

УДК 553.98.041:551.462.543(260+262.5)

Г.Л. Трохименко<sup>1</sup>

## ПРО НАФТОГАЗОВИЙ ПОТЕНЦІАЛ УКРАЇНИ

*Під науковим керівництвом та за вирішальною особистою участю Євгена Паталахи в межах України виділені три тектонотипи вуглеводноносних структур: авлакогени, крайові прогини, вузлові депресії. Прогнозний потенціал цих структур дозволяє Україні стати однією з провідних нафтогазовидобувних країн Європи.*

Євген Паталаха, геолог від бога, що передчасно покинув нас, мріяв написати та видати фундаментальну монографію з геології України. У цій роботі він передбачав дати повні й сучасні погляди на геологічну будову України, її суміжних територій і на цій основі зробити науковий прогноз корисних копалин. Ця робота була йому до снаги, він багато зробив для практичної реалізації цього масштабного задуму.

Як соратник Євгена Івановича з вивчення геології нафтогазоперспективних територій України, хотів би показати його фундаментальний внесок у розробку нафтогазової проблематики. Під його науковим керівництвом та за вирішальною особистою участю в межах України обґрунтовано виділення трьох тектонотипів вуглеводноносних структур.

Перший тип — авлакогени. На території України до цього типу належить Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ), або точніше — Дніпровсько-Донецька частина Прип'ятсько-Дніпровсько-Донецької западини, що є авлакогеном давньої платформи. Ця западина поки що залишається майже унікальним прикладом вуглеводноносних басейнів даного типу. Вуглеводневий потенціал ДДЗ значною мірою вже реалізований. Достатньо зауважити, що подальший приріст розвіданих запасів вуглеводнів (ВВ) тут орієнтується на пошуки невеликих та дрібних родовищ. На нашу думку, в першій половині ХХІ століття в ДДЗ ще мають бути відкриття, в тому числі значних за запасами скупчень ВВ. Важливу роль у виявленні таких скупчень повинні зіграти методичні засоби, націлені на пошуки й оцінку так званих неструктурних пасток.

Другий тектонотип — крайові прогини. Під науковим керівництвом Євгена Паталахи розшифровано специфіку цього тектонотипу. Для нього характерна двоїста в часі та просторі рифтогенно-рампова, перехідна між орогеном та кратоном формаційно-деформаційна позиція. Крайові прогини мають різку формаційну й деформаційну асиметрію з вергентністю в бік кратону, транзитне (з перманентним прогинанням) положення в циклі Вільсона, поєднання автоклавного (на першому етапі) та фільтр-пресингового (на другому етапі) механізмів вторинного збагачення вуглеводнями. Для цього тектонотипу асортимент вуглеводноносних басейнів є надзвичайно багатим

© Г.Л. Трохименко<sup>1</sup>:<sup>1</sup> ВМГОР НАН України.

та різноманітним. Сюди, зокрема, належать такі феномени, як Передзагроський (Перська затока), Передкордильєрський (Канада), Передкарибсько-Андський (Венесуела), Передуральський, а також Передаппалацький, Передкарпатський, Передальпійський та багато інших крайових прогинів.

Якщо перший тектонотип, тобто ДДЗ, в Україні вважається вже достатньо вивченим, то крайові прогини, можливо, крім Передкарпатського та, якоюсь мірою, Переддобружинського, Каркінітського, Північнокримського, Індоло-Кубанського по суті залишаються ще “непіднятою цілиною”. Йдеться про композитну систему поліхронних крайових прогинів, що створює безперервну й досить широку південно-західну бордюрно-поясову смугу Східно-Європейської платформи (разом зі Скільською прибудовою), починаючи від Північного моря та закінчуючи Каспієм. Виконаний аналіз уперше дозволив чітко конкретизувати загальну тектонічну позицію, вергентність та специфіку індивідуальної формаційно-деформаційної будови кожного з крайових прогинів цієї системи, міру їхньої зрілості. Якщо обмежитись короткою довідкою, це: Передпоморський (Балтійсько-Дністровський) ембріональний каледонський крайовий прогин північно-східної вергентності; Передкарпатський альпійський та Переддобружинський байкальсько-каледонсько-герцинсько-кімерійський — обидва тієї ж вергентності; Північнопередгірсько-Кримсько-Кавказькі: Індоло-Кубанський, Альмінський (ембріональний) альпійські та Бітацький кімерійський — всі три північної вергентності; Південнопередгірсько-Кримсько-Кавказькі: Сорокинський — південної вергентності, Туапсинський — південно-західної вергентності та Керченсько-Таманський поперечний центриклінальний прогин — всі три альпійські; Північнопередскільські ембріональні: Каркінітський, Північнокримський та Північноазовський альпійські прогини — північної вергентності; Південно-Передскільські ембріональні: Бабадазький та Східнобабадазький альпійські прогини — південної вергентності.

