

УДК 550.3.4:551.7:552.1.5;553.981(533.7)

Г.О. Кашуба¹, І.В. Карпенко¹, В.Г. Колісніченко¹, Б.І. Лелик²

ВЕРХНЬОКАМ'ЯНОВУГІЛЬНІ ТА НИЖНЬОПЕРМСЬКІ АНТИКЛІНАЛИ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ ЯК ПОТЕНЦІЙНІ РЕЗЕРВУАРИ ГАЗУ УЩІЛЬНЕНИХ ПОРІД

G.O. Kashuba, I.V. Karpenko, V.G. Kolisnichenko, B.I. Lelyk

UPPER CARBONIFEROUS AND LOWER PERMIAN ANTICLINES OF DNIEPER-DONETS DEPRESSION AS POTENTIAL TIGHT GAS RESERVOIRS

Основні перспективи з постановки тематичних та пошукових робіт на нетрадиційні джерела газу (неконвенційного) пов'язуються з потенційними резервуарами газу ущільнених порід, приурочених до верхньокам'яновугільних та нижньопермських антикліналей Дніпровсько-Донецької западини. За результатами досліджень обґрунтовуються умови знаходження покладів газу в цих структурах, які відносяться на даний час до неперспективних. Визначені ролі підстеляючої (газогенеруючої) та перекриваючої (екрануючої) товщ. Обґрунтовані шляхи міграції газу в умовах діючих родовищ та їх вплив на корегування запасів у часі. Наданий перелік прогнозно-перспективних об'єктів для постановки тематичних та пошукових робіт на вуглеводні ущільнених порід.
Ключові слова: газ ущільнених порід, міграція газу, родовища, Дніпровсько-Донецька западина.

The main aspects for outlining the thematic studies and the scope of exploration of unconventional gas sources deal with potential tight gas reservoirs in Upper Carboniferous and Lower Permian anticlines of Dnieper-Donets Depression. Based on the study's results, there is provided grounding for presence of gas deposits in the structures that are currently considered to be lacking prospects. Described the role of underlying (gas producing) and overlying (cap) rocks. Explained the ways of gas migration within producing fields and their effect on reserves adjustment in time. Provided the list of potential prospective zones for outlining the thematic studies and the scope of exploration of tight hydrocarbons.

Keywords: tight gas, gas migration, field, Dnieper-Donets Depression.

ВСТУП

Світові тенденції видобутку вуглеводнів свідчать, що резерви з їх реального нарощування запасів лежать у площині вивчення та освоєння нетрадиційної ресурсної бази.

Зростаюча увага до пошуків нетрадиційних джерел газу (неконвенційного) у межах Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) потребує більш чіткого визначення можливих типів покладів та їх резервуарів, а головне – встановлення геологічних умов їх залягання та діагностичних ознак присутності вуглеводнів (ВВ).

Метою даних досліджень є вивчення можливості розширення напрямів пошукових робіт для нарощування запасів ВВ у колекторах ущільнених порід ДДЗ.

Завдання нашого дослідження – визначити ролі перекриваючої (екрануючої) та підстеляючої газогенеруючої товщ із урахуванням фізичної міграції газу в ущільнених породах ДДЗ та на їх базі оцінити та надати перелік прогнозно-перспективних об'єктів для постановки тематичних, а в перспективі – пошукових робіт на предмет вивчення ВВ в ущільнених породах.

МАТЕРІАЛИ ТА МЕТОДИ

Збільшена кількість запасів газу, видобутого із Шелінського та Кегичівського родовищ, та його не-

відповідність первинним оцінкам дає підстави для пошуку додаткових резервуарів ВВ, якими можуть бути ущільнені породи верхньокам'яновугільних та нижньопермських антикліналей. З метою апробації даних припущень авторами проведено детальний аналіз фізичних складових міграційної здатності газу у різних типах резервуарів з їх літолого-фаціальними особливостями, врахуванням екрануючих властивостей покриваючих соляних товщ та характеристик підстеляючих товщ колекторів, аналіз розломно-блокової тектоніки, потужностей та специфічних умов седиментації газогенеруючих формацій. Крім цього, були взяті до уваги геофізичні дослідження та аналіз термометрії окремих свердловин у різні періоди експлуатації родовищ, удосконалена методика підрахунку запасів газу. Робота базується як на результатах власних досліджень, проведених авторами, так і на аналізі опублікованих даних.

РЕЗУЛЬТАТИ ТА ЇХ ОБГОВОРЕННЯ

Якщо пошукова проблематика стосовно покладів сланцевого газу та метану вугільних пластів на даний час інтенсивно розробляється (Газоносність, 2010; Жикаляк, 2010; Лукін, 2010, 2011; Вакарчук та ін., 2012; Михайлов та ін., 2011; Рудько та ін., 2013), то не менш актуальною є проблема освоєння покладів газу з ущільнених

колекторів (Федишин, 2005; Загороднюк, Кашуба, 2011), яка найчастіше не розглядається в якості самостійної або свідомо подається як деяке доповнення чи відгалуження від проблеми сланцевого газу чи метану вугільних пластів.

Підтвердженням викладеного є таке: всі названі поклади ВВ, які можуть знаходитись в різних типах природних резервуарів, у тому числі в ущільнених породах, як правило, дослідниками приурочені до материнських (газогенеруючих) товщ (Газоносность..., 2010; Євдошук та ін., 1998; Лукін, 2010), обсяги яких в осадовому комплексі відносно невеликі. При цьому ігнорується більш поширене і значуще за величиною потенційних запасів явище заповнення антиклиналей в потужних малопроникних негенеруючих товщах вторинним (мігруючим) газом. Власне останній проблемі і присвячене дане дослідження.

