

ІНСТИТУТ ГЕОЛОГІЇ І ГЕОХІМІЇ ГОРЮЧИХ КОПАЛИН
НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ

ІНСТИТУТ ГЕОЛОГІЧНИХ НАУК
НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ

Кваліфікаційна наукова праця
на правах рукопису

ЛОКТЄВ АНДРІЙ АНДРІЙОВИЧ

УДК 553.981.2 (477.8)

ДИСЕРТАЦІЯ
ГЕОЛОГІЧНІ ЧИННИКИ ГАЗОНОСНОСТІ ЗАКАРПАТСЬКОГО
ПРОГИНУ

Спеціальність 04.00.17 - Геологія нафти і газу

103 – Науки про Землю

Подається на здобуття наукового ступеня кандидата геологічних наук

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

_____ А.А. Локтєв

Науковий керівник: доктор геолого-мінералогічних наук, академік НАН
України, професор **Павлюк Мирослав Іванович**

Львів – 2019

АНОТАЦІЯ

Локтєв А.А. Геологічні чинники газоносності Закарпатського прогину. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата геологічних наук за спеціальністю 04.00.17 – «Геологія нафти і газу»; – Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, Львів, Інститут геологічних наук НАН України, Київ, 2019.

Дисертація присвячена з'ясуванню та дослідженню геологічних чинників газоносності Закарпатського прогину.

Закарпатський внутрішній або тилловий прогин розташований всередині Карпатської гірської споруди, між Зовнішніми Карпатами і Панонською міжгірською западиною, та складений неогеновою моласою. В межах Закарпатського прогину України виділяють наступні структурні елементи: Вигорлат-Гутинська вулканічна гряда, що простягається з півночі у південно-східному напрямі, Мукачівська западина на заході та Солотвинська западина на сході, що розмежовані вулканічним пасмом Шолес. Розріз Закарпатського прогину складається з двох структурних поверхів: верхнього, що представлений неогеновими моласами, та нижнього – донеогенового складчастого фундаменту, що представлений палеозойськими, мезозойськими та палеогеновими відкладами. Найдревніші відклади різновікового ложа Закарпатського прогину представлені утвореннями палеозою. Відклади мезозойського віку зі стратиграфічним неузгодженням перекривають породи палеозойського часу, які в межах прогину представлені утвореннями тріасової, юрської та крейдової систем. Завершує розріз донеогенового складчастого фундаменту комплекс відкладів палеогенового віку. На розмитій поверхні донеогенової основи Закарпатського прогину залягає товща неогену, що представлена відкладами міоцену, пліоцену та плейстоцену. Панонський басейн сформувався на зануреній основі Внутрішніх Карпат в неогені. Утворення басейну супроводжувалося магматичною діяльністю, зменшенням

товщі земної кори і накопиченням неогенових відкладів. Розвиток глибинних розривів сприяв інтенсивному розвитку вулканічної діяльності, а саме, утворенню вулканічної Вигорлат-Гутинської гряди та інших вулканічних пасм. Особливий вплив на формування Закарпатського прогину, особливо в межах Солотвинської западини, мала соляна тектоніка. В гідрогеологічному розрізі Закарпатського прогину спостерігається вертикальна зональність поширення водоносних комплексів, що зумовлена особливістю геологічного розрізу прогину. Формування водоносності Закарпатського прогину відбувалось під впливом складних гідротермальних процесів та вулканізму. Територія Закарпатського прогину на даному етапі опошукowana опорним, параметричним, пошуковим, розвідувальним, структурним та креліусним бурінням. В результаті проведених робіт в межах Закарпатського прогину встановлено газонасність промислового значення як в різновікових товщах донеогенового складчастого фундаменту, так і в різновікових стратиграфічних комплексах неогену.

На даний час в межах Закарпатської газонасної області відкрито 5 родовищ вуглеводневого природного газу, а також унікальне в Україні газове родовище - Мартівське, частка вуглекислого газу в якому перевищує 98 %.

Судження про компонентний хімічний склад природних газів Закарпатського прогину, що досліджувався автором, ґрунтується на аналізах 48 проб, відібраних з 26 свердловин при випробуванні різновікових стратиграфічних комплексів неогенового та донеогенового віку. Природні гази, що зафіксовані в межах Закарпатського прогину характеризуються широким діапазоном співвідношення метану, азоту та вуглекислого газу. Значний вміст азоту та вуглекислого газу у хімічному складі природних газів, зокрема, Мукачівської западини, насамперед, можна пояснити активною тектонічною діяльністю та вулканізмом. Підтвердженням даної тези є присутність в їх складі інертних газів, водню та сірководню, що переважною більшістю дослідників ототожнюється з глибинною дегазацією. Винятком щодо вмісту метану є природні гази, що зафіксовані в товщі доробратівської світи в межах Іршавської

площі та Станівського родовища, природні гази яких могли бути згенерованими органічною речовиною під дією тепла надр.

Питання генезису вуглеводнів і їх формування у покладах, в першу чергу, визначає їх розміщення в нафтогазоносних басейнах та має крім теоретичного важливе практичне значення. До органічного генезису вуглеводнів можуть бути придатні відклади будь-якого літологічного складу, які вміщують органічну речовину. Утворення вуглеводнів при проведенні досліджень під дією термokatалітичного впливу на органічні речовини або на окремі органічні сполуки осадових відкладів є важливим доказом органічного походження нафти і газу, які залягають в осадових породах.

В той же час утворення і формування значних покладів вуглеводнів Західного НГР, які пов'язані з інтенсивними джерелами міграції, приурочені переважно до зон перетину повздовжніх і поперечних розломів, насамперед глибинних. Глибинні розломи представляють собою розривні порушення, що розділяють великі блоки земної кори. Зв'язок формування ендегенних родовищ вуглеводнів з зонами глибинних розломів відомий давно і зводиться до з'ясування закономірностей їх розміщення та виділення перспективних площ для постановки пошукових і розвідувальних робіт. Вуглеводні, які утворилися в умовах глибинних зон мантії, в період розвитку поперечних розломів мали можливість переміщатися по них до поверхневих зон земної кори до порід – колекторів в осадовому комплексі, де за сприятливих структурних та літофаціальних умов утворювались поклади вуглеводнів. Зважаючи на наявність густої сітки різнонаправлених і різноамплітудних тектонічних розломів у товщі донеогенового складчастого фундаменту, які простежуються також і в неогеновому структурному поверсі та пересікають усі без виключення газові родовища Закарпатського прогину. Вони, ймовірно, слугують каналами міграції в процесах глибинної дегазації, а також шляхами надходження розігрітих флюїдів з глибин, що переносять тепло надр. Даний геологічний чинник має визначальне значення в процесі генерування природних газів шляхом деградації керогену під впливом теплового потоку протягом часу.

Вулканічна діяльність є суттєвим геологічним чинником газонасності в межах Мукачівської западини Закарпатського прогину. Необхідно відмітити, що інтрузивні утворення зафіксовано, зокрема, пошуково-розвідувальними свердловинами у розрізі Русько-Комарівського та Мартівського газових родовищ. Компонентний склад надінтрузивної товщі Русько-Комарівського газового родовища містить значну частку неуглеводневих компонентів та досягає понад 10 % вуглекислого газу та понад 85 % азоту, що зафіксовані при випробуванні в інтервалі глибин 685-675 м у св. № 20-Руські-Комарівці. Характерним є і те, що газ Мартівського родовища, в компонентному складі якого на понад 98 % переважає CO_2 залягає у надінтрузивній товщі.

Вивчення геотермічного режиму Складчастих Карпат та Закарпатського прогину дає змогу вирішувати теоретичні проблеми геології та геофізики. Висновки про регіональні особливості теплового поля можуть бути зроблені тільки на основі статистичної обробки даних в рамках однорідних тектонічних елементів. Мінливість теплового поля в межах прогину спричинена низкою факторів: історією геологічного розвитку території, комплексом складних геологічних процесів, що протікали в надрах прогину, блоковою будовою донеогенового фундаменту, мінливістю загальної товщини осадового чохла, кутами нахилу пластів, літофаціальними неоднорідностями, різною теплопровідністю гірських порід, динамікою руху підземних флюїдів, а також тектонічною активністю, проявами якої є тектонічні розломи різних порядків, інтрузивні та ефузивні утворення, і т.д.

Автором на основі термокаротажних діаграм з 68 свердловин у спеціальному програмному пакеті Surfer побудовано карти розподілу температур на гіпсометричних рівнях -1000, -2000 та -3000 м, а також карту ізотермічної поверхні $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$ відносно рівня моря.

На картах розподілу температур на гіпсометричних рівнях -1000, -2000 та -3000 м в межах Мукачівської западини відслідковується регіональна додатня температурна аномалія в районі її південного борту з центром розміщення св. № 6-Виноградово. На гіпсометричних рівнях -2000 та -3000 м чітко

фіксується локальна додатня аномалія в південно-східній частині Мукачівської западини з центром розташування св. № 1 та № 2-Королево та межує з південно-західною частиною вулканічного пасма Шолес. В центрі даної геотермічної аномалії розташовується Королівське газове родовище, на яке, в структурному плані донеогенової поверхні накладається 2 повздовжніх регіональних розлома. В структурному плані додатніх геотермічних аномалій товщина неогенового чохла коливається в межах 1700-3800 м.

Від'ємні геотермічні аномалії прослідковуються у межах Мукачівської западини вздовж усієї південно-західної та західної частини прогину в районі м. Ужгород та в районі розташування стратовуканів поблизу м. Чоп та стратовулкану в районі розташування св. № 1-Велика Добронь. Спільною рисою усіх від'ємних геотермічних аномалій є те, що у їх структурному плані зустрічаються лише поодинокі глибинні розломи, а товщина неогенових молас сягає від 700 до 1700 м.

В межах Солотвинської западини додатню температурну аномалію, по карті ізотермічної поверхні $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$ та по всіх досліджуваних гіпсометричних рівнях зафіксовано в районі Солотвинського та Дібровського газових родовищ. Від'ємна регіональна аномалія зафіксована в центральній частині Солотвинської западини, а збільшення її поширення по площі простежується в сторону Карпатської складчастої споруди.

Вигорлат-Гутинська гряда, як і вулканічне пасмо Шолес чітко корелюються з регіональною від'ємною геотермічною аномалією.

Чітко простежується співпадіння в плані газових родовищ та додатніх температурних аномалій на всіх гіпсометричних рівнях. Дана особливість є підставою стверджувати, що наявність додатніх геотермічних аномалій є позитивним критерієм при прогнозуванні газоносності в межах локальних об'єктів Закарпатського прогину.

У відділі осадових товщ Інституту геології і геохімії горючих копалин НАН України загалом було проаналізовано 57 взірців кернавого матеріалу щодо визначення кількісного вмісту $C_{\text{орг}}$. Серед світ міоцену, якими представлені

проаналізовані взірці, зокрема, відклади тересвинської, солотвинської, новоселицької світ та карпатійського ярусу. Також, серед досліджених взірців присутній керновий матеріал, відібраний з товщі донеогенового складчастого фундаменту.

Проаналізувавши вміст C_{org} у вмісних породах різновікових комплексів можна зробити судження про нафтогазогенераційний потенціал окремих осадових товщ, що представлені в межах Закарпатського прогину на основі кількісного показнику вмісту C_{org} в породах.

В товщі донеогенового фундаменту «добрими» та «відмінними» показниками нафтогазогенераційного потенціалу з позиції вмісту C_{org} характеризуються окремі взірці з нерозчленованої товщі тріас-юри, верхньої крейди, олігоцену. В окремих взірцях з неогенового структурного поверху, відібраних з нижньотереблянської, солотвинської та луківської світ зафіксовано наявність вмісту C_{org} від 1 до 2,53 ваг. %, що відповідає «доброму» та «відмінному» показникам нафтогазогенераційного потенціалу з позиції вмісту C_{org} . Тож, за умови достатньої термальної зрілості окремі осадові комплекси як донеогенового ложа, так і неогенових молас, можуть розглядатись як нафтогазоматеринські.

Додатнім критерієм при прогнозуванні нафтогазоносності в межах Закарпатського прогину слід розглядати наявність регіональних тектонічних розломів, які простежуються по структурних планах підготовлених об'єктів. Іншим додатнім критерієм в геологічному розрізі пошукових об'єктів Мукачівської западини є наявність інтрузивних утворень. В той же час, природні гази родовищ, в геологічному розрізі яких виявлено інтрузії є низькокалорійними. Ефективно картувати інтрузивні утворення за даними сейсмічної зйомки не видається можливим, тож, при паспортизації структур у комплексі з сейсморозвідкою слід застосовувати гравірозвідку та магнітометричні методи. Наявність в геологічному розрізі перспективних об'єктів додатніх температурних аномалій є додатковим додатнім критерієм прогнозування газоносності, адже у структурному плані абсолютно всіх

родовищ простежуються додатні контрастні геотермічні аномалії. В межах Солотвинської западини слід, в першу чергу, концентруватись на структурах, газоносність яких пов'язується з товщею донеогенового складчастого фундаменту, зокрема, відкладами палеогену та крейди, адже дані осадові комплекси характеризуються достатнім вмістом $C_{\text{орг}}$, та можуть розглядатись як потенційно нафтогазоматеринські.

Ключові слова: Закарпатський прогин, геологічні чинники, газ, газоносність, розломи, міграція, газове родовище, температурний режим, свердловина, $C_{\text{орг}}$.

ABSTRACT

Loktiev A.A. Geologic factors of gas bearing in the Transcarpathian foredeep. - Qualifying scientific work on the rights of manuscript.

Dissertation for the degree of a candidate of geological sciences in specialty 04.00.17 « Geology of oil and gas». – Institute of geology and geochemistry of combustible minerals, Lviv; National Academy of Sciences of Ukraine; Institute of Geological Sciences, National Academy of Sciences of Ukraine, Kyiv, 2019.

The dissertation is devoted to research of geological factors of gas bearing in the Transcarpathian foredeep.

The Transcarpathian inland or rear foredeep is located inside the Carpathian folded structure, between the Outer Carpathians and the Pannonian inter-mountain depression, and is composed of Neogene molasses. Within the Transcarpathian foredeep of Ukraine, the following structural elements are distinguished: the Vygorlat-Hutyn volcanic ridge extending from the north in the southeast direction, the Mukachevo depression in the west and the Solotvin depression in the east, delineated by the Sholes volcanic ridge. The section of the Transcarpathian foredeep consists of two structural units: the upper one represented by Neogene molasses and the lower one by the Preneogene folded basement represented by Paleozoic, Mesozoic and Paleogene deposits. The oldest deposits of the different-age basement of the Transcarpathian foredeep are represented by Paleozoic formations. The sediments of the Mesozoic age with stratigraphic mismatch cover the Paleozoic rocks, which are represented by the Triassic, Jurassic and Cretaceous systems within the foredeep. Completes the incision of the pre-Neogene folded foundation complex of Paleogene age deposits. On the blurred surface of the pre-Neogene base of the Transcarpathian foredeep lies the Neogene thickness, represented by Miocene, Pliocene and Pleistocene sediments. The Pannonian basin was formed on the submerged basis of the Inner Carpathians in the Neogene. The formation of the basin was accompanied by magmatic activity, a decrease in the thickness of the earth's crust and the accumulation of Neogene sediments, formation of Vyhorlat-Hutyn ridge

and other volcanic strands. Salt tectonics had a special influence on the formation of the Transcarpathian foredeep, especially within the Solotvinska depression. In the hydrogeological section of the Transcarpathian foredeep, there is a vertical zoning of the distribution of aquifers, which is caused by the feature of the geological section of the deflection. Formation of the aquifer depths of the Transcarpathian foredeep occurred under the influence of complex hydrothermal processes and volcanism. The territory of the Transcarpathian foredeep at this stage is covered by basic, parametric, prospecting, reconnaissance, structural and creep drilling. As a result of the works carried out within the Transcarpathian foredeep, the gas-bearing capacity of industrial importance was established both in the centuries-old strata of the pre-Neogene folded base and in the centuries-old stratigraphic complexes of the Neogene.

Currently, five hydrocarbon gas fields have been discovered within the Transcarpathian gas-bearing region, as well as the unique Martovskoye gas field in Ukraine, with a carbon dioxide content exceeding 98 %.

The component chemical composition of Transcarpathian natural gases is characterized by the analyzes of forty-eight samples selected from twenty sixth wells when testing multi-age stratigraphic complexes of both Neogene and pre-Neogene age. The natural gases recorded within the Mukachevo depression are generally characterized by significant proportions of impurities of non-hydrocarbon components. The high content of nitrogen, carbon dioxide, inert gases in the composition of natural gases within the Mukachevo depression can be explained, first of all, by active tectonic activity and volcanism. The exception to the methane content is the natural gases recorded in the thickness of the dorobrativska suite within the Irshava area and Stanivske gas field, which could have been generated by organic matter under the influence of heat from depths. Natural gases recorded within the Transcarpathian foredeep are characterized by a wide range of methane, nitrogen and carbon dioxide ratios.

The issue of the genesis of hydrocarbons and their formation in deposits primarily determines their location in oil and gas basins and has, in addition to theoretical, practical importance. Deposits of any lithological composition containing

organic matter may be suitable for the organic genesis of hydrocarbons. The formation of hydrocarbons in the course of studies under the influence of thermocatalytic effects on organic matter or on certain organic compounds of sediment is an important proof of the organic origin of the oil and gas that occur in the sedimentary rocks.

At the same time, the formation and formation of significant hydrocarbon deposits of the Western oil and gas bearing region, which are associated with intensive sources of migration, are mainly confined to the intersection zones of longitudinal and transverse faults, especially deep ones. Deep faults are breaking faults that divide large blocks of the Earth's crust. The connection between the formation of endogenous hydrocarbon deposits with the zones of deep faults has been known for a long time, and it comes down to the elucidation of the patterns of their location and the allocation of perspective areas for staging exploration. Hydrocarbons, which were formed under the conditions of deep mantle zones, during the development of transverse faults were able to move on them to the surface zones of the Earth's crust, where in the sedimentary complex of rocks - reservoirs under favorable structural and lithofacial conditions formed hydrocarbon deposits. Due to the presence of a dense grid of divergent and different amplitude tectonic faults in the thickness of the pre-Neogene fold base, which are also traced in the Neogene structural floor and cross all without exception the gas deposits of Transcarpathian deflection, subsoil, which is crucial in the process of natural gas generation by the degradation of kerogen under the influence of heat flow over time.

Volcanic activity is a significant geological factor of gas content within the Mukachevo depression of the Transcarpathian foredeep. It should be noted that intrusive formations were recorded, in particular, by exploration wells in the section of the Rusko-Komarivske and Martivske gas fields. The component composition of the above intrusive thickness of the Rusko-Komarivske gas field contains a significant proportion of non-hydrocarbon components and reaches more than 10 % of carbon dioxide and more than 85 % of nitrogen, which were recorded when tested in the depth range of 685-675 m in the well # 20-Ruski-Komarivtsi. It is also

noteworthy that the gas of the Martivske field, with its component composition exceeding CO₂ by more than 98 %, lies in the above-intrusive thickness.

The study of the geothermal regime of the Carpathian and Transcarpathian foredeep makes it possible to solve theoretical problems of geology and geophysics. Conclusions on regional features of the thermal field can only be made on the basis of statistical data processing within homogeneous tectonic elements. The variability of the thermal field within the deflection is caused by a number of factors: history of the geological development of the territory, complex geological processes occurring in the bowels of the deflection, block structure of the pre-Neogene base, variability of the total thickness of the sedimentary cover, angles of inclination of the layers, movement of underground fluids, as well as tectonic activity, manifestations of which are tectonic faults of different orders, intrusive and effusive formations, etc. The author, based on 68 log wells in the Surfer software package, constructed temperature distribution maps at levels -1000, -2000 and -3000m, as well as an isothermal surface map of +50 ° C relative to sea level.

On the maps of temperature distribution at gypsometric levels -1000, -2000 and -3000 m within the Mukachevo depression, a regional positive temperature anomaly is traced in the region of its southern side with the center of the location of w. № 6-Vynohradiv. At the gypsometric levels of -2000m and -3000 m a local positive anomaly is clearly recorded in the southeastern part of the Mukachevo depression with a well # 1 and # 2-Korolevo and bordered by the southwestern part of the Sholes volcano ridge. At the center of this geothermal anomaly is the Korolivske gas field, to which 2 longitudinal regional faults are imposed in structural terms of the pre-Neogene surface. In structural terms of positive geothermal anomalies, the thickness of the Neogene cover varies between 1700 and 3800 m. Negative geothermal anomalies are traced within the Mukachevo depression along the entire southwestern and western part of the strait in the Uzhgorod area and in the area of stratovolcanoes near Chop and stratovolcano in the area of well # 1-Velyka Dobron. A common feature of all the negative geothermal anomalies is that in their structural plan there are only single deep faults, and the thickness of the Neogene

molasses ranges from 700 to 1700 m. Within the Solotvynska depression, a positive temperature anomaly observed, along the map of the isothermal surface $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$ and at all researched gypsometric levels, gas deposits were recorded in the Solotvino and Dibrova gas fields. A negative regional anomaly is recorded in the central part of the Solotvino depression, and the increase of its distribution in the area is traced towards the Carpathian folded structure. The Vygorlat-Hutyn ridge, as well as the Scholes volcano ridge, clearly correlate with a regional negative geothermal anomaly. The coincidence in terms of gas deposits at positive temperature anomalies at all gypsum levels is clearly observed. This feature is the basis for claiming that the presence of positive geothermal anomalies is a positive criterion for the prediction of gas content within the local sites of the Transcarpathian foredeep.

In the sedimentary deposits department of the Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals of the NAS of Ukraine, 57 samples of core were analyzed to determine the TOC content. Among the Miocene suites, which are represented by the analyzed samples, in particular, the deposits of the teresvinska, solotvinska, novoselytska and Karpathian stage. Also, among the studied samples there is a core material selected from the thickness of the pre-Neogene folded basement. Analyzing the content of TOC in the rocks of different age complexes, one can make judgments about the oil and gas potential of individual sedimentary strata, which are presented within the Transcarpathian strait based on the quantitative indicator of the TOC content in the rocks. In the thickness of the pre-Neogene basement, "good" and "excellent" indicators of oil and gas potential from the TOC content are characterized by separate samples from the indigenous Triassic-Jurassic, Upper Cretaceous, and Oligocene. Some samples from the Neogene structural floor, selected from the lower karpathian, solotvinska and lukivska suites, recorded the presence of TOC content from 1 to 2.53 wt. Therefore, in the presence of sufficient thermal maturity, sedimentary complexes, both within pre-Neogene stage and Neogene molasses, can be considered as oil and gas.

Positive criteria for the prediction of oil and gas within the Transcarpathian foredeep should be scattered by the presence of regional tectonic faults, which are

traced on the structural plans of the prepared objects. The presence of intrusive formations in the geological section of the Mukachevo depression is a positive criteria as well. At the same time, the natural gases of the fields in which the intrusions have been discovered geologically are low-calorie. It is not possible to map intrusive formations effectively according to seismic surveys, so gravity exploration and magnetic methods should be applied in the certification of structures in combination with seismic surveying. The presence in the context of perspective objects of positive temperature anomalies is a positive criteria for the prediction of gas content, because in the structural plan of absolutely all deposits positive contrasting geothermal anomalies are traced. Within the Solotvyno depression, it is necessary to concentrate primarily on structures whose gas content is associated with the thickness of the pre-Neogene folded basement, in particular, Paleogene and Cretaceous deposits, since these sedimentary complexes are characterized by sufficient TOC content and can be considered as possible source rocks.

Key words: Transcarpathian foredeep, geologic factors, gas, gas bearing, faults, migration, gas field, temperature regime, well, TOC.

Список публікацій здобувача:

статті в наукових фахових виданнях:

1. **Локтєв А. А.** Перспективи нарощення вуглеводневої сировинної бази Закарпатської газоносної області (на прикладі Залузького субрегіонального підняття). *Вісник Харківського національного університету*. 2013 № 1084. С. 79–83.

2. Лепігов Г., Гулій В., Побережська І, **Локтєв А.** Про застосування геосолітонної концепції генезису вуглеводнів у геологічних умовах України. *Вісник Львівського університету. Серія геологічна*. 2013. Вип. 27. С. 94–103. (Особистий внесок – описано способи використання геосолітонної концепції).

3. Bagriy I.D., Gozhik P.F., Repkin A., Kuzmenko S.A., **Loktiev A.A.**, Semenuk V.G. Rationale of search technology on hydrogen and geodynamic phenomena (oil and gas regions, mine fields). *Геологічний журнал*. 2019. №2 (367). С. 18–28. (Особистий внесок – збір та аналітичний огляд інформації щодо основних геологічних чинників газоносності надр).

4. **Локтєв А. А.** Кількісний показник $C_{орг}$ різновікових комплексів Закарпатського прогину як критерій оцінки нафтогазогенераційного потенціалу. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2019. № 1. С. 41–46.

5. **Локтєв А. А.** Особливості газоносності Закарпатського прогину. *Геологічний журнал*. 2019. № 3 (368). С. 45–51.

6. **Локтєв А. А.** Нові напрями пошуків газу у Закарпатському прогині. *Нафтогазова галузь України*. 2019. №2. С. 19–24.

Опубліковані праці апробаційного характеру

1. **Локтєв А.А.** Особенности геологического строения месторождений природных газов и их компонентный состав в пределах Закарпатского прогиба Украины. *Науки о Земле на современном этапе: Материалы XI Международной науч.-прак. конф., г. Москва, 14 февраля 2014г.* С. 17–20.

2. Локтєв А. Проблеми прогнозування інтрузивних тіл як причина отримання від'ємних результатів при проведенні геологорозвідувальних робіт на нафту і газ у межах Чоп-Мукачівської западини Закарпатського прогину. *Геологія і геохімія горючих копалин*: матеріали Міжнарод. наук. конф. «Проблеми геології і геохімії горючих копалин», м. Львів, 2011. №1-2(154-155). С. 90–92.

Зміст

	Стор.
ВСТУП.....	20
Розділ 1. ГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ.....	24
1.1 Фізико-географічні умови.....	24
1.2 Геологічне вивчення території Закарпатського прогину.....	25
1.3 Літолого-стратиграфічна характеристика.....	29
1.4 Тектонічна будова.....	41
1.5 Гідрогеологічні умови.....	50
Розділ 2. ГАЗОНОСНІСТЬ ТЕРИТОРІЇ.....	54
2.1 Газопрояви.....	54
2.2 Газові родовища.....	71
2.3 Хімічний склад природних газів.....	85
Розділ 3. ГЕОЛОГІЧНІ ЧИННИКИ ГАЗОНОСНОСТІ ЗАКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ.....	94
3.1 Розвиток уявлень про генезис нафти та газу.....	94
3.2 Погляди на генезис природних газів Закарпатського прогину.....	98
3.3 Тектонічні процеси та їх роль у формуванні газоносності території.....	100
3.3.1 Розломна тектоніка.....	100
3.3.2 Магматизм та проблема прогнозування інтрузивних тіл.....	110
3.4 Температурний режим.....	117
3.5 Розсіяна органічна речовина.....	129
3.6 Нафтогазогенераційний потенціал різновікових стратиграфічних комплексів на основі вмісту C_{org}	134
Розділ 4. ПОДАЛЬШІ НАПРЯМКИ ГРР В МЕЖАХ ПРОГИНУ.....	140
ВИСНОВКИ.....	143

Література.....	144
ДОДАТКИ.....	156
Додаток 1. Список публікацій за темою дисертації та відомості про апробацію результатів дисертації.....	157

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ВВ – вуглеводні

ВПТ – випробувач пластів на трубах

ГТЕ – геотермальна енергія

КМЗХ – кореляційний метод заломлених хвиль

МВХ – метод відбитих хвиль

НГБ – нафтогазоносні басейни

НГР – нафтогазоносний регіон

ОР – органічна речовина

РОР – розсіяна органічна речовина

РПС – метод регульованого спрямованого прийому

СГТ – метод спільної глибинної точки

$C_{\text{орг}}$ – загальний вміст органічного вуглецю в породі, % ваг.

ВСТУП

Актуальність теми. Україна належить до держав, що відчують нестачу власних вуглеводневих ресурсів. Пріоритетним завданням для фахівців нафтогазового профілю є укріплення енергетичної незалежності країни шляхом збільшення обсягів видобутку нафти та газу в межах всіх без винятку нафтогазоносних регіонах. Одним із високоперспективних районів для відкриття нових родовищ вуглеводнів у межах Західного нафтогазоносного регіону є територія Закарпатського прогину.

У представлений до захисту дисертаційній роботі досліджено особливості хімічного складу природних газів, їх площинне та вертикальне поширення. З'ясовано та досліджено геологічні чинники, що контролюють газоносність Закарпатського прогину, зокрема, досліджено вплив тектонічної діяльності та вулканізму на формування газоносності, визначено наявність потенційних нафтогазоматеринських товщ на основі оцінки кількісного вмісту органічного вуглецю у різновікових стратиграфічних комплексах, а також досліджено температурний режим у надрах прогину та з'ясовано його взаємозв'язок з газоносністю.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Роботу виконано у відділі геології нафти і газу Інституту геології і геохімії горючих копалин НАН України.

Результати досліджень, що висвітлені у дисертаційній роботі, здійснені автором, у тому числі, під час виконання бюджетної науково-дослідної теми: «Картування похованих палеозойських рифів у Львівському прогині та вивчення особливостей просторової локалізації різногенетичних зон виклинювання неогенових відкладів у межах Закарпатського прогину» (2009 р.) державний реєстраційний номер 0108U000925.

Мета досліджень. Основною метою дисертаційної роботи є визначення геологічних чинників газоносності Закарпатського прогину та теоретичне обґрунтування подальших напрямів геологорозвідувальних робіт на природні гази, зокрема, з високим вмістом вуглеводневих компонентів.

Відповідно до мети визначені основні завдання досліджень:

1. Максимально проаналізувати та узагальнити відомості щодо зафіксованих проявів та припливів газу, а також їх інтенсивності та хімічного складу.
2. Визначити кількісний вміст органічного вуглецю у різновікових зразках кернавого матеріалу та на основі досліджень результатів лабораторних аналізів визначити наявність потенційно нафтогазоматеринських товщ з позиції вмісту $C_{орг}$.
3. За даними замірів температури у стовбурах свердловин визначити температурні умови у надрах прогину та їх зв'язок з формуванням газоносності території.
4. Визначити роль глибинних тектонічних розломів у формуванні газоносності території.
5. За результатами проведених досліджень визначити подальші напрями геологорозвідувальних робіт на виявлення покладів природних газів, зокрема, з високим вмістом метану.

Методи досліджень:

Зазначені завдання вирішено методами досліджень: узагальнення, систематизація та аналіз опублікованих літературних матеріалів, лабораторні геохімічні дослідження, комп'ютерне моделювання, інтерполяція та екстраполяція.

Об'єкт досліджень – геологічні чинники газоносності Закарпатського прогину.

Предмет досліджень – Закарпатський прогин, прояви газу та газові родовища, температурний режим, тектонічна будова, вулканізм, різновікові стратиграфічні комплекси, розсіяна органічна речовина.

Матеріалом для написання дисертаційної роботи слугували: опубліковані наукові праці, фондові матеріали, що охоплюють питання нафтогазоносності Закарпатського прогину, геологічної та тектонічної будови, гідрогеологічної характеристики, теплового поля, та ін.; результати проведення площинних досліджень геофізичних полів, фактичні геолого-геофізичні матеріали,

отримані в процесі буріння та випробування глибоких свердловин: описи лабораторних досліджень керну та шламу, результати петрографічних, мікрофауністичних аналізів кернавого матеріалу, геологічні дані про результати випробування свердловин та каротажні діаграми геофізичних досліджень у свердловинах.

Наукова новизна отриманих результатів.

1. Вперше проведено комплексне дослідження різновікових комплексів порід Закарпатського прогину щодо кількісного вмісту органічного вуглецю.
2. Вперше виділено потенційно нафтогазоматеринські товщі з позиції кількісного вмісту C_{org} в геологічному розрізі Закарпатського прогину.
3. Вперше на основі стовбурних замірів температур у понад 60 глибоких свердловинах комплексно досліджено температурний режим на гіпсометричних рівнях до абсолютної відмітки -3000 м, а також його зв'язок з газоносністю.
4. На основі проведених досліджень обґрунтовано рекомендації щодо подальших напрямків геологорозвідувальних робіт на виявлення покладів природних газів, зокрема, з високим вмістом вуглеводневих компонентів.

Практичне значення одержаних результатів. Результати, що отримані в процесі досліджень при написанні роботи дозволили переглянути існуючі уявлення про роль геологічних чинників у формуванні газоносності Закарпатського прогину і сформувані підхід до виконання зонального прогнозу газоносності надр, а також при подальшій постановці ГРР в межах локальних об'єктів.

Особистий внесок здобувача. Дисертаційна робота А.А. Локтева є завершеною науково-дослідною роботою. Основні результати і висновки, викладені в дисертації, автором отримані самостійно. Лабораторні аналізи кернавого матеріалу щодо кількісного вмісту органічного вуглецю проведено фахівцями відділу геохімії осадових товщ Інституту геології і геохімії горючих копалин НАН України.

Апробація результатів дисертації. Основні положення дисертаційної роботи доповідались на міжнародній науковій конференції «Проблеми геології

і геохімії горючих копалин» присвяченої 60-річчю Інституту геології і геохімії горючих копалин НАН України (Львів, 2011) а також на XI Міжнародній науково-практичній конференції (Москва, 2014).

Публікації. За темою дисертації опубліковано 8 наукових робіт, зокрема: 6 робіт у фахових наукових виданнях України, 2 з яких входять до переліку наукометричних баз та 2 робіт апробаційного характеру на всеукраїнських та міжнародних наукових конференціях.

Структура та обсяг роботи. Дисертація складається зі вступу, 4 розділів, висновків, списку використаних джерел та текстового додатку.

Обсяг основного тексту дисертації складає 158 сторінок друкованого тексту, що включає 33 рисунки, 6 таблиць, 2 формули. У переліку літератури 98 найменувань. Дисертація містить 1 текстовий додаток.

Роботу виконано у відділі геології нафти і газу Інституту геології і геохімії горючих копалин НАН України.

Подяки. Написання роботи, в першу чергу, стало можливим завдяки постійній та всебічній підтримці наукового керівника академіка НАН України Павлюка М. І., за що автор висловлює щиру подяку.

Автор висловлює глибоку вдячність кандидату геолого-мінералогічних наук Щербі О.С. за постійне консультування та надання методичної допомоги, а також цінні професійні поради.

Окрему подяку автор висловлює доктору геологічних наук Багрію Ігорю Дмитровичу, а також кандидату геолого-мінералогічних наук Леськіву Ігорю Володимировичу за постійну підтримку, всебічне сприяння та змістовні консультації в процесі виконання роботи.

Автор висловлює щиру вдячність світлої пам'яті доктору геолого-мінералогічних наук, професорові Орлову О.О. та доктору технічних наук Стефанику Ю.В., які консультували автора в процесі виконання дисертації.

Також автор вдячний всім науковцям та працівникам виробничих підприємств, які сприяли у написанні даної роботи.

Розділ 1

ГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

1.1 Фізико-географічні умови

В адміністративному відношенні територія, що охоплює Закарпатський прогин в межах України, відноситься до Ужгородського, Мукачівського, Берегівського, Свалявського, Іршавського, Хустського, Тячівського та Рахівського районів Закарпатської області. Найбільшими містами є обласний центр Ужгород, а також районні центри Мукачєво, Хуст, Тячів, Берегово, Виноградів.

Рельєф в межах Закарпатського прогину представлений гірськими масивами вулканічних гір, що покривають територію прогину з північного заходу, півночі та північного сходу, Закарпатською низовиною, що займає південно-західну та південну частини прогину та Верхньотисенську котловину, що відповідає південно-східній частині Закарпатського прогину.

Клімат, що панує в межах Закарпаття, помірно-континентальний. В літній період середньодобова температура становить +21 °С, а в зимовий час -4 °С.

В геологічному відношенні прогин є частиною Карпатської геосинкліналі та представлений неогеновою депресією, яка накладена на дислокований гетерогенний фундамент, що займає область кулісоподібного зчленування Внутрішніх Карпат і Мармороського поясу [93].

З північного сходу Закарпатський прогин відокремлений від Зовнішніх Карпат зоною Пенінських скель, з півдня прогин межує з Панонською западиною та відділений від неї Панонським глибинним розломом, на південному сході прогин межує з Трансільванською западиною, а на сході зі Східними Карпатами, з північного заходу прогин переходить у Словацьку западину (рис. 1.1.).

В межах Закарпатського прогину України виділяють наступні структурні елементи: Вигорлат-Гутинська вулканічна гряда, що простягається з півночі у південно-східному напрямі, Мукачівська западина на заході та Солотвинська западини на сході, що розмежовані вулканічним хребтом Шолес.

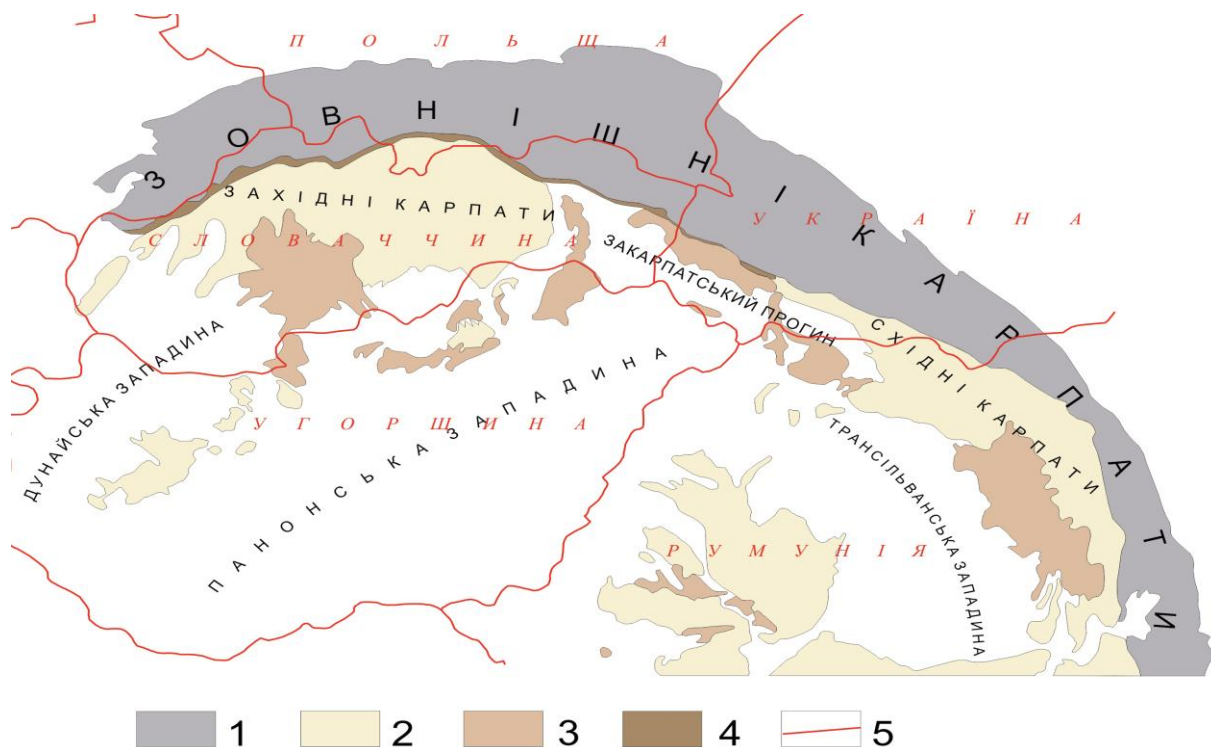


Рис. 1.1. Розташування Закарпатського прогину в межах оточуючих структурних елементів за F.Horvath [4]

1-Зовнішні Карпати; 2-Внутрішні Карпати, альпійські і динарські структурні одиниці; 3-вихід на поверхню домезозойських утворень; 4 – зона Пенінських скель; 5-лінія державних кордонів.

1.2 Геологічне вивчення території Закарпатського прогину

Геологічні дослідження Закарпатського прогину проводили геологи Австрії, Чехії, Угорщини, Румунії в давнину, коли територія Закарпаття була складовою частиною цих держав [58].

Найдавніші літературні джерела, в першу чергу, описують не геологічну будову, а згадують корисні копалини, що видобували в межах цієї території. Існують відомості [52], що кам'яну сіль із солерудника Солотвино видобували та вивозили до Італії римські легіонери в IV–Хст.

Перші задокументовані ознаки наявності нафти і газу в Закарпатському прогині відомі від початку розробки соляних родовищ та датуються серединою

дев'ятнадцятого століття. Іноді в копальнях зустрічались замазучені солі, а також, подекуди, траплялись викиди горючого газу.

