Самбірській зоні - Гординська, в Кросненській зоні - Лютнянська, Жупанівська, Стужицька, Либохорська, Бітлянська, Північно-Боринська, Грозівська, Дихтинецька, Фошкінська (Шурдинська), Черемошна, в Закарпатському прогині - Грушівська, Округлянська, Золотарівська, Залузька, Струмківська, Кіблярська, Чернопотоцька та ін.

Проведення пошуків нових покладів вуглеводнів в межах виявлених позитивних морфоаномалій має допомогти на певний час збільшити фонд перспективних структур та сприяти виявленню нових пасток антиклінального та комбінованого типів. Проте докорінних змін в нафтогазопошуковому процесі це не викличе. Необхідно добиватися вдосконалення методів дослідження колекторів та пасток вуглеводнів неантиклінального типу, а також вдосконалення технології розкриття покладів в пастках літологічного та тріщинного типу як на малих (до 1000 м), так і на великих (понад 4-5 км) глибинах.

На сучасному етапі, коли очікується відкриття покладів на глибинах 4-5 км, необхідно враховувати те, що більшість покладів нафти Карпатського регіону являє собою окремі лінзи в пісковиках, а можливо, і в аргілітах [7]. Цілком імовірно, що на окремих розвідувальних площах, на яких були припливи вуглеводнів в поодиноких свердловинах, але розвідувальні роботи

завершилися негативним результатом, могли бути пропущені нафтогазоносні лінзи і до їх пошуку необхідно повернутися. Узв'язку з цим варто нагадати слова Г.Ю.Бойка, який сказав: “Теоретично було можливо розкрити бориславський пісковик, що мав найбагатші поклади нафти у Прикарпатті, сотнями свердловин і не одержати жодної тонни нафти”.

Необхідно визнати, що для прогнозування покладів вуглеводнів і визначення напрямків бурових робіт в КНГП структурні побудови є недостатніми. Колись поклади нафти в Прикарпатті переважно відкривалися завдяки масовості буріння свердловин, а також досконалому вивченню будь-якого нафтоносного об'єкта. Прогнозувати розміри лінз, їх форму і потужність при такій кількості прямої інформації, яку ми маємо про глибокі горизонти (на основі поодиноких свердловин), важко.

Конфігурація і розміщення заповненого нафтою резервуара значною мірою зумовлені розломною тектонікою і тріщинуватістю як шляхами припливу вуглеводнів і фактором підвищення колекторських властивостей вмістилищ нафти [7]. Тому у вирішенні практичних завдань зростає роль дослідження тріщинуватості та літологічних неоднорідностей, зокрема особливостей їх поширення. Відповідно треба змінити методіку розвідувальних робіт. Важливо докладно вивчати розріз імовірно продуктивних горизонтів, удосконалювати методи розкриття можливих покладів. Буріння нових свердловин необхідно вести, виходячи з результатів вивчення умов розміщення свердловин, що дали приплив вуглеводнів.

Певну характеристику пластів можуть дати сейсмічні дослідження, зокрема в свердловинах, технологія комплексної або інтегрованої обробки та інтерпретації геофізичних даних, яка найчастіше називається прогнозуванням геологічного розрізу (Сергій Г.Б., 2001), метод електрофізичного прогнозу нафтогазоносності (Кукуруза В.Д., 2001) та ін.

Для раціонального розміщення традиційних геологорозвідувальних робіт (сейсморозвідки та буріння) на етапі виявлення і розвідки нових родовищ необхідно застосовувати комплексні дослідження із застосуванням нетрадиційних методів підготовки об'єктів та сучасних геоінформаційних технологій і програм.

В Більче-Волицькій зоні, як згадувалося вище, комплексні дистанційні дослідження було проведено понад 7 років тому. За час, що минув, більшість морфоструктур, визначених як перспективні, було введено в геологорозвідувальні роботи. З числа тих, що залишилися недослідженими необхідно виділити Дорожівську та Болохівську структури, які потребують додаткового вивчення.

Дорожівська морфоструктура розташована в зоні Краковецького розлому в 8-10 км на південний схід від Залужанського родовища. Пастка вуглеводнів очікується під площиною Стебницького насуву в товщі сарматських відкладів на глибинах 3500-6000 м. Прогнозні ресурси сягають 10 млрд. м³ газу.

