

ширина складок, розміри тектонічних об'єктів, місцезположення порушень та літологічних і стратиграфічних неузгоджень, наявність в кожній складці більшого порядку тектонічних блоків меншого порядку, поділених малоамплітудними поперечними розломами, які мають суттєвий вплив на перерозподіл нафтогазоносності.

Про те, що, позитивний вплив на фільтраційні властивості порід-колекторів має тріщинуватість, яка найбільш інтенсивно розвинута в зонах поблизу тектонічних порушень, свідчить факт, що усі найбільш високодебітні свердловини Яблунівського, Черногузького та Славецького родовищ розміщені біля глибинних повздовжніх розломів.

Тому, враховуючи складність геологічної будови, слабку вивченість процесів покладоутворення і пов'язану з цим неоднорідність колекторських характеристик продуктивних комплексів вважаємо за доцільне продовжити газогеохімічні та геолого-геофізичні дослідження неогенових відкладів з метою постановки в межах досліджуваного району подальших пошуково-розвідувальних робіт.

1. Кобранова В. Н. Петрофизика: Учебник для вузов. – 2-е изд. перераб. и доп. – М.: Недра, 1986. – 392 с.

2. Ярема А.В. Аналіз результатів газогеохімічного прогнозу перспектив нафтогазоносності для вибору першочергових нафтогазопрошукових об'єктів у межах Бориславського нафтогазопромислового району / East European Scientific Journal. – Vol. 3 – 4(8), 2016. – P. 165-169.

УДК 550.822+622.276

ПЕРСПЕКТИВИ ГАЗОНОСНОСТІ НИЗЬКОПОРИСТИХ, ТОНКОШАРУВАТИХ ПІЩАНО-ГЛИНИСТИХ ВІДКЛАДІВ НЕОГЕНУ В ПІВНІЧНО-ЗАХІДНІЙ ЧАСТИНІ (КРУКЕНИЦЬКА ЗАПАДИНА) ЗОВНІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

А.В Локтєв¹, В.Г. Омельченко²

¹Львівський комплексний науково-дослідний центр УкрНДІгазу
вул. Стрийська, 144, Львів, 79026 lkndcl@rambler.ru

²Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
вул. Карпатська 15, Івано-Франківськ, 76019, ovgeo@ukr.net

На даний час при виділенні порід-колекторів використовуються майже однакові значення фільтраційно-ємнісних параметрів для вуглеводневих об'єктів, алемаємотаківипадки, коли одна і та сама за складом і властивостями порода фільтрує газ за значнонижчимзначеннямипористості і проникності. Узв'язку з цим частина обсягу газу, що міститься в низькопористих породах-колекторах, не враховується під час підрахунку запасів і відповідно обсяги вилученого газу на непоодиноких газових родовищах перевищують підраховані запаси, чого принципово досягти неможливо за будь-якої схеми розробки. Тому постає питання, яку приймати нижню кондиційну границю породи-колектора, яка ґрунтується на визначенні таких параметрів, як пористість, проникність і залишкова водонасиченість. Також для промислової оцінки низькопористих порід-колекторів необхідно вирішити низку питань прикладного плану, зокрема вивчення речовинного складу й текстурно-структурних особливостей, моделювання фізико-хімічних процесів взаємодії технологічних рідин із зоною проникнення пласта, виділення в розрізі газонасичених об'єктів та оцінка їх продуктивності. Проблема освоєння покладів газу в низькопористих, низькопроникнихколекторах охоплює широкий спектр геологічних і особливо технологічних питань як теоретичного так і практичного плану.

Про те, що глинисті породи-покришки в певних геологічних умовах мають властивості не тільки флюїдоупорів, а можуть ще й накопичувати і віддавати флюїди, в тому числі і газ, вказували у 1977 р. В.В. Глушко і С.С.Круглов [1].

