

doi: <https://doi.org/10.15407/dopovidi2018.07.064>

УДК 553.98

О.Ю. Лукін, академік НАН України

Інститут геологічних наук НАН України, Київ

E-mail: chv_ukrdgri@ukr.net

Освоєння гібридних родовищ — перспективний напрям газовидобування

XXI ст. в енергетичному відношенні має стати етапом переходу від епохи конкуруючих енергоносіїв (вугілля, нафта та нафтопродукти, газ, уран тощо) до ери невичерпної дешевої екологічно чистої енергії (“термояд”, воднева енергетика?). Особливу роль на цьому етапі має відігравати природний газ-метан, ресурси якого в світлі сучасних уявлень невичерпні. Але це потребує значного збільшення об’ємів газовидобування, що, в свою чергу, вимагає кардинального підвищення ефективності геологорозвідувальних робіт та нових методів розробки родовищ. Зокрема, великі перспективи варто пов’язувати з гібридними родовищами, які поєднують запаси вільного газу з газоносністю щільних порід (сланцевий та центральnobасейновий газ). До цієї категорії слід віднести багато різних типів нафтових, газоконденсатних, газових, а також гетерофазних родовищ, що суттєво змінює ідеологію та методологію їх освоєння. Для України, газовий потенціал якої набагато вищий, ніж нафтовий, це має особливе значення.

Ключові слова: природний газ, вуглеводневий потенціал надр, гібридні родовища.

Поточне століття, на думку багатьох ведучих експертів, має бути віком газу. Саме природний газ-метан має стати основним енергоносієм перехідного етапу між багатоджерельною (вугілля, нафта та нафтопродукти, газ, уран тощо) енергетичною епохою і ерою невичерпної, дешевої, екологічно чистої енергії (“термояд”, воднева енергетика?) [1]. Це потребує значного збільшення об’ємів газовидобування, що, в свою чергу, вимагає кардинального підвищення ефективності геологорозвідувальних робіт та вдосконалення методики розробки родовищ. Тому різко зростає значення наукових досліджень закономірностей природного газонакопичення, інакше на людство чекає “енергетична безвихідь” [1, с. 7]. Це повною мірою стосується нового напрямку освоєння вуглеводневого потенціалу земних надр, що пов’язане з пошуками, розвідкою та особливо з розробкою гібридних вуглеводнево-газових родовищ. У цій роботі мова йде про такі родовища, що можуть (і повинні) слугувати комбінованими джерелами вільного (газові або газоконденсатні поклади в ефективно-пористих колекторах) і так званого щільного газу (tight-reservoirs — саме таку дещо професійно-сленгову назву в США отримав центральnobасейновий і сланцевий газ). Це не виключає можливості й більш широкого трактування цього терміну, як взагалі парагенезу різних типів нафтидів, оскільки фазово-геохімічна гібридність — це риса, що іманентна нафтидогенезу. Діапазон її

© О.Ю. Лукін, 2018

варіює від скупчень мальт і важких нафт у парагенезі із сухим метановим газом і нафтових покладів з підвищеним газовим фактором до вільно-газово-газогідратних систем. Можливо, в подальшому доцільно визначити різні типи гібридних родовищ, розробити їх генетичну та промислово-геологічну класифікацію. Але наразі слід конкретизувати і обмежити це важливе поняття.

Вуглеводнево-газова система осадової оболонки (точніше — вулканогенно-осадової стратисфери) Землі, як вже відзначалося [2], характеризується сполученням декількох взаємопов'язаних генетичних (і відповідно — промислово-геологічних) типів газонасиченості:

- скупчення вільного газу в стані суцільної фази в ефективно-пористих колекторах;
- дискретний газ, що диспергований і оклюдований в породах з малопроникною матрицею — центральнобасейновий і сланцевий газ, а також вугільний метан;
- метан, що розчинений у підземних та (при)поверхневих водах;
- газогідратний метан.