Наповнення крайових прогинів досить різноманітне, але в розрізах переважають тонкі теригени, менш розвинені карбонати, іноді з евапоритами, рідко трапляються вулканіти. Ембріональні крайові прогини переважно відповідають рифтогенному етапу формування. Інверсійний етап розвинений в них не завжди виразно. Тому й вергентність ембріональних крайових прогинів виявляється не завжди чітко. На сьогодні більшою чи меншою мірою досліджені переважно субаеральні елементи крайових прогинів Причорномор'я (Крим, Переддобрудж'я), тоді як субаквальні частини очікують свого дослідження.

В цілому, крайові прогини є дуже перспективним для України тектонотипом структур. Більш-менш вивченими і якоюсь мірою реалізованими є переважно Передкарпатський і менше — субаеральні елементи крайових прогинів Причорномор'я.

Найбільший інтерес викликає третій тектонотип вуглеводненосних басейнів. Це — вузлові депресії. Яскравим представником, частина якого належить до території України, є власне Чорноморська котловина. На перший погляд, це крутосхила, на півдні та сході майже позбавлена шельфів котловина, що нагадує провал або астроблему. Вона заповнена потужною (до 11-

13 км) призмою майже недеформованих кайнозойських тонких теригенів (з карбонатами). Депоцентри осадочних відкладів перекривають вікна субокеанічної кори з відповідним підняттям мантиї. Котловина ускладнена з півночі орогенною зоною Північна Добруджа — Гірський Крим — Кавказ, частиною якої на заході є система субаквальних валів (Губкина та ін.). Ця істотно субаквальна орогенна, певною мірою бар'єрна (у фаціальному сенсі) зона, що увінчана з обох боків поясами вже відзначених крайових прогинів, зіграла роль природного борту Чорноморської депресії протягом кайнозою. В свою чергу, крайові прогини у формі відносно вузьких ескарпоподібних жолобів, що обмежують з обох боків настільки ж вузьку орогенну зону, повинні розглядатись, як впливає з самої сутності цього тектонотипу, як суміжні структурні елементи. Тому Південнопредкавказька система крайових прогинів (субаеральний Бабадаг та субаквальний Східний Бабадаг) разом з Південнопредгірсько-Кримсько-Кавказькою (субаквальні Сорокинський та Туапсинський) відносно Чорноморської депресії мають сенс внутрішньої, на противагу зовнішній Північнопредкавказькій та Північнопредгірсько-Кримсько-Кавказькій системі крайових поясів. Такий поділ набуває практичного значення при оцінці перспектив вуглеводненості того чи іншого крайового прогину. Якщо ідея бар'єрного валу хоч якоюсь мірою правильна, то найбільші перспективи слід пов'язувати з внутрішньою системою крайових прогинів.

Вузлові депресії — не лінійні, а скоріш овально-ізометричні або осередкові в плані структури, що так чи інакше сполучені з крайовими прогинами та завжди відзначаються своєю крайовою позицією відносно континенту (сучасного або палео). До них належать такі феномени, як Північнокаспійська (Прикаспійська), Південнокаспійська та Середньокаспійська депресії. Північнокаспійську депресію перекриває рифей-силур-девон-карбон-пермський, почасти мезозойський чохол, загальна потужність якого сягає 25 км, а депоцентри залягають на субокеанічній корі та відповідному піднятті мантиї. Південнокаспійську депресію перекриває мезокайнозойський чохол потужністю понад 20 км, також на субокеанічній корі. При цьому 14–15 км осадочного чохла мають дельтово-клиноформний характер, зобов'язаний діяльності ріки Кури за пліоцен-четвертинного періоду. В межах Середньокаспійської депресії ситуація близька. Тут потужність чохла до 10–12 км, хоч товща пліоцен-квартеру не перевищує 1 км. Позиція Північнокаспійської та Середньокаспійської депресій в першому наближенні позначається як результат збіжності Передуральського крайового прогину (оновленого на альпійському етапі) та Передтетісного. При цьому ДДЗ разом з кряжем Карпинського входила до загального ансамблю Прикаспійської депресії як її апофіз. В свою чергу, Середньо-Каспійська депресія є по суті паталогічно гіпертрофованим сектором Передкавказького, тобто Терсько-Каспійського крайового прогину, а Південнокаспійська–Куринського (по суті — Південнопредкавказького).

