

УДК 553.982.061.33

Василь ГУЛІЙ<sup>1</sup>, Гліб ЛЕПІГОВ<sup>2</sup>

### ПЕРСПЕКТИВИ ГАЗОНОСНОСТІ КОХАНІВСЬКОЇ СТРУКТУРИ В ПЕРЕДКАРПАТСЬКОМУ ПРОГІНІ УКРАЇНИ

<sup>1</sup>Київський національний університет ім. Тараса Шевченка, Київ,  
e-mail: vgul@ukr.net

<sup>2</sup>Український державний геологорозвідувальний інститут, Київ

Розглянуто можливість використання абіогенної теорії походження родовищ вуглеводнів для побудови газової колони (частина верхньої мантії Землі, де генеруються, концентруються вуглеводневі гази та відбуваються їхні локальні викиди, які сприяють утворенню родовищ вуглеводнів). У Зовнішній тектонічній зоні Передкарпатського прогину докайнозойських порід виділено Коханівську кільцеву структуру, у межах якої ймовірно виявлення родовищ газу.

*Ключові слова:* Передкарпатський прогин, Коханівська структура, газова колона, родовища газу, абіогенна теорія походження вуглеводнів.

**Вступ.** Положення теорії абіогенної генези вуглеводнів автори статті розвивали в низці робіт (Лепігов і ін., 2008<sub>1</sub>; Лепігов і ін., 2009<sub>1</sub>; Лепігов, Гулій, 2009), присвячених проблемам походження вуглеводнів у різних геологічних структурах України та суміжних регіонах. Основні з них – уявлення про формування газових колон в епохи тектоногенезису і виділення в їхніх межах зон генерації та концентрації вуглеводнів різних фаз, розробляли на прикладі крупних геологічних об'єктів – регіону Донбасу та рифтогенних структур – лінеамента Карпінського. Як і слід було очікувати, ці роботи викликали дискусію на сторінках журналу “Мінеральні ресурси України” (Лепігов і ін., 2008<sub>2</sub>; Жикаляк, 2008; Лепігов і ін., 2009<sub>1</sub>) і на міжнародних симпозіумах (Лепігов і ін., 2008<sub>3</sub>; Guliy et al., 2009). Певні нові положення теорії, що базуються на результатах мінералогічних, фізико-хімічних та ізотопних досліджень, видалися деяким опонентам недостатньо аргументованими, переважно через меншу, ніж потрібно, кількість даних для таких крупних об'єктів, які розглядалися в наших роботах. Для підтвердження теорії були висловлені побажання дослідити геологічні об'єкти з іншою геологічною будовою і меншим віковим діапазоном утворення родовищ. Враховуючи це, автори статті вибрали новий район для досліджень – Зовнішню зону Передкарпатського прогину з газовими і нафтовими родовищами. Досліджували площу розвитку ймовірної газової колони, типові риси якої описано раніше (Лепігов і ін., 2009<sub>2</sub>).

© Василь Гулій, Гліб Лепігов, 2010

ISSN 0869-0774. Геологія і геохімія горючих копалин. 2010. № 3–4 (152–153)

**Особливості геологічної будови Зовнішньої зони Передкарпатського прогину.** Прогин поділяється на дві структурно-тектонічні зони: Внутрішню (Бориславсько-Покутську) і Зовнішню (Більче-Волицьку). У першій зосереджені нафтові родовища, у другій – газові (рис. 1) (Карпатська..., 2004). Від древньої Східноєвропейської платформи прогин відділяється системою розломів. По найбільшому скиду (у межах України – Городоцькому) палеозойські та мезозойські відклади Зовнішньої зони занурені на 1500–2000 м відносно платформного уступу. Внутрішня зона прогину насунена на Зовнішню (Стебницький насув), а на неї насунена Скибова зона Складчастих Карпат, що відділяються по Береговому насуву.