Про глобальний взаємозв'язок вказаних типів природної газонасиченості свідчать як промислово-геологічні та каротажні дані, так і результати геохімічних (хімічний склад газу; ізотопний склад вуглецю, водню, сірки, азоту, гелію), а також гідрогеологічних та геотермобаричних досліджень. Сказане перш за все стосується здавалося б цілком традиційних нафтових, газоконденсатних, газових і гетерофазних родовищ. Їх нетрадиційна газонасиченість пов'язана з двома різними, але часто-густо взаємозалежними факторами. Перший з них притаманний переважній більшості родовищ. Він пов'язаний з накачуванням газу в гідрофобізовані породи природного резервуару [2, 3]. *[На відміну від закордонних фахівців з нафтогазової геології, що під терміном “reservoirs” розуміють ефективно-пористі колектори, його вітчизняне трактування більш широке і включає покришки, хибні покришки, підложки та хибні підложки [4]. З точки зору визначення природи гібридних родовищ та вдосконалення їх розробки таке трактування має безсумнівну перевагу.]*

Нетрадиційна газонасиченість звичайних родовищ пов'язана з літологічно різноманітними літомами, що залягають між колектором і покришкою, колектором і підложкою. Вони чітко виділяються за даними стандартного, газового і механічного каротажу завдяки підвищеним опорам газонасиченості та різкому збільшенню швидкості проходки. Їх специфіка обумовлена не тільки (і не стільки) седиментологічними факторами (далеко не завжди спостерігається поступовий перехід від глини до пісковика через алевроліти і алевро-глинисті породи), але перш за все гідрофобізацією [4].

Загальновідома велика роль капілярного тиску ($P_{\text{кап}}$) і змочування пористих середовищ при дво-трифазній фільтрації, формуванні звичайних покладів у традиційних колекторах і їх розробці. У гідрофільному пористому середовищі капілярний тиск перешкоджає переміщенню вуглеводнів (ВВ) з крупнозернистих (крупнопорових) порід у дрібнозернисті (дрібнопорові), а в гідрофобному — навпаки [3]. Для нетрадиційних форм нафтогазонасиченості і насамперед для газу, диспергованого в малопроникних породах (сланцевий і центральнобасейновий газ, вугільний метан), зазначені фактори (капілярний тиск, змочуваність мікропорових середовищ) стають домінуючими [2]. Поряд з автохтонними ВВ природний капілярний насос накачує газ з різних джерел у гідрофобізовані чорні сланці, товщі тонкого перешарування і вугленосні відклади. При цьому інтенсивність даного процесу за інших близьких умов визначається ступенем гідрофобізації. Завдяки цьому виникає нерівномірне

газонасичення і, відповідно, різна газовіддача окремих літом та їх ділянок (аж до мікроблоків, що особливо характерно для вугільних пластів). При цьому слід врахувати глибокий взаємозв'язок між ступенем гідрофобності (величина кута змочування та інші показники) і (мікро)тріщинуватістю [5]. З одного боку, чим вища гідрофобність, тим, відповідно до ефекту Ребіндера, нижча міцність породи. З іншого — нагнітання ВВ і насамперед метану в нерівномірно гідрофобізоване (мікро)пористе середовище саме по собі є чинником (мікро)тріщиноутворення [5].

Гідрофобізація порід, що вміщують вуглеводневе макроскупчення, є широко розповсюдженим явищем. Вона зумовлена насамперед адсорбцією смолисто-асфальтенових речовин, що утворюються в процесі висхідної міграції ВВ та їх окислення в результаті взаємодії з поровими водами. Ступінь цієї гідрофобізації варіює в широких межах і залежить від конкретних геологічних і гідрогеологічних умов нафтогазонакопичення. При цьому наявність перехідних літологічних різниць між колектором і покришкою не обов'язкова. Однак і при їх відсутності суміжні з покладом породи набувають рис перехідних літом (хибних покришок і підложок) саме внаслідок гідрофобізації, що виявляється в зниженні міцності порід, підвищених електричних опорах, а також часто (але не завжди) — у високій урановій радіоактивності та інших каротажних показниках. Головною ж універсальною їх ознакою (при варіаціях товщин від перших метрів до перших сотень метрів) є підвищена газонасиченість за даними газометричних досліджень.

