

О. Ю. Лукін, д-р геол.-мінерал. наук, академік НАН України, завідувач відділу
(Український державний геологорозвідувальний інститут),
lukin_alexander@ukr.net, ORCID-0000-0003-4844-1617,
Т. М. Пригаріна, канд. геол.-мінерал. наук, головний геолог (Консалтинговий
центр Українського державного геологорозвідувального інституту),
prig55@ukr.net, ORCID-0000-0002-0256-9319

ГАЗОВИЙ ПОТЕНЦІАЛ НАДР УКРАЇНИ ТА ШЛЯХИ ЙОГО ОСВОЄННЯ

У статті окреслено коло проблем щодо кардинального нарощування вуглеводневого ресурсного потенціалу надр України та шляхів підвищення видобутку газу з огляду на сучасні пріоритети. Нерозвідані ресурси (класи 333+334, категорії С3+Д) природного газу в традиційних колекторах нафтогазоносних регіонів України досягають близько 5 трлн м³ згідно з мінімальною оцінкою, підрахованою за загальноприйнятою методикою. За рахунок інтенсивного освоєння рифогенно-карбонатних комплексів (РКК) додаткові прогнозні ресурси газу можуть досягнути 5 трлн м³. Освоєння різноманітних неантиклінальних пасток у різновікових теригенних відкладах додатково може забезпечити 0,5 трлн м³ прогнозних ресурсів газу. Прогнозовані ресурси нетрадиційного газу в надрах України можуть обчислюватися величиною понад 20 трлн м³. Прогнозні ресурси газу центральнобасейнового (ЦБ) типу в цілених колекторах досягають тільки у Східному регіоні 8,5 трлн м³. Освоєння ЦБ газу в поєднанні зі сланцевим газом є одним з пріоритетних напрямів пошуків “гібридних” родовищ вуглеводнів у найближчому майбутньому. Порівняно швидкий ефект можливо отримати від освоєння потенціалу глибоких (понад 4,5 км) і надглибоких (понад 6,1 км) горизонтів, де визначено наявність суперколекторів. Газоконденсатні родовища в таких горизонтах перебувають у стадії формування з темпами заповнення колекторів, які можна порівняти з темпами інтенсивного видобутку. Низка високодебітних глибоких і надглибоких свердловин, що пропонується до буріння в межах Полтавсько-Харківського сегмента ДДЗ, дасть змогу протягом 2–3 років забезпечити суттєве збільшення видобутку газу в Україні.

Ключові слова: ресурси, потенціал, нафтогазоносні басейни, вуглеводні, природний газ, рифогенно-карбонатні комплекси, неантиклінальні пастки, глибокі горизонти, центральнобасейновий газ, сланцевий газ, “гібридні” родовища, напрями робіт.

У 1970 р., коли провідні фахівці передікали виснаження вуглеводневого потенціалу земних надр на початку ХХІ століття, один досвідчений американський геолог, виступаючи на Міжнародному нафтовому конгресі, сказав: “Я убежден, что в будущем мы откроем столько же нефти и намного больше газа, чем открыто сегодня. Полагаю, что нам недостает лишь воображения, решительности, новых

идей и технологий”. Це пророцтво здійснюється на наших очах. Усі минулі роки оцінки світових ресурсів нафти і особливо газу неухильно зростали, а на початку ХХІ століття стрибкоподібно (крутіше, ніж за експонентою) злетіли вгору [3].

За різними оцінками на сучасний період глобальні світові ресурси природного газу перевищують 1000 трлн м³. Тільки у двох найбільших газових родовищах Світу

(Південний Парс – Північний Купол під водами Перської затоки в суміжних секторах Катару та Ірану й Іолатань у Туркменії) зосереджено понад 50 трлн м³ вільного газу. Якщо при цьому врахувати широко розрекламовані успіхи США і Канади в освоєнні величезних ресурсів сланцевого й центральнобасейнового (ЦБ) газу і, навпаки, напівсекретні досягнення в освоєнні суперта ультраглибоких (в інтервалах понад 7-6 км і понад 9,1 км) горизонтів, а також початок промислового освоєння Японією та Китаєм невичерпних ресурсів океанічного газогідратного метану, то ми прийдемо до висновку, що природний газ ще довго буде відігравати важливу, а можливо й провідну роль у світовій енергетиці.

Безумовно, такий висновок не додає оптимізму. По-перше, тому, що вуглеводневий газ – найцінніша хімічна сировина і можлива основа автотрофної цивілізації (тут загальновідома метафора

Менделєєва ще справедливіша, ніж для нафти). По-друге, це негативно позначиться на глобальній екології. Водночас природний газ як енергоносіє щодо екології – набагато менше зло, ніж вугілля, мазут, нафта, біогаз і позбавлений ризиків сучасної ядерної енергетики.

Зараз видобутком власного природного газу стурбовані навіть ті країни, які раніше цим не займалися (наприклад, Ізраїль). Україна, яка була серед піонерів і світових лідерів у сфері індустрії природного газу (газодобування, газотранспорту, спорудженні газосховищ), виявилася обабіч глобального газового тренду. Ми досі не можемо ліквідувати наслідки колапсу нашого паливно-енергетичного комплексу, що зумовлений не вигаданим виснаженням українських надр, а обвальним падінням обсягів глибокого буріння (рис. 1) і сейсмозв'язки, порочною економічною (і не тільки) політикою та іншими чин-