Фундаментом прогину служать домезозойські породи рифею–девону. На них залягають породи юрського віку (карбонатна товща), крейдово-па-



Рис. 1. Карпатська нафтогазоносна провінція і Волино-Подільська нафтогазоносна область (Маєвський і ін., 2002):

1 – нафтові родовища; 2 – газові родовища; 3 – межі нафтогазоносних провінцій і областей; 4 – Коханівська структура. Тектонічні зони: I – Передкарпатська (А – Більче-Волицька газонафтоносна зона, Б – Бориславсько-Покутська газонафтоносна зона); II – Складчастих Карпат; III – Закарпатська (В, Г – Закарпатська газонафтоносна зона); IV – Волино-Подільська. Родовища (цифри на схемі): 1 – Локацьке, 2 – Великомоствівське, 3 – Східнокоханівсько-Свидницьке, 4 – Хідновицьке, 5 – Рудківське, 6 – Опарське, 7 – Більче-Волицьке, 8 – Богородчанське, 9 – Косівське, 10 – Старосамбірське, 11 – Бориславське, 12 – Північнодолинське, 13 – Волинське, 14 – Битків-Бабченське, 15 – Лопушнянське, 16 – Солотвинське, 17 – Русько-Комарівське.

леогеновий фліш, породи нижньонеогенових молас і розвинуті спорадично теригенні відклади пліоцену і антропогену. Серія поперечних розломів утворює в межах Передкарпатського прогину декілька крупних тектонічних блоків. Характерною рисою будови розрізу прогину є розвиток відкладів міоцену (бадену–сармату) потужністю до 2000 м.

Глибина залягання домезозойського фундаменту Передкарпатського прогину змінюється від 1500–2000 м у північно-західній частині (у межах Польщі) до 2000–3000 м у центральній і 4500 м на крайньому південному сході (Маєвський і ін., 2002). Глибинна будова масиву вивчена низкою сейсмічних профілів КМПВ і ГСЗ в Україні і Польщі. За особливостями складу та фізичними властивостями порід фундаменту зона Передкарпатського прогину належить до Галицько-Кримського рифей-тріасового палеорифту (Атлас..., 2002).

**Вибір об'єкта дослідження – площі розвитку ймовірної газової колони.** Як показують наші попередні дослідження (Лепігов і ін., 2009<sub>2</sub>; Лепігов, Гулій, 2009), при виборі об'єкта досліджень – газової колони – важливе значення має глибина залягання астеносфери. У межах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину фіксуються такі глибинні структури: Львівський мантійний діапір ультрамафітових і мафітових порід у земній корі, який збігається з позитивним магнітним полем (до 30 нТл на висоті 40 км), діаметр структури досягає 200 км і частково простежується на території Польщі; ізогіпси поверхні Мохо на площі мантійного діапіру знаходяться в межах 40–45 км у його центрі, а на периферії – 50–55 км; у межах мантійного діапіру простежується високопровідна кільцева структура, що інтерпретується як ділянка активізації літосфери; на глибині 70–100 км передбачається осередок плавлення мантійної речовини, що, імовірно, відповідає поверхні астеносфери (Атлас..., 2002).

У рельєфі кристалічного фундаменту мантійний діапір проявляється у вигляді локального підняття – валоподібного уступу з глибиною залягання фундаменту від 12 до 14 км, натомість у складчастій зоні Карпат глибина фундаменту – 20 км. На площі цієї структури спостерігається сітка розломів у фундаменті й осадовій товщі, більшість із яких розчленовує верхню частину розрізу (відклади неогену) на низку блоків. Усі відомі на сьогодні родовища вуглеводнів розташовані в зонах розломів по периметру кільцевої структури. Теплове поле підняття характеризується невисокими значеннями регіональних геотермічних градієнтів – до 3,5–3,7°/100 м. На глибині 8000 м (низи осадової товщі) геотермічне поле виражене ізотермою 250 °С, у південно-східній частині Зовнішньої зони – у межах 100–150 °С. Локальне підвищення температури встановлюється і на карті ізотермічної поверхні 150 °С (Карпатська..., 2004), де визначається ділянка, обмежена ізобатою 4000 м.

