

## ПОРОДИ-КОЛЕКТОРИ ОЛІГОЦЕНУ КРОСНЕНСЬКОЇ ЗОНИ СКЛАДЧАСТИХ КАРПАТ

О. М. Остап, В. Г. Омельченко, А. В. Локтєв, Т. В. Калиній

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;  
e-mail: ovg eo@ukr.net

Нарощування видобутку природних вуглеводнів вимагає збільшення обсягу пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ, тобто проведення таких робіт у районах, які раніше вважались малоперспективними. Окрім цього, необхідно приділяти увагу і колекторам у карбонатних відкладах, де спостерігаються тріщинуваті зони, які можуть бути пастками нафти і газу. Зважаючи на це, карбонатна товща олігоцену Кросненської зони Складчастих Карпат є одним із цікавих об'єктів для пошуку, розвідки та розробки покладів вуглеводнів. З метою оцінки якості порід-колекторів, які складені тріщинуватими вапняками, необхідно більш детально проводити дослідження їх фільтраційно-ємнісних властивостей. У статті представлено результати дослідження олігоценових вапняків Лютнянської площі, що знаходиться у межах Кросненської зони. Для дослідження порід-колекторів, які складені тріщинуватими вапняками, застосовано комплексний підхід, що включає літолого-стратиграфічний, петрографічний і геохімічний аналізи, а також дослідження тріщинуватості і структурних особливостей порід. Результати досліджень вказують на високу тріщинуватість і сприятливий мінеральний склад вапняків, що свідчить про добрі фільтраційно-ємнісні характеристики та підтверджує їх належність до резервуарів для вуглеводнів промислового значення. В результаті вивчення та аналізу виготовлених із вапняків олігоценових відкладів шліфів, в них виявлено діагенетичні зміни, які впливають на пористість і проникність, що дозволяє оцінити надійність природного резервуару для накопичення та збереження покладів вуглеводнів. Практична цінність отриманих результатів полягає у використанні їх для планування та якісного проведення пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ, що може підвищити ефективність розробки нафтових і газових родовищ у карбонатних відкладах.

Ключові слова: вуглеводні, вапняки, тріщинуватість, пористість, проникність.

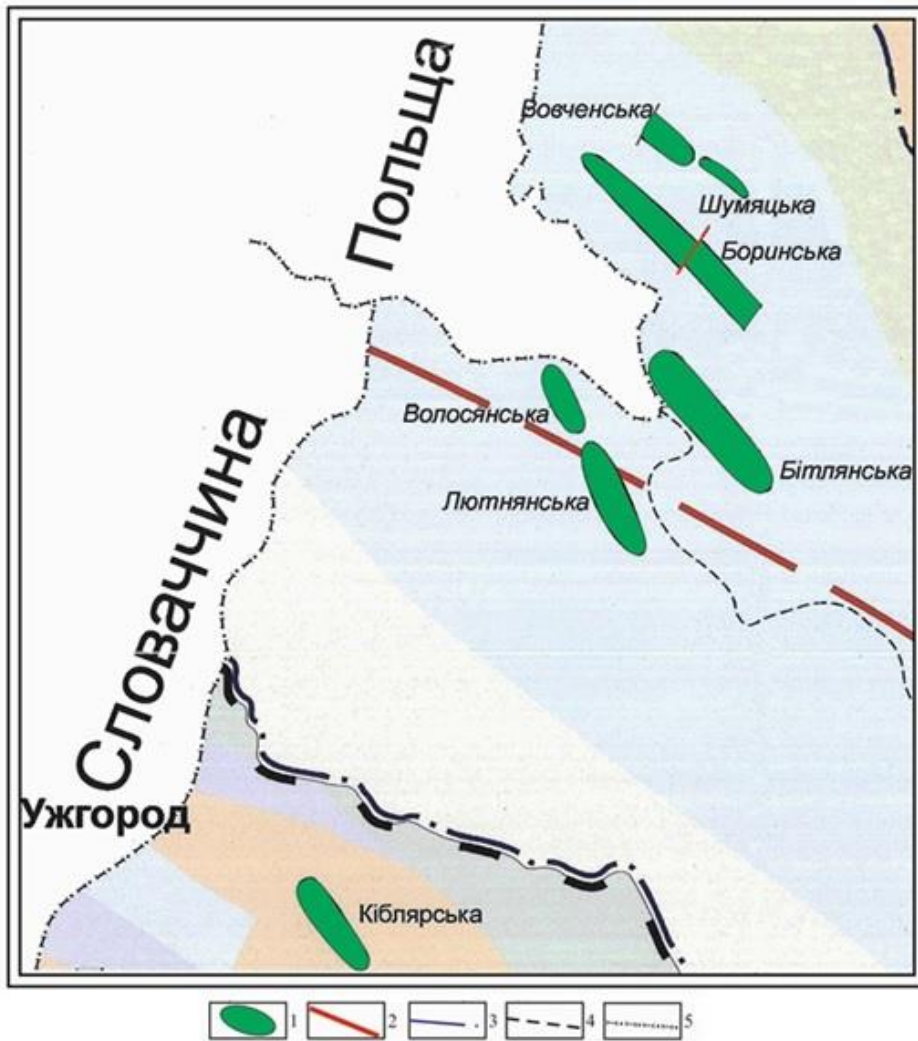
*Increasing the production of natural hydrocarbons requires an increase in the volume of exploration and exploration for oil and gas, and this requires such work to be carried out in areas that were previously considered unpromising. In addition, it is necessary to pay attention to collectors in carbonate deposits, where fractured zones can be observed, which can be reservoirs of oil and gas. Considering this, the Oligocene carbonate layer of the Krosnen zone of the Folded Carpathians is one of the interesting objects for the search, exploration and development of hydrocarbon deposits. In order to assess the quality of reservoir rocks, which are composed of fractured limestones, it is necessary to conduct a more detailed study of their filtration and capacity properties. The article presents the results of the study of Oligocene limestones of Lutnyanska square, which is located within the Krosnen zone. A comprehensive approach was used for the study of reservoir rocks composed of fractured limestones, which included lithologic-stratigraphic, petrographic and geochemical analyses, as well as the study of fracturing and structural features of the rocks. The results of the researches indicate a high fracturing and a favorable mineral composition of the limestones, which indicates good filtration-capacity characteristics and confirms their belonging to reservoirs for hydrocarbons of industrial importance. In the results of the study and analysis of the produced grindings from the limestones of the Oligocene deposits, diagenetic changes were found in them, which affect the porosity and permeability, which makes it possible to assess the reliability of the natural reservoir for the accumulation and preservation of hydrocarbon deposits. The practical value of the obtained results lies in their use for planning and high-quality conducting of exploration and exploration for oil and gas, which can increase the efficiency of the development of oil and gas fields in carbonate deposits.*

Key words: Folded Carpathians, Oligocene, reservoir-rock, fractures, psamites.