Саме вторинна гідрофобність зумовлює появу низки промислово-геофізичних і геохімічних аномалій в інтервалі, що відповідає хибній покришці. По-перше, завдяки згаданому ефекту Ребіндера (зниження міцнісних властивостей твердих тіл і композитів, у тому числі породних мінеральних агрегатів внаслідок адсорбції поверхнево-активних речовин) і появі мікротріщинуватості, обумовленої інтенсивним “накачуванням” ВВ у гідрофобну малопроникну породу, як уже зазначалося, різко зростає швидкість проходки свердловини. По-друге, підвищена фільтраційно-дифузійна проникність гідрофобних порід по відношенню до нафтових і газових ВВ, потік яких екранується справжньою покришкою (гідрофільні пластичні глини і вторинно-сметтитизовані аргіліти, кам'яна сіль, пелітоморфні глинисті вапняки тощо), в поєднанні з їх водотривкістю сприяють аномально підвищеному вмісту газу в малопроникних породах.

Тут варто згадати про другий фактор накопичення “щільного газу” в традиційних родовищах, який пов'язаний з розуцільненням порід внаслідок накачування газу в резервуар, що екранується покришками з високими газотривкими властивостями. В цьому відношенні яскравим прикладом є Шебелинське родовище (рис. 1).

Його гігантський масивно-пластовий газоконденсатний поклад об'єднує 14 продуктивних горизонтів [6], 13 з них приурочені до піщаних пластів араукаристової світи верхнього карбону і картамиської світи нижньої перми. Крім того, промислова газонасиченість пов'язана з нижнім ангідритовим горизонтом микитівської світи, де вторинними колекторами є теригенні породи, глини (в процесі багаторічної розробки за ними, як і за глинистими прошарками масивнопластового резервуару, закріпилася назва “газові глини”), вапняки, доломіти і ангідрити. Він має ознаки часткової автономності й тому розглядається деякими фахівцями як самостійний великий газовий поклад. Проте його колектори, в порівнянні з пісковиками нижчезалягаючих продуктивних горизонтів, характеризуються переважно

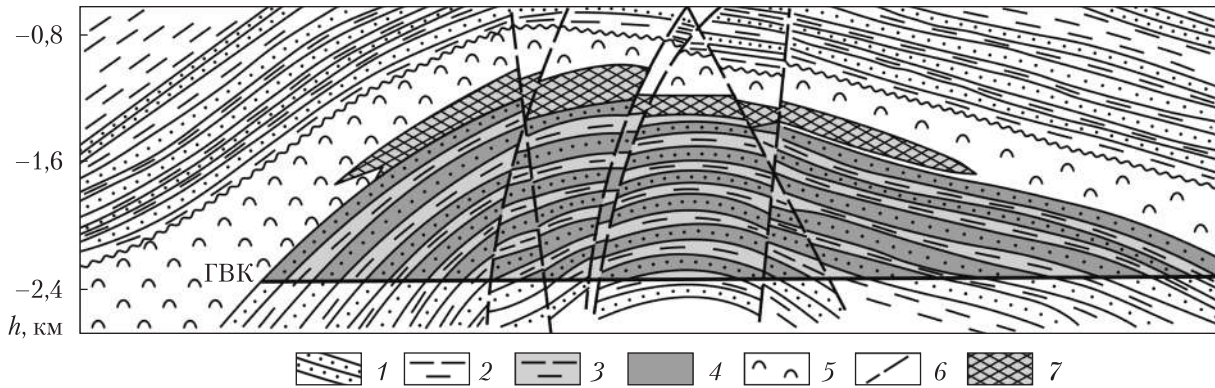


Рис. 1. Шебелінське газоконденсатне родовище (за І.С. Романовичем): 1 — пісковики; 2 — глини; 3 — “газові глини”; 4 — газонасні горизонти; 5 — сіль; 6 — розривні порушення; 7 — теригенно-карбонатно-сульфатна газонасна товща (нижній ангідритовий горизонт)

низькою газопроникністю. Для ангідритів її значення зростають від 0,01 до 27,0 мД (в середньому 1,6), вапняків — від 0,1 до 30 (6,8), доломіту — від 0,02 до 30, глинистих порід — від 0 до 11,2 (0,8), алевролітів і пісковиків — від 0,1 до 200 мД [6]. При цьому породи з відносно підвищеними фільтраційно-ємнісними властивостями становлять незначну частину від товщини і тим більше обсягу нижнього ангідритового горизонту, який можна розглядати як хибну покривку між піщаними колекторами картамиської — араукаритової світ та істинною соляною покривкою [4]. Однак завдяки поєднанню високих газотривких властивостей солі на глибині понад 2 км, великому початковому пластовому тиску і в цілому жорстким (судячи з низки мінералого-геохімічних показників, характеру тріщинуватості і кавернозності) геотермодинамічним умовам у процесі формування гігантського газоконденсатного покладу відбувалося флюїдодинамічне розущільнення первісно щільних глинистих і хомогенних порід. При цьому весь зазначений, у цілому переважно малопроникний літостратон (верхи картамиської — нижня частина микитівської світ), характеризується високою газонасиченістю (потужність газонасиченої теригенно-глинисто-карбонатно-сульфатної товщі до 120 м).