Цілеспрямовано на наявність вуглеводнів територію Закарпатського прогину почали досліджувати з 1946 р., після воз'єднання території Закарпаття з територією України. Перш за все проводились комплексні геолого-зйомочні роботи з застосуванням структурно-пошукового буріння. Територія прогину була охоплена геологічним картуванням, що виконувалось в масштабах 1:200 000, 1:100 000, 1:50 000, а на локальних ділянках і 1:25 000. В межах прогину були виокремлені Мукачівська і Солотвинська западини, що розділені вулканічним хребтом Шолес, та Вигорлат-Гутинська вулканічна гряда. Однак, можливості геологічного картування структур в моласовій товщі міоцену в межах Мукачівської западини виявились обмеженими через неузгоджене залягання порід левантинського ярусу та чопської світи плейстоцену. Власне тому, в комплексі з структурно-пошуковим бурінням, спрямованим на виявлення та підготовку антиклінальних структур для вводу в глибоке буріння проводились площинні геофізичні зйомки, зокрема: сейсморозвідка, гравірозвідка та електророзвідка. Результатом проведення даних робіт було виявлено велику кількість нафтогазоперспективних антиклінальних структур. За результатами досліджень отримано інформацію про літолого-фаціальну характеристику розкритих свердловинами розрізів, характер їх флюїдонасичення та уточнено тектонічну будову.

В цей же час розгорнуто площинні геофізичні дослідження з метою пошуків твердих корисних копалин та вуглеводнів. Зокрема, було виконано комплекс гравіметричних, електророзвідувальних, магніторозвідувальних та сейсмічних (МВХ, СГТ) досліджень.

За результатами гравіметричних досліджень під керівництвом В.А.Біліченко [41] складено карту локальних аномалій сили тяжіння по Саксову-Нігарду в межах Закарпатського прогину, на якій мозаїчно розташовані контрастні (додатні та від'ємні) аномалії локального поля сили тяжіння, які свідчать про складну і неоднорідну геологічну будову надр (рис. 1.2).

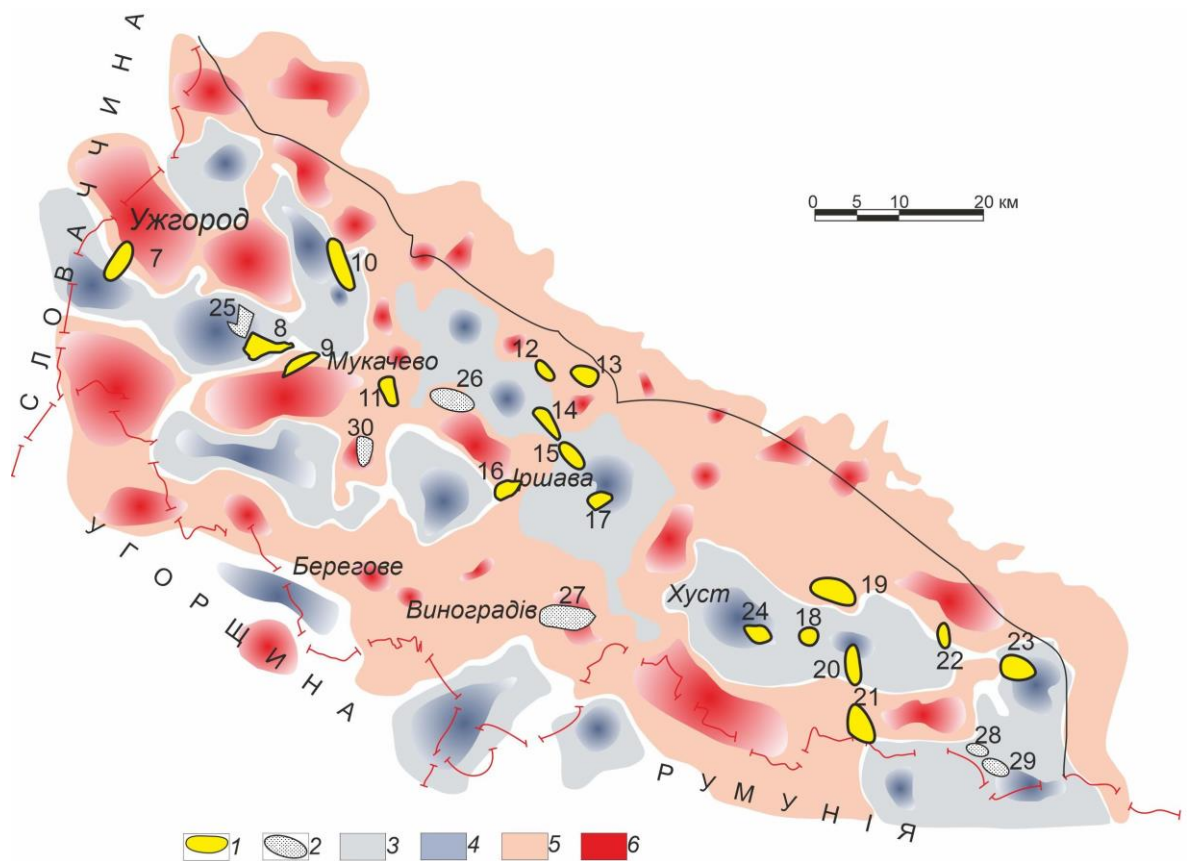


Рис. 1.2. Карта-схема локального поля сили тяжіння в межах Закарпатського прогину по Саксову-Нігарду. $H=300$ м, $R=10$ км. Склад:

Біліченко В.Я. з доповненнями Локтева А.А.

- 1 - Структури, підготовлені до буріння: 7 - Ужгородська; 8 - Вінківська; 9 - Добронська; 10 - Киблярська; 11 - Лучківська; 12 - Завидівська; 13 - Чорнопотіцька; 14 - Яблунівська; 15 - Арданівська; 16 - Новосільська; 17 - Каменська; 18 - Стеблівська; 19 - Ліпчанська; 20 - Буштинська; 21 - Південнобуштинська; 22 - Округлянська; 23 - Грушівська; 24 - Данилівська. Газові родовища: 25 - Русько-Комарівське; 26 - Станівське; 27 - Королівське; 28 - Дібровське; 29 - Солотвинське; 30 - Мартівське. 3 - негативні гравітаційні аномалії від $-0,5$ до $-2,0$ мгл; 4 - негативні гравітаційні аномалії менше $-2,0$ мгл; 5 - позитивні гравітаційні аномалії від 0 до $+2,0$ мгл; 6 - позитивні гравітаційні аномалії понад $+2,0$ мгл.

Така особливість пов'язується з наявністю вулканогенів, соляних штоків, блоковою будовою підвалин прогину, літологічною мінливістю та різними товщинами моласового чохла, що спричинені складними геологічними процесами, які відбувались в процесі розвитку території.

Слід відзначити результати, отримані при проведенні високоточних гравіметричних досліджень, проведених у межах Русько-Комарівського родовища. Результати проведення даних робіт дозволили чітко зафіксувати баденські, левантинські та пліоценові вулканогенні тіла в розрізі структури та їх форму ще до розкриття їх свердловинами. Також було значно доповнено уявлення про глибинну геологічну будову родовища.

Протягом понад семидесяти років сейсморозвідувальні роботи в межах Закарпатського прогину проводились різними методами, зокрема: РСП, КМЗХ, МВХ СГТ з багаторічними перервами. За результатами даних досліджень виявлено низку нафтогазоперспективних структур, на яких в подальшому проводилося пошуково-розвідувальне буріння. За результатами геологорозвідувальних робіт в межах Мукачівської западини відкрито Русько-Комарівське, Королівське, Станівське газові родовища, а також перше та поки єдине в Україні родовище вуглекислого газу – Мартівське. У межах Солотвинської западини відкрито Солотвинське та Дібровське газові родовища. Ці відкриття дозволили виділити в межах Карпатської нафтогазоносної провінції Закарпатську газоносну область.

На даний час територія прогину повністю покрита гравірозовідкою, магніторозвідкою, геологічною зйомкою. В межах локальних ділянок виконано значний обсяг крупномасштабних сейсмічних досліджень. В межах різних частин прогину пробурено понад 70 параметричних, пошукових, розвідувальних, експлуатаційних свердловин на газ, а також понад 200 структурних, картувальних, гідрогеологічних та креліусних свердловин. Проведено значний обсяг наукових тематичних досліджень, видано більше 10 монографій, присвячених питанням геологічної будови,

тектоніки, нафтогазоносності, температурного режиму, а також водоносності території.

1.3 Літолого-стратиграфічна характеристика

Розріз Закарпатського прогину складається з двох структурних поверхів: верхнього, що представлений неогеновими моласами, та нижнього — донеогенового складчастого фундаменту, що представлений палеозойськими, мезозойськими та палеогеновими відкладами.

Палеозойська ера

Найдревніші відклади різновікового ложа Закарпатського прогину представлені утвореннями палеозою, які розкриті свердловинами №№ 1, 3, 4, 5-Ужгород, 1-Мукачево (термальна), 1, 2-Яблунів, 1, 5-Велика Добронь, 1-Руські Комарівці та ін. Найбільшу товщу палеозою (понад 700 м) розкрито свердловиною № 1-Руські Комарівці. Значна товща відкладів палеозою (583 м) розкрита свердловинами № 3-Ужгород (термальна) в інтервалі глибин 1490-2073 м та № 2-Ужгород (структурно-пошукова) загальною товщею 544 м в інтервалі глибин 670-1214 м.

Відклади палеозойського віку в межах Закарпатського прогину найчастіше представлені кристалічними сланцями, світло-сірими, сірими та темно-сірими дрібнозернистими поліморфними вапняками, темно-сірими філітами, дрібнозернистими пісковиками (рис. 1.3). Відклади переважно сильно консолідовані та повсюдно характеризуються низькими фільтраційно-ємнісними властивостями. Слід також додати, що мікрофауністичні залишки в прийнятному для їх вивчення стані зустрічаються досить рідко.

Мезозойська ера

Відклади мезозойського віку зі стратиграфічним неузгодженням перекривають породи палеозойського часу, які в межах прогину представлені утвореннями тріасової, юрської та крейдової систем.

Тріасова система

Відклади тріасової системи залягають зі стратиграфічним неузгодженням. В межах Мукачівської западини вони розкриті свердловинами, пробуреними на Залужській, Велико-Добронській, Берегівській, Вінківській, Арданівській, Лісківській площах, в межах Русько-Комарівського та Мартівського газових родовищ, а також параметричною свердловиною № 1-Невицька, що розташована в північно-західній частині Мукачівської западини. В межах Солотвинської западини відклади, що віднесені до тріасового віку розкриті свердловинами в межах

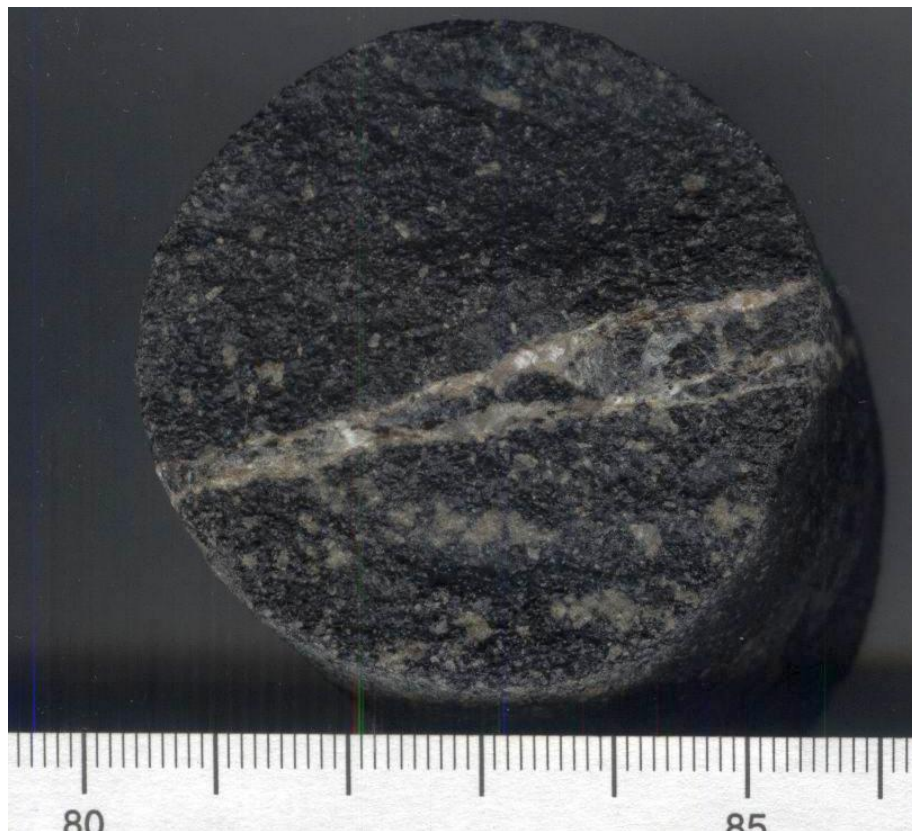


Рис. 1.3. Пісковик кембрійського віку туфогенний, дрібнозернистий, темно-сірого кольору, невапняковистий. Місце відбору св. № 15-Ужгород. Глибина відбору керна 1963 м.

площ Сокирниця та Тересва. Найповніший розріз тріасу товщиною 1050 м (в інтервалі глибин 1730-2780 м) пробурений свердловиною № 1-Мукачево (ГТЕ). Товща відкладів тріасової системи, що розкрита рештою свердловин, коливається від кількох десятків до кількох сотень метрів.

Розріз тріасу в межах прогину представлений переважно світло-сірими, сірими і кремовими доломітами, кремнистими аргілітами, темно-сірими кремнистими мергелями, кварцовидними пісковиками та брекчіями (Рис. 1.4.).



Рис. 1.4. Бре́кчія тріасового віку з кальцитовими прожилками. Місце відбору св. № 1-Бородівсько-Новосільська. Глибина відбору керна 1800-1808 м.

Юрська система

Відклади юрської системи розкриті свердловинами в межах пошуково-розвідувальних площ Виноградово, Ужгород, Сокирниця, Лесарня, Іршава, Теремля, Тячево, Тересва, а також параметричною свердловиною № 1 - Невицька. Відклади юрської періоду, відомі також в багатьох місцях в межах зони Скуль і Мармароської зони [30]. Ці утворення виявлені в результаті проведення площинних картувальних та геолого-зйомкових робіт.

Юрські відклади досить мінливі літологічно: якщо в межах північно-західної частини Закарпатського прогину, а саме в межах площ Лесарня, Залуж, вони представлені переважно темноколірними пісковиками та темно-синіми аргілітами, то у південній частині прогину, в районі площ Виноградово та Тересва, змінюються на різновидності, що складені світло-сірими вапняками з прошарками темно-сірих аргілітів, рідше дрібнозернистих пісковиків. В розрізі порід юрського віку часто зустрічаються спіліти, лавобрекчії, туфоаргіліти, радіолярити, кремністі мергелі.

Крейдова система

У порівнянні із тріасовими і юрськими відкладами, крейдяні розвинуті набагато ширше і їх вік визначено більш обґрунтовано. Крейдові відклади переважно поширені в складі донеогенового ложа в межах Мукачівської та Солотвинської западин і характеризуються значною літолого-фаціальною мінливістю. Найбільша товща відкладів крейдового віку (2310 м) пройдена в центральній частині Солотвинської западини свердловиною № 10-Тереблянська. Окрім цієї свердловини відклади крейди досить добре вивчені в розрізах інших 9 свердловин Тереблянської площі. Загалом в межах прогину відклади крейдової системи розкриті понад сорока свердловинами. Значну товщу крейдових відкладів розкрито свердловиною № 1-Велика Добронь, що знаходиться у північно-західній частині Закарпатського прогину. Також значну товщу крейдових відкладів пройдено свердловинами № 1-Буштинська, № 2-Чорнопотіцька, № 1-Данилівська, та ін.

В межах Закарпатського прогину виділено декілька літологічно відмінних розрізів крейди: з строкатими мергелями і флішовидними утвореннями (північно-східна частина прогину); з потужним комплексом темно-сірих аргілітів, мергелів, вапняків, алевролітів, гравелітів і пісковиків (центральна і південно-східна частини прогину) (рис. 1.5, 1,6); з

теригенно-карбонатними породами і вулканогенними утвореннями (південно-західна частина прогину).

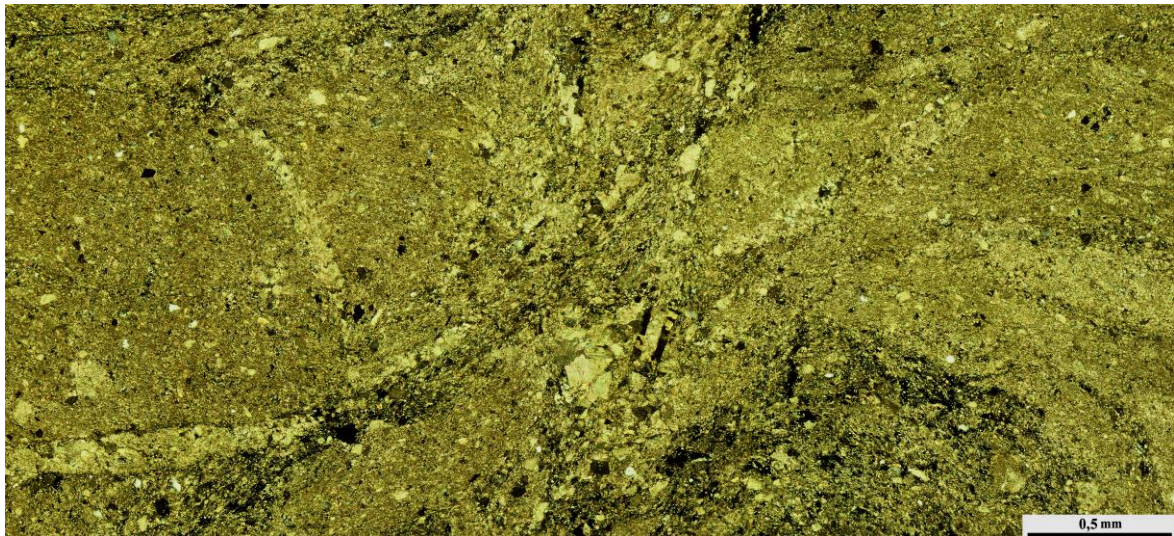


Рис. 1.5. Св. № 1-Буштино. Глибина відбору керна 1902 м (К).

Динамометаморфізований, мармуризований, тріщинуватий, зоо-фітогенний, пелітоморфний вапняк з домішкою пеліто-алевритових уламків кварцу. Деталь будови породи. Ділянка прояву максимальних деформацій і перекристалізації. Ніколі X.

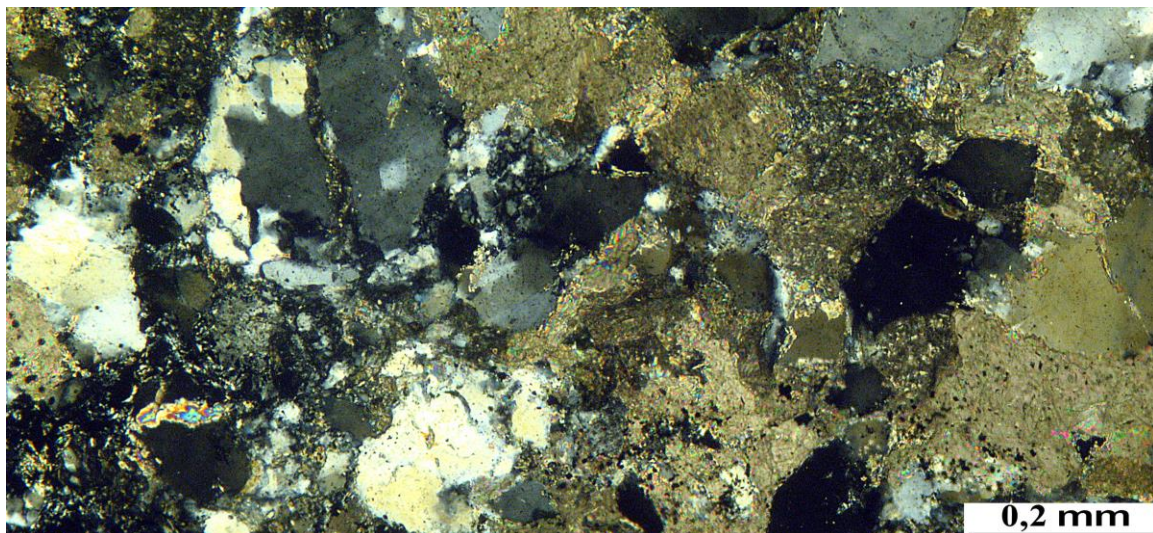


Рис. 1.6. Св № 8-Теребля. Глибина відбору керна 2014 м (К).

Седиментогенний, мармуризований, карбонатний гравеліт карбонатизований, піритизований і катаклазований. Показано фрагмент наповнювача, представленого в даному зразку пісковиком середньозернистим з слюдисто-карбонатним цементом. Ніколі X.

Кайнозойська ера

Палеогенова система

Відклади палеогену в північно-східній частині прогину представлені утвореннями центрально-карпатського флішу які розкриті свердловинами на Ужгородській площі. В північній частині прогину палеогенові відклади, розвинуті в Пенінській зоні стрімчаків.

У південно – східній частині прогину еоценові відклади представлені пісковиками, алевролітами, аргілітами і мергелями які розкриті у свердловинах на Данилівській і Солотвинській площах.

В межах ложа Закарпатського прогину встановлено два типи розрізів палеогену: підгальський фліш у північно-західній частині прогину та шопурський фліш у південно-східній частині прогину.

Підгальський фліш, який дослідники відносять до еоцену, розкритий свердловинами зокрема в межах Ужгородської, Залузької, Яблунівської площ, а також параметричною свердловиною №1-Невицька. В літологічному відношенні породи цього віку складені різнозернистими, часто слабозцементованими гравелітами, пісковиками, конгломератами, аргілітами і мергелями.

Шопурський фліш розкрито свердловинами в межах Тересвинської, Тересвинської, Данилівської, Грушівської, Солотвинської площ. На північний схід від м.Солотвино шопурський фліш виходить на поверхню [42]. Товщина відкладів шопурського флішу, що встановлена глибоким бурінням коливається від 137 м (св. № 34-Колодно) до 1663 м (св.№ 1-Солотвино).

Ці відклади в основному представлені конгломератами, гравелітами, пісковиками і алевролітами (рис. 1.7).

Неогенова система

На розмитій поверхні донеогенової основи Закарпатського прогину залягає товща неогену, що представлена відкладами міоцену, пліоцену та

плейстоцену (рис. 1.8.). Через складну і неоднорідну геологічну будову Закарпатського прогину, а також літологічну мінливість існують різні погляди щодо стратифікації певних комплексів неогену. Найдревніші породи міоцену – егенбурзькі (буркалівська світа), складені в основному темно - і світло-сірими крупнозернистими пісковиками з прошарками

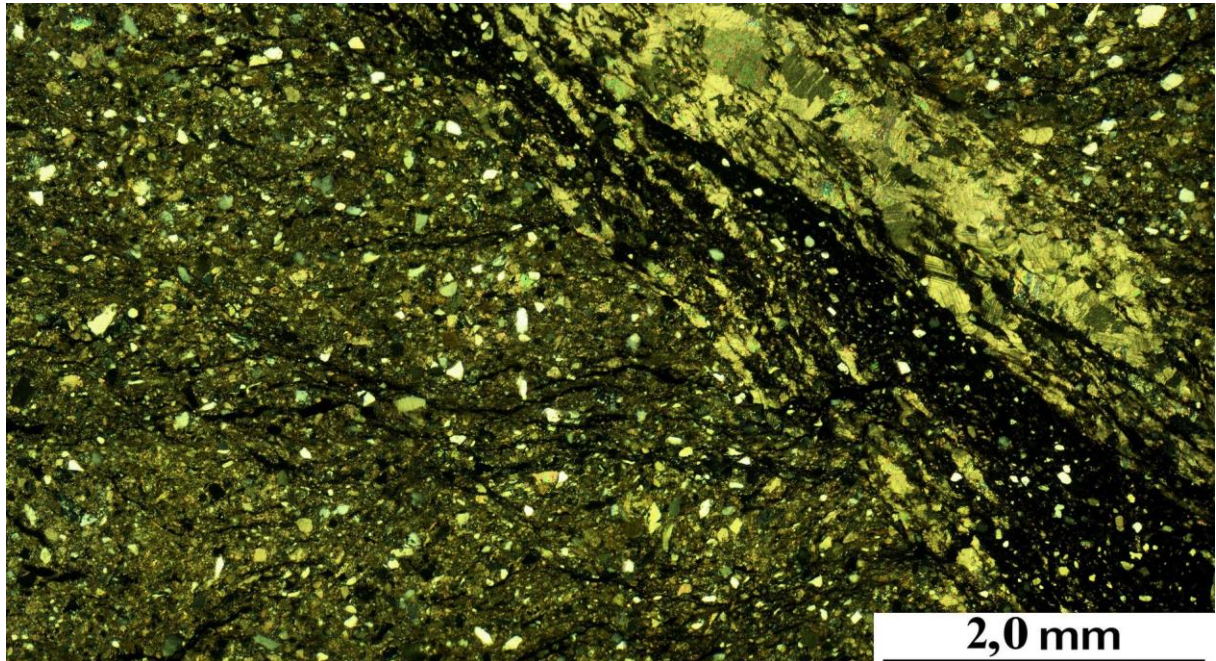


Рис. 1.7. Св. № 28-Солотвино. Глибина відбору керна 2448 м (Р). Алевроліт кварцовий з кальцитовим цементом, інтенсивно сульфідизований і карбонатизований, з ознаками різнонаправлених динамічних дислокацій різної інтенсивності. На рисунку показано масивну первинну текстуру, алевритову структуру, рівномірний розподіл уламків і масштаби прояву різнонаправлених динамічних дислокацій. Діагональні найбільше проявлені, сульфідизовані і карбонатизовані. Ніколі Х.

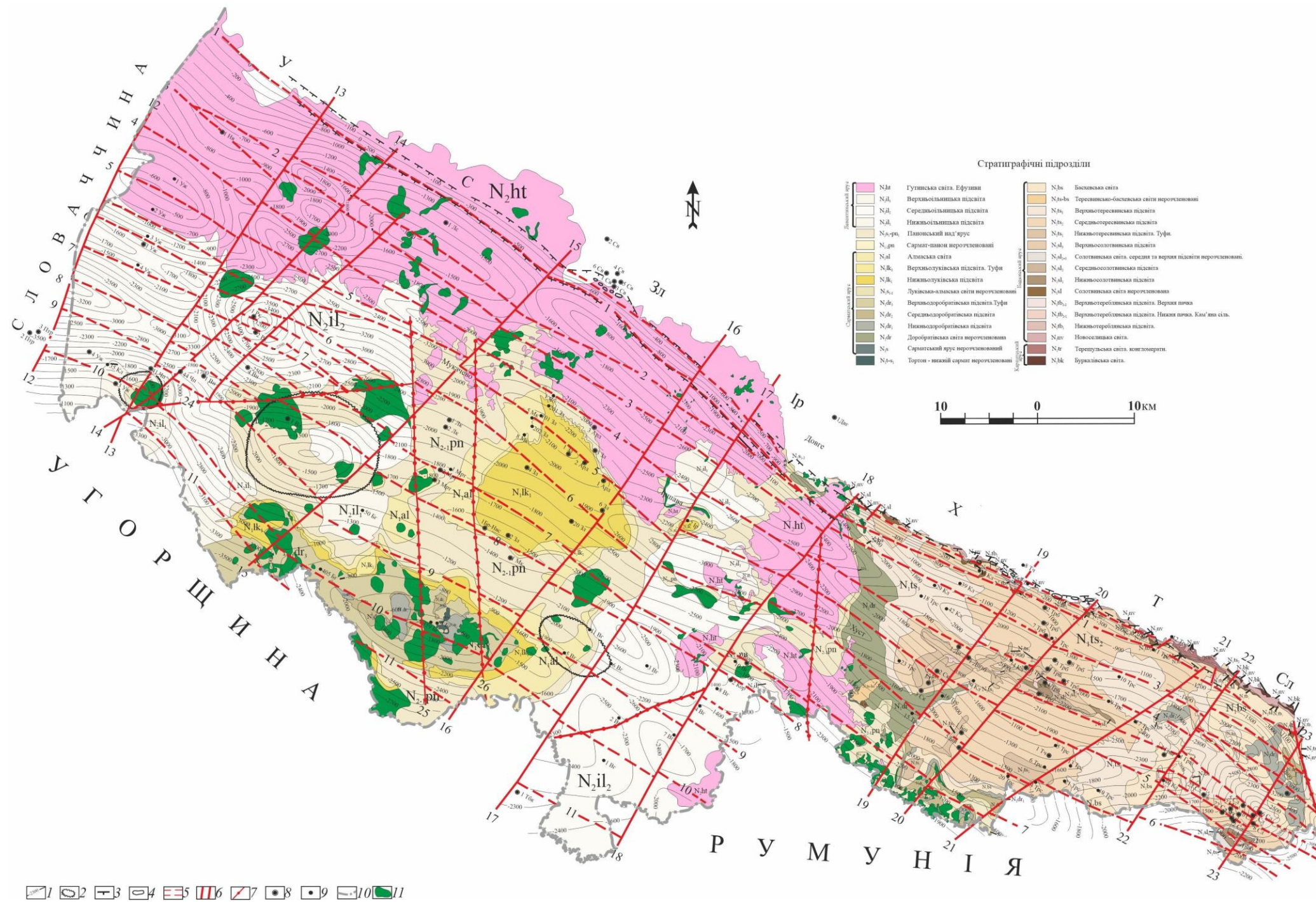


Рис. 1.8. Геологічна карта поверхні та структурна карта покрівлі донеогенових відкладів Закарпатського прогину.

Склали: О.С. Щерба, Н.Я. Радковець, А.А. Локтєв (карта поверхні побудована за матеріалами колективу підприємств НАК «Нафтогаз України»)

1 - ізогіпси донеогенової поверхні, м; 2 - палеовулкани; 3 - лінії насувів; 4 - зона Пенінських скель; 5 - повздовжні розломи; 6 - поперечні розломи; 7 - меридіональні розломи; 8 - свердловини глибокого буріння; 9 - свердловини структурного буріння; 10 - лінія державного кордону; 11 - магматичні тіла.

темно-сірих аргілітів і глин загальною товщиною 100-400 м [33]. В основному ці відклади літологічно представлені аргілітами, та, подекуди, алевролітами.

Карпатійський ярус представлений терешульськими конгломератами. Їх загальна товщина коливається в межах 90-165 м. Літологічно ці відклади представлені необкатаними уламками пісковиків, аргілітів, вапняків, мергелів, що зцементовані глинами (рис. 1.9, 1.10.).

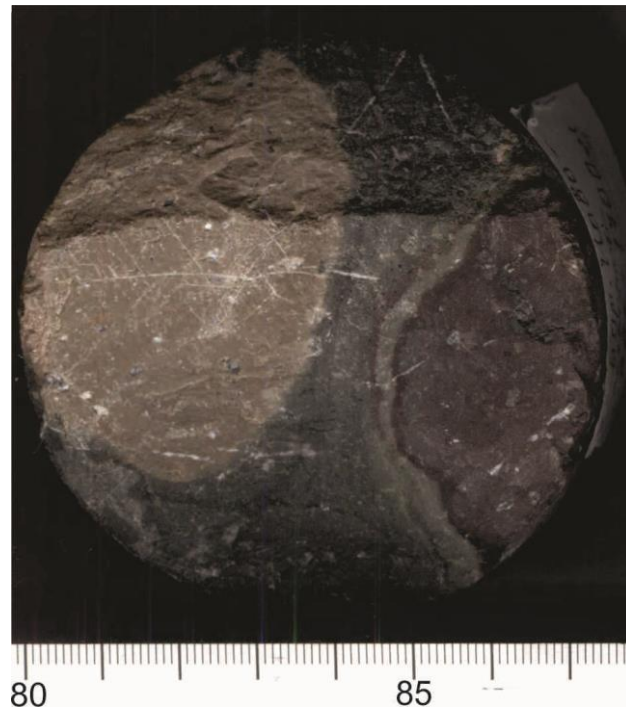


Рис. 1.9. Терешульський конгломерат карпатійського віку. Місце відбору св. № 1-Бородівсько-Новосільська. Глибина відбору керна 1692 м.

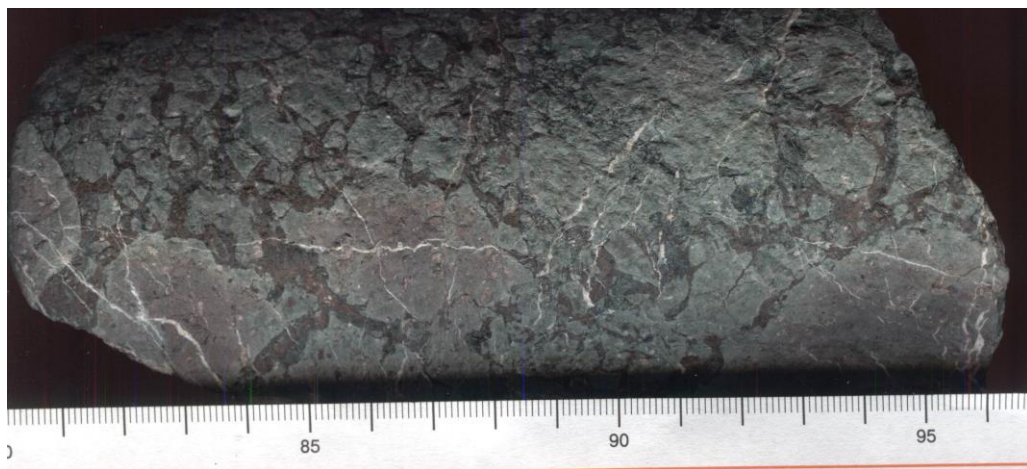


Рис. 1.10. Терешульський конгломерат карпатійського віку. Місце відбору св. № 22-Солотвинська. Глибина відбору 2003 м.

Баденський ярус в межах Закарпатського прогину представлений новоселицькою, тереблянською, солотвинською, тересвинською та басхівською світами.

Відклади новоселицької світи залягають на розмитій поверхні товщі терешульських конгломератів. Літологічно вони представлені товщами сіро-зелених ріоліт-дацитових туфів і туфітів, подекуди спостерігаються прошарки аргілітів та пісковиків. Інколи трапляються включення конгломератів та мергелів. Товщина відкладів цього комплексу порід коливається в межах 220-980 м.

Вище по розрізу, над новоселицькою світою, залягають відклади тереблянської світи. В нижній частині світа представлена зеленими пластичними глинами, подекуди з лінзами пісковиків. Подекуди присутні включення туфів, туфітів, ангідритів та гіпсів. Верхня частина світи представлена товщею кристалічної кам'яної солі, посеред якої подекуди трапляються провентри сірих глин. Товщина світи коливається від 65 до 500 м.

Солотвинська світа літологічно представлена аргілітами, алевролітами, пісковиками та подекуди мергелями з рідким включенням туфів. Товщина комплексу коливається від 50 м в межах Мукачівської западини до 1200 м в межах Солотвинської западини.

Тересвинська світа літологічно складена перешаруванням аргілітів, пісковиків, алевролітів та подекуди туфів. В межах Солотвинської западини інколи трапляються незначні прошарки лігніту. Загальна товщина відкладів тересвинської світи змінюється від 200 до навіть 1770 м.

Відклади басхівської світи є наймолодшими відкладами в товщі баденського ярусу. В межах прогину вони представлені перешаруванням пісковиків, алевролітів та аргілітів. Середня товщина цих відкладів становить 50-70 м.

Сарматський ярус представлений трьома світами, а саме: доробратівською, луківською та алмаською. Доробратівська світа

літологічно складена перешаруваннями аргілітів, пісковиків, алевролітів, мергелів та туфів ріоліту. Доробратівські відклади більше розвинені у Чоп-Мукачівській западині (загальна товщина досягає подекуди 850 м) аніж в Солотвинській (загальна товщина не перевищує 185 м).

Відклади луківської світи літологічно представлені перешаруванням пісковиків, глин, алевролітів та туфів і туфітів. Загальна товщина відкладів луківської світи досягає 320 м в межах Мукачівської западини. В Солотвинській западині товщина їх дещо менша – до 150 м. Відклади луківської світи в межах Солотвинської западини поширені не повсюдно.

Алмаську світу представлено піщанистими, карбонатними глинами, а також лінзами лігніту та подекуди мергелів. Подекуди алмаські відклади досягають загальної товщини 680 м.

Панон-понтський ярус складений Ізівською та Кошелівською світами.

Ізівська світа в межах Солотвинської западини присутня тільки в її західній і південно-західній частинах. Літологічно складена глинами, пісковиками, мергелями та лінзами лігніту. Товщина світи подекуди перевищує 500 м.

Кошелівська світа згідно перекриває ізівську і поширена по всьому прогину на значно меншій території ніж попередня [89]. Літологічно складена перешаруванням глин, алевролітів, іноді косошаруватих пісковиків. Також в товщі присутні лінзи лігніту та туфітів. Товщина відкладів коливається від 100 до 300 м.

Пліоцен представлений ільницькою світою, яка поширена лише частково в межах Мукачівської западини. Серед вмісних порід виділяють алевролітисті строкаті глини, мергелі, подекуди прошарки конгломератів та лігніту.

Розріз Закарпатського прогину закінчується відкладами чопської світи, що умовно віднесені до плейстоцену. Вони літологічно представлені прошарками пісковиків, строкатих глин, алевролітів та, подекуди, лігніту (рис. 1.11).

Figure 1 consists of 11 sub-diagrams labeled 1 through 11, arranged horizontally. Each diagram shows a different pattern of lines or shapes on a grid, representing a stage in a phase transition. Diagram 1 shows a uniform grid of small squares. Diagram 2 shows horizontal lines. Diagram 3 shows a pattern of horizontal lines with some vertical segments. Diagram 4 shows a pattern of horizontal lines with some vertical segments. Diagram 5 shows a pattern of horizontal lines with some vertical segments. Diagram 6 shows a pattern of horizontal lines with some vertical segments. Diagram 7 shows a pattern of horizontal lines with some vertical segments. Diagram 8 shows a pattern of horizontal lines with some vertical segments. Diagram 9 shows a pattern of horizontal lines with some vertical segments. Diagram 10 shows a pattern of horizontal lines with some vertical segments. Diagram 11 shows a pattern of horizontal lines with some vertical segments.

1 - пісковики; 2 - аргіліти; 3 - алевроліти; 4 - вапняки, доломіти; 5 - мергелі; 6 - лігніти; 7 - дацити;
8 - андезити; 9 - глини; 10 - конгломерати, брекчії; 11 - кам'яна сіль.

Важливо також вказати на присутність в геологічному розрізі осадового чохла починаючи від новоселицької світи і вверх по розрізу магматичних тіл, що літологічно представлені ріодацитами, туфами, туфітами. Дані породи представлені практично у кожній фації.

1.4 Тектонічна будова

Закарпатський внутрішній або тиловий прогин розташований всередині Карпатської гірської споруди, між Зовнішніми Карпатами і Панонською міжгірською западиною, та складений неогеновою моласою [92]. Панонський басейн сформувався на зануреній основі Внутрішніх Карпат в неогені. Утворення басейну супроводжувалося магматичною діяльністю, зменшенням товщі земної кори і накопиченням неогенових відкладів [47]. Від Панонської западини, яка невеличкими ділянками заходить у межі України, прогин відокремлений Берегівською зоною розломів, від Складчастих Карпат – Пенінською зоною. За результатами опорного, структурного, пошуково-розвідувального та експлуатаційного буріння встановлено герцинський і альпійський складчасті структурно-формаційні комплекси. Як герцинська, так і альпійська донеогенова основа прогину мають гетерогенну блоково-лускову будову. Диз'юктивні порушення орієнтовані головним чином у поздовжньому і поперечному до простягання прогину напрямках і мають вертикальний або близький до нього нахил. Ширина прогину від 20 до 35 км, довжина до 150 км. У вертикальному геологічному розрізі чітко вирізняють донеогенову основу і неогеновий прогин [92, 7].

За результатами інтерпретації гравіметричних матеріалів на ділянках Закарпатського прогину та узгодження їх із геологічною будовою, яка підтверджена результатами буріння свердловин, і свідчить про те, що морфологія аномального поля сили тяжіння диктується будовою донеогенового фундаменту. Регіональний характер поля зумовлений властивостями порід консолідованої земної кори і верхньої мантії та

розломною тектонікою фундаменту, яка відіграє важливу роль у формуванні нафтогазоперспективних структурних форм [71].

Розвиток глибинних розривів особливо по краях Карпатської геосинкліналі, в межах Закарпатського прогину сприяв інтенсивному розвитку вулканічної діяльності а саме, утворення вулканічного Вигорлат – Гутинського хребта Закарпатського прогину та інших вулканічних пасм, а також процесам поствулканічних змін пропілітизації, алунітизації, каолінізації та ін. Після формування сучасного структурно-тектонічного плану почали проявлятися геоморфологічні процеси [32].

Уздовж північно-східного схилу прогину простягається Вигорлат – Гутинське вулканічне пасмо пов'язане з велико-амплітудними розломами, яке складене пліоценовими ефузивами. Серед них виділяються андезити, андезито-базальти та їх туфи і туфобрекчії. В районі м. Хуст пасмо пересікає Закарпатський прогин в меридіональному напрямку, розділяючи на дві западини: Мукачівську і Солотвинську. На півночі прилягає до флішової області Карпат. У багатьох випадках вулканічні породи цього пасма на великих відстанях перекривають прилеглі неогенові утворення Солотвинської і Мукачівської западин [33, 32].