Головним пошуковим критерієм при проведенні пошуково-розвідувальних робіт на газ у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину, як правило, довгий час був показник наявності локальних структур та порід-колекторів і покришок. Вказаний підхід до оцінки перспектив нафтогазоносності в значній мірі вичерпав себе. До того ж у глинах неогену, яка є монотонною товщею, дуже важко виділити шари порід, які можуть бути породами-колекторами для вуглеводнів, і шари порід, що грають роль порід покришок. Але, як показали результати бурових робіт, в останні роки відклади піщано-глинистої товщі неогену володіють ще немалими ресурсами вуглеводнів. Зауважимо, що на етапі пошуково-розвідувальних робіт на газ сучасні методи геофізичних досліджень свердловин не дозволяють однозначно обґрунтувати їх характер насичення. Керн, як правило, не відбирається, а проби шламу не досліджуються належним чином. В результаті зазначеного окремі потужні піщано-глинисті товщі (30-250 м) неогену у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину залишаються не вивченими на предмет їх газонасичення і оцінки можливих резервів приросту запасів газу та додаткового збільшення його видобутку, оскільки інтервали глибин з невизначеним характером насичення у більшості випадків не випробовуються на продуктивність.

Важливе значення приділяє тонкошаруватим породам-колекторам у піщано-глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину Ю.З. Крупський у роботі [2]. Він звернув увагу на те, що в інтервалах глинистих порід присутні прошарки піщаних порід, в яких можна очікувати наявність мікропокладів газу.

О.Ю. Лукін [3] вказує, що в останні роки стрімко росте роль газу малопроникних порід, ресурси якого колосальні і, можливо поповнюються. Ефективність геологорозвідувальних робіт на газ в малопроникних породах, як і технологія його вилучення, повинні в більшій мірі залежати від детальності літологічної вивченості газоносного субстрату. Він виділяє новий перспективний тип нетрадиційного джерела газу, пов'язаного з так званими "хибними покришками" нафтових, газоконденсатних і газових покладів.

В.О.Федишин [4] вказує на те, що проблема низькопористих, низькопроникних порід-колекторів актуальна передусім для газових покладів і виключно через те, що вуглеводневий газ істотно рухоміший за нафту, а різниця в розмірі та будові молекул дає йому можливість переміщатися по пласту через пори значно меншого діаметра.

Поклади газу в низькопористих породах-колекторах уперше стали освоюватися у США, у той час, коли були виявлені значні за запасами поклади газу "центральнобасейнового" типу в щільних пісковиках мезозойського віку Скелястих гір та в палеозойських басейнах Північноамериканської платформи. Зосереджені в них ресурси газу інколи до 10 разів і більше перевищують ресурси традиційних порід-колекторів. Газонасичені породи мають пористість 10-12%, проникність – у середньому становить $(1-0,1) \times 10^{-15} \text{ м}^2$.

В Україні поклади газу прогноуються в низькопористих породах-колекторах депресійних зон. Так в Дніпровсько-Донецькій западині у нижньо-пермсько-верхньокам'яновугільному, середньокам'яновугільному, серпухівському та нижньовізейсько-турнейському продуктивних комплексах виділено ділянки, які можуть бути перспективними на поклади газу "центральнобасейнового" типу. Оцінені видобувні ресурси в названих комплексах до глибини 5000 м у два рази більші за початкові ресурси газу у традиційних породах-колекторах западини.

Поклади газу "центральнобасейнового" типу можуть бути відкриті також у Західному нафтогазоносному регіоні України. За пошуковими критеріями, якими користуються геологи США, вони прогноуються в межах центральної частини Крукеницької западини, де піщано-глинисті відклади неогену перетворені до стадії метакатагенезу [5], який включає градації МК₂, МК₃ де температури підстадії МК становлять до + 200-220°C. У Зовнішній зоні Передкарпатського прогину Крукеницька западина знаходиться на території з підвищеною інтенсивністю теплового потоку в осадовій оболонці земної кори особливо в північно-західній і північно-східній частинах території, що є сприятливим для розкладання органічної

речовини з виділенням газу, за рахунок дії температур. У 1990-1991 роках за угодою між Івано-Франківським інститутом нафти і газу (ІФІНГ) і Французьким інститутом нафти в Карпатському регіоні проводились науково-дослідні роботи, метою яких було виявлення нафтопродукуючих порід, тобто бітумінозних товщ з застосуванням унікальної, на той час, експериментальної пересувної геохімічної станції ROCK-AVALE.