### Вступ

Нафтогазова галузь є однією з ключових складових світової економіки, забезпечуючи енергетичні потреби промисловості, транспорту та побутового сектору. Зростаючий попит на енергетичні ресурси ставить перед науковою спільнотою завдання пошуку нових родовищ

вуглеводнів та підвищення ефективності їх видобутку. У сучасних умовах виснаження традиційних нафтогазових резервуарів особливого значення набуває процес пошуку та розвідки покладів вуглеводнів у резервуарах, де колекторами служать не класичні гірські породи, а карбонатні тріщинуваті різновиди. Такі гірські



1 – сейсмоструктури, 2 – край платформного автохтону Карпат, 3 – межі нафтогазоносних областей, 4 – межі адміністративних областей, 5 – лінія державного кордону

**Рисунок 1 – Фрагмент карти-схеми північно-західної частини Кросненської зони Складчастих Карпат (тектонічна основа ІГГГК НАН України з доповненнями Локтєва А.В.)**

породи поширені у північно-західній частині Західноукраїнського нафтогазоносного регіону, зокрема у зоні Кросно, дослідженнями якої ще у ХІХ столітті займались геологи Австрії, Угорщини, Польщі, Чехословаччини та інші. (Ladyzhensky, 2000, Golonka, 2019, Pavliuk, 2019).

За результатами цих досліджень були складені перші геологічні карти Карпат, побудовані перші тектонічні моделі, серед яких були і такі, що передбачали насувний характер будови гірської споруди. В 1946-48 рр. вся територія Українських Карпат вперше була покрита геологічною зйомкою масштабу 1:200000, яку провела експедиція під керівництвом Богданова О.О., яка дала багатий геологічний матеріал для подальших досліджень. Було намі-

чено перші зв'язки поверхневих нафтогазопроявів з можливими промисловими скупченнями вуглеводнів на глибині.

Кросненська зона Карпатського складчастого поясу є одним із перспективних регіонів для пошуків, розвідки та видобутку вуглеводнів у карбонатних відкладах, де виявлено низку перспективних на нафту і газ сейсмоструктур (рис. 1). Олігоценіві вапняки Лютнянської площі, що входять до складу цієї зони, представляють значний інтерес для геологів та інженерів-нафтовиків завдяки своїм потенційним резервуарним властивостям. Незважаючи на складні геологічні умови та недостатню вивченість, ці відклади можуть стати важливим джерелом вуглеводнів у майбутньому (Kutas, 2021, Loktev, 2019, Khomjak, 2020).

Отже, детальне вивчення фільтраційно-ємнісних властивостей карбонатних відкладів олігоцену зони Кросно дозволить якісно оцінити пасткові умови та можливості накопичення і збереження покладів вуглеводнів у них.

**Метою досліджень** є вивчення фільтраційно-ємнісних параметрів вапняків за результатами лабораторних та свердловинних досліджень на прикладі олігоценових відкладів Лютнянської площі. Дослідження спрямоване на визначення потенціалу цих відкладів для нафтогазового видобутку.

Для вирішення поставленої мети необхідно проаналізувати результати геофізичних досліджень вапняків олігоцену у свердловинах на сусідніх із Лютнянською площах, а також результати лабораторних досліджень структури вапняків у шліфах. Окрім того, вивчення діагенетичних змін і мінерального складу вапняків дозволить розширити розуміння про геологічні процеси, що впливають на якість колекторських властивостей.

### Огляд літератури

Геологічна будова зони Кросно тісно пов'язана із формуванням Карпатського складчастого поясу. Так І. Б. Вишняковим та В. В. Глушко (Vyshnyakov, 1984) була висловлена думка про те, що покривна структура Карпат формувалась в декілька актів тектонічної активності. Індикаторами часу в цьому процесі вважалися крупні депресії, в тому числі і Кросненська, утворення яких супроводжувалося консидентаційним вторгненням в їх межі з південного заходу флішових покривів. В результаті утворювались багатоярусні споруди по типу Бориславсько-Покутської зони.

На сучасному етапі вивчення Складчастих Карпат найвагомішими дослідженнями зони

Кросно було проведено комплексну геологічну зйомку масштабу 1:50000, метою якої було виявлення перспективних на нафту та газ об'єктів, вивчення геологічної будови та перспектив нафтогазоносності зон зчленування Дуклянського, Чорногорського і Кросненського покривів. За результатами робіт були складені геологічні карти Складчастих Карпат масштабу 1:100000, 1:50000 (Hnylko, 2020, Savchak, 2019, Gaevska, 2019).

В межах Кросненської зони тектонічним аналогом Бориславсько-Покутських складок вважається Переддуклянська смуга, частково перекрита Дуклянським покривом, де прогнозується нагромадження зсувних глибинних флішових складок, захоронених у кросненських

відкладах (Hnylko, 2019). Однією з таких складок є Ветлінська, розміщена на території Польщі. Тут виявлені промислові газові поклади в олігоцені і доведені кондиційні гранулярні породи-колектори в еоцені і палеоцені (Marchenko, 2019).

Об'єктом наших досліджень є породи-колектори олігоцену, які розкриті однією із пошукових свердловин, пробурених на Лютнянській площі (Naumko, 2020). Олігоценові відклади відомі у всіх структурно-фаціальних одиницях Кросненської зони Карпат та складаються з двох фацій: чорний, кременистий, часто бітумінозний фліш з листуватими аргілітами та пісковиками, і сірий, сильно вапняковистий фліш, грубо-, середньо-, та тонкоритмічний. В підшві головецького горизонту олігоцену простежуються маркуючий нижньокременевий горизонт та чорні бітумінозні аргіліти, складені переважно тонкоритмічним флішем товщиною від перших метрів до 60 м. За цими літологічними ознаками він має значення місцевого реперу (Popp, 2019).

Таким чином карбонатні породи олігоценових відкладів є цікавим об'єктом для вивчення з метою встановлення їх перспектив нафтогазоносності у надрах Кросненської зони.

### Матеріали та методи

Для вирішення поставленої мети необхідно при дослідженнях використати комплексний підхід, що включає:

1. Літолого-стратиграфічний аналіз для визначення геологічної будови і складу вапняків.
2. Петрографічний аналіз для дослідження структури і складу порід під мікроскопом.
3. Геохімічні методи для визначення мінерального складу і діагенетичних змін.
4. Аналіз тріщинуватості та структурних особливостей порід з метою оцінки потенціалу порід як резервуарів для вуглеводнів.
5. Інтерпретація даних, отриманих із свердловинних досліджень і польових спостережень.

Практична цінність досліджень полягає у можливості застосування його результатів для планування пошуково-розвідувальних та видобувних робіт на олігоценові відклади Кросненської зони Карпатського складчастого поясу. Отримані дані можуть бути використані для оптимізації методів видобутку вуглеводнів і підвищення ефективності експлуатації родовищ. Крім того, результати досліджень можуть стати основою для подальших наукових робіт у галузі геології і нафтогазовидобутку.

