

О. ЛУКІН

ВУГЛЕВОДНЕВИЙ ПОТЕНЦІАЛ НАДР УКРАЇНИ ТА ОСНОВНІ НАПРЯМИ ЙОГО ОСВОЄННЯ

Нафтогазова геологія — це така наукова галузь, де важко відокремити фундаментальні дослідження від суто прикладних. З одного боку, вона має, насамперед, прикладне значення, адже пов'язана з нагальними потребами як суспільства в цілому, так і будь-якої пересічної людини, зокрема. З другого — стратегічне значення вуглеводневої сировини для сучасної цивілізації вже саме по собі визначає фундаментальний характер широкого кола досліджень з геології вуглеводнів (точніше нафтидів: газів, конденсатів, нафти і бітумів) і технології їхнього видобутку. А якщо враховувати міжнаукові зв'язки нафтидології (саме таку назву автор свого часу запропонував для системи дисциплін, що вивчає різні аспекти, пов'язані з природною вуглеводневою сировиною, — від онтогенезу вуглеводнів у осадових басейнах до питань розроблення нафтових і газових родовищ, нафтохімії, нафтоперероблення тощо), зокрема, з проблемами хімії, біології (походження життя), гео-екології, світової економіки, геополітики, то її фундаментальне значення стає беззаперечним. Усе це зумовлює пріоритет нафтидогеологічних досліджень не тільки в галузевій, але й в академічній науці. Це повною мірою стосується України, у надрах якої зосереджені величезні вуглеводневі ресурси, ефективне освоєння яких дозволить позбутися енергетичної залежності з усіма її принизливими економічними та політичними наслідками. Але для цього необхідно на сучасному рівні відродити всю нафтогазову галузь з її науковим супроводом.

Споживання нафти та природного газу у світі неухильно зростає, і немає підстав чекати на злам цієї ситуації принаймні до кінця поточного століття, яке можна назвати «віком газу» з очікуваним максимумом газодобування у 2015–2030 рр. Для України з

її, на жаль, виключно великою енергоємністю промисловості це створює значні економічні та політичні труднощі. Тому забезпеченість природною вуглеводневою сировиною паливно-енергетичного комплексу — це стратегічно важливе завдання для нашої держави.

© ЛУКІН Олександр Юхимович. Член-кореспондент НАН України. Головний науковий співробітник відділу геології нафти і газу Інституту геологічних наук НАН України. Директор Чернігівського відділення Українського державного геологорозвідувального інституту (Чернігів). 2008.

Усупереч дуже поширеним у різних колах думкам Україна є досить значною нафтогазодобуваючою країною з потужним **вуглеводневим потенціалом надр (ВПН)**. Її відомі газові і нафтові родовища відігравали дуже значну роль у паливно-енергетичному комплексі колишнього Радянського Союзу та його європейських країн-сателітів.

Геологорозвідувальні роботи щодо покладів нафти і газу (ГРРНГ) та видобуток вуглеводневої сировини в Україні стосуються до трьох регіонів: Східного (Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ) і Донбас), Західного (Волино-Подільська плита, Передкарпаття, а також Карпати і Закарпаття) і Південного (Переддобруджя, Причорномор'я, Крим та відповідні сектори акваторій Чорного та Азовського морів).

Площі територій Східного (123500 км²), Західного (74600 км²) і Південного (290600 км²) нафтогазоносних регіонів разом становлять 488700 км². Це майже **81% загальної території України** (603700 км²). Але й ця надзвичайно велика для окремої країни цифра може дещо збільшитися, якщо взяти до уваги наявність промислових скупчень газу, нафти і бітумів у кристалічному фундаменті та в осадовому чохла на глибинах менше за 0,5 км. У світлі теперішніх геологічних уявлень та для сучасного технологічного рівня ГРРНГ тільки незначна (менше ніж 20%) частина території України може бути віднесена до безперспективних. Більше того, тільки в межах орогенів (відкритий Донбас, Карпати) та певних ділянок Українського щита є деякі підстави прогнозувати промислову нафтогазоносність. **Таким чином, Україна посідає одне з перших місць серед країн світу за відносною роллю нафтогазоперспективних територій.**

Падіння видобутку нафти і газу в Україні з кінця 70-х років було зумовлено передусім значною виснаженістю найбільших родовищ, а не різким зменшенням ресурс-

ної бази, яка тепер продовжує залишатися значною [1]. Одночасно з падінням видобутку вуглеводнів на великих родовищах не залучалися до розроблення менші за запасами поклади, що залягають на більших глибинах, які важко освоювати. Це б спричинило зниження ефективності робіт, що суперечило тодішній концепції розвитку нафтогазового комплексу. Після розпаду СРСР у зв'язку з кризовим станом економіки України до цих причин додалися інші: різке зменшення капіталовкладень у технічне переоснащення галузі, обвальне скорочення обсягів глибокого пошуково-розвідувального буріння, згортання дослідно-промислових робіт із підвищення нафтовіддачі пластів та ін. З проголошенням незалежності України мала змінитися стратегія розвитку нафтогазового комплексу у зв'язку з необхідністю забезпечення максимально можливого рівня власного видобутку нафти і газу, навіть ціною зниження ефективності робіт, адже імпордне вуглеводневе паливо дорожче [1].

На жаль, занепад української нафтидології та нафтогазодобувної індустрії наприкінці минулого століття зумовив кризу вітчизняного паливно-енергетичного комплексу. Але було б фатальною помилкою робити на цій підставі висновок про виснаження **ВПН** України і доцільність остаточного згортання ГРРНГ.