Загалом в Більче-Волицькій зоні Предкарпатського прогину від польської до румунської границі налічується понад 30 газових родовищ, пов'язаних з фронтальною частиною Самбірського покриву. Прогнози щодо нафтогазоносності сарматських відкладів під Стебницьким насувом пов'язуються також з Гординською морфоструктурою, розташованою 6 км на південний схід від Пинянського родовища. Пастка вуглеводнів очікується на глибині 3000-6000 м. Прогнозні ресурси сягають 10 млрд. м³ газу. До Гординської перспективної площі слід також включати Калинівське підняття, виявлене у нижньодашавських відкладах на південно-східній перикліналі Пинянської структури.

Крім того, в межах Гординської площі певний пошуковий інтерес являють відклади Самбірської зони. В її будові беруть участь породи слобідської, добротівської, стебницької, балицької, богородчанської, тираської, косівської, дашавської світ, які за даними геологічної зйомки зім'яті в протяжні лінійні складки, що насунуті одна на одну у північно-східному напрямку. Глибинна будова зони залишається практично невивченою, недивлячись на те, що вона місцями покрита досить густою сіткою сейсмічних профілів. На часових сейсмічних розрізах в інтервалах залягання порід Самбірської зони спостерігається багато відбиваючих горизонтів, які пов'язані з літологічними границями. Оскільки відповідні сейсмічні дослідження були спрямовані на вивчення будови автохтонних відкладів Більче-Волицької зони, то структурні побудови по аллохтону Самбірської зони не виконувалися. Разом з цим за деякими профілями були побудовані глибинні розрізи, на яких простерігаються відбиваючі елементи у вигляді протяжних меж, залягання яких у багатьох випадках має антиклінальну форму [8]. А на Пинянському газовому родовищі при випробуванні стебницьких відкладів у свердловині 6-Пн (інтервал 1086-1074 м) одержано приплив газу дебітом 35, 5 тис. м³/добу через діафрагму діаметром 5,08 мм.

У 1985 р. в результаті перегляду сейсмічних матеріалів на ділянці, що відповідає південній частині Гординської морфоструктури в стебницьких відкладах по відбиваючому сейсмічному горизонту на глибині близько 2500 м була встановлена Городищенська антиклінальна складка. В межах цієї складки у 1987 р. було пробурено параметричну свердловину глибиною 3505 м, яка не вийшла з відкладів Самбірської зони. У розрізі свердловини виявлені пісковики з пористістю до 25% і проникністю - $5,98-8,85 \cdot 10^3$ мкм². Проте найбільш перспективні сарматські відклади під Самбірським покривом в межах Гординської морфоструктури не досліджено.

Болохівська структура розташована також перед фронтом Самбірського насуву між Любешівським та Кадобнянським родовищами. Імовірно, що вона разом з Кадобнянською структурою складає єдину регіональну морфоструктуру, яка має два або більше склепін'я по поверхнях гіпсоангідритового та нижньодашавських горизонтів. По розмитій поверхні крейди вона має найбільш високе положення в межах Більче-Волицької зони.

Пошуково-розвідувальними роботами протягом 50-60-х років виявлено 13 газових покладів в горизонтах сармату і бадену в межах Кадобнянського склепіння та 2 поклади газу в сарматських відкладах в межах Болохівського підняття. Останні не розроблялись і розвідку Болохівського родовища не було завершено. Результати робіт ще раз довели, що більшість покладів нафти і газу Карпатського регіону являє собою не суцільне заповнення об'єму пісковика, а окремі нафтогазоносні лінзи в ньому. Поверхня лінз, як правило, не збігається з поверхнею вміщуючого їх пласта. В окремих випадках вуглеводні заповнюють порожнини тріщин. Немає жодного сумніву, що продуктивність високодебітних свердловин зумовлюється літологічними змінностями і тріщинуватістю експлуатованої ділянки покладу.

В крейдових відкладах в межах Кадобнянсько-Болохівської морфоструктури під неогеновою покришкою газових покладів не виявлено. Очевидно крейдові пісковики, які потенційно можуть вміщувати поклади газу, по тектонічних порушеннях контактують з піскуватими горизонтами бадену і не екрануються. Крім сеноманських пісковиків верхньої крейди, згідно з зональним прогнозом нафтогазоносності (Трушкевич Р.Т., 1988) карбонати нижнівської світи верхньої юри можуть вміщувати у своєму розрізі пласти - колектори та покришки. Певні перспективи виявлення скупчень вуглеводнів пов'язуються з палеозойськими відкладами, з яких було отримано припливи пластових вод.