**Результати досліджень та обговорення**

Результати дослідження показують, що олігоценові вапняки Лютнянської площі мають значний потенціал для нафтогазового видобутку. Встановлено високу тріщинуватість порід, що є позитивним фактором для резервуарних властивостей. Виявлено наявність діагенетичних змін, які впливають на пористість і проникність вапняків. Геохімічний аналіз вказує на сприятливий мінеральний склад, що підтверджує можливість нафтогазоносності.

Під час проведення геолого-зйомочних робіт на площі Лютнянська були зафіксовані прояви нафти і газу в картувальних свердловинах (Navryshkiv, 2019). Ці свердловини розміщувались у межах Лютнянської синклінали, виповненої олігоценом. У свердловині № 4-Лютнянська були зафіксовані примазки нафти по тріщинах в пісковиках (інтервал глибин 37-40 м), в свердловині № 7-Лютнянська – примазки бітумів (інтервал глибин 26-27 м). У свердловині № 8-Лютнянська, в інтервалі глибин 68-71 м при підйомі керну з пісковиків сочилась нафта, крім того, в інтервалах глибин 89-92, 109-112 і 128-130 м в пісковиках спостерігались прояви бітуму і нафти. Найбільш інтенсивні прояви нафти відзначались у свердловині № 18-Лютнянська. У ній інтенсивне височування нафти з пісковиків мало місце в інтервалі глибин 148-152 м, а в інтервалі глибин 185-190 м з поверхні глинистого розчину була відібрана проба нафти. ( $D_{20}^{20} - 0,8432$ ,  $S - 0,22\%$ , початок кипіння –  $47^{\circ}\text{C}$ , до  $100^{\circ}\text{C} - 0,2\%$ , до  $150^{\circ}\text{C} - 7,5\%$ , до  $200^{\circ}\text{C} - 18\%$ , до  $250^{\circ}\text{C} - 28\%$ , до  $300^{\circ}\text{C} - 41\%$ , до  $350^{\circ}\text{C} - 56\%$ ). Крім того, в цій свердловині зафіксовано прояви горючого газу. Склад газу:  $\text{CH}_4 - 95,36\%$ ,  $\text{CO}_2 - 1\%$ ,  $\text{N}_2 - 3,63\%$ .

У картувальній свердловині № 10-Лугівська при вибої 112 м (розташованій на правому березі р. Уж на 650 м північно-західніше окраїни с. Луги на північно-східному крилі Північно-Лугівської складки) з сірих аргілітів олігоцену з глибини 7 м мало місце витікання коричнево-бурої нафти і слабе газування.

Результат хімічного аналізу нафти з інтервалу глибин 7-21 м наступний:  $D_{20}^{20} - 0,8755 \text{ г/см}^3$ ,  $S - 0,4\%$ . Розгонка за Енглером: початок кипіння –  $105^{\circ}\text{C}$ ,  $10\% - 244^{\circ}\text{C}$ ,  $20\% - 275^{\circ}\text{C}$ ,  $30\% - 308^{\circ}\text{C}$ ,  $40\% - 332^{\circ}\text{C}$ . Фракційна розгонка: до  $100^{\circ}\text{C} - \text{немає}$ , до  $150^{\circ}\text{C} - 0,5\%$ , до  $200^{\circ}\text{C} - 1,2\%$ , до  $300^{\circ}\text{C} - 27\%$ . Всього бензину –  $1,2\%$ , керосину –  $25,8\%$ . дизпалива –  $13,0\%$ .

У картувальній свердловині № 140 площі Лімна (Kutas, 2021), також розташованій на північно-східному крилі Північно-Лугівської складки, з олігоценових відкладів нижньовер-

ховинської підсвіти з інтервалу глибин 112-118 м був одержаний приплив вільного газу, хімічний склад якого:  $D_{20}^{20} - 0,6847$ ,  $D_{20}^{20} - 0,6847$ ,  $D_{20}^{20}$  (по повітрю) –  $0,5682$ ,  $\text{CH}_4 - 97,182$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6 - 0,527$ ,  $\text{C}_3\text{H}_8 - 0,009$ ,  $\text{C}_4\text{H}_{10} - 0,005$ ,  $\text{N}_2 - 1,534$ ,  $\text{CO}_2 - 0,722$ .

Прояви нафти та бітумів відзначались в картувальних свердловинах № 19, 20, 22, 23 площі Луги в межах Південно та Північно-Лугської складок, а також в свердловинах № 5, 7, 18, 19-Луги, в олігоценових відкладах наступної від Північно-Лугської складки, лусці Бітлянського субпокриву. У свердловині № 7-Луги, крім того, відзначались також газопояви з глибини 37 м. Декілька природних проявів нафти і бітумів, зафіксованих у цій же лусці, задокументовано в олігоцені, північно-західніше с. Луги по струмку Лубня (права притока р. Уж).

Наявність великої кількості природних поверхневих проявів вуглеводнів у районі Лугів, була причиною постановки тут пошукових робіт на нафту. Перші такі роботи в Лугах були проведені в 1870 р за дорученням угорського уряду в околицях с. Ставне, західніше с. Луги, де було пробурено декілька свердловин глибиною 19-70 м.

На глибині 30-40 м був розкритий нафтоносний горизонт, який давав на початку таку кількість нафти, що в с. Кострино був збудований невеликий нафтопереробний завод. Однак приплив нафти швидко припинився, оскільки в свердловинах не були перекриті водоносні горизонти. У 1874 р розвідувальні роботи були припинені. За чотири роки було видобуто 120 центнерів нафти. У 1897-1901 рр. промисловець А. Бантлін (Buntlin, 1901) пробурив біля с. Луги чотири свердловини.

Свердловина № 2 (“Граф Терек”) розкрила нафтоносний горизонт на глибині 453 м. Початковий дебіт – 400 кг/добу. Видобуто 10 т нафти. Вибій – 725 м. Свердловина № 3 (“Лідія”) – розкрила нафтовий горизонт на глибині 230 м. Початковий дебіт – 5 бар./добу ( $0,8 \text{ м}^3/\text{добу}$ ), вибій – 425 м. Видобуто 83,35 т нафти. Свердловина № 4 (“Анна”). Нафтовий горизонт на глибині 215 м. Видобуто 48,75 т нафти. Разом ці чотири свердловини дали з інтервалу глибин 215-453 м 253,1 т нафти.

За даними В.Н. Крамаренка (Kramarenko, 1947) розріз свердловини “Граф Терек” наступний: 0-260 м – олігоцен, кросненська світа; 260-598 м – олігоцен, менілітова світа; 598-725 м – еоцен (верхній). У 1945 р після розташування цієї свердловини одержали приплив важкої нафти ( $D_{20}^{20} - 0,889 \text{ г/см}^3$ ,  $t \text{ кипіння} = 98^{\circ}\text{C}$ . У 1946-

47 рр. в районі с. Луги в ядерній частині Північно-Лугівської складки було пробурено дві структурно-пошукові свердловини № 1 і 2-Луги (вибої відповідно 371 і 275 м). Свердловина № 1-Луги розкрила наступні відклади: 0-72 м – олігоцен, менілітова світа, 72-215 м – еоцен верхній (переважають аргіліти), 215-371 м – еоцен (пісковики).