Деякі терміни та визначення. Історично склалося так, що природний вуглеводневий газ розділяють за типами резервуарів (Газоносность..., 2010; Жикаляк, 2010; Лукін, 2010, 2011; Вакарчук та ін., 2012; Михайлов та ін., 2011; Загороднюк, Кашуба, 2011). Згідно з таким розподілом ВВ поділяють на: 1) вільний газ, який знаходиться у достатньо проникних та пористих породах (класична порода – колектор); 2) блокований газ, що скупчується внаслідок компресії в поровому просторі слабопроникних алевролітів і пісковиків (*tight gas* (газ ущільнених порід)); 3) зв'язаний газ, адсорбований та абсорбований у вугільних пластах (*coalbed methane*) та такий, що накопичується в результаті сорбування і компресії в сланцевих породах (*shale gas*).

Вільний газ у природному заляганні гірської породи – це газ, який при розкритті газовміщуючого пласта свердловиною починає мігрувати в бік свердловини, при будь-якому зменшенні пластового тиску в останній. Як правило, вільний газ міститься в поровому або ж порово-тріщинному просторі пласта і його міграційна здатність залежить виключно від фільтраційних властивостей породи (коефіцієнта проникності), яка, загалом, зростає із збільшенням пористості.

Блокований газ у природному заляганні гірської породи – це газ, міграція якого в бік свердловини відбувається тільки при створенні градієнта пластового тиску, достатнього для подолання капілярних сил протидії в колекторному просторі пласта. Оскільки у поровому просторі пласта проникність породи визначається капілярними силами протидії міграції, а переборення останніх

забезпечується штучно створюваним градієнтом пластового тиску, то інтенсивність міграції блокованого газу залежить від величини градієнта пластового тиску, загалом зростаючи із збільшенням останнього.

Зв'язаний газ у природному заляганні гірської породи – це газ, міграція якого в бік свердловини відбувається тільки при створенні градієнта пластового тиску, достатнього для подолання молекулярних сил притягання, при знаходженні газу в адсорбованому чи абсорбованому стані. Міграція газу починається при досягненні градієнтом пластового тиску критичного значення коефіцієнта десорбції, і в подальшому її інтенсивність визначається величиною його перепаду.

Для міграції блокованого і, особливо, зв'язаного газу у свердловину в промислових обсягах градієнта пластового тиску, у природному заляганні пластів, недостатньо. Винятком є блокований газ за умов наявності великої площі контакту ущільнених пластів з добре проникними колекторами (Федишин, 2005; Загороднюк, Кашуба, 2011).

Ущільнені породи (у нафтогазопромисловому розумінні) – це породи з низькими значеннями показників колекторських властивостей, насамперед проникної здатності, яка не забезпечує міграцію газу в бік свердловини при незначному зниженні пластового тиску.

Для ущільненої породи фазова проникність газу, при низьких значеннях пористості, дорівнює нулю чи близька до нуля (рис. 1). І лише при досягненні коефіцієнтом пористості певного граничного значення ($K_n^{гп}$) (аналог – критичне значення коефіцієнта десорбції для сорбованого газу) коефіцієнт проникності стає відмінним від нуля і в подальшому зростає із збільшенням пористості. Якщо розглядати зіставлення коефіцієнтів відкритої та ефективної пористості (рис. 2), то воно чітко ілюструє, що до певного значення коефіцієнта відкритої пористості ефективна пористість, тобто вільний флюїд у порах, відсутня. Починаючи з якогось значення відкритої пористості ($K_n^{гп.аб.}$) у порах породи з'являється вільний флюїд, який ще блокується капілярними силами. Тобто, до певного (граничного) значення пористості ($K_n^{гп}$) газ у породі знаходиться в блокованому капілярними силами стані (коефіцієнт проникності для газу близький до нуля), після подолання граничного значення – у вільному.

При цьому при малій проникності породи в залежності від літолого-фаціальних особливостей осадоначинення та подальших діагенетичних перетворень

її граничне значення пористості може характеризуватись як малою, так і більшою величиною.

Типи резервуарів газу в ущільнених породах. Якщо для традиційних пісковиків-колекторів характерним є наявність відкритих пор, то пори в ущільнених пісковиках розподілені дуже нерівномірно, не утворюють єдиного порового простору і з'єднуються лише вузькими капілярами. Це зумовлює їх низьку проникність і, як наслідок, газ блокується капілярними силами.

Найчастіше родовища газу ущільнених порід розміщуються в породах з переважно низькою пористістю і дуже низькою проникністю. Вважається, що дренавання газу при видобуванні відбувається виключно тріщинами, утвореними як природною системою тріщин або штучно в результаті гідравлічної стимуляції.

При цьому виділяють два типи резервуарів ВВ. Для першого типу резервуарів газу ущільнених порід вміщуючі породи виконують функцію як материнської породи, так і породи-колектора. Пластиколектори розміщені в газогенеруючій товщі між пластами сланцевих порід чи вугільних пластів. Сумарно ці товщі можуть мати дуже великі запаси, хоча і низький коефіцієнт видобутку газу. Порівняно із запасами сорбованого газу в сланцях чи вугіллі запаси газу в колекторному просторі ущільнених вміщуючих порід можуть бути значно меншими, але мають досить високий коефіцієнт його вилучення. Видобуток газу із таких газовмісних порід можливий супутньо або завчасно до видобутку вугілля чи сланцю із використанням технологій, що базуються на ефектах розущільнення або гравітаційного розвантаження масиву.

Другий тип резервуарів газу ущільнених порід – це антиклінальні структури, газ у які потрапляє унаслідок вертикальної міграції із розміщених нижче, але зруйнованих постседиментаційною тектонікою родовищ газу в генеруючих материнських товщах порід. Прикладом заповнення ущільнених порід вторинним газом у результаті руйнування процесом галогенезу чи постседиментаційною блоковою тектонікою первинних покладів у нижньокам'яновугільних відкладах, на нашу думку, можна вважати поклади ВВ в антиклінальних пастках верхів верхньокам'яновугільних та нижньопермських відкладів ДДЗ.