Оцінювати **ВПН** можна різними шляхами, використовуючи різні методи і критерії. Поряд із числовими показниками-параметрами для стратегії пошуків і видобування вуглеводневої сировини важливі суто геологічні критерії, зокрема такі, що характеризують різні **природні діапазони нафтогазоносності**.

Спочатку наведемо деякі цифри, які свідчать про масштаби нафтогазоносності України — цієї, без перебільшення, визначної (за складністю надр, різноманітністю та запасами мінерально-сировинних ре-

сурсів, а також за науковим внеском у розвиток наук про Землю) геологічної держави. У її Східному, Західному та Південному нафтогазодобувних регіонах **за станом на 01.01.2008 р. відкрито 381 родовище нафти і газу** (відповідно: 219, 113 і 49). Серед них 28 родовищ мають видобувні запаси від 30 до 700 млн т умовного палива, включаючи такі всесвітньо відомі гіганти, як Шебелинське і Західно-Хрестищинське, а також Яблунівське, Єфремівське, Глинсько-Розбишівське, Мелихівське, Битків-Бабчинське, Лесяківське, Долинське, Гнідинцівське та ін. Показово, що й в останні роки, коли вітчизняна нафтогазогеологорозвідувальна галузь перебуває в занепаді, невпинно відкривають нові родовища. **За сім років XXI століття в Україні відкрито 45 родовищ** із покладами в різновікових комплексах. Серед них, поряд із переважно дрібними, є й значні відкриття, зокрема велике Кобзівське газоконденсатне родовище в південно-східній частині ДДЗ.

Усього з українських надр вилучено близько 360 млн т нафти і конденсату та близько 1,8 трлн м³ газу. За оцінками фахівців УкрДГРІ (М.А. Вуль, Т.М. Пригаріна, В.А. Старинський та ін.), разом це становить приблизно чверть початкових ресурсів. **Нерозвідані вуглеводневі ресурси (категорій С₃ + Д) у трьох регіонах України сумарно становлять близько 5,5 млрд т умовного палива** (на Східний регіон припадає 42, на Західний — 23,5, на Південний — 34,5% цієї величини).

Установлені геологічні закономірності нафтогазоносності надр України свідчать про те, що зазначені цифри треба розглядати як мінімальні показники **ВПН**. Насамперед, слід визначити одну дуже важливу рису геології та нафтогазоносності нашої країни. Її геологічна будова з Українським щитом усередині, що облямований зонами перикратонного опущення, глибокими різновіковими прогинами, складчасто-орогенними спо-

рудами, характеризується наявністю всіх основних типів геологічних структур континентального, а, враховуючи особливості западини Чорного моря, деякою мірою і океанського блоків. Якщо взяти основні нафтогазоносні басейни України, то вони мають різновікові домінуючі (тобто ті, що переважають за товщиною) осадові комплекси. У ДДЗ це девон, карбон і нижня перм, у межах Волино-Подільської плити — верхній протерозой, кембрій, ордовик, силур, девон, у Передкарпатті і Чорному морі — юрські, крейдяні та кайнозойські відклади. Таким чином, зведена формаційно-стратиграфічна колонка нафтогазоносних басейнів України відповідає величезному хроностратиграфічному інтервалу, що включає верхній протерозой і фанерозой. Це зумовлює на відміну від більшості інших країн світу тотожність різних «рамкових» показників (діапазонів) нафтогазоносності надр України глобальним показникам.

Так, **стратиграфічний діапазон** нафтогазоносності нашої країни є **максимально** можливим, охоплюючи розуцільнені архейсько-нижньопротерозойські кристалічні породи (група родовищ у східному сегменті зони зчленування Воронежської антеклизі з ДДЗ і Донбасом) і майже весь фанерозой — від кембрію до неогену включно.

Такий аномально широкий стратиграфічний діапазон нафтогазоносності зумовлений, з одного боку, історією формування основних басейнів, а з другого — наявністю низки фаз нафтидогенезу — нафтогазонакопичення, включаючи пліоцен-четвертинну фазу, з якою пов'язані поклади (або нетрадиційні флюїдно-вуглеводневі системи) з різними ознаками геотермобаричної нестабільності та нещодавніх (сучасних) процесів формування [2].

Отже, саме стратиграфічний діапазон визначає як потужність, так і тривалість функціонування вуглеводневогенеруючих систем [3]. Тому всі інші аномально великі

діапазони нафтидоносності України є його похідними.

Насамперед, це надзвичайно широкі **формаційний і фаціальний діапазони нафтогазоносності**. Басейни України в сукупності демонструють нафтогазоносність усіх типів осадових формацій. Промислова продуктивність пов'язана тут із флішем і моласою, фаціально-циклічними вугленосними і соленосними формаціями, різноманітними рифогенно-карбонатними комплексами, депресійними гідрокарбонатними (чорносланцевими) товщами, продуктами перевідкладення потужних гумідних кір вивітрювання (парагенези кварцових пісковиків і каолінових глин), червоноколірними формаціями тощо.

Нафтогазоносні резервуари родовищ України представлені здебільшого всіма відомими літологічними, петрографічними і фаціальними типами порід. На особливу увагу заслуговує морфогенетична різноманітність теригенних тіл. Поряд із алювіально-дельтовими, прибережно- та мілководноморськими русловими, баровими, покривними та іншими пісковиками встановлено велике поширення в депресійних і депресійно-циклічних відкладах тіл, пов'язаних із контурними течіями, підводними зсувами, турбідними потоками та фенами. Враховуючи просторовий збіг ареалів їхнього розвитку з областями максимального занурення різновікових осадово-морських комплексів у ДДЗ, Передкарпатті і Чорному морі, можна припускати, що основні відкриття покладів у олістостромах, контуритах, турбідитах та фенах турбідних потоків ще попереду. Втім маємо дуже значні перспективи традиційних у світовому масштабі, але поки що не зовсім традиційних для України, палеоруслових, прибережно-барових, гирлово-барових та інших пасток, особливо якщо врахувати різноманітність комбінування седиментаційно-палеогеоморфологічних і тектонічних факторів [2, 4].