Свердловина № 2-Луги: 0-72 м – олігоцен, менілітова світа, 72-195 м – еоцен верхній (аргіліти), 195-275 м – еоцен (пісковики). Під час буріння нафтогазопрояви не спостерігались. У свердловині № 1-Луги після чотирьох місяців по закінченню буріння почали виділятися бульбашки газу. Склад (в %): вуглекислий газ – 0,89, метан – 84,84, ненасичені і важкі вуглеводні – 0,15, інертні гази – 14,72.

У свердловині № 2- Луги після трьох місяців на глинистому розчині з'явилась зеленувата піна, нижче якої знаходилась масляниста рідина товщиною шару 20 см, яка нагадувала солярове масло ( $D^{20} = 0,785 \text{ г/см}^3$ .  $t \text{ кип.} = 150^\circ\text{C}$ ,  $t \text{ заст.} = +16^\circ\text{C}$ ). Склад газу (в %): вуглекислий газ – 0,73, метан – 86,3, ненасичені і важкі вуглеводні – 0,52, інертні гази – 12,45,  $D = 0,5784$ . Підсумовуючи викладене, можна зробити висновок, що за наявності в зоні зчленування Дуклянського і Кросненського покривів можна очікувати, імовірно, відкриття промислових покладів газу і газоконденсату (лінія, яка розмежовує ореоли нафтових і газових родовищ, простягається на польській території від с.Скшидліни на заході до с.Ветліни, поблизу українсько-польського кордону, а на українській території її можна протрасувати через смт.Бориню-с.Тухольку-с.Опорець-с.Конятин.) До речі, на продовженні Північно-Лугської складки в районі с.Ветліни, (Польща) (25 км північно-західніше с. Луги) у 60-тих – 70-тих роках минулого століття було відкрито газове родовище Ветліна. Також на суміжній території Польщі в Сілезькій (Кросненській) зоні відкрито десятки родовищ нафти і газу. Продуктивними там є стебнянські, ценжковицькі і кросненські пісковики. У відкладах палеоцен-еоцену зосереджено 85% запасів нафти. Родовища здебільшого приурочені до інтервалу глибин 300-1200 м.

За даними П. Карнковскі (Karnkovsky, 1993) на Ветлінському газовому родовищі (Польща), яке знаходиться у подібних з Лютнянською ділянкою тектонічних умовах, виявлено газові поклади в олігоцені. У свердловині № 5-Ветліна (вибій 3008 м) отримано приплив газу 16,6 тис.м<sup>3</sup>/добу з покривельної частини “менілітової” (головецької) світи з глибини

1800 м, а в свердловині № 6-Ветліна (вибій-2100 м) отримано приплив газу дебітом 59 тис.м<sup>3</sup>/добу з інтервалу глибин 2025-2027 м з середньої частини “менілітової” світи.

На українській території в межах однієї із сейсмоструктур, Боринській, було проведено параметричне буріння. Під час буріння свердловини № 1-Бориня при вибої 4873 м, стався відкритий фонтан газу з конденсатом. Дебіт досягав приблизно 400 тис.м<sup>3</sup>/добу. Після ліквідації свердловини № 1-Бориня з технічних причин було пробурено свердловину № 2-Бориня до глибини 5230 м, де стаціонарно випробувано 10 об'єктів (інтервал глибин 5160-3190 м), з яких було отримано припливи газу з дебітом від 2,0 тис.м<sup>3</sup>/добу до 9,7 тис.м<sup>3</sup>/добу при аномально високих пластових тисках.

Причиною отримання незначних дебітів газу в свердловині № 2-Бориня є, ймовірно, технічні причини, які вплинули на розкриття продуктивних об'єктів при бурінні свердловини. Проте, завдання з картування нових складок, в зв'язку з газоносністю олігоцену в межах окремих блоків Боринської ділянки, не було виконане. Рідка сітка профілів (два розвідувальних і два сполучних), фрагментарне стеження відбиваючих горизонтів, на той час не дали змоги здійснити структурні побудови. Тому, результати робіт були представлені тільки у вигляді сейсмічних глибинних розрізів, а рекомендацій щодо збільшення обсягів пошуково-розвідувального буріння виявилися відсутніми. Відзначалося, що необхідно істотно підвищити якість первинного сейсмогеологічного матеріалу, для чого слід провести дослідно-методичні роботи. В порівнянні з Гринявським газовим родовищем, на Боринській площі колекторські властивості олігоценових порід вищі, а ефективні товщини проникних горизонтів значно більші (Guliy, 2019).

На південному заході від Боринської ділянки в 90-х роках минулого століття було пробурено параметричну свердловину № 1-Бітля. В її задачі входило розкриття еоценових відкладів, вивчення їх літофаціальних особливостей та характеру насичення розрізу. При вибої 3100 м свердловина була припинена бурінням через складну аварію, не розкривши еоцену. Під час буріння з глибини 1000 м відмічались постійні газопрояви. При випробуванні з допомогою ВПТ в інтервалі глибин 1865-1933м (головецька світа) отримано газовий факел довжиною 2 м, а з інтервалу глибин 2978-3056 м отримано приплив газу дебітом 6,2 тис.м<sup>3</sup>/добу. На площі Бітля в процесі проведення структурно-пошукового буріння в більшості свердловин

спостерігались нафтогазопрояви у вигляді плівок нафти, розгазованість глинистого розчину, викиди газу і нафти, наявність примазок нафти по тріщинах в керні. Найбільш інтенсивні нафтогазопрояви задокументовані в свердловинах № 4-8-Бітля.

Дистанційні дослідження підтвердили загальний депресійний характер будови Кросненської зони, що відрізняє її від оточуючих покривів. За даними результатів дистанційних досліджень найбільш перспективною вважається північно-західна частина Кросненської зони, де на тлі регіональної депресії виділяються значні за розмірами локальні позитивні морфоструктури, в тому числі і на Лютнянській площі (Tserklevych, 2019).

Характерним для Кросненської і Дуклянської зон є чітка покривно-лускова їх тектонічна будова. В Кросненській зоні, широко представлені породи олігоцен-міоцену товщиною понад 5000 м (свердловина № 2-Боринська). По відношенню до Дуклянської, Кросненська зона має чітко виражений депресивний характер будови, що нагадує внутрішню гірську западину.

Північно-східна границя Кросненської зони проходить, в досліджуваному перетині, по потужному, поздовжньому розлому, що відділяє Розлуцьку луску від Скибового покриву. Південно-західна межа Кросненської зони по поверхні проходить вздовж регіонального насуву Дуклянської зони. Під покривом останньої передбачаються захоронені параавтохтонні структури зони Кросно. Підтвердженням тому слугує розріз флішових палеогенових відкладів, розкритий свердловиною № 1-3 на суміжній території Словаччини, яка пробурена в 16 км від чола Дуклянського покриву.