Донеогенову основу складають палеогеновий, мезозойський і палеозойський поверхи, які розділені між собою поверхнями стратиграфічних і здебільшого кутових незгідностей, які розбиті розломами на блоки розміром від 3 – 5 до 8 – 10 км. Донеогенова основа прогину, що сформована в герцинський та альпійський час, характеризується складною блоково-лускуватою будовою. Особливістю будови донеогенового фундаменту Закарпатського прогину є його розчленованість густою сіткою різнонаправлених і різноамплітудних розривних порушень [85].

Донеогенова основа Закарпатського прогину має гетерогенну блоково-насувну будову і складається з покривів Татро-Вепорид та Гемрид, частково Підгальського палеогенового флішу, П'єнінського та (на ділянці

між Перечином і Свалявою) Магурського і Дуклянського покривів. Крім того, тут поширені поздовжні більш давні субвертикальні поперечні й діагональні новоутворені порушення. Це переважно скиди, інколи скидозсуви з амплітудами зміщень від перших сотень метрів у прибортових частинах до 2000 м у його центральних ділянках [43].

Протягом різних етапів розвитку території диференційними переміщеннями тектонічних блоків контролювалися товщини фаціальних та стратиграфічних комплексів в різних частинах прогину. Існує декілька моделей будови донеогенового складчастого фундаменту, в яких по різному інтерпретовано амплітуду, межі простягання та порядок конкретних глибинних розломів, а також, відповідно розміри, межі та характер геологічної будови окремих тектонічних блоків. Серед них геологічні моделі авторства В. Щерби [85], М. Петрашкевича та П.Лозиняка [79], М.Г. Приходька [83] та О. Щерби (рис. 1.12).

Загалом, структурний план донеогенового складчастого фундаменту прогину на даному етапі досліджень можна охарактеризувати як слабо вивчений через відсутність чітких сейсмовідбиваючих горизонтів у товщі мезозой-палеозою, рідку мережу пробурених свердловин, що розкрили донеогеновий складчастий фундамент, а також обмежену товщу розкриття донеогенового комплексу порід цими свердловинами.

Особливістю будови донеогенового фундаменту Закарпатського прогину є його розчленованість густою сіткою різнонаправлених і різноамплітудних розривних порушень [85]. Глибинні тектонічні розломи, що розбивають донеогенове ложе на окремі тектонічні блоки, часто мали визначальний вплив на тектонічні процеси накопичення осадового чохла, а також поступлення вулканічного матеріалу в неогеновий час. Значний вплив на тектонічну будову мали процеси неогенового вулканізму, що протікали в декілька етапів. Можна з упевненістю стверджувати, що прояви вулканічної діяльності пов'язані з місцями

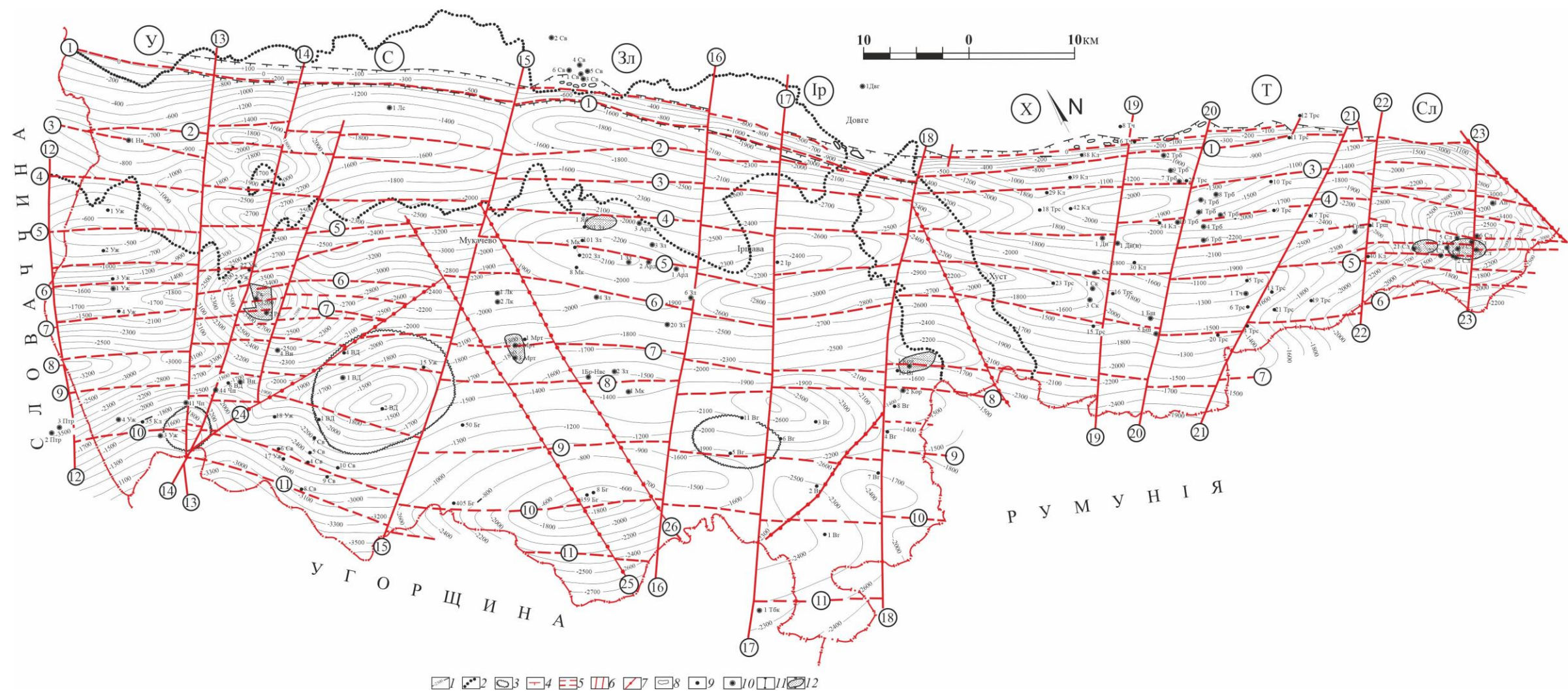


Рис. 1.12. Структурна карта покрівлі донеогенового складчастого фундаменту Закарпатського прогину. Склала О.С. Щерба зі змінами та доповненнями А.А. Локтева.

1 - ізогіпси донеогенової поверхні, м; 2 - границі Вигорлат-Гутинської вулканічної гряди; 3 – палеовулкани; 4 - лінії насувів; 5 - повздовжні розломи; 6 - поперечні розломи; 7 - меридіональні розломи; 8 - зона Пенінських скель; 9 - свердловини структурного буріння; 10 - свердловини глибокого буріння; 11 - лінії геологічних розрізів; 12 – газові родовища.

Тектонічні розломи (цифри в кільцях): повздовжні – 1 – Закарпатський, 2 – Антонівсько-Тереблянський, 3 – Данилово-Невицький, 4 – Приборжавсько-Сокирницький, 5 – Середнянсько-Буштинський, 6 – Ужгород-Виноградівський, 7 – Страбичівський, 8 – Ратовецько-Олешнинський, 9 – Бегансько-Квасівський, 10 – Свободівський, 11 – Припанонський; поперечні – 12 – Птрукшинський, 13 – Чопський, 14 – Чопсько-Руськокомарівський, 15 – Косинсько-Мукачівський, 16 – Іршавсько-Шаланський, 17 – Приборжавський, 18 – Виноградівський, 19 – Велятинський, 20 – Буштинсько-Тереблянський, 21 – Новоселицький, 22 – Дубово-Грушівський, 23 – Кобилецько-Полянський; діагональні – 24 – Слобідський, 25 – Берегівсько-Гатський, 26 – Мукачівський, 27 – Малораковецький.

Блоки- поперечні: У – Ужгородський, С – Середнянський, Зл – Залузький, Ір – Іршавський, Х – Хустський, Т – Тереблянський, Сл – Солотвинський. повздовжні: 1-3 – Ільницько-Колодненський, 3-4 – Іршавсько-Тернівський, 4-5 – Хустсько-Дубровський, 5-6 – Мукачівсько-Солотвинський, 6-7 – Шалансько-Вишківський, 7-8 – Гатсько-Виноградівський, 8-9 – Великодобронський, 9-11 – Чопсько-Берегівський, 11 – Дяківський.

перетину повздовжніх та поперечних глибинних розломів. Наслідком вулканічної діяльності є Вигорлат-Гутинська вулканічна гряда, що представлена туфогенними та пірокластичними утвореннями. Вона оповиває Мукачівську западину з північного та північно-східного напрямків та вулканічний хребет Шолес, що розмежовує Закарпатський прогин на Мукачівську та Солотвинську западини. Окрім того, геологічною зйомкою та глибоким бурінням зафіксовано значну кількість ефузивів та інтрузивних тіл, що сконцентровані переважно в межах Мукачівської западини.

Особливий вплив на формування Закарпатського прогину, особливо в межах Солотвинської западини мала соляна тектоніка. Ряд солянокупольних структур закартовано в Солотвинській западині, що простежуються вздовж регіональних повздовжніх розломів карпатського простягання. Солотвинська западина в основі неогенових утворень складена породами мезозою та палеогену. В западині мають перевагу баденські і частково сарматські відклади. Загальний характер тектоніки западини досить спокійний. Антиклінальні складки мають пологі і широкі склепіння. В розрізі поширені соленосні породи, які сприяють інтенсивним проявам соляного тектогенезу соляних штоків.

Мукачівська западина складена, в основному, породами палеогену, мезозою, та палеозою. За результатами буріння свердловин встановлено блокову тектоніку фундаменту, що зумовило різке коливання товщин неогенових відкладів. Товщини неогенових відкладів тут значно зменшені порівняно із Солотвинською западиною. У порівнянні із кількох виділених брахіантиклінальних складок карпатського простягання особливо слід виділити Залузьку, значну за розмірами, довжиною понад 20км та шириною 15км. У западині на поверхню виходять молоді відклади та кількість покладів солей у розрізі зменшена [32].

Не применшуючи значення розривних порушень, все ж треба відзначити, що за даними буріння на Русько–Комарівській, Солотвинській, Яблунівській і Королівській площах простягання тектонічних розломів є не тільки прямолінійними повздовжніми або поперечними. Вони мають складнішу конфігурацію та характеризуються переважно вертикальним або близьким до нього падіння і повздовжню орієнтацію. Тут переважають розриви північно-західного (повздовжнього) і північно-східного напрямків, більшість яких виділив С.І.Суботін. Слід відмітити, що комплексна інтерпретація результатів гравіметричної зйомки, яка була проведена дослідниками В.І.Хоменком, В.Я.Біличенком, І.І.Бородатим та Л.Е.Фільштинським, деталізувала і підтвердила висновки С.І.Суботіна про блокову будову донеогенових комплексів при загальній орієнтації паралельно простягання Карпат блоків, древніх піднять і найбільших розривних порушень [91].

Головними повздовжніми глибинними розломами є Закарпатський і Припанонський, Данилівсько – Невицький, Середнянсько – Буштинський, Ужгородсько-Виноградівський та інші, які розчленовують Закарпатський прогин на вузькі протяжні блоки і розмежовують окремі геоструктурні елементи які розвинуті у фундаменті прогину. Основними поперечними зонами порушень є Чопська, Мукачівсько-Свалявська, Виноградівська, Велятинська, Новоселицька та інші., і переважно не досягають денної поверхні, а тому фіксуються головним чином геофізичними вимірюваннями. Разом із повздовжніми утворюють блокову будову фундаменту прогину. До меридіональних порушень відносяться Берегівсько – Гатське, Мукачівське, Свобідське і Малораковецьке. У цьому випадку поперечна тектонічна зональність Закарпатського прогину значною мірою зумовила нафтогазоносність території. Слід відмітити, що в процесі перебудов речовин мантиї на великих глибинах, які вимірюються сотнями кілометрів в умовах так званого шару Гутенберга, в сфері дії

високих тисків і температур, можливо здійснювалися процеси неорганічного синтезу вуглеводнів [32].

Місцями поперечні розломи набувають характеру скидо-зсувів. Однією з характерних рис будови донеогенового фундаменту є розвиток у ньому насувів виявлених за результатами глибокого буріння свердловин на Сокирницькій і Солотвинській площах. Так, за фауністичними визначеннями і літологічним складом у свердловинах № 1 та № 3 – Сокирницькі на крейдянні відклади насунуті породи юрського і тріасового віку. Це свідчить і про можливий розвиток насувів і на інших площах Закарпатського прогину. У деяких пунктах зафіксовано насиви, але вони трасуються лише у межах окремих блоків. Поряд із поздовжніми регіональними розривами, поперечного і меридіонального напрямків, на деяких структурах Закарпатського прогину розповсюджені локальні порушення, які мають невелику глибину проникнення і відносно малу протяжність. Головним чином вони січуть породи неогену. Виявлені на Залужській, Чопській, Великодоброньській та на інших структурах, як і регіональні порушення, вони змінюють своє падіння по простяганню. Деякі дослідники виділяють у донеогеновому комплексі низку окремих структурно-фаціальних зон насувного характеру (Пенінська, Великобичківська, Лісарнянська. Центральнокарпатського (підгальського) палеогенового флішу Залузька, Ужгородська, Русько-Комарівська, Беганська, Сокирницька, Шаянська), у розрізі яких беруть участь різні за віком та складом породи [29,58].

При огляді особливостей тектонічної будови прогину, слід вказати, що в розрізі виділяється два структурно-тектонічні поверхи: донеогеновий і неогеновий. Породи донеогенового фундаменту Закарпатського прогину дослідниками віднесені до палеозою, мезозою і палеогену. Вони розкриті більш як 50 пошуково-розвідувальними свердловинами на глибинах від 500 до 3000 м. Але поряд з тим, вони вивчені дуже слабо, це пояснюється складністю геологічної будови регіону, літолого-фаціальною мінливістю і

недостатньою палеонтологічною характеристикою. Тому, вік окремих комплексів порід в деякій мірі визначений умовно, за аналогією із подібними відкладами суміжних з прогином територій.

Найдревнішими у Закарпатському прогині є породи, які розкриті структурно-пошуковими свердловинами на Ужгородській площі. За своїм складом вони нагадують розповсюджені у Східній Словаччині палеозойські утворення і складені кристалічними сланцями, криптокристалічними вапняками, доломітизованими мергелями, кварцитовидними пісковиками з домішками аргілітів. Нижня частина розкритого розрізу, це карбонатні мікросланці з прошарками доломітизованих вапняків, більше метаморфізована ніж верхня. За результатами лабораторних досліджень фауністичних решток у породах не виявлено, тому їх можна віднести до подібних утворень Рахівського кристалічного масиву, які умовно віднесені до палеозойського віку [80].

Таким чином, донеогеновий фундамент Закарпатського прогину складений різновіковими відкладами, які приймають участь в будові різних структурних елементів. За даними сейсморозвідки і глибокого буріння встановлена сильна роздробленість фундаменту із переміщенням окремих блоків до 2 км по вертикалі [40].

М.Петрашкевич [80] припускає, що в північній частині прогину розповсюджені занурені ділянки Пенінської зони стрімчаків, а на південь від неї – породи центрально – карпатського флішу. Кути падіння донеогенового фундаменту змінюються від $2 - 5^{\circ}$ до 90° , в палеогенових відкладах $20 - 50^{\circ}$. Слід відмітити, що усі донеогенові утворення Закарпатського прогину, як правило, сильно тріщинуваті, перем'яті зі дзеркалами ковзання і нагадують тектонічну брекчію.

На складнопобудований гетерогенний фундамент із різким кутовим і стратиграфічним неузгодженням накладені фаціально різноманітні відклади неогенових молас, які утворюють верхній структурний поверх альпійського комплексу. Його зовнішня частина, як Крайова зона, залягає

моноклінально із зануренням товщ до центру прогину. Кути нахилу пластів порід зменшуються в тому ж напрямку. На денній поверхні оголюються тільки південно-східна частина зони, а її північно – західна частина занурена під вулканогенний комплекс Вигорлатської гряди [40].

Пологі складки неогенових відкладів мають круті кути падіння на північному прилягаючому до Карпат моноклінальному схилі у зонах розривів і місцях проявів магматизму. Поряд з тим прослідковується карпатська орієнтація позитивних структур. Виділяються такі їх типи: солянодіапірові з відкритим ядром протикання, криптодіапірові, обумовлені й ускладнені магматичними утвореннями, брахіантиклінальні, не пов'язані ні з діапіризмом, ні з магматизмом. Ряд структур утворені за рахунок комбінації плікативних, диз'юнктивних та магматичних факторів. У надрах Закарпатського прогину мало місце застигання магматичних інтрузивних тіл порід, що спостерігається в неоген-палеогенових відкладах розрізу Русько – Комарівського газового родовища [72, 24].

Розривні порушення у неогеновому чохлі звичайно успадковують положення і характер найбільш значних донеогенових диз'юнктивів, що активізувалися на орогенному етапі. Ці розломи мають близьке до вертикального падіння й амплітуди до 500 – 700 м у центральній частині прогину і до 1000 – 400 м у районі Березівської зони. Вертикальні переміщення контролювали поширення фацій і товщину неогенових утворень. У піднятих блоках вона зменшується до 500 – 600 м, у занурених – збільшується до 2500 – 2600 м. Тектоніка неогенового структурно-тектонічного поверху вивчена набагато краще. Товщина неогену становить 1700-3500 м. Геологічною зйомкою, структурним і глибоким бурінням, а також сейсморозвідкою тут виявлено ряд антиклінальних структур. На фундамент зі значною стратиграфічною і кутовою незгідністю накладена фаціально різноманітна неогенова моласа, що утворює верхній структурний поверх альпійського комплексу і відповідає орогенному етапу розвитку Карпатської геосинкліналі [93].

Спостерігається невідповідність у зіставленні структурних планів чохла і фундаменту, переважно блокове, місцями блоково – луската будова фундаменту і значні амплітуди зміщення блоків, обумовлюючи вихід безпосередньо на донеогенову поверхню відкладів палеозою, мезозою і палеогену. Також спостерігаються відміни у будові окремих товщ, обумовлені не стільки впливом декількох фаз складчастості, скільки соляною тектонікою [24].

Діапірові лінійно витягнуті складки Закарпатського прогину складені породами тереблянської і солотвинської світ, які виходять на поверхню. Більшість із них порушена великою кількістю тектонічних розломів, які у більшій кількості простягаються паралельно. Для всіх складок характерні круті кути падіння порід в склепінних частинах і пологі на крилах [20].

Слід зауважити, що локальні структури неоген – плейстоценового поверху Закарпатського прогину це здебільшого невеликі брахіантиклінальні складки малої амплітуди, розбиті поперечними, повздовжніми, деколи різноспрямованими, як правило, малоамплітудними порушеннями на окремі блоки. У Закарпатському прогині слід вирізняти моноклінальну, або крайову зону, центральну зону солянодіапірових, брахіантиклінальних складок і Берегівську зону розломів, на південь від якої розміщені вже північно – східні райони Панонської западини [7].

Також значне поширення в Закарпатському прогині мають давні стратовулкани, виявлені за даними магнітометричних зйомок. Вони знаходяться в зонах повздовжніх або поперечних розломів в зоні поширення ефузивів Вигорлат-Гутинського пасма, яке без сумніву, також пов'язане з великоамплітудними розломами.

1.5 Гідрогеологічні умови

В гідрогеологічному розрізі Закарпатського прогину спостерігається вертикальна зональність поширення водоносних комплексів, що зумовлена особливістю геологічного розрізу прогину. Формування водоносності

Закарпатського прогину відбувалось під впливом складних гідротермальних процесів та вулканізму.

До донеогенового водоносного фундаменту приурочений єдиний водоносний комплекс, що об'єднує відклади протерозою, палеозою, мезозою та палеогену. Він характеризується подібними умовами залягання і поширення підземних вод, високими значеннями мінералізації та затрудненим водообміном. Водовміщуючими породами в ньому є тріщинуваті карбонатні породи, а також тріщинувато-пористі пісковики. Низькі значення пористості (2-9 %) та проникності ($<0,1$ мДарсі) зумовлюють незначні дебіти пластових вод – $1-8 \text{ м}^3/\text{добу}$. Пластові води, що містяться в товщі верхньокрейдового комплексу порід відносяться в основному до хлор-кальцієвого типу. Ці води характеризуються мінералізацією до 75 г/л, коефіцієнтами метаморфізації (Na/Cl) 0,82-0,87 і співвідношенням Cl/Br 850-2080. В їх сольовому складі вміст сульфатів і гідрокарбонатів становить 0,07-0,20 %-екв. Газонасиченість вод може досягати до $18 \text{ см}^3/\text{см}^3$; розчинені гази метанового типу (частка CH_4 становить до 98 %).

Підземні води в товщі палеогену насичують прошарки пісковиків і алевролітів, пористість яких переважно коливається в межах 1-4 %. Води відносяться до хлор-кальцієвого типу, з мінералізацією в середньому 119-169 г/л. В складі водорозчинних солей сульфати складають $< 0,1$ %-екв; відношення Na/Cl міняється в межах 0,78-0,81, що свідчить про гідрогеологічну ізольованість палеогенових відкладів.

Підсольовий водоносний комплекс об'єднує буркалівську, терешульську, новоселицьку, водицьку світи і нижньотереблянську підсвіту. Водовмісними породами є туфи, пісковики, алевроліти. Пластові води гідрокарбонатно-натрієві, хлор-кальцієві, хлор-магнієві. Мінералізація вод коливається в межах 108-146 г/л. Ступінь метаморфізації 0,74-1,0. Коефіцієнт сульфатності 0,23-11,72. Хлоробромний коефіцієнт 648,8-62941,5. Вміст йоду 1,7-10,6 мг/л, бром у

8,0-42,2 мг/л, оксиду бору 20-200 мг/л. Такі показники свідчать про закритість гідродинамічних систем і утруднений водообмін як між окремими тектонічними блоками, так і всередині самих блоків.

Надсольовий водоносний комплекс об'єднує солотвинську, тересвинську, басхівську, доробратівську, луківську, алмаську, ізівську, кошелівську, ільницьку та чопську світи. Водонасичення в цьому комплексі пов'язане з туфами, пісковиками, алевролітами, а також подекуди вапняками, гравелітами. Переважають води хлор-кальцієвого типу з мінералізацією від 370 мг/л, при підшві солотвинської світи, до 10-18 мг/л, в припокрівельній частині ільницької та чопської світ. В надсольовому комплексі є ділянки, які характеризуються як активним так і утрудненим водообміном.

Серед тріщинних вод сарматських відкладів теж виявлені субтермальні та термальні води з температурою води 27-30,5 °С на глибинах 350-400 м і до 46 °С в інтервалі 600-680 м (свердловина № 50). Води кремністі, вміст оксиду кремнію 100-130 мг/л, мінеральні (мінералізація до 7,5г/л)[6].

В сарматських відкладах свердловинами розкриті метанові води (с.Залужжя та інші) з мінералізацією 3-25 г/л. Вміст метану в складі газів 86-88 % [10].

В антропогеновому комплексі пластові води насичують галькові та піщані горизонти в річкових заплавах і терасах. Тут переважають води гідрокарбонатного складу з мінералізацією до 1 г/л. Мінералізація зростає з наближенням до соляних штоків до 5-8 г/л.

Висновки до розділу 1. Територія прогину повністю покрита гравірозвідкою, магніторозвідкою. Виконано значний обсяг сейсмічних досліджень. Пробурено понад 70 пошуково-розвідувальних та понад 200 структурних-картувальних свердловин. Проведено значний обсяг наукових тематичних досліджень, видано понад 10 монографій,

присвячених питанням геологічної будови, тектоніки, нафтогазоносності, температурного режиму, а також водоносності території.

Розріз Закарпатського прогину складається з двох структурних поверхів: верхнього, що представлений неогеновими моласами, та нижнього — донеогенового складчастого фундаменту, що представлений палеозойськими, мезозойськими та палеогеновими відкладами.

Закарпатський внутрішній або тиловий прогин розташований всередині Карпатської гірської споруди, між Зовнішніми Карпатами і Панонською міжгірською западиною, та складений неогеновою моласою. В межах Закарпатського прогину України виділяють наступні структурні елементи: Вигорлат-Гутинська вулканічна гряда, Мукачівська та Солотвинська западини, що розмежовані вулканічним пасмом Шолес. За результати буріння встановлено блокову тектоніку фундаменту, що зумовило різке коливання товщин неогенових відкладів. На складнопобудований гетерогенний фундамент із різким кутовим і стратиграфічним неузгодженням накладені фаціально різноманітні відклади неогенових молас, які утворюють верхній структурний поверх альпійського комплексу.

В гідрогеологічному розрізі Закарпатського прогину спостерігається вертикальна зональність поширення водоносних комплексів, що зумовлена особливістю геологічного розрізу прогину. Формування водоносності відбувалось під впливом складних гідротермальних процесів та вулканізму.

Розділ 2.

ГАЗОНОСНІСТЬ ТЕРИТОРІЇ

2.1 Газопрояви

Територія Закарпатського прогину на даному етапі опошукowana опорним, параметричним, пошуковим, розвідувальним, структурним та креліусним бурінням. В результаті проведених робіт в межах Закарпатського прогину встановлено газоносність як різновікових товщ донеогенового складчастого фундаменту, так і стратиграфічних комплексів неогену. Окрім того, при бурінні параметричних, пошукових, структурних та гідрогеологічних свердловин в межах Арданівської, Бородівсько-Новосільської, Буштинської, Велико-Добронської, Вінківської, Грушівської, Довгівської, Драгівської, Залузької, Іршавської, Кам'янської, Велико-Ком'ятської, Королівської, Лесарненської, Лісківської, Макар'євської, Мартівської, Русько-Комарівської, Свалявської, Сокирницької, Солотвинської, Терелянської, Ужгородської, Яблунівської, Лісківської, Дібровської, Данилівської площ [59, 55] зафіксовано газопрояви та газоводопрояви різної інтенсивності.

Найдревнішими породами в межах Закарпатського прогину, в яких зафіксовано наявність природного газу є відклади тріасу. Відклади цього віку вичвилися газонасиченими в межах Русько-Комарівського родовища. Газопроявлення під час проходження тріасового віку відмічено в свердловині № 1-Велико-Добронська. Також, при випробуванні об'єкту в товщі тріасового віку в свердловині № 5-Залуж отримано приплив води з газом.

Газонасиченість відкладів крейдового віку встановлено в межах Сокирницької, Свалявської, Лесарненської, Іршавської, Драгівської, Довгівської площ. Найбільший приплив газу з відкладів крейдового віку отримано в межах Терелянської площі. При випробуванні перспективного об'єкту в свердловині № 1-Терелянська в інтервалі глибин 2855-2641 м отримано приплив газу орієнтовним дебітом 15-20 тис.м³/добу. Окрім того,

прояви газу зафіксовано при бурінні та випробуванні інших глибоких свердловин в межах Терелянської площі.

Припливи природного газу з товщі палеогенового віку отримано в свердловинах, що пробурені в межах Солотвинського та Дібровського родовищ, та Терелянської площі. Найбільший приплив газу з товщі палеогенового віку зафіксовано в межах Солотвинського родовища у свердловині № 1-Солотвинська, при випробуванні якої в інтервалі глибин 1910-1900 м отримано приплив газу 40,6 тис.м³/добу на діафрагмі діаметром 8,22 мм. У свердловині № 22-Солотвинська при випробуванні товщі палеогену в інтервалі глибин 3065-2991 м (спосіб розкриття щілинний фільтр) отримано приплив газу 36,6 тис.м³/добу, та тим самим відкрито Дібровське газове родовище. Припливи газу меншої інтенсивності отримано при випробуванні інших об'єктів у свердловинах, що розташовані в межах Солотвинського та Дібровського родовищ.

Площинне поширення газопроявів, які зафіксовано в товщі неогенового структурного поверху, значно ширше, аніж проявів газу, зафіксованих в товщі донеогенового складчастого фундаменту.

Прояви газу у відкладах карпатійського ярусу встановлено під час буріння свердловини № 2-Сокирниця, а також незначні припливи газу отримано при випробуванні свердловин № 1, 8, 10-Солотвинські.

Найінтенсивніший приплив газу з товщі новоселицької світи баденського ярусу отримано в гідрогеологічній свердловині № 68-3, яка в процесі пошуків пластових вод розкрила новоселицький поклад Солотвинського родовища. Протягом 26 днів свердловина в аварійному режимі викидала по 200-250 тис.м³ газу/добу. Після ліквідації відкритого фонтану пробурено пошукову свердловину № 1-Солотвинська, в якій при випробуванні перспективного об'єкту в товщі новоселицьких відкладів отримано приплив газу дебітом 137,5 тис.м³/добу на діафрагмі діаметром 8,22 мм та відкрито Солотвинське газове родовище, на той час перше в межах Солотвинської западини. Газопрояви в товщі новоселицької світи

також зафіксовано при випробуванні свердловин № 2, 10, 11-Солотвинські та № 5-Тереблянська.

За результатами геологорозвідувальних робіт газоносність тереблянської світи баденського ярусу встановлено свердловинами №№ 1-Бородівсько-Новосільська, 4-Грушівська, 2-Солотвинська. Всі газопрояви приурочені до нижньотереблянської підсвіти.

Газоносність відкладів солотвинської світи баденію, за винятком свердловини № 2-Мартівська, що знаходиться в центральній частині Мукачівської западини, сконцентрована в основному в межах Солотвинської западини, зокрема при випробуванні свердловин №№ 1-Буштинська, 1, 4-Грушівська, 40-Колодно.

В товщі тересвинської світи газоносність встановлено при випробуванні свердловин № 1 та № 4 на Грушівській площі, що розташована в південній частині Солотвинської западини.

Газоносність басхівської світи, яка завершує розріз відкладів баденського ярусу в межах Закарпатського прогину, на даний час встановлено виключно в межах Мукачівської западини. Прояви газу зокрема зафіксовані при випробуванні свердловин № 1-Лісківська та № 2-Мартівська, №№ 1, 6, 15-Русько-Комарівські та № 2-Яблунівська.

Газоносність відкладів доробратівської світи сарматського ярусу встановлено в різних частинах Мукачівської западини. Ознаки газу відмічено в свердловинах № 2-Арданівська, № 102-Залузька, № 2-Іршавська, № 1-Лісківська, № 2-Ужгородська. На Королівському, Русько-Комарівському, Мартівському (отримано приплив CO₂) та Станівському родовищах у цих відкладах встановлено поклади газу.

В товщі луківської світи сарматського ярусу ознаки газоносності виявлено низкою структурно-пошукових свердловин на площах Залуж, Кам'янка-Великі Ком'яти, Макар'єво, а також у свердловині № 10-Ужгород. В межах Русько-Комарівського родовища у відкладах луківської світи при випробуванні перспективних об'єктів у інтервалах

глибин 1059-1029 м, 1016-999 м (одним об'єктом) та 984-957 м у свердловині № 6-Русько-Комарівська отримано припливи газу дебітами 33,6 тис.м³/добу та 75 тис.м³/добу відповідно.

Наймолодшими відкладами, в яких виявлено скупчення природного газу є відклади ільницької світи, що геохронологічно відповідають левантинському ярусу пліоценового відділу. Газоносність ільницької світи встановлено на Русько-Комарівському родовищі. При випробуванні об'єкту в інтервалі глибин 662-650 м, що стратиграфічно відноситься до ільницької світи, в свердловині № 4-Русько-Комарівська отримано приплив газу дебітом 1,5 тис. м³/добу, а в свердловині №15-Русько-Комарівська з інтервалу глибин 832-829 м (ільницька світа) отримано приплив газу 3,3 тис.м³/добу [55].

Загалом в межах Закарпатського прогину зафіксовано газо-, газоводо- та водогазопрояви у понад 170 випадках, як під час буріння свердловин так і під час їх випробування. Діапазон глибин зафіксованих газопроявів від 12 м (у структурній св. № 12-Залузька під час буріння у товщі луківської світи міоцену) до 4000-3720 м (газопрояв під час буріння св. № 3-Тереблянська у товщі крейдовий відкладів).

В товщі донеогенового складчастого фундаменту газопрояви зафіксовано у відкладах тріасу, крейди, палеогену. В неогеновому структурному поверсі газопрояви зафіксовано в товщах терешульської, новоселицької, нижньотереблянської, солотвинської, тересвинської, басхевської, доробратівської, луківської світ міоцену та ільницької світи пліоцену.

Приуроченість газопроявів до стратиграфічних комплексів подано в таблиці 2.1. та узагальнено на рисунку 1.11.

Таблиця 2.1.

Газопрояви в межах Закарпатського прогину. Склад Локтєв А.А. за даними підприємств НАК «Нафтогаз України», ПрАТ «НАК Надра України».

Номер та назва свердловини	Інтервал глибин газопрояву, стратиграфічна одиниця	Характер газопрояву
1	2	3
2-Арданівська	440-422 м, доробратівська світа	пластова вода з розчиненим газом $Q_v=38,8 \text{ м}^3/\text{добу}$
	198-195 м, доробратівська світа	пластова вода з розчиненим газом $Q_v=22 \text{ м}^3/\text{добу}$
1-Бородівсько-Новосільська	1068-1035 м, тереблянська світа	Приплив розгазованої пластової води
1-Буштинська	573-570, 564-557, 521-519 м, солотвинська світа	незначний приплив газу $Q_g=21 \text{ м}^3/\text{добу}$
1-В.Добронська	3000-3280 м, тріасова система	Газопрояви при бурінні
3-В.Добронська	1355-1221, 900-823 м, доробратівська світа	Незначні припливи газу
1-Віньківська	1449-1444 м, солотвинська світа	Приплив пластової води зі слідами газу
68-3-гідрогеологічна	1531 м, новоселицька світа	протягом 26 днів свердловина в аварійному режимі викидала по 200-250 тис.м ³ газу/добу
1-Грушівська	1810-1760 м, солотвинська світа	$Q_g=1,6 \text{ тис.м}^3/\text{добу}$
	1733-1703 м, солотвинська світа	$Q_g=0,5 \text{ тис.м}^3/\text{добу}$
	1290-1250 м, солотвинська світа	Приплив глин. розч. з газом
1-Грушівська	632-580 м, тересвинська світа	$Q_g=0,3 \text{ тис.м}^3/\text{добу}$

1	2	3
4-Грушівська	2790-2782 м, тересвинська світа	Незначний приплив газу $Q_T=39 \text{ м}^3/\text{добу}$
	2489-2453 м, тереблянська світа	Сліди газу
	1916-1907, 1902-1895, 1893-1859 м, солотвинська світа	Сліди газу
	1393-1367 м, солотвинська світа	Сліди газу
1-Довгівська	2515-2497, 2489-2485, 2481-2477 м, крейдова система	Прісна вода з незначним вмістом газу
	2450-2443, 2424-2420, 2418-2413 м, крейдова система	Прісна вода з незначним вмістом газу
1-Драгівська	2022 м, крейдова система	Приплив пл. води з розчиненим газом
	2481-2477 м, крейдова система	Приплив прісної води з незначним вмістом газу
	2418-2413 м, крейдова система	Приплив прісної води з незначним вмістом газу
5-Залузька	1873-1752 м, тріасова система	Вода з газом
6-Залузька (структ.)	86-89 м, луківська світа	На глибині 86 м виділення газу з незначним водопроявом. З глибини 89 м дебіт води 120 л/хв, з викидом газу на висоту 1,5 м від гирла
8-Залузька (структ.)	64 м, луківська світа	Невелике виділення газу під час буріння
9-Залузька (структ.)	22 м, луківська світа	Спостерігався водогазопрояв. Нафтопрояв спостерігався в вигляді плівок.

1	2	3
10-Залузька (структ.)	65 м, луківська світа	Газопрояв під час буріння.
	132 м, луківська світа	Газопрояв під час буріння.
11-Залузька (структ.)	75 м, луківська світа	Газопрояв під час буріння.
12-Залузька (структ.)	12 м, луківська світа	Газопрояв під час буріння
13-Залузька (структ.)	30 м, луківська світа	Газопрояв під час буріння
17-Залузька (структ.)	150 м, луківська світа	Газопрояв під час буріння
18-Залузька (структ.)	251 м, луківська світа	Водогазопрояв під час буріння
	411 м, луківська світа	Водогазопрояв під час буріння, викид на висоту 8-10 м від гирла
19-Залузька (структ.)	76 м, луківська світа	Газопрояв під час буріння
20-Залузька (структ.)	259 м, луківська світа	Водогазопрояв під час буріння
24-Залузька (структ.)	106 м, луківська світа	Водогазопрояв під час буріння
	270 м, луківська світа	Інтенсивний водогазопрояв під час буріння
25-Залузька (структ.)	95 м, луківська світа	Газоводопрояв під час буріння
26-Залузька (структ.)	140 м, луківська світа	Слабий газопрояв під час буріння
102-Залузька	697-591 м, доробратівська світа	Газ з соленою водою

Продовження таблиці 2.1.

1	2	3
103-Залузька	417-416 м, луківська світа	незначний приплив газу з довжиною факела до 2 м
2-Іршавська	2885 м, крейдова система	Газопроярв під час буріння
	480-472 м, доробратівська світа	Незначний водогазопроярв
5/18-Кам'янка-В. Ком'яти (структ.)	47-474 м, луківська світа	Газоводопроярв під час буріння
7-Кам'янка-В. Ком'яти (структ.)	302 м, луківська світа	Слабий газопроярв під час буріння
9-Кам'янка-В. Ком'яти (структ.)	365 м, луківська світа	Сильний газопроярв під час буріння
13-Кам'янка-В. Ком'яти (структ.)	476 м, луківська світа	Газопроярв з переливанням свердл. соленою водою під час буріння
24-Кам'янка-В. Ком'яти (структ.)	317 м, луківська світа	Слабий газопроярв під час буріння
40-Колодно (структурна)	2018 м, солотвинська світа	аварійний викид газу
2-Королівська	1010-975 м, доробратівська світа	Приплив води з газом. $Q_v=0,38 \text{ м}^3/\text{добу}$, $Q_g=200 \text{ м}^3/\text{добу}$
	950-904 м, доробратівська світа	$Q_g=1.9 \text{ тис.м}^3/\text{добу}$ на діафрагмі діам. 2,26 мм
	1010-975 м, доробратівська світа	Приплив води з газом. $Q_v=0,38 \text{ м}^3/\text{добу}$, $Q_g=200 \text{ м}^3/\text{добу}$

Продовження таблиці 2.1.

1	2	3
2-Королівська	950-904 м, доробратівська світа	$Q_{г}=1.9$ тис.м ³ /добу на діафрагмі діам. 2,26 мм
	904-884 м (достріл), доробратівська світа	$Q_{г}=1.2$ тис.м ³ /добу на діафрагмі діаметром 2,26 мм
	740-710 м, доробратівська світа	$Q_{г}=149,84$ тис.м ³ /добу на діафрагмі діаметром 15,33 мм
1-Лесарнянська	2130-2005 м, крейдова система	незначний приплив розгазованого розчину
	1331-1139 м, крейдова система	незначний приплив розгазованого розчину
1-Лісківська	884-852 м, басхівська	незначний приплив газу $Q_{г}=43$ м ³ /добу
	884-852, 852-827 м, басхівська	Газ непромислового значення з пластовою водою, $Q_{г}=125$ м ³ /добу, $Q_{в}=1,25$ м ³ /добу
	611-586 м, доробратівська світа	Газ непромислового значення з пластовою водою, $Q_{г}=5$ м ³ /добу, $Q_{в}=3,7$ м ³ /добу
2-Макар'євська (структ.)	358-367 м, луківська світа	Промисловий приплив газу $Q_{г}=30,9$ тис.м ³ /добу
3-Макар'євська (структ.)	400 м, луківська світа	Газонафтопрояв після закінчення буріння
4-Макар'євська (структ.)	501 м, луківська світа	Інтенсивний газопрояв під час буріння
11-Макар'євська (структ.)	270 м, луківська світа	Слабий газопрояв під час буріння
16-Макар'євська (структ.)	270 м, луківська світа	Слабий газопрояв під час буріння

Продовження таблиці 2.1.

1	2	3
2-Мартівська	1284-1281 м, солотвинська світа	Газ з пластовою водою, $Q_{\Gamma}=1,6$ тис.м ³ /добу, $Q_{\text{В}}=1,2$ м ³ /добу
	1197-1190 м, басхівська світа	Газ з пластовою водою, $Q_{\Gamma}=1,8$ тис.м ³ /добу, $Q_{\text{В}}=2,8$ м ³ /добу
	1140-1120 м, доробратівська світа	Газ з пластовою водою, $Q_{\Gamma}=1,95$ тис.м ³ /добу, $Q_{\text{В}}=1,0$ м ³ /добу
	1061-1053 м, доробратівська світа	Газ з пластовою водою, $Q_{\Gamma}=1,2$ тис.м ³ /добу, $Q_{\text{В}}=1,8$ м ³ /добу
2-Мартівська	952-948 м, доробратівська світа	Газ з пластовою водою, $Q_{\Gamma}=2,42$ тис.м ³ /добу, $Q_{\text{В}}=1,8$ м ³ /добу
	871-863 м, доробратівська світа	Приплив негорючого газу $Q_{\Gamma}=29$ тис.м ³ /добу
3-Мартівська	829-824 м, доробратівська світа	Газ з пластовою водою, $Q_{\Gamma}=0,54$ тис.м ³ /добу на діафрагмі діаметром 2,04 мм, $Q_{\text{В}}=1,8$ м ³ /добу
	718-708 м, доробратівська світа	Приплив негорючого газу на діафрагмі діаметром 7,01 мм
1-Русько- Комарівська	3890-3823 м, тріасова система	слабий приплив газу $Q_{\Gamma}=300$ м ³ /добу
	3588-3545, 3535-3510, 3490-3435 м, тріасова система	слабий приплив газу $Q_{\Gamma}=500$ м ³ /добу
	3399-3317, 3528 3435 м, тріасова система	слабий приплив газу $Q_{\Gamma}=500$ м ³ /добу
	3308-3230, 3399-3317 м, тріасова система	$Q_{\Gamma}=2,5$ тис. м ³ /добу

Продовження таблиці 2.1.