За всіма ознаками до вузлових належать також глибокі, з вікнами субокеанічної кори під депоцентрами депресії моря Баренцевого (вузол збіжності Передуральського та Передскандинавського крайових прогинів) та Північного (вузол збіжності Передпоморського та Передскандинавського крайових прогинів).

Перш ніж продовжити розгляд фундаментальних геологічних особливостей Чорного моря та Причорномор'я, відхилимось дещо, щоб узагальнено коротко показати певні геологічні риси Східно-Європейської платформи (СЄП). СЄП є класичним прикладом давнього кратону, облямованого з усіх боків фанерозойськими системами лінійних орогенів. Конфігурація СЄП у першому наближенні нагадує не зовсім правильний чотирикутник, що має три в цілому близькі до ортогональних вершини (північно-західну Північно-морську, північно-східну Печорсько-Баренцевоморську, південно-східну Каспійську) та четверту косокутну — південно-західну Чорноморську.

Вказана конфігурація СЄП, з урахуванням байкальських прибудов, обумовлена позицією та особливостями її орогенного облямування. На сході це — Уральський герцинський ороген довготного простягання, в районі Пай-Хоя та Нової Землі — ранньокімерійський. На півдні — Скіфський герцинсько-ранньокімерійський, а достотно Тетічний альпійський, що поглинає попередній, — субширотного простягання. На заході — Поморський північно-західного простягання, що південніше змінюється Північнодобруджинським каледонсько-герцинсько-ранньокімерійським; Північнодобруджинський ороген огинає південно-західний кут СЄП. На півночі — Скандинавський, представлений каледонідами північно-східного простягання.

Названі орогени по крайових швах (яскравим прикладом яких є лінія Торнквіста — Тейссера) з усіх боків на другому етапі еволюції насунуті на плечі СЄП з амплітудою, що не перевищує декількох (до 10) кілометрів. Винятком є Скандинавські каледоніди, насунання яких традиційно оцінюється амплітудою трохи більшою за 200 км. Крайові шви по суті й обмежують зовні крайові прогини та одночасно — кратони. По них крайові прогини, що завжди являють собою ескарпоподібні опущені плечі кратонів, контактують безпосередньо з орогенами. Завдяки цьому крайові прогини виявляються більш чи менш тектонічно перекритими. Особливо набагато перекритий шар'яжами з боку орогену Передскандинавський крайовий прогин, до того ж занурений під акваторію. Тільки недавні відкриття багатьох родовищ ВВ, що трасують цей прогин, поступово забезпечили належні йому права громадянства. Інші три крайові прогини, що облямовують СЄП на сході, півдні та заході, відбиваються чудово.

Крайові прогини як вуглеводненосні басейни розвиваються перманентно, тобто синхронно з “родоначальними” орогенами та кратонами. Вісь депозентрів завжди або притиснута до орогену або “пірнає” під нього (в разі тектонічного перекриття). Крайові прогини тим ширші, глибші та перспективніші на ВВ, чим нижчий рівень стояння кратону, і навпаки. Всі крайові прогини засвідчені як перспективні вуглеводненосні структури та являють собою по суті глобальні вуглеводненосні канали, що оконтурюють СЄП з усіх боків. Однак максимального масштабу скупчення ВВ досягають у вузлових, а істотного — у кутових депресіях, тобто в місцях перетину та своєрідної інтерференції крайових прогинів у кутових зонах СЄП як структурах подвійного прогинання.

На відміну від звичайних лінійних крайових прогинів, області кутових депресій виявляються великими ізометричними (або близькими до цього) “соляними” низовинами (Прикаспійська, Печорська, Північнонімець-

ка), що переходять в акваторії внутрішніх або окраїнних морів з відповідним глибоким переродженням земної кори до субокеанічної.

Тепер зупинимось на принципових геологічних особливостях кожної з депресій, розташованих в кутових зонах СЄП. Каспійська вузлова депресія, як уже було відзначено, складається з трьох різновікових елементів-комірок: Північний Каспій (в основному Прикаспійська депресія), Середній та Південний Каспій. Вони розмежовуються Мангишлацьким та Апшеронським поперечними підняттями. Тільки Прикаспійська субаеральна депресія відповідає власному куту СЄП, вона закладена на її давній основі. Це округла, типово “соляна” депресія евапорит-карбонатно-теригенного, переважно палеозойського, наповнення. У двох депоцентрах — Хобдинському та Аралсорському — вона має величезну потужність чохла (до 25 км). Депоцентри підстеляються корою субокеанічного типу, їм відповідають підняття мантиї, що фіксуються однойменними гравітаційними максимумами. Унікальні скупчення ВВ у підсольовому комплексі (гіганти Тенгіз, Кашаган, Астрахань, Жанажол, Карашиганак та ін.) з характерними рифовими резервуарами підпорядковані концентричній амфітеатрально побудованій мілководній зоні периферії цього колись пелагічного басейну з некомпенсованим седиментогенезом у карбоні. Потужність кунгурської солі ранньої пермі, що служить ідеальним регіональним флюїдоупором, настільки велика (умовно — біля 10 км), а діапїризм настільки інтенсивний, що Прикаспій в цілому можна розглядати як єдиний грандіозний ареал-діапїр.