Максимальний стратиграфічний діапазон нафтогазоносності України зумовлює її **надзвичайно великий (понад 6 км) глибинний діапазон**.

Максимальна глибина отримання промислового припливу газу (і конденсату) сягає 6300 м (ДДЗ, Перевозівське газоконденсатне родовище, найглибший у Євразії поклад В-22 у верхньовізейських пісковиках) [5]. Мінімальна глибина залягання покривлі газового покладу (88 м) у пісках і пісковиках нижнього сармату встановлена на Приазовському родовищі [6]. На базі цього родовища, відкритого понад 100 років тому під час буріння на воду, ще у 1936 р. була створена одна з перших у світі газонаповнювальних станцій.

Максимальна та мінімальна глибини встановленої промислової нафтоносності сягають відповідно майже 5100 м (ДДЗ, Карайкозівське нафтогазоконденсатне родовище, нафтовий поклад С-5а у серпуховських пісковиках) і 86 м (Керченський півострів, Войківське нафтове родовище з нафтовими покладами в пісковиках караганських та чокракських верств неогену).

Глибинний діапазон для оцінення **ВПН** і визначення перспективних напрямків геологорозвідувальних робіт щодо покладів нафти і газу має особливе значення. В першу чергу, це, зрозуміло, стосується глибокозанурених комплексів найглибших прогинів світу (в Україні до них належать центральна та східна частини ДДЗ, Донбас, западина Чорного моря, Передкарпаття і Карпати), **з якими в майбутньому, можливо, будуть пов'язані головні джерела вуглеводневої сировини**. Визначені і найбільш детально вивчені саме в центральній частині ДДЗ такі феномени: а) утворення вториннопорових колекторів-метасоматитів (на субстраті кварцитопісковиків та інших щільних порід); б) вторинна смектитизація аргілітів з різким підвищенням екрануючих власти-

востей; в) високі і навіть супервисокі дебіти на глибинах понад 5 км; г) підвищення з глибиною коефіцієнтів заповнення пасток дозволяють досить високо оцінювати перспективи нижнього карбону ДДЗ в інтервалі 6–8 км [2, 7]. У майбутньому значні перспективи слід пов'язувати з різними тектоноформаційними комплексами **на великих і надвеликих глибинах** у Передкарпатському прогині, Карпатах, різних басейнах Азово-Чорноморського регіону.

Крім того, розглядаючи глибинний діапазон нафтогазоносності, варто визначити й інший аспект цього показника. Йдеться про **невеликі глибини**. Урахування вуглеводневих ресурсів у неглибокозалягаючих відкладах дозволяє суттєво приростити перспективні нафтогазоносні території, зокрема, включивши у межі нафтогазоносних регіонів схили Українського щита і Воронезького масиву з невеликими (менше ніж 0,5 км) товщинами осадового чохла. Саме для сучасних умов прогнозні ресурси, що зосереджені на малих глибинах, можуть відігравати важливу роль.

Басейни України характеризуються **надзвичайно широким діапазоном гідродинамічних та гідрохімічних умов** нафтогазоносності. Тут поклади нафти і газу залягають в умовах зон активного, обмеженого та переважно застійного водообміну. Крім того, газоконденсатні системи на глибинах 4–6,3 (і більше) км існують в умовах глибинної гідрогеологічної інверсії, з якою пов'язаний грязьовий вулканізм в акваторії Чорного моря і на Керченському півострові та різноманітні гідродинамічні й гідрохімічні явища в центральній частині ДДЗ [8]. Тому тут відзначено здебільшого всі гідрохімічні типи підземних вод — від суперміцних хлоридно-натрієво-кальцієвих розсолів до маломінералізованих гідрокарбонатно-натрієвих вод, включаючи славнозвісну «Нафтусю» та ін. [2, 9].

Геотермобаричні і гідрогеологічні (геофлюїдодинамічні) фактори в сукупності з різним віком формування покладів зумовлюють **фазово-геохімічну диференціацію нафтидів**, діапазон якої в нафтогазоносних регіонах України також вражає своєю повнотою і різноманітністю. На Сході, Заході та Півдні України є **всі відомі у світі бітуми** (причому деякі з них, зокрема озокерити Передкарпаття, відрізняються винятковою різноманітністю), **усі типи нафти і природного газу**. Особливо важливою рисою нафтогазоносності українських надр, передусім у ДДЗ, є унікальна різноманітність нафтогазоконденсатних флюїдів і, зокрема, **безпрецедентно велике поширення вуглеводневих флюїдів (за)критичного стану**. Така риса фазово-геохімічного діапазону нафтидів особливо важлива, оскільки свідчить про сучасну вуглеводневогенеруючу активність українських надр. Тому сьогодні для розв'язання дуже актуальної, але все ще погано вивченої і недостатньо обґрунтованої проблеми поповнення вуглеводневих покладів нафтогазоносні басейни України — це полігон досліджень для відповіді на чи не найважливіше для людства питання: чи справді відбувається процес поповнення природних покладів вуглеводнів, а якщо так, то які його масштаби і темпи.