За результатами проведених досліджень встановлено, що органічна речовина порід Карпатського регіону в змозі продукувати нафту і газ, що догори по розрізу утворюють скупчення нафти і газу промислових категорій, а також утворюють поклади у низькопроникних тонкошаруватих піщано-глинистих товщах, зокрема неогенових відкладів Зовнішньої зони Передкарпатського прогину.

Методика вилучення газу із щільних тонкошаруватих піщано-глинистих порід-колекторів дуже близька до методики розробки сланцевого газу і повинна відрізнятися раціональними об'ємами горизонтального буріння і застосуванням гідророзриву пластів.

Література

1. Глушко В.В., Круглов С.С. Обоснование направлений поисковнефти и газа в глубокозалегающих горизонтах Украинских Карпат. – Киев: Наук. думка, 1977. – С.83–84.
2. Крупський Ю.З. Геодинамічні умови формування і нафтогазонність Карпатського та Волино-Подільського регіонів України. - Київ: Міністерство екології та природних ресурсів. Державне геологічне підприємство “Західукргеологія”, 2001. – 144 с.
3. Лукін О.Ю. Хибні покришки нафтових та газових покладів – потенціальне джерело природного газу //Геол. Журн. – 2011. - №4. – С. 7 – 16.
- 4.Федишин В.О. Наукові засади оцінювання низькопористих колекторів вуглеводневого газу: Автореф. дис... д-ра геол. наук: 04.00.17 / Львів. Від. Укр. держ. геол.-розв. ін-ту. – Львів, 2003. – 41 с.
5. Словарь по геологии нефти / Подред. Черникова К.А. – Ленинград: Недра, 1988. – 412 с.

УДК 553.98

ОСНОВНІ ТИПИ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ МИКУЛИЧИНСЬКОГО РОДОВИЩА ТА ЇХ ПРОСТОРОВЕ ПОШИРЕННЯ

Здерка Т.В.

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019, тел. (03422)4-20-27, grn@nung.edu.ua

Встановлення переважаючого типу пустотного простору порід-колекторів та відповідно визначення їх типів має важливе теоретичне і практичне значення. Беззаперечним є той факт, що для Внутрішньої зони Передкарпатського прогину характерним є розвиток порід-колекторів різних типів та складне їх просторове поширення у межах локальних нафтогазоносних об'єктів. Це підтверджується великою кількістю фактичного матеріалу, а також гідродинамічними розрахунками.

Зокрема згідно проведеного нами [1] детального літолого-петрографічного дослідження зразків порід-колекторів у шліфах і на зразках керна, а також результатів випробування у розрізі свердловин виділяються розущільнені зон та підвищеною мікро тріщинуватістю порід. Це вказує на розвиток саме порово-тріщинних колекторів з переважанням пошарової літогенетичної тріщинуватості. Розвиток таких розущільнених порід-колекторів зумовлює значні припливи нафти. Нами [2] було виконано розрахунки дебітів для інтервалів випробування горизонту клівських пісковиків у свердловині 2-Микуличин та підроговикового горизонту у свердловині 21-Микуличин згідно формули Дюпюї. Результати розрахунків свідчать, що для забезпечення припливів нафти у обсязі 21 м³/добу з розкритого інтервалу клівських пісковиків (-1542,6 – -1602,4 м), ефективна товщина колекторів у якому становить 23,2 м, середня проникність колекторів має досягати 2·10⁻³ мкм². Для