Отже, Шебелінське родовище є яскравим прикладом перетворення так званої хибної покривки в промислово-газонасний резервуар. Тут слід підкреслити важливість формаційного фактору — приуроченість продуктивного інтервалу до міжформаційного переходу (вугленосно-строкатокольорові фаціальні-циклічні — червонокольорові — евалоритові відклади).

Особливо цікавими з точки зору комплексного освоєння традиційних і нетрадиційних джерел газу є родовища, що обумовлені сполученням ефективно-порових теригенних і (або) карбонатних колекторів з гідрокарбонатними (чорні сланці, доманікоїди тощо). Це, зокрема, відклади відносно глибоководних водойм евксинського типу, які характеризуються різноманітними генетичними типами піщаних тіл авандельтового, донно-течієвого (контурити) генезису, а також турбідитами та їх фенами.

Найважливішим атрибутом депресійних гідрокарбонатних, зокрема евксинітових, формацій є різноманітні складнобудовані вузлові теригенні акумулятивні форми

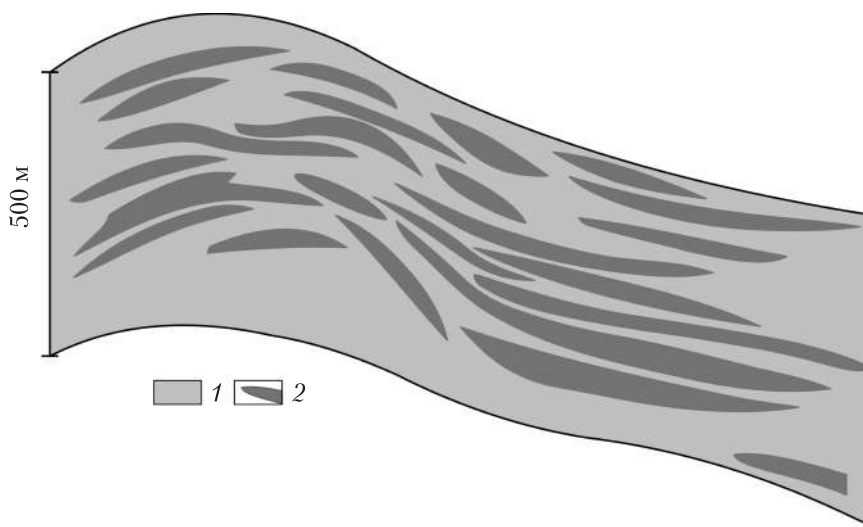


Рис. 2. Приклад гібридного газового родовища в нижньокам'яновугільних відкладах центральної частини Дніпровсько-Донецької западини. 1 – поклади вільного газу в ефективно-пористих алевро-піщаних колекторах; 2 – газоносні гідрокарбонателіти та ритміти (“щільний газ”)

(ВТАФ), вперше виділені автором [7] як самостійні і специфічні за “лускатою” будовою генетичного типу відклади, а потім виявлені на часових розрізах палеозою Дніпровсько-Донецької западини та в інших регіонах (Тімано-Печорська провінція, Західний Сибір, Азово-Чорноморський регіон) [8]. ВТАФ являють собою різноманітні за розмірами і ефективним обсягом літологічно гетерогенні літоми, що формуються в процесі осадження теригенного матеріалу внаслідок зниження швидкості і транспортуючої здатності потоку (річка, підводна течія, турбідний потік тощо), який розтікається при впадінні у “відстійний басейн” різної природи – естуарій, лагуну, морську затоку, мулову западину або більш велику морську депресійну область, а також при біфуркації (піщані острови у великих річкових системах, протоки в наземних дельтах і т. п.). Це асоціація елементарних акумулятивних тіл з різними седиментаційними і петрофізичними характеристиками. Тому при всьому фаціальному (гідрологічному, геоморфологічному) різноманітті ВТАФ мають низку загальних особливостей будови. Елементарні піщані тіла асоціюють з алевролітами і ритмітами. Широко розвинені тонко і мікрошаруваті градаційно-шаруваті текстури з реогліфами та більш крупними проявами підводного зсуву, оскільки вони зазвичай локалізуються на схилах (палео) депресій (рис. 2).