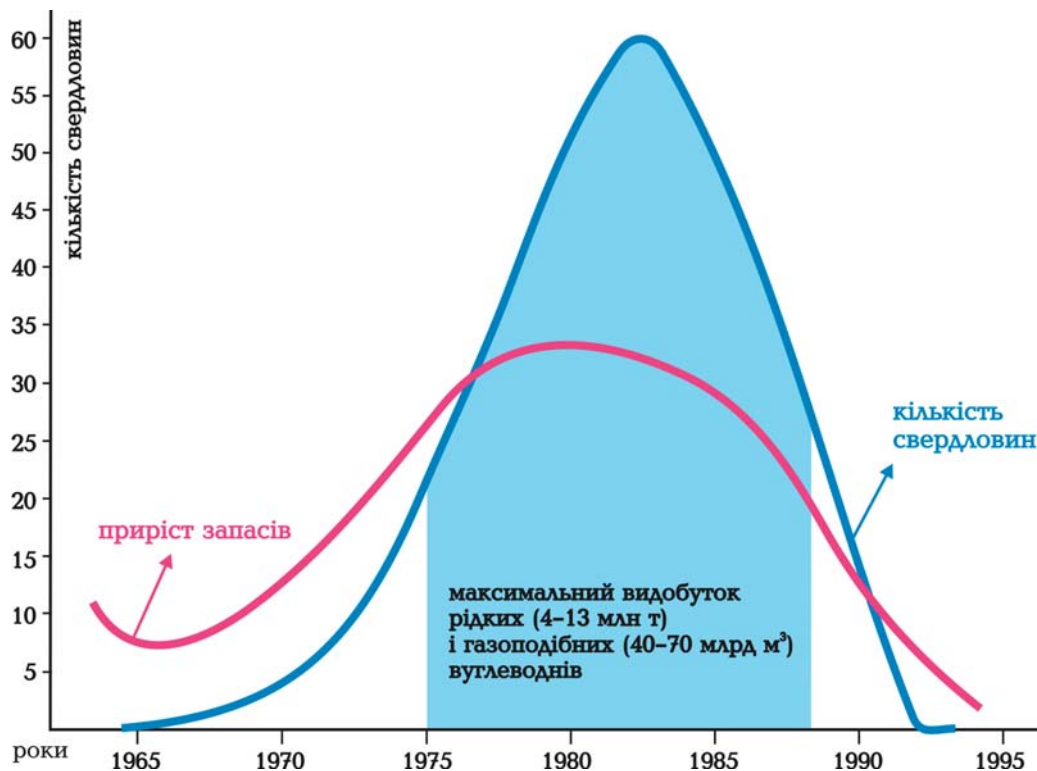


Рис. 1. Залежність між кількістю свердловин завглибшки понад 5 км і приростом запасів вуглеводнів в Україні

никами. Якби ми втрималися на початку 90-х на обсягах видобутку газу близько 30 млрд м³, то уникнули б енергетичної залежності й жили б сьогодні в іншій країні.

Які ж показники реального вуглеводнево-газового потенціалу українських надр?

Перш за все, варто зазначити, що їхній газовий потенціал набагато вищий, ніж нафтовий. З 420 родовищ України, що нині обліковують на Державному балансі, кількість суто нафтових становить менше 20 %. При цьому тенденція превалювання газу зростає. Протягом останніх п'яти років було відкрито 19 родовищ вуглеводнів: 13 – у Східному регіоні, шість – у Західному; з них дев'ять газових і газоконденсатних на Сході та п'ять газових на Заході.

З-поміж понад 300 газоконденсатних, газових і гетерофазних українських родовищ відомо кілька гігантів (Шебелинське, Західнохрестищенське, Єфремівське, Яблунівське) і ціла низка великих і середніх родовищ з високими дебітами й високоякісним газом. Більшість з них, охоплюючи й ті, що перебувають на термінальній

стадії розробки, перспективні на виявлення нових покладів (переважно в глибших горизонтах, а також у суміжних пастках) і потребують дорозвідки. Іншим першочерговим напрямом реального і швидко нарощування доведених (розвіданих) запасів є оптимізація режимів розробки для залучення до неї поряд зі звичайними ефективно-поровими колекторами так званих щільних колекторів (tight reservoirs) з малопроникною матрицею.

Повернемося до цифрових показників. Накопичений видобуток газу загалом по Україні становить близько 2 трлн м³, балансові (добувні) запаси вільного газу – близько 900 млрд м³, нерозвідані (перспективні й прогностичні) ресурси – близько 5 трлн м³.

Отже, навіть ця найдостовірніша мінімальна частина нерозвіданих ресурсів газу більше, ніж у два рази перевищує накопичений видобуток. Проте, це лише частина потенційних газових ресурсів України. А саме потенційні ресурси, структуру яких показано на діаграмі (рис. 2), і характе-

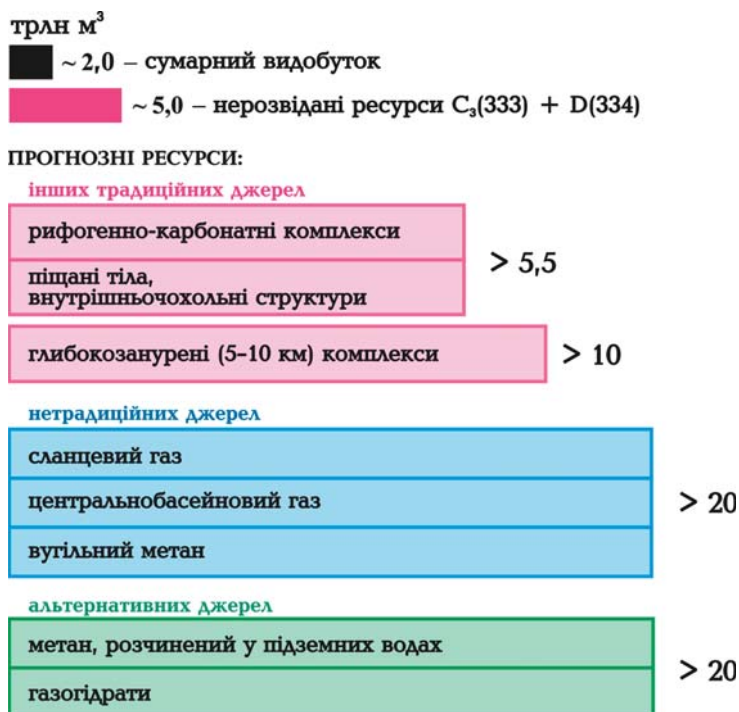


Рис. 2. Ресурси природного газу України

ризують вуглеводнево-газовий потенціал надр. Зазначені вище нерозвідані ресурси газу тією чи іншою мірою забезпечені прогнозно-пошуковими об'єктами – локальними додатними структурами (переважно з теригенно-гранулярними колекторами), з якими пов'язана більшість українських родовищ. Це вже далеко не такі чіткі антиклинальні підняття, як у минулі часи, а переважно “слабкі” пастки, але й можливості сейсміки зараз набагато вищі. Фонд таких об'єктів досить великий (загальна кількість по Україні – 780, у Східному регіоні – 416, Західному – 206, Південному – 158).

Неабиякі перспективи газонасності пов'язані з різновіковими рифогенно-карбонатними комплексами (РКК). З огляду на загальносвітові показники, зараз не тільки по нафті, але й по газу роль карбонатних колекторів не менша, ніж тери-

генних піщаних. Більше того, найбільше у світі газове родовище Південний Парс – Північний Купол приурочене до карбонатних колекторів пермотріасу.

