

УДК 553.98

СИСТЕМНА ОЦІНКА ПЕРСПЕКТИВ ГАЗОНОСНОСТІ ПІВДЕННО-СХІДНОЇ ЧАСТИНИ ЗОВНІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

А. В. Ярема

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

Актуальність будь-яких здобутків та відкриттів в окремій галузі знань сьогодні вимірюється можливістю їхнього теоретико-методологічного чи практичного застосування не лише в цій галузі, а й у інших. Комплексний характер проблем сучасного світу потребує застосування системного підходу до вивчення їхніх причин та розробки стратегій вирішення..

Рациональне завдання прогнозу перспектив нафтогазоносності полягає в тому, щоб на підставі вже сформульованих теоретичних положень і нагромадженого досвіду подати системну оцінку як систему ідей, задач і методів, які реалізуються в цілісному високотехнологічному процесі аналітичного прогнозу для подальшого пошуку нафти і газу.

Південно-східна частина Зовнішньої зони Передкарпатського прогину має надзвичайно складну геологічну будову у зв'язку із історією тектонічного розвитку та осадонакопичення.

В межах досліджуваного району найбільш продуктивними є неогенові відклади, які представлені утвореннями бадену та нижнього сармату, які залягають з кутовою і стратиграфічною незгідністю на різновікових породах донеогенової основи (риффею, палеозою, юри і крейди).

Баден представлений тиранською (гіпсоангідритовий горизонт) і косівською світами. Гіпсоангідритовий горизонт товщиною до 40–50 м складений сірими, темно-сірими, дрібно- і крупнокристалічними ангідритами, гіпсом з прошарками глин, пісковиків, карбонатних порід і місцями кам'яної солі.

Косівська світа складена мілководними і континентальними відкладами, утвореними сірими вапнистими глинами і аргілітами з прошарками пісковиків та алевролітів, рідко мергелів, туфів і туфітів. Піскуватість розрізу світи низька. Коефіцієнт піскуватості збільшується у напрямку з північного заходу на південний схід одночасно з нарощуванням потужності світи від 30 до 1200 м. Пористість змінюється в межах 3,0–27,0 %, а газопроникність $(0,0011–63,3) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Колекторами газу у сарматських відкладах є пісковики і алевроліти. Товщина газонасичених пластів пісковиків змінюється від 0,1 до 5 м, зрідка досягає 8–10 м. Відкрита пористість порід-колекторів становить 8–34 %, а проникність – $(0,1–2000) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ [1].

Характерною літологічною ознакою будови продуктивних горизонтів є їхня тонка шаруватість. Літологічна неоднорідність проявляється як нашарування різних типів порід і як внутрішньошарова неоднорідність. В даному випадку дрібноуламкові породи (пісковики, алевроліти) у вигляді шарів з товщинами переважно до 2 м у вертикальному розрізі чергуються з глинистими, в іншому – в шарах дрібноуламкових порід фіксується неоднорідний розподіл складових: уламків мінералів, глинистий матеріал тощо.

Складна геологічна будова, низькі ємнісні властивості, заглинизованість та особливості флюїдонасичення є основною причиною труднощів виявлення та промислової оцінки газонасиченості колекторів в тонкошаруватих геологічних розрізах.

Серед небагатьох системнопридатних способів прогнозування перспектив нафтогазоносності і пошуків нафти і газу, є вуглеводнево-газогеохімічний метод. Даний метод вважається найбільш ефективним в послідовно-узгодженій структурі нафтогазопозукового процесу через свою природну системомісткість і системонасиченість [2].

В межах південно-східної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, а саме на Ключівській, Микитинецькій та Чеканській структурах проведено газогеохімічний прогноз і системну оцінку газоносності. Робота мала на меті оцінити перспективи газоносності на підставі системно-аналітичного вивчення критерійних вуглеводнево-газогеохімічних ознак і показників та видачу рекомендацій для подальших геологорозвідувальних робіт.

Аналіз існуючих уявлень про моделі геологічних будов складок свідчить про певні розбіжності між ними і реальними структурно-тектонічними об'єктами по декількох параметрах: простягання і

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.