Варто зазначити, що необов'язковість приурочення родовища газу ущільнених порід другого типу до газогенеруючої верстви може розглядатися як аргумент на користь віднесення даного типу резервуарів до самостійних, а відповідно –

до окремого напрямку пошукових робіт. Більше того, як буде показано нижче, цей напрям обіцяє суттєвий приріст запасів газу в ДДЗ.

Нижньопермські антиклінали – як резервуари газу ущільнених порід. Одним із таких прикладів резервуарів газу ущільнених порід може слугувати Шебелинське родовище (Загороднюк, Кашуба, 2011). Антиклінальна пастка ВВ цього родовища заповнена практично на 100%, що є свідченням вторинного походження газу із зруйнованих постседиментаційним тектоногенезом покладів у генеруючих відкладах нижнього карбону (Євдошук та ін., 1998). У свій час, підраховані первинні видобувні запаси газу родовища з колекторів пористістю понад 12% склали приблизно 150-170 млрд

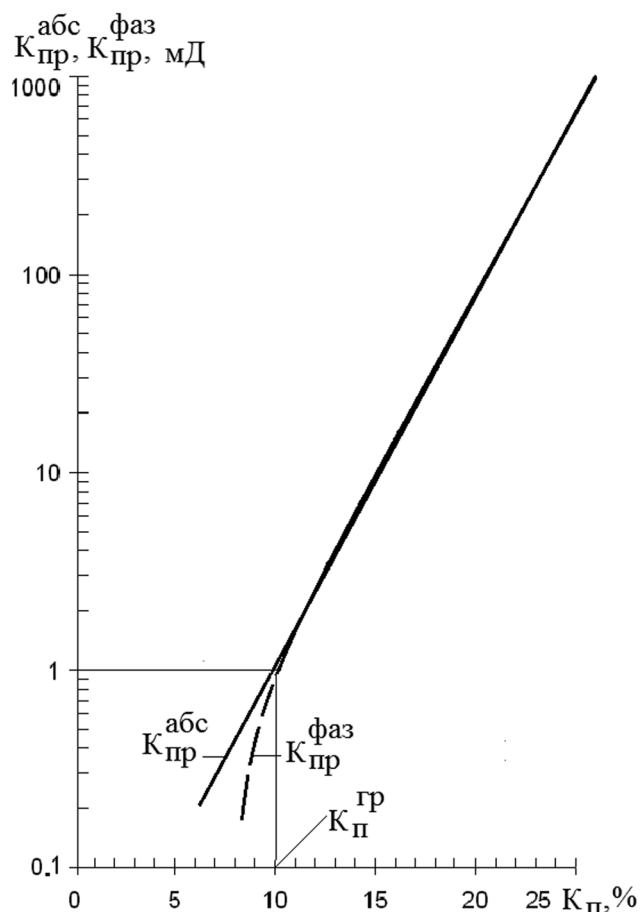


Рис. 1. Зіставлення коефіцієнтів відкритої пористості та абсолютної і фазової проникностей.

(K_n , $K_n^{гр}$ – коефіцієнти відкритої та граничної пористостей, відповідно; $K_{пр}^{абс}$, $K_{пр}^{фаз}$ – коефіцієнти абсолютної та фазової проникностей відповідно).

Fig. 1. Open porosity coefficient to coefficients of total and effective permeability

(K_n , $K_n^{гр}$ – coefficients of open porosity and porosity cut-off, $K_{пр}^{абс}$, $K_{пр}^{фаз}$ – coefficients of total permeability and effective permeability).

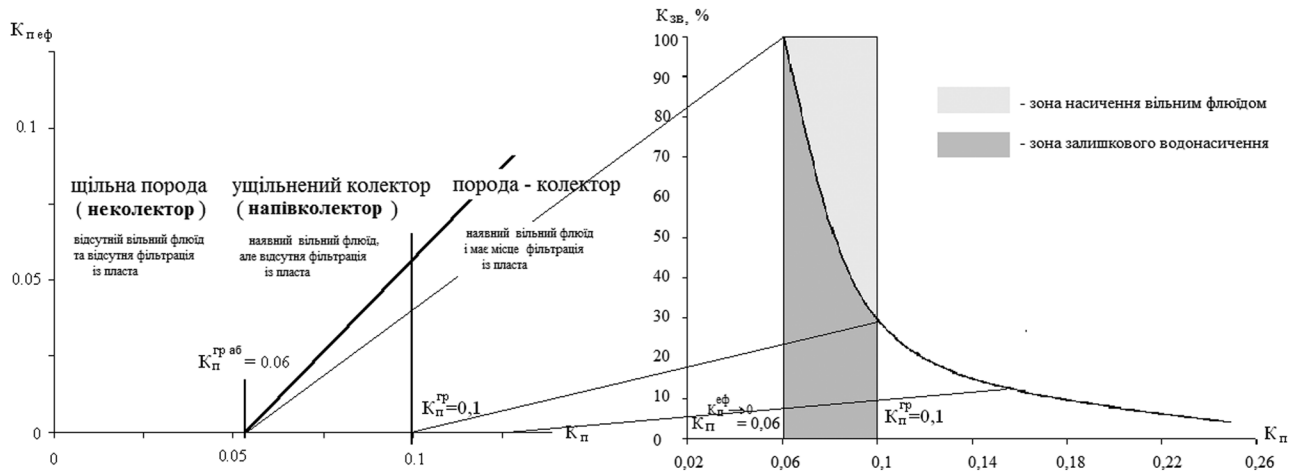


Рис. 2. Зіставлення коефіцієнтів відкритої та ефективної пористостей (ліворуч); коефіцієнтів відкритої пористості та залишкового водонасичення (праворуч).

