

НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ
ІНСТИТУТ ГЕОЛОГІЧНИХ НАУК

ЛОКТЄВ АНДРІЙ АНДРІЙОВИЧ

УДК 553.981.2 (477.8)

**ГЕОЛОГІЧНІ ЧИННИКИ ГАЗОНОСНОСТІ ЗАКАРПАТСЬКОГО
ПРОГИНУ**

Спеціальність 04.00.17 – Геологія нафти і газу

АВТОРЕФЕРАТ
дисертації на здобуття наукового ступеня
кандидата геологічних наук

Київ – 2019

Дисертацією є рукопис.

Робота виконана в Інституті геології і геохімії горючих копалин НАН України (м. Львів) у відділі геології нафти і газу.

Науковий керівник: доктор геолого-мінералогічних наук, академік НАН України, професор **Павлюк Мирослав Іванович**, Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України (м. Львів), директор

Офіційні опоненти: доктор геологічних наук, професор, **Федоришин Дмитро Дмитрович**, Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу МОН України, завідувач кафедри нафтогазової геофізики

кандидат геолого-мінералогічних наук **Харченко Микола Васильович**, Дочірнє підприємство «Науково-дослідний інститут нафтогазової промисловості» Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України», завідувач відділення геології нафти та газу

Захист відбудеться **«19» грудня 2019 р. о 10⁰⁰** годині на засіданні спеціалізованої вченої ради Д 26.162.02 Інституту геологічних наук НАН України за адресою: 01054, м. Київ, вул. О. Гончара, 55-б.

З дисертацією можна ознайомитись у бібліотеці Інституту геологічних наук НАН України за адресою: 01054, м. Київ, вул. О. Гончара, 55-б

Автореферат розісланий « » листопада 2019 року

Вчений секретар
спеціалізованої вченої ради Д 26.162.02
кандидат геологічних наук

Т.М. Сокур

ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

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 представленій до захисту дисертаційній роботі досліджено особливості хімічного складу природних газів, їх площинне та вертикальне поширення. З'ясовано та досліджено геологічні чинники, що контролюють газонасність Закарпатського прогину, зокрема, досліджено вплив тектонічної діяльності та вулканізму на формування газонасності, 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 газонасністю.

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 газонасності 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_{org} .

3. За даними замірів температури у стовбурах свердловин визначити температурні умови у надрах прогину та їх зв'язок з формуванням газонасності території.

4. Визначити роль глибинних тектонічних розломів у формуванні газонасності території.

5. За результатами проведених досліджень визначити подальші напрями геологорозвідувальних робіт на виявлення покладів природних газів, зокрема, з високим вмістом метану.

Об'єкт досліджень – геологічні чинники газонасності Закарпатського прогину.

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

Методи дослідження:

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

Матеріалом для написання дисертаційної роботи слугували: опубліковані наукові праці, фондові матеріали, що охоплюють питання нафтогазонасності Закарпатського прогину, геологічної та тектонічної будови, гідрогеологічної характеристики, теплового поля, та ін.; результати проведення площинних досліджень геофізичних полів – зокрема сейсмо-магніто- та гравірозвідки; фактичні геолого-геофізичні матеріали, отримані в процесі буріння та випробування глибоких свердловин: описи лабораторних досліджень керну та шламу, результати петрографічних, мікрофауністичних аналізів кернового 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 газонасністю.

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 газонасності Закарпатського прогину і сформулювати підхід до виконання зонального прогнозу газонасності 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 щирю 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 щирю 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.

ОСНОВНИЙ ЗМІСТ РОБОТИ

У **вступі** обґрунтовано актуальність теми дисертації та необхідність проведення досліджень, наведено зв'язок дисертаційної роботи з науковими програмами, планами, темами, сформульовані мета і задачі дослідження, зазначено наукову новизну та практичну цінність отриманих результатів, а також рівень апробації результатів роботи.

Розділ 1 «Геологічна характеристика Закарпатського прогину». В розділі викладені основні результати науково-дослідних та виробничих робіт щодо геологічного вивчення та дослідження газоносності Закарпатського прогину на попередніх етапах, а також подано основні риси його геологічної характеристики.

Геологічні дослідження Закарпатського прогину проводили геологи Австрії, Чехії, Угорщини, Румунії з ХІІІст. Цілеспрямовано на наявність вуглеводнів територію Закарпатського прогину почали досліджувати з 1946 р.

Територія прогину повністю покрита гравірознавкою, 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, що простягається з півночі у південно-східному напрямі, Мукачівська западина на заході та Солотвинська западина на сході, що розмежовані вулканічним пасмом Шолес. За результати буріння встановлено блокову тектоніку фундаменту, що зумовило різке коливання товщин неогенових відкладів. Головними поздовжніми 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. На складнопобудований гетерогенний фундамент із різким кутовим і стратиграфічним неузгодженням накладені фаціально різноманітні відклади неогенової моласи, 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». В розділі систематизовано геологічні дані про зафіксовані газопрояви та газові родовища. Проаналізовано їх приуроченість до тектонічних елементів та стратиграфічних комплексів.