Таким чином, ВТАФ – це гетерогенні резервуари, утворені сполученням ефективно-порових і щільних (tight reservoirs) колекторів, що необхідно враховувати під час розробки пов'язаних з ними родовищ. Серед останніх повинні переважати газоконденсатні і газові. Типовими прикладами таких ВТАФ, контролюючих значні за запасами газоконденсатні поклади, є Руденківське, Семенцівсько-Абазівське, а також Рудівське та інші родовища Дніпровсько-Донецької западини в моноклінально залягаючих різновікових нижньокам'яновугільних відкладах.

ВТАФ є найбільш сприятливим субстратом для формування гібридних родовищ. Пов'язані з ними безкореневі поховані псевдоантиклінальні структури нерідко більш сприятливі

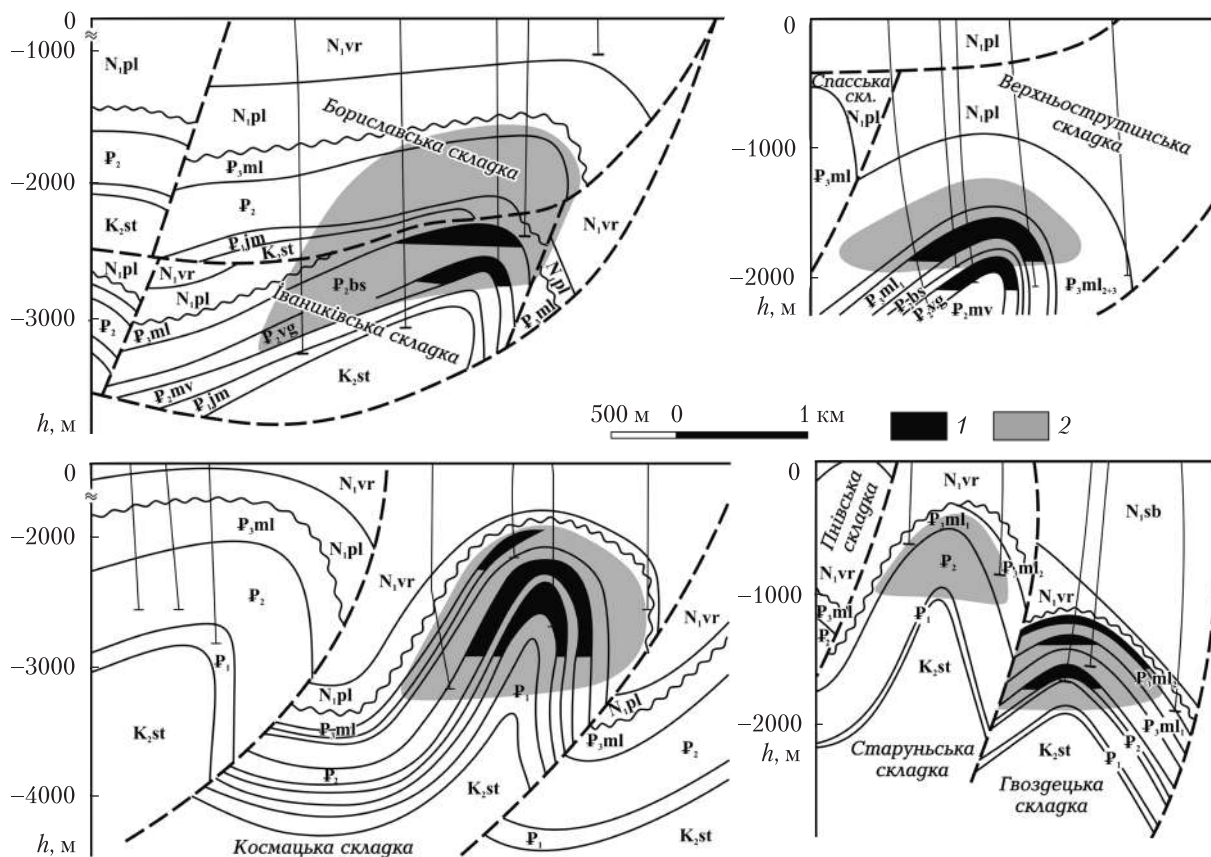


Рис. 3. Ймовірно гібридний характер родовищ з нафтовими покладями в менілітовій світі Бориславсько-Покутської зони Карпатського регіону. 1 — нафтові поклади (за [6]); 2 — ймовірна газоносність (“щільний газ”) (за О.Ю. Лукінім)