(K_n , $K_{n\text{эф}}$, $K_n^{\text{гр}}$, $K_n^{\text{гр а6}}$ – коефіцієнти відкритої, ефективної, граничної та абсолютно граничної пористостей відповідно, $K_{зв}$ – коефіцієнт залишкового водонасичення).

Fig. 2. Comparison of open and effective porosity coefficients (left); open porosity and residual water content (right).

(K_n , $K_{n\text{эф}}$, $K_n^{\text{гр}}$, $K_n^{\text{гр а6}}$ – open porosity, effective porosity, porosity cutoff and total limit porosity; $K_{зв}$ – coefficient of residual water content).

м³. На сьогодні видобуто близько 700 млрд м³. Логічно припустити, що суттєва частка видобутого газу в 550 млрд м³ знаходилася в колекторах з пористістю менше 12%. Через пониження пластового тиску в процесі експлуатації основних (традиційних) пластів-колекторів газ з ущільнених порід перетікав у традиційні пласти-колектори, які в даному разі виконували роль провідників газу, тобто роль, яку виконують канали наведеної проникності при використанні технології гідророзриву при експлуатації родовищ газу ущільнених порід.

На підтвердження висловленого припущення про важливу роль газу ущільнених пісковиків у запасах Шебелинського родовища наведемо дані з роботи (Іванюта та ін., 1998). Відзначається, що характерною особливістю розробки родовища є збільшення з часом обсягів відбору газу на одиницю зниження пластового тиску: «Якщо в початковий період (1956-1971 рр.) відбір газу на 1 МПа зниження тиску становив у середньому 22,6 млрд м³, то в 1972-1988 рр. він зріс до 35,9 млрд м³, а на останньому етапі досяг 158,4 млрд м³. Така закономірність пояснюється в основному поступовим збільшенням дренажних запасів газу ... за рахунок залучення до експлуатації пластів з низькими фільтраційно-ємнісними властивостями (ФЄВ) після зниження тиску в єдиному масивно-пластовому резервуарі».

Другим подібним прикладом додаткового видобутку газу з ущільнених порід може бути Кеگیчівське ГКР. Так, представлені у 1972 р. до захис-

ту в ДКЗ СРСР початкові запаси газу були оцінені об'ємним методом в 17 449 млн м³ за категоріями А+В+С, але прийняті та затверджені балансові запаси в обсязі 14000 млн м³, нараховані за методом матеріального балансу. Станом на 01.01.1998 р. об'єм видобутого газу з масивно-пластового покладу (МПП) картамиських відкладів нижньої пермі та араукаристової товщі верхнього карбону перевищив цю цифру при падінні початкового тиску в середньому на 50% (30,5 МПа до 10 МПа) у високопродуктивних зонах і 20 МПа – в слабодренованих з погіршеними колекторськими властивостями. Вивчення динаміки падіння пластової енергії в МПП переконливо свідчить, що в його надрах зберігається ще значна кількість ресурсів. Виконані авторами у 1999 р. додаткові дослідження дозволили вдосконалити методику підрахунку запасів, що збільшило газонасичені товщини колекторів у 1,5-1,6 раза та середню пористість на 1,5% (склала 13,3%). При значеннях $K_n^{\text{гр}} \geq 9\%$ та вмісту пелітової фракції $S_{\text{пел}} \leq 35\%$ піщано-алевролітові колектори МПП були віднесені до кондиційних. Найбільш високими значеннями ФЄВ характеризуються породиколектори південної присклепінної частини структури, де середні значення пористості (K_n) становлять 16-20%, а абсолютна проникність змінюється від 0,15 до 50 мД, а інколи до 188 мД. До цієї частини покладу віднесена основна промислова газонасиченість родовища. В напрямку до західної, північної та південної перикліналей структу-

ри спостерігається не тільки погіршення ФЄВ порід покладу, але і значне зменшення їх продуктивності.

Така літолого-фаціальна неоднорідність колекторських властивостей та специфіка седиментації червоноколірної формації відіграли свою роль у її нерівномірній газонасиченості: більший об'єм потрапив у більш ємну південно-східну високопродуктивну частину МПП. Каналом поступлення для останньої може бути розломна зона дроблення порід.

Виконані дослідження та аналіз термометрії газового середовища окремих свердловин (св.116, 117 та ін.) засвідчили, що деякі середньо- та високопористі класичні колектори після п'яти-семи років експлуатації МПП виснажувались і переставали працювати, при цьому низькопорові ущільнені пласти, навпаки, залучалися у розробку. Таким чином, відбувалося відносно збільшення робочої ефективної товщини. Для прикладу у св. №116 з 1976 по 1981 р. ефективна товщина збільшилась на 34 м (з 20м до 54 м). Це свідчить про те, що некондиційні (слабовидобувні) горизонти втягувались у розробку на більш пізніх стадіях експлуатації родовища, при умові значного зниження пластового тиску в кондиційних колекторах, які знаходились поряд.

Окрім цього, слід відмітити, що за два роки до 01.01.99 р. активність відбору газу з МПП була знижена. Це призвело до того, що тиск в зоні дренавання більшості свердловин почав збільшуватись за рахунок припливу газу, як з менш дренаваних зон покладу, так і за рахунок його внутрішнього перерозподілу з малопроникних пластів. Виконані оцінки дозволяють стверджувати, що за рахунок підключення до розробки низькопорових (пасивнодренованих) пластів можна збільшити видобуток газу конкретно на Кегичівському ГКР на 19÷24%.

За даними цих досліджень в наступні роки (після 1999 р.) було створено додаткову мережу експлуатаційних свердловин, що дозволило видобути суттєвий додатковий обсяг газу і конденсату.