Розташована південніше Середньокаспійська депресія по суті є майже ізометричним патологічно гіпертрофованим сектором Терсько-Каспійського (Передкавказького) молодого мезокайнозойського крайового прогину. Її наповнення вже інше — карбонат-теригенне. Закладена вона на герцинській або ранньокімерійській основі Скіфської плити. Потужність суттєво мезозойського чохла до 10–12 км, з яких пліоцен-квартеру — не більше 1 км. Геологічні прогностичні ресурси ВВ тільки казахстанської шельфової зони оцінюються досить високо. Якщо врахувати ймовірний потенціал тільки Азербайджану та Туркменістану, то й у цьому разі за прогностичними оцінками ВВ Каспій увійде в першу четвірку. Величезні вуглеводненосні зони Середнього Каспію Бібі-Ейбат, Балахани-Сабунчи-Рамани та ін., що приурочені до Апшеронського підняття, сусідять з глибокими прогинами.

Південний Каспій також ізометричний в плані. Закладений на альпійському орогені, він становить патологічно гіпертрофовані перш за все Куринську та Закаспійську западини, включаючи Передкопетдазький крайовий прогин, на субокеанічній корі. Потужність чохла перевищує 20 км, з яких 14–15 км припадають на пліоцен-квартер, що значною мірою являє собою конуси виносу Кури. Слід підкреслити, що формаційне наповнення вже інше — суто теригенне.

Таким чином, Каспійська кутова депресія — поліхронне утворення. Протягом фанерозою її депоцентр мігрував стрибкоподібно з півночі на південь уперек Тетісних структур: спочатку переважно палеозой, потім — мезозой, ще пізніше — кайнозой. При цьому змінювався переважний формаційний склад наповнення: спочатку евапорит-карбонатно-териген-

ний, потім карбонатно-теригенний, а вже наприкінці теригенний. По суті це каскад мов би напівавтономних западин, що накладені на тектонічно гетерогенні структури від давньої платформи до альпід. Єдність їм надає спільність чохла та позиції в системі СЄП, хоч Середньокаспійська і особливо Південнокаспійська депресії все далі виходять за межі кутової позиції, розташовуючись разом з тим на продовженні Передуральського прогину.

Суттєвим є те, що ізометричність субокеанічних западин поєднується з повною відсутністю ознак спредінгу і надто слабким проявом рифтингу. Такого прояву явно недостатньо для утворення западин, що спеціально було обґрунтовано Є.В. Артюшковым [1]. Подібного ґатунку структури пов'язані вже не з плитним, як це відбувається з крайовими прогинами, а з більш глибинним плюмтектонічним “пропалювальним” механізмом. Цей механізм, напевне, поєднує в собі певну комбінацію і плавлення, і фазових переходів типу базит — еклоїт, і деламінацію.

Дискордантне розташування Каспійського депресійного каскаду по відношенню до Тетісу однозначно свідчить про те, що вплив Передуральського крайового прогину виявився визначальним. Це підтверджує давно відому точку зору В.В. Білоусова та А.В. Горячева про існування Урало-Оманського лінеаменту.

Ще більш вивченою є Північноморська кутова депресія, пошуково-розвідувальні роботи в якій проводилися й продовжуються зараз особливо інтенсивно. Вона складається з трьох западин (з півдня на північ): Англо-Німецької, Норвезької та Східношотландської, розділених поперечними досить широкими підняттями. Про рівень вуглеводневого потенціалу регіону свідчить той факт, що зараз у ньому нараховується понад десяток родовищ — гігантів. Це, зокрема: Екофіск, Фортис, Берил, Brent, Торфілд, Леман, Фріг, Хорет, Индефетигебл та ін. Ці та інші родовища значною мірою забезпечують високі рівні видобутку вуглеводнів у таких країнах ЄС як Великобританія, Норвегія, Нідерланди.