Ознакою високої вуглеводневогенеруючої активності надр є, зокрема, наявність зон (ареалів) інтенсивного газонакопичення, яскравим свідченням яких є Харківський сегмент ДДЗ. У його межах зосереджено понад 2200 млрд м³ вільного газу — більше половини сумарних газових ресурсів Східного регіону. Це «газовий полюс» України, про величезний потенціал надр якого свідчать зосередження тут великих родовищ, включаючи нещодавне відкриття в межах однієї з «білих плям» східної частини ДДЗ Кобзівського родовища, і геотермобаричні умови покладів. Показово, що

саме в межах Харківського сегменту було відкрито Юліївське та інші родовища з покладами в розуцільнених кристалічних породах докембрійського фундаменту. Треба також відзначити високу гелієносність цього ареалу інтенсивного газонакопичення. *[До речі, варто звернути увагу на стратегічне значення He_3 у термоядерній енергетиці можливо недалекого майбутнього. Відомо, що його реальним джерелом розглядають породи Місяця. В Україні, зокрема в межах зазначеної частини її Східного нафтогазоносного регіону, на низці родовищ і розвіданих площ зафіксовано аномально підвищений уміст гелію. Але, на жаль, у нашій країні немає лабораторії, де можна зробити його ізотопний аналіз!]*

Дивовижна тотожність різних діапазонів нафтогазоносності України і світу не тільки свідчить про її високий **ВПН**, але й дозволяє визначити його ще недостатньо або зовсім нереалізовані резерви. Зауважимо, що йдеться не про гіпотетичні припущення з приводу невичерпних запасів глибинної (мантійної) нафти і не про цікаві, але поки що проблематичні об'єкти (Оболонська та інші астроблеми, глибокозалягаючі зони розуцільнення Українського щита), а про такі, безумовно, перспективні напрямки геологорозвідувальних робіт, які можуть бути реалізовані найближчими роками.

Згідно їх стратиграфічними критеріями нафтогазоносності є всі підстави очікувати на відкриття **нових продуктивних комплексів** і зон (ареалів) нафтогазонакопичення в нижньому палеозої Волино-Подільської плити і Переддобруддя, верхньому девоні прибортових зон, пограничних верств D_3-C_1 і C_3-P_1 , середнього карбону (зокрема, нижня частина башкирського і верхня частина московського ярусів) Дніпровсько-Донецького авлакогену, верхньої юри, нижньої крейди, верхньої крейди і палеоцену западини Чорного моря.

Серед найперспективніших, але ще малореалізованих формаційних типів, у першу чергу треба виділити різновікові **рифогенно-карбонатні комплекси**. На палеозойські і мезозойські карбонатні формації припадає до 60 % світового видобутку нафти (без урахування бітумів — альтернативного джерела нафтових вуглеводнів, більша частина запасів яких пов'язана з теригенними формаціями) і майже 30 % газу (враховуючи нові відкриття на півдні Ірану, ця квота має збільшитися). В Україні, всупереч відповідності її нафтидогеологічних показників світовим, ці цифри поки що не перевищують відповідно 10 % і 1 %. Разом із конкретними даними щодо дослідження поширення в різновікових комплексах України мегаатолів, бар'єрних рифів, карбонатних платформ і валів, карбонатних шельфів із біогермами (біостромами) і визначення зосереджених у них нерозвіданих запасів вуглеводнів (табл. 1) це дозволяє дуже високо оцінити вуглеводневий потенціал палеозойських і мезозойських карбонатних формацій України.

Поряд із дрібними та середніми покладами нафти і газу, що, залежно від зазначених генетичних типів рифогенно-карбонатних комплексів, утворюють різноманітні за конфігурацією і трендами просторові угруповання, з ними можуть бути пов'язані дуже значні вуглеводневі скупчення. Це, зокрема, стосується великих масивних гетерогенних резервуарів, утворених рифогенно-карбонатними побудовами на розуцільнених масивах кристалічних порід. Наявність пов'язаних із такими резервуарами великих родовищ можлива в різних нафтогазоносних басейнах України, зокрема в Чорному морі [10].

Надзвичайно широкий фаціальний діапазон нафтогазоносності і відповідно різноманітність типів виклинювання колекторів у комбінуванні з різними тектонічними умовами їхнього залягання дозволив більше як 30 років тому [4] обґрунтува-

Таблиця 1. Нерозвідані запаси вуглеводнів у деяких рифогенно-карбонатних комплексах України, що не враховані при загальних оцінках

Зони	Нерозвідані запаси (млрд т ум. палива)
Срібненський мегаатол (C_1v_1) ДДЗ	$\geq 0,75$
Східний сегмент (ділянка Сорочинці-Шандрівка) південної прибортової зони і суміжного моноклінального схилу в осьовий грабен ($C_1t - C_1v_1$) ДДЗ	$\geq 1,50$
Північна прибортова зона і суміжний схил в осьовий грабен (C_1v_1 і C_2b_1) ДДЗ	$\geq 0,65$
Східний сегмент північного борту ДДА (C_1v_1 і C_2b_1), включаючи Старобільсько-Мілерівську монокліналь ($C_1t - C_2b_1$)	$\geq 0,35$
Обрамлення системи ранньопермських соленосних палеодепресій (P_{1ass}) ДДЗ	$\geq 0,50$
Палеозойські ($S - C_1$), мезозойські (J_3, K) і кайнозойські ($P - N$) рифогенно-карбонатні комплекси Західного і Південного регіонів	$\geq 1,25$
Сумарні нерозвідані запаси	≥ 5