У нафтогазоносних басейнах України карбонатні формації відіграють велику роль, їхню промислову нафтогазоносність доведено в усіх регіонах. Однак ступінь освоєння їхніх вуглеводневих ресурсів поки що невеликий (загалом менше 5%), і основна їхня частина в зазначену вище цифру (близько 5 трлн м³) нерозвіданих ресурсів не входить, оскільки в Україні склалася хибна традиція розглядати основні карбонатні формації як регіональні малопроникні товщі – “плити” (“нижньовізейська плита”, “нижньобашкирська плита” тощо). Достовірні оцінки ресурсів РКК (рис. 3), за кожним з яких виконано зональний і локальний прогнози нафто-

млрд т ум. пал.

> 0,75

Срібненський мегаатол (C_{1v1}) ДДЗ

≥ 1,50

Східний сегмент (ділянка Сорочинці-Шандрівка) південної прибортової зони і суміжного моноклінального схилу в осьовий грабен (C_{1t} – C_{1v1}) ДДЗ

≥ 0,65

Північна прибортова зона і суміжний схил в осьовий грабен (C_{1v1} і C_{2b1}) ДДЗ

≥ 0,35

Східний сегмент північного борту ДДА (C_{1v1} і C_{2b1}) з охопленням Старобільсько-Мілерівської моноклінали (C_{1t} – C_{2b1})

≥ 0,50

Облямування системи ранньопермських соленосних палеодепресій (P_{1ass}) ДДЗ

≥ 1,25

Палеозойські (S – C₁), мезозойські (J₃, K) і кайнозойські (P – N) рифогенно-карбонатні комплекси Західного й Південного регіонів

Σ прогнозні ресурси вуглеводнів

рифогенно-карбонатних комплексів нафтогазоносних регіонів України

≥ 5 млрд т ум. пал.

Рис. 3. Прогнозні ресурси вуглеводнів у деяких рифогенно-карбонатних зонах (ареалах) нафтогазонакопичення (частина ресурсів зосереджена в різновікових РКК)

газоносності. Сумарна мінімальна оцінка додаткових нерозвіданих ресурсів газу в РКК становить ще не менше 5 трлн м³. У цих комплексах можуть бути зосереджені й досить значні родовища. Це, зокрема, стосується турнейського й нижньовізейського РКК Східного регіону, що залягають у широкому діапазоні глибин. Таких пошукових об'єктів з прогнозованими запасами до 20–30 млрд м³ (рис. 4), на нашу думку, тут чимало.

Важливий самостійний напрям пов'язаний з різноманітними неантиклінальними пастками, зокрема різними фаціальними типами піщаних тіл. Як засвідчує досвід старих нафтогазоносних провінцій (Волго-Уральська, Мідконтинент та ін.), з ними пов'язана величезна кількість таких пасток, оскільки розрізи поліфаціальних теригенних формацій містять багато подібних тіл [5]. Це в основному дрібні поклади, але завдяки зв'язку з певними палеогеоморфологічними формами (палеоруслима, барами тощо) вони утворюють

закономірні угруповання, що можливо розглядати як великі єдині зони або ареали нафтогазонакопичення [5]. Прикладом такої зони є Абазівсько-Семенцівська зона газоконденсатних родовищ в умовах південного моноклінального схилу в приосьовий грабен Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) з концентрацією піщаних барів у серпуховських поліфаціальних відкладах (рис. 5).

Поряд з елементарними лінзоподібними та клиноподібними піщаними тілами в різновікових поліфаціальних комплексах українських нафтогазоносних регіонів дуже поширені набагато більші за розмірами безкореневі внутрішньо-чохольні структури – вузлові теригенні тіла, зокрема палеодельтової природи, що можуть містити неабиякі за запасами вуглеводневі, зокрема, газоконденсатні поклади [9].

Загалом 0,5 млрд од. ум. палива (півтрильйона кубічних метрів газу) – це мінімальна оцінка прогнозних ресурсів у різ-

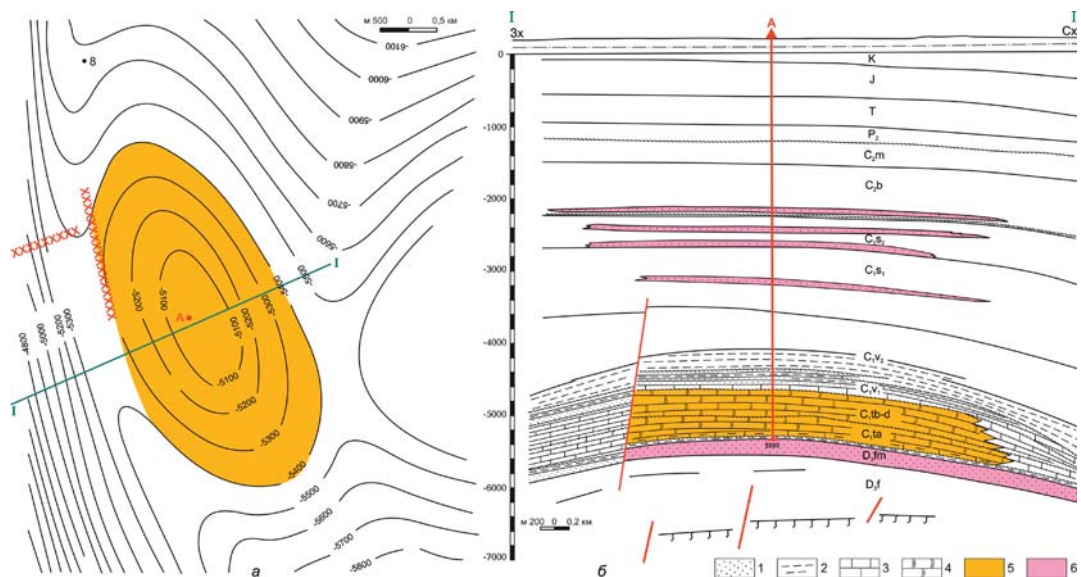


Рис. 4. Велике прогнозне газоконденсатне родовище в одному з турнейських рифів ДДЗ (за О. Ю. Лукіним, М. В. Щукінін):

а) структурна карта покрівлі турнейського РКК; б) геологічний розріз по лінії I – I.