Наведені приклади наводять на думку, що численні утворені блоковою тектонікою чи галокінезом, переважно постседиментаційні антиклінальні структури по відкладах нижньої пермі та верхів верхнього карбону, з яких на сьогоднішній день не ведеться видобуток газу через відсутність традиційних пластів-колекторів, повинні бути переглянуті з точки зору можливості їх існування як резервуарів вторинного газу в ущільнених породах.

Звичайно, що вилучення такого газу буде можливим лише із застосуванням сучасних технологій наведення каналів проникності.

У такій постановці нижньопермські антиклінальні структури можуть розглядатися в якості нового пошукового об'єкта, перспективного на наявність промислових запасів газу в ущільнених (неконвенційних) колекторах. Основним аргументом на користь виділення саме цього типу об'єкта в якості першочергового, при опошукуванні резервуарів газу ущільнених порід є невідповідність запасів газу видобутого із Шебелинського та Кегичівського родовищ у залежності від оцінюваної його кількості у проникних та малопроникних колекторах.

Роль екрануючої товщі в формуванні родовища газу в ущільнених колекторах. Дослідники (Євдошук та ін., 1998; Михайлов та ін., 2011) по-різному розглядають можливість існування покладів ВВ в ущільнених породах. Одні з них (Михайлов та ін., 2011) вважають, що необхідною умовою є наявність пастки ВВ в ущільнених породах, у тому числі і екрануючих товщ. Інші (Євдошук та ін., 1998) наголошують, що така умова є необов'язковою, а основне, це наявність ущільнених порід у генеруючій товщі. Ми ж поспробуємо обґрунтувати, що кількість газу в колекторах ущільненої породи, які не знаходяться у генеруючій товщі, залежить від якості перекриваючої екрануючої породи над нею: чим якісніший екран над антикліналлю, тим більшу кількість газу буде вміщувати неконвенційний колектор (при рівних інших умовах – величинах площі пастки та її амплітуди).

Сила, з якою вторинний газ мігрує вгору у напрямку нижньопермської пастки, пропорційна масі молекули (або ж бульбашки) газу, прискоренню сили тяжіння в точці знаходження молекули та різниці в питомих вагах газу та середовища, що його вміщує. Прискорення сили тяжіння для розглядуваних глибин міграції та акумуляції газу у вертикальному плані можна вважати практично однаковим, тому сила підйому (сила Архімеда) залежить в основному від різниці в питомих вагах газу та геологічної породи.

Силі підйому протидіє сила опору вищезалегаючої породи або ж, згідно з термінологією прийнятою в нафтогазовій геології, – сила екранування. Практично жодна осадова порода (можливо, окрім солі) не є абсолютно непроникною для вертикально мігруючого газу. Припустимо, що швидкість міграції газу через пласт породи-колектора дорівнює величині V_1 , а через пласт породи-екрану – V_2 .

На границі породи-колектора та породи-екрана величина зміни імпульсу $p = mV$, тобто кількості руху газової бульбашки з масою m , буде дорівнювати

$$\Delta p = m(V_1 - V_2).$$

Величина Δp називається імпульсом сили. Оскільки бульбашка рухається під впливом постійно діючої сили тяжіння, то імпульс сили F пов'язаний з силою співвідношенням

$$\Delta p = F\Delta t,$$

де Δt – проміжок часу, протягом якого відбувається зміна величини імпульсу p .

Тобто, сила, що діє на межі колектор–екран, має вигляд:

$$F = \frac{m(V_1 - V_2)}{\Delta t}.$$

Таким чином, сила або ж тиск ($P = F/S$, де S – величина площі, на яку діє сила), тим більші, чим більша швидкість, з якою бульбашка попадає в пласт-колектор, і чим менше значення швидкості її руху через екрануючий пласт. В ідеальному варіанті $F_{\max} = mV_{1\max} / \Delta t$, тобто, коли $V_2 = 0$, а V_1 набуває максимальної можливої у даних геологічних умовах величини.

Зроблений висновок визначає умову, за якої бульбашка газу може перебороти спротив внутрішнього капілярного тиску, проникнути в пору і заповнити цю пору, витіснивши з неї воду. Ця умова має вигляд:

$$P > P_c,$$

де P_c – величина внутрішнього капілярного тиску.

Тобто, чим з більшою швидкістю бульбашка появиться в пласті-колекторі і чим надійніший перекриваючий пласт-колектор екран, тим більша ймовірність переборення бульбашкою внутрішнього капілярного тиску в малопроникній породі-колекторі і заміщення порової води газом.

Як бачимо, сформульована умова заповнення пори газом не залежить від значення величини пористості (остання впливає на величину запасів газу накопичених колектором), а визначається лише характеристикою проникності породи колектора. Що стосується якості екрана, то у наведених вище прикладах Шебелинського та Кегічівського родовищ таким екраном є нижньоперм-

ська сіль, екрануючі властивості якої близькі до ідеальних ($V_2 = 0$). Для гірших екранів ($V_2 > 0$) повнота заповнення малопроникного колектора буде меншою.

Потужність пермських відкладів у ДДЗ змінюється від 10 ÷ 100 м на північному заході в крайових частинах палеодепресій до 2500 ÷ 2700 м на південному сході в центральній частині Орчиківської депресії. В якості екрануючих порід виступають: 1) карбонатні, карбонатно-сульфатні та карбонатно-сульфатно-соленосні відклади микитівської світи, потужність якої змінюється від 10 ÷ 50 до 180 ÷ 210 м; 2) пачки кам'яної солі з пластами ангідритів, прошарками доломітів і темно-забарвлених глинистих карбонатів слов'янської світи, потужність якої в Срібнянській депресії досягає 220 м, а в Орчиківській – 600 м; 3) переважно кам'яна сіль з прошарками магнезійно-калійних солей і ангідритів крматорської світи з максимальною потужністю світи 600 ÷ 700 м (Орчиківська депресія) (Іванюта та ін., 1998).