На підставі даних польової геофізики та результатів буріння свердловини № 1-3бої передбачається майже субгоризонтальне положення підошви Дуклянського покриву. Цей факт дозволяє сподіватися на існування під Дуклянським покривом низки перспективних пасток на нафту та газ, що належатимуть до Кросненської зони. Доцільно відмітити, що за аналогією з Внутрішньою зоною прогину, де крупні насуви, що розділяють покриви, часто виконують роль екранів для покладів вуглеводнів, таку роль може виконувати і регіональний насув, що відділяє Дуклянську зону від Кросненської (Gavura, 1992).

Під насувом Дуклянських складок свердловиною № 1-Лютнянська розкрита антиклінальна структура, в межах якої газонасиченим виявився майже весь розріз олігоценових відкладів. Вона відноситься до лінії антиклінальних

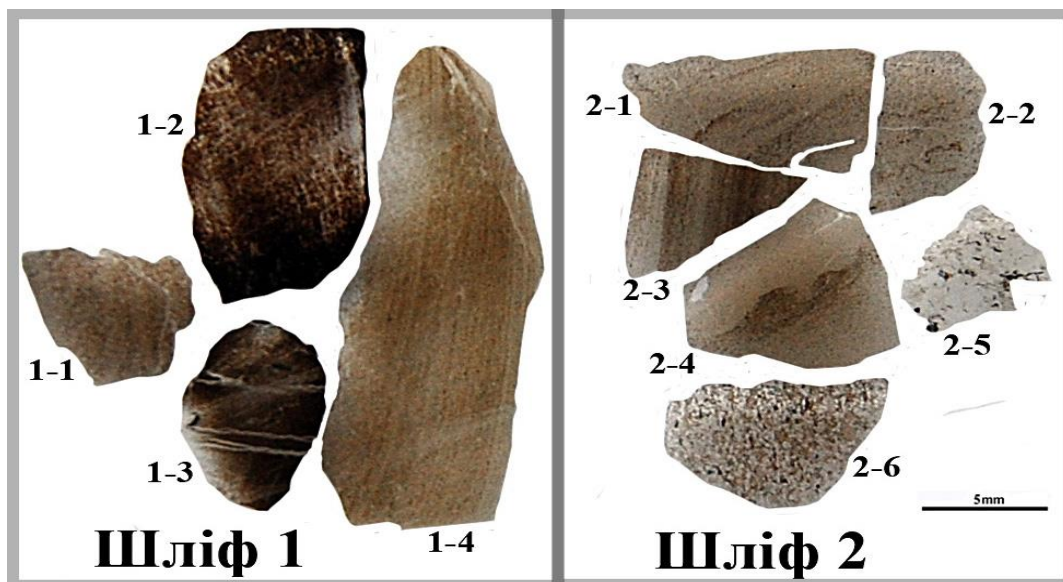
структур першого ярусу, що за даними геологічних зйомок прослідковуються по простяганню на десятки кілометрів. При цьому, тими ж геологічними зйомками встановлено, що ця лінія складок регіонально піднімається в північно-західному напрямку.

На території Польщі поклади нафти відкриті в нижньокросненських відкладах та клівських пісковиках менілітових шарів, які є аналогічними за літологічним складом головецькому горизонту. Ці відклади є добрими породами-колекторами: їх пористість коливається в границях від 9 до 14 %, а проникність змінюється від 25 до 100 мД. Загальна товщина головецького горизонту складає від 500 до 1000 м.

За даними інтерпретації отриманих результатів ГДС в Лютнянській свердловині № 2 в інтервалі олігоценових відкладів розкрита пачка глинистих вапняків, які характеризуються питомим електричним опором пластів 300 Омм і пористістю до 7 %. За результатами проведеного газового каротажу в процесі буріння свердловини газові покази в зазначеному інтервалі мали такі значення:  $C_1 - 96,5\%$ ;  $C_2 - 2,5\%$ ;  $C_3 - 0,2\%$ ;  $C_4 - 0,7\%$ ;  $C_5 - 0,1\%$ . При стаціонарному випробуванні отримано приплив газу дебітом  $3,5 \text{ тис. м}^3/\text{добу}$  з ознаками нафти та конденсату на діафрагмі діаметром 2,5 мм. Оскільки керн не відбирався в олігоценових відкладах, нами проведено лабораторні дослідження проб зразків шламу, з яких виготовлено шліфи з відібраних уламків частинок гірських порід, з метою визначення літолого-петрографічних особливостей (Shlapinsky, 2019).

За результатами лабораторних досліджень проб шламу, відібраних у інтервалах олігоценових відкладів, карбонатність порід становить  $15,3-19,3\%$ . Літолого-петрографічні особливості уламків глинистих вапняків досліджено на шліфах. Як виявилось, у них повністю відсутня порова складова матриці та зафіксовано значні відкриті тріщини розміром 0,1 мм і більше. Останні, на нашу думку, слугують шляхами фільтрації вуглеводнів (рис. 2).

Уламок 1-1 представлений пелітоморфно-мікрозернистим згустковим вапняком слабо-доломітизованим, водоростевим пеліто-алевритистим тріщинуватим з домішкою пелітових та дрібно алевритових уламків кварцу, в якому присутні реліктовий детрит, окремі збережені форми форамініфер, а також стилітові шви. Вивчений уламок має неправильну форму; колір сірий з буруватим відтінком. Порода крихка, приховано-кристалічна, закипає при реакції з 5% розчином соляної кислоти. Також встановлено, що вапняк характеризується слабо вира-



Шліф 1 – олігоцені відклади; Шліф 2 – олігоцені відклади

Рисунок 2 – Розташування частинок уламків шламу на площині штучних шліфів

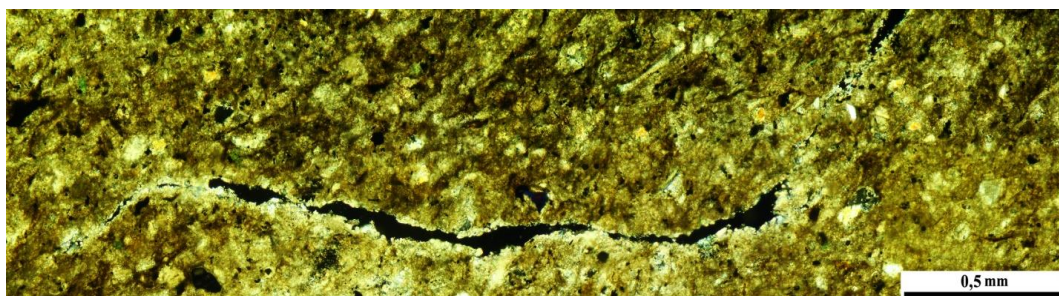


Рисунок 3 – Шліф 1. Уламок 1-1. Відкрита тріщина у вапняку

женою мікрошаруватістю, пелітоморфно-мікрозернистою і реліктово-згусткуватою структурою (розміри згусткуватих згромаджень менші 0,1 мм) та грудкуватою структурою (розміри згромаджень – 0,1-1,0 мм). Границі між згусткувато-грудкуватими згромадженнями та цементом практично відсутні: їх можна визначити лише за плямистим забарвленням. Ця структура є важливою класифікаційною ознакою і, відповідно, генетичним показником того, що даний вапняк утворився в морських мілководних умовах і має водоростеву природу. Про це свідчать окремі збережені форми форамініфер, детритові уламки, ниткоподібні релікти водоростевих фрагментів, присутність окремих зерен глауконіту і, що найголовніше, згустково-грудкувату будову породи. Збагачені водоростевими залишками ділянки віддалено нагадують шари товщиною приблизно 1-1,5 мм, в межах яких маємо більш темно-бурувате забарвлення.