ти наявність у певних комплексах великих зон нафтогазонакопичення. Поклади нафти і газу пов'язані з різними морфогенетичними типами неантиклінальних і комбінованих пасток. Ці угруповання, завдяки наявності певних єдиних алгоритмів відкриття таких покладів, дуже часто можна розглядати як єдині великі родовища. У радянські часи цим напрямом геологорозвідувальних робіт щодо покладів нафти і газу в Україні нехтували, оскільки, як вже відзначалося, пошуки таких покладів знижували ефективність робіт. Але тепер, коли суттєво змінилася концепція розвитку вітчизняної нафтогазової галузі і на перший план вийшла необхідність забезпечення максимально можливого рівня видобутку власної вуглеводневої сировини, це, безумовно, один з пріоритетних напрямів ГРРНГ. Навіть у Росії з її унікальними газовими родовищами сьогодні приділяють велику увагу прогнозуванню таких зон нафтогазонакопичення, адже, як зазначив більше як 10 років тому В.В. Семенович: «Необхідно вводити в експлуата-

цію і менші родовища, оскільки покладатися лише на родовища-супергіганти (з яких добувають більше як 600 млрд m^3 /рік) із запасами кожного більше ніж трильйон m^3 не можна: це призведе до різкого зменшення видобутку як нафти, так і газу» [11, 11]. Особливо рентабельними є пошуки таких покладів на невеликих (менше ніж 3 км) глибинах, де фонд неантиклінальних і комбінованих пасток досить значний. Але й на великих глибинах із деякими їхніми типами (рифогенно-карбонатні масиви, внутрішньочохольні безкорінні структури, що пов'язані з вузловими теригенними акумулятивними тілами) теж можуть залягати значні за запасами родовища.

Надзвичайно великі геотермобаричні і геофлюїодинамічні діапазони нафтогазонасності українських надр створюють передумови для формування великих скупчень у розущільнених метаосадових та кристалічних породах різновікового проміжного комплексу і фундаменту. Саме в Україні, завдяки прогнозам учених НАН України (В.Б. Порфир'єв, І.І. Чебаненко,

В.О. Краюшкін та ін.), встановлено промислову нафтогазоносність архейсько-нижньопротерозойського фундаменту (низка родовищ на північному «плечі» Дніпровсько-Донецького авлакогену).

Необхідно дуже високо оцінювати перспективи нафтогазоносності великих (більше ніж 4–5 км) і надвеликих (більше ніж 6,5–7 км) глибин. З цим напрямом пов'язані сподівання на відкриття великих газоконденсатних покладів у гетерогенних карбонатно-теригенних резервуарах на великих антиклінальних як скрізних (Солохівсько-Опішнянський, Глинсько-Розбишівський, Котелевсько-Березівський, Більський та інші вали і великі брахіантиклінали з покладами, що залягають вище), так і похованих (Яблунівське, Скоробагатьківське, Мачуське та інші родовища) структурах. Крім того, з ним пов'язані пошуки нафти і газу в приштокових пастках, підводних зсувах і турбідитових фенах, розущільнених виступах фундаменту тощо. За умови реалізації цього напрямку в Азово-Чорноморському регіоні можливе відкриття таких родовищ, як Білий Тигр і Дракон у Південно-Китайському морі.

Необхідно підкреслити, що теперішні офіційні оцінки прогнозних ресурсів та невідкритих запасів нафтогазоносних регіонів України лише частково охоплюють прогнозні об'єкти, пов'язані з указаними напрямками ГРРНГ. Так, здебільшого не враховані нерозвідані запаси частини рифогенно-карбонатних комплексів України (див. табл. 1). Лише їхня величина (не менше ніж 5 млрд т ум. палива) наближається до оцінки сумарного нерозвіданого ресурсного потенціалу (залишкові нерозвідані ресурси категорій $C_3 + D$) трьох регіонів України, яка, за підрахунками фахівців УкрДГРІ, становить 5467,54 млн т [1]. **Отже, тільки завдяки рифогенно-карбонатним комплексам ця цифра може бути збільшена щонайменше вдвічі.** Але, крім того, значний нерозвіданий потенціал

пов'язаний із потужними депресійними товщами (чорні сланці, турбідити, контурити, підводні зсуви тощо), розущільненими породами проміжного комплексу і фундаменту. **За мінімальними оцінками, нерозвідані традиційні (з погляду світового досвіду) ресурси, з урахуванням зазначених формаційних типів нафтогазоносних комплексів до глибини 6,5 км, становлять принаймні 25 млрд т ум. палива.**

Проте вуглеводневий потенціал складається не лише з традиційних, але й із нетрадиційних і альтернативних джерел вуглеводнів. В Україні це насамперед важка високов'язка нафта і бітуми, газ центральнобасейнового типу, водорозчинний і вугільний метан. Усе це самостійні напрями освоєння **ВПН**, які успішно реалізують у США і Канаді. Для України вони вкрай актуальні, хоча сьогодні їм не приділяють належної уваги.