За даними досліджень Л.І. Лебедева [2] припускається, що так звана “гранітна” верства в межах Північноморської синеклізи або відсутня, або має значно скорочену потужність. Уздовж вісі западини з півдня на північ відбувається як загальне занурення стратиграфічних комплексів осадочної товщі, так і нарощування розрізу за рахунок молодих відкладів (мезозою та кайнозою). Це свідчить про поступову міграцію в тому ж напрямку вісі прогинання. Якщо взяти до уваги, що найпівденніший Англо-Німецький басейн є зоною потужного пермо-тріасового занурення, а в формаційному відношенні він близький до Прикаспію (“соляні” западини з потужним цехштейновим верхньопермським евапоритовим екрануючим горизонтом та наявністю карбонатних товщ з рифовими резервуарами), можна визнати генетичну схожість Північноморського та Каспійського депресійних каскадів. Встановлена в Каспійському регіоні загальна тричленна формаційно-стратиграфічна схема елементарних комірок тут цілком повторюється, хоч і не настільки чітко: з півдня на північ на фоні послідовного омоложення розрізу за рахунок нарощування його мезозоєм, а потім кайнозоєм зникають спочатку евапорити, а потім карбонати, і розріз стає теригенним.

Таким чином, тут, як і в Каспійському регіоні, спостерігається міграція депоцентру в плані, але не на південь, а на північ. Разом з тим, тут, як і в Каспійському регіоні, депресійна область виходить за межі власне кутової позиції. Судячи з усього, Північноморська депресія являє собою переважно патологічно гіпертрофований сектор Передскандинавського крайового прогину, реанімованого на мезозой-кайнозойському етапі.

Печорсько-Баренцевоморська кутова депресія складається з Печорської синеклізи з палеозойським чохлам потужністю до 15 км та Баренцевоморської котловини, що відповідає надзвичайно глибокій депресії на субокеанічній корі понад 20-кілометровим фанерозойським чохлам. Субаеральний Печорський сектор відомий Вуктильським газовим гігантом, а субаквальний Баренцевоморський — такими вуглеводневими унікалами як Штокманівське, Прирозломне, Льодове.

Печорській синеклізі притаманний евапорит-карбонат-теригенний тип розрізу з низкою соленосних та рифогенних горизонтів, що повторюються. Тобто, ситуація цілком характерна для “соляних” депресій. Судячи з геофізичних даних, щось подібне також характерне для периферії Баренцевоморської депресії. Поки що виявлені родовища розміщені в бортовій зоні депресії, центральна область якої з депоцентрами до 20 км відповідає субокеанічній корі та наймолодшому кайнозойському зануренню. Процес розростання депресійної зони носив тут доцентровий характер *in situ*. Тому можна думати, що формаційне тричленне наповнення розвивалось тут за концентричною схемою, на відміну від двох попередніх випадків, для яких є характерними спрямовані субмеридіональні переміщення депоцентру седиментогенезу в часі.

Нарешті, найменш висвітлений в літературі та найменш вивчений в цьому плані, але найцікавіший для нас, четвертий — Чорноморський кут. Підкреслимо зразу його особливості: не ортогональна, як на трьох інших кутах СЄП, а косокутна зустріч Передтетісного та Передпоморського, тобто Балтійсько-Дністровського крайових прогинів, що ініціюють процес утворення кутової депресії. Саме перетинання крайових прогинів побіжно й спричинило утворення Чорноморської депресії тільки почасти ортогонально відносно Тетісних структур, а переважно — уздовж них. Діапазон же охоплення гетерогенних структур, поглинутих Чорноморською западиною, такий же, як і Каспійською. Зокрема, Чорноморська депресія накладена на Мізійську плиту з байкальською основою, давню Закавказьку брилу, ранні кимеріди та альпіди. У зв'язку з тим, що Передтетісний крайовий прогин виявився активнішим Балтійсько-Дністровського, розвиток процесу тут пішов не упоперек Тетісних структур, а уздовж них.

Як переконував Євген Іванович, оцінка мінерально-сировинного потенціалу регіону значною мірою залежить від широти охоплення та глибини інтелектуально-аналітичного проникнення в саму суть геологічної ситуації, в розуміння специфіки її побудови та еволюції й, особливо, від міри використання методу порівняльно-геологічного, унікального за своєю об'єктивністю інтуїтивно-аналогового мислення, що має сенс геологічного моделювання. Він вважав, що порівняльне системне знання — по суті основа будь-якого прогнозу.

Використовуюючи такий методологічний підхід для Чорноморського регіону, побачимо наступне. Аналогом Прикаспійської депресії тут певною мірою є Переддобруджинський (разом з Криловським) крайовий прогин, що огинає південно-західний кут СЄП. Можливо, так само й Мізійська плита, а можливо, й ДДЗ, яка, судячи з усього, є апофізом Прикаспійської западини. Всім цим структурам притаманне евапорит-карбонатно-теригенне формаційне наповнення. На користь такого трактування природи ДДЗ свідчить хоча б той факт, що ця структура залишається до цього часу практично єдиним у світовій практиці прикладом вуглеводненосних басейнів авлакогенного типу.