Крім того перегляд сейсмічного матеріалу і даних буріння показав [9], що перспективи виявлення пасток вуглеводнів в зоні контакту Самбірського покриву з автохтонними піщано-глинистими відкладами сармату та бадену зазначеними морфоструктурами не обмежуються. В даній смузі до пошукового буріння підготовлено ряд структур, зокрема: Дібровська, Східно-Пинянська, Верхньо-Яблунівська, Верхньо-Гаївська, Східно-Гільчинська, Північно-Майданська.

Особливий інтерес являють мезо-кайнозойські відклади платформового автохтону під покривом Покутських складок та Скибової зони. В таких умовах в південно-східній частині Передкарпатського прогину виявлено Лопушанське нафтове родовище. Зараз з Лопушанською підзоною Більче-Волицької зони пов'язуються відкриття значних за запасами (понад 10 млн. т) родовищ вуглеводнів [1, 10]. В її межах підготовлено до глибокого буріння дві структури - Путильську і Стайківську, а дев'ять вважаються у фонді як перспетивні: Дихтинецька, Загульська, Лустунська, Плоскинська, Селятинська, Устерицька, Федьковицька, Шурдинська та Яблуніцька.

Складчасті Карпати традиційними методами нафтогазопошукових робіт майже не досліджені. Не враховуючи обсягів робіт на деяких площах Скибової зони і зони Кросно, ця територія сейсмозвідкою зовсім не вивчена [11]. Дослідження, проведені на площах Бітля, Хашів-Лопушанка, свідчать про те, що інформативний сейсмічний матеріал стосовно параавтохтонних палеогенових відкладів тут можна отримати, хоч із великими труднощами, які пов'язані не тільки з гірським рельєфом, але й з методичними проблемами, що викликані низьким співвідношенням «сигнал-перешкода».

В межах Складчастих Карпат за даними неотектонічного районування за результатами дистанційних аерокосмічних досліджень, як і з іншими критеріями нафтогазоносності, найбільш перспективними слід вважати північно-західну та південно-східну частини Кросненської зони, де на фоні регіональної депресії виділяються значні за розмірами локальні позитивні морфоструктури. Спільність таких явищ є критерієм нафтогазоносності відповідних площ і зумовлює формування в їх межах пасток вуглеводнів.

З огляду на наявність в Кросненській зоні колекторів зазначені ділянки знову ж таки бачаться найбільш перспективними. Роль потенційних колекторів спроможні виконувати як крейдова, так і потужна палеогенова частина розрізу, які представлені літологічними різницями з відносно

високим відсотковим вмістом піскуватих товщ. До того ж, відомі виходи нафти і газу і нафтопрояви в свердловинах зосереджені здебільшого в північно-західній та південно-східній частинах Кросненської зони і приурочені до утворень верхнього палеогену.

Щодо покришок, то в межах Кросненської зони досить потужні і регіонально витримані глинисті товщі складають сеноман-туронську частину розрізу. Вони спроможні екранувати нафтогазові поклади в нижньокрейдовому комплексі. Такі ж глинисті породи розвинені, очевидно, і в коньяк-сантонській частині сенонського розрізу. Повсюдно глинистим комплексом представлений верхньоеоценовий розріз. Верхньокросненська підсвіта також характеризується великою глинистістю, її можна вважати екраном, що цілком може забезпечити утримання нафтогазових покладів. Проте, остання має дуже обмежене поширення, простежуючись тільки в самій крайній Грозівській лусці на північному заході Турківської підзони (С.П.Гавура, В.В.Даниш та ін, 1988).

Найперспективнішими об'єктами пошуково-розвідувальних робіт в північно-західній частині Кросненської зони є Лютнянська, Північно-Боринська, Стужицька, Жупанівська, Бітлянська та Грозівська морфоструктури. Чотирьом останнім відповідають підняття в параавтохтоні, виявлені за даними гравірозвідувальних робіт [12]. Прогноз значних скупчень вуглеводнів в межах зазначених морфоструктур пов'язується з відкладами олігоцену та із зануреними відкладами крейди-еоцену.