як пастки нафти і газу, ніж типові постседиментаційно-плікативні антиклінали, особливо якщо вони залягають в гідрокарбонатних формаціях в інтервалі катагенетичної зональності МК₁-АК. Як вже відзначалося [2], у вказаному інтервалі чорні сланці (гідрокарбонатні) тією чи іншою мірою гідрофобізовані, фактором чого є “мікронафта” (в розумінні М.Б. Вассоевича). Це “включає капілярний насос” [2, с. 112], і починається перманентне накачування метану з різних джерел як у гідрокарбонатну низькопористу матрицю, так і в зони (ареали) інтенсивної тріщинуватості, підвищеної піскуватості і тому подібні сегменти. За останніми на слензі американських спеціалістів з освоєння сланцевого та центральнобасейнового газу закріпилася назва “sweet spots”. Особливо інтенсивно здійснюється процес цього накачування в таких резервуарах, в яких піщані колектори асоціюють з алевролітами і ритмітами зі зниженими фільтраційно-ємнісними властивостями матриці і водночас з підвищеною гідрофобністю, що, зокрема, відбивається на каротажних характеристиках (підвищена гамма-активність, високі опори тощо).

Як вже відзначалося [4], багато відомих родовищ України можуть розглядатися як гібридні.

У Східному регіоні це насамперед угруповання великих газоконденсатних родовищ в нижньопермсько-верхньокам'яновугільних відкладах (Шебелинське, Західно-Хрестищенське, Єфремівське, Мелехівське, Медмедівське, Кеґичівське та ін.) і численні родовища з покладами в нижньому карбоні відповідно південно-східної та центральної частини Дніпровсько-Донецької западини.

У Західному регіоні до гібридних можна віднести як низку газових родовищ нижнього сармату Більче-Волицької зони (велика роль піщано-алевро-глинистих ритмітів — типового літологічного субстрату “щільного газу” в парагенезі з численними покладами вільного газу) та багатьох нафтових родовищ у палеогені Бориславсько-Покутської зони. Для такого нафтогазоносного комплексу, як менілітова світа, численні нафтові поклади в піщаних літомах мають поєднуватися зі сланцевою газоносністю (рис. 3).

Отже, освоєння гібридних родовищ має стати у найближчому майбутньому одним з найважливіших напрямів нафтогазовидобування. Це вимагає застосування спрямованого (нахиленого, горизонтального) буріння та фрекінгу, але зовсім в інших масштабах, ніж це мало місце під час освоєння сланцевого та центральнобасейнового газу в Північній Америці. Комбінована розробка гібридних родовищ дасть змогу значно підвищити обсяги газовидобування.

ЦИТОВАНА ЛІТЕРАТУРА

1. Маргулов Г. Мир уже вступил в эпоху метана. Москва: МТЭА, 2006. 57 с.
2. Лукин А.Е. О природе и перспективах газоносности низкопроницаемых пород осадочной оболочки Земли. *Допов. Нац. акад. наук Укр.* 2011. № 3. С. 114–123.
3. Большаков Ю.Я. Капиллярно-экранированные залежи нефти и газа. Новосибирск: Наука, 1989. 127 с.
4. Лукин А.Е. Ложные покрышки нефтяных и газовых залежей — потенциальный источник природного газа. *Геол. журн.* 2011. № 4. С. 7–16.
5. Лукин А.Е. О природе трещиноватости нефтегазоносных коллекторов с плотной матрицей. *Допов. Нац. акад. наук Укр.* 2015. № 6. С. 114–122.
6. Атлас родовищ нафти і газу України. В 6 т. Львів, 1998.
7. Лукин А.Е., Кривошеев В.Т., Ларченков А.Я. Нефтегазоносные структуры, связанные с узловыми песчаными телами. *Сов. геология.* 1987. № 10. С. 39–45.
8. Лукин А.Е. Литогеодинамические факторы нефтегазоаккумуляции в авлакогенных бассейнах. Киев: Наук. думка, 1997. 224 с.