1	2	3
1-Русько- Комарівська	3098-3093, 3029-3024, 3008-3003 м, терешульська світа	Газ з водою $Q_v=3,08$ м ³ /добу, $Q_g=100$ м ³ /добу
	1660-1610 м, басхівська світа	Вода з газом $Q_v=5$ м ³ /добу, $Q_g=913$ м ³ /добу
	1530-1490 м, доробратівська світа	Вода з газом $Q_v=3,92$ м ³ /добу, $Q_g=520$ м ³ /добу
2-Русько- Комарівська	1234-1278,4 м, доробратівська світа	Приплив газу $Q_g=73,2$ тис. м ³ /добу
	1098-1146,4 м доробратівська світа	Приплив газу $Q_g=69,1$ тис. м ³ /добу
	997,6-1010,4 м, доробратівська світа	Приплив газу $Q_g=67$ тис. м ³ /добу
	934-979,6 м, доробратівська світа	Приплив газу $Q_g=72,7$ тис. м ³ /добу
4-Русько- Комарівська	1154-1217 м, доробратівська світа	Приплив вологого газу $Q_g=71,8$ тис. м ³ /добу
	1030,8-1041,6 м, доробратівська світа	Приплив вологого газу $Q_g=45,3$ тис. м ³ /добу
	984,4-1007,8 м, доробратівська світа	Приплив вологого газу $Q_g=42,9$ тис. м ³ /добу
	662-650 м, ільницька світа	Приплив газу $Q_g=1,5$ тис. м ³ /добу
6-Русько- Комарівська	1715-1593 м, басхівська світа	Суміш фільтрату, пл. води і газу. $Q_g=16,1$ тис. м ³ /добу
	1570-1515 м, басхівська світа	Приплив газу і пл. води. $Q_g=37,7$ тис. м ³ /добу
	1448-1368 м, доробратівська світа	Приплив газу і пл. води. $Q_g=45,2$ тис. м ³ /добу

Продовження таблиці 2.1.

1	2	3
6-Русько-Комарівська	1059-1029 м, 1016-999 м, луківська світа	Приплив газу і пл. води. $Q_{\Gamma}=33,6$ тис. м ³ /добу
	984-957 м, луківська світа	Приплив вологого газу $Q_{\Gamma}=75$ тис. м ³ /добу
9-Русько-Комарівська	1203-1180 м, доробратівська світа	Приплив газу $Q_{\Gamma}=54,4$ тис. м ³ /добу
15-Русько-Комарівська	1510-1497 м, басхівська світа	Приплив газу $Q_{\Gamma}=6,9$ тис. м ³ /добу
	1490-1479 м, басхівська світа	Приплив газу $Q_{\Gamma}=2,1$ тис. м ³ /добу
	1440-1420 м, басхівська світа	Приплив газу $Q_{\Gamma}=0,5$ тис. м ³ /добу
	832-829 м, ільницька світа	Приплив газу $Q_{\Gamma}=3,3$ тис. м ³ /добу
3-Свалявська	3066-2495 м, верхня крейда	Приплив газу $Q_{\Gamma}=4$ тис. м ³ /добу
	2395-2361 м, верхня крейда	$Q_{\Gamma}=2$ тис. м ³ /добу на діафрагмі діам. 10 мм
	2344-2311 м, верхня крейда	$Q_{\Gamma}=6$ тис. м ³ /добу
	2716-2707 м, крейдова система	незначний приплив газу
4-Свалявська	2703-2695 м, крейдова система	незначний приплив газу
	2692-2687 м, крейдова система	незначний приплив газу
	2370-2340 м, крейдова система	Приплив води з газом
2-Сокирницька	2250-2400 м, карпатський ярус	Газопроярв під час буріння

1	2	3
2-Сокирницька	3219-3546 м, крейдова система	Газопроярв під час буріння
	3337-3222 м, крейдова система	Газопроярв під час буріння
	3546-3600 м, крейдова система	Газопроярв під час буріння
3-Сокирницька	2342 м, крейдова система	Газопроярв під час буріння
1-Солотвинська	2025-1975 м, палеоген	Приплив газу дебітом 3,70 тис.м ³ /добу на діафрагмі діаметром 4,06 мм
	1910-1900 м, палеоген	Приплив газу дебітом 40,6 тис.м ³ /добу на діафрагмі діаметром 8,22 мм
	1886-1842 м, терешульська світа	Слабий газ
1-Солотвинська	1530-1440 м, новоселицька світа	Приплив газу дебітом 137,5 тис.м ³ /добу на діафрагмі діаметром 8,22 мм
2-Солотвинська	1530-1454 м, новоселицька світа	Приплив газу дебітом 2,3 тис.м ³ /добу на діафрагмі діаметром 4 мм
2-Солотвинська	1405-1340 м, новоселицька світа	Приплив газу дебітом 5,6 тис.м ³ /добу на діафрагмі діаметром 5,55 мм
	1325-1302 м, тереблянська світа	Q _г =82 тис.м ³ /добу
4-Солотвинська	3102-2968 м, палеоген	Слабий приплив газу
	2955-2848 м, палеоген	Q _г =0,536 тис.м ³ /добу

Продовження таблиці 2.1.

1	2	3
5-Солотвинська	3328 м, палеоген	Слабий газ
7-Солотвинська	2650-2405 м, палеоген	$Q_g=4,9$ тис.м ³ /добу
8-Солотвинська	2175-2285 м, палеогенова+терешульська	12,6 тис.м ³ /добу при проведенні ВПТ
10- Солотвинська	1906-1884 м, терешульська світа	$Q_g=0,5$ тис.м ³ /добу
	1864-1858 м, терешульська світа	$Q_g=0,6$ тис.м ³ /добу
	1671-1622 м, новоселицька світа	Газ з водою $Q_g=0,5$ тис.м ³ /добу
11- Солотвинська	ВПК-1565, 1545,1450 м новоселицька світа	$Q_g=1,04$ тис. м ³ /добу на діафрагмі діаметром 1,8 мм (щільний фільтр)
	1567-1537 м, новоселицька світа	приплив газу $Q_g=10,3$ тис.м ³ /добу на діафрагмі діаметром 3,08 мм
21- Солотвинська	3065-2991 м, – палеоген	9-10 м ³ /год при пров. ВПТ
	2114-2100 м, палеоген	Слабий приплив газу $Q_g=0,5$ тис.м ³ /добу на діафрагмі діаметром 2 мм
22- Солотвинська	3065-2991 м, палеоген	$Q_g = 36,6$ тис.м ³ /добу на діафрагмі діаметром 5 мм (щільний фільтр)
23- Солотвинська	2938-2935, 2931-2928 м, палеоген	Пластова вода з розчиненим газом. $Q_g=5$ тис.м ³ /добу (фільтр)
	2155-2073 м, - палеоген	приплив газу $Q_g=2,15$ тис.м ³ /добу на діафрагмі діаметром 4,01 мм

Продовження таблиці 2.1.

1	2	3
1-Тереблянська	2855-2641 м, крейдова система	Приплив газу $Q_g=15-20$ тис.м ³ /добу
	2580-2470 м, крейдова система	Приплив газу $Q_g=0,6$ тис.м ³ /добу
	2400-2088 м, палеоген	Приплив газу $Q_g=8$ тис.м ³ /добу
	2321 м, крейдова система	Слабий газ
	1492-1500 м, новоселицька світа	Газопрояв під час буріння
2-Тереблянська	2175-2125 м, крейдова система	Газопрояв під час буріння
	2640 м, крейдова система	Приплив газу $Q_g=2,78$ тис.м ³ /добу (фільтр)
3-Тереблянська	4000-3720 м, крейдова система	Газопрояв під час буріння
3-Тереблянська	3800-3966 м, крейдова система	Приплив газу $Q_g=0,3$ тис.м ³ /добу
	2987-2960 м, крейдова система	Газопрояв під час буріння
4-Тереблянська	2978 м, крейдова система	Слабий приплив газу $Q_g=80$ м ³ /добу
4-Тереблянська	2975-2955 м, крейдова система	Слабий приплив газу
	2790-2732 м, крейдова система	Слабий приплив газу
5-Тереблянська	2025-2009 м, новоселицька світа	Слабий приплив газу
	2428-2009 м, новоселицька світа	Слабий приплив газу
8-Тереблянська	2845-2761 м, крейдова система	Газопрояв під час буріння

1	2	3
8-Тереблянська	3192-2491 м, крейдова система	Приплив пластової води з газом $Q_g=0,8$ тис. m^3 /добу на діафрагмі діаметром 1,82 мм, $Q_v=1,43$ m^3 /добу
	2491-2780 м, крейдова система	приплив газу $Q_g=2,5$ тис. m^3 /добу на діафрагмі діаметром 1,82 мм
	2491-2205 м, крейдова система	Слабий приплив газу
9-Тереблянська	3100-3070 м, крейдова система	Слабий приплив газу
	3040-3020 м, крейдова система	приплив газу $Q_g=0,9$ тис. m^3 /добу
	2978-2915 м, крейдова система	Слабий приплив газу
	2820-2800 м, крейдова система	Слабий приплив газу
	2622-2590 м, крейдова система	Слабий приплив газу
	2566-2550 м, крейдова система	Слабий приплив газу
	2520-2510 м, крейдова система	Слабий приплив газу
9-Тереблянська	2425-2395 м, крейдова система	Слабий приплив газу
	2200-2165 м, крейдова система	Слабий приплив газу
	2158-2115 м, крейдова система	Слабий приплив газу
10-Тереблянська	2530-3290 м, крейдова система	Газопроярв під час буріння
2-Ужгородська	1751-1741 м, доробратівська світа	Приплив води з газом, $Q_v=12,4$ m^3 /добу

Продовження таблиці 2.1.

1	2	3
10-Ужгородська	379-381 м, луківська світа	Газопрояр під час буріння, припинився внаслідок обвалу стінки свердловини
2-Яблунівська	1020-970 м, басхівська світа	Приплив газу $Q_{г}=3,93$ тис. м ³ /добу
	970-920 м, басхівська світа	Приплив газу $Q_{г}=0,8$ тис. м ³ /добу
	830-790 м, басхівська світа	Слабий приплив газу $Q_{г}=250$ м ³ /добу
	670-620 м, доробратівська світа	Слабий приплив газу $Q_{г}=180$ м ³ /добу
	456-452 м, доробратівська світа	Приплив газу $Q_{г}=1,2$ тис. м ³ /добу
	390-310 м, доробратівська світа	Приплив газу $Q_{г}=53,27$ тис. м ³ /добу на діафрагмі діаметром 10,78 мм
	292-285 м, доробратівська світа	Приплив газу $Q_{г}=15,3$ тис. м ³ /добу на діафрагмі діам. 7,06 мм

2.2 Газові родовища

На даний час в межах Закарпатської газоносної області відкрито 5 родовищ вуглеводневого природного газу (рис. 2.1.). Солотвинське та Дібровське родовища знаходяться в межах південно-західної частини Солотвинського газоносного району, що в тектонічному відношенні відповідає Солотвинській западині. Русько-Комарівське газове родовище розташоване в північно-західній частині Мукачівського газоносного району, Станівське – у південно-східній, Королівське – у південній частині. Також в межах центральної частини Мукачівського газоносного району відкрито унікальне в Україні Мартівське родовище CO₂.

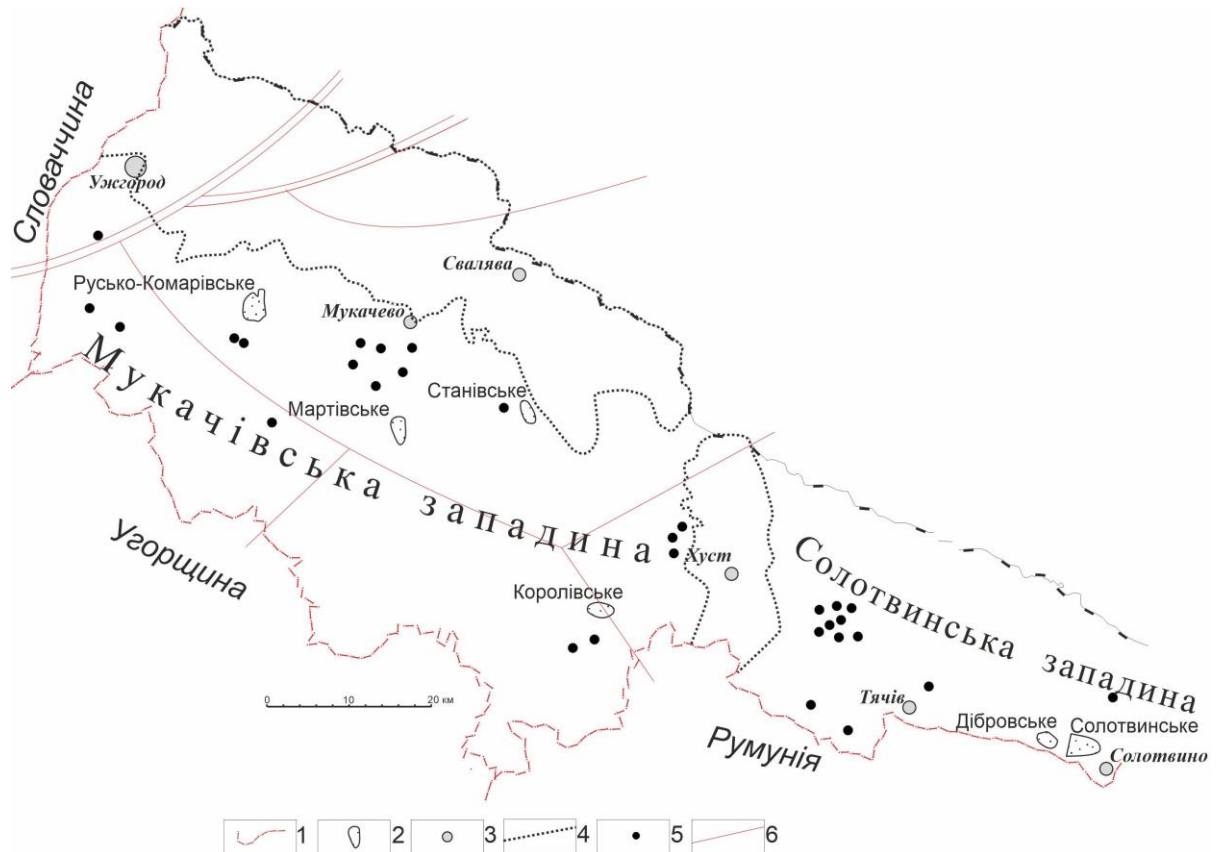


Рисунок 2.1. Оглядова карта-схема Закарпатського прогину.

Склав Локтєв АА. [56].

1 – лінії державного кордону; 2 - газові родовища; 3 - міста; 4 - вихід вулканічних утворень на денну поверхню; 5 - пробурені пошукові свердловини; 6 - магістральні газопроводи

Солотвинське газове родовище

Солотвинське газове родовище розташоване у Тячівському та Рахівському адміністративних районах Закарпатської області України.

Солотвинське родовище – перше родовище відкрите в межах Закарпатського прогину. В 1970 рр. структурно-пошуковою свердловиною № 40-Колодно при досягненні глибини 2018 м відбулось аварійне фонтанування газом. Свердловину ліквідовано без проведення випробування. Родовище відкрите в 1982 році гідрогеологічною свердловиною № 68-3. При дорозвідці соляного штоку випадково виявлено газовий поклад в товщі новоселицької світи міоцену на глибині 1531 м. Свердловина аварійно працювала відкритим фонтаном протягом 26 днів, щодня викидаючи 200-250 тис. м³ природного газу на добу. Одразу ж в межах площі було закладено свердловину №1-Солотвино, в якій отримано приплив природного газу 137,5 тис. м³/добу на 8,2 мм діафрагмі.

У стратиграфічному відношенні геологічне середовище родовища представлене відкладами донеогенового складчастого фундаменту, що складений відкладами палеогену, а також товщею неогенових молас, що його перекривають (рис. 2.2., 2.3).

Родовище пов'язане з однойменною структурою, яка поперечним тектонічним розломом по покрівлі підсольових відкладів розбита на два окремих тектонічних блока. Газоносність міоценових відкладів правого блоку, амплітуда якого на понад 600 метрів вища від лівого, підтверджена результатами пошуково-розвідувального буріння. Газовий поклад масивного типу. Газоносність встановлено у відкладах новоселицької світи. Флюїдоупором для міоценового покладу газу слугує значна товща верхньотереблянської підсвіти, що літологічно представлена кам'яною сіллю та в межах Солотвинської структури виходить на денну поверхню та представлена соляним штоком. Газопрояви відмічено також під час буріння і випробування нижньотереблянської, солотвинської, тересвинської і терешульської світ [95].

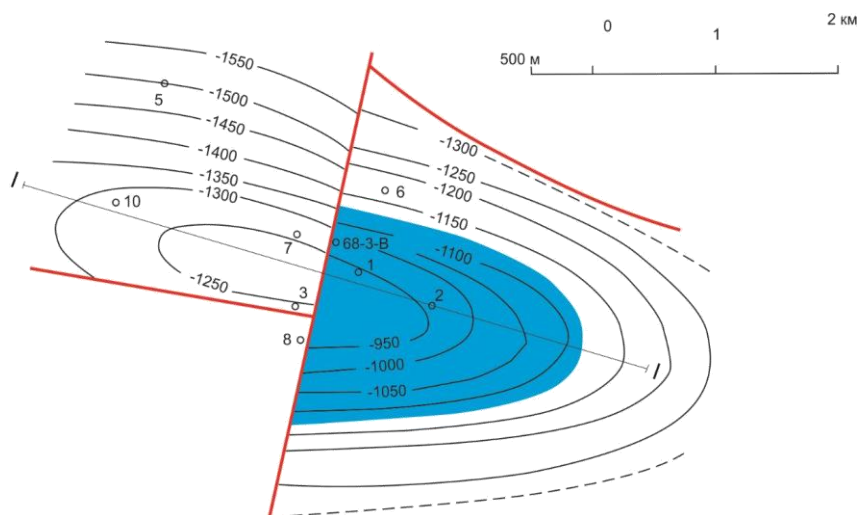


Рис. 2.2. Структурна карта покрівлі новоселицької світи Солотвинського газового родовища за Н.М. Смирною, М.Д. Витрикушем, 1986 р. [9].

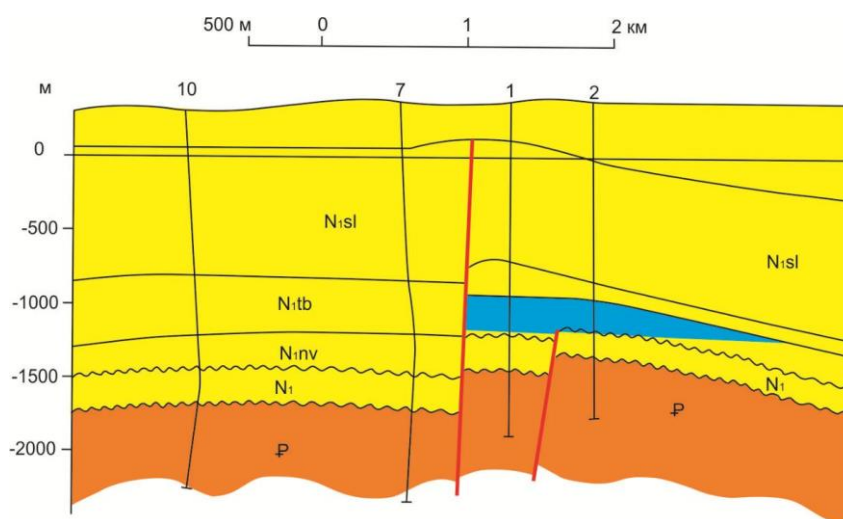
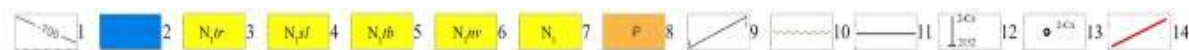


Рис. 2.3. Геологічний розріз по лінії I-I Солотвинського газового родовища за В.Г. Смирною, 1986 р. [9].



- 1 - ізогіпси сейсмовідбиваючого горизонту; 2 - газовий поклад;
 3 - тересвинська світа; 4 - солотвинська світа; 5 - тересвинська світа;
 6 - новоселицька світа; 7 - баденський ярус; 8 - палеоген; 9 - лінія
 геологічного розрізу; 10 - незгідне залягання відкладів; 11 - стратиграфічні
 межі; 12 - свердловина на розрізі; 13 - свердловина на карті;
 14 - тектонічне порушення.

Дібровське газове родовище

В адміністративному відношенні Дібровське газове родовище розташоване в Тячівському районі Закарпатської області на відстані 35 км на південь від м.Рахів [9].

В геотектонічному відношенні родовище приурочене до південно-східної частини Солотвинської западини Закарпатського прогину.

В 1985 р. проведено сейсмічні дослідження методом СГТ з застосуванням повздовжнього профілювання в південно-східній частині Солотвинської западини. За результатами проведених робіт було деталізовано структурно-тектонічну будову Солотвинської площі.

До відкриття родовища безпосередньо на Дібровській структурі пробурено пошукові свердловини №№ 4, 7, 21-Солотвинські. У свердловині № 7-Солотвинська отримано приплив газу з палеогенових відкладів, але в зв'язку з припливами пластової води вище по розрізу свердловину ліквідовано. В свердловині № 4-Солотвинська грушівська світа палеогену і об'єкти, що залягають вище по розрізу не випробувалися через технічний стан свердловини. Протягом 2001-2004 рр. завершено будівництвом пошукову свердловину № 21-Солотвинська глибиною 3100 м. Та перспективні палеогенові відклади в межах північно-західного блоку Дібровської структури виявились ущільненими.

Згодом в межах центрального блоку Солотвинської структури пробурено пошукову свердловину № 22-Солотвинська (рис. 2.4.). У свердловині при проведенні ВПТ в інтервалі глибин 2114-2100 м отримано приплив газу. Під час закачування глинистого розчину об'ємом 3 м³ з метою ліквідації газопроявлення свердловина викинула тампон і працювала газовим факелом, довжина якого досягала 20 м. Під час стаціонарного випробування інтервалу глибин 2155-2073 м в свердловині отримано приплив газу дебітом 36,6 тис. м³/добу на діафрагмі діаметром 5,0 мм. Саме цією свердловиною і відкрито Дібровське газове родовище.

Пошуково-розвідувальні роботи в межах родовища продовжено бурінням розвідувальних свердловин № 23 та № 28-Солотвинські, в результаті чого встановлено газоносність грушівської світи палеогену та терблянської світи середнього бадену.

Дібровське родовище розвідується, промислове значення газового покладу вивчається [9].

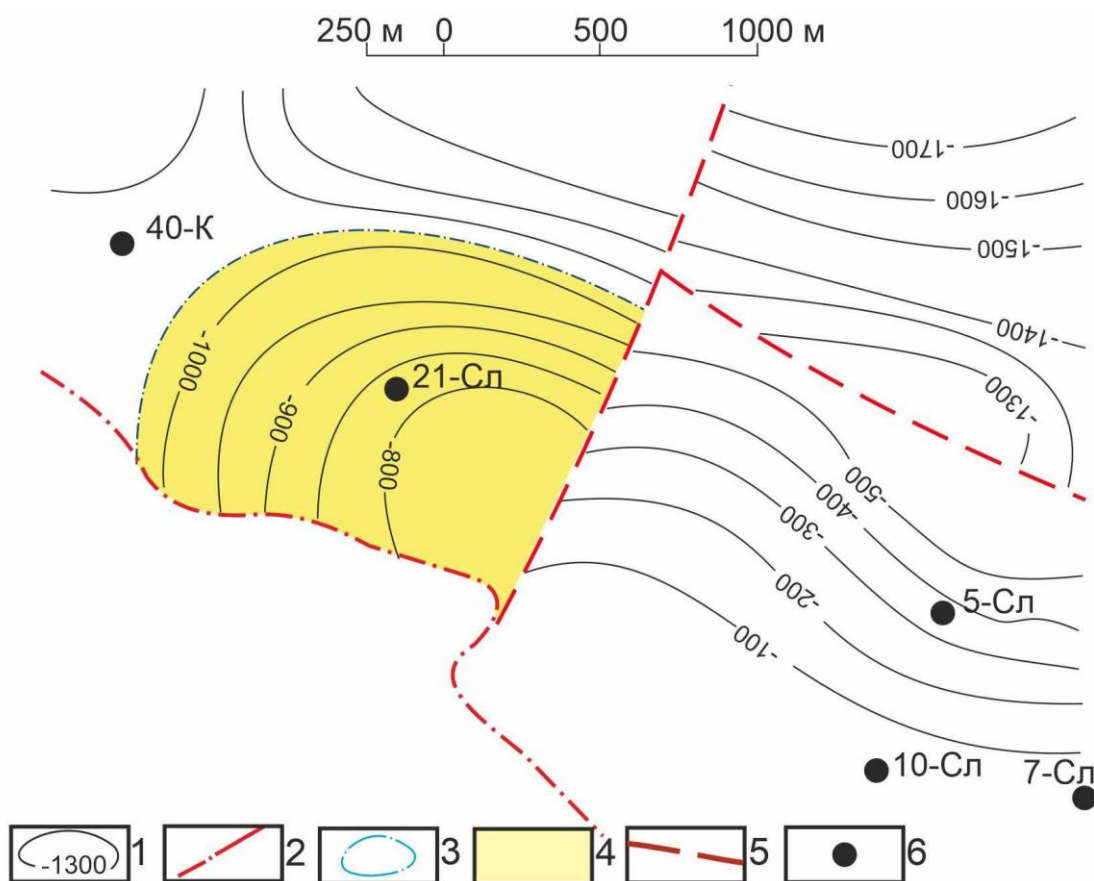


Рис.2.4. Структурна карта Дібровського родовища газу по покрівлі горизонту N_1b_3sl солотвинської світи міоцену [9].

1 - ізогіпси покрівлі солотвинської світи; 2 – лінія державного кордону; 3 - контур газоносності; 4 - площа газоносності; 5 – лінія тектонічного розлому; 6 – пробурені свердловини.

Русько-Комарівське газове родовище

Русько-Комарівське газове родовище розташоване на території Ужгородського району Закарпатської області.

В тектонічному відношенні родовище розташоване в центральній частині Мукачівської западини.

Русько-Комарівська структура була виявлена в 1962 році при проведенні сейсмічних досліджень в межах площі Ужгород-Гать-Мукачево-Іршава.

В 1983 році пробурено свердловину № 1-Русько-Комарівська глибиною 4521 м, вибій якої зафіксовано у відкладах палеозою. Випробування дев'яти горизонтів підтвердило перспективність Русько-Комарівської структури щодо нафтогазоносності та проведення подальших пошукових робіт в межах площі.

Русько-Комарівське родовище відкрите в 1985 році свердловиною № 6-Русько-Комарівська, в якій з товщ баденського та сарматського ярусів отримано припливи газу 55-75 тис. м³/добу.

Родовище розташоване в північно-західній частині Мукачівської западини та приурочене до куполовидної структури, сформованої вторгненням інтрузивного тіла в неогенову товщу (рис.2.5., 2.6.).

У геологічній будові родовища беруть участь породи палеоген-неогену. Це базальні конгломерати міоцену, туфи – новоселицької світи, соленосно-глинисті відклади тереблянської світи, а також теригенні відклади баденського ярусу. За даними глибокого буріння і сейсморозвідувальних робіт 1983-1984 років, по покрівлі новоселицької світи структура являє собою антикліналь субширотного простягання розміром 9×5 км, амплітудою 250 м [9].

Розріз порід в межах Русько-Комарівського родовища представлений гірськими породами від палеозойського до антропогенового віку. Відклади палеозойського та мезозойського віку представляють товщу гетерогенного складчастого фундаменту. З кутовою та стратиграфічною неузгодженістю

на розмитій поверхні фундаменту залягає товща неогену, яка представлена моласовим комплексом.

Серед виділених у розрізі бадену і сармату 11 піщаних і піщано-туфогенних горизонтів виявились продуктивними. Поверх газоносності складає 735 м. Висота покладів 17-145 м. За типом вони пластові склепінні тектонічно екрановані.

Родовище в розробці. Перспективи подальшого його вивчення пов'язуються з утвореннями дислокованого мезозою і нижньою частиною міоцену, які за даними випробування параметричної свердловини № 1-Русько-Комарівська є газонасиченими [7].

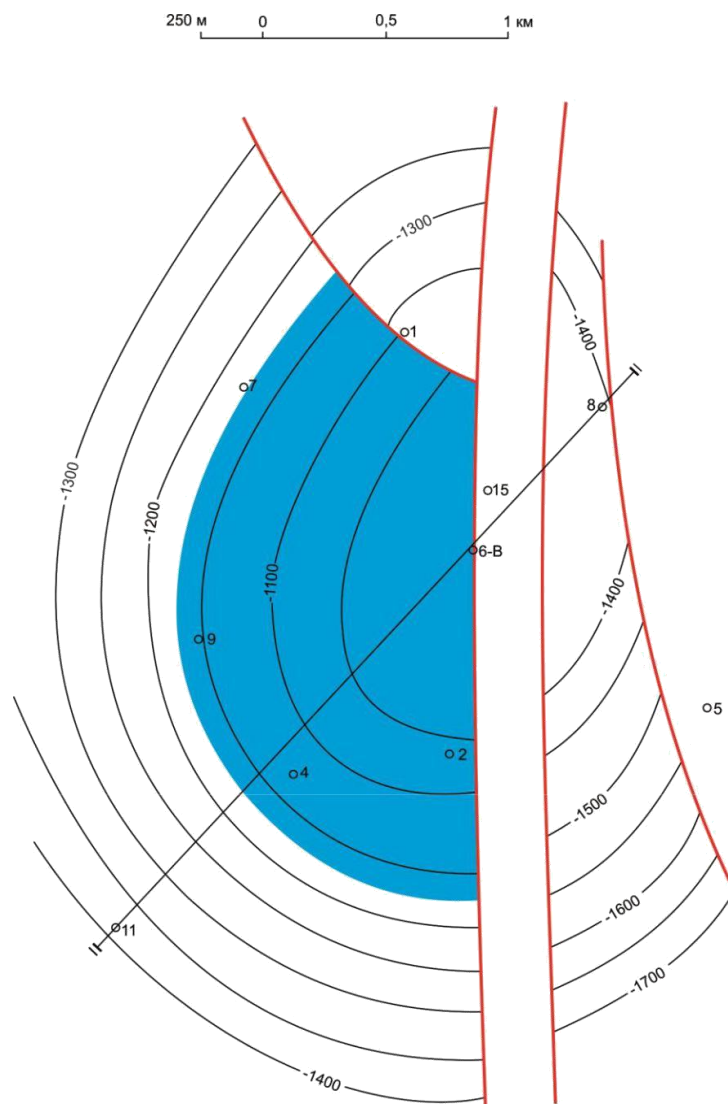


Рис.2.5. Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту Д-4 Русько-Комарівського газового родовища за Г.В. Свириденком, 1994 р. [9].

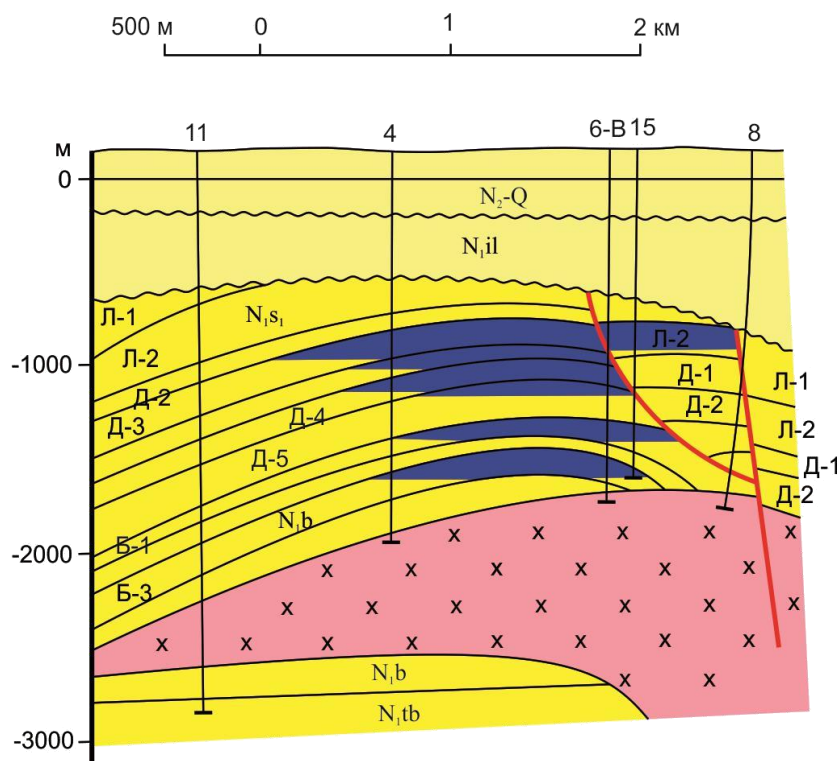


Рис.2.6. Геологічний розріз по лінії І-І Русько-Комарівського газового родовища за М.М. Андрейчуком, 1989 р. [9].



1 - ізогіпси сейсмовідбиваючого горизонту; 2 - газовий поклад; 3 - чопська світа; 4 - ільницька світа; 5 - нижньосарматський під'ярус; 6 - баденський ярус; 7 - терешлянська світа; 8 - інтрузивне тіло; 9 - лінія геологічного розрізу; 10 - незгідне залягання відкладів; 11 - межі стратиграфічних горизонтів; 12 - свердловина на розрізі; 13 - свердловина на карті; 14 - тектонічне порушення.

Станівське газове родовище

Станівське газове родовище відкрито в 1990 році. В адміністративному відношенні родовище знаходиться на території Мукачівського району Закарпатської області.

В геотектонічному відношенні родовище розташоване в центральній частині Закарпатського прогину та приурочене до Станівської складки.

В геологічній будові Станівського родовища, окрім четвертинних та неогенових відкладів, приймають участь відклади мезозойського та палеозойського віку.

Глибинна будова території родовища вивчалась сейсморозвідкою, структурно-пошуковим та пошуковим бурінням. Проведені геологорозвідувальні роботи в межах Станівського родовища уможливили встановити, що родовище пов'язане з брахіантиклінальною складкою в товщі сарматських відкладів неогену. В структурних свердловинах №№ 1-Яблунівська, 2, 4-Макар'єво, 9-В.Ком'яти) відмічалися газопрояви під час буріння в сарматських відкладах. При стаціонарному випробуванні свердловини № 201-Залуж також відмічено газопроявлення.

Газоносність в межах родовища встановлена свердловиною № 2-Яблунівська, в якій з відкладів доробратівської світи сарматського ярусу отримано припливи газу 115,8 тис.м³/добу на діафрагмі діаметром 20,74 мм (інтервал глибин 310-390 м, 422-456 м) та 15,3 тис.м³/добу на діафрагмі діаметром 7,05 мм (інтервал глибин 238-292 м). Припливи газу непромислового на час випробування значення (4,18 тис. м³/добу) отримано також з товщі басхевської світи баденського ярусу в інтервалі глибин 970-1020 м.

Нижньосарматський поклад газу - пластовий тектонічно екранований, міститься на моноклінальному схилі зі здиманням у південно-східному напрямку (рис. 2.7., 2.8.).

Родовище перебуває в консервації.

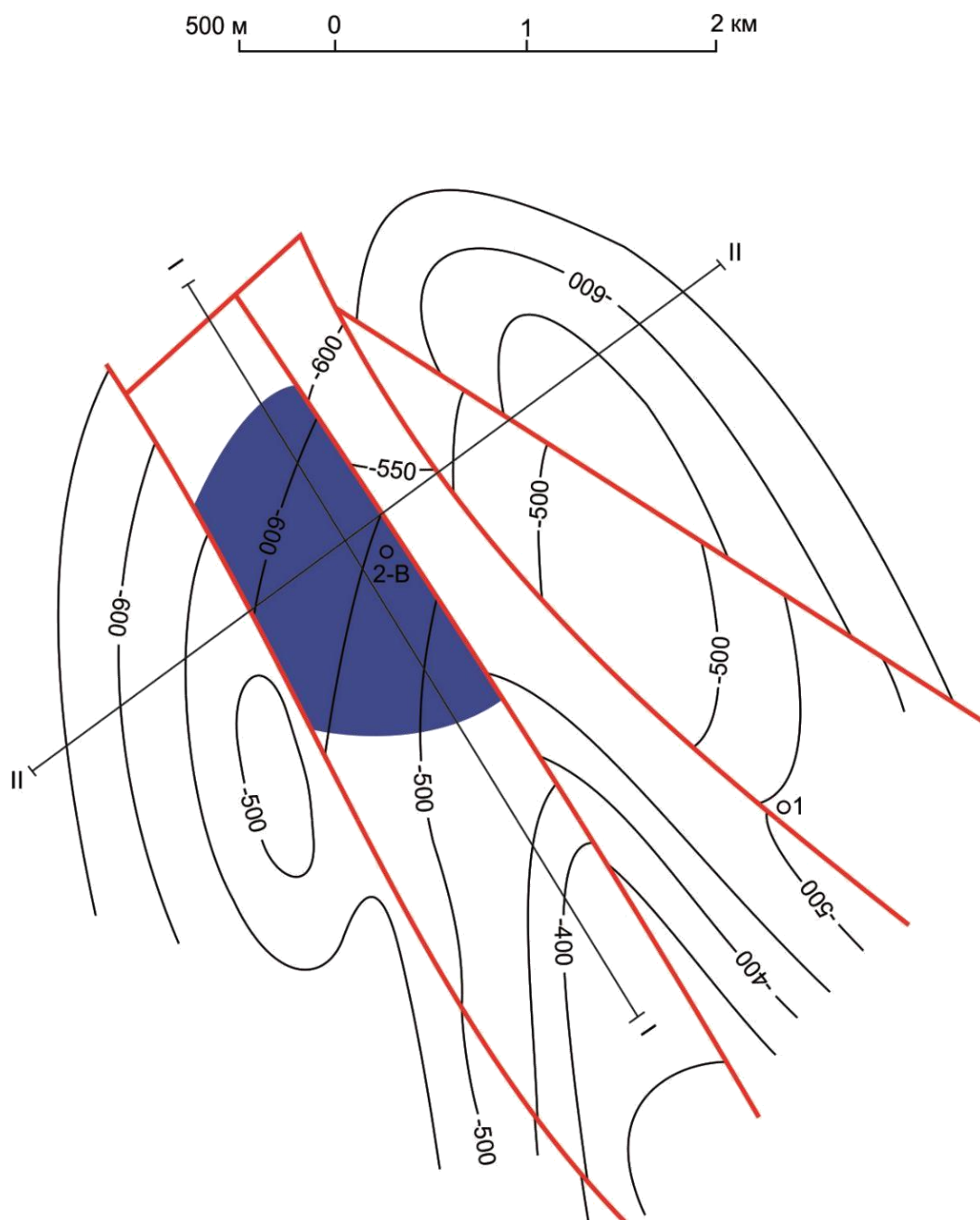


Рис.2.7 Структурна карта по відбиваючому горизонту в доробратівській світі Станівського газового родовища за О.Т. Шуфлатом, 1992 р. [9].