Аналогом мезозойської комірки з карбонатно-теригенним формаційним наповненням може служити власне Чорноморська депресія як така на крейдо-еоценовому етапі. Аналогом кайнозойської комірки з теригенним формаційним наповненням можна вважати ту ж депресію на олігоцен-неоген-четвертинному етапі еволюції. Але це зовсім не означає, що процес розвитку відбувається в жорстко зафіксованих площинних межах Чорноморської депресії шляхом послідовного нашарування потужної призми осадків до 11–13 км в депоцентрах на субокеанічній корі. Є підстави вважати, що процес розвитку Чорноморської депресії дещо зміщувався з півночі на південь. Про це, зокрема, свідчить очевидна асиметрія шельфів: вони широкі на півночі і різко скорочені на півдні.

Чорноморська і Каспійська кутові депресії розташовані перед фронтом основного стрижня Альпійського складчастого поясу, щодо якого орогенне відгалуження Північна Добруджа — Гірський Крим — Великий Кавказ є лише побічним апендиксом. Тобто, обидві депресії займають однакову позицію, що є вислизаючою з поля зору їхньою специфікою. У світовій практиці такого роду басейни не є винятком. На наш погляд, до них, зокрема, належать такі відомі структури:

— Мексиканська затока — вузол збігу дуже складної фанерозойської системи Передкордильєрських та Передапалацького крайових прогинів, південне замикання Північно-американського кратону. Свого часу була відзначена Н.С. Шатським як прямий аналог Прикаспію;

— Передкарібсько-Андські кайнозойські басейни Маракаїб та Оріноко (Венесуела), пов'язані з північним замиканням Південноамериканського кратону;

— палеозой-мезозойський Передкордильєрський (Західноканадський) басейн;

— значною мірою — такий, що зазнає перманентне прогинання протягом усього фанерозою, Передзагроський крайовий прогин (Перська затока), у вузлі збігу якого з Урало-Оманським уступом виникла гігантська западина Руб-Ель-Халі, що охоплює більшу частину басейну;

— мезокайнозойський басейн Прадхо-Бей (Аляска) між мисом Барроу та морем Бофорта, що нагадує Баренцевоморський мезокайнозойський басейн, та багато інших ще не до кінця розпізнаних об'єктів.

Основний висновок є для нас вже очевидним. Максимальні скупчення ВВ на СЄП припадають на максимально опущені ізометричні кутові депресії. Чорноморська депресія — це південно-західний, не висвітлений в геологічній літературі, четвертий кут СЄП, аналог найближчого Каспійського, а також

Північноморського та Беренцевоморського, тому вона повинна розглядатись як така, що приречена бути басейном з величезними скупченнями ВВ.

Всі чотири кути СЄП глибоко опущені, що супроводжувалося загальним потоншенням та кардинальним переродженням континентальної кори аж до субокеанічної, що є характерним елементом усіх чотирьох депресій. В процес перетворення затягнуто не тільки крайове плече СЄП, але й прилеглі тектонічно гетерогенні простори: герциніди, кімеріди, альпіди. Таким чином, кутові депресійні області мають чітко виражений характер накладених субокеанічних западин, позбавлених ознак спредінгу (а в більшості випадків і рифтингу) та, безумовно, мають більш глибоке закладання, ніж звичайні крайові прогини, що лежать на краю кратонів. Найімовірніше, тут проявився плюмтектонічний процес, що розвивався перманентно протягом усього фанерозою, але ініційований початково за палеозою механізмом збігу крайових прогинів; він продовжував досить автономний розвиток у вигляді дискордантного поглинання тектонічно гетерогенних елементів, іноді з виходом за межі власне кутових зон та ін. В цьому і полягають принципові властивості кутової позиції депресій, що можуть, на перший погляд, здаватись чисто формальними або навіть географічними.

Варто підкреслити, що під науковим керівництвом Євгена Паталахи *вперше науково обґрунтовується геологічна схожість Чорноморської депресії з Каспійською, Північноморською та Баренцевоморською депресіями*, величезний вуглеводневий потенціал яких доведений, вже різною мірою виявлений та реалізується.

Необхідно звернути увагу також на такий парадокс. За кліматичними умовами, близькістю крупних світових споживачів вуглеводневих енергоносіїв, розвиненістю транспортної та іншої промислової інфраструктури Чорноморська депресія перебуває у вигідніших умовах ніж Північноморська, Каспійська та Баренцевоморська депресії. Але, в порівнянні з трьома останніми, Чорноморська депресія — найменш вивчена. І це при тому відомому дефіциті нафти і газу, який зараз переживає Україна.