Надійшло до редакції 27.03.2018

REFERENCES

1. Margulov, G. (2006). The world has entered into the era of methane. Moscow: MTEA (in Russian).
2. Lukin, A. E. (2011). On the nature and perspectives of the presence of gas in low-permeable rocks of the Earth sedimentary cover. *Dopov. Nac. akad. nauk Ukr.*, No. 3, pp. 114-123 (in Russian).
3. Bolshakov, Yu. Ya. (1989). Capillar-screened pools of oil and gas. Novosibirsk: Nauka (in Russian).
4. Lukin, A. E. (2011). False seals of oil-and-gas pools — the potential unconventional source of gas. *Geolog. J.*, No. 4, pp. 7-16 (in Russian).
5. Lukin, A. E. (2015). On the nature of the fracturing of petroliferous rocks-reservoirs with low-permeable matrix. *Dopov. Nac. akad. nauk Ukr.*, No. 6, pp. 114-122 (in Russian).
6. Atlas of oil and gas fields of Ukraine. (1998). In 6 vol. Lviv.
7. Lukin, A. E., Krivosheev, V. T. & Larchenkov, A. Ya. (1987). Oil and gas bearing structures associated with nodal sand bodies. *Sov. geologiya*, No. 10, pp. 39-45 (in Russian).
8. Lukin, A. E. (1997). Lithogeodynamic factors of oil-gas-accumulation in aulacogene basins. Kiev: Naukova Dumka (in Russian).

Received 27.03.2018

А.Е. Лукин

Институт геологических наук НАН Украины, Киев
E-mail: chv_ukrdgri@ukr.net

ОСВОЕНИЕ ГИБРИДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ — ПЕРСПЕКТИВНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ ГАЗОДОБЫЧИ

XXI ст. в энергетическом отношении должно стать этапом перехода от эпохи конкурирующих энергоносителей (уголь, нефть и нефтепродукты, газ, уран и т. д.) к эре неисчерпаемой дешевой экологически чистой энергии (“термояд”, водородная энергетика?). Особую роль на этом этапе должен играть природный газ — метан, ресурсы которого в свете современных представлений неисчерпаемы. Но это предусматривает значительное увеличение объемов газодобычи, что, в свою очередь, требует кардинального повышения эффективности геологоразведочных работ и новых методов разработки месторождений. В частности, большие перспективы стоит связывать с гибридными месторождениями, которые сочетают запасы свободного газа с газоносностью плотных пород (сланцевый и центральнобассейновый газ). К этой категории следует отнести много различных типов нефтяных, газоконденсатных, газовых, а также гетерофазных месторождений, что существенно меняет идеологию и методологию их освоения. Для Украины, газовый потенциал которой намного выше, чем нефтяной, это имеет особое значение.

Ключевые слова: природный газ, углеводородный потенциал недр, гибридные месторождения.

А.Е. Лукин

Institute of Geological Sciences of the NAS of Ukraine, Kiev
E-mail: chv_ukrdgri@ukr.net

DEVELOPMENT OF HYBRID FIELDS — PROSPECTIVE TREND OF NATURAL GAS RECOVERY

The XXI century should become the transition stage between the epoch of competing energy-carriers (coal, oil and oil products, gas, uranium, etc.) to the era of unexhaustible cheap ecologically nonpolluting energy sources (thermonuclear or hydrogen energetics?). Natural gas methane — with its unexhaustible resources — will be of crucial importance on this stage. However, it calls for increasing the volumes of the gas recovery that, in its turn, requires the cardinal increasing of the efficiency of prospecting-exploratory works and new methods of fields development. Specifically great prospects ought to be connected with hybrid fields that combine traditional and non-traditional (tight reservoir gas) gas resources. Many different types of oil, gas-condensate, gas, and hetero-phase fields (pools) fall in this category. So, the ideology and methodology of development of such fields should be radically altered. This is of special significance for Ukraine, whose gas potential is much higher as compared with oil.

Keywords: natural gas, hydrocarbon potential of bowels, hybrid deposits.