Для подальшого аналізу окреслюється крупна кільцева структура – Коханівська (рис. 2), розташована в межах виступу у фундаменті рифтогену. Для таких структур, як показали попередні дослідження (Лепігов, Гулій, 2009), типовими є газові родовища.

**Газова колона Коханівської структури.** За нашими геологічними моделями, газова колона – частина верхньої мантії Землі, де генеруються, концентруються вуглеводневі гази та відбуваються їхні локальні викиди, які сприяють утворенню родовищ вуглеводнів.

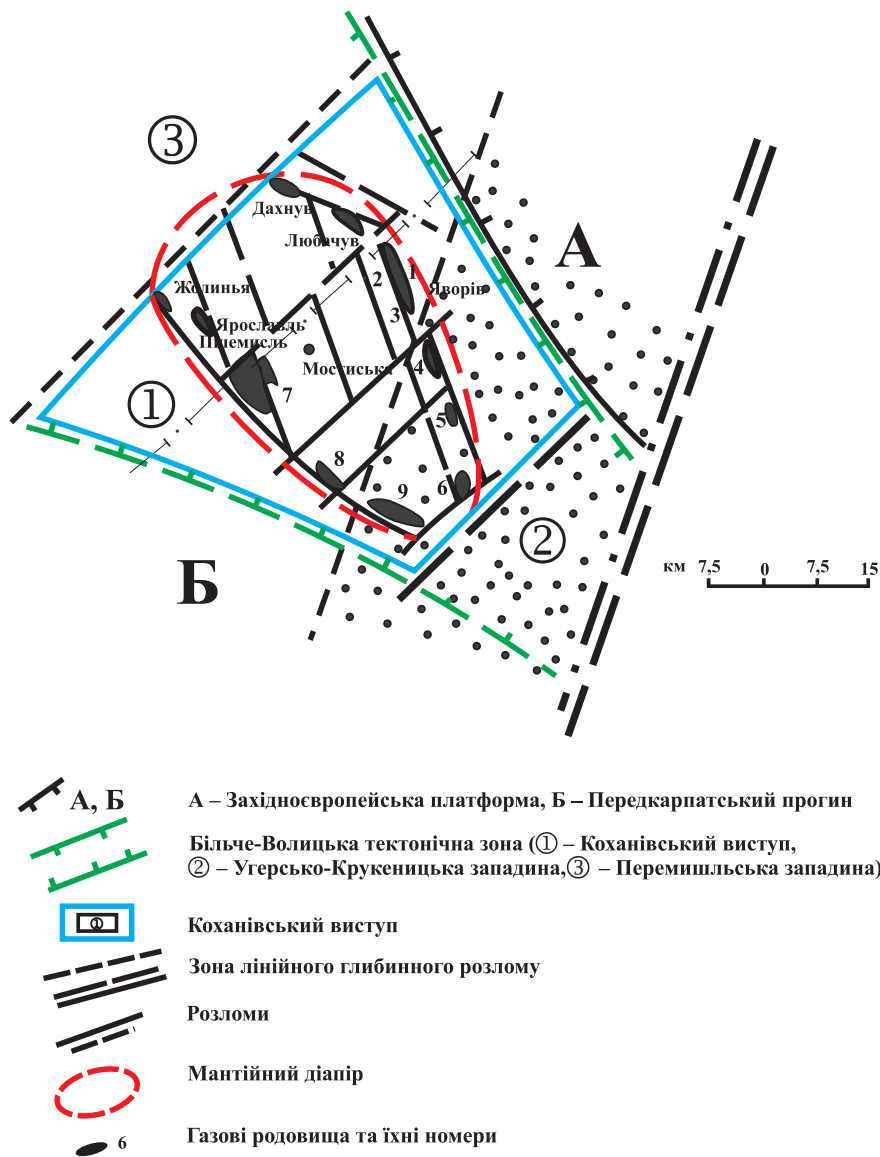


Рис. 2. Тектонічна схема Коханівської структури.  
 Родовища: 1 – Свидницьке, 2 – Коханівське (з нафтою), 3 – Вижомлянське, 4 – Вишнянське, 5 – Никловицьке, 6 – Макунівське, 7 – Хідновицьке, 8 – Садковицьке, 9 – Пинянське.