1 – пісковики; 2 – аргіліти; 3 – депресійні вапняки; 4 – рифогенні карбонати; 5 – прогнозний газоконденсатний поклад; 6 – прогнозні поклади вуглеводнів

новікових теригенних відкладах нафтогазоносних регіонів України.

Усе вищезазначене – цілком традиційні для світової практики, але не зовсім звичні для України напрями геологорозвідувальних робіт (ГРР), з якими пов'язані значні перспективи. Разом з тим Україна володіє суттєвими перспективами освоєння нетрадиційних (ЦБ газ, сланцевий газ, вугільний метан) та альтернативних (зокрема, метан, розчинений у підземних водах) джерел природного газу. Нафтогазоносні регіони України, перш за все,

Дніпровсько-Донецький, у перспективі є невичерпним джерелом нетрадиційного природного газу, причому тут досить щільно пов'язані сланцевий і ЦБ газ (газ щільних, точніше, малопроникних, теригенних колекторів) [6, 7].

Однак для України не прийнятний (з економічних та екологічних причин) північноамериканський досвід екстенсивної (з бурінням тисяч свердловин, масовим фрекінгом, використанням у технічних цілях величезних обсягів води) розробки таких родовищ, як Барнет, Марцеллус та ін.

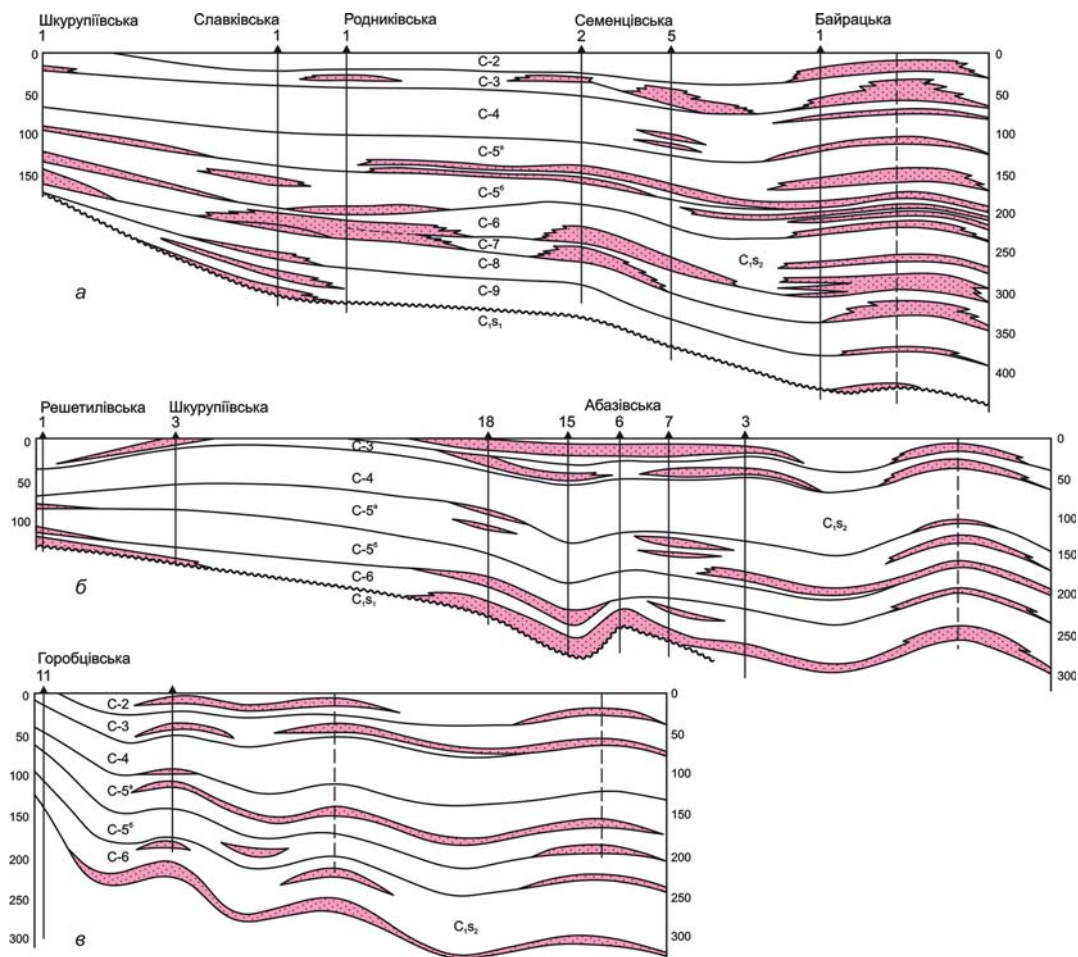


Рис. 5. Літолого-палеогеологічні розрізи верхньосарматовського нафтогазоносного комплексу (горизонти С-6 – С-2) Семенцівсько-Абазівсько-Житниківсько-Мачуської зони (за О. Ю. Лукіним, В. Т. Кривошеєвим):

а) 1-Шкурупіївська – 1-Байрацька; б) 1-Решетилівська – 6-Абазівська; в) Горобці – Судіївка

Ми маємо йти своїм шляхом, і тут доцільно повернутися до наших старих, запропонованих задовго до горезвісного газосланцевого буму, рекомендацій. Ось потужний ареал візейських газоносних (їхню високу газонасиченість і термальну зрілість доведено як лабораторними, так і промисловими даними) чорних сланців у ДДЗ (рис. 6). У них залягають ефективно-порові піщані колектори, з якими пов'язані газоконденсатні поклади низки родовищ, зокрема великого Рудівсько-Червонозаводського (рис. 7). Розроблення подібних родовищ цієї зони можна й потрібно проводити таким чином, щоб поряд з вільним газом з піщаних колекторів добувати газ із умісних сланців.

Освоєння так званих “гібридних” родовищ у найближчому майбутньому стане чи не найважливішим напрямом нафтогазодобування. До них у перспективі можна зарахувати й численні нафтові родовища Бориславсько-Покутської зони Західного регіону, в яких традиційні нафтові поклади в піщаних колекторах, за нашими уявленнями, можуть сполучатися з газоносними менілітовими сланцями [7].

Зрозуміло, що розроблення “гібридних” родовищ потребує застосування спрямованого (похилого, горизонтального) буріння та фрекінгу, але зовсім в інших масштабах, ніж освоєння вищезгаданих величезних газосланцевих плів у Північноамериканських басейнах.