Газопрояви, що спостерігалися на глибинах 2,5-4,5 км в свердловинах Бітля-1, Бориня-1, Бориня-2, свідчать про значні перспективи газоносності північно-західної частини Кросненської зони.

В межах Бітлянської морфоструктури по поверхні еоцен-палеоценових відкладів сейсмозвідкою встановлено підняття на глибині 4,5-5 км. Крім того, у вищезалігаючій товщі олігоцену на глибині 1000-4000 м простежується замикання антиклінальної складки, розбитої на ряд блоків насувами та підкидами. Подібна ситуація за даними сейсмозвідки спостерігається у Північно-Боринській морфоструктурі, центр якої зміщується від раніше пробурених свердловин Бориня-1,2 на північний схід. Там також імовірно утворення тектонічно екранованих покладів в горизонтах, які здійснюються у південно-східному напрямі та екрануються насувами зустрічної вергентності.

Перспективи Грозівської морфоструктури підсилюються тим, що вона пов'язана з тектонічною лускою, в межах якої на глибинах 3000-4000 м вже відомі Хашевське та Шумяцьке підняття. Крім того, чисельні поверхневі нафтогазові прояви та припливи нафти і газу в свердловинах на площі Лімна-Хашів (св. 10, 21 - отримано припливи газу дебітом до 10 тис м³/добу, св.1,7 - припливи нафти до 150-200 кг/добу) дають підставу сподіватися на наявність в даному районі родовищ із запасами до кількох млн. т у.п. на невеликих глибинах (до 2000 м).

Жупанівська локальна морфоструктура за даними дешифрування дрібномасштабних МДЗ разом із Сможівським підняттям та рядом інших локальних об'єктів входить до Климецької регіональної морфоаномалії, що виділяється в межах Голятинської підзони. Її на глибині 3-4 км за даними геологічного картування (В.В.Кузовенко, 1990) відповідає антиклінальна згортка в товщі палеогену та крейди.

Лютнянська морфоструктура пов'язується з південно-східним продовженням (під Жорнавською лускою) Лузької антиклінальної структури, виявленої геологічною зйомкою перед фронтом Жорнавського насуву. До даної антикліналі приурочені численні нафтопрояви як поверхневі так і встановлені в неглибоких свердловинах. З окремих свердловин в середині минулого сторіччя у невеликих кількостях видобувалася нафта. Проте Лузьке нафтове родовище і досі через малі розміри залишається нерозвіданим і зараз не експлуатується. Глибинна будова Лузької структури, як її північної, так і південної частин (лусок) вивчена слабо. Недослідженою сейсмозвідувальними методами залишається її південно-східна перикліналь, яка перекрита Жорнавською лускою Дуклянської зони. Імовірно, що відповідна антиклінальна згортка простежується далі на південний схід під Дуклянським насувом до р. Латориці. Саме з тектонічним екрануванням площиною Дуклянського насуву покладів вуглеводнів в палеоценових відкладах і пов'язуються перспективи нафтогазоносності Лютнянської морфоструктури.

Стужицькій морфоструктурі на поверхні відповідає північно-західне продовження Лузької структури, яку встановлено геологічною зйомкою. Під Лузькою лускою, в ядрі якої в межах Стужицької морфоструктури виходять відклади крейдяного віку, прогнозується підняття у відкладах еоцену-олігоцену. Не виключено, що в даному місці найкращі структурні умови щодо утворення пасток вуглеводнів, можуть мати горизонти, перекриті (тектонічно екрановані) товщею Лузької луски.

У південно-східній частині Складчастих Карпат - у межах так званої Верховинської западини,

виповненої кросненськими відкладами олігоцену, на площі Жаб'є в свердловинах спостерігалися чисельні нафтопрояви, а на площі Гринява - інтенсивний газопрояв. Найперспективнішими об'єктами пошуково-розвідувальних робіт в цій частині Складчастих Карпат, на нашу думку, є Черемошна (Яблунецька), Дихтинецька та Фошкінська морфоструктури.

Черемошна морфоструктура розташована в зоні регіонального Верховинського лінеаменту. Вона охоплює фронтальну частину Чорногорського покриву і прилеглу до нього частину Кросненської зони (Верховинської западини). З Черемошною морфоструктурою в плані співпадає апікальна частина крупного Яблунецького підняття, що прогнозується на глибині 6-7 км по поверхні домезозою за даними сейсмозвідувальних робіт.