Вертикальний розріз газової колони починається від поверхні астеносфери і закінчується в осадовій товщі. Він розділяється по глибині на зони певними *PT*-умовами, які приводять до утворення вуглеводнів різних фаз. Відмінною рисою є основний газовий поклад та його ореол, розташовані у верхній частині колони. Запропонована авторами система реперів, основана на даних сейсмо- і палеометрії, дає можливість визначати глибину залягання окремих зон і прогнозувати фазовий склад скупчень вуглеводнів. Площа покрівлі газової колони може досягати сотень – перших тисяч км<sup>2</sup>. Детальний опис схем утворення газових колон в умовах Донбасу і лінеамента Карпінського наведено раніше (Лепігов і ін., 2009<sub>2</sub>; Лепігов, Гулій, 2009).

Для побудови газової колони Коханівської структури необхідно визначити (Лепігов, Гулій, 2009):

– глибини залягання реперів, які визначають зони утворення і концентрації газу;

– основні риси будови осадової товщі, яка буде інтерпретуватися як ореол покладу глибинного газу;

– нафтогазоносність ореолу;

– припустимі параметри основного покладу.

Репери колони, визначені з наявного фактичного матеріалу:

а) поверхня астеносфери – глибина залягання приблизно 80 км від земної поверхні; припустима температура 1200 °С (Лепігов, Гулій, 2009; Карпатська..., 2004; Атлас..., 2002);

б) ізотерма Кюрі – покрівля осередку генерації метану; глибина 40–45 км; температура 600 °С (Атлас..., 2002);

в) поверхня Мохо – глибина 33–35 км; температура 500 °С (Лепігов, Гулій, 2009; Атлас..., 2002);

г) поверхня шару Конрада – глибина 25–28 км; температура приблизно 400 °С (Лепігов, Гулій, 2009);

г) поверхня кристалічного фундаменту – глибина залягання 12–14 км; температура 300–250 °С (Карпатська..., 2004; Атлас..., 2002);

д) низи осадової товщі – покрівля палеозойських відкладів: глибина залягання в межах Коханівської структури в середньому 8 км; температура 250 °С (Карпатська..., 2004);

е) поверхня донеогенових порід – глибина залягання 3–4 км, температура 150–100 °С (Карпатська..., 2004).

**Ореол газового покладу.** Можна припустити, що ореол газового покладу Коханівської структури представлений відкладами міоцену – перешаруванням тонкозернистих пісковиків і глин, тобто чергуванням проникних пісковиків і флюїдоупорів. Тільки нижні шари (тираські і баденські) містять у своєму складі мергелі, гіпси, ангідрити і туфіти, сумарна потужність яких не перевищує 150 м. Основну частину розрізу складають суттєво глинисті відклади дашавської світи з незначними прошарками пісковиків, потужність шарів яких не перевищує декількох метрів. У центральній частині структури глинистість розрізу проявляється найбільш чітко – пісковики в товщі становлять не більше ніж 10–20 %, тоді як на її периферії, у зоні обмежувального крайового розлому, їхня кількість збільшується до 30–35 %. Фізичні властивості пісковиків: відкрита пористість – 20–30, іноді до 40 %; проникність – від  $0,1 \cdot 10^{-3}$  до  $1,505 \text{ мкм}^2$ ; щільність – від 2050 до  $2600 \text{ кг/м}^3$  (Карпатська..., 2004).