## Висновки

Серед державних діячів та й фахівців України домінує “зручна” позиція, суть якої полягає в тому, що природа обділила надра держави ресурсами ВВ, необхідними навіть для самозабезпечення. Про це, зокрема, свідчать скромні показники Національної програми “Нафта і газ України до 2010 року”, які також не виконуються. Наукові дослідження Євгена Паталахи свідчать, що варто все ж говорити не про дефіцит ресурсів ВВ у власних надрах, а про дефіцит “широти охоплення та глибини інтелектуально-аналітичного проникнення в саму суть геологічної ситуації”.

Під науковим керівництвом Євгена Паталахи на території України виділені три тектонотиби вуглеводненосних структур:

- авлакогени;
- крайові прогини;
- вузлові депресії.

Унікальним вуглеводненосним авлакогеном є ДДЗ. Її унікальність, можливо, викликана генетичним зв'язком як з Прикаспійською, так і з Чорноморською депресіями. Хоч вуглеводневий потенціал ДДЗ значною мірою вже реалізований, відкриття, в тому числі значних за запасами скупчень ВВ, тут мають бути.

Дуже перспективним для України є другий тектонотип — крайові прогини. Першочерговий інтерес являють крайові прогини української ділянки надрегіональної системи крайових прогинів південно-західної бордюрно-поясової смуги СЄП, від Північного моря до Каспію. Вуглеводневий потенціал Передкарпатського прогину, одного з елементів вказаної смуги, вже достатньо реалізований. Субаеральні елементи крайових прогинів Чорномор'я перебувають у початковій стадії реалізації їх вуглеводневого потенціалу. Субаквальні елементи крайових прогинів Українського Чорномор'я очікують свого дослідження.

Найбільший інтерес становить третій тектонотип вуглеводненосних басейнів — вузлові депресії. Яскравим представником цього тектонотипу на території України є Чорноморська депресія. Її геологічно обґрунтований вуглеводневий потенціал не повинен поступатися потенціалу вже відомих за своїми гігантськими скупченнями вуглеводнів Каспійського, Північноморського та Печоро-Баренцевоморського регіонів — цих вуглеводневих унікалів СЄП.

Подальше вивчення та освоєння ДДЗ, дослідження та реалізація ресурсів крайових прогинів, глибокі наукові дослідження та масштабні пошуково-розвідувальні роботи в межах Азово-Чорноморського басейну здатні перетворити Україну на солідного європейського нафтогазовидобувного гравця.

1. *Артюшков Е.В.* Физическая тектоника. — М.: Наука, 1993. — 455 с.

2. *Лебедев Л.И.* Строение и нефтегазоносность современных гетерогенных депрессий. — М.: Наука, 1978. — 169 с.

3. *Паталаха Е.И.* Генетические основы морфологической тектоники. — Алма-Ата, Изд. Каз ССР, 1981. — 168 с.

4. *Паталаха Е.И.* Тектонофаціальний аналіз складчатих сооружений фанерозоя. — М., Недра, 1985. — 168 с.

5. *Паталаха Е.И., Гончар В.В., Трофименко Г.Л.* Своеобразие современного состояния и геодинамики западной и восточной котловин Черного моря. — Геол. журнал, 1997, № 3-4. — С. 145-151.

6. *Паталаха Е.И., Трофименко Г.Л.* Два генетических типа морей и океанов в связи с проблематикой Черного моря. — Проблемы региональной тектоники Северного Кавказа и прилегающих акваторий. / (Тезисы докладов). — Геленджик — Краснодар, Российская академия наук, 1997. — С. 48-49.

7. *Паталаха Е.И., Трофименко Г.Л.* Мантийный апвеллинг как основа понимания задуговых морей. — Доповіді Національної академії наук України, 1998, № 1. — С. 158-163.

8. *Паталаха Е.И., Трофименко Г.Л.* Черноморская впадина как природный автоклав — минералогическая модель. — Мінеральні ресурси України, 1998, № 4. — С. 45

9. *Паталаха Е.И., Трофименко Г.Л.* Про роль поперечних та вузлових структур в організації та вуглеводненосності крайових прогинів. — Нафта і газ України. Збірник наукових праць (Матеріали 5-ої Міжнародної конференції "Нафта — Газ України - 98". Полтава. 15-17 вересня 1998 р.). — Полтава, УНГА, 1998, том 1-й. — С. 315-316.