В якості основної колекторської верстви порід слугує червоноколірна алевроглиниста товща (до 1200 м) картамиської світи нижньої пермі, що містить піщані тіла і прошарки вапняків, а також близькі за літологічним складом відклади араукаритової світи верхнього карбону.

Роль підстеляючої товщі у формуванні родовища газу в ущільнених колекторах. Другою умовою успішного заповнення ущільненої породи-колектора газом є досягнення бульбашкою газу, достатнього для подолання капілярного тиску швидкості руху. Рух бульбашки відбувається під дією постійного, незалежного від часу гравітаційного поля. Якби бульбашка знаходилася у воді, то вона піднімалася б під дією сили:

$$F = W(\rho_w - \rho_g)g,$$

де W – об'єм води витісненої бульбашкою газу; ρ_w, ρ_g – густини води та газу; g – прискорення вільного падіння.

Рух з прискоренням означає, що швидкість руху з часом збільшується, отже, і імпульс бульбашки з часом зростає. Чим довший час безперешкодно бульбашка рухається, тим більша її швидкість і, відповідно, більший імпульс як міри кількості руху.

Переносячи наведені міркування на геологічне осадове середовище під безперешкодним рухом, будемо вважати рух крізь товщу, в якій відсутні чи майже відсутні екрануючі породи. При-

кладом осадової товщі, що підпадає під таке визначення, є верхньокам'яновугільні відклади центральної частини ДДЗ в області захоронених соляних штоків. Таке твердження буде правильним не тільки тому, що ця товща збіднена екрануючими породами, а перш за все через те, що солянокупольні структури нерідко більше ніж на 80% формувалися у пізньопермсько-тріасовий і більш молоді часи. Внаслідок цього аргілітисті екрануючі прошарки, особливо у верхньокам'яновугільній товщі, де їх і без того мало, розтріскувались і втрачали свої екрануючі властивості. В той же час, екрануюча сіль нижньої пермі за рахунок своєї пластичності не втрачала своїх екрануючих властивостей.

У південно-східних районах ДДЗ товща відкладів верхнього карбону представлена переважно алювіально-дельтовими утвореннями потужністю 150 ÷ 1500 м і виповнена чергуванням пісковиків і аргілітів, інколи з прошарками карбонатів.

Фізичний механізм заміщення води в порі газом. Коли бульбашка газу набуває достатньої швидкості для переборення внутрішнього капілярного тиску, заміщення газом води у порі відбувається згідно із законом збереження кількості руху:

$$m_g V_g = m_w V_w,$$

де m_g і m_w – маси газу та витісненої ним води у порі; V_g і V_w – швидкість газу і протилежно направлена швидкість води. Оскільки $m_g < m_w$, то $V_g > V_w$. Чим більша швидкість газу, тим більша кількість води з пори буде витіснена.

Перспективність неантиклинальних пасток нижньої пермі на наявність покладів газу в ущільнених породах. Вище увага концентрувалася на перспективності антиклинальних пасток ВВ по відкладах нижньої пермі, оскільки, згідно з осадово-міграційною гіпотезою нафтогазоутворення вторинним газом у вищезалягаючій товщі, заповнюються лише (переважно?) антиклинальні пастки. Це теоретичне положення підтверджується і практикою опосукування нижньопермських відкладів (Євдошук, та ін., 1998).

Тобто, вважається, що лише вертикальними міграційними потоками ВВ у районах наскрізних антиклиналей можуть заповнюватися антиклинальні підняття нижньої пермі. Вище в тексті наведено обґрунтування того, що вертикальні міграційні потоки ВВ (газові колони) мають контролюватися зонами підвищених значень прискорення сили тяжіння. В межах постседиментаційно утворених антиклиналей нижньої пермі процес міграції

ВВ полегшується, оскільки тут знаходиться більша кількість відкритих і вертикально орієнтованих тріщин і тріщинних зон.

Тим не менше, не можна виключати наявності геологічних об'єктів, які не є антиклиналями, але яким притаманні як підвищені значення прискорення сили тяжіння – передумови для існування газової колони, так і тріщинного простору між зруйнованими нижньокам'яновугільними покладами та неантиклинальними пастками в нижньопермському осадовому розрізі – умови дійсного існування вертикального газового міграційного потоку. Виявлення таких геологічних ситуацій є самостійною пошуковою задачею.

Приклади потенційно можливих покладів газу в ущільнених породах верхів верхнього карбону – низів нижньої пермі. Нижче наведено перелік родовищ ДДЗ, які нами попередньо (до проведення спеціальних тематичних робіт) оцінюються як потенційно перспективні на знаходження покладів ВВ в ущільнених породах верхів верхнього карбону – низів нижньої пермі. При цьому не враховувалися родовища, поклади яких вже розробляються по названих відкладах, окрім тих, які представлені поодинокими покладами ВВ, розробка яких може не супроводжуватися вилученням газу з ущільнених колекторів (Іванюта та ін., 1998).

В якості діагностичних ознак перспективності використано такі: 1) існування нижньопермських відкладів над родовищем; 2) наявність антиклинальних перегинів по структурних планах нижньої пермі; 3) присутність антиклиналей по відкладах нижнього карбону; 4) присутність ознак зруйнованості (повної – як на Шебелинському родовищі або часткової – як у більшості випадків) родовища по відкладах нижнього чи середнього карбону.

В межах Монастирищенсько-Софіївського нафтоносного району як перспективні оцінено такі нафтові родовища: Малодівицьке, Купинське, Західнософіївське, Бережівське, Ярошівське, Північноярошівське. Не виключено, що поклади газу названих нафтових родовищ були зруйновані постседиментаційною тектонікою і наразі зберігаються в ущільнених колекторських породах верхів верхнього карбону – низів нижньої пермі.