**Нафтогазоносність ореолу.** Родовища газу в межах кільцевої структури однорідні за будовою. Вони приурочені до зближених пісковикових шарів у відкладах міоцену (Атлас..., 1998); тип пасток – склепінні пластові, тектонічно екрановані. Продуктивних горизонтів, як правило, декілька. Глибини залягання газових покладів змінюються в межах 300–2050 м, висота досягає 220 м. Усі родовища газу розташовані по периметру кільцевої структури.

Склад газу – метановий. Вміст  $\text{CH}_4$  – 94,92–99,81 %,  $\text{C}_2$ – $\text{C}_5$  – до 1,5 %,  $\text{N}_2$  – до 5,0 %,  $\text{CO}_2$  – до 1,5 %, He – менш ніж 0,01 %. Величини початково-

го пластового тиску – у межах 2,33–23,0 МПа, пластової температури – 291–337 К; запаси газу – від перших сотень тисяч до 15,6 млрд м<sup>3</sup> (Пинянське родовище). Нафтові поклади відомі на Коханівському і Любачівському родовищах на глибинах 857–1210 м. Нафта важка, асфальтова, щільність – 949–1019 кг/см<sup>3</sup>, вміст сірки – 5–7 %. Вона типова для крайових зон ореолу газової колони.

Пластові води газових родовищ в основному хлоркальцієві (за В. А. Суліним (Сулин, 1948)), з мінералізацією від 8,67 до 122 г/кг. Гідрокарбонатно-натрієві води виявлені лише на Никловицькому родовищі, їхня мінералізація становить 10,43–18,06 г/кг. Гідрогеохімічні умови структури в цілому відрізняються: у відкладах сармату переважають води гідрокарбонатно-хлоридні і хлоридно-натрієві з мінералізацією до 20 г/л, причому відсутнє закономірне збільшення мінералізації з глибиною. Для них характерні високі вмісти йоду – до 140 мг/л (Карпатська..., 2004).

Низькі пластові температури газових покладів дають підстави вважати, що вторинні зміни в породах ореолу були незначними.

**Основний газовий поклад колони.** Розвиток численних розривних порушень у межах Коханівської структури, значна частина яких постміоценового віку, зменшує вірогідність існування єдиного крупного газового покладу в породах, які підстиляють міоценові відклади. Його поширення найбільш імовірно у верхах юрських порід центральної частини структури, де зафіксована флюїдоупорна товща сармату. Газоносний горизонт може відповідати карбонатно-теригенній товщі верхньої юри, а на території Польщі – таким самим за речовинним складом осадам, але силурійського віку (Карпатська..., 2004; Маєвський і ін., 2002; Karnkowski, 1993).

Потужність газоносної товщі – 500 м. Очевидно, що в межах Коханівської структури слід очікувати виявлення не лише головного, центрального, але й низки інших, прилеглих до нього покладів на глибинах 2000–3500 м. Показовими є поклади юрського віку Любачівського родовища, у складі газу яких спостерігаються підвищені концентрації N<sub>2</sub> – до 12 % і важких вуглеводнів – до 7–8 %. За складом ці гази подібні до покладів родовища Гронінген (Нідерланди) (Геологія..., 1973). Газові поклади характеризуються високою пластовою температурою – до 392 К і початковим пластовим тиском – 69–85 МПа (Karnkowski, 1993).

Порівняння параметрів основного газового покладу і концентрації газу в ореолі дозволяють окреслити такі важливі особливості газової колони:

- різке падіння температури і тиску газових покладів в ореолі порівняно з основним покладом;
- метановий склад газу в ореолі (“очищення” його від важких вуглеводнів й азоту);
- поширення незначних покладів газу в ореолі.