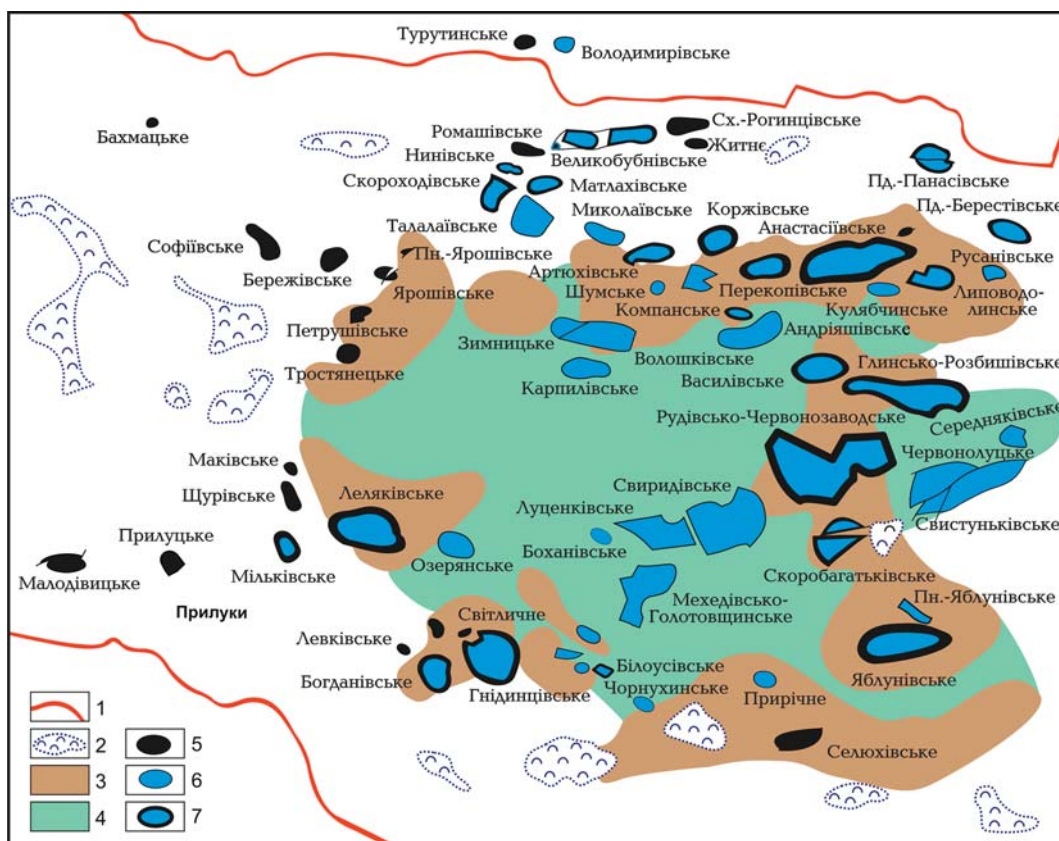


Рис. 6. Срібненський ареал газоносності чорних сланців рудівських шарів (C_{1v_2} , XII м. ф. г.)
 1 – крайові порушення; 2 – соляні штоки; 3 – рифогенно-карбонатні зони; 4 – ареал сланцевої газоносності; родовища: 5 – нафтові, 6 – газові, газоконденсатні, 7 – нафтогазоконденсатні

Загалом прогнозовані ресурси нетрадиційного газу в надрах України дуже великі (понад 20 трлн м³). Тільки вперше офіційно підраховані прогнозні ресурси газу ЦБ типу у Східному регіоні сягають 8,5 трлн м³ (до глибини 4,5 км) з коефіцієнтом вилучення 0,3 [10]. До того ж, ідеться про ресурси, що відновлюються. Субстратом сланцевого й ЦБ-газу є породи, які в катагенезі гідрофобізуються нафтовими вуглеводнями, що включає “капілярний насос”, який “накачує” вуглеводні з різних джерел [4]. Саме в місцях інтенсивного вуглеводневого “накачування” виникає інтенсивна хаотична тріщинуватість (такі ділянки отримали назву “sweet spots” на слензі американських фахівців).

Власне, до “гібридних” родовищ (покладів) зараховуються й майже всі глибокі продуктивні горизонти, оскільки вторинні колектори характеризуються істотною мінливістю фільтраційних властивостей, і ефективно-порові колектори поєднуються

тут з щільними колекторами (tight reservoirs). З цих причин для отримання високих стійких дебітів газу потрібно застосовувати технологію буріння з горизонтальним закінченням стовбура, що вже стає загальноприйнятною практикою, а також фрекінг та інші методи інтенсифікації припливів.

Отже, надра України характеризуються досить диференційованою вуглеводневою системою із суттєвим газовим потенціалом, освоєння якого має здійснюватися цілою низкою напрямів ГРП. На жаль, упродовж останніх 25 років сталося не тільки обвальне падіння обсягів глибокого буріння та сейсморозвідки, але й був повністю розбалансований геологорозвідувальний процес. У нинішній ситуації потрібно зосередити основні зусилля на такому напрямі, який може дати порівняно швидкий, але довготривалий ефект. Як уже зазначалося [8], ми бачимо такий, на перший погляд, парадоксальний (з огляду на стан нашої економіки) вихід в освоєн-