Дихтинецька морфоструктура дешифрується у сучасному ландшафті за прямим рельєфом і фототональною аномалією на космічних знімках. Вона розташована в центральній частині Верховинської западини. В її межах на рівні структурної поверхні платформової юри на глибині 5-6 км встановлено підняття за даними сейсмозвідувальних робіт. Воно також підтверджується даними гравірозвідувальних робіт [12].

Фошкінська морфоструктура досить чітко проявляється у сучасному ландшафті за прямим рельєфом і фототональною аномалією на космічних знімках. Їй у рельєфі відповідає крупна височина Красний Дол. Так само добре дешифрується і лінія Фошкінського насуву. Фошкінська антикліналь, простежується впродовж 20 км від с.Путила на північний захід до р. Сучава на південному сході і продовжується далі на території Румунії. Це одна з антикліналей, що встановлені в межах Верховинської западини, виповненої верхньокрейдовими, еоценовими і олігоценовими породами.

Утворення даної морфоструктури пов'язане з інтенсивним задиранням Фошкінського насуву перед Косівським регіональним розломом, амплітуда якого перевищує 1000 м по поверхні юри. Даний розлом чітко простежується від Фошкінської морфоструктури в напрямку Лопушанського нафтового родовища. У зв'язку з цим в районі Фошкінської морфоструктури зростають перспективи виявлення покладів вуглеводнів східніше Косівського розлому, де сейсмозвідкою встановлено наявність Шурдинського підняття у товщі платформового автохтону в Лопушанській підзоні (на глибинах до 5,5 км в юрі-палеогені).

У зв'язку з вищезазначеними перспективами нафтогазоносності платформового автохтону Лопушанської підзони Більче-Волицької зони [10] та обмеженим методичним досвідом пошуково-розвідувальних робіт у Складчастих Карпатах, як і платформовому автохтоні, авторами розглядається доцільність закладання першочергових пошукових та параметричних свердловин, націлених на одночасне вивчення перспективних об'єктів в алохтоні і автохтоні, тобто на тих морфоструктурах, в межах яких встановлено антиклінальні складки за даними геологічної зйомки у приповерхневих умовах та виявлено піднесені тектонічні блоки по поверхнях горизонтів мезозою чи домезозою за результатами сейсмозвідувальних або гравірозвідувальних робіт.

Слабка вивченість структурних форм осадового чохла та мезозойського фундаменту Закарпатського прогину геофізичними методами стримує розвиток бурових робіт. В межах прогину досі майже не було досліджено геологічну будову донеогенових товщ, в яких вміщені кореневі частини структур осадового чохла. Не визначені закономірності розвитку структурних елементів чохла й співвідношень їх з антиклінальними і розломно-блоковими структурами фундаменту. За таких обставин очікувати на подальше поповнення інформації про тектонічну будову регіону за рахунок традиційних методів можна лише в разі значного збільшення якості, щільності і детальності спостережень та відповідного значного збільшення обсягів сейсмозвідувальних робіт і параметричного буріння.

В Закарпатському прогині за даними попередніх робіт встановлено такі нафтогазоперспективні літостратиграфічні комплекси (ЛСК): тріасовий, юрський, крейдовий та палеогеновий (в донеогеновому фундаменті); терешульський, новоселицький, тереблянський, солотвинський, тересвинський, басхівський, сарматський і панонський (в покривних моласах). Найперспективнішими для пошуків ВВ в Солотвинській западині вважаються ЛСК підсольової частини розрізу: тереблянський, новоселицький, палеогеновий та крейдяний.

Характерним є той факт, що в більшості свердловин, які розкрили крейдові відклади в межах Солотвинської западини, було встановлено газопрояви. При цьому дебіти газу часом сягали 10-15 тис. м³/добу. Це вказує на певні перспективи крейдяних відкладів, проте промислових покладів в даному ЛСК поки що не виявлено.

Відомі в Чоп-Мукачівській западині Закарпатського прогину підняття мають форму піднесених блоків, горстів, моноклінальних блоків, обмежених скидами. Яскравими прикладами

цього є виявлені тут Береговське, Біганське, Ужгородське регіональні підняття та структури, в яких виявлено Русько-Комарівське, Станівське, Корольовське та Мартівське газові родовища, де встановлено поклади газу переважно пластові тектонічно екрановані.