**Висновки.** В останні роки автори розвивали положення абіогенної теорії походження вуглеводнів на прикладі низки крупних геологічних структур України та суміжних регіонів, використовуючи як авторську ключову ідею теорії про формування під час тектонічних епох газової колони з виділенням у ній зон генерації вуглеводнів і їхньої концентрації у вигляді різних фаз. За авторськими геологічними моделями, вертикальний розріз



газової колони протягається від астеносферної поверхні до осадових горизонтів: газові поклади в колоні зосереджені в її нижній частині, а первинні і вторинні ореоли розвинуті у верхній.

Завдяки низці геологічних, геофізичних, геохімічних та ізотопних даних і реперів можна діагностувати газові колони та визначати відповідні глибини різних зон генерації вуглеводнів. За такими показниками в північно-західній частині Зовнішньої зони Передкарпаття намічається крупна, вірогідно газоносна структура еліпсоподібної форми, яка являє собою виступ мантійної речовини, що проявляється в кристалічному фундаменті та осадовій товщі. Для неї пропонується назва “Коханівська”.

Дані сейсмо- і термометрії, а також особливості геологічної будови структури дозволяють побудувати газову колону та визначити просторове положення ймовірного основного газового покладу у відкладах донеогенового фундаменту і його ореол у породах міоцену. Відомі на сьогодні родовища газу в покладах міоцену переважно є концентраціями в ореолі.

Найбільш імовірно, що крупний газовий поклад пов’язаний з верхньою частиною юрських порід у центрі структури, де розвинута флюїдоупорна сарматська товща. Газоносний горизонт може відповідати карбонатно-теригенній товщі верхньої юри, а на території Польщі – таким самим за речовинним складом осадам, але силурійського віку. У межах Коханівської структури слід очікувати виявлення не лише головного, центрального, але й низки інших, прилеглих до нього покладів на глибинах 2000–3500 м.

*Атлас “Глибинна будова літосфери та екології України”, м-б 1 : 500 000 / Держгеолслужба України, Ін-т геол. наук НАН України. – К., 2002. – 54 с.*

*Атлас родовищ нафти і газу України : у 6 т. / Гол. ред. М. М. Іванюта. – Львів : Центр Європи, 1998. – Т. 4 : Західний нафтогазонасний регіон. – 327 с.*

*Геологія гігантських месторождений нефти и газа. – М. : Мир, 1973. – 439 с.*

*Жикаляк М. В. Чи може бути в розрізі вугленосної товщі Донбасу гігантське газове родовище? // Мінеральні ресурси України. – 2008. – № 4. – С. 16–18.*

*Карпатська нафтогазонасна провінція / В. В. Колодій, Г. Ю. Бойко, Л. Е. Бойчевська і ін. – Львів ; Київ : ТОВ “Український Видавничий центр”, 2004. – 390 с.*

*Лепігов Г. Д., Гулій В. М. Нафта лінеamentу Карпінського (деякі аспекти генезису вуглеводнів) // Геолог України. – 2009. – № 4. – С. 38–45.*

*Лепігов Г. Д., Гулій В. М., Орлів С. І. До питання – чи може бути в розрізі вугленосної товщі Донбасу гігантське газове родовище? // Мінеральні ресурси України. – 2009<sub>1</sub>. – № 1. – С. 34–36.*

*Лепігов Г. Д., Гулій В. М., Цьоха О. Г. Нафтогазонасність Донбасу: глибинний газ в антрацитовому масиві та ознаки газових колон в зонах мезо-кайнозойської складчастості // Геолог України. – 2009<sub>2</sub>. – № 1–2. – С. 64–74.*

*Лепігов Г. Д., Орлів С. І., Гулій В. М. Концентрація вуглеводнів в Донбасі в світі абіогенної теорії їх генезису // Там само. – 2008<sub>1</sub>. – № 3. – С. 73–79.*

*Лепігов Г. Д., Орлів С. І., Гулій В. М. Гігантське газове родовище в Донбасі (теоретичні передумови існування) // Мінеральні ресурси України. – 2008<sub>2</sub>. – № 3. – С. 32–33.*