В Талалаївсько-Рибальському нафтогазоносному районі як перспективні оцінено такі нафтогазоконденсатні родовища: Артюхівське, Новотроїцьке, Рибальське, Карайкозівське та газоконденсатні: Ярмолинцівське, Більське, Котелевське, Березівське, Степове, а також Бугруватівське нафтове родовище.

У Глинсько-Солохівському газонафтоносному районі – газоконденсатні: Озерянське, Луценківське, Клиньсько-Краснознаменське, Перевозівське, Східнополтавське, Гоголівське, Волохівське. Досить виразні діагностичні ознаки перспективності (з вище названих) мають Василівське, Скоробагатьківське та Яблунівське нафтогазоконденсатні родовища.

В Машівсько-Шебелинському газонафтоносному районі – газоконденсатні Машівське, Чутівське, Розпашнівське, Ланнівське, Червоноярське, Східноведмедівське, Котлярівське, Західнососнівське та Західноєфремівське газове родовища.

В Руденківсько-Пролетарському нафтогазонафтоносному районі – Новоселівське газоконденсатне родовище, яке має досить чіткі діагностичні ознаки перспективності, в Співаківському газонафтоносному районі – Дробишівське газоконденсатне родовище, також з виразними діагностичними ознаками перспективності. В нафтогазонафтоносному районі північного борту – Володимирівське газоконденсатне з чіткими ознаками перспективності та Хухрянське нафтогазоконденсатне родовища.

Як уже відмічалось, перспективність названих родовищ на поклади газу в ущільнених колекторах верхів верхнього карбону – низів нижньої пермі має бути підтверджена проведенням направлених тематичних досліджень. Перевагою даної пропозиції є розвиненість інфраструктури в межах існуючих родовищ, що є важливим для швидкого освоєння виявлених покладів ВВ.

Наступними за пріоритетністю постановки пошукових робіт мають бути нижньопермські структури, характерною ознакою яких є відсутність виявлених покладів ВВ по горизонтах нижнього та середнього карбону. Такою структурою є Шебелинська. Її відмінністю від вищенаведених є наявність колекторських порід вільного газу (каналів проникності) в товщі відкладів верхів верхнього карбону – низів нижньої пермі, тоді як у пропонуваному типі структур таких шарів з високою проникністю немає або ж їх мало для забезпечення процесу вилучення газу

з малопроникних низькопористих колекторів, що потребує штучного наведення каналів проникності.

ВИСНОВКИ

Природний вуглеводневий газ (ВВГ) поділено за типами резервуарів на вільний, зв'язаний та блокований капілярними силами. Останній представлений вмістищами газу ущільнених порід. Резервуари газу ущільнених порід поділені на два типи. Перший пов'язаний з газогенеруючими товщами – як резервуари сланцевого газу та метану вугільних пластів, які в процесі експлуатації розробляються одночасно з останніми. Другий тип контролюється переважно антиклінальними пастками і заповнений вторинним газом із зруйнованих тектогенезом покладів у нижчезалягаючій товщі порід.

Обґрунтовується, що одними із найбільш перспективних пошукових об'єктів є поклади газу ущільнених порід в утворених девонським галокінезом та постседиментаційною розломно-блоковою тектонікою антикліналях верхів верхньокам'яновугільного та низів нижньопермського розрізів, у яких продукції не отримано через відсутність якісних колекторних порід.

Розглянуто роль перекриваючої (екрануючої) та підстеляючої товщ у формуванні родовища газу в ущільнених колекторах. Показано, що наявність у якості екрана товщі нижньопермської солі, а також відносна «прозорість» верхньокам'яновугільної товщі для вертикально мігруючих молекул газу створюють умови для набуття бульбашкою газу величини імпульсу (кількості руху), достатньої для переборення капілярного тиску в ущільненій породі та заміщення в порах води газом.

Запропонований перелік прогнозно перспективних об'єктів ДДЗ для постановки тематичних робіт на предмет виявлення покладів ВВГ в ущільнених породах верхів верхнього карбону – низів нижньої пермі.

Робота має важливе значення для розширення напрямків пошукових робіт, можливого нарощування запасів ВВГ та покращання енергетичного балансу України.

REFERENCES

- Ivanyuta M.M., Fedyshyn V.O., Deneha B.I., Arsiryu Yu.O., Lazaruk Ya.G., 1998. Atlas of oil and gas deposits of Ukraine in 6 volumes. Vol. 1-3. Lviv, UOGA. (In Ukrainian).
- Gas content and methane resources of coal basins of Ukraine. Anciferov A.V., Golubev A.A., Kanin V.A., Tirkel M.G., Zadara G.Z., Uziyuk V.I., Anciferov V.A., Suyarko V.G., 2010. In 3 volumes. Donetsk. Weber. Vol. 2. Coal and Gas deposits of the North-East Donbass, Greater margin of Donbass and Lvov-Volyn basin. 478 p. (In Russian).

- Атлас родовищ нафти і газу України: в 6 т. Т. 1, 2, 3 / УНГА, за заг. ред. М.М. Іванюти, В.О. Федішина, Б.І. Денегі, та ін. – Львів, 1998.

- Газоносность и ресурсы метана угольных бассейнов Украины: [монография]: в 3-х т. / Анциферов А.В., Голубев А.А., Каннин В.А. и др. – Донецк: Вебер, 2010. – Т. 2: Угольные и газовые месторождения Северо-Восточного Донбасса, окраин Большого Донбасса, Днепрвско-Донецкой впадины и Львовско-Волинского бассейна. – 478 с.

Zhykalyak M.V., 2010. Geological and technological preconditions for development of methane production in the Donbass. *Geotechnical Mechanic (Geotechnichna Mekhanika)*. Iss. 87. pp. 167-185. (In Ukrainian).