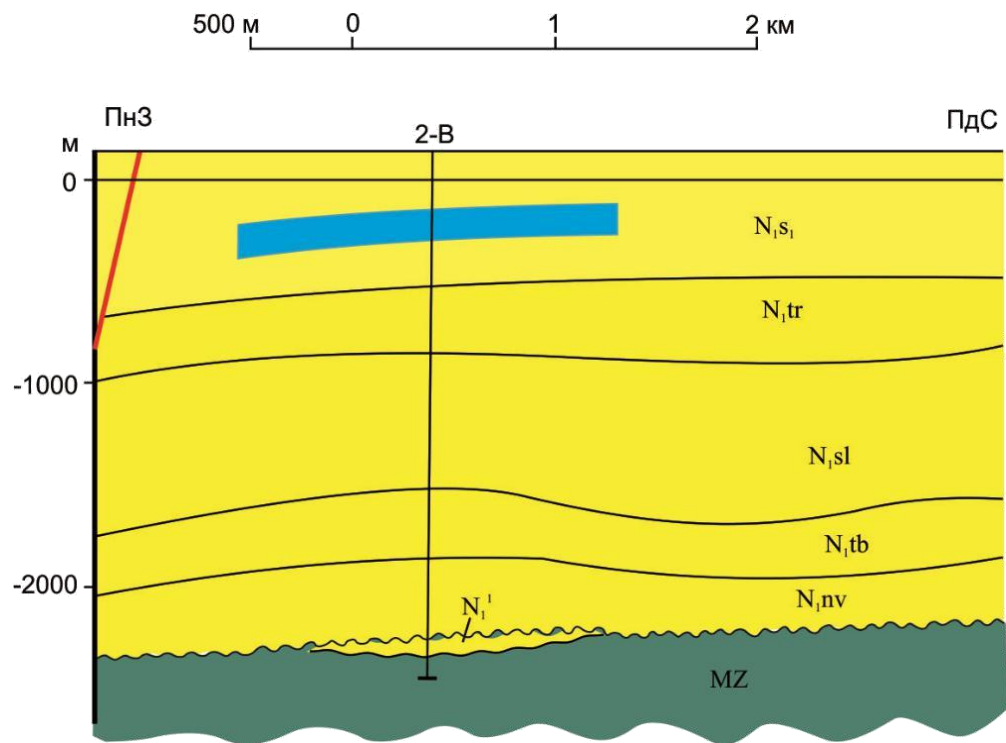


Рис.2.8. Геологічний розріз по лінії I-I Станівського газового родовища за .Г.В. Свириденком, 1994 р. [9].



1 - ізогіпси сейсмовідбиваючого горизонту; 2 - газовий поклад; 3 - нижній сармат; 4 - тересвинська світа; 5 - солотвинська світа; 6 - тереблянська світа; 7 - новоселицька світа; 8 - баденський ярус; 9 - мезозой; 10 - незгідне залягання відкладів; 11 - межі стратиграфічних горизонтів; 12 - свердловина на розрізі; 13 - свердловина на карті; 14 - тектонічні порушення.

Мартівське газове родовище

Мартівське родовище знаходиться у Закарпатській області на відстані 30 км від м. Мукачево [95]. Воно приурочене до антиклінальної складки розміром 3×4 км, обмеженої регіональними та локальними тектонічними розломами. Амплітуда Мартівської структури становить 250 м.

Мартівське газове родовище відкрито в 1998 р. свердловиною № 2-Мартівська (рис. 2.9.), коли при випробуванні відкладів

доробратівської світи сарматського ярусу міоцену отримано приплив вуглекислого газу (CO_2) дебітом 29 тис.м³/добу [9].

Наступною свердловиною № 3-Мартівська у товщі відкладів доробратівської світи відкрито новий газовий поклад.

Особливістю Мартівського родовища є те, що від 95 до 99 % об'ємної частки природного газу становить CO_2 .

Родовище у консервації.

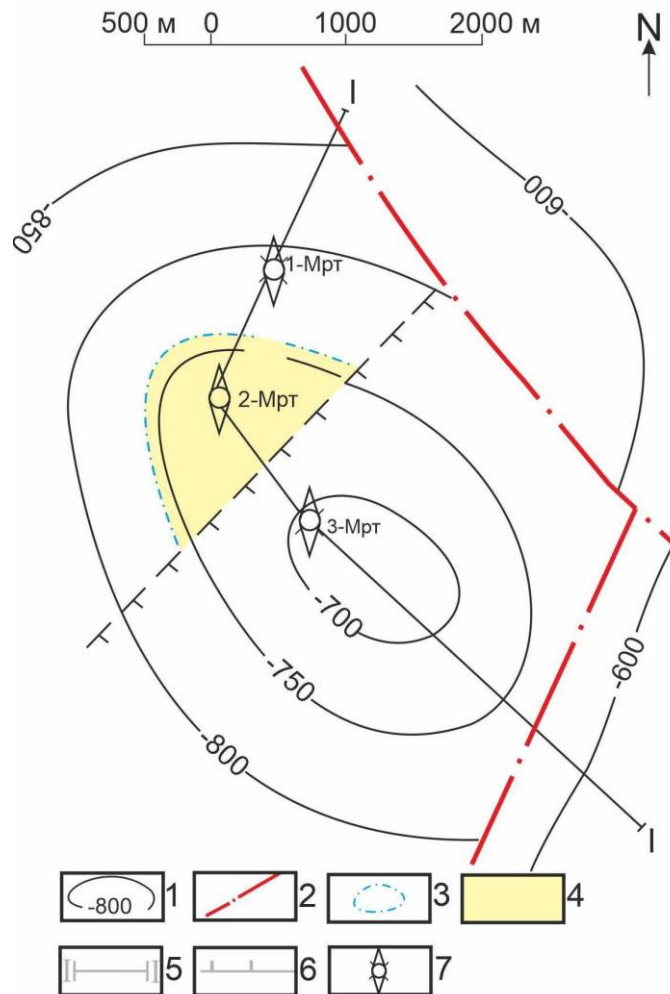


Рис. 2.9. Мартівське родовище вуглекислого газу. Структурна карта покрівлі першого продуктивного горизонту доробратівської світи (за даними Стрийського ВБР) [9].

1 - ізогіпси покрівлі першого продуктивного горизонту; 2 - тектонічні розломи; 3 - газо-водяний контакт; 4 - площа газоносності; 5 - лінія геологічного розрізу; 6 - лінія заміщення порід-колекторів; 7 - ліквідовані свердловини.

Королівське газове родовище

Королівське газове родовище розташоване на відстані 2 км в південно-східному напрямі від м. Виноградів.

Королівську структуру виявлено за результатами сейморозвідувальних робіт методами MBX та СГТ (1969-1970, 1984 рр.), а також підтверджено її наявність за результатами структурно-пошукового буріння (1971-1973 рр.).

Родовище відкрите в 1988 році [36]. Свердловиною № 2-Королівська з товщі ізівської світи панонського ярусу (інтервал глибин 740-710 м) отримано приплив газу дебітом 125 тис.м³/добу. Припливи газу дебітами 1,29 та 1,2 тис. м³/добу отримано також з відкладів нижньосарматського під'ярусу.

Королівська структура представлена брахіантикліналлю субширотного простягання розмірами 7×3 км, та амплітудою приблизно 100 м, що розбита тектонічними розломами на окремі тектонічні блоки [53]. Наявність газового покладу встановлено в північно-східному блоці. Перспективи подальших пошукових робіт в межах родовища пов'язані з західним блоком (рис. 2.10., 2.11.).

Геологічне середовище Королівського родовища представлене відкладами (знизу вверху): мезозою, міоцену, плейстоцену.

По аналогії з Русько-Комарівським родовищем і родовищами, що відкриті в Солотвинській западині за межами України, можна припустити, що на Королівській структурі можуть бути виявлені скупчення газу в утвореннях сармату і нижнього тортону, тобто передбачається, що родовище є багатопластовим з великим поверхом газоносності [9].

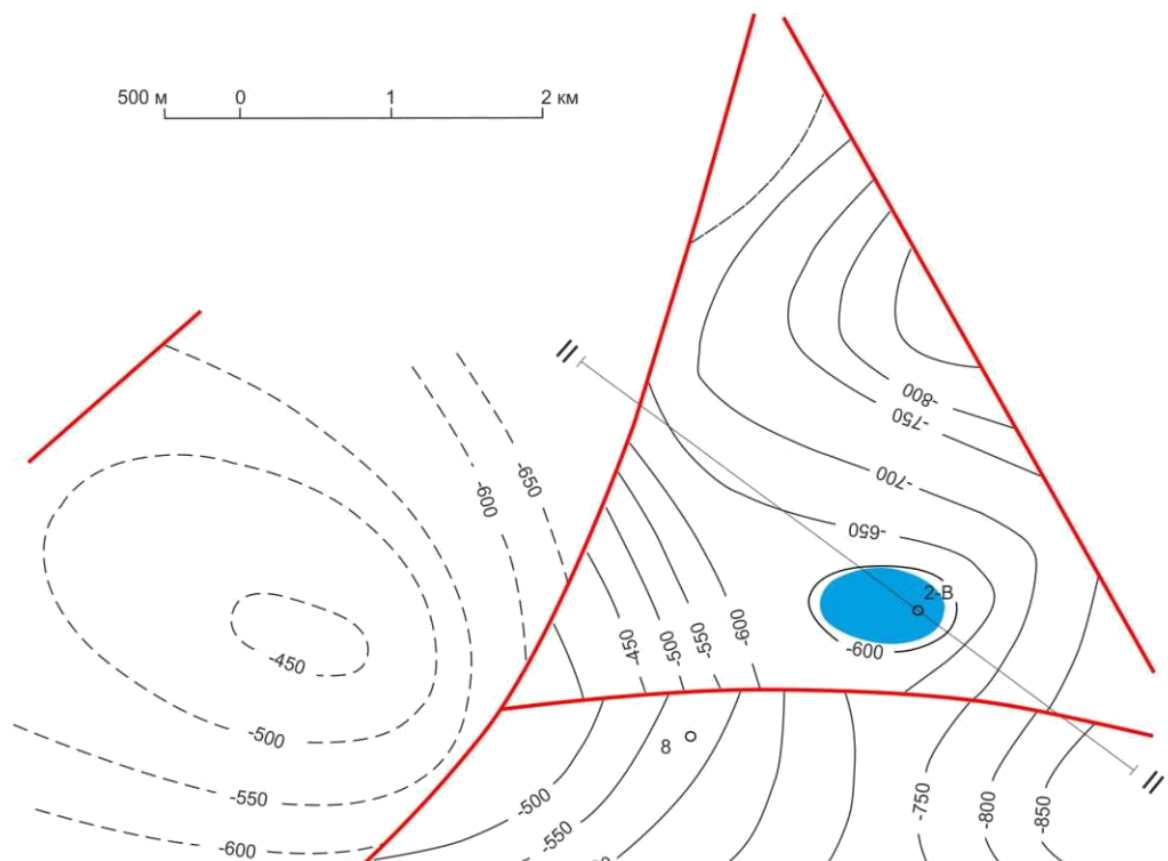


Рис.2.10. Структурна карта по відбиваючому горизонту у покрівлі ізівської світи панону Королівського газового родовища за В.Б. Бурдіним та Р.М. Лисикевичем, 1993 р. [9].

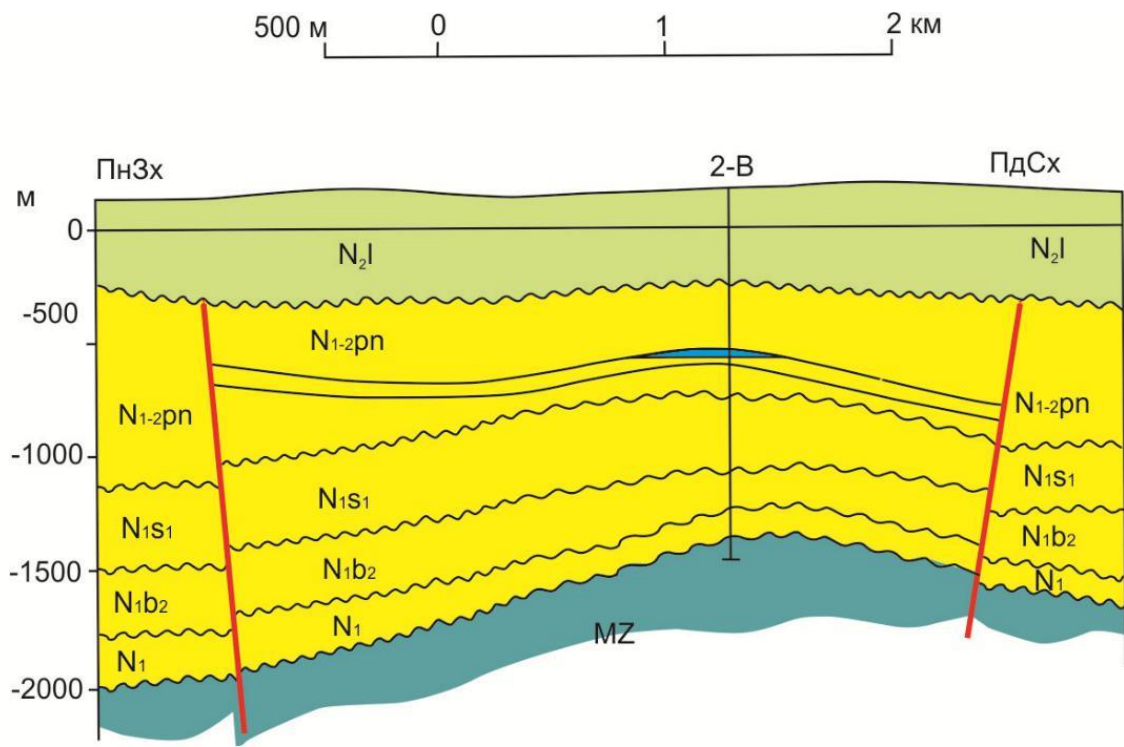


Рис.2.11. Геологічний розріз по лінії I-I Королівського газового родовища за В.Г. Свириденком, 1994 р. [9].



- 1 - ізогіпси сейсмівідбиваючого горизонту; 2 - газовий поклад;
 3 - левантинський ярус; 4 - панонський ярус; 5 - ізівська світа;
 6 - нижньосарматський під'ярус; 7 - верхньобаденський під'ярус;
 8 - баденський ярус; 9 - мезозой; 10 - незгідне залягання відкладів;
 11 - межі стратиграфічних горизонтів; 12 - свердловина на розрізі;
 13 - свердловина на карті; 14 - тектонічне порушення; 15 - лінія геологічного розрізу.

2.3 Хімічний склад природних газів

Судження про компонентний хімічний склад природних газів Закарпатського прогину, що досліджувався автором, ґрунтуються на аналізах сорока восьми проб, відібраних з двадцяти шести свердловин при випробуванні різновікових стратиграфічних комплексів неогенового донеогенового віку. Природні гази, що виявлені в межах Закарпатського

прогину, за своїм компонентним хімічним складом різко контрастують з газами родовищ, відкритих в інших тектонічних зонах Карпатської нафтогазоносною провінції на території України. Якщо газові родовища Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, а також Кросненської зони Українських Карпат складаються в основному з метану, частка якого в складі природних газів коливається в межах 96-99 % з незначними домішками гомологів, та подекуди з незначним вмістом вуглекислого газу та азоту, то природні гази, що зафіксовані в межах Закарпатського прогину характеризуються широким діапазоном співвідношення метану, азоту та вуглекислого газу. Часто в складі природних газів Закарпатського прогину присутні інертні гази (зокрема гелій та аргон), що може прямо вказувати на їх глибинне походження. Окрім того, подекуди зафіксовано наявність водню, а в межах Русько-Комарівського родовища в одній із проб газу виявлено сірководень.

В межах Мукачівської западини найменша частка метану та гомологів зафіксована в пробах, відібраних при випробуванні газоперспективних об'єктів у межах Мартівського родовища, яке розташоване в центральній частині Мукачівської западини та приурочене до антиклінальної структури, сформованої «вторгненням» інтрузивного тіла в осадові комплекси. З надінтрузивної товщі доробратівської світи в свердловині № 2-Мартівська при випробуванні двох об'єктів отримано припливи природних газів з часткою CO_2 99,75 % та 95,47 %. Частка метану у відібраних для аналізу пробах становила 0,039 % та 3,64 %, а азоту 0,21 % та 0,85 % відповідно. При випробуванні товщі крейдового віку у св. № 1-Свалява отримано приплив газу з часткою метану 8,03 %, азоту 87,62 % та вуглекислого газу 3,41 %. Досить примітним є те, що при випробуванні трьох нижчезалягаючих об'єктів в даній свердловині у межах другого ярусу складок (K_2) та (P_1-P_2) отримано припливи газу з часткою CH_4 від 66,7 % до 74,4 %, CO_2 від 0,2 % до 0,64 % та N_2 від 24,61 % до 32,26 %. У пробах зі всіх газонасичених об'єктів свердловини

№ 1-Свалява зафіксовано наявність гелію (від 0,004 % до 0,01 %) та аргону (від 0,056 % до 0,945 %). Частка метану в пробі газу, відібраної з картувальної свердловини № 44 при проходженні товщі луківської світи в інтервалі глибин 80-85 м становить 24,5 %. Інші компоненти, з яких складається проба, представлені азотом з часткою 61,8 % та вуглекислим газом, вміст якого становить 12,7 % від загальної кількості проби газу. Дещо калорійнішим є природний газ, відібраний з інтервалу глибин 410-403 м (N_{1lv}) в свердловині № 10-Ужгород, у якому частка метану становить майже 52 %, гомологів більше 1%, азоту 44,3 %, а CO₂ 2,06 %. Проби природного газу Русько-Комарівського родовища, відібрані при випробуванні об'єктів у нерозчленованій товщі басхевської та тересвинської, а також доробратівської та луківської світ містять від 41 % до 72,5 % метану. Вміст азоту коливається від 22,99 % до 52,54 %, а вуглекислого газу від 0,015 % до 3,822 %. В пробі газу з інтервалів глибин 1288-1274 м та 1207-1169 м, що були випробувані як один об'єкт, зафіксовано частку сірководню 0,17 %, а в пробі газу з інтервалу глибин 1200-1156 м виявлено сліди гелію. Мізерну частку метану відмічено у пробі, відібраній при випробуванні об'єкту в свердловині № 20-Руські Комарівці, що знаходиться на відстані 2 км на північ від Русько-Комарівського родовища. При випробуванні об'єкту в інтервалі глибин 685-675 м (луківська світа) вміст метану в пробі становив 1,3 %. Решту частину складає азот (85,85 %) та вуглекислий газ (10,53 %). Слід відмітити, що антиклінальна структура, до якої приурочене Русько-Комарівське родовище, сформована під дією вторгнення інтрузивного тіла в осадові комплекси міоцену. Компонентний склад газу в межах Королівського газового родовища визначено шляхом аналізу проби газу відібраної при випробуванні свердловини № 2-Королівська. Природний газ, що зафіксований при випробуванні товщі доробратівської світи в інтервалі глибин 740-720 м містить 54,8 % метану. Сумарна частка гомологів метану не перевищує 2,3 %, частка азоту становить 31,64 %, а

вуглекислого газу 11,13 % від загального об'єму проби. Примітним є наявність в складі газу гелію, частка якого становить 0,018 %, адже наявність інертних газів може свідчити про міграцію газу з великих глибин. Окрім того, в одній із проб газу Королівського газового родовища зафіксовано наявність водню – 0,017 %. В пробі природного газу, відібраній при випробуванні товщі луківської світи в інтервалі глибин 630-610 м у свердловині № 44-Чоп частка метану склала 70,5 %, гомологів 3 %, азоту 27,53 % а CO_2 1,551 %. До умовно висококалорійних можна віднести гази в пробах, відібраних зі свердловин №№ 2, 8, 8а на площі Іршава. Вміст метану в пробах газу, відібраних при випробуванні об'єктів у товщі доробратівської світи коливається від 84,89 % до 90,57 %, а частка гомологів метану досягає до 1,9 %. Вміст азоту варіюється від 7,89 % до 13,31 %. Вміст двоокису вуглецю становить від 0,11 % до 3,62 %. В одній із проб зафіксовано наявність гелію – 0,007 %. Найкалорійнішим в межах Мукачівської западини є природний газ Станівського газового родовища. Хімічний компонентний склад природного газу Станівського родовища охарактеризований аналізами двох проб, відібраних з товщі доробратівської світи в свердловинах № 2-Макар'євська та № 2-Яблунівська. Вміст метану в пробі, відібраній зі свердловини № 2-Макар'євська 96,2 %, зі свердловини № 2-Яблунівська 96,6 %, гомологів 0,85 % та 0,56 %, азоту 2,64 % та 3,15 % відповідно. В пробі газу зі свердловини № 2-Яблунівська зафіксовано вуглекислий газ, частка якого становить 0,22 %, а в пробі зі свердловини № 2-Макар'євська діоксиду вуглецю не виявлено. В обох пробах не виявлено інертних газів, водню чи сірководню. Тож хімічний склад природних газів даного родовища нашттовхує на думку про відсутність впливу процесів глибинної дегазації на формування даного родовища.

Судження про компонентний хімічний склад природних газів Солотвинської западини ґрунтуються на основі результатів хімічних

аналізів 14 проб природного газу, відібраних при бурінні та випробуванні восьми свердловин.

На площі Теребля було визначено хімічний склад газових проб, відібраних з товщі донеогенового складчастого фундаменту, а саме відкладів крейди. Вміст метану зі свердловини № 1-Тереблянська становить 98,2 %, азоту 0,85 %, вуглекислого газу 0,82 %. Окрім того, в газі виявлено незначний вміст гелію та аргону – 0,0059 % та 0,066 % відповідно. Газ відібраний з товщі того ж віку в свердловині № 2-Тереблянська містить дещо менше метану – 82,84 %, гомологів 3,51 %, вуглекислого газу 0,51 %, проте вміст азоту значно більший в порівнянні зі свердловиною № 1-Тереблянська – 12,77 %. Також в пробі зафіксовано наявність водню, частка якого становить 0,37 %.

Природний газ Солотвинського газового родовища охарактеризований аналізами проб хімічного компонентного складу, відібраних зі свердловин №№ 1, 2 та 15-Солотвинські. Природний газ палеогенового покладу, що розкритий свердловинами № 1 та № 15-Солотвинські є метановим, висококалорійним, із вмістом метану та гомологів від 98,16 % до 99,45 %, вуглекислого газу від 0,539 % до 0,75 % і азоту від 0,003 до 1,09 %. Примітним є те, що будь-яких інших компонентів, в тому числі інертних газів, в пробах не виявлено. Зовсім іншим за хімічним компонентним складом є газ новоселицького покладу, розкритий свердловинами № 1 та № 2-Солотвинські. Вміст метану та гомологів коливається від 58,78 % до 63,9 %, вуглекислого газу від 18,14 % до 24,68 %, а азоту від 14,5 % до 23,06 %. Також в складі двох з трьох проб виявлено гелій. Природний газ Дібровського газового родовища охарактеризований пробами, відібраними зі свердловин № 22 та № 23-Солотвинські. Як у випадку із Солотвинським родовищем, газ палеогенового покладу Дібровського родовища теж є висококалорійним, з високим вмістом метану та гомологів. Вміст метану і гомологів коливається в межах 97,8 - 99,58 %, максимальний вміст азоту становить 1,5 %, а вуглекислого газу 2,2 %. Поклад нижньотереблянської

підсвіти, що перекритий галітовою товщею верхньотереблянської підсвіти, представлений метаном та гомологами, вміст яких становить 86,06 %, азотом 13,1 %, вуглекислим газом 0,7 %.

Зі свердловини № 1-Грушівська проаналізовано хімічний склад природного газу з трьох об'єктів у товщі солотвинської світи. В пробах газу з інтервалів глибин 1816-1815 м та 1810-1800 м вміст метану і гомологів змінюється від 86,38 до 99,144 %, азоту від 0,642 % до 10,9 %, частка вуглекислого газу від 0,212 до майже 2,7 %. Проте в пробі газу з глибини 1315 м зафіксовано підвищений вміст азоту, частка якого досягає 36,25 % при частці метану та гомологів 58,94 %, вуглекислого газу понад 4,8 %.

В таблиці 2.2. узагальнено та систематизовано відомості про компонентний хімічний склад проб вільного газу, які було відібрано під час буріння та випробування свердловин в межах Закарпатського прогину.

Таблиця 2.2.

Компонентний хімічний склад природних газів в межах Закарпатського прогину (фазовий стан відібраних проб – вільний газ). Склад Локтев А.А. за даними УкрДГРІ.

Номер та назва свердловини	Досліджу- ваний інтервал, м	Індекс горизонту	Компонентний склад газу, %												
			CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂	CO ₂	N ₂	He	Ar	H ₂ S
						N	i	n	i						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Мукачівська западина															
2-Іршава	582-475	N ₁ dr	87,01	0,6	0,55	0,032	0,005	-	-	-	3,62	8,70	-	-	-
8-Іршава	478-470	N ₁ dr	84,89	0,33	0,22	0,088	0,092	0,05	0,06	-	0,96	13,31	0,007	-	-
8а-Іршава	511-503	N ₁ dr	90,57	1,08	-	-	-	-	-	-	0,11	7,89	-	-	-
44-картувальна	80-85	N ₁ lk	24,5	0,33	0,27	0,22	-	-	-	-	12,7	61,8	-	-	-
2-Королівська	740-720	N ₁ dr	54,802	1,842	0,421	0,041	0,070	0,009	0,016	0,004	11,13	31,64	0,018	-	-
2-Макарівська	358-357	N ₁ dr	96,2	0,54	0,31	-	-	-	-	-	-	2,64	-	-	-
2-Мартівська	1140-1120	N ₁ dr	0,039	0,0001	-	-	-	-	-	-	99,75	0,21	-	-	-
	871-863	N ₁ dr	3,64	0,0203	0,011	0,003	0,004	-	-	-	95,47	0,85	-	-	-
2-Руські Комарівці	1288-1274	N ₁ dr	62,240	1,855	0,225	0,027	0,031	0,031	0,027	-	2,349	33,09	-	-	0,17
	1207-1169	N ₁ dr	40,995	1,527	0,687	0,098	0,107	0,025	0,028	-	3,822	52,54	-	-	0,17
	1200-1156	N ₁ dr	55,904	2,369	1,003	0,188	0,167	0,035	0,012	-	3,714	36,61	сліди	-	-
	1146-1097	N ₁ dr	56,53	2,683	0,558	0,139	0,123	0,024	0,039	-	1,276	38,65	-	-	-
	1021-997	N ₁ dr	56,46	2,39	0,97	0,249	0,217	0,043	0,067	-	1,566	38,04	-	-	-
	980-935	N ₁ dr	57,213	2,69	0,971	0,206	0,227	0,036	0,062	-	1,512	37,08	-	-	-
6-Руські Комарівці	1448-1368	N ₁ bs+tr	60,98	4,011	1,057	0,204	0,087	0,055	0,062	-	0,871	32,68	-	-	-
	1338-1300	N ₁ dr	64,847	2,921	0,679	0,185	0,220	0,045	0,044	-	0,901	30,15	-	-	-
	1260-1150	N ₁ dr	62,588	1,925	1,435	0,312	0,346	0,074	0,109	-	0,276	32,94	-	-	-
	1059-957	N ₁ dr	66,040	2,636	1,491	0,521	0,307	0,147	0,193	-	0,74	27,93	-	-	-
9-Руські Комарівці	1203-1180	N ₁ dr	55,811	2,504	1,024	0,227	0,217	0,036	0,058	-	0,015	39,29	-	-	-
15-Руські Комарівці	1510-1497	N ₁ bs+tr	60,056	3,91	1,439	0,208	0,260	0,037	0,070	-	0,683	33,32	-	-	-
	1490-1479	N ₁ bs+tr	60,63	3,325	1,097	0,229	0,210	0,031	0,055	-	0,748	33,63	-	-	-
	1310-1300	N ₁ dr	60,823	2,992	1,071	0,402	0,353	0,079	0,118	-	0,105	34,05	-	-	-
	1266-1260	N ₁ dr	57,423	3,281	1,254	0,342	0,334	0,077	0,144	-	0,682	36,46	-	-	-
	1055-1039	N ₁ lk	65,714	2,741	1,245	0,239	0,216	0,051	0,092	-	0,420	29,27	-	-	-
	835-829	N ₁ lk	72,494	3,313	0,365	0,147	0,063	0,029	0,063	-	0,466	22,99	-	-	-
20-Руські Комарівці	685-675	N ₁ lk	1,333	1,864	0,128	0,117	0,043	0,043	0,117	-	10,58	85,85	-	-	-
1-Свалява	1730-1715	K ₂	74,4	0,65	0,04	0,007	0,008	0,002	0,001	-	0,2	24,61	0,0078	0,33	-
	1285-1284	P ₁ -P ₂	66,7	0,28	0,01	-	-	-	-	-	0,64	32,26	0,01	0,104	-
	1168-1144	P ₁ -P ₂	67,80	0,34	-	-	-	-	-	-	0,62	31,18	0,004	0,056	-
	676-552	K ₂	8,03	-	-	-	-	-	-	-	3,41	87,62	0,007	0,945	-
5-Свалява	1140-1132	P	68,66	0,43	-	-	-	-	-	-	4,19	26,51	-	-	-
11Т-Лесарня	1289	N ₁ lv	81,9	0,612	0,095	0,014	0,011	0,006	0,007	-	7,59	9,75	-	-	-
10-Ужгород	410-403	N ₁ lv	51,98	1,03	-	0,07	-	0,02	-	-	2,06	44,3	-	-	-
44-Чоп	630-610	N ₁ lk	70,482	0,272	0,028	0,021	0,008	0,007	0,011	0,017	1,551	27,53	-	0,071	-
2-Яблунівська	456-310	N ₁ dr	96,6	0,43	0,07	0,03	0,03	-	-	-	0,22	3,15	-	-	-

Компонентний хімічний склад природних газів в межах Закарпатського прогину (фазовий стан відібраних проб – вільний газ)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Солотвинська западина															
1-Грушівська	1816-1815	N _{1sl}	79,152	5,7213	1,021	0,181	0,222	0,035	0,075	-	2,695	10,9	-	-	-
	1810-1800	N _{1sl}	86,346	9,262	2,268	0,463	0,522	0,084	0,199	-	0,212	0,642	-	-	-
	1315-1315	N _{1sl}	55,234	2,6912	0,737	0,098	0,135	-	0,038	-	4,807	36,25	-	-	-
1-Солотвинська	1910-1842	P	91,08	4,52	1,87	0,47	0,22	-	-	-	0,75	1,09	-	-	-
	1530-1440	N _{1nv}	53,86	2,65	1,34	0,41	0,32	0,20		-	18,14	23,06	0,01	-	-
2-Солотвинська	1530-1454	N _{1nv}	61,51	1,21	0,62	0,23	0,25	0,08		-	22,04	14,15	0,001	-	-
	1530-1302	N _{1nv}	57,04	1,91	0,83	0,26	0,23	0,19		-	24,68	14,88	-	-	-
15-Солотвинська	2155-2073	P	97,076	1,566	0,481	0,09	0,125	0,022	0,048	-	0,539	0,003	-	-	-
22-Солотвинська	2115-2100	P	97,686	0,117	0,005	0,003	0,002	0,001	0,001	-	2,169	0,009	-	-	-
	1478-1435	N _{1tb1}	83,664	1,545	0,507	0,133	0,115	0,039	0,058	-	0,733	13,133	-	-	-
23-Солотвинська	1961-1943	P	95,4	2,75	0,96	0,12	-	0,30	-	0,016	0,123	-	-	-	-
	2166-2088	P	97,418	0,27	0,05	0,018	0,007	0,004	0,005	-	0,672	1,543	-	-	-
1-Теребля	2855-2641	K	98,2	-	-	-	-	-	-	-	0,82	0,845	0,0059	0,066	-
2-Теребля	1961-1943	K	82,84	2,37	0,78	0,36				0,37	0,51	12,77	-	-	-

Висновки до розділу 2. На даний час в межах Закарпатського прогину відкрито 5 газових родовищ: Русько-Комарівське, Станівське, Королівське, Солотвинське та Дібровське, а також Мартівське родовище вуглекислого газу. В межах низки площ при бурінні глибоких та структурних свердловин зафіксовано ряд газопроявлень.

Природні гази Закарпатської газоносної області, на відміну від решти нафтогазонасних областей Карпатської нафтогазонасної провінції, часто вміщують значні домішки азоту та вуглекислого газу. Не рідко в їх складі присутні інертні гази, та, подекуди, водень і сполуки сірководню.

Встановлено, що природні гази, що залягають в осадових товщах крейдового віку в межах Солотвинської западини характеризуються вмістом метану понад 80 %, а природні гази, що приурочені до товщі палеогену містять від 91 до понад 97 % метану та його гомологів, що вказує на пріоритетність опошукування структур, газонасність яких пов'язується з відкладами даного віку. Природні гази, що зафіксовані в межах Мукачівської западини, загалом, характеризуються значними частками домішок неуглеводневих компонентів. Значний вміст азоту, вуглекислого газу, у складі природних газів у межах Мукачівської западини, насамперед, можна пояснити глибинною дегазацією, активною тектонічною діяльністю та магматизмом.

Розділ 3.

ГЕОЛОГІЧНІ ЧИННИКИ ГАЗОНОСНОСТІ ЗАКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

3.1 Розвиток уявлень про генезис нафти та газу

Процес утворення скупчень газу в земній корі має багатоступінчаті генетичні зв'язки і контролюється сукупністю цілого комплексу чинників [8].

Проблема генезису вуглеводнів і формування їх покладів, що в свою чергу визначає їх розміщення в нафтогазоносних басейнах (НГБ), має крім теоретичного передусім практичне значення [71].

Першу класифікацію природних газів запропонував В.І. Вернадський (1912, 1934) яка включала 5 основних груп [29]: гази біохімічного генезису; гази хімічного генезису; гази дегазації; гази радіоактивного розпаду і радіохімічного генезису; гази, що утворюються під впливом космічних променів.

Генетичний напрям в класифікації природних газів В.І. Вернадського розвинув В.В. Білоусов (1937), в якій виділив наступні групи газів [88]: біохімічні; гази, пов'язані з високою температурою; хімічні; радіоактивні. А.Л. Козлов (1950) [35] виділив такі групи природних газів за генетичною приналежністю: гази біохімічного походження; гази хімічних реакцій; гази метаморфічних процесів; гази радіоактивного розпаду; гази радіохімічних реакцій; гази ядерних реакцій; гази космічного походження; гази магматичні.

Згідно з класифікацією І.В. Висоцького (1954) [15] існують наступні групи природних газів за походженням: гази біохімічні; гази літохімічні; гази радіоактивного походження; гази повітряного походження; гази космічного походження.

В.А. Соколовим (1956) [18] запропоновано класифікацію, згідно з якою розрізняються наступні генетичні групи природних газів: гази біохімічного

походження; гази хімічного походження; гази радіогенного походження; гази радіаційно-хімічного походження.

Абіогенний синтез передбачає формування газових покладів шляхом міграції розломами вихідної речовини з верхньої мантиї (чи з астеносферного шару), які трактуються як основні материнські осередки газоутворення [90].

Теорія абіогенної мантийної природи нафти і газу отримує все нові підтвердження. Встановлено наявність абіогенного метану в молодих базальтоїдах Серединно-Атлантичного рифтового хребта і каліфорнійського рифтогенної затоки, а також встановлено потужні потоки абіогенного метану, що виходять з глибинних розломів на підводному рифтогенному хребті. Ця теорія підтверджується відкриттям в акваторії Світового океану крупного нафтогазового родовища в глибоководній (глибина моря понад 3,5км) океанічній западині Сігзбі, що знаходиться в центральній частині Мексиканської затоки, де немає континентальної кори, а також знахідками нафти в свіжих базальтових лавах та інших породах на островах Тонгатапу, Вавау та Фіджі у Тихому океані [37].

Доказом генерування осадовими породами нафтогазових вуглеводнів є наявність у складі їх осадових товщ розсіяної органічної речовини. До органічного генезису вуглеводнів можуть бути придатні відклади будь – якого літологічного складу, які вміщують органічну речовину. На сьогодні виконана велика кількість досліджень з метою виявлення ознак, які б дозволили впевнено діагностувати нафтогазопродукуючі товщі, не дали змоги встановити чіткі межі за більшістю параметрів між продукуючими і не продукуючими породами [63].

Дослідники М.Б. Вассоевич, І.В. Снарський, Р.М. Новосилецький та інші, пов'язують формування нафтогазових покладів з наявністю в нафтогазоносних басейнах специфічних продукуючих товщ. При цьому вказується, що утворення покладів зумовлено процесами, які відбувалися

тільки в межах осадового комплексу без урахування всього комплексу геолого-геохімічних, гідрогеологічних, мінералогічних та інших матеріалів. Отримані за останні роки матеріали свідчать про необхідність перегляду традиційних уявлень щодо формування бітумінозних товщ та їх роль в утворенні нафтогазоносні осадових басейнів. Утворення кременистих бітумінозних товщ і формування нафтогазоносності регіонів і їх поширення неможливі без врахування тектонічно – геодинамічних процесів, пов'язаних з верхньою мантією Землі. Вказані товщі в термобаричних умовах їх залягання можуть розглядатися тільки як резервуари для нагромадження вуглеводнів, що надходили із високотемпературних зон земної кори або верхньої мантії. Нафтогазові поклади характеризуються значно більшими пластовими температурами до 30°C у порівнянні із близько розташованими непродуктивними структурами [71].

У процесі вторгнення глибинних високотемпературних парогазорідинних флюїдів під високим тиском може інтенсифікуватися фізико-хімічна взаємодія їх органічною речовиною земної кори. Гази за певного тиску стають розчинниками рідких вуглеводневих сполук і сприяють їх вилученню з органічної речовини осадових товщ [65].

При уявленні про органічне походження вуглеводнів роблять висновки, що процеси генерації розтягнуті на десятки і сотні мільйонів років за час проходження материнських порід різних стадій діагенезу і катагенезу. Сучасне розміщення покладів вуглеводнів в нафтогазоносних басейнах не відображає залежність складу вуглеводнів від термобаричних умов, оскільки в осадовому чохлі спостерігається значна невідповідність між розміщенням нафти та газу і глибинними зонами їх утворення. Найбільшу інтенсивність проникнення глибинних флюїдів і тепла, що сприяли активному катагенезу органічної речовини та виносу деякої частини вуглеводнів, мали в місцях розлому земної кори та проявляються підвищеною тріщинуватістю осадових комплексів. В зонах активізації

тектоно – флюїдодинамічного режиму внаслідок виносу водню із глибини і вуглецевих сполук може відбуватися неорганічний синтез вуглеводнів та їх міграція у пастки. Абіогенний синтез вуглеводневих сполук підтверджується експериментальними дослідженнями і теоретичними розрахунками.

Серед сучасних гіпотез біогенно-осадової товщі нафтогазоутворення з'являються уявлення, які обґрунтовують велику ролі енергії і речовин глибинних зон Землі [64].

Утворення різних вуглеводнів та їх похідних із органічних речовин добре відомо і широко розповсюджено в умовах земної поверхні в оболонці осадових порід, за результатами хімічних реакцій, які проходять в живих організмах, і при дії тепла на речовини органічних решток, захоронених в осадових породах. Вплив на швидкість реакцій спричиняють і різні мінерали.

Підвищена температура в товщі осадових порід, розглядалась як основний фактор нафтогазоутворення ще на попередніх дослідженнях. Важливу роль в утворенні газу стали надавати бактеріям, тим більше, що було встановлено здатність бактерій утворювати метан.

Метан, що утворюється бактеріями в сучасних осадах під час розкладу органічної речовини без доступу повітря, в результаті велика його частина виділяється в атмосферу та розсіюється у водному середовищі. В той час, в сучасних відкладах відбувається важливий геохімічний процес перетворення органічної речовини, яка в подальшому стане компонентом осадових порід і слугуватиме вихідним матеріалом для утворення нафти і газу. Утворення нафти і вуглеводневого газу із органічної речовини осадових порід відбувається під дією підвищеної температури, яка збільшується по мірі заглиблення в товщу порід. Каталітичні властивості порід впливають на швидкість і направлення реакції утворення вуглеводнів. Немає сумніву, що достатньо підвищена температура, яка досягає в нижніх шарах найбільш глибоких западин, призводить до

перетворення органічної речовини осадових порід. У відповідності із хімічними законами ці реакції відбуваються і при менших температурах із невеликою швидкістю. В геохімії нафти і газу ця залежність швидкості реакцій від температури має визначальне значення. Навіть при малих швидкостях утворення вуглеводнів вона може відігравати важливу роль в зв'язку з довготривалістю геологічних і геохімічних процесів. Дослідженнями показано, що вуглеводні слід розглядати як продукти термічного термокаталітичного перетворення вихідних материнських органічних речовин. Утворення вуглеводнів при проведенні досліджень під дією термокаталітичного впливу на органічні речовини або на окремі органічні сполуки осадових відкладів є важливим доказом органічного походження нафти і газу і які залягають в осадових породах.

Газоподібні вуглеводні є продуктом розпаду різних органічних сполук або відриву від молекул цих сполук бокових ланцюжків у вигляді металічних та інших груп, наступні зміни яких призводять до утворення метану, етану та інших газоподібних вуглеводнів. Вся органічна речовина є джерелом утворення рідких і газоподібних вуглеводнів. Умови утворення вуглеводнів по розрізу осадової товщі неоднакові. Склад вуглеводнів які утворилися біохімічним шляхом під дією підвищених температур неоднаковий. На великих глибинах в товщі осадових порід де температура сягає більше 200°C, рідкі вуглеводні стають нестійкими і рівновага реакцій взаємних перетворень вуглеводнів зміщується в бік утворення стійких компонентів, в першу чергу метану, тому на великих глибинах в товщах осадових порід в основному утворюється метан [16].

3.2 Погляди на генезис природних газів Закарпатського прогину

Не зважаючи на значний об'єм досліджень геофізичних полів, чималу кількість пробурених параметричних, пошукових, розвідувальних та структурно-пошукових свердловин, тематичних досліджень, лабораторних досліджень кам'яного матеріалу, значну кількість газопроявів та відкриття

шести газових родовищ, питання походження природного газу в межах прогину носить більш ніж дискусійне питання, а систематичних спроб визначення генезису природних газів Закарпатського прогину до тепер не зроблено. Далі подано погляди дослідників на генезис Закарпатського прогину в хронологічній послідовності.