10. *Паталаха Е.И., Трофименко Г.Л.* Тектонический портрет Азово-Черноморского региона и его УВ потенциал. — Геология и полезные ископаемые Черного моря. — Киев, EAGE, 1999. — С. 92-101.

11. Паталаха Е.И., Трофименко Г.Л. Геодинамическая модель краевых прогибов — глобальных УВ — носных структур. — Нафта і газ України. Збірник наукових праць: Матеріали 6-ї Міжнародної науково-практичної конференції. “Нафта і газ України — 2000”. Івано-Франківськ, 31 жовтня — 3

12. Паталаха Е.И., Гончар В.В., Трофименко Г.Л. Литосфера Черноморской депрессии как арена взаимодействия плейт- и плюмтектоники. — Тектоника и нефтегазоносность Азово-Черноморского региона. Сборник научных работ (Материалы конференции “Тектоника и нефтегазоносность Азово-Черноморского региона”, Гурзуф, 6-10 сентября 1999 г.), Симферополь, 1999. — С. 90–92.

13. Паталаха Е.И., Трофименко Г.Л. Трассы краевых прогибов юго-запада Восточно-Европейской платформы: модель краевого прогиба как углеводородоносной структуры и ее приложение. — Геол. журнал, 1999, № 3. — С. 26–34.

14. Паталаха Е.И., Трофименко Г.Л. Черноморская впадина как естественный автоклав. — Тектоника, геодинамика и процессы магматизма и метаморфизма. /Материалы XXXII Тектонического совещания. Том II. — М.: ГЕОС, 1999. — С. 57–59.

15. Паталаха Е.И., Трофименко Г.Л. Геодинамическая модель краевого прогиба в связи с УВ-носностью. — Тектоника и нефтегазоносность Азово-Черноморского региона. — Симферополь, 1999. — С. 87–90.

16. Паталаха Е.И., Паталаха Г.Б., Трофименко Г.Л. Десять модальных свойств краевых прогибов как важнейшего для Украины тектонотипа УВ-носных структур. — Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геології. Наукове видання. В 2-х томах. Том I. — Київ: інститут геологічних наук НАН України, 2000. — С. 276–283.

17. Паталаха Е.И., Трофименко Г.Л. Балтийско-Каспийский УВ — носный пояс фанерозойских краевых прогибов и его значение для Украины. — Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геології. Наукове видання. В 2-х томах. Том I. — Київ: інститут геологічних наук НАН України, 2000. — С. 284–290.

18. Паталаха Е.И., Великанов В.А., Лебедь Н.И., Трофименко Г.Л. Буферная зона как особый тектонический и минерагенический элемент земной коры в системе ороген-кратон (на примере ЮЗ сектора ВЕП). — Тектоника Неогоя: общие и региональные аспекты. — М., 2001, Т. 2. — С. 105–109.

19. Паталаха Е.И., Трегубенко В.И., Лебедь Н.И. Об аналогии Черноморской, Каспийской, Североморской и Баренцовоморской угловых субокеанических депрессий и их УВ-носности. — Геологические проблемы Черного моря. — Киев, 2001. — С. 113–121.

20. Паталаха Е.И., Трофименко Г.Л., Трегубенко В.И., Лебедь Н.И. Проблема краевых прогибов и прогноз УВ. — Киев, 2002. — 255 с.

21. Паталаха Е.И., Сенченков И.К., Трофименко Г.Л. Проблемы тектоно-геодинамической эволюции юго-западного форланда Восточно-Европейского кратона и его орогенического обрамления. — Київ: видавництво ПП “ЕКМО”, 2004. — 234 с.

22. Паталаха Е.И., Евдощук Н.И., Трофименко Г.Л. Краевые прогибы как продукт континентальной субдукции (идентификация крупномасштабных и малых краевых прогибов). — Геолог України, 2004, № 2. — С. 25–32.

23. Шнюков Е.Ф., Созанский В.И., Муравейник Ю.А. О газонефтеносности Черного моря. — Геологические проблемы Черного моря. — Киев, 2001. — С. 23–35.

Под научным руководством и при решающем непосредственном участии Евгения Паталахи в пределах Украины выделены три тектонотипа углеводородоносных структур: авлакогены, краевые прогибы, узловые депрессии. Прогнозный потенциал этих структур разрешает стать Украине одной из ведущих нефтегазодобывающих стран Европы.

Under scientific management and with the participation of Eugeny Patalaha it is defined three types of tectonical CH-bearing structures: avlakogenes, marginal foredeeps, central depressions in the Ukraine. Prognosis potential of these structures allows to become Ukraine as one of the leading oil and gas extraction countries of Europe.