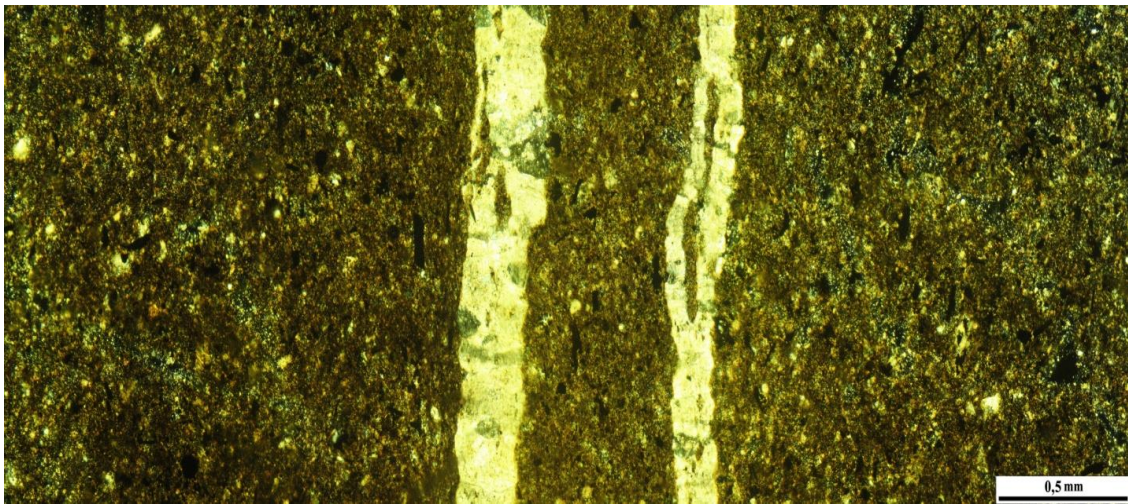
Уламки кварцу, нерівномірно розсіяні в породі, характеризуються реакційною взаємодією з карбонатною основою, у більшості своїй

за формою осколкові або субізометричні. У кількісному відношенні вони складають не більше 2-3 %.

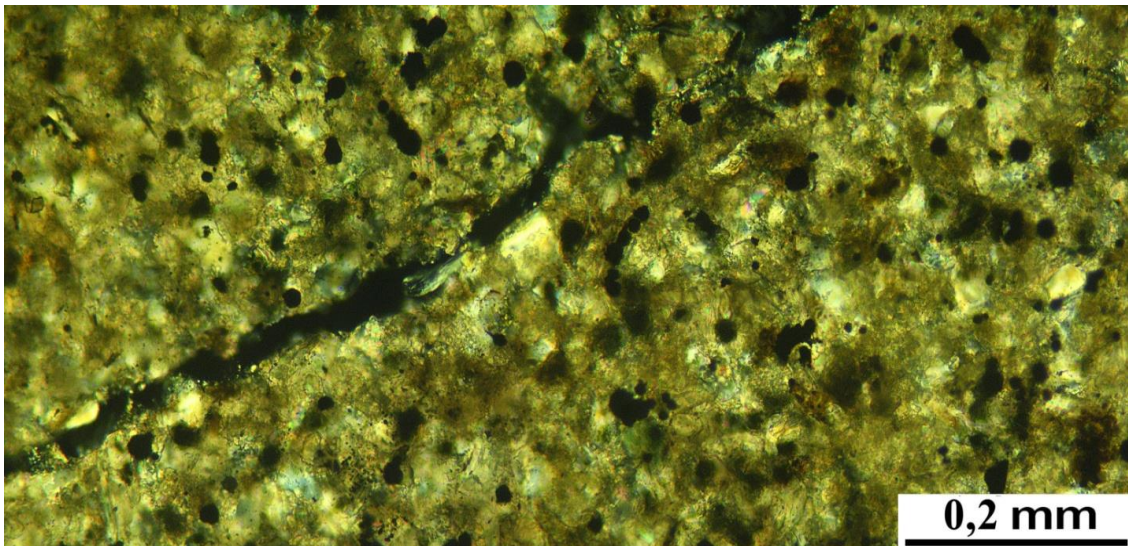
Для породи характерні відкриті тріщини (рис. 3), які в межах досліджуваного уламка простежуються на 3-3,5 мм при ширині від 0,01 до 0,05 мм. На окремих ділянках вони майже повністю заповнені тонкокристалічним новоутвореним кальцитом.

Серед мінералів діагенетичного етапу перетворення (крім новоутвореного кальциту) по тріщинах присутні дрібні вкраплення окисленого піриту. Пустотний простір практично відсутній, первинні пори заповнені новоутвореним доломітом або кальцитом (Vernygorova, 2020).

На (рис. 2) шліф 1, уламок 1-2 представлений темно-коричневим бітумінозним аргілітом, тому на ньому увага не акцентована. Уламок 1-3 представлений вапняком водоростевим, дуже схожим на уламок 1-1. Колір уламка – бурий, текстура масивна. Структура мікро-дрібнозерниста, картина первинної згустково-грудкуватої структури майже не помітна. Тріщини у цій породі повністю заліковані середньокрис-



**Рисунок 4 – Уламок 1-3. Шліф водоростевого вапняку мікро-дрібнозернистого, щільного з прожилками середньокристалічного кальциту**



**Рисунок 5 – Шліф 2. Уламок 2-1. Фрагмент тріщини у вапняку**

талічним кальцитом (рис. 4), а основна маса слабонасичена органічною речовиною, що надає їй у шліфі буруватий відтінок. Реальну довжину тріщин, заповнених кальцитом, встановити неможливо, оскільки вони пронизують весь уламок. Товщина їх досягає 0,2 мм. Рослинні органічні рештки вуглефіковані і піритизовані. Пустотний простір практично відсутній, порода щільна.

На (рис. 2), шліф 1, уламок 1-4 представлений вапняком, ідентичним з уламком 1-3. Єдина різниця полягає у практично повній відсутності тонкодисперсної органічної речовини, внаслідок чого колір уламка світло-сіро-буруватий плямистий.