Zagorodnyuk P.O., Kashuba G.O., 2011. Prospects for increasing the hydrocarbons resource base in producing oil and gas fields. *Oil. Gas. Innovations*. No 4, pp. 70-72. (In Russian).

Evdoschuk N.I., Kabyshev B.P., Prigarina T.M., Chuprynin D.I., Shevyakova Z.P., Shpak P. F. (Ex. ed.), 1998. Patterns of placement and prediction of significant accumulations of oil and gas in the Dnieper-Donets Basin. Kyiv. *Naukova dumka*. 207 p. (In Russian).

Lukin A.E., 2011. On nature and prospects of low-permeability gas-bearing sedimentary rocks of the Earth's shell. *Reports of National Academy of Sciences (Dopovidi NAN Ukrainy)*, No 3. pp. 114-123. (In Russian).

Lukin A.E., 2010. Shale gas and prospects of its production in Ukraine. Paper 1. Current issues of shale gas (In relation to development of shale gas in USA). *Geological Journal (Geologichnyy zhurnal)*. No 3. pp 17-33. (In Russian).

Vakarchuk S.G., Dovzhok T.E., Karpenko I.V. Koval A.M., Nedosyeykova I.V., Radul R.K., Starchenko G.S., Kharchenko M.V., 2012. Coal bed methane in the Donbass: problems and production prospects. Dnepropetrovsk. *Geotechnical Mechanic (Geotechnichna Mechanika)*. Interdepartmental Coll. Sc., No 102, pp. 217-222. (In Ukrainian).

Mikhailov V., Ogar V., Zeykan A. Hladun V., Shepil' P., 2011. Prospects of shale gas presence in shale deposits of the eastern sector of the Dnieper-Donets Depression. *Geologist of Ukraine (Geolog Ukrainy)*, No 3-4, pp. 55-61. (In Ukrainian).

Rud'ko G., Lovnyukov V., Gryhil V., 2013. Prospects of unconventional hydrocarbons production in Ukraine. *Geologist of Ukraine (Geolog Ukrainy)*. No 3. pp. 101-106. (In Ukrainian).

Fedyshyn V.O., 2005. Low-porosity gas reservoirs of commercial importance. Kyiv. *UkrSGPI*, 148 p. (In Ukrainian).

Жикаляк М.В. Геолого-технологічні передумови розвитку метанодобувної галузі в Донбасі / М.В.Жикаляк// Геотех. механіка. – 2010. – Вып.87. – С. 167-185.

Загороднюк П.А. Перспективы наращивания ресурсной базы углеводородного сырья на действующих месторождениях нефти и газа /Загороднюк П.А., Кашуба Г.А // Нефть. Газ. Новации. – 2011. –№ 4. – С. 70–72.

Закономерности размещения и прогнозирования значительных скоплений нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине / Евдошук Н.И., Кабышев Б.П., Пригарина Т.М. и др. – Киев: Наук.думка, 1998. – 207 с.

Лукин А.Е. О природе и перспективах газоносности низкопроницаемых пород осадочной оболочки Земли /Лукин А.Е. – Киев.: Доп. НАН України, 2011. –№ 3. – С. 114-123.

Лукин А.Е. Сланцевый газ и перспективы его добычи в Украине. Статья 1. Современное состояние проблемы сланцевого газа (в свете опыта освоения его ресурсов в США) // Геологический журнал. 2010. № 3. – С. 17-33.

Метан вугільних товщ Донбасу: проблеми та перспективи видобування / Вакарчук С.Г., Довжок Т.Є., Карпенко І.В. та ін. // Геотехн. механіка: Міжвідом. зб. наук. пр. Дніпропетровськ, 2012. – Вып. 102. – С. 217-222.

Перспективи газоносності сланцевих відкладів східного сектора Дніпровсько-Донецької западини / Михайлов В., Огар В., Зейкан О. та ін. // Геолог України. 2011. – № 3-4. – С. 55-61.

Рудько Г., Перспективи видобутку вуглеводневої сировини нетрадиційного типу в Україні Рудько Г., Ловинюков В., Григіль В // Геолог України. – 2013. – № 3. – С. 101-106.

Федишин В.О. Низькопористі породи-колектори газу промислового значення. Монографія./ В.О. Федішин. – К.: УкрДГПІ, 2005. – 148 с.

Manuscript revised 30 November 2014;
revision accepted – 4 April 2015.

¹ТОВ «Надра інтегровані рішення»;
м. Київ, Україна,

kashuba_11@ukr.net; ivankarpenko26@gmail.com; vl_kolko@yahoo.com;

²ТОВ «Тутковський управління проектами»,

м. Київ, Україна,

lelyk@ukr.net

Рецензент: С.Б. Шехунова

Г.А. Кашуба, И.В. Карпенко, В. Г. Колисниченко, Б.И. Лелик

ВЕРХНЕКАМЕННОУГОЛЬНЫЕ И НИЖНЕПЕРМСКИЕ АНТИКЛИНАЛЫ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ КАК ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ ГАЗА УПЛОТНЕННЫХ ПОРОД

Основные перспективы по постановке тематических и поисковых работ на нетрадиционные источники газа (неконвенционного) связываются с потенциальными резервуарами газа уплотненных пород, приуроченных к верхнекаменноугольным и нижнепермским антиклиналям Днепровско-Донецкой впадины. По результатам исследований обосновываются условия нахождения залежей газа в этих структурах, относящихся в настоящее время к неперспективным. Определены роли подстилающей (газогенерирующей) и перекрывающей (экранирующей) толщ. Обоснованы пути миграции газа в условиях действующих месторождений и их влияние на корректировку запасов во времени. Предоставлен перечень прогнозно-перспективных объектов для постановки тематических и поисковых работ на углеводороды уплотненных пород.

Ключевые слова: газ уплотненных пород, миграция газа, месторождения, Днепровско-Донецкая впадина.