Виходячи з аналізу даних, що стосуються структурно-тектонічних умов формування структур і характеру залягання перспективно нафтогазоносних горизонтів в межах Закарпатського прогину, можна сподіватися на виявлення пасток вуглеводнів, перш за все неантиклінального типу. Тут пошуки покладів слід орієнтувати на виявлення тектонічно, літологічно та стратиграфічно екранованих пасток, які пов'язані з утворенням вулканогенних структур, а також сформовані під вулканокупольними структурами у піднесених блоках з переважним моноклінальним заляганням перспективно нафтогазоносних горизонтів.

При цьому індикаторами диз'юнктивних порушень в Чоп-Мукачівській западині є пов'язані з ними інтрузії та ланцюги вулканокупольних структур. Автори вважають, що в межах Вигорлат-Гутинського вулканогенного пасма ознакою відносно зануреного блоку є саме наявність більш потужних товщ ефузивних відкладів та асиметрична форма вулканоструктури. З урахуванням таких факторів в межах Ужгородського, Невиського, Кучавського, Візницького, Чорнопотоцького підняття прогнозується піднесення перспективно газонасних горизонтів панону, сармату, бадену, а також поверхні доміоценового фундаменту в південно-західному або західному напрямку та екранування в них покладів вуглеводнів незгідними скидами субмеридіонального, північно-східного та північно-західного напрямків.

В тій частині Чоп-Мукачівської западини, що не перекрита ефузивами Вигорлат-Гутинського вулканогенного пасма найбільш крупними і перспективними морфоструктурами нами вважаються Чопська, Косівська, Береговська, Залузька та Іршавська регіональні, а також Струмківська, Рафайлівська, Баркасівська, Великолучківська, Керекатська, Королівська та Сх. Королівська.

Поклад газу Солотвинського родовища, поки що єдиного в межах Солотвинської западини, склепінний, масивний, тектонічно екранований. Він міститься у верхній частині туфогенної товщі новоселицької світи, яка перекривається глинистими і соленосними породами тереблянської світи. Для даного родовища з урахуванням попередніх доробок [3, 13] було розроблено модель, згідно з якою пастка вуглеводнів відповідає тектонічно екранованому типу. В зв'язку з цим, ми поділяємо думку Г.М.Панова [13] щодо тектонічного екранування покладу і вважаємо, що по піднесенню газонасних горизонтів Солотвинського родовища з заходу і південного заходу обмежуються незгідними скидами і екрануються тереблянськими галогенними породами.

Така структурна модель родовища як еталонного об'єкта, суттєво уточнює напрямки подальших пошуків і розвідки газових покладів не лише в межах Солотвинського підняття, а й взагалі, в межах Солотвинської западини, тому що на перший план виходять пошуки і дослідження не антиклінальних структур, а комбінованих тектонічно екранованих пасток.

За результатами проведеного морфоструктурного аналізу було зроблено висновки, що утворення солянокупольних структур в Солотвинській западині пов'язане з тектонічними порушеннями, що формувалися як конседиментаційні скиди одночасно з накопиченням відкладів новоселицької та тереблянської світи. Відомі тут соляні штоки простежуються вздовж розломів, які контролюють блоки з максимальними потужностями новоселицьких відкладів, а також імовірно і ділянки розповсюдження утворень палеогену в Середній зоні Солотвинської западини.

Відповідні розломи простежуються за даними лінеаментного аналізу і підтверджуються структурними побудовами на геологічних профілях за результатами бурових робіт.

З розломами, що мають карпатське простягання, очевидно, пов'язується утворення грабену, який простежується по поверхні донеогенового фундаменту в Середній зоні. Він вивонений відкладами новоселицької і терешульської світи бадену та палеогену. Імовірно, що такий грабен, вісь якого простежується за результатами структурних побудов за даними буріння по лінії свердловин: 1-Данилівська-Закарпатська, 6-Тереблянська, 1-Грушівська, 1-Апшицька - має асиметричну будову, або є одностороннім. З північного сходу він обмежений розломом, який простежується між свердловинами: 1-Теребля (на борту) та 4 і 10-Теребля (в грабені). Вздовж північно-східного бортового порушення сформувалися Данилівський, Олександрівський, Тереблянський та Округлянський соляні штоки.