В 1980 році опубліковано монографію [23], в якій Г.Н. Доленко навів аргументи на користь неорганічного синтезу нафти та газу і висловив погляд про прямий зв'язок тектонічних розломів як можливих каналів міграції з відкритими родовищами вуглеводнів у межах Карпатської нафтогазоносною провінції. Поперечні тектонічні розломи в межах Закарпатського прогину відповідно до уявлень автора піддались затуханню внаслідок чого вони в основному проводять газ з верхніх зон астеносфери. Зони газонакопичення в межах Закарпатського прогину Н. Г. Доленко пов'язав з Ужгородським, Середнянським, Залужським, Іршавським, Терелянським, Солотвинським та Чопським блоками Солотвинської і Мукачівської западин. В праці від 2003 р [22] колективом авторів наведено нову схему тектонічного районування Українських Карпат, значна увага приділена глибинним тектонічним розломам, що облягають та пересікають Закарпатський прогин, а також вказано, що глибинні розломи служать каналами припливу глибинних вуглеводнів та контролюють їхнє площинне розташування. У 2008 Місюра Я.Б. [68] висловив тезу про те, що для ефективнішої розвідки слід звернути увагу на вулканізм, як на можливе джерело вуглеводнів, так як по контактах інтрузій з вміщуючими породами також можливий підток вуглеводнів з мантиї та формування покладу. Також автор вказує, що «... не можна забувати і про можливість органічного походження вуглеводнів, процес утворення яких проходить у водоймах, багатих органікою...» В праці від 2008 р. [41] авторами показано, що до зон глибинних розломів та особливо зон їх перетинів у межах Закарпатського прогину, Складчастих Карпат та Передкарпатського прогину приурочено багато відомих родовищ нафти та газу. В цій же праці

вказано, що Солотвинське газове родовище знаходиться на перетині Солотвинсько-Надвірнянсько-Дубненського та Закарпатського глибинних розломів, Королівське газове родовище та поклад газу на Каменській площі знаходяться в зоні знаходження Хустсько-Стрийсько-Локачинського глибинного розлому, а до зони поперечного Ужгородсько-Перемишльського глибинного розлому приурочене Русько-Комарівське газове родовище. Також в статті високо оцінена перспективність структур, що знаходяться в межах зон знаходження та перетинів глибинних розломів. В монографії «Нетрадиційні джерела вуглеводнів України» [70], зроблено припущення, що «газ Закарпатської ГО, швидше за все, магматичного походження». В праці [43] автори, описуючи геологічний розріз Русько-Комарівського газового родовища, в якому присутнє інтрузивне тіло під покладами газу, а також вказуючи на 30 % вміст азоту в компонентному складі однозначно стверджують, що газ родовища магматичного походження.

3.3 Тектонічні процеси та їх роль у формуванні газонасності території

3.3.1 Розломна тектоніка

Здавна у геологів-нафтовиків панувало переконання про погіршення проникних властивостей гірських порід з глибиною, це пояснювалося ущільненням, зокрема пісковиків, під дією геостатичного навантаження та заліковування каверн і тріщин, метаморфізму, гідротермальних процесів та магматизму. Наприкінці XIX – на початку XX століття дослідники Г.В. Абіх, Е. Віндакевич, С. Ольшанський та ін., вважали ймовірним зв'язок нафти на глибині з тріщинами у масивах порід і відводили їм роль не лише шляхів переміщення, але й ємностей для нагромаджень скупчень нафти. Величини геодинамічних напружень в надрах можуть перевищувати межу міцності порід і в них утворюється тріщинуватість. Тріщини і розриви тектонічного походження складають генетично єдину сукупність порушень цілісності гірських порід, яка проявляється на макро

– (до глобального) і макрорівнях. Важливість і значення тріщинуватості для геології нафти і газу не можна переоцінити. Розломи і регіональні розриви відповідають за формування нафтогазоносних регіонів, включно із осадовим комплексом, утворюють зони нафтогазонагромадження і контролюють закономірності і особливості розміщення родовищ у їх межах. При цьому, локальні і пластові розриви і тріщини беруть участь у створенні додаткових, а у щільних породах основних ємностей вуглеводнів у пастках. Розривам притаманна як контрольна так і руйнівна роль у збереженні покладу вуглеводнів. Тріщинуватість створює головні канали вертикального переміщення вуглеводнів від джерела їх утворення до природних резервуарів. Міграція вуглеводнів у пласті – колекторі до пастки відбувається за участю систем паралельних і нормальних нашаруванню мікротріщин, які сполучають окремі пори, каверни і пустоти [75,18].

В.П. Лінецький [49] дослідив, що тріщини різного походження є каналами високої проникності і значної протяжності, тобто підвідними шляхами міграції вуглеводнів до родовища (покладу), а Г.Н. Доленко [28] взагалі вважає розриви індикаторами нафтогазоносності, на його думку, відбувалось одночасно з формуванням структур – пасток і утворенням покладів.

Утворення тектонічних деформацій, у тому числі пластичних, відбувається під час переміщення мас порід по площинах ковзання різномасштабних розривів кількох генерацій – від глибинних розломів до тріщин. Встановлення нерівномірностей розподілу деформацій у земній корі дало поштовх вивченню її напруженого стану і виділенню тектонічних і геодинамічних полів напружень [21,39].

Різноманітні хімічні сполуки у природі часто утворюються з одного і того ж набору хімічних сполук – H_2O , CH_4 , CO_2 , що спричинено не лише впливом хімічного складу середовища, але, й, значною мірою, впливом термодинамічних умов на середовище. Широкий діапазон тиску і

температури в мантийних умовах синтезу в шарі Гутенберга впливає на будь-яку сполуку будь-якого агрегатного стану та хімічного складу, тож сполуки проходять через широкий діапазон агрегатних станів та хімічного складу – від надзвичайно твердих речовин до рідких, а також до надкритичного газового стану, а хімічний склад змінюється від надзвичайно екзотермічних до ендотермічних сполук та до повного розкладання сполук в хімічні елементи [1].

Формування покладів вуглеводнів – це одне з важливих питань наукових досліджень, що стосуються пошуків цих корисних копалин. Щоб розлом міг бути провідником вуглеводнів з глибинних осередків утворення в осадову товщу, він повинен володіти наступними властивостями: великою глибиною активного проникнення, яка сягає глибинних джерел вуглеводнів і прямо пропорційна довжині та амплітуді вертикального зміщення; існування у процесі формування осадового чохла; затуханням у верхній частині, яке сприяє утворенню пастки для вуглеводнів.

Механізм переміщення вуглеводнів вертикальними тріщинами і каналами, спричинений діяльністю регіональних розломів і утворення систем мікро – і макротріщин, які заповнені пластовою водою. Цими порожнинами вуглеводні піднімаються, і якщо існують перешкоди, вони зупиняються, через що утворюється їх скупчення, тиск у якому поступово збільшується і стає вищим від гідростатичного. Це приводить до прориву перешкоди і подальшого переміщення вуглеводнів аж до покритишки, де утворюється їх скупчення і відповідно зростає тиск. Якщо цього тиску недостатньо для прориву покритишки, а поблизу знаходиться пласт з високою проникністю, то вуглеводні можуть прорватися в поровий об'єм породи, започатковуючи латеральну міграцію [84].

Латеральна міграція вуглеводнів набагато енергоємніша, ніж вертикальна. Для зміни напрямку міграції з вертикальної на латеральну необхідна вільна фаза вуглеводнів зі значно вищим від гідростатичного тиском. Якщо вертикальна міграція проходить ослабленими зонами

тектонічних порушень, то для латеральної потрібні регіонально витримані розущільнені зони проникних шарів, перекриті зверху непроникними відкладами. Інші проникні пласти часто літологічно невитримані і здебільшого не мають значного регіонального поширення [42].

Подальше вивчення цього питання різними дослідниками дозволяє дійти висновку, що утворення і формування значних покладів вуглеводнів Західного НГР, які пов'язані з інтенсивними джерелами міграції, приурочені переважно до зон перетину повздовжніх і поперечних розломів, насамперед глибинних. Глибинні розломи представляють собою розривні порушення, що розділяють великі блоки земної кори і мантії. Характерною особливістю їх розвитку є велика глибина, ширина – десятки км, довжина – сотні км, а також довгоживучість і багатофазовість рухів. Їх виділяють за низкою ознак таких, як різка лінійна зміна характеристик різних геофізичних полів, різка лінійна зміна залягання кристалічного фундаменту та поверхонь Конрада і Мохоровичича, чіткими прямолінійними ліаментами, які фіксуються на аеро – і космозйомках, лінійним розміщенням інтрузивних і ефузивних магматичних тіл, різкою зміною глибин залягання товщин і літологічного складу порід. Глибинні розломи відносно основного напрямку простягання головних структурних елементів земної кори можуть бути поперечними, повздовжніми і діагональними, а відносно флюїдів – провідними або (і) екранувальними [41, 96].

В нафтогазовій геології, зокрема в працях В.Б. Порфір'єва, М.О. Кудрявцева, та ін. дослідників, в першу чергу, висувається теза та звертається не аби яка увага на зв'язок з зонами глибинних розломів родовищ вуглеводнів. Роль глибинних розломів у структурі земної кори настільки значна, що нею зацікавилися геологи всього світу.

Розривні порушення є крізь, і різниця тільки в тому, що в одних місцях їх більше, в інших – менше, на одній ділянці вони виявлені сильніше, на

іншій – слабкіше. Такі факти, і спростувати їх нікому не вдається. Їх вивчення розвивається і набуває все більше значимості.

Зв'язок формування ендегенних родовищ вуглеводнів з зонами глибинних розломів відомий давно і зводиться до з'ясування закономірностей їх розміщення та виділення перспективних площ для постановки пошукових і розвідувальних робіт. При виникненні в нафтогазовій геології питання про первинне і вторинне залягання родовищ вуглеводнів постало питання про способи і шляхи їх механічного переміщення. При цьому проблема із способів і форм переміщення вуглеводневої сировини виявилася складною, то щодо шляхів її міграції дослідники одностайно зійшлися в тому, що газ і нафта переміщуються по площинах розривних порушень. Інших можливостей для проникнення вуглеводнів з одного горизонту чи пласта в інший, коли на шляху розміщені водонепроникні товщі порід, немає. У цьому випадку тільки зони підвищеної тріщинуватості, дроблення і розламування непроникних порід сприятливі для механічного переміщення флюїдів, як газ, нафта та пластова вода. Слід відмітити, що практично немає жодного газового чи нафтового родовища, в геологічній структурі якого не брали б участь розривні порушення, при тому у великій кількості. Уявлення про переміщення вуглеводневої речовини по площинах розривних порушень стало аксіомою і не викликає ні в кого сумніву.

Прихильники органічного походження вуглеводнів дотримуються думки, що вуглеводнева речовина переміщується по дрібних тріщинах і розривах, які з'єднують так звані нафтоматеринські породи з породами-колекторами, тобто міграція має суто локальне значення. Але на практиці мають місце випадки коли передбачувані нафтоматеринські породи віддалені від порід-колекторів на значні відстані, або про абсолютну відсутність близько нафтогазопродуктивних порід. У даному випадку справа не в наявності або у відсутності материнських порід а в тому, що вуглеводні переміщаються на значні відстані. У зв'язку з цим слід задати

питання, чи достатньо наявних дрібних тріщин і розривів для переміщення вуглеводневої речовини у вертикальному напрямку на відстані, що дорівнюють сотням метрів і навіть кільком кілометрам? У цьому випадку слід зробити висновок, що наявні дрібні розриви недостатньо для руху вуглеводнів на такі великі відстані, бо вони мають місцевий характер, а для переміщення вуглеводнів потрібні крупні порушення.

Прихильники неорганічного походження пов'язують вертикальну і бокову міграцію вуглеводнів із зонами регіональних і глибинних розломів. На цій основі пов'язують нафтогазові родовища із зонами розломів і використовують для побудови прогнозних карт для доказу уявлень про глибинну природу вуглеводнів. В теоретичному плані такий підхід до проблеми вуглеводнів має важливе теоретичне значення.

Незважаючи на істотні відміни в уявленнях про походження вуглеводнів, геологи прийшли до єдиної думки, що відомі родовища вуглеводнів мають вторинне залягання і концентруються в природних резервуарах у тріщинуватих і пористих породах-колекторах. Встановлення факту вторинного залягання родовищ є важливим досягненням нафтогазової геології. М.О. Кудрявцев узагальнив фундаментальні зведення світової геологічної літератури з питання глибинних розломів і структурно-генетичного зв'язку з ними родовищ вуглеводнів. За результатами досліджень було встановлено, що глибинні розломи не тільки утворюють сприятливі структури для нагромадження вуглеводнів, а є тими шляхами, по яких відбувається міграція вуглеводнів із глибоких надр Землі. Наявність сприятливих умов для нагромадження вуглеводнів в зонах глибинних розломів дозволяє використовувати цю закономірність для виділення перспективних ділянок [98].

Найближчою до проблем нафтогазової геології, а саме умов нафтогазоносності окремих структурних елементів, є схема, яка запропонована С.І. Субботіним. Вона більше, ніж інші може бути використана не тільки для пояснення процесів тектонічного розвитку

нафтогазоносних територій, а й для розуміння процесів синтезу вуглеводнів в умовах мантиї а також їхньої міграції по глибинних розломах до поверхні земної кори. Поперечна тектонічна зональність Карпатської геосинклінали, зокрема Закарпатського прогину, у нашому розумінні значною мірою зумовила нафтогазоносність території. Виникнення глибинних розломів сприяло в деякій мірі різкому зниженню тиску та зміні температури, збільшенню рухливості речовин мантиї і разом з тим вуглеводнів, які синтезувалися. Вуглеводні, що утворилися в умовах глибинних зон мантиї, в період розвитку поперечних розломів мали змогу переміщатися по них до поверхневих зон земної кори, де в осадовому комплексі порід за сприятливих структурних та літофаціальних умов утворювалися поклади вуглеводнів. Процес формування сучасного структурно-тектонічного плану Закарпатського прогину з характерною для нього поздовжньою і поперечною тектонічною зональністю, синтез вуглеводнів в умовах мантиї Землі, міграція їх із мантиї до поверхневих зон кори і формування родовищ вуглеводнів, являє собою єдине генетичне ціле. У цій єдності знаходять своє пояснення головні закономірності розміщення родовища вуглеводнів.

У зонах розвитку деструкції земної кори і виносу глибинних водню і вуглецю може при певних термобаричних умовах відбуватися неорганічний синтез вуглеводнів [81].

Відкриття родовищ “молодого газу”, антропогенні концентрації яких у деяких регіонах постійно поповнюються завдяки надходженню мас газу з глибин зумовлює необхідність подальшого вивчення окремих аспектів абіогенної теорії. Серед найновіших досліджень у цій царині є праці Р. М. Бембея з геосолітонної концепції генезису вуглеводнів, які ще маловідомі в Україні. Використання окремих положень цієї концепції може доповнити абіогенну теорію і в перспективі суттєво змінити методику геологорозвідувальних робіт на нафту і газ в умовах України.

Серед найновіших досліджень у цій царині є праці Р. М. Бембеля з геосолітонної концепції генезису вуглеводнів, які ще маловідомі в Україні.

Геосолітонна концепція ґрунтується на спробі запропонувати нову цілісну картину вивчення природи, зокрема функціональну систему Землі. Механізм утворення речовини й енергії у Всесвіті передбачає, згідно з ідеями М. Ярковського і В. Вернадського, відновлення природних ресурсів усередині живих великих космічних тіл. У рамках геосолітонної концепції внутрішні геологічні процеси нашої планети розвиваються, передусім, завдяки дегазації Землі. Солітони – проміжний стан речовини між частинкою і фотоном, що зароджуються всередині ядра. Унаслідок ядерних реакцій відбувається їхнє перетворення у вихрові спіралеподібні протонні потоки (геосолітони) – частинкоподібні хвилі квантової природи (випромінювання, яке безперервно зароджується в ядрі планети і спрямовується до виходу в космічний простір). Наближаючись до виходу із геосфери, вони орієнтуються вертикально до її поверхні, утворюючи стовпи потоків енергії – геосолітонні трубки. На всьому шляху із глибин Землі енергія геосолітонів взаємодіє з фізичними полями і бере участь у всіх геологічних процесах. У межах “стовпів” у мільйони разів збільшуються швидкості всіх фізичних і хімічних процесів порівняно з іншим геологічним простором. Синтез органічних і неорганічних сполук завдяки збагаченню вуглецем, сіркою, азотом та іншими елементами газів із зон Землі, що вміщують трубки, сприяють винесенню їх геосолітонними трубками із глибин і утворенню скупчень вуглеводнів [48].

На сьогодні серед багатьох гіпотез нафтогазоутворення, які розробляються в аспекті біогенно-осадової гіпотези дослідниками Б.О.Соколовим, О.Ю. Лукіним та ін., все більше з’являються уявлення, які обґрунтовують необхідність врахувати велику роль енергії і речовини глибинних зон Землі. Згідно поглядів цих дослідників, потоки глибинних флюїдів активізують процес нафтогазоутворення і вилучення вуглеводнів із осадових товщ і сприяють формуванню їх скупчень. У межах тектонічно

найбільш активних районів літосфери створюються максимально сприятливі умови висхідної міграції глибинних флюїдів по «каналах», які пов'язують земну кору з верхньою мантією – основним постачальником глибинної речовини. Саме високотемпературні водно-газові потоки є добрими носіями хімічних елементів, а газо – гідротермальні процеси можуть бути єдиними, які здатні переносити вуглецево-вуглеводневі компоненти на великі відстані. Виходячи з цього, можна вважати, що райони нафтогазонагромадження в осадових басейнах, як правило, приурочені до зон розвитку глибинних розломів, особливо їх взаємоперетину. Більшість родовищ-гігантів приурочені до зон рифтогенезу і колізії літосферних плит, які визначаються глибинною мантієюю активністю, яка проявляється у вигляді астеносферного діапіризму і руху мантійних плюмів у взаємодії з літосферними плитами. Саме глибинні розломи сприяли розвитку в осадовому чохла численних структурних форм над – між – і прирозломного характеру, системи тріщин, по яких відбувалась субвертикальна міграція глибинних вуглеводневих флюїдів. Активізація глибинних парогазофлюїдних потоків зумовила розущільнення порід, розвиток діапіризму і аномально високих пластових тисків, які часто фіксуються втратою кореляції на часових розрізах. Наявність різних порожнин за формою та генезисом, у тому числі літогенетичних тріщин у шаруватих (сланцюватих) товщах осадових басейнів, сприяла надходженню газів із глибинних надр Землі відповідно формуванню у них так званого сланцевого газу. Як приклад свідчать припливи газу із аномально високими тисками і температурами та підвищеним вмістом водню і гелію у складі сланцевого газу, отриманого із родовища Хенесвіл (США). Поряд з цим у складі сланцевого газу є частка вуглеводневих газів, яка утворилася у процесі метаморфізації органічної речовини різновікових чорно сланцевих товщ. Однак в останній час все більше уваги приділяється нетрадиційним покладам, пов'язаним з епігенетичним формуванням порід-колекторів на великих глибинах.

Теоретичні аспекти цієї проблеми висвітлені в працях академіка О.Ю. Лукіна і пов'язується з тріщинуватістю [71,62,61].

Одні із перших досліджень, присвячених виявленню закономірностей розміщення та умов формування покладів вуглеводнів у Закарпатському прогині були опубліковані в монографії [85], де було підкреслено роль розломів у формуванні та збереження покладів, особливо газу.

Розташування зон нафтогазонагромадження контролювалося головним чином структурно-тектонічними і літо-фаціальними умовами розвитку території западини. Родовища газу приурочуються до зон розвитку повздовжньої тектонічної діяльності. Газ у даному випадку надходив з верхніх осередків мантії, де формувалися магматичні розчини. Акумуляція вуглеводнів відбувається в тектонічно сильно порушених структурах з частим вклинюванням горизонтів та з раптовою зміною літологічного складу порід-колекторів [32].

Характерною особливістю Закарпатського прогину є те, що в структурному плані всіх без виключення родовищ накладаються глибинні розломи донеогенового ложа. Так, Русько-Комарівське газове родовище примикає з заходу до поперечного Чоп-Руськокомарівського розлому, а в структурному плані донеогенового складчастого фундаменту пересікається Ужгород-Виноградівським та Страбичівським розломами, що переходять в даній частині Середнянського блоку в густу мережу розломів нижчого порядку. Прямою ознакою наявності глибинних тектонічних розломів у геологічному середовищі Русько-Комарівського родовища є наявність інтрузивного тіла (рис. 2.6). В структурному плані Станівського газового родовища з півночі простежується поперечний Приборжавсько-Сокирницький глибинний розлом, який простежується вздовж усієї осі Закарпатського прогину. Королівське та Мартівське газові родовища в структурному плані донеогенової основи також пересікаються Страбичівським глибинним розломом. Окрім того, в геологічному розрізі обох родовищ пошуково-розвідувальними свердловинами розкрито товщі

вулканічних утворень, що є додатковим підтвердженням наявності глибинних розломів, що пересікають дані родовища. Дібровське та Солотвинське газові родовища пересікаються у структурному плані донеогенового складчастого фундаменту двома повздовжніми розломами, що простягаються в межах Солотвинського блоку, та обмежені Дубово-Грушівським та Кобилецько-Полянським поперечними розломами в межах блоку. Останній також пересікає східну частину Солотвинського газового родовища.

Зважаючи на наявність густої сітки різнонаправлених і різноамплітудних тектонічних розломів у товщі донеогенового складчастого фундаменту (рис. 1.12), які простежуються також і в неогеновому структурному поверсі та пересікають усі без виключення газові родовища Закарпатського прогину, то, ймовірно, слугують каналами міграції в процесах глибинної дегазації, а також шляхами надходження розігрітих флюїдів з глибин, що переносять тепло надр. Даний геологічний чинник має визначальне значення в процесі генерування природних газів шляхом деградації керогену під впливом теплового потоку протягом часу. Також, тектонічні розломи можуть слугувати каналами міграції для природних газів від материнських товщ до структур-пасток. Тож роль глибинних розломів, як одного з геологічних чинників газоносності Закарпатського прогину має визначальне значення.

3.3.2 Магматизм та проблема прогнозування інтрузивних тіл

У формуванні рис геологічної будови всієї внутрішньої частини Карпат значне місце займали процеси магматизму [67,97]. Зв'язок магматизму з тектонікою є незаперечним, причому, як зараз відомо, різні складові магматичних утворень виникають переважно за певних геодинамічних процесів і тектонічних ситуацій. Мезозойські магматичні утворення поширені в кількох районах у фундаменті Закарпатського прогину, де вони розкриті рядом свердловин [76].

Витискання глибинних розплавлених мас через багаточисельні розломи знаходило відображення в формуванні екструзивних куполів і інтрузій, та, в меншій мірі, призводило до утворення стратовулканів [11]. Найпівнічнішим орографічним проявом діяльності молодого вулканізму в межах Закарпатського прогину є Вигорлат-Гутинське вулканічне пасмо, що оповиває Мукачівську западину вздовж усієї північної та північно-східної межі (рис. 3.1.). В районі с.Довге вулканічне пасмо змінює напрям простягання з південно-східного на південний та розділяє внутрішній Закарпатський прогин на Мукачівську та Солотвинську западини. Дана частина вулканічного пасма має назву Шолес. На півдні прогину зоною інтенсивного розвитку вулканізму, що проявляється в орографії території, є Берегівська зона тектонічних розломів. В серединній частині прогину смуги тектонічних розломів, де центри вулканічних виливів проявляються дуже чітко, простежуються в районі с. Велика Добронь та гори Шаланки, а також вздовж смуги розломів по лінії Ужгород-Тячів.

Згідно класифікації С.М. Спітковської (таблиця 3.1.) в межах Закарпатського прогину магматичні утворення представлені відкладами, утвореними протягом каледонсько-герцинського та альпійського тектоно-магматичних циклів.

До заключної стадії магматизму орогенного етапу розвитку герцинської геосинкліналі слід віднести ефузивно-туфогенну товщу серед карбонатних і карбонатно-теригенних порід палеозойського метаморфічного комплексу фундаменту Закарпатського прогину [87]. Характерний розріз вулканічних утворень каледонсько-герцинського циклу вулканізму розкрито свердловиною № 5-Тересвинська. Вулканічні утворення тріасового віку представлені андезитовими туфами, діабазами, спілітами.

Необхідно відмітити, що інтрузивні утворення зафіксовано, зокрема, пошуково-розвідувальними свердловинами у розрізі Русько-Комарівського (рис. 2.6.) та Мартівського газових родовищ. Також інтрузивні породи розкрито в межах Королівського газового родовища. Компонентний склад

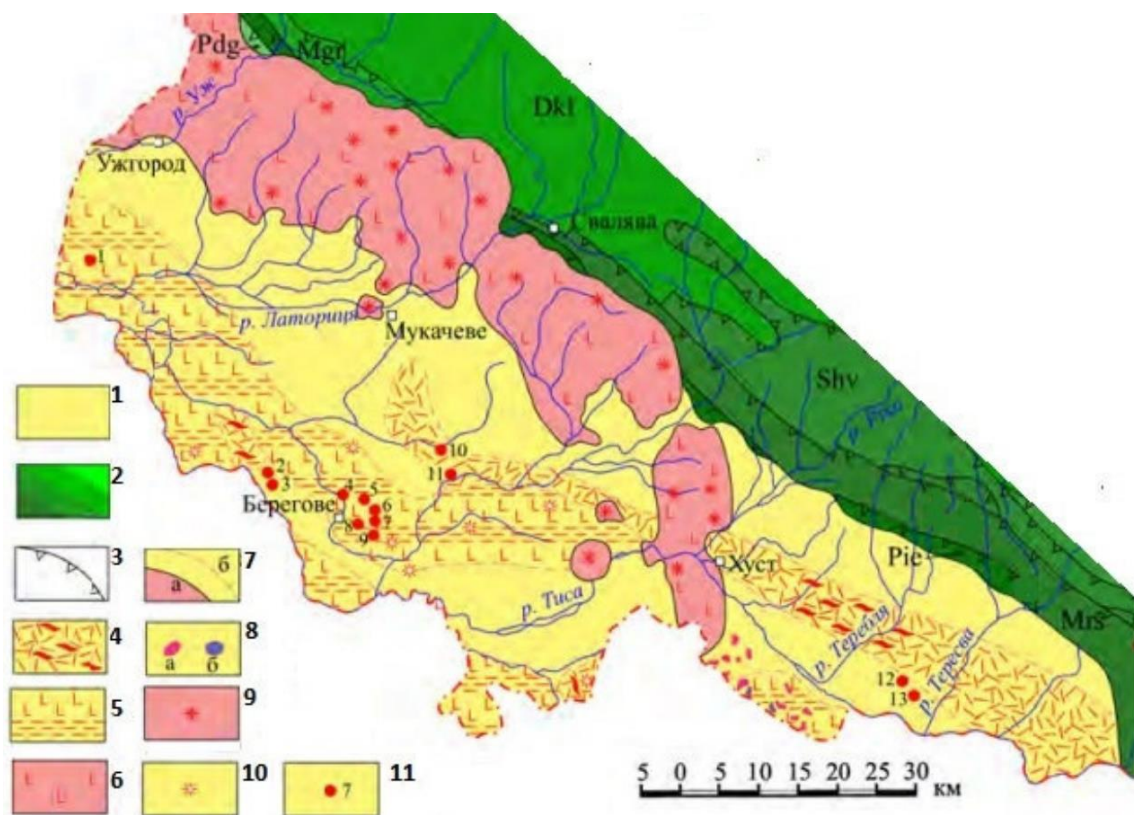


Рис. 3.1. Поширення кайнозойських магматичних порід та вулканічних центрів у Закарпатському прогині [13].

1 – автохтонний Закарпатський моласовий прогин; 2 – алохтонні зони Карпат; 3 – межі Карпатських зон; 4, 5, 6 – міоценові магматичні комплекси; 7 – межі поширення магматичних комплексів (*a* – на поверхні, *б* – поховані); 8 – інтрузії (*a* – кислі, *б* – основні); 9 – вулканічні центри; 10 – поховані вулканічні центри; 11 – місця розташування Закарпатського мезозойського вулканічного комплексу з нумерацією свердловин.

Таблиця 3.1.

Магматичні формації Закарпатського прогину за С.М. Спітківською з доповненнями та змінами Локтева А.А. [17]

Тектоно-магматичні цикли і стадії		Геосинклінальна область	
		Закарпатський прогин	
		Мукачівська западина	Солотвинська западина
Альпійський	Пізня орогенна і посторогенна	<i>Андезитова формація N_1s-N_2 (сармат-левантин):</i> Ефузивно-пірокластичний комплекс N_1s-N_2: базальти, андезито-базальти, андезити, дацити, туфолави <i>Гінабісальний комплекс N_1s-N_2p (сармат-паннон):</i> Габро-діабази (2 б є лише в російській назві), діорит-порфірити, гранодіорит-порфіри, лейкократові дацити. <i>Ліпаритова формація N_1k-N_2p (карпатій-паннон):</i> Осадово-вулканогенний комплекс: осадово-вулканогенний комплекс: плагіоліпаритові туфи, спечені туфи і туфобрекчії, гіперстенвміщуючі плагіоліпарити	
	Середня інверсійна	<i>Спіліто-керагофірова формація K_2</i> Трахіти, калієві спіліти та їх туфолави	
	Рання геосинклінальна	<i>Спіліто-діабазова формація</i>	
Герцинський		<i>Ефузивно-пірокластичний комплекс:</i> спіліто-діабази, діабазові порфірити, лавобрекчії J_1-J_2 <i>Субвулканічний комплекс:</i> плагіодіабазові порфірити: J_1-J_2	Афірові і порфірові спіліти, туфолави J_3km-J_3tt
		<i>Ліпаритова формація $T_1(?)$</i> Ефузивно-туфогенний комплекс: фельзит-порфіри, туфи і туфолави кварцевих порфірів	

надінтрузивної товщі Русько-Комарівського газового родовища містить значну частку неуглеводневих компонентів та досягає понад 10 % вуглекислого газу та понад 85 % азоту, що зафіксовані при випробуванні в інтервалі глибин 685-675 м у св. № 20-Руські-Комарівці (таблиця 2.2.). Характерним є і те, що газ Мартівського родовища, в компонентному складі якого на понад 98 % переважає CO_2 залягає у надінтрузивній товщі. Зокрема, Маєвський Б.Й. та Куровець С.С. вважають, що наявність однотипних неуглеводневих (азотних, вуглекислих) покладів є одним з основних показників, що вказують на формування покладів за рахунок вертикальної міграції [66]. Також, ймовірно, магматизм має важливе значення як структуроформуючий чинник. Адже, Русько-Комарівська та Мартівська антиклінальні структури були сформовані внаслідок вторгнення інтрузивних тіл в осадові товщі, а верхньозалягаючі утворення міоцену, що вміщують скупчення природних газів їх оповивають.

Не зважаючи на значний об'єм геофізичних досліджень, пробурених параметричних, пошукових, розвідувальних та структурно-пошукових свердловин, тематичних робіт, лабораторних досліджень кам'яного матеріалу, значний обсяг по території газопроявів та відкриття шести газових родовищ, починаючи з другої половини 90-х років XX століття ряд пошукових площ в межах Мукачівської западини, серед яких, зокрема, Арданівська, Вінківська, Лісківська, Чорнопотіцька та інші виведено з буріння з від'ємними результатами. На переконання автора першочерговою причиною неотримання припливів вуглеводнів є неточність структурних сейсмічних побудов, як бази пошуків, через недостатньо надійне картування сейсмовідбивних горизонтів, що призводить, подекуди, навіть до хибного прогнозування інтрузивних тіл (рис.3.2) [56].

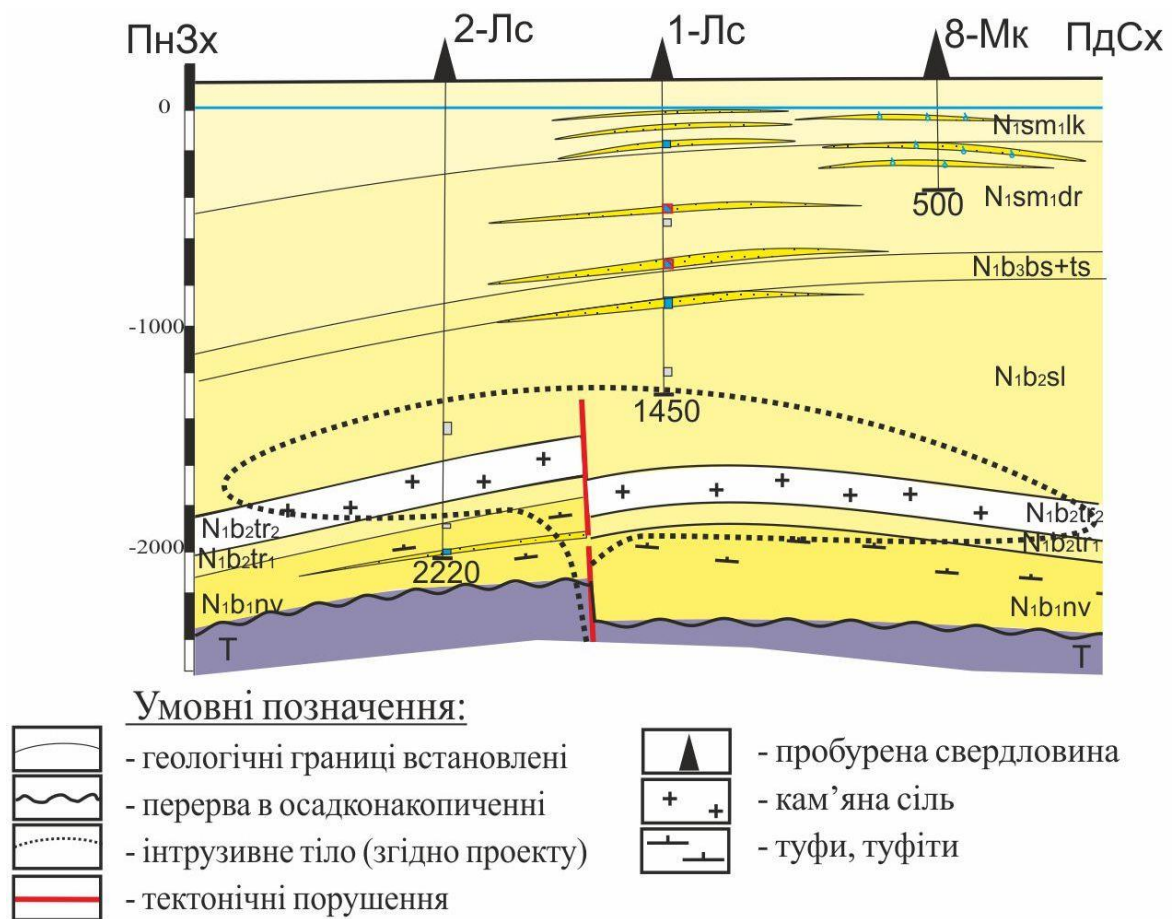


Рис. 3.2 Геологічний розріз по лінії I-I в межах Лісківської структури.

Зокрема, в межах Лісківської структури інтрузія повинна була слугувати екраном для газоперспективних об'єктів в новоселицьких та верхньотереблянських відкладах. Після того, як було пробурено свердловини №№ 1, 2-Лісківські з'ясувалось, що на площі інтрузія відсутня. Залишається нез'ясованим чому виділяли інтрузивне тіло за результатами інтерпретації сейсмічних досліджень. Вона повинна була слугувати екраном для пластів-колекторів новоселицької і тереблянської світ [58]. Аналогічні причина від'ємних результатів у межах Вінківської структури. Проблеми прогнозування інтрузивних тіл також відмічено при пошукових роботах на природні гази в межах Мартівської, Арданівської, Чернопотіцької площ.

Тож, досвід опошукування газоперспективних площ в межах Мукачівської западини Закарпатського прогину вказує на те, що

прогнозування інтрузивних тіл виключно застосуванням сейсмічних досліджень є неефективним та призводить до від'ємних результатів буріння. Виходячи з цього, при підготовці газоперспективних структур до вводу в пошукове буріння у комплексі з сейморозвідкою слід проводити гравіметричні та магнітометричні дослідження [86].

3.4 Температурний режим

Вивчення геотермічного режиму Складчастих Карпат та Закарпатського прогину дає змогу вирішувати теоретичні проблеми геології та геофізики [74]. Визначення його особливостей в межах Закарпатського прогину в контексті газоносності території є першочерговим питанням, адже встановлення закономірностей просторового поширення теплового поля може дозволити з'ясувати умови формування території, газоносності, прогнозувати зони провідних глибинних розломів та наявність інтрузивних утворень.

Вперше результати досліджень геотермічних умов в межах Закарпатського прогину опублікували в 1956 році геофізики О.О. Потушанський та Г.О. Гандзюк [60]. Також геотермальні дослідження Закарпатського прогину, зокрема, наведено в праці С.Г. Думанського [31].

Слід відзначити вагомий вклад у вивчення геотермічних умов доктора геолого-мінералогічних наук, професора Р.І. Кутаса, в публікаціях якого [46,45,44], зокрема, наведено результати досліджень геотермічних умов у межах Закарпатського прогину. Саме дослідження даного автора дозволили вперше скласти карту теплових потоків для даного регіону.

Тематичними дослідженнями, що проводились в 1960–1970-х роках в УкрНДІгаз (м. Харків) зокрема було охоплено питання пошуків, розвідки та використання термальних вод Закарпатського прогину.

Величезний обсяг роботи з вивчення теплового поля, зокрема термальних вод Закарпатського прогину, внесли дослідження працівників Берегівської геологорозвідувальної експедиції. Власне цією організацією пробурено понад 30 термальних свердловин глибиною до 1500 м, переважною більшістю з яких виявлено низку родовищ та проявів термальних вод. Фахівцями цієї організації виконано значну кількість дослідно-тематичних та узагальнюючих досліджень.

З початку 60-х до початку 90-х років в межах Закарпатського прогину Самбірською та Стрийською нафтогазорозвідувальними експедиціями, а з

кінця 90-х років до сьогодні Стрийським відділенням бурових робіт, що є структурним підрозділом АТ «Укргазвидобування», з метою пошуків вуглеводнів пробурено низку свердловин глибинами від 1000 до понад 4000 м, в яких з-поміж інших досліджень в свердловинах проводились стовбурні заміри температури, в тому числі з метою визначення геотермічного градієнту.

Закарпатський прогин характеризується дуже високими значеннями геотермічного градієнту [94]. Температурні умови в Закарпатському прогині, ймовірно, пов'язані з проявами в недавньому геологічному минулому магматичних і вулканічних процесів. У надрах Закарпатського прогину відбулося застигання магматичних інтрузивних тіл порід, що спостерігається в неоген-палеогенових відкладах розрізу Русько-Комарівського родовища [73]. Вони досить мінливі як в межах локальних ділянок, так і в межах різних частин Закарпатського прогину загалом. Перенесення тепла відбувається трьома основними процесами: кондуктивною теплопровідністю, тобто передачею тепла безпосередньо від частинки до частинки; конвекцією, тобто механічним переміщенням нагрітих частинок речовини чи газу; електромагнітним випроміненням (променевий теплообмін) [26]. Мінливість теплового поля в межах прогину спричинена низкою факторів: історією геологічного розвитку території, комплексом складних геологічних процесів, що протікали в надрах прогину, блоковою будовою донеогенового фундаменту, мінливістю загальної товщини осадового чохла, кутами нахилу пластів, літофаціальними неоднорідностями, різною теплопровідністю гірських порід, динамікою руху підземних флюїдів, а також тектонічною активністю, проявами якої є тектонічні розломи різних порядків, інтрузивні та ефузивні утворення, і т.д. Високі теплові потоки, значна диференціація теплового поля в Панонській западині, Закарпатському прогині та в інших структурах Панонського басейну обумовлені активними геодинамічними процесами в цьому регіоні в кайнозої.

Загальний високий рівень теплових потоків міг утворитися тільки внаслідок розтягання літосфери і підняття глибинних нагрітих мас, які забезпечували підвищення температури до солідусних значень уже на глибинах 40-50 км [46].

Висновки про регіональні особливості теплового поля можуть бути зроблені тільки на основі статистичної обробки даних в рамках однорідних тектонічних елементів. За результатами такої обробки можна зробити висновок, що похибка визначення теплового потоку в глибоких свердловинах становить 5-10 %. У свердловинах глибиною понад 1000 м істотно зменшується вплив поверхневих факторів - рельєфу, змін клімату, інфільтрації вод, ерозії та ін. [47]. Автором на основі термокаротажних діаграм промислово-геофізичних досліджень з 68 опорних, параметричних, пошукових, розвідувальних, геотермальних свердловин побудовано карти розподілу температур на гіпсометричних рівнях -1000 (рис. 3.3), -2000 (рис. 3.4) та -3000 м (рис. 3.5), а також карту ізотермічної поверхні +50 °С (рис. 3.6). Для коректності побудов у їх основу лягли дані стовбурних замірів температури зі свердловин, які були вистояні не менше ніж 20 діб для встановлення теплової рівноваги. Через це певну кількість замірів зі свердловин, що не були вистояні достатньо часу, не було взято до уваги при побудовах.