На (рис. 2), шліф 2, уламки 2-1, 2-2, 2-5 представлені вапняком доломітизованим, дрібнозернистим, щільним алевритистим і сильно піритизованим. Колір уламка – сірий, мікротек-

стура – смугаста за рахунок пошарового розташування вкраплень піриту.

Встановлено, що структура - дрібнозерниста (розміри уламків 0,01-0,05 мм), рівномірнозерниста. Дрібно алевритова частина присутня у кількості не більше 5-6 %, представлена уламками зерен кварцу розміром не більше 0,05 мм, розсіяна у породі нерівномірно. Особливістю даної породи є значна кількість вкраплень піриту, які розсіяні в усьому об'ємі у вигляді крапель і агрегатних утворень з ікроподібною структурою. Порода дуже щільна, пустотний простір відсутній. У той же час, спостерігаємо присутність окремих тріщин, довжина яких досягає 4 мм, ширина на найбільш розкритих ділянках досягає 0,1 мм. Тріщина у площині шліфа має хвилястий вигляд і пережими, а на закінченні поступово виклинюється (рис. 5).



Вторинні зміни проявились у вигляді діагенетичних перетворень, що супроводжувались утворенням піриту, перекристалізацією кальциту і доломітизацією.

На (рис. 2), шліф 2, уламки 2-3, 2-4 представлені вапняком доломітизованим, дрібнозернистим, щільним, алевритистим і піритизованим. Ця порода дуже схожа на вище описані уламки порід шламу 2-1 і 2-2 (рис. 2, шліф 2). Колір – сірувато-бурий, текстура неясно-смугаста; окремі смуги відрізняються за інтенсивністю забарвлення бурих відтінків за рахунок пошарового вмісту тонкодисперсної органічної речовини і піритизації.

За даними літолого-петрографічних досліджень виявлено, що контакт між шарами з різною інтенсивністю забарвлення чіткий. Разом з тим, смуга з більшим вмістом органічної речовини характеризується більшим вмістом алевритових уламків зерен кварцу. Слід відзначити присутність волосоподібних тріщин у світлій частині породи і майже повну відсутність пустотного простору (Ryabokon, 2022).

Уламок 2-6 (рис. 2, шліф 2) представлений слабо піритизованим глауконітовим дрібнозернистим кварцовим пісковиком з карбонатним детритово-згустково-грудкуватим цементом з домішкою слюди (мусковіту). Колір – сірий зі слабким буруватим відтінком. Текстура масивна. Спостерігається бурхлива реакція породи з 5 % розчином соляної кислоти.

Уламкова частина представлена зернами кварцу і окремими зернами халцедону. Розмір уламків – від крупної алевритової фракції (0,05-0,1 мм) до крупної (окремі зерна) псамітової (0,5-0,7 мм). Отже, порода нерівномірно зерниста і погано сортована, хоча суттєво переважає псамітова фракція розміру 0,1-0,17 мм. Разом з тим, об'єм уламків майже рівний об'єму цементу, тому порода може мати подвійну назву (вапняк дрібнопсамітовий). Розподіл уламків – рівномірний. За характером цементаций структура цементу – базальна, в окремих випадках – порова. Цемент представлений, головним чином, кальцитом у вигляді детриту (уламки ступок різної форми і розміру), який зцементований дещо перекристалізованим (пелітоморфно-дрібнозернистим) згустково-грудкуватим кальцитом водоростевого походження. Чітких ознак доломітизації не помічено (Hnylko, 2020).

До новоутворених мінералів цементу відноситься незначна кількість кальциту, яка оточує зерна кварцу, поодинокі зерна глауконіту та лусочки слюди. У складі цементу присутня незначна кількість органічної речовини у вигляді мікрозгустків чорного кольору. Пустотний про-

стір у породі практично відсутній. За наявністю новоутворених мінералів (частково кальцит другої генерації, луски мусковіту та пірит) можна вважати, що порода зазнала змін на стадії діагенезу. В зоні водонафтових контактів (ВНК) відбувається окислення нафти, розчинення і перевідкладення карбонатів,  $\text{SiO}_2$ . З бітумами пов'язано утворення піриту і інших сульфатних мінералів (Naumko, 2019).

Наведений коротко геологічний матеріал по олігоценових карбонатних відкладах Лютнянської площі Кросненської зони Складчастих Карпат дозволяє зробити висновок про те, що в них є типові породи-колектори, сильно тріщинуваті, які являють собою перспективні об'єкти для пошуків, розвідки та видобування вуглеводнів, а також отримання припливів газу низькопроникних щільних порід-колекторів методом буріння горизонтальних свердловин з подальшими гідрозривами пласта.

Отже, враховуючи виявлену тріщинуватість вапняків олігоцену на Лютнянській площі рекомендовано провести циклічне закачування під тиском (міні-гідророзрив пласта) розчину соляної кислоти 10-15 % концентрації, з розрахунку закачування кислотного розчину в об'ємі близько  $0,1 \text{ м}^3$  на 1 м ефективної товщини пласта. Це пояснюється випаданням в привибійній зоні пласта продуктів реакції кислоти з породою, які спричиняють закупорювання фільтраційних каналів, у нашому випадку тріщин. Оптимальний час дії соляної кислоти з породами-колекторами не повинен перевищувати 1 год. Враховуючи значну карбонатність порід (15,3-19,3 %), застосування плавикової кислоти є недоцільним, оскільки вона, як більш активна у порівнянні з соляною, реагує, насамперед, з  $\text{CaCO}_3$  і  $\text{MgCO}_3$  утворюючи при цьому драгисті осади фторидів кальцію і магнію, які будуть випадати у тріщинах і можуть повністю блокувати фільтрацію вуглеводнів. Викликаючи приплив, не потрібно створювати депресій, які перевищують величину  $1/3$  від пластового тиску ( $85 \text{ кгс/см}^2$ ). Це може спричинити повне або часткове змикання тріщин у породах-колекторах привибійної зони, що може призвести до суттєвого зменшення припливів вуглеводнів. Для отримання позитивних результатів, враховуючи початковий дебіт  $3,5 \text{ тис. м}^3/\text{добу}$ , рекомендуємо серію повторних обробок пласта.

### Висновки

Проведені дослідження олігоценових вапняків Лютнянської площі, яка виявлена у складі Кросненської зони Карпатського складчастого поясу, дозволило отримати важливі наукові ре-

зультати, які підтверджують перспективність цих відкладів для нафтогазовидобутку.

Аналіз геологічної будови вапняків показав, що ці породи мають складну стратиграфічну структуру з високою тріщинуватістю. Висока тріщинуватість є важливим чинником, що сприяє поліпшенню резервуарних властивостей порід, створюючи додаткові шляхи для накопичення і міграції вуглеводнів.

Виявлені діагенетичні зміни карбонатних порід свідчать про значний вплив постседиментаційних процесів на вапняки. Зокрема, змінюється мінеральний склад та структура цементу, що, у свою чергу, впливає на пористість і проникність порід. Ці зміни є ключовими для розуміння умов формування і подальшого утворення нафтогазових резервуарів.