Південно-західний борт зазначеного грабену може бути утворений тектонічним порушенням значно меншої амплітуди або системою скидів. Не виключено, що він зумовлений моноклінальним піднесенням верств палеогену і нижнього бадену у відповідному напрямку та характеризується зменшенням товщин новоселицької та тереблянської світи.

Якщо остання модель грабену є вірною, то ще один подібний грабен можна очікувати південно-західніше від ланцюга структур: Стеблівська, Буштинська, Тячівська, Солотвинська. Північно-східний борг даного грабену трасується Солотвинським та Тячівським соляними діапірами. Таким чином, не важко пояснити утворення тектонічно екранованої пастки в межах Солотвинського підняття за рахунок екранування верхньотереблянськими галогенними породами покладу газу в горизонттах новоселицької світи по незгідних скидах.

Зі сказаного виходить, що подібні пастки, екрановані тектонічними порушеннями північно-західного та північно-східного простягань, варто шукати в межах Тячівського, Буштинського і Стеблівського підняття, а також вздовж північно-східного борту першого грабену в межах морфоструктур: Кіреської, Скридейської, Липчанської, Золотарівської, Раківської, Петрушівської, Даролінської, Топчинської, Глибокопотікської.

Таким чином, ми окреслили ряд морфоструктур, які мають стати об'єктами геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в межах КНГП в найближчі роки. Однак ще раз підкреслимо, що для успішного їх проведення, особливо в межах Складчастих Карпат та у Закарпатському прогині, необхідно розширити комплекс традиційних геофізичних і бурових робіт за рахунок електро-, граві-, магніторозвідувальних методів, газогеохімічних та ін. досліджень, докладно вивчати геологічні розрізи та ретельно готувати об'єкти під пошукове буріння. В разі необхідності деталізації геологічної будови пасток рекомендується застосовувати структурно-пошукове буріння, яке має передувати будівництву глибоких свердловин.

Література

Гошовський С.В. Стратегія пошуків родовищ нафти і газу в сучасних умовах в Україні // Нафта і газ України. Збірник наукових праць: Матеріали 6-ої Міжнародної Конференції "Нафта і газ України - 2000". - Ів.-Франківськ: Факел, 2000. - Том 1. - С. 52-54.

Вуль М.Я., Круський Ю.З., Свириденко В.Г. Стан, проблеми і перспективи нафтогазового комплексу західного регіону України // Геологія і геохімія горючих копалин. - 1999. - № 3. - С. 3-5.

Атлас родовищ нафти і газу України. - Львів: Українська нафтогазова академія, 1998. - Т. IV. - 328 с.

Гнатюк О., Бодлак П., Цюха О. Перспективи відкриття нових родовищ нафти і газу на невеликих глибинах у Складчастих Карпатах / Матеріали молодіжної наукової конференції "Наука про Землю - 2001". - Львів: ЛНУ, 2001. - С. 61-62.

Круський Ю.З. Перспективи нафтогазоносності заходу України // Геологія і геохімія горючих копалин. - 1993. - № 2-3 (83-84). - С. 12-19.

Про ДЗЗ як складову газопошукового процесу / В.І.Олексюк, В.В.Бабаєв, А.М.Коваль та ін. // Матеріали Третьої Української наради користувачів аерокосмічної інформації (20-24 листопада 2000 р., м. Київ). - К.: "Знання України", 2001. - С. 145-157.

Бойко Г.Ю., Гайванович О.П. Нові критерії прогнозування покладів нафти в карпатському регіоні // Геологія і геохімія горючих копалин. - 1993. - № 1 (82). - С. 35-41.

Трушкевич Р.Т. Пошуки родовищ вуглеводнів у Самбірській зоні Передкарпатського прогину - новий напрямок робіт на заході України / Нафта і газ України. Збірник наукових праць: Матеріали 6-ої Міжнародної Конференції "Нафта і газ України - 2000". - Ів.-Франківськ: Факел, 2000. - Том 1. - С. 91-92.

Карпенчук Ю.Р., Боечко О.М. Особливості формування пасток газу фронтом Самбірського покриву в Більче-Волицькій зоні Передкарпатського прогину / Генезис нафти і газу та формування їх родовищ в Україні як наукова основа прогнозу та пошуків нових скупчень. Тези доповідей міжнародної конференції. - Чернігів: ЧВ УкрДГРІ, 2001. - С. 164-165.