Важка високов'язка нафта і бітуми (мальти, асфальти, асфальтити тощо) серед нетрадиційних (додаткових) джерел вуглеводнів займають особливе місце, що зумовлено, по-перше, їхньою генетичною і геохімічною спорідненістю з «нормальною» нафтою, а по-друге, колосальними ресурсами. Нагадаємо, що їхні сумарні геологічні запаси лише в Західній Канаді (Атабаска, Вабаска, Піс-Рівер) і бітумоносному поясі Оріноко перевищують 500 млрд т. В Україні були всі геологічні і гідрогеологічні передумови для формування великих промислових скупчень важкої нафти, мальт і асфальтів. Але ступінь їхньої розвіданості, за винятком озокеритових покладів Передкарпатського прогину, дуже низький. Скупчення важкої високов'язкої нафти і бітумів у ДДЗ, а також у Переддобруджі і на Керченському півострові були відкриті під час пошуків нафти і газу. Великі поклади важкої високов'язкої нафти і мальт відкрито на Яблунівському газоконденсатному (у потужних алювіальних пісковиках башкирського і московсько-

го ярусів), Бугруватівському нафтовому (у верхньовізейських прибережно-морських пісковиках), а також у низці інших родовищ. Успішний досвід розвідки важкої нафти і мальти на Яблунівському і Бугруватівському родовищах свідчить про доцільність супутнього «підключення» цього додаткового джерела вуглеводнів під час видобування нафти, газу і конденсату. Але найцікавішими з цього погляду є зони обрамлення та периферійні частини різних басейнів. Це насамперед північно-західна частина ДДЗ, виділена свого часу як Деснянський бітумоносний басейн [2], де вже відкрито низку (Бахмацьке, Тванське та ін.) родовищ важкої нафти і бітумів.

Значні перспективи бітумоносності пов'язані з бортами (плечами) Дніпровсько-Донецького авлакогену. Зокрема, давно відомі значні скупчення мальт і асфальтів у нижньому карбоні Кобеляцької та суміжних площ на південному борті. Велику кількість бітумопроявів спостерігається вшельфових карбонатних відкладах (нижній карбон — низи башкирського ярусу) Старобільсько-Міллерівської моноклінали. В останні роки насичені важкою нафтою нижньокам'яновугільні пісковики на глибинах менше ніж 1 км установлені на південному схилі Воронезького масиву (Молодівська, Анівська та інші площі).

Згідно з палеотектонічним (моноклінальне залягання), палеогеографічним (різновікові алювіально-дельтові, прибережно-морські піщані відклади, бар'єрні рифи) і палеогідрогеологічним критеріями, є підстави прогнозувати великі бітумні пояси в зонах перикратонних опущень Українського щита та його зчленування з прогинами. Зокрема, це стосується теригенних відкладів верхнього протерозою і кембрію, а також силурійських рифів Дністровського перикратону, девонських і нижньокам'яновугільних пісковиків Львівського прогину. Тут, як і на бортах ДДЗ, а також у північних і південних

околицях Донбасу, важка нафта і бітуми мають залягати в парагенезі з газовими і нафтовими покладами. Виходячи з розподілу нафтидів на Свидницькому — Коханівському родовищах і даних з інших родовищ, великий нафтобітумний пояс, пов'язаний із верхньоюрською бар'єрно-рифовою зоною, залягає під неогеновим газовим поясом Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину.

За мінімальними оцінками прогнозні ресурси важкої нафти в Україні становлять не менше ніж 50 млрд м³. Зауважимо, що запаси важкої нафти зростають у міру її видобування завдяки залишковим запасам традиційних родовищ. *[Залишкова нафта і конденсат у теригенних і карбонатних колекторах — це самостійний значний резерв вуглеводневої сировини в Україні. Зокрема, зіставлення коефіцієнтів вилучення нафти (в різних регіонах, залежно від умісту парафінів та інших фізико-хімічних властивостей нафти і порід-колекторів, він варіює від 15% до 60%) із сумарним обсягом видобутої нафти дозволяє оцінювати ресурси залишкової нафти в обсязі понад 500 млн м³ лише на відомих нафтових родовищах].*

Доречно підкреслити, що завдяки особливостям генези і умовам залягання, технологія видобування важкої нафти і бітумів та отримання з них вуглеводнів — це, на відміну від інших додаткових джерел вуглеводневої сировини, не справа майбутнього. Сьогодні існує система апробованих технологічних методів, саме завдяки яким Канада вийшла на одне з провідних місць у світі за видобутком нафти. Успішне освоєння природних бітумів дозволило також суттєво переоцінити її загальний **ВПН**. Сьогодні за доведеними запасами нафти Канада займає друге (після Саудівської Аравії), а газу — четверте (після Росії, Ірану, США) місце у світі. В останні роки в Росії приділяють дуже велику увагу освоєнню цього джерела вуглеводнів.

Ураховуючи великі прогнозовані ресурси важкої нафти і природних бітумів у Україні, а також хоча й обмежений, але досить позитивний вітчизняний досвід їхнього розроблення, цей напрям освоєння ВПН треба віднести до пріоритетних. Необхідно інтенсифікувати отримання синтетичних вуглеводнів із виявлених покладів цих нафтидів на розроблюваних нафтових і газоконденсатних родовищах (Яблунівське, Бугруватівське, Скоробагатьківське, Решетняківське, Свидницько-Коханівське та ін.), запровадити розроблення родовищ важкої високов'язкої нафти і бітумів (Бахмацьке, Тванське, Холмське в північно-західній частині ДДЗ, Войківське і Приозерне на Керченському півострові), а, головне, розпочати пошуки і розвідувальні роботи щодо покладів важкої нафти і природних бітумів у межах зазначених зон з перспективами відкриття їхніх значних запасів на невеликих глибинах.

Великим резервом нарощування в Україні газового складника **ВПН** є газ у малопроникних колекторах (зокрема, **центральнo-басейновий газ** у депресійних відкладах центральних частин нафтогазоносних басейнів на значних і великих глибинах), **вугільний метан і чорноморські газогідрати**. Потужність цих джерел із надр України дуже велика.