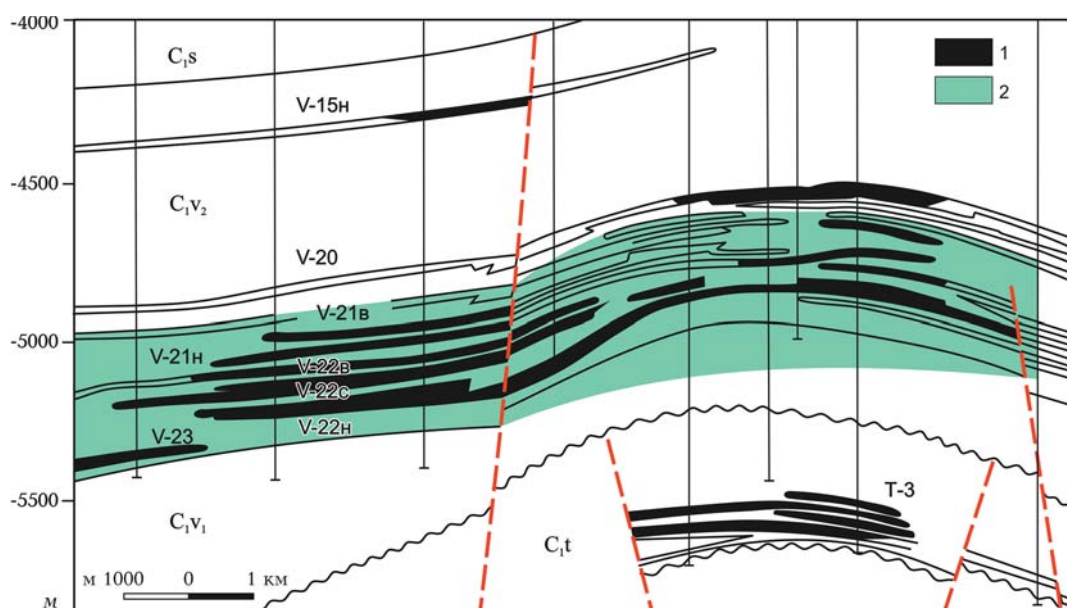


Рис. 7. Рудівсько-Червонозаводське нафтогазоконденсатне родовище (центральна частина ДДЗ) як можливий об’єкт сумісної розробки вільного та сланцевого газу (інтервал продуктивних горизонтів В-23 – В-21в)

1 – нафтогазоконденсатні поклади в пісковиках; 2 – газоносні чорні сланці (black shales ХІІа м. ф. г.)

ні вуглеводневого потенціалу великих глибин. Свого часу саме великі (понад 4,5–5,0 км) глибини врятували українську геологорозвідувальну та нафтогазодобувну галузі. Більше того, завдяки цьому на пряму видобуток газу в Україні в 1970-ті роки досяг 68–70 млрд м³.

Перехід на глибші горизонти є природним шляхом еволюції ГРП на нафту й газ. У світовій практиці об'єкти, які зосереджені в надрах нижче 4,5 км (15 000 футів), розглядаються як глибокі горизонти; нижче 6,1 км (20 000 футів) – надглибокі; нижче 7,6 км (25 000 футів) – суперглибокі; нижче 9,1 км (30 000 футів) – ультраглибокі. Теоретична межа промислової нафтогазоносності сягає понад 10 км.

Вуглеводневий ресурсний потенціал нафтогазоносних регіонів України оцінено до глибини 7 км. Ураховуючи позитивні результати глибинного буріння у Східному регіоні останнім часом, очевидно, що назріла нагальна потреба збільшення глибинності прогностичної оцінки ресурсної бази ВВ уже до 8 км з огляду на технічну можливість буріння в Україні суперглибоких свердловин.

Без перебільшення, грандіозні успіхи України в освоєнні глибоких горизонтів (відкриття в центральній частині ДДЗ 46 родовищ, 110 газоконденсатних, газових і нафтогазових покладів, які містяться на глибинах понад 5 км) мали величезне значення для сучасного етапу дослідження великих і надвеликих глибин у Світі. Саме тут найповніше вивчили закономірності формування вторинних колекторів з різними проявами розуцільнення кварцито-пісковиків, вапняків та інших дуже міцних щільних порід (рис. 8). З них на низці родовищ отримали високі (нерідко мільйонні) стійкі дебіти газу, виявили наявність суперколекторів – інтервалів інтенсивної відкритої тріщинуватості й квернозності в зонах сучасних тектонічних напруг. Нещодавно такі продуктивні суперколектори (їхньою ознакою є розпадання ядра надзвичайно міцних порід на тонкі пластинки з примазками конденсату й легкої нафти) виявили на одному з найглибших газоконденсатних родовищ Полтавської області завглибшки понад 6,5 км. За низкою критеріїв такі інтервали дуже поширені на глибинах 5–7 км

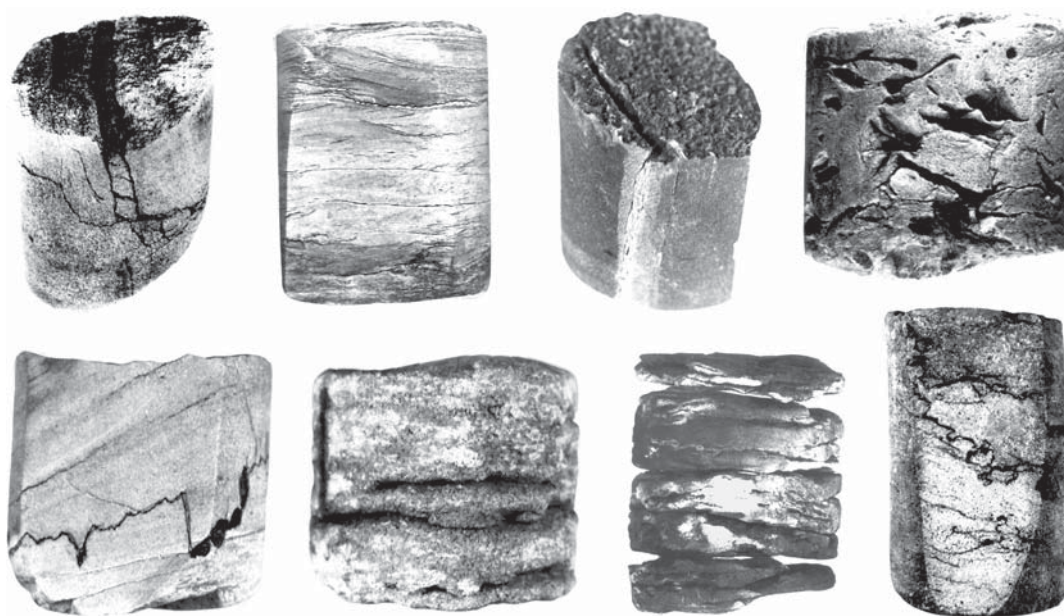


Рис. 8. Різноманітні прояви розуцільнення порід – формування вторинних колекторів нафти й газу на глибинах понад 5 км у нижньому карбоні Дніпровсько-Донецької западини

і більше. Приурочені до них газоконденсатні родовища за комплексом геотермобаричних, гідрогеологічних, ізотопно-геохімічних показників перебувають у стадії формування, причому з такими темпами заповнення, які можна порівняти з темпами інтенсивного видобутку [8].