*Лепігов Г. Д., Орлів С. І., Гулій В. М. Геологічна модель передумов концентрації глибинного метану у вугленосних товщах // Геотехн. механіка : міжвід. зб. наук. пр. Ін-ту геотехн. механіки ім. М. С. Полякова НАН України. – Дніпропетровськ, 2008<sub>3</sub>. – Вип. 80. – С. 11–17.*

*Масвський Б., Євдошук М., Лозинський О. Нафтогазонасні провінції світу. – К. : Наук. думка, 2002. – 403 с.*

Сулин В. А. Условия образования, основы классификации и состав природных вод, в частности, вод нефтяных месторождений. Ч. 1. Образование и основы классификации природных вод. – М. : Изд-во АН СССР, 1948. – 139 с.

Guliy V. M., Lepigov G. D., Tysiachna O. M. Geological, Geochemical and Isotopic Models of Methane Concentration in the Ukrainian Coal Basins // European Society for Isotope Research : X ISOTOPE WORKSHOP (Zlotniki Lubańskie, Poland, June 22<sup>nd</sup>–26<sup>th</sup>, 2009) : Abstract Book. – Wrocław, 2009. – P. 97.

Karnkowski P. Złoża gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce. – Kraków, 1993. – T. 1. – 214 s. ; T. 2. – 275 s.

Стаття надійшла  
25.06.10

**Vasyl GULIY, Glib LEPIGOV**

**PROSPECTS OF GAS-BEARING POTENTIAL FIELD  
OF THE KOKHANIVKA STRUCTURE  
IN THE CARPATHIAN FOREDEEP OF THE UKRAINE**

Last years authors of the article were developing statements of the abiogenic theory of hydrocarbons genesis. Numbers of their articles concerned the problems of hydrocarbons formation in different geological structures of Ukraine and joint regions. Basement point of the author's version of the theory is an idea about formation of gas column during different tectonic epochs and establishing within their zones of hydrocarbons generation and concentration of hydrocarbon various phases. To create main initial aspects of the practical geological model of hydrocarbons formation and distribution of their fields, large geological structures (Donbas and Karpinskiy's lineament) were used.

According to authors' geological models, gas column is a part of upper mantle and low levels of the Earth crust where hydrocarbon gases have been generated, concentrated and thrown out as a source of hydrocarbons fields. Vertical section of the gas column stretches from asthenospheric surface up to sedimentary sequence. It is divided into some zones with specific *PT*-conditions, which reflect formation of different hydrocarbons phases. Gas field and its halo, which is located in upper part, are two main components of the gas column. Authors established system of geological, geophysical, geochemical and isotopic marks to determine depth of the various zones and to estimate composition of their hydrocarbons.

Noted statements of the abiogenic theory of hydrocarbon field genesis are discussed in this paper as well as creation of the gas column for the Inner tectonic zone of the Carpathian Foredeep. Authors established gas column within the Kokhanivka rim structure, which is located in the depression. Seismic and thermometry data and information on structure and gas distribution within sedimentary sequence are involved for this purpose. To determine the gas column of the Kokhanivka structure, depths of marks, limiting zones of formation and concentration of gas, main features of the sedimentary sequence, which contain characteristic of the halo, distribution of oil and gas within the halo, have been used.

As a result of this investigation, the Kokhanivka rim structure is established, where possibly large gas field is located in sequence of the PreMesozoic rocks. Most possible the gas field is connected to upper part of the Jurassic rocks in centre of the structure, where fluid proof Sarmatian horizon is developed. Gas-bearing horizon can be related here to carbonate-terrigenous sediments of the Upper Jurassic, and to similar Silurian sediments at Poland. Thickness of the gas-bearing sequence is up to 500 m. Probably, within Kokhanivka structure we can meet not only main gas field, but a number of others also, joint to it, at the depths of 2000–3500 m.