Так, видобувні ресурси **газу центральнo-басейнового типу** лише для центральної і південно-східної частин ДДЗ до глибини 4,5 км, за даними фахівців ЧВ УкрДГРІ (Ю.Б. Кабишев, Т.М. Пригаріна), становлять 8,5 трлн м³, що перевищує початкові ресурси вільного газу (у традиційних пастках) і в Україні в цілому (7,25 трлн м³).

Ресурси **вугільного метану** тільки в межах української частини Донбасу, за різними оцінками, варіюють від 12 до 25 трлн м³. Щодо ресурсів **газогидратного метану** в українському секторі Чорного моря, то, за оцінками академіка Є.Ф. Шнюкова, вони становлять майже 7 трлн м³ [12].

Нарешті, враховуючи величезні об'єми осадових басейнів, з якими пов'язані основні НГБ (нафтогазові басейни) України, а також природу їхньої гідрогеологічної зональності та надзвичайно широкі гідрогеохімічний, гідродинамічний і геотермобаричний діапазони нафтогазоносності, можна визначити як фактично невичерпні ресурси **водорозчинного метану**. На відміну від центральнoбасейнового газу та вугільного метану, технологій його економічно рентабельного добування, наскільки відомо авторів, ще не створено. Але тут є інший дуже важливий аспект, пов'язаний з актуальним питанням відновлення запасів природних вуглеводнів. Ідеться про інтенсивне газовиділення (із формуванням газоконденсатних і газових покладів) унаслідок природних процесів «висолювання» під час взаємодії аномально газоносних глибинних маломінералізованих вод конденсаційної природи з розсолами зони дуже утрудненого водообміну [8]. Саме завдяки цьому здійснюється перманентне поповнення газових та газоконденсатних родовищ, темпи якого можуть наближатися до таких, що притаманні техногенним процесам (розроблення, формування штучних покладів у газосховищах).

Світовий досвід свідчить про **невпинне зростання наукоємності освоєння ВПН**. Порівняно з минулим сучасні ГРРНГ потребують ретельнішого наукового обґрунтування та супроводу. Зважаючи на цю тенденцію, викликають подив поширені в деяких колах сподівання на міфічні чудодійні прямопошукові методи, застосування яких зробить зайвими детальні геолого-геофізичні дослідження і наукові розробки. Даремність міркувань про таку «заміну» не потребує зайвої аргументації. Не кажучи про абсурдні уявлення з приводу можливості визначення прогнозних ресурсів без комплексу геолого-геофізичної інформації, треба зазначити, що жоден дистанційний прямопошуковий метод не в змозі дати всієї інформації, необхідної

для успішного розвідування і освоєння родовища, навіть якщо цей метод дозволяє впевнено визначити аномалію, що пов'язана саме з покладом, тим більше, що таких «безпомилкових» методів немає [13]. Зрозуміло, було б безглуздя заперечувати доцільність використання під час пошуків нафти і газу різноманітних геофізичних та геохімічних аномалій. Однак вони ефективні лише при глибокому розумінні закономірностей формування і умов залягання покладів. Залежно від їхнього віку, гідрогеологічного і термобаричного режимів, характеру вторинних процесів і новоутворень у системі «вуглеводні — порода — вода» може бути ефективним той чи інший прямопошуковий метод.

Наприклад, поляритонний метод (Ю.О. Богданов та ін.) дає можливість дистанційного вивчення напруженого стану породних масивів. Завдяки цьому він корисний під час вивчення соляної тектоніки, пошуків приштокових покладів, проведенні пошуково-розвідувальних робіт щодо покладів нафти і газу в кристалічному фундаменті. Під час пошуків покладів у червоно- і строкатоколірних формаціях корисну інформацію дають різноманітні радіоактивні та електромагнітні аномалії. Для покладів, що сформувалися недавно або формуються зараз, дуже інформативними є геотермічні аномалії.

Отже, кваліфіковане комплексне використання різних дистанційних методів може суттєво підвищити ефективність пошуків. Але марні сподівання на існування того чи іншого «чудодійного» методу, застосування якого, по-перше, давало б стовідсотковий позитивний результат, а по-друге, зробило б зайвою сейсморозвідку, детальне вивчення побудови і петрофізики нафтогазоносних резервуарів, регіональний, зональний і локальний наукові прогнози нафтогазоносності. Тут слушно нагадати, що відкриття за 7 років ХХІ століття на сході, заході і півдні України всіх 45 родовищ пов'язане з прогнозними об'єктами, які були визначені в низці наукових програм

пошуків нафти і газу в неантиклінальних, комбінованих, рифогенно-карбонатних пастках, виконаних ще в 70—80-ті роки минулого століття. Фонд таких об'єктів дуже значний. Обнадійливим є суттєве (до 0,5—0,62 у різних районах України при світовому 0,3—0,33) підвищення коефіцієнта успішності пошуково-розвідувального буріння, що свідчить про **ефективність наукового прогнозування родовищ (покладів) нафти і газу.**

Таким чином, надра України мають величезний вуглеводневий потенціал, нехтувати яким не тільки злочинно, але й безглуздо. **Поки ще збереглися рештки кваліфікованих кадрів і відповідних структур необхідно вивести із занепаду вітчизняну нафтогазову галузь, суттєво збільшити обсяги геофізичних досліджень та глибокого буріння, відродити вітчизняну нафтогазогеологічну науку, що займала одне з провідних місць у світі.**

Наприкінці варто нагадати слова видатного американського нафторозвідника М. Хелбуті, які він сказав більше як 30 років тому: «Я переконаний, що в майбутньому ми відкриємо стільки ж нафти і значно більше газу, ніж відкрито сьогодні. Сподіваюся, що нам бракує лише уяви, рішучості, нових ідей і технологій». Ці слова, що блискуче підтвердилися і продовжують підтверджуватися, повною мірою стосуються нашої країни. Але до зазначених передумов треба також додати необхідність уваги до галузі з боку держави, компетентне керівництво і відповідне фінансування.