У Полтавсько-Харківському сегменті ДДЗ, розміщеному над апікальною частиною Дніпровсько-Донецького мантійного суперплюму (сучасні науки про Землю розглядають їх як висхідні потоки глибинних флюїдів і відводять їм особливу роль у формуванні нафтогазоносних басейнів), зосереджені розвідані запаси та основні прогнозні ресурси нижнього карбону – головного нафтогазоносного поверху Східного регіону України. Тут можна пробурити цілу низку високодебітних глибоких та надглибоких свердловин і протягом 2–3 років забезпечити істотно збільшення видобутку газу [3].

Звичайно, ми не можемо собі зараз дозволити, як у минулі часи, бурити глибокі непродуктивні або низькодебітні свердловини. Але у сучасний період, з одного боку, різко зросли можливості сейсмозвідки, різних геофізичних і геохімічних прямопошукових методів, а з іншого – з'явилися перспективні технології інтенсифікації припливів. Варто також урахувати, що порівняно з 1970–1980-ми роками у Світі різко зросла швидкість проходки глибоких і надглибоких свердловин, інформативність каротажу, з'явилися нові технології розкриття глибоких горизонтів, які останнім часом успішно застосовують у ДДЗ на глибинах понад 6 км.

Потрібно відзначити різке зростання наукоємності освоєння вуглеводневого потенціалу земних надр. Незважаючи на цілеспрямоване руйнування геологорозвідувальної та нафтогазодобувної галузей, в Україні ще збереглися фахівці (геологи, геофізики, промисловики), які можуть здійснювати прогнозування пошуково-розвідувальних об'єктів, науковий супровід глибокого буріння, проектування розробки надглибоких продуктивних горизонтів.

Успішне освоєння вуглеводневого потенціалу великих глибин, зокрема дороз-

відка родовищ у межах Полтавсько-Харківського сегмента ДДЗ, де розміщується газовий полюс України [1], має кардинально підвищити видобуток газу і забезпечити перехід до планомірного проведення ГРП за усіма зазначеними напрямками.

За рахунок залучення до промислового освоєння ресурсного потенціалу природного газу за окресленими напрямками нафтогазоносні регіони України отримають “друге дихання”, що дасть змогу реально прироцувати запаси ВВ промислових категорій найближчим часом і нарощувати їх у довгостроковій перспективі.

Отже, забезпечення України власним природним газом до 2020 р. цілком реальне, але за умови усунення загальновідомих негативних чинників.

ЛІТЕРАТУРА

1. *Гошовський С. В., Красножон М. Д., Лукін О. Ю., Пригаріна Т. М.* Харківський сегмент Дніпровсько-Донецької западини – ареал інтенсивного газонакопичення// *Мінеральні ресурси України.* – 2006. – № 3. – С. 37–42.
2. *Закономерности размещения и прогнозирования значительных скоплений нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине/ Н. И. Евдошук, Б. П. Кабышев, Т. М. Пригарина, Д. И. Чупрынин, З. П. Шевякова – К.: Наукова думка, 1998. – 208 с.*
3. *Лукин А. Е.* Обеспечение Украины собственным природным газом: проблемные аспекты//*Вестник НАН Украины.* – 2014. – № 9. – С. 16–22.
4. *Лукин А. Е.* О природе и перспективах газонасности низкопроницаемых пород осадочной оболочки Земли//*Доповіді НАН України.* – 2011. – № 3. – С. 114–123.
5. *Лукин А. Е.* Перспективы поисков неантиклинальных залежей нефти и газа в ДДВ//*Сов. геология.* – 1976. – № 8. – С. 14–25.
6. *Лукин А. Е.* Перспективы сланцевой газонасности Днепровско-Донецкого авлакогена//*Геол. журнал.* – 2011. – № 1. – С. 21–41.
7. *Лукин А. Е.* Сланцевый газ и перспективы его добычи в Украине. Статья 2. Черносланцевые комплексы Украины и перспективы их газонасности в Вольно-Подолли и Северо-Западном Причерноморье// *Геол. журнал.* 2010. – № 4. – С. 7–24.

8. *Лукин А. Е.* Углеводородный потенциал больших глубин и перспективы его освоения в Украине//*Геофиз. журнал.* – 2014. – № 4. – Т. 36. – С. 3–22.

9. *Лукин А. Е., Кривошеев В. Т., Ларченков А. Я.* Нефтегазоносные структуры, связанные с узловыми песчаными телами//*Сов. геология.* – 1987. – № 10. – С. 39–45.

10. *Пригарина Т. М., Кабишев Б. П., Кабишев Ю. Б., Маринченко О. М., Сtryzhak В. П.* Перша кількісна оцінка прогнозних ресурсів нетрадиційних скупчень газу центральнобасейнового типу//*Мінеральні ресурси України.* – 2003. – № 4. – С. 25–28.

REFERENCES

1. *Goshovskyi S. V., Krasnozhan M. D., Lukin O. Yu., Prygarina T. M.* Kharkiv Segment of the Dnieper-Donets Basin as a natural habitat for intensive gas accumulation//*Mineralni resursy Ukrainy.* – 2006. – № 3. – P. 37–42. (In Ukrainian).

2. Distribution regularities and large oil and gas deposits prediction in the Dnieper-Donets Basin//*N. I. Yevdoshchuk, B. P. Kabyshev, T. M. Prygarina, D. I. Chuprynin, Z. P. Shevyakova* – Kyiv: Naukova dumka, 1998. – 208 p. (In Russian).

3. *Lukin A. E.* Providing of Ukraine of the own natural gas: the problem aspects//*Vestnik NAN Ukrainy.* – 2014. – № 9. – P. 16–22. (In Russian).

4. *Lukin A. E.* About origin and gas-bearing prospects of the low-permeability rocks

of Earth sedimentary cover//*Dopovidi NAN Ukrainy.* – 2011. – № 3. – P. 114–123. (In Russian).

5. *Lukin A. E.* The prospects of the non-anticline oil and gas deposits prospecting in the DDB//*Sov. geologiya.* – 1976. – № 8. – P. 14–25. (In Russian).

6. *Lukin A. E.* The prospects of shale gas-bearing of the Dnieper-Donets avlacogene//*Geolog. zhurnal.* – 2011. – № 1. – P. 21–41. (In Russian).

7. *Lukin A. E.* Shale gas and prospects of its production in Ukraine. Paper 2. Black-shale complexes of Ukraine and prospects of its gas-bearing in Volyno-Podoliya and North-Western Near-Black Sea//*Geolog. zhurnal.* – 2010. – № 4. – P. 7–24. (In Russian).