Геохімічний аналіз підтвердив сприятливий мінеральний склад олігоценових вапняків для утворення продуктивних порід-колекторів. Наявність певних мінералів, що утворюються під час діагенетичних процесів, вказує на потенційну нафтогазоносність цих порід. Це підкреслює значення геохімічних досліджень для визначення перспектив нафтогазоносності.

Отримані дані мають велике практичне значення для нафтогазової промисловості. Вони можуть бути використані для планування та оптимізації розвідувальних і видобувних робіт в карбонатних відкладах олігоцену на родовищах Кросненської зони. Використання цих результатів дозволить підвищити ефективність експлуатації вуглеводневих ресурсів, знизити витрати на видобуток та збільшити продуктивність родовищ.

Для більш глибокого розуміння нафтогазоносного потенціалу олігоценових вапняків рекомендується проведення додаткових досліджень. Зокрема, необхідно зосередитись на вивченні мікроструктури порід та використанні детальних геофізичних методів для оцінки фільтраційно-ємнісних властивостей.

Таким чином, результати дослідження олігоценових вапняків Лютнянської площі свідчать про їх значний потенціал як джерела нафти і газу.

Подальше використання отриманих даних сприятиме розвитку нафтогазової галузі та зміцненню енергетичної безпеки України.

### *Література / References*

1. Ladyzhensky H.M. Peculiarities of the geological structure and oil and gas potential of the autochthon of the Ukrainian and Polish Carpathians in a comparative aspect. *Materials of the 6th*

*International Scientific and Practical Conference "Oil and Gas of Ukraine-2000"*. 2000. Vol. 1.

2. Golonka J., Waškowska A., Ślaczka A. The Western Outer Carpathians: Origin and evolution. *Zeitschrift der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften*. 2019. No. 170 (3–4). P. 229–254. DOI: [10.1127/zdgg/2019/0193](https://doi.org/10.1127/zdgg/2019/0193)

3. Ternavsky M., Huzarska L., Triska N., Ogrenda. New approaches to determining the oil and gas potential of the southeastern part of the Inner Flysch Carpathians of Ukraine. *Geology and Geochemistry of Combustible Minerals*. 2019. Vol. 4 (181). ISSN 0869-0774

4. Hnylko O., Hnylko S., Marchenko R. Stratyhafiya ta umovy nakopychennya kreydovopaleohenovykh flishovykh vidkladiv Duklyans'koho pokryvu (Ukrayins'ki Karpaty) za vyvchennyam dribnykh foraminifer i sedymentolohichnymy danymy. *Paleontolohichnyy zbirnyk*. 2020. ol. 52. P. 50–70.

5. Savchak O., Pavlyuk M., Shlapinsky V., Ternavsky M. Oil and gas prospects of the northwestern part of the inner flysch covers of the Ukrainian Carpathians. *Geology and Geochemistry of Combustible Minerals*. 2019. No 2 (179). P. 5–20.

6. Gaevska Y. P. Litho-facies features of Eocene deposits of the Boryslav-Pokuttya zone of the Precarpathian and the Skiba zone of the Ukrainian Carpathians in connection with their oil and gas potential. Author's abstract of the dissertation for the degree of Candidate of Geological Sciences. Lviv, 2019.

7. Kutas R. I. Deep degassing and oil and gas potential of the Eastern (Ukrainian) Carpathians: geodynamic and geothermal aspects. *Geophysical Journal*. 2021. Vol. 43. No. 6.

8. Loktev A. A. Quantitative indicator of organic carbon in different age complexes of the Transcarpathian internal depression as a criterion for assessing oil and gas generation potential. *Geology and Geochemistry of Combustible Minerals*. 2019. No 1 (178). P. 41–46.

9. Khomyak M., Malysky D., Astashkina O., Makhnitsky M., Kravets S., Grytsay O. Regression analysis of seismic and geophysical parameters and its application for studying the seismicity of the Transcarpathian region. *Bulletin of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*. 2020. No 3(90). P. 49–53.

10. Marchenko O. M., Periy S. S., Lompas O. V., Holubinka Y. I., Marchenko D. O., Kramarenko O. S., Salawu A. Determination of the tensor of horizontal deformation velocities in Western Ukraine. *Geodynamics*. 2019. No 2 (27). P. 5–17.

11. Havryshkiv H. Ya. Mineralogical and petrographic features of Paleocene deposits of the

Berehova and Orivska slices of the Ukrainian Carpathians in the aspect of their oil and gas potential. Author's abstract of the dissertation for the degree of Candidate of Geological Sciences. Lviv, 2019.

12. Hnylko O., Hnylko S. Geological environments forming the Eocene black-shale formation of the Silesian Nappe (Ukrainian Carpathians). *Geodynamics*. 2019. No 1(26). P. 61–68. <https://doi.org/10.23939/jgd2019.01.060>

13. Hulyi V. M., Kostyuk O. V., Kuzemko Ya. D. Deep flows of "young hydrocarbons" as natural and man-made objects of scientific research and geotourism. *Collection of Scientific Works of UkrDGRI*. 2019. 1–2/2019. P. 115–123.

14. Tserklevych A. L., Shylo O. M., Shylo Y. O. Changes in the figure of the Earth – a geodynamic factor of the stressed-deformed state of the lithosphere. *Geodynamics*. 2019. No 4(26). P. 28–42.

15. Gavura S. P., Danysh V. V. On the oil and gas potential prospects of the Ukrainian Carpathians. *Geology and geochemistry of fossil fuels*. 1992. Vol. 3. P. 7–14.

16. Naumko I. M. Isotopic composition of strontium in calcite of vein-impregnated mineralization in oil and gas promising deposits of the flysch formation of the northwestern part of the Krosno zone of the Ukrainian Carpathians. *Mineralogical Journal*. 2020. Vol. 42, No 2. P. 3–13.

17. Shlapinsky V., Pavlyuk M., Medvedev A., Ternavsky M. Olistostrome in the Oligocene of the Turka subcover of the Krosno cover and Stavne subcover of the Dukla-Chornohora cover. *Geology and Geochemistry of Combustible Minerals*. 2019. No 1(178). P. 5–20.

18. Vernygorova Y. V., Ryabokon T. S. The stratigraphy of the Oligocene–Lower Miocene deposits of southern Ukraine. *Turkish Journal of Earth Sciences*. 2020. Vol. 29.

19. Ryabokon T. S. Oligocene epoch and Oligocene section. *Encyclopedia of Modern Ukraine*. Kyiv: Institute of Encyclopedic Research of the National Academy of Sciences of Ukraine, 2022. URL: <https://esu.com.ua/article-76421>

20. Hnylko O., Hnylko S., Navarivska K. Stratigraphy and conditions of accumulation of black shale formations in the Ukrainian Carpathians. *Paleontological Collection*. 2021. No 53. P. 35–54.

21. Naumko I. On the lithofluidothermodynamic system in geology and geochemistry. *Geology and Geochemistry of Combustible Minerals*. 2019. No 2 (179). P. 28–36.