1. Вуль М.А., Гаврилко В.М., Полухтович Б.М. та ін. Сучасний стан ресурсної бази вуглеводнів у нафтогазоносних регіонах України // Газ і нафта. — 2006. — № 11. — С. 32—36.
2. Лукин А.Е. Литогеодинамические факторы нефтегазоаккумуляции в авлакогенных бассейнах. — К.: Наук. думка, 1997. — 225 с.
3. Лукин А.Е. О происхождении нефти и газа (геосинергетическая концепция природных углеводородно-генерирующих систем) // Геол. журн. — 1999. — № 1. — С. 30—42.

4. *Лукин А.Е.* Перспективы поисков неантиклинальных залежей нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине // Сов. геология. — 1976. — № 8. — С. 14–25.
5. Атлас родовищ нефти и газа Украины. Південний нафтогазоносний регіон. — Львів: Центр Європи, 1998. — Т. II. — 924 с.
6. Атлас родовищ нефти и газа Украины. Південний нафтогазоносний регіон. — Львів: Центр Європи, 1998. — Т. VI. — 223 с.
7. *Лукин О.Ю., Шукін М.В.* Проблема нафтогазоносности глубоководных горизонтов в осадочных бассейнах Украины. — Івано-Франківськ: Факел, 2005. — С. 18–22.
8. *Лукин А.Е.* Глубинная гидрогеологическая инверсия как глобальное синергетическое явление: теоретические и прикладные аспекты. Статья 3. Глубинная гидрогеологическая инверсия и нефтегазоносность // Геол. журн. — 2005. — № 2. — С. 44–61.
9. *Шестопалов В.М., Яковлев Е.А., Дробноход Н.И.* и др. Водообмен в гидрогеологических структурах Украины. — К.: Наук. думка, 1993. — 340 с.
10. *Лукин А.Е.* Биогенно-карбонатные постройки на выступах разуплотненных кристаллических пород — перспективный тип комбинированных ловушек нефти и газа // Геол. журн. — 2006. — № 1. — С. 13–25.
11. *Семенович В.В.* Нефть и газ России: геологические перспективы // Нефтегазовые и угленосные бассейны России. — М.: МГУ, 1996. — С. 10–22.
12. *Шнюков Е.Ф., Краюшкин В.А.* Природа, структура, условия залегания и запасы морских метаногидратов // Геология и полезные ископаемые Черного моря. — К.: Карбон ЛТД, 1999. — С. 107–116.
13. *Лукин А.Е.* Прямые поиски нефти и газа: причины неудач и пути повышения эффективности // Геол. журн. Украины. — 2004. — № 3. — С. 18–45.

О. Лукін

ВУГЛЕВОДНЕВИЙ ПОТЕНЦІАЛ НАДР УКРАЇНИ ТА ОСНОВНІ НАПРЯМИ ЙОГО ОСВОЄННЯ

Резюме

Стратегічна роль вуглеводневої сировини, зокрема нафти і газу, для сучасної цивілізації визначає фундаментальний характер широкого кола досліджень

з геології вуглеводнів і технології їхнього видобування. Цей факт зумовлює пріоритетні дослідження джерел вуглеводневої сировини не тільки в галузевій, але й в академічній науці, що значною мірою стосується України, у надрах якої зосереджені величезні вуглеводневі ресурси. Геологорозвідувальні роботи щодо пошуку нафти і газу та видобуток вуглеводневої сировини стосуються трьох її регіонів: Східного, Західного і Південного, площі яких разом становлять майже 81 % загальної території країни. При цьому стратиграфічний діапазон нафтогазоносності є максимально можливим і має надзвичайно велике глибинне занурення (понад 6 км) поряд із широким діапазоном гідродинамічних та гідрохімічних умов нафтогазоносності. У статті досліджено вуглеводневий потенціал надр України, вказано основні напрями його освоєння. Доведено велику наукоємність сучасного етапу геологорозвідувальних робіт щодо покладів нафти і газу, обґрунтовано необхідність збільшення обсягів геофізичних досліджень та глибокого буріння.

O. Lukin

HYDROCARBON POTENTIAL OF UKRAINIAN MINERAL RESOURCES AND MAIN TRENDS OF ITS DEVELOPMENT

Summary

Strategic role of hydrocarbon raw material, oil and gas in particular, determines the fundamental character of wide range of petroleum geology and technology investigations for modern civilization. This fact causes priority character of hydrocarbons sources exploration not only for branch but also for academic science that concerns Ukraine (with their great petroleum potential) in large measure. Geology prospecting for oil and gas and hydrocarbon material mining connected with three large Ukrainian regions: Eastern, Western and Southern. Their combined area reaches 81% of total territory of Ukraine. Therewith petroliferous stratigraphic range is as wide as possible, this broad stratigraphic and depth diapasons combine with great diversity of hydrodynamic and hydrogeochemic regimes of petroliferous complexes. Article investigates hydrocarbon potential of Ukrainian mineral resources, main lines of its development. A great role of science at up-to-date stage of prospecting for oil and gas and the necessity of increasing of geophysical prospecting and deep drilling are substantiated.