8. *Lukin A. E.* Hydrocarbon potential of big depths and prospects of its mastering in Ukraine//*Geofiz. zhurnal.* – 2014. – № 4. – Vol. 36. – P. 3–22. (In Russian).

9. *Lukin A. E., Krivosheev V. T., Larchenkov A. Ya.* Oil-and-gas-bearing structures associated with the node sand bodies//*Sov. geologiya.* – 1987. – № 10. – P. 39–45. (In Russian).

10. *Prygarina T. M., Kabyshev B. P., Kabyshev Yu. B., Marinchenko O. M., Stryzhak V. P.* The first quantitative estimation of prognosis resources for the unconventional central-basin gas deposits//*Mineralni resursy Ukrainy.* – 2003. – № 4. – P. 25–28. (In Ukrainian).

Рукопис отримано 26.02.2018.

А. Е. Лукин, Украинский государственный геологоразведочный институт, lukin_alexander@ukr.net, ORCID-0000-0003-4844-1617,

Т. М. Пригарина, Консалтинговый центр Украинского государственного геологоразведочного института, prig55@ukr.net, ORCID-0000-0002-0256-9319

ГАЗОВЫЙ ПОТЕНЦИАЛ НЕДР УКРАИНЫ И ПУТИ ЕГО ОСВОЕНИЯ

В статье очерчен круг проблем, касающихся кардинального наращивания углеводородного ресурсного потенциала недр Украины и путей повышения добычи газа, учитываемая современные приоритеты. Неразведанные ресурсы (классы 333+334, категории С3+Д) природного газа в традиционных коллекторах нефтегазоносных регионов Украины достигают порядка 5 трлн м³ согласно минимальной оценке, подсчитанной по общепринятой методике. За счет интенсивного освоения рифогенно-карбонатных комплексов (РКК) дополнительные прогнозные ресурсы газа могут достичь 5 трлн м³. Освоение разнообразных неантиклинальных ловушек в разновозрастных терригенных отложениях дополнительно может обеспечить 0,5 трлн м³ прогнозных ресурсов газа. Прогнозируемые ресурсы нетрадиционного газа в недрах Украины могут исчисляться величиной свыше 20 трлн м³. Прогнозные ресурсы газа центральнобасейнового (ЦБ) типа в

плотных коллекторах достигают только в Восточном регионе 8,5 трлн м³. Освоение ЦБ газа совместно со сланцевым газом является одним из приоритетных направлений поисков “гибридных” месторождений углеводородов в ближайшем будущем. Сравнительно быстрый эффект можно получить от освоения потенциала глубоких (свыше 4,5 км) и сверхглубоких (свыше 6,1 км) горизонтов, где установлено наличие суперколлекторов. Газоконденсатные месторождения в таких горизонтах находятся в стадии формирования с темпами заполнения коллекторов, сравнимых с темпами интенсивной добычи. Серия высокодебитных глубоких и сверхглубоких скважин, предлагаемых к бурению в пределах Полтавско-Харьковского сегмента ДДВ, позволит в 2–3-летний период обеспечить существенное увеличение добычи газа в Украине.

Ключевые слова: ресурсы, потенциал, нефтегазоносные бассейны, углеводороды, природный газ, рифогенно-карбонатные комплексы, неантиклинальные ловушки, глубокие горизонты, центральнобассейновый газ, сланцевый газ, “гибридные” месторождения, направления работ.

O. Yu. Lukin, Ukrainian State Geological Research Institute, lukin_alexander@ukr.net, ORCID-0000-0003-4844-1617,

T. M. Prygarina, Consulting Center of Ukrainian State Geological Research Institute, prig55@ukr.net, ORCID-0000-0002-0256-9319

NATURAL GAS POTENTIAL OF UKRAINE ENTRAILS AND TRENDS FOR ITS DEVELOPMENT

The circle problems touching the cardinal increase of hydrocarbon resources entrails potential of Ukraine and trends for increase of gas recovery taking into account the modern priorities is outlined in the article. Undiscovered resources (class 333+334, categories C3+D) of natural gas in traditional reservoirs of oil-and-gas-bearing Ukraine Regions are arrived near 5 trillions м³ according to minimum estimation calculated on the generally accepted method. The additional predicted natural gas resources can arrive at 5 trillions м³ due to intensive mastering of reef-carbonaceous complexes (RCC). Non-anticline traps mastering of the different age terrigene deposits presented sand bodies different types (paleochannels, bars, clinoforms et al) can arrive of 0,5 trillions м³ of predicted natural gas resources additionally. The Regions of Ukraine have a great prospects in respect for mastering of unconventional (central-basin – CB – gas, shale gas, coalbed methane) and alternative natural gas sources. In the Ukraine entrails the speculative unconventional gas resources can be calculated a size above 20 trillions м³. Predicted CB gas resources of tight reservoirs only in Eastern Region are arrived of 8,5 trillions м³ with the recovery factor of 0,28. One of the priority trends of prospecting “hybrid” hydrocarbon fields in near future is the CB gas development jointly with shale gas timed in the Eastern Region to the thickness strata of Visean black shales. The similar objects in the Western Region can be widespread at the Boryslav-Pokutska zone where traditional oil deposits in sandy reservoirs unite with gas-bearing menilite shale. Practically all deep commercial horizons can be taken to “hybrid” fields as epigenetic reservoirs are characterized the capacity-filtration changeability and effective-porous reservoirs united here with tight reservoirs. On these reasons for the getting of high constant rate of gas production it is necessary to apply horizontal drilling technology and freking and other methods of stimulating. Comparatively rapid effect can be got from the development of potential of deep (above 4,5 km) and super-deep (above 6,1 km) horizons where a presence super-reservoirs (the intervals of intensive open fracturing and rock cavities within the zones of modern tectonic stress) are determined. Gas-condensate fields of such horizons on the complex of geothermobaric, hydrogeological and isotopic-geochemical indexes are in the stage of forming with rates of reservoirs filling are comparable with rates of intensive production. Certain amount high-flow the deep and super-deep wells offered to the drilling within limits of the DDB Poltava-Kharkiv Segment will allow in a 2–3th-years period to provide a substantial increase gas production in Ukraine.

Keywords: resources, potential, oil-and-gas-bearing basin, hydrocarbons, natural gas, reef-carbonaceous complexes, non-anticline traps, deep horizons, central-basin gas, shale gas, “hybrid” fields, trends of work.