Побудови виконано у спеціальному програмному пакеті Surfer (Golden Software) створеному для наукових досліджень та, зокрема, виконання структурних побудов. Основним призначенням Surfer є обробка і візуалізація двомірних наборів даних, що описуються функцією типу:

$$z = f(x, y) \quad (3.1)$$

Робота з цією програмою передбачає побудову цифрових моделей поверхні, допоміжні операції з ними та візуалізацію поверхонь. Цифрова модель поверхні представляється у вигляді значень у вузлах прямокутної регулярної сітки, розмірність якої визначається в залежності від конкретної

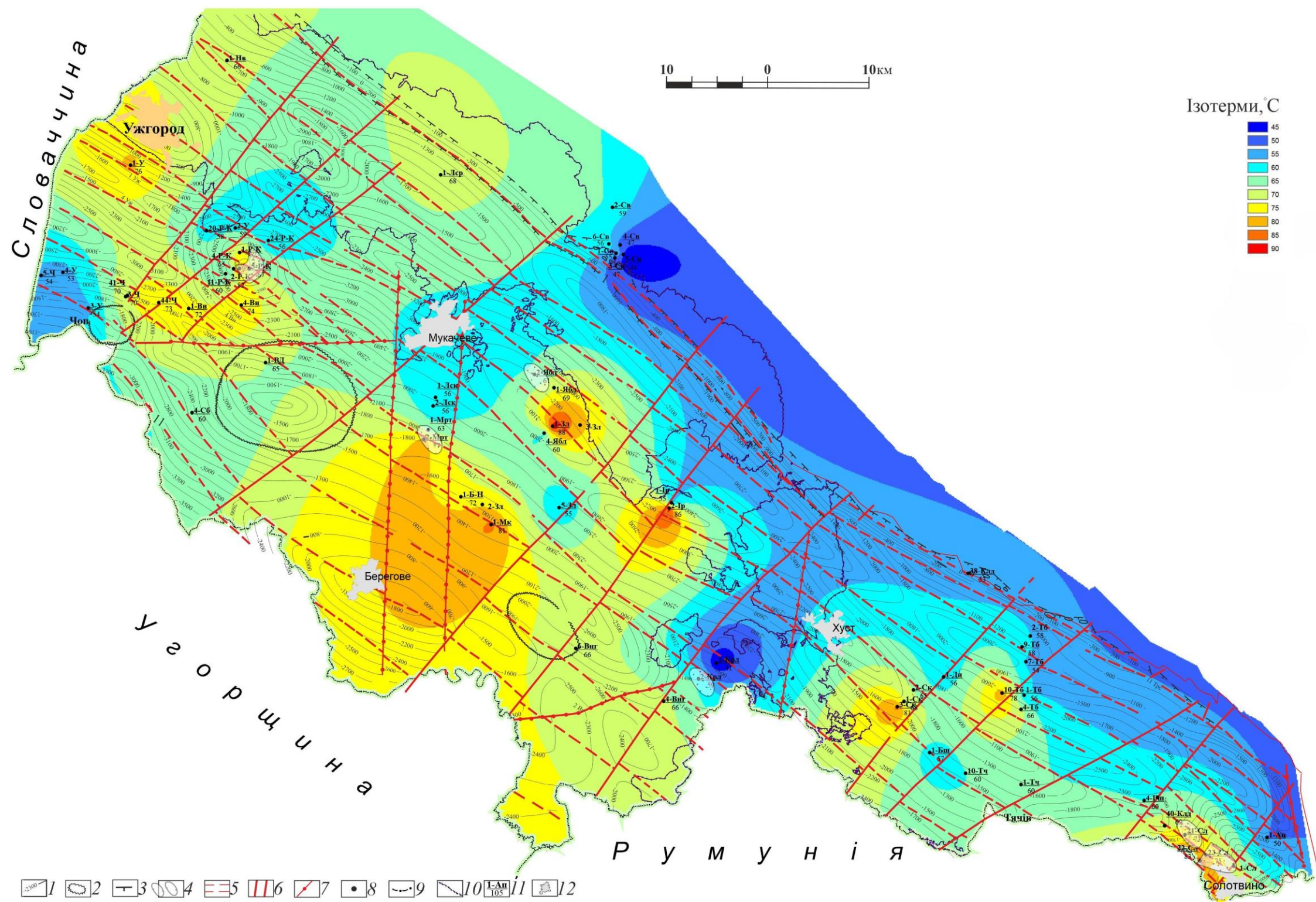


Рис. 3.3. Карта розподілу температур на гіпсометричному рівні -1000 м з накладеною структурною картою поверхні донеогенової основи

1 – ізогіпси донеогенової поверхні, м; 2 - палеовулкани; 3 – лінії насувів; 4 – газові родовища; 5 – повздовжні розломи; 6 – поперечні розломи; 7 – меридіональні розломи; 8 – глибокі свердловини; 9 – лінія державного кордону; 10 - границі Вигорлат-Гутинської гряди та вулканічного пасма Шолес; 11 – у чисельнику: номер та назва свердловини, у знаменнику: температура °С на абсолютній відмітці -1000 м; 12 – міста.

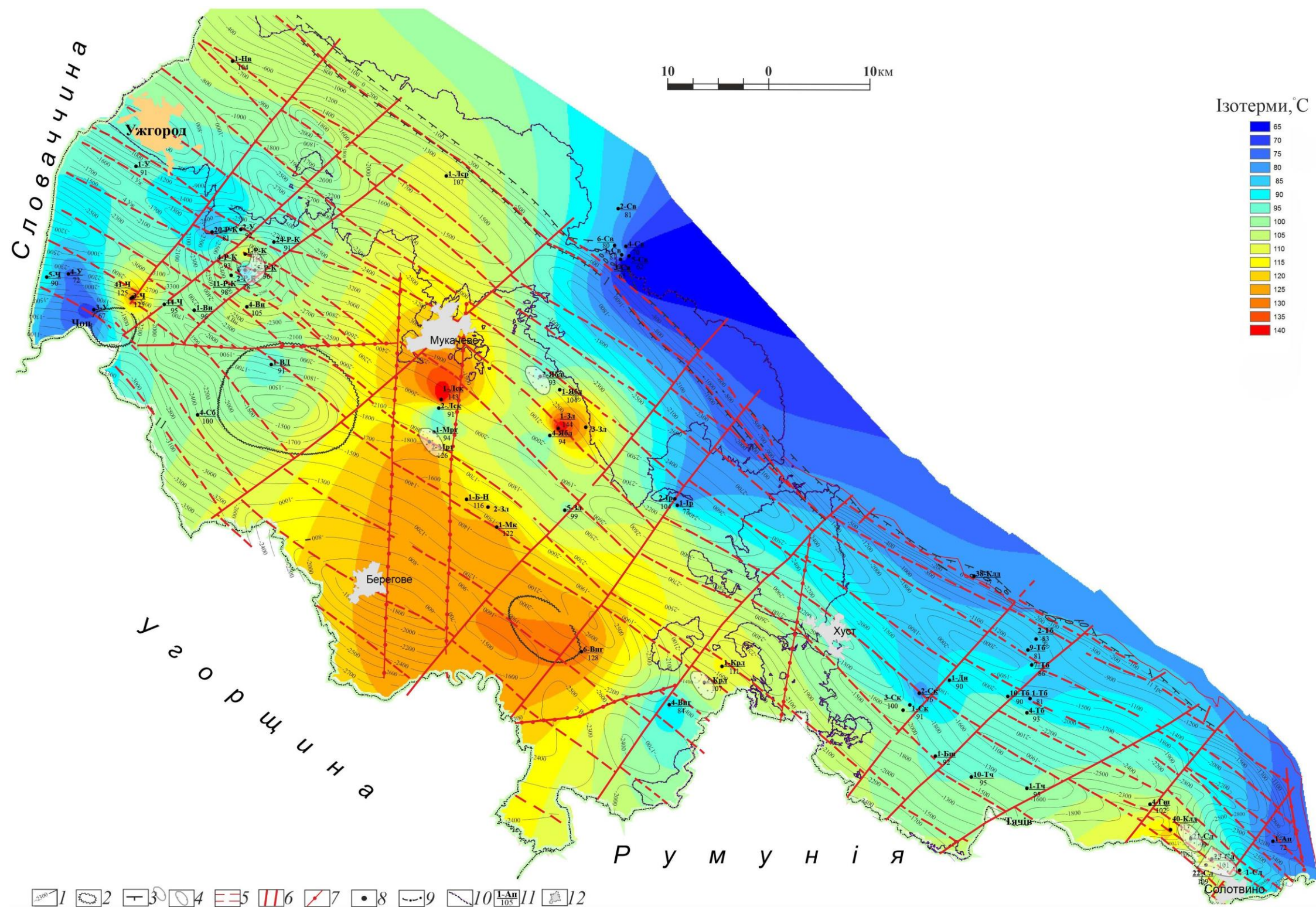


Рис. 3.4. Карта розподілу температур на гіпсометричному рівні -2000 м з накладеною структурною картою поверхні донеогенової основи

1 – ізогіпси донеогенової поверхні, м; 2 - палеовулкани; 3 – лінії насувів; 4 – газові родовища; 5 – повздовжні розломи; 6 – поперечні розломи; 7 – меридіональні розломи; 8 – глибокі свердловини; 9 – лінія державного кордону; 10 - границі Вигорлат-Гутинської гряди та вулканічного пасма Шолес; 11 – у чисельнику: номер та назва свердловини, у знаменнику: температура °C на абсолютній відмітці -2000 м; 12 – міста.

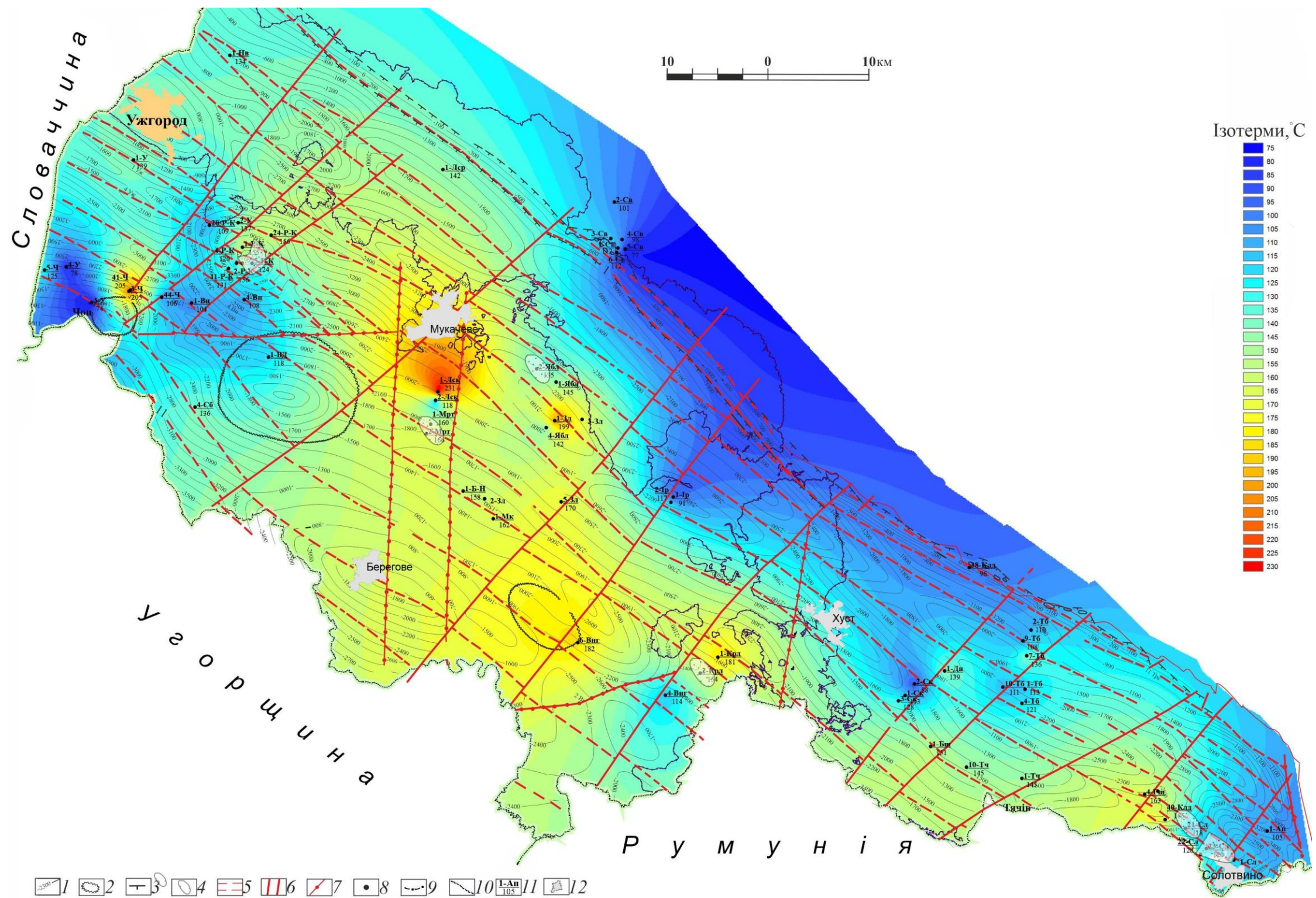


Рис. 3.5. Карта розподілу температур на гіпсометричному рівні -3000 м з накладеною структурною картою поверхні донеогенової основи

1 – ізогіпси донеогенової поверхні, м; 2 - палеовулкани; 3 – лінії насувів; 4 – газові родовища; 5 – повздовжні розломи; 6 – поперечні розломи; 7 – меридіональні розломи; 8 – глибокі свердловини; 9 – лінія державного кордону; 10 - границі Вигорлат-Гутинської гряди та вулканічного пасма Шолес; 11 – у чисельнику: номер та назва свердловини, у знаменнику: температура °C на абсолютній відмітці -3000 м; 12 – міста.

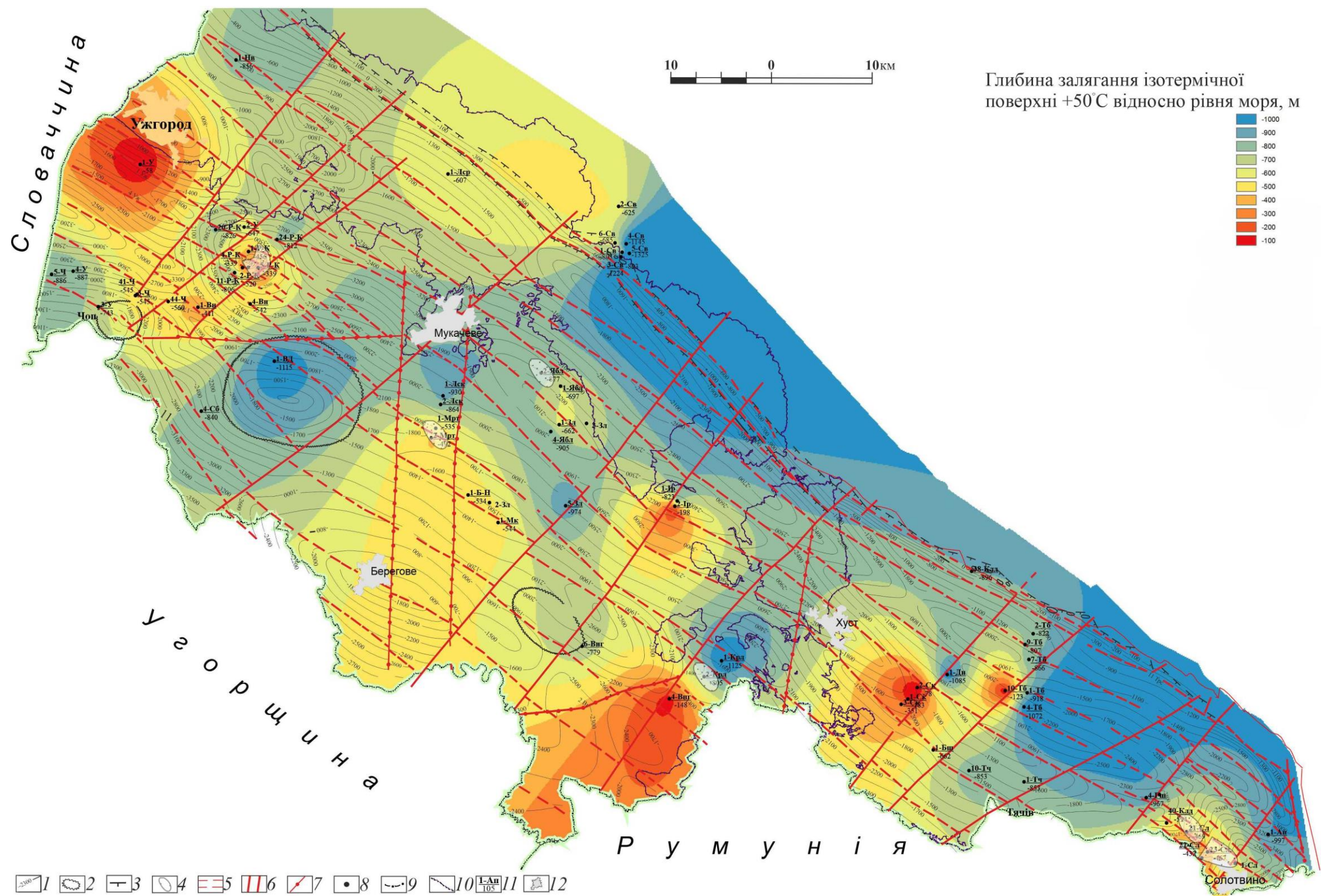


Рис.3.6. Карта глибин залягання ізотермічної поверхні +50 °С Закарпатського прогину з накладеною структурною картою покрівлі донеогенової основи

1 – ізогіпси донеогенової поверхні, м; 2 - палеовулкани; 3 – лінії насувів; 4 – газові родовища; 5 – повздовжні розломи; 6 – поперечні розломи; 7 – меридіональні розломи; 8 – глибокі свердловини; 9 – лінія державного кордону; 10 - границі Вигорлат-Гутинської гряди та вулканічного пасма Шолес; 11 – у чисельнику: номер та назва свердловини, у знаменнику: абсолютна відмітка глибини залягання ізотермічної поверхні + 50 °С; 12 – міста.

розв'язуваної задачі [82]. Для зберігання таких даних Surfer використовує власні файли типу GRD (двоїчного або текстового формату).

Ефективність програми інтерполяції двомірних функцій визначається наступними аспектами: набором різноманітних методів інтерполяції; можливістю дослідника управляти різними параметрами цих методів; наявністю засобів оцінки точності і достовірності побудованої поверхні; можливістю уточнити отриманий результат на основі особистого досвіду експерта з урахуванням різноманітних додаткових чинників, які не могли бути відображені у вигляді вихідних даних. Розрахунок регулярної сітки може виконуватися для файлів наборів даних x , y , z будь-якого розміру [27].

В нашому випадку маємо нерегулярну сітку даних замірів температури у стовбурах 68 свердловин на трьох гіпсометричних рівнях: -1000, -2000 та -3000 м. Для врахування середньоквадратичної похибки вимірів по стовбуру кожної свердловини побудовано у програмі Excel (виробник – компанія Microsoft) лінію тренду, яка максимально описує фактичні дані формулою поліноміальної регресії другого порядку, що має вигляд

$$y=ax^2+bx+c \quad (3.2)$$

яку і було використано для розрахунків. За цією формулою було розраховано значення температури для зазначених гіпсометричних рівнів. У випадку коли свердловина не добурилася до певного рівня дані були екстрапольовані за визначеною (як було описано вище) формулою. Для перерахунку даних на регулярну сітку було використано метод універсального Крігінгу. Крігінг — це вид узагальненої лінійної регресії, який використовує статистичні параметри для знаходження оптимальної оцінки в сенсі мінімального середнього відхилення при побудові поверхонь. При універсальному Крігінгу передбачається, що є домінуючий тренд в даних і його можна моделювати детермінованою функцією, поліномом. Цей поліном отримується з вихідних вимірних точок, і

автокореляція моделюється з довільних похибок. Після установки моделі на довільні похибки і до прогнозування, поліном додається назад до прогнозів, щоб отримати значимі результати [38].

Нижче наведено приклад розрахунку температури на прикладі фактичних замірів у св. № 6-Свалява (рис. 3.7). У стовпці «А» подано назву свердловини та її номер, у стовпці «В» внесено альтитуду свердловини, у стовпці «С» вказано фактичну глибину свердловини. У стовпці «Н», та «J» відповідно заносились результати фактичних замірів температури на різних глибинах, що були зняті з термокаротажних діаграм, які одночасно було перераховано у абсолютні відмітки (стовпець «I»). Отримані результати для гіпсометричних рівнів -1000, -2000 та -3000 м подано відповідно у стовпцях «D», «E» та «F» (візуалізацію розрахунків подано на графіку внизу зліва). У графі G знаходиться результат розрахунку температури ізотермічної поверхні +50 °C відносно рівня моря, результат візуалізації якого подано на графіку в правому нижньому куті.

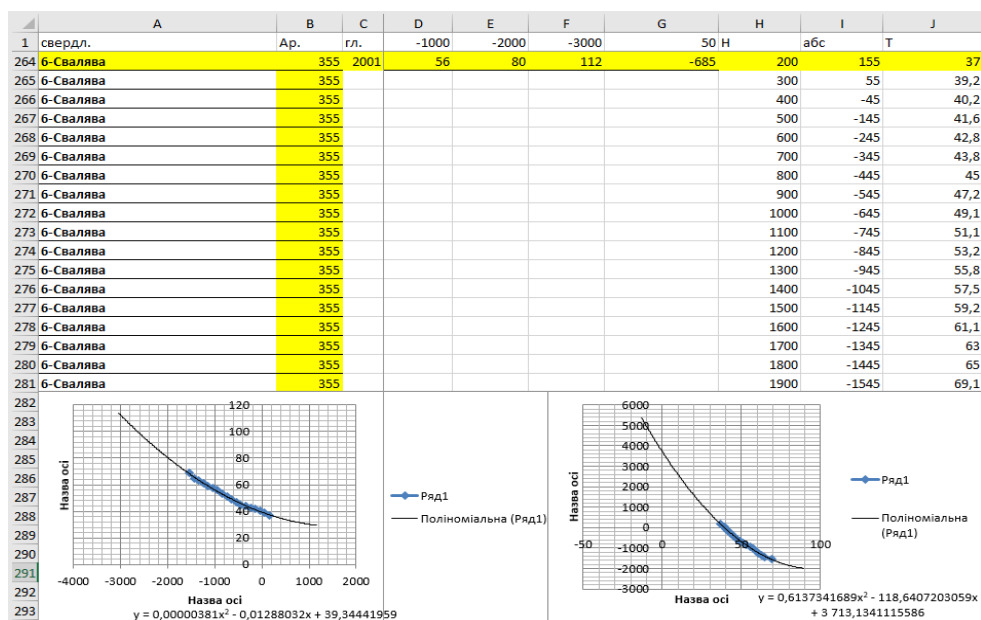


Рис. 3.7. Розрахунок температури на різних гіпсометричних рівнях, а також глибини залягання ізотермічної поверхні +50 °C на основі фактичних замірів температури у стовбурі свердловини (на прикладі св. № 6-Свалява).

На картах розподілу температур на гіпсометричних рівнях -1000, -2000 та -3000 м в межах Мукачівської западини відслідковується контрастна регіональна додатня температурна аномалія в районі її південного борту з центром розміщення св. № 6-Виноградово. Дана аномалія чітко корелюється з Берегівським міоценовим магматичним комплексом (рис.1.8, 3.1), який, здебільшого, перекритий осадовою товщею міоцену. В межах даної аномалії розміщується Мартівське родовище вуглекислого газу, що приурочене до інтрузивного тіла. По покрівлі доенеогенової гетерогенної основи прослідковується густа мережа пересічень регіональних повздовжніх, поперечних та меридіональних глибинних тектонічних розломів. На графічних побудовах також відмічено локальну контрастну додатню аномалію, яка прослідковується на різних гіпсометричних рівнях у північно-східній частині Мукачівської западини та корелюється з Залузьким субрегіональним підняттям. В центральній частині даної аномалії розміщуються св. №№ 1, 3-Залуж та №№ 1, 2, 3-Яблунів. В межах Залузької брахіантикліналі відкрито Станівське газове родовище, яке приурочене до групи повздовжніх розломів, що розбивають Станівську структуру на окремі блоки (рис.2.7.). Інші локальні додатні аномалії, що чітко прослідковуються до відмітки – 3000 м відповідно приурочені до Чопського підняття в зоні перетину регіональних повздовжніх та поперечних розломів, в місці розміщення свердловин № 3 та № 41-Чоп, а також аномалія, приурочена до Русько-Комарівської антиклінальної структури, яка, як було описано вище, ускладнена інтрузивом, який є структуроформуючим чинником Русько-Комарівського газового родовища (рис. 2.6). Слід відмітити, що центр аномалії співставляється з густою мережею повздовжніх глибинних розломів, які пересікаються з повздовжніми розломами вищого порядку. На гіпсометричних рівнях -2000 та -3000 м чітко фіксується локальна додатня аномалія в південно-східній частині Мукачівської западини з центром розташування св. № 1 та № 2-Королево та межує з

південно-західною частиною вулканічного пасма Шолес. В центрі даної геотермічної аномалії розташовується Королівське газове родовище, на яке, в структурному плані донеогенової поверхні накладається 2 повздовжніх регіональних розлома.

По карті глибини залягання ізотермічної поверхні $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$ чітко вимальовується додатня аномалія в крайній північно-західній частині Мукачівської западини. В її центрі розміщено свердловину № 1-Ужгород. Також дана аномалія уже меншого радіусу простежується на гіпсометричному рівні -1000 м, проте на гіпсометричних рівнях -2000 м та -3000 м вона вже не простежується. Примітним є те, що в даній зоні абсолютні відмітки покрівлі донеогенового фундаменту коливаються від -700 до -1700 м що є одними із найвищих місць залягання донеогенового фундаменту відносно рівня моря. Розсіювання аномалії на гіпсометричних рівнях -2000 та -3000 м може бути спричинене незначною товщею неогенового чохла у цій зоні. Так як породи фундаменту є більш консолідованими ніж молодші верхньозалягаючі відклади неогену, які, за рахунок меншого ущільнення та більшого міжпорового простору виконують роль теплового екрану, то їх мінімальна товщина у межах даної ділянки могла позначитись на збереженні тепла в надрах.

Загалом, в структурному плані додатніх геотермічних аномалій, що простежуються на всіх досліджуваних гіпсометричних рівнях, відносні відмітки залягання підосви товщі неогенових молас становлять від -1500 до -3600 м, що відповідає товщині неогенового чохла в межах 1700-3800 м.

Від'ємні геотермічні аномалії прослідковуються у межах Мукачівської западини вздовж усієї південно-західної та західної частини прогину в районі м. Ужгород та в районі розташування стратовуканів поблизу м. Чоп та стратовулкану в районі розташування св. № 1-Велика Добронь. Також від'ємну геотермічну аномалію зафіксовано південніше Королівського газового родовища, в центрі якої розташована свердловина № 4-Виноградів. Спільною рисою усіх від'ємних геотермічних аномалій є

те, що у їх структурному плані зустрічаються лише поодинокі глибинні розломи, а товщина неогенових молас сягає від 700 до 1700 м.

В межах Солотвинської западини додатню температурну аномалію, по карті глибини залягання ізотермічної поверхні $+50^{\circ}\text{C}$ та по всіх досліджуваних гіпсометричних рівнях зафіксовано в районі Солотвинського та Дібровського газових родовищ. Також дана аномалія прослідковується і на гіпсометричних рівнях -1000 та -2000 м, а на гіпсометричному рівні аномалія зміщується в сторону Грушівської структури, в межах якої пробурено св. № 4 – Грушівська. Слід зазначити, що в межах Грушівської площі було отримано припливи газу 0,3 – 1,6 тис. $\text{м}^3/\text{добу}$ (таблиця 2.1). В структурному плані даної аномалії простежується густа мережа повздовжніх глибинних розломів, що контролюються поперечними регіональними розломами.

Від’ємна регіональна аномалія зафіксована в центральній частині Солотвинської западини, збільшення її поширення по площі простежується в сторону Карпатської складчастої споруди. Необхідно відмітити, що у її структурному плані мережа глибинних тектонічних розломів досить рідка. Товщина неогенового структурно-тектонічного поверху загалом витримана по Солотвинській западині в межах 1800-2700 м.

Вигорлат-Гутинська гряда, як і вулканічне пасмо Шолес чітко корелюються з регіональною від’ємною геотермічною аномалією. Магматичні утворення, які слугують одним із основних агентів перенесення тепла з глибин були вивержені на денну поверхню, та вистигли протягом часу. Так як дані відклади були утворені в одну фазу вулканізму, та, загалом, мінералогічно представлені однорідно (на 90 % андезитобазальтами та андезитами)[77], то однорідність мінералогічного складу могла сприяти кращій теплопровідності, а, отже, швидшому вистиганню. В межах залягання інтрузивних тіл надінтрузивні осадові товщі за рахунок літологічної мінливості, а отже, і різної теплопровідності, могли виконувати екрануючу роль для теплових потоків.

Окремим результатом аналізу даних графічних побудов є різке простеження зменшування прогрітості надр в сторону Карпатської складчастої споруди. Зокрема, це підтверджується даними температурних замірів у свердловинах в межах площі Свалява, які пробурено вже за межами власне Закарпатського прогину.

Слід відмітити, що прогрітість надр Мукачівської западини є суттєво вищою ніж у межах Солотвинської западини. Цю особливість можна пояснити інтенсивним розвитком вулканічної діяльності в історії розвитку території, що проявилась, в основному, в межах Мукачівської западини.

Чітко простежується зіставлення в плані газових родовищ та додатніх температурних аномалій на всіх гіпсометричних рівнях. При чому практично всі додатні геотермічні аномалії приурочені до зон інтенсивного розвитку глибинних розломів. Дана особливість є підставою стверджувати, що наявність додатніх геотермічних аномалій є додатнім критерієм при прогнозуванні газоносності в межах локальних об'єктів прогину.

3.5 Розсіяна органічна речовина

Вперше ідея про органічне походження нафти була висказана ще в 1763 р. М.В. Ломоносовим. Згідно його уявлень нафта утворюється в результаті розгонки кам'яного вугілля під впливом «підземного жару».

Пізніше, майже до початку ХХст., дослідниками висувались гіпотези органічного походження нафти та газу, при чому одні дослідники вважали, що нафта утворюється з рослинних решток, а інші основне значення надавали ОР тваринного походження [19]. Проте всі варіанти гіпотези органічного походження ВВ об'єднує те, що вихідним матеріалом для утворення нафти та газу є ОР. Отже, процес утворення нафти і газу охоплює період накопичення органічної речовини в осадових відкладах [12]. Розсіяна органічна речовина (РОР), яку називають керогеном, являє собою продукт діагенетичного перетворення сапропелевого і гумусового матеріалів [25].

Наявність органічних залишків у різновікових комплексах підтверджують результати мікроскопічного вивчення шліфів (рис. 3.8., 3.9., 3.10), у яких зафіксовано мікрофауністичні залишки.

З метою лабораторного опрацювання кам'яного матеріалу щодо вмісту C_{org} автором було зібрано максимально доступний обсяг керну, що зберігався у керносховищах державних нафтогазорозвідувальних підприємств на час досліджень. У відділі осадових товщ Інституту геології і геохімії горючих копалин НАН України (м. Львів) проаналізовано 57 взірців, що були відібрані з різновікових комплексів порід, розкритих 26 глибокими свердловинами як в межах Мукачівської, так і Солотвинської западин. Серед світ міоцену, якими представлені проаналізовані взірці, зокрема, відклади тересвинської, солотвинської, новоселицької світ та карпатійського ярусу. Також, серед досліджених взірців присутній керновий матеріал, відібраний з товщі донеогенового складчастого фундаменту. Відносний вік взірців донеогенового віку -

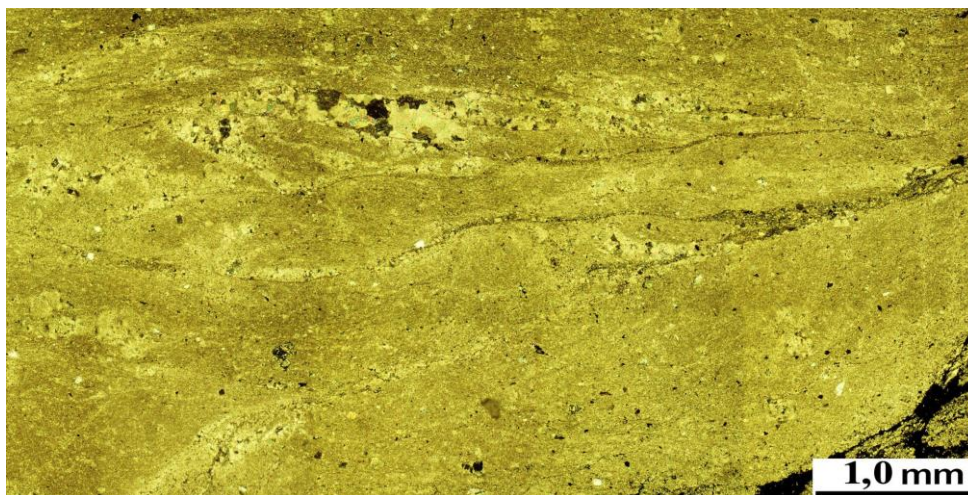


Рис. 3.8. Св. № 1-Буштино. Глибина відбору керна 1900-1904 м (К). Динамометаморфізований мармуризований тріщинуватий зоо-фітогенний пелітоморфний вапняк з домішкою пеліто-алевритових уламків кварцу.

Текстура мікробудинажу, ділянки перекристалізації вздовж тріщин, пелітоморфна структура основної маси. Подекуди видно пеліто-алевритові зерна кварцу. Ніколі X.

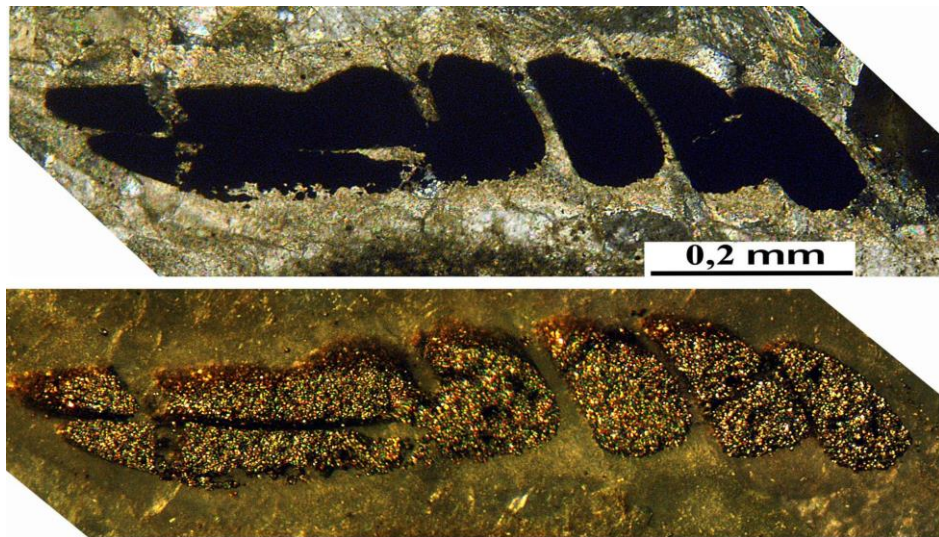


Рис. 3.9. Св. № 8-Теребля. Глибина відбору керн 2009-2017 м (К).
Седиментогенний мармуризований карбонатний гравеліт
карбонатизований, піритизований і катаклазований. Фауна в уламку
пелітоморфного вапняку повністю заміщена піритом. Верхній рисунок –
ніколі II, нижній – відбите світло.

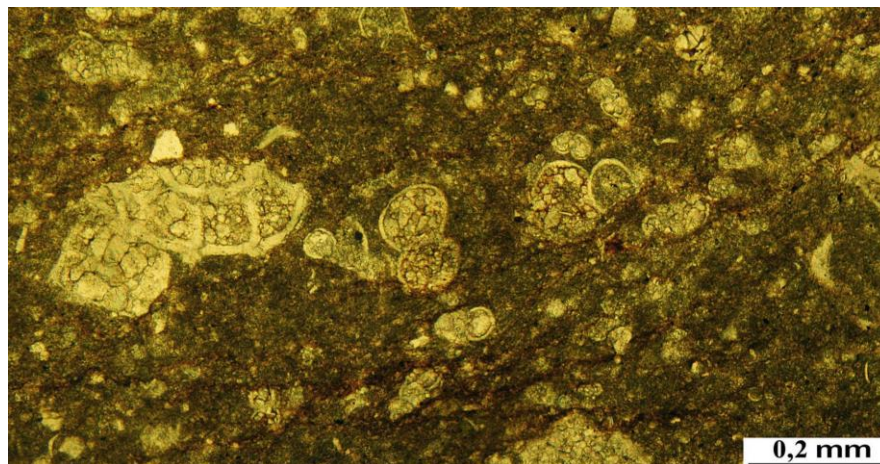


Рис. 3.10. Св. № 8-Тячів. Глибина відбору керн 928-939 м (N_{1bs+ts}).
Зоо-фітогенний мармуризований пелітоморфний вапняк, пронизаний
прожилками кристалічно-зернистого кальциту, динамометаморфізований.
Заміщені кальцитом рештки фауни і пелітоморфні уламки кварцу в
матриці пелітоморфного вапняку. Ніколі II.

олігоцен, крейда та нерозчленовані відклади тріас-юри.

Дослідження проводились методом «мокрого спалювання». Метод прямого аналізу водних розчинів є, без сумніву, найбільш прийнятним для визначення органічного вуглецю. Принцип методу наступний: метод заснований на окисленні органічних речовин сумішшю хромової і сірчаної кислот в потоці кисню при нагріванні з додатковим допалюванням газоподібних продуктів над розігрітою оксидом хрому на пемзі і ваговим визначенням двоокису вуглецю. Чутливість методу 0,1-0,5 г/л. вуглецю. Для аналізу малих вмістів вуглецю об'єм проби збільшується до 5 мг. Похибка визначення $\pm 10\%$ [78].

Результати лабораторного опрацювання керну подано в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2.

Вміст $C_{\text{орг}}$ в різновікових комплексах порід Закарпатського прогину. Склад Локтев А.А. за результатами лабораторного опрацювання ІГГГК НАН України [54].

Назва площі	№ св.	Інтервал відбору керна, м	Вміст $C_{\text{орг}}$ в породі (ваг. %)	Відносний вік вмісної породи	Літологічна різновидність
<i>Мукачівська западина</i>					
Бородісько-Новосільська	1	1550	0,15	N_1k	пісковик
		1650-1656	0,08	T-J	глин. вапняк
		1692	0,36	T-J	алев-т вапн.
		1850	0,3	T-J	алев-т вапн.
		1900	1,36	T-J	вапн. алевр-т
Велико-Добронська	1	893-900	1,36	N_1lk	доломіт
		2781-2788	0,9	T-J	вапняк
Залузька	2	1286-1294	0,15	N_1st	пісковик
		1383-1386	0,56	N_1st	пісковик
Іршавська	1	2138-2132	2,53	N_1tb_1	пісковик арг.
		2205-2208	0,73	N_1tb_1	Пісковик арг.
Ужгородська	15	832-834	0,43	N_1db	туфіт
		1963-1964	0,92	N_1st	брекчія
Чорнопотіцька	2	2792-2800	0,05	K_2	доломіт
<i>Солотвинська западина</i>					
Буштинська	1	403-411	0,27	N_1sl	аргіліт
		995	-	інтрузія	габродіорити
		1251	-	інтрузія	габродіорити
		1900	1,8	K_2	пісковик

Продовження таблиці 3.2.