Гошовський С.В. Платформенный автохтон Карпат - новое перспективное направление поиска месторождений углеводородов // Геологія і геохімія горючих копалин. - 1998. - № 2 (103). - С. 90-93.

Проблеми пошуків і розвідки нафтогазових покладів у Передкарпатській нафтогазовій області / Г.Ю.Бойко, В.В.Колодій, Д.Н.Ляшук та ін. // Геологія і геохімія горючих копалин. - 1995. - № 3-4(92-93). - С. 3-17.

Біліченко В.Я. Структурно-тектонічні особливості параавтохтону Українських Карпат та прилеглих територій за матеріалами детальної гравіметрії // Геологія і геохімія горючих копалин. 1999. - №3. - С. 131-138.

УДК 550.8:553.98 (477.8)

Особливості геологічної будови Карпат у зв'язку з нафтогазоносністю

В.М.Бенько

ДК "Укргазвидобування", 04053, Київ, Кудрявська, 26/28. E-mail: lera@gasdob.com.ua

А.М.Коваль, А.В.Лизанець, В.В.Бабасєв

УкрНДІГаз, 61125, Харків – 125, Красношкільна наб., 20. Тел.: 20-02-30, 509-622; E-mail:

it1266@online.kharkov.ua

Представлено новые взгляды на геологическое строение подкарпатского автохтона и особенности формирования структур в аллохтоне и параавтохтоне в зависимости от характера строения фундамента, а также намечено направления поисков ловушек нефти и газа в покровных структурах и в платформенном автохтоне. По данным дистанционного зондирования Земли из Космоса выявлено неотектонические критерии продолжения платформенного автохтона под Складчатыми Карпатами, развития в перикратоне рифтогенов и крупных тектонических дислокаций субмеридионального простирания. Предложено первоочередные объекты для дальнейших геологоразведочных работ на нефть и газ в пределах нефтегазоносной области Складчатых Карпат.

Presented are new views on the geological structure of the Sub-Carpathian autochthone and features of structure formation in the allochthone and paraautochthone depending on the base structure. The ways of searching for oil and gas traps in the overlapped structures and in the platform autochthone are contemplated as well. According to the data of remote sensing of the Earth from cosmos determined are the neotectonic criteria of the platform autochthone continuation under the Folded Carpathians, the development of riftogenes in the pericraton and large tectonic dislocations of submeridional strike. The primary objects for further oil and gas prospecting within the oil and gas bearing region of the Folded Carpathians are proposed.

Карпатський регіон є одним з найстаріших регіонів світу з видобутку нафти [1]. Першу свердловину на нафту в його межах було пробурено в 1875 р. [2]. Разом з тим, Карпати є одним з найскладніших за геологічною будовою нафтогазоносних регіонів світу. За 125 років пошуків покладів вуглеводнів в межах української частини Складчастих Карпат було відкрито понад 10 родовищ вуглеводнів, більшість з яких виявилися дрібними, та встановлено декілька десятків нафто- і газопроявів. Нафтогазоносний потенціал регіону вважається досить великим, проте, сьогодні відомо лише три родовища, які перебувають на державному балансі корисних копалин: Стрільбицьке, Східницьке, Слобода-Рунгурське, - а освоєння геологічних ресурсів Карпатської нафтогазоносної області складає лише кілька відсотків.

В умовах низької ефективності геологорозвідувальних робіт в Складчастих Карпатах гостро постають питання стосовно вибору напрямків подальших пошуків родовищ нафти і газу. Вирішення даної проблеми значною мірою залежить від розуміння особливостей геологічної будови як покривної частини Карпат так і автохтону.

Нашими попередниками геологічна будова Карпат періодично розглядалася то з позиції антиклінальної то шар'яжної структури [3]. Сьогодні не викликає сумніву багатоярусний покривний характер будови регіону. Проте питання щодо віднесення певної частини відкладів палеоген-неогену, порушених складчасто-насувними дислокаціями, до Передкарпатського прогину або до Складчастих карпат, уявлення про Передкарпатський прогин як про крайову або передову структуру, визначення межі поширення платформового автохтону під покривом Карпат - є предметом сучасних досліджень і дискусій. Виявити особливості глибинної та покривної будови Карпат автори намагалися за допомогою вивчення даних дистанційного зондування Землі з космосу.

В результаті геологічного дешифрування регіональних космічних знімків Карпат,