	5	750	0,15	N _{1st}	алевроліт
Грушівська	4	1321-1325	0,77	N _{1st}	алевроліт
		3016	0,61	N _{1nv}	пісковик
		3270-3275	0,84	P ₃	пісковик
Данилівська	1 (п)	1100-1106	0,59	N _{1tb2}	агріліт
		1208-1211	0,25	N _{1tb2}	агріліт
		1342-1350	0,32	N _{1tb1}	пісковик арг.
		1607-1612	0,08	N _{1tb1}	пісковик арг.
		1690-1696	0,11	N _{1tb1}	пісковик арг.
		2011-2017	0,83	N _{1nv}	туфіт
	1	2361-2363	0,95	N _{1tb}	доломіт
Сокирницька	1	988-996	0,65	N _{1tb2}	доломіт
		1108-1113	0,38	N _{1nv}	алевроліт
	3	1613-1621	0,37	N _{1nv}	пісковик
		1748-1756	0,9	N _{1nv}	доломіт
Солотвинська	21	1290-1296	0,43	N _{1ts}	алевроліт
		1656-1662	-	N _{1st}	туфіт
	22	2003	0,4	N _{1k}	пісковик вапн.
		2151	2,73	P ₃	пісковик
		2155	0,57	P ₃	аргіліт вапн.
	23	1566	-	N _{1nv}	туфіт
		2153	0,19	P ₃	аргіліт
		2198	0,7	P ₃	пісковик вапн.
		2396	1,54	P ₃	пісковик
	28	2351-2353	0,7	P ₃	аргіліт піск.
		2447-2450	0,49	P ₃	аргіліт піск.
Тереблянська	1	1760-1762	0,52	P ₃	доломіт
	2	2152-2156	0,45	K ₂	алевроліт
	6	1779-1785	0,56	N _{1tb1}	пісковик
		2139-2146	0,48	N _{1nv}	пісковик
	8	2009-2014	0,5	N _{1k}	пісковик
	9	2564-2571	0,57	K ₁	пісковик вапн.
	10	2385-2392	0,65	K ₂	пісковик вапн.
Тячівська	3	982-993	0,18	N _{1tb1}	аргіліт
		1168-1182	0,58	N _{1nv}	пісковик
	6	490-498	0,08	N _{1ts}	пісковик
		540-548	0,18	N _{1ts}	алевроліт
		928-934	0,2	N _{1st}	пісковик
	8	928-934	1,79	N _{1st}	пісковик

3.6 Нафтогазогенераційний потенціал різновікових стратиграфічних комплексів на основі вмісту $C_{\text{орг}}$

На основі результатів лабораторних аналізів 6 взірців новоселицької світи міоцену, що відібрані зі свердловин, пробурених в межах Солотвинської западини, приходимо до висновку, що дані відклади відповідають «низьким» та «задовільним» значенням нафтогазогенераційного потенціалу [34].

Кількісний вміст $C_{\text{орг}}$ є критичним параметром для визначення якості будь-яких нафтогазоматеринських порід. Вуглець входить до складу всіх органічних речовин, що вміщуються в осадових відкладах, таких як кероген, бітум і вуглеводні [5].

Кількість органічної речовини, наявної у вихідних породах, вимірюється загальним вмістом органічного вуглецю ($C_{\text{орг}}$), що вимірюється у вагових відсотках (ваг. %), $C_{\text{орг}}$ є найпершим параметром, який визначається в процесі визначення нафтогазоматеринських порід. Очевидно, що накопиченням нафти та газу пов'язуються осадові товщі, збагачені органічним матеріалом. Рядом досліджень, що присвячені проблемі з'ясування материнських товщ в межах нафтогазоносних провінцій, встановлено, що вони повинні вміщувати мінімум 0,5 ваг. % $C_{\text{орг}}$. Нижні межі вмісту $C_{\text{орг}}$ у нафтогазоматеринських товщах не були однозначно доведені, але дані, які б вказували на суттєвий нафтогазогенераційний потенціал товщ з вмістом $C_{\text{орг}}$ менше 0,5 % є не переконливими [3].

Для оцінки осадових комплексів Закарпатського прогину було використано шкалу оцінювання нафтогазогенераційного потенціалу аторства Н. Dembicki [2].

Розподіл на групи щодо залежності нафтогазогенераційного потенціалу від частки $C_{\text{орг}}$ в породі наведено в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3.

Залежність нафтогазогенераційного потенціалу материнських порід від вмісту $C_{орг}$ [2].

№	Показник нафтогазогенераційного потенціалу	Вміст $C_{орг}$ в породі, (%)
1	низький	0,0-0,5
2	задовільний	0,5-1
3	добрий	1-2
4	відмінний	>2

Проаналізувавши вміст $C_{орг}$ у вмісних породах різновікових комплексів можна зробити судження про нафтогазогенераційний потенціал окремих осадових товщ, що представлені в межах Закарпатського прогину на основі кількісного показнику вмісту $C_{орг}$ в породах.

З нерозчленованої товщі тріас-юрських відкладів загалом досліджено та проаналізовано 5 взірців кернавого матеріалу. Слід відмітити, що всі досліджені взірці було відібрано зі свердловин, пробурених виключно в межах Мукачівської западини. Значенням низького нафтогазогенераційного потенціалу відповідають 3 взірця, вміст $C_{орг}$ в яких коливається в межах 0,08-0,36 ваг. %. Інші 2 взірця містять 0,9 та 1,36 ваг. % органічного вуглецю, що свідчить про, відповідно, «задовільний» та «добрий» нафтогазогенераційний потенціал відкладів даного віку.

Відклади нижньої крейди охарактеризовані лише 1 дослідженням та проаналізованим взірцем, відібраним зі свердловини № 1-Тереблянська, що містить 0,65 % $C_{орг}$ та відповідає «задовільному» значенню щодо можливості генерування вуглеводнів (таблиця 3.4).

Оцінка нафтогазогенераційного потенціалу різновікових стратиграфічних комплексів Закарпатського прогину на основі кількісного вмісту $C_{орг}$.

Склав Локтєв А.А.

№	Стратиграфічний комплекс	Індекс горизонту	К-сть досліджених взірців кернавого матеріалу	Вміст $C_{орг}$ в породі, ваг. %	Показник нафтогазогенераційного потенціалу
1	тріас-юра (нерозчленована товща)	T-J	5	0,08-1,36	Низький-добрий
2	Нижня крейда	K ₁	1	0,65	Задовільний
3	Верхня крейда	K ₂	4	0,45-1,8	Низький-добрий
4	олігоцен	P ₃	9	0,19-2,73	Низький-відмінний
5	Карпатійський ярус міоцену	N _{1k}	3	0,15-0,5	Низький
6	Новоселицька світа міоцену	N _{1nv}	6	0,48-0,9	Низький-задовільний
7	Н.-тереблянська підсвіта міоцену	N _{1tb1}	7	0,08-2,53	Низький-відмінний
8	В.-тереблянська підсвіта міоцену	N _{1tb2}	3	0,25-0,65	Низький-задовільний
9	Солотвинська світа міоцену	N _{1st}	9	0-1,79	Низький-добрий
10	Тересвинська світа міоцену	N _{1ts}	4	0,08-0,92	Низький-задовільний
11	Доробратівська світа міоцену	N _{1db}	1	0,43	Низький
12	Луківська світа міоцену	N _{1lk}	1	1,36	добрий

Дещо краще охарактеризовані відклади верхньої крейди, з осадових комплексів якої досліджено 4 взірця, відібраних зі свердловин № 1-Чорнопотіцька (Мукачівська западина), № 2, 10-Тереблянські та № 1-Буштинська. Вміст $C_{орг}$ у 3 взірцях коливається в межах

0,05-0,65 ваг. %, а 1 взірець охарактеризований вмістом 1,8 ваг. % $C_{орг}$ (св. № 1-Буштинська), що відповідає значенню «доброго» нафтогазогенераційного потенціалу.

З відкладів олігоцену відібрано та проаналізовано 9 взірців, зі свердловин № 4-Грушівська, № 22, 23, 28-Солотвинські, №1-Тереблянська, що пробурені в межах Солотвинської западини. Вміст $C_{орг}$ у проаналізованих 7 взірцях не досягає 1 ваг. %, проте взірець зі свердловини № 23-Солотвинська містить 1,54 ваг. %, а взірець, відібраний зі свердловини № 22-Солотвинська містить 2,73 ваг. % $C_{орг}$, що, відповідно, вказує на «добре» та «відмінне» значення нафтогазогенераційного потенціалу щодо вмісту органічного вуглецю.

У відкладах карпатійського ярусу, що представлені терешульськими конгломератами, проаналізований керновий матеріал характеризується низькими значеннями вмісту $C_{орг}$, а, отже, і низьким нафтогазогенераційним потенціалом.

На основі результатів аналізу 6 взірців новоселицької світи міоцену, що відібрані зі свердловин, пробурених в межах Солотвинської западини, можемо зробити висновок, що дані відклади відповідають «низьким» та «задовільним» значенням нафтогазогенераційного потенціалу.

Відклади нижньотереблянської підсвіти, що охарактеризовані аналізами кернового матеріалу з 7 інтервалів глибин відібраних у свердловинах, пробурених як у межах Солотвинської та Мукачівської западин. Керновий матеріал, відібраний у товщі новоселицької світи зі свердловин у межах Солотвинської западини характеризується мінімальними значеннями $C_{орг}$. Взірці, відібрані зі свердловини № 1-Іршавська місять 0,73 та 2,53 ваг. % $C_{орг}$, що відповідає «відмінному» значенню нафтогазогенераційного потенціалу.

Верхньотереблянська підсвіта міоцену, що літологічно представлена відкладами кам'яної солі та глинами, очікувано не характеризується високим вмістом $C_{орг}$.

Солотвинська світа досліджена та охарактеризована 9 взірцями, які, загалом, вміщують 0,7 ваг. % $C_{орг}$. Взірець, відібраний зі свердловини № 8-Тячівська вміщує 1,79 ваг. % органічного вуглецю, що відповідає «доброму» значенню нафтогазогенераційного потенціалу.

З товщі тересвинської світи відібрано та проаналізовано 4 взірця, вміст $C_{орг}$ в яких не перевищує 0,9 ваг. %.

З товщі доробратівської світи було проаналізовано 1 взірець, який відповідає «низькому» значенню нафтогазогенераційного потенціалу.

Єдиний взірець, що був відібраний з товщі луківської світи, вміщує 1,36 ваг. % $C_{орг}$, що відповідає «доброму» значенню нафтогазогенераційному потенціалу з позиції вмісту $C_{орг}$ в породі.

Висновки до розділу 3. Ряд пошукових площ в межах Мукачівської западини виведено з пошукового буріння з від'ємними результатами через недостовірність проектних побудов при картуванні інтрузивних тіл. Виходячи з цього, при підготовці газоперспективних структур до вводу в пошукове буріння у комплексі з сейсморозвідкою слід проводити гравіметричні та магнітометричні дослідження.

Утворення тектонічних деформацій, у тому числі пластичних, відбувається під час переміщення мас порід по площинах ковзання різномасштабних розривів кількох генерацій – від глибинних розломів до тріщин. Механізм переміщення вуглеводнів вертикальними тріщинами і каналами, спричинений діяльністю регіональних розломів і утворення систем мікро – і макротріщин.

Характерною особливістю Закарпатського прогину є те, що в структурному плані всіх без виключення родовищ накладаються глибинні розломи донеогенового ложа.

Наявність інтрузивних тіл в розрізі структур в межах Мукачівської западини є позитивним критерієм при прогнозуванні газоносності.

В межах Закарпатського прогину досліджено температурний режим на різних гіпсометричних рівнях. Додатні геотермічні аномалії в

структурному плані часто співпадають з зонами пересічення регіональних глибинних розломів. Наявність додатніх геотермічних аномалій є позитивним критерієм при прогнозуванні газоносності в межах локальних об'єктів Закарпатського прогину, так як до них приурочені всі без виключення існуючі газові родовища.

Щодо вмісту C_{org} загалом було проаналізовано 57 вірців, що були відібрані з різновікових комплексів порід, розкритих глибокими свердловинами. В товщі донеогенового фундаменту «добрими» та «відмінними» показниками нафтогазогенераційного потенціалу з позиції вмісту C_{org} характеризуються окремі вірці з нерозчленованої товщі тріас-юри, верхньої крейди, олігоцену. В окремих вірцях з неогенового структурного поверху, відібраних з нижньотереблянської, солотвинської та луківської світ зафіксовано наявність вмісту C_{org} від 1 до 2,53 ваг. %, що відповідає «доброму» та «відмінному» показникам нафтогазогенераційного потенціалу з позиції вмісту C_{org} . Тож, за умови достатньої термальної зрілості окремі осадові комплекси як донеогенового ложа, так і в товщі неогенових молас, можуть розглядатись як нафтогазоматеринські.

Розділ 4.

ПОДАЛЬШІ НАПРЯМКИ ГРР В МЕЖАХ ПРОГИНУ

При плануванні подальших геологорозвідувальних робіт слід враховувати особливості геологічної будови території, регіональну газоносність, особливості хімічного складу природних газів, роль глибинних тектонічних розломів, ускладненість окремих локальних ділянок інтрузивними тілами, присутність в розрізі пошукових об'єктів товщ, що збагачені органічною речовиною, температурний режим.

Першочергово слід сконцентрувати зусилля на пошуках покладів природних газів у межах структур Солотвинської западини, газоносність яких пов'язується з товщею донеогенового складчастого фундаменту, зокрема, відкладами палеогену та крейди. Встановлено, що природні гази, які залягають в осадових товщах крейдового віку в межах Солотвинської западини характеризуються вмістом метану понад 80 %, а природні гази, що приурочені до товщі палеогену містять від 91 до понад 97 % метану та його гомологів, тож є висококалорійними. Отже, пріоритетність опощування структур в межах Солотвинської западини, газоносність яких пов'язується з відкладами даного віку, слід вважати першочерговою. Окрім того, за результатами лабораторного опрацювання кам'яного матеріалу встановлено, що вміст C_{org} в осадових товщах верхньої крейди досягає 1,8 ваг. %, що відповідає «доброму» показнику нафтогазогенераційного потенціалу з позиції вмісту C_{org} . Відклади олігоцену вміщують 2,73 ваг. % C_{org} , що відповідає показнику нафтогазогенераційного потенціалу з позиції кількості C_{org} як «відмінний». Тож дані відклади можуть розглядатись не лише як вміщуючі комплекси, але, і, потенційно нафтогазоматеринські. Тож цілком ймовірно, що високий вміст метану у покладах природних газів, приурочених до відкладів крейди і палеогену формувались, в тому числі, за рахунок деградації керогену під впливом високих температур протягом часу.

Наявність інтрузивних у геологічних розрізах перспективних структур, що розташовані в межах Мукачівської западини є додатним критерієм при прогнозуванні газоносності. Водночас, слід враховувати, що Русько-Комарівське, Королівське та Мартівське газові родовища, в розрізах яких виявлено інтрузивні утворення, характеризуються низьким вмістом метану та його гомологів. Натомість, природні гази даних родовищ містять значний вміст азоту і вуглекислого газу. Тож низький вміст метану в хімічному складі природних газів суттєво впливає на якість товарної продукції та вимагає витрати значних обсягів ресурсів на їх підготовку перед подачею в газотранспортні мережі. Таким чином перспективні структури, що розташовані в межах Мукачівської западини та ускладнені інтрузивними тілами, слід розглядати як другочергові по пріоритетності вводу в пошукове буріння. При підготовці даних об'єктів для вводу у глибоке буріння слід враховувати досвід опошукування структур, що, згідно проектних графічних побудов, були ускладнені інтрузивними утвореннями. До прикладу, в межах Вінківської та Лісківської антиклінальних структур інтрузивних тіл не виявлено, не зважаючи на збільшення проектних глибин свердловин. Водночас, пошуковими свердловинами в межах Арданівської газоперспективної площі було розкрито інтрузивні утворення, які не передбачались згідно проектної геологічної моделі, яка була створена за результатами сейсмічних досліджень. Тож некоректне геологічне моделювання структур стало причиною того, що вищезгадані пошукові площі було виведено з буріння з від'ємними результатами. Для підвищення точності прогнозування інтрузивних утворень при паспортизації структур в межах Мукачівської западини, в комплексі з сейсморозвідкою, слід проводити гравіметричні та магнітометричні дослідження.

Так як по структурних планах донеогенового складчастого фундаменту всіх без виключення відкритих газових родовищ прослідковуються повздовжні, поперечні та меридіональні регіональні розломи, а в деяких

випадках, навіть їх пересічення, то їх наявність в структурному плані підготовлених об'єктів, поза сумнівом, слід розглядати позитивним критерієм при прогнозуванні газоносності.

Наявність зон температурних максимумів, що простежуються на всіх гіпсометричних рівнях до відмітки -3000 м слід розглядати додатнім критерієм при прогнозуванні газоносності в межах локальних об'єктів. Твердження випливає з того, що всі без виключення газові родовища, що відкриті в межах Закарпатського прогину, у структурному плані накладаються на додатні температурні аномалії.

Для остаточного підтвердження нафтогазогенераційного потенціалу різновікових осадових товщ в межах Закарпатського прогину слід провести комплексні дослідження кам'яного матеріалу щодо визначення типу керогену та межі його просторового поширення, а також визначити термальну зрілість осадових відкладів, що відповідають, принаймні, «задовільним» значенням нафтогазогенераційного потенціалу з позиції вмісту $C_{орг}$. Водночас, слід продовжити лабораторні дослідження кам'яного матеріалу з метою дослідження кількісного показнику $C_{орг}$ у вмісних породах як неохоплених дослідженнями вікових товщ, так і з'ясування характеру площі поширення комплексів, збагачених $C_{орг}$.

Висновки до розділу 4. Першочергово слід сконцентрувати зусилля на пошуках природних газів у межах структур Солотвинської западини, газоносність яких пов'язується з товщею донеогенового складчастого фундаменту, зокрема, відкладами палеогену та крейди. Дані відклади вміщують висококалорійні гази та повинні розглядатись не лише як вміщуючі, але, і, потенційно нафтогазоматеринські.

Наявність тектонічних розломів та додатніх аномалій є додатніми критеріями при прогнозуванні нафтогазоносності в межах локальних ділянок. Наявність інтрузивних тіл в розрізах структур Мукачівської западини є додатнім критерієм, проте слід враховувати, що природні гази надінтрузивних товщ, зазвичай, є низькокалорійними.

ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі на основі комплексного аналізу геологічних, геофізичних, геохімічних даних вирішені поставлені наукові та практичні задачі:

1. Проаналізовано стан геологічного вивчення та особливості геологічної будови Закарпатського прогину.
2. Систематизовано всі зафіксовані газопрояви та газові родовища, їх компонентний хімічний склад та проаналізовано особливості їх площинного та вертикального поширення.
3. Проаналізовано існуючі погляди щодо генезису нафти і газу, а також щодо генезису природних газів Закарпатського прогину.
4. З'ясовано вплив тектоніки та магматизму на формування газонасності території.
5. Вперше проведено комплексне дослідження різновікових комплексів порід Закарпатського прогину щодо кількісного вмісту органічного вуглецю.
6. Вперше виділено потенційно нафтогазоматеринські товщі з позиції кількісного вмісту C_{org} в осадових комплексах Закарпатського прогину.
7. Вперше на основі стовбурних замірів температур у понад 60 глибоких свердловинах детально досліджено температурний режим на різних гіпсометричних рівнях (до -3000 м) та встановлено зв'язок між контрастними додатними температурними аномаліями та газонасністю території.
8. Розроблено додаткові критерії прогнозування газонасності надр у межах Закарпатського прогину.
9. Запропоновано пріоритетні напрямки проведення геологорозвідувальних робіт на виявлення покладів природних газів.

ЛІТЕРАТУРА

1. Bagriy I., Gozhik P., Repkin A., Kuzmenko S., Loktiev A., Semenuk V.. Rationale of search technology on hydrogen and geodynamic phenomena (oil and gas regions, mine fields). *Геологічний журнал*. 2019. №2 (367). С.18-28.
2. Dembicki, Jr. H. (2009), “Three common source rock evaluation errors made by geologist during prospect or play appraisals” *AAPG Bulletin*, vol. 93, pp. 341-356.
3. Diversity of Petroleum in terms of Source Rock Properties and Secondary Alteration Processes. Dissertation for the degree of Philosophiae Doctor (Ph.D.) Tesfamariam Berhane Abay. Oslo, Norway, 2017 P.19. [Електроний ресурс]. Режим доступу: <https://www.duo.uio.no/bitstream/handle/10852/59641/Abay-PhD-Thesis-2017.pdf?sequence=1&isAllowed=y> (дата звернення: 24.09.2018). Назва з екрану.
4. Dolton, G., Pannonian Basin Province, Central Europe (Province 4808), Petroleum Geology, Total Petroleum Systems, and Petroleum Resource Assessment. Bulletin 2204-B.
5. Interpreting Total Organic Carbon TOC in Source Rock Oil Plays. Stefan Steiner, Syed Asif Ahsan, Ishan Raina, Suvodip Dasgupta, Grzegorz, P. Lis [Електроний ресурс]. Режим доступу: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-183050-MS> (дата звернення: 24.09.2015). Назва з екрану.
6. Алферьев Г.П. Некоторые соображения о молодых движениях Карпат. *Труды Львовского геологического общества. Геологическая серия*. Л., 1948. Вип. 1. С. 87–106.
7. Атлас родовищ нафти і газу України. Т.V. / за ред. М. М. Іванюта. Українська нафтогазова академія. Л.: Центр Європи. 1998. С. 19–21.

8. Бакиров А.А. Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа. М.: Вища школа, 1976. с.191.
9. Бітумонафтогазогеологічне районування, нафтові і газові родовища та підземні сховища газу / І.М.Фик та ін.; за ред.: О.О. Орлова. Івано-Франківськ: «Симфонія форте», 2015. с.199.
10. Богданов А.А., Высоцкий Б.П., Пушаровський Ю.М. Очерк истории развития взглядов на тектонику Восточных Карпат. *Тр. Моск. геол.-развед. ин-та*. 1950. № 25. С. 13–24.
11. Бондарчук В.Г. Тектоника Карпат. Издательство академии наук Украинской ССР. К. 1962, 115 с.
12. Бурштар М.С. Основы теории формирования залежей нефти и газа. М.: недра, 1973. с.215.
13. Василенко А.Ю. Утворення вулканічного хребта великий шолес у контексті динамо-кінематичної схеми неогенового магматизму Закарпаття. *Геолого-мінералогічний вісник Криворізького національного університету*. 2015. № 1 (33). с.75.
14. Всё про нефть и газ [Електроний ресурс]. Режим доступу: <http://nefti-gaz.ru/litera/index0211.htm> (дата звернення: 24.09.2018). Назва з екрану.
15. Высоцкий И.В., Оленин В.В. Глубинная зональность в распределении скопления углеводородов. *Вестн. МГУ. Серия Геология*. 1964. № 6. С.17-22.
16. Генезис нефти и газа: доклады, представленные на всесоюзное совещание по генезису нефти и газа. Г. Москва, февраль 1967. М.:Недра. 1967. 711 с.
17. Геодинамика Карпат / С.С. Круглов, С.Е. Смирнов, С.М. Спитковская, Л.Е. Фильштинский та ін. К.: Наук.думка. 1985, 136 с.

18. Геологический словарь: в двух томах / под ред. К. Н. Паффенгольца. М.: «Недра», 1973.
19. Геология и геохимия нефти и газа. / А.А. Бакиров та ін.; за ред.: З.А.Табасаранского, А.А. Бакирова. М.:Недра. 1982. 288с.
20. Геология нефтяных и газовых месторождений Украинской ССР. / В.В. Глушко та ін. М.: гос. научно-тех. изд. нефтяной и горно-топливной литературы, 1963. 315с.
21. Гзовский М.В. О задачах и содержании тектонофизики. *Изв. АН СССР, Сер. Геофиз.* 1954. № 3. С. 244–263.
22. Глибинна геологічна будова Карпатського регіону / Г.Ю.Бойко, П.Ю.Лозиняк, Х.Б. Заяць, С.Г. Анікеєв, М.Й. Петрашкевич. *Геологія і геохімія горючих копалин.* 2003. №2. С.12–22.
23. Глубинное строение, развитие и нефтегазоносность Украинских Карпат / Г.Н. Доленко, Л.Т. Бойчевская, Л.Г. Данилович и др. К: Наук. Думка, 1980. 148 с.
24. Глушко В.В., Круглов С.С. Обоснование направлений поисков нефти и газа в глубокозалегающих горизонтах Украинских Карпат. К.: Наук. думка, 1977. 208с.
25. Глущенко И.М. Теоретические технологии горючих ископаемых. М: Металлургия, 1990. с.34.
26. Гогель. Ж. Геотермия. М.: Мир, 1978. С.11–135.
27. Графическое моделирование оползневых тел. А.Ю. Панфилов, 2004. Семинар № 1 [Электроний ресурс]. Режим доступу: <https://cyberleninka.ru/article/v/graficheskoe-modelirovanie-opolznevyyh-tel> (дата звернення: 24.01.2012). Назва з екрану.
28. Доленко Г.Н. Условия формирования нефтяных месторождений Восточных Карпат. *Проблема миграции нефти и формирования*

нефтяных и газовых скоплений: матер. Львов. дискус., 8– 12 мая 1957г. М: Гостоптехиздат. 1959. С. 257-266.

- 29.Доценко В.В. Геохимия газа. Происхождение нефти и газа: учеб. пособие. Ростов-на-Дону.: Изд-во Ростовского ун-та, 2001. 39с. [Електроний ресурс]. Режим доступу: <http://window.edu.ru/resource/780/19780/files/rsu52.pdf> (дата звернення: 24.09.2018). Назва з екрану.
- 30.Жиловский Н.И. Геологическое строение и оценка перспектив нефтегазоносности юго-западного склона Украинских Карпат.: автореф. дисс. канд. геол.-минер. наук. Л., 1963. 36с.
- 31.Закономерности температурных аномалий нефтяных и газовых месторождений Прикарпатья и Закарпатья. / С.Г.Думанский и др.; под ред.: С.Г.Думанского. Тр. УкрНИГРИ. М.: Недра, 1965. Вып 10. 124с.
32. Закономірності нафтогазоносності Передкарпатського і Закарпатського прогинів / Г.Н. Доленко та ін. К.: Наук. думка, 1969. 202 с.
- 33.Карпатська нафтогазоносна провінція / В. В. Колодій та ін.; за ред. В.В. Колодій; НАН України, Інститут геології і геохімії горючих копалин, Національна акціонерна компанія "Нафтогаз України", ДП "НДІ нафтогазової промисловості". Л.: ТОВ "Український Видавничий центр"; К. , 2004. 390с.
- 34.Карпенко О.М., Крочак М.Д., Байсорович І.М. Актуальні проблеми нафтогазової геології: навч. посіб. К.:КНУ ім. Т.Шевченка, 2017. 101с.
- 35.Козлов А.Л. Проблемы геохимии Природных газов. М-Л. 1950. С.16.

36. Королівське газове родовище. [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://uk.wikipedia.org/wiki/Королівське_газове_родовище (дата звернення 02.11.2018). Назва з екрану.
37. Краюшкин В.А. Абиогенно-мантийний генезис нафти. К.:Наук. думка, 1984. 158с.
38. Крігінг [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://uk.wikipedia.org/wiki/Крігінг> (дата звернення: 27.09.2019). Назва з екрану.
39. Кропоткин П.Н. Напряжённое состояние земной коры по измерениям в горных выработках и геофизическим данным. *Проблемы теоретической и региональной тектоники*. М.: Наука. 1971. С. 238 – 253.
40. Круглов С.С., Цыпко А.К. Тектоника Украины. М: Недра, 1988. С.220-224
41. Крупський Ю, Крупська О. Виділення перспективних територій для пошуку родовищ зі значними запасами вуглеводнів у Західному нафтогазоносному регіоні. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2008. №1. С. 5–10.
42. Крупський Ю.З. Геодинамічні умови формування і нафтогазоносність Карпатського та Волино-Подільського регіонів України. К.: УкрДГРІ, 2001. 144 с.
43. Крупський Ю.З., Марусяк В.П. Відновлення покладів вуглеводнів та виявлення ліквідованих свердловин з пропущеними продуктивними горизонтами (на прикладі Західного НГР). *Scientific Journal «ScienceRise»*. 2015. №8/1(13). С.25-31.
44. Кутас Р., Майцин Д. Геотермические условия зон неовулканизма Закарпатского прогиба. *Вісник КНУ. Геологія*. 2014. Вип. 3(66). С.39–43.

45. Кутас Р.И. Тепловой поток и геотермические модели Земной коры Украинских Карпат. *Геофизический журнал*. 2014. № 6, Т.36. С.3–12.
46. Кутас Р.І. Відображення тектоніки Східних Карпат в тепловому полі. *Геодинаміка*. 2011. № 2 (11). С.149.
47. Кутас Р.И. Тепловой поток и геотермические модели земной коры Украинских Карпат. *Геофизический журнал*. 2014. №6, Т.36. С. 3–27.
48. Лепігов Г., Гулій В., Побережська І, Локтев А. Про застосування геосолітонної концепції генезису вуглеводнів у геологічних умовах України. *Вісник Львівського університету. Серія геологічна*. 2013. Вип. 27. С. 94–103.
49. Линецкий В.Ф. Миграция нефти и формирование её залежей: монографія. К.: Наук. думка. 1965. 200 с.
50. Літолого-стратиграфічна характеристика розрізу Закарпатського прогину. Медвідь М.І. [Електроний ресурс]. Режим доступу: <https://www.sworld.com.ua/index.php/ru/geology-m116/mining-geology-m116/27599-m116-221> (дата звернення: 13.06.2017). Назва з екрану.
51. Лозиняк П, Місюра Я. Особливості геологічної будови донеогенового фундаменту Закарпатського прогину. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2010. №3-4 (152-153). С.73-84.
52. Лозиняк П. Історія розвитку поглядів на геологічну будову Карпат. *Вісник Львівського університету. Серія геологічна*. 2013. Вип. 27. С.152–176.
53. Локтев А.А. Особенности геологического строения месторождений природных газов и их компонентный состав в пределах Закарпатского прогиба Украины. *Науки о Земле на современном этапе: материалы XI Междунар. науч.-прак. конф., г. Москва, 14 февраля 2014г. М., 2014. С.17–20.*

- 54.Локтєв А.А. Кількісний показник C_{org} різновікових комплексів Закарпатського прогину як критерій оцінки нафтогазогенераційного потенціалу. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2019. №1.- С.35-42.
- 55.Локтєв А.А. Особливості газоносності Закарпатського прогину. *Геологічний журнал*. 2019. №3(368). С.45-51.
- 56.Локтєв А.А. Нові напрями пошуків газу у Закарпатському прогині. *Нафтогазова галузь України*. 2019. №2.С.19-24.
- 57.Локтєв А.А. Перспективи нарощення вуглеводневої сировинної бази Закарпатської газоносної області (на прикладі Залузького субрегіонального підняття). *Вісник Харківського національного університету*. 2013 № 1084. С.79-83.
- 58.Локтєв А.А. Причини деяких негативних результатів пошукових робіт на газ в Закарпатському прогині (на прикладі Лісківської площі). *Питання розвитку газової промисловості України*: зб. наук. пр. Випуск XXXIX. Х., 2011. С.28-37.
- 59.Локтєв А.А. Проблеми прогнозування інтрузивних тіл як причина отримання від'ємних результатів при проведенні геологорозвідувальних робіт на нафту і газ у межах Чоп-Мукачівської западини Закарпатського прогину. *Геологія і геохімія горючих копалин*: матеріали Міжнарод. наук. конф. «Проблеми геології і геохімії горючих копалин», м. Львів. 2011. №1-2(154-155). С. 90–92.
- 60.Локтєв А.А. Теплове поле, досвід та перспективи використання геотермальних ресурсів Закарпатського прогину. *Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування*: матеріали конф. Т.2. м.Трускавець 7-11 жовтня 2019 р. С.327.
- 61.Лукин А.Е. Инъекции глубинного углеводородно – полиминерального вещества в глубокозалегающих породах

- нефтегазоносных бассейнов: природа, прикладное и геологическое значение. *Геол. Журн.* 2000. № 2. С. 7 – 21.
62. Лукин А.Е. О природе трещиноватости нефтегазоносных пород-коллекторов с низкопроницаемой матрицей. *Допов. НАН України.* 2015. №6. С. 114-122.
63. Маєвський Б, Євдошук М, Лозинський О. Нафтогазоносні провінції світу: підручник для ВНЗ. К.: Наукова думка. 2002. 403 с.
64. Маєвський Б.Й. Роль нафтогазогеологічної науки в забезпеченні вуглеводневою сировиною. *Проблеми нафтогазового комплексу України 1993–2002.* Л.: УНГА. 2002. С. 5–13.
65. Маєвський Б.Й. Теоретичні аспекти нафтогазової геології (стан і проблеми). *Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геології: зб. наук. праць.* К.: 2000. Т1. С. 22–29.
66. Маєвський Б.Й., Куровець С.С. Генезис вуглеводнів і формування їх покладів як основа прогнозування нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів осадових басейнів [Електроний ресурс]. Режим доступу: <https://www.sworld.com.ua/simpoz6/75.pdf> (дата звернення 20.04.2015).
67. Малофеев Е.Ф. Развитие неогенового вулканизма Закарпатья: автореф. дисс. д-ра геол.-минер. наук. М. 1963. 50с.
68. Місюра Я.Б. До питання нафтогазоносності Закарпатського неогенового прогину. *Збірник наукових праць УкрДГРІ.* 2008. №1. С.13–14.
69. Модернізація стратиграфічних схем мезозойських відкладів України / М.М. Іванік, Д.М. П'яткова, Л.Ф. Плотнікова, Н.М. Жабіна, О.А. Шевчук, О.Д. Веклич, О.В. Анікеєва. *Модернізація стратиграфічних схем мезозойських відкладів України. Тектоніка і Стратиграфія.* 2014. Вип.41. С.76–80.

70. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України : монографія. У 8 кн.
Кн. 2. Західний нафтогазоносний регіон / Ю.З. Крупський та ін.; за
ред. О.Ю Зейкана, І.М, Куровець. НАК «Нафтогаз України» та ін. К.:
Ніка-Центр. 2014. 400 с.
71. Новітні дослідження геологічної будови і перспектив
нафтогазоносності глибокозанурених горизонтів Українських
Карпат: Монографія / Б.Й. Маєвський та ін.; за заг. ред. Б.Й.
Маєвського. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2012. С.207–208.
72. Орлов О.О., Омельченко В.Г., Локтєв А.В. Сланцевий і вугільний газ
та інші джерела енергоносіїв майбутнього. / Івано-Франківськ:
«Симфонія форте», 2012. С. 86.
73. Орлов О.О., Омельченко В.Г.. Використання гідротермальної і
петротермальної енергії землі. *Геологічний журнал*. 2010. №4. С.39.
74. Осадчий В.Г., Крупський Ю.З., Куровець І.М., Грицик І.І.,
Приходько О.А. Геотермічні умовини Складчастих Карпат і
Закарпатського прогину. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2008. № 1(17).
С. 16-21.
75. Павлюк М.І., Варічев С.О., Різун Б.П., Савчак О.З. Поля
геодинамічних напружень, проникність гірських порід, глибинні
термальні флюїди і нафтогазоносність. *НАН України. Геологія і
геохімія горючих копалин*. 2002. № 4. С. 3–10.
76. Павлюк М.І., Ляшкевич З.М., Медведєв А.П. Українські Карпати в
структурі Панкардії. *Геодинаміка*. 2013. Вип. 1(14). С.45–48.
77. Павлюк М.І., Ляшкевич З.М., Медведєв А.П. Українські Карпати в
структурі Панкардії. *Геодинаміка*. 2013. Вип. 1(14). С.53.
78. Перегуд Е.А. Санитарная химия полимеров. Л: Химия. 1967. С.40.
79. Петрашкевич М. Й., Лозыняк П. Ю. Структурное районирование
основания Закарпатского прогиба. *Региональная геология УССР и*

- направления поисков нефти и газа: сб. науч. тр. Л.:УкрНИГРИ. 1988. С. 72–79.
- 80.Петрашкевич М.И. Краткий обзор геологического строения и перспектив нефтегазоносности Закарпатского прогиба. М: Гостоптехиздат, 1963. С.193-200.
- 81.Порфирьев В.Б. Ученый, геолог, педагог, человек. К.:Научн.изд. Института геол. наук НАН Украины. 2000. С. 62–69.
- 82.Пояснительная записка к Дипломному Проекту на тему «Визуализация инженерных и научных расчетов» Москва 2002г. [Электроний ресурс]. Режим доступа: <https://www.docsity.com/ru/vizualizaciya-inzhenernyh-i-nauchnyh-raschetov/1451096/> (дата звернення: 24.01.2012). Назва з екрану.
- 83.Приходько М. Г., Пономарьова Л. Д. Геологічна будова Закарпатського прогину: монографія. К.: УкрДГРІ. 2018. 84 с.
- 84.Происхождение и миграция нефти и газа. / Г.Н. Доленко та ін.; под ред.:И.И.Чебаненко. К.: Наук. думка. 1984. 178 с.
- 85.Разломная тектоника Предкарпатского и Закарпатского прогибов и ее влияние на распределение залежей нефти и газа / Г.Н. Доленко, Л.Т. Бойчевская, И.В. Килин, и др. К.: Наукова думка, 1976, 126 с.
- 86.Розділ 3. Методи дистанційного виявлення родовищ рудної та нерудної сировини. Монографія "Сучасні методи дистанційного пошуку корисних копалин" С.177 [Електроний ресурс]. Режим доступу: <https://ujrs.org.ua/ujrs/article/download/142/158/> (дата звернення: 24.02.2019). Назва з екрану.
- 87.Свириденко В.Г. Спитковская С.М. Палеозойские отложения фундамента Закарпатского прогиба. *Геол. журн.* 1979. Вип.2(39). С.81–92.

- 88.Словарь по гидрогеологии и инженерной геологии Режим доступа: http://gidrogeology.academic.ru/природные_газы (дата звернення: 24.09.2018). Назва з екрану.
- 89.Стратиграфія неогенових відкладів Закарпатського прогину / А.Андрєєва-Григорович, Л. Пономарьова, М. Приходько, В.Семененко. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2009. № 2 (147). . С.58-70.
- 90.Ступка О. Геодинамічний аспект нафтоутворення. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2017. №1-2 (93). С.169.
- 91.Субботин С.И. Глубинное строение Советских Карпат и прилегающих территорий по данным геофизических исследований. К.: Изд-во АН УССР, 1955. 260 с.
- 92.Тектоника Украинских Карпат (объяснительная записка к тектонической карте Украинских Карпат м-ба 1:200 000). В.С.Буров и др. Львов, УкрДГРИ, 1986 г. 123 с.
- 93.Тектонічна карта України. Масштаб 1:1000000. Пояснювальна записка. Частина 1. Міністерство охорони навколишнього природного середовища України. Державна геологічна служба. Український державний геологорозвідувальний інститут. К.: УкрДГРІ, 2007. –165с.
- 94.Тепловой режим недр СССР: монография. / за науч. ред.: Ф.А.Макаренко. М.: Ордена трудового красного знамени институт, труды. 1970. Вып. 218. С.99.
- 95.Уточнення ресурсної бази вуглеводнів Закарпаття / М.В. Харченко, А.М. Коваль, Т.Є. Довжок, Н.В. Юник та ін. [Електроний ресурс]. Режим доступу: http://www.geology.com.ua/wp-content/uploads/2014/09/20_Kharchenko.pdf дата звернення: 24.09.2018). Назва з екрану.

- 96.Харченко М.В., Маслюк О.О. Зони тектонічних порушень як фронтальні екрани покладів вуглеводнів: матеріали VI міжнар. наук.-практ. конф.: у 2 т. Державна комісія України по запасах корисних копалин (ДКЗ). К.: ДКЗ. 2019. Т. 1. С. 55–60.
- 97.Хоменко В.І. Глибинна будова Закарпатського прогину. К.: Наукова думка, 1971. 226 с.
- 98.Чебаненко І.І. Розломна тектоніка України. К.: Наук. думка. 1966. 177с.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК 1

Список публікацій за темою дисертації та відомості про апробацію результатів дисертації

статті в наукових фахових виданнях:

1. **Локтєв А. А.** Перспективи нарощення вуглеводневої сировинної бази Закарпатської газоносної області (на прикладі Залузького субрегіонального підняття). *Вісник Харківського національного університету*. 2013 № 1084. С. 79–83.

2. Лепігов Г., Гулій В., Побережська І, **Локтєв А.** Про застосування геосолітонної концепції генезису вуглеводнів у геологічних умовах України. *Вісник Львівського університету. Серія геологічна*. 2013. Вип. 27. С. 94–103. (*Особистий внесок – описано способи використання геосолітонної концепції*).

3. Bagriy I.D., Gozhik P.F., Repkin A., Kuzmenko S.A., **Loktiev A.A.**, Semenuk V.G. Rationale of search technology on hydrogen and geodynamic phenomena (oil and gas regions, mine fields). *Геологічний журнал*. 2019. №2 (367). С. 18–28. (*Особистий внесок – збір та аналітичний огляд інформації щодо основних геологічних чинників газоносності надр*).

4. **Локтєв А. А.** Кількісний показник $C_{орг}$ різновікових комплексів Закарпатського прогину як критерій оцінки нафтогазогенераційного потенціалу. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2019. № 1. С. 41–46.

5. **Локтєв А. А.** Особливості газоносності Закарпатського прогину. *Геологічний журнал*. 2019. № 3 (368). С. 45–51.

6. **Локтєв А. А.** Нові напрями пошуків газу у Закарпатському прогині. *Нафтогазова галузь України*. 2019. №2. С. 19–24.

Опубліковані праці апробаційного характеру

1. **Локтєв А.А.** Особенности геологического строения месторождений природных газов и их компонентный состав в пределах Закарпатского прогиба Украины. *Науки о Земле на современном этапе:*

Материалы XI Международной науч.-прак. конф., г. Москва, 14 февраля 2014г. С. 17–20.

2. **Локтєв А.** Проблеми прогнозування інтрузивних тіл як причина отримання від'ємних результатів при проведенні геологорозвідувальних робіт на нафту і газ у межах Чоп-Мукачівської западини Закарпатського прогину. *Геологія і геохімія горючих копалин: матеріали Міжнарод. наук. конф. «Проблеми геології і геохімії горючих копалин»*, м. Львів, 2011. №1-2(154-155). С. 90–92.