Проаналізовано хімічний склад природних газів та його мінливість в межах різних структурно-тектонічних елементів.

В межах Закарпатського прогину встановлено газоносність різновікових товщ донеогенового складчастого фундаменту та стратиграфічних комплексів неогенового структурно-тектонічного поверху. 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, Теремблянської, Ужгородської, Яблунівської, Лісківської, Дібровської, Данилівської площ при бурінні та випробуванні свердловин зафіксовано газопрояви та газоводопрояви різної інтенсивності.

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

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

На даний час в межах Закарпатської газоносною області відкрито 5 родовищ вуглеводневого природного газу. 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.

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. 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, що вказує на пріоритетність опошукування структур, газоносність яких пов'язується з відкладами даного віку.

Розділ 3. «Геологічні чинники газоносності Закарпатського прогину».

В даному розділі проаналізовано розвиток уявлень про генезис нафти і газу, досліджено погляди дослідників щодо генезису природних газів Закарпатського прогину, з'ясовано роль тектонічних процесів та їх роль у формуванні газоносності території, зокрема, розломної тектоніки та магматизму. Виявлено проблему прогнозування інтрузивних утворень методами сейсморозвідки.

Проведено детальне дослідження температурного режиму на різних гіпсометричних рівнях та виявлено його взаємозв'язок з газоносністю. Виконано лабораторні аналізи кернавого матеріалу щодо кількісного вмісту C_{org} та наведено результати визначення потенційних нафтогазоматеринських товщ з позиції кількісного вмісту C_{org} .

Аналізуючи питання генезису природних газів наведено генетичні класифікації природних газів, запропонованих В.І. Вернадським, В.В. Білоусовим, А.Л. Козловим, І.В. Висоцьким, В.А. Соколовим.

Розглядаючи основні риси абіогенної гіпотези походження нафти та газу вказується, що абіогенний синтез передбачає формування газових покладів шляхом міграції розломами вихідної речовини з верхньої мантії, які трактуються як основні материнські осередки газоутворення.

Щодо біогенної гіпотези, то вказується, що доказом генерування осадовими породами нафтогазових вуглеводнів є наявність у складі їх осадових товщ розсіяної органічної речовини. Посилаючись на Б. Маєвського вказується, що до органічного генезису вуглеводнів можуть бути придатні відклади будь-якого літологічного складу, які вміщують органічну речовину.

Проводячи огляд досліджень, присвячених походженню газів приходимо до висновку, що питання генезису природних газів у межах прогину є нез'ясованим, а систематичних спроб визначення походження природних газів Закарпатського прогину до тепер не зроблено. Далі узагальнено погляди на природу формування газоносності території, що висловлені від радянського етапу досліджень по сьогодні. В 1980 році Г.Н. Доленком наведено аргументи на користь неорганічного синтезу нафти та газу і висловлено погляд про прямий зв'язок тектонічних розломів як можливих каналів міграції з відкритими родовищами вуглеводнів у межах Карпатської нафтогазоносної провінції. Поперечні тектонічні розломи в межах Закарпатського прогину відповідно до уявлень дослідника піддались затуханню, внаслідок чого вони, в основному, проводять газ з верхніх зон астеносфери. Зони газонакопичення в межах Закарпатського прогину дослідник пов'язав з Ужгородським, Середнянським, Залужським, Іршавським, Терелянським, Солотвинським та Чопським блоками Солотвинської і Мукачівської западин. В 2003 р. Г.Ю. Бойко та ін. навели нову схему тектонічного районування Українських Карпат, в якій значна увага приділена глибинним тектонічним розломам, що облягають та пересікають Закарпатський прогин, а також вказано, що глибинні розломи слугують каналами припливу глибинних вуглеводнів та контролюють їхнє площинне розташування. У 2008 Місюра Я.Б. 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 мантії та формування покладу. Також даний дослідник вказує, що не можна забувати і про можливість органічного походження вуглеводнів, процес утворення яких проходить у водоймах, багатих органікою. В 2008 р. Ю. Крупським та О. Крупською 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, а також високо оцінена перспективність структур, що знаходяться в межах зон знаходження та перетинів глибинних розломів. В праці Ю.Крупського та ін., що була опублікована у 2014р. вказано, що газ Закарпатської ГО, швидше за все, магматичного походження. В іншій праці Ю.Крупського у співавторстві з В.Марусяком дослідники, 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.

В огляді праць та досліджень, виконаних на попередніх етапах, що присвячені питанню з'ясування ролі розломної тектоніки у формуванні газоносності наводяться тези багатьох дослідників, що вказують на визначальну роль розломів у формуванні газоносності. Вони вказують, що тріщини різного походження є каналами високої проникності і значної протяжності, тобто підвідними шляхами міграції вуглеводнів до родовища. Також вказується, що розташування зон нафтогазонагромадження контролювалося головним чином структурно-тектонічними і літо-фаціальними умовами розвитку території западини. Родовища газу приурочуються до зон розвитку повздовжньої тектонічної діяльності.

Характерною особливістю Закарпатського прогину є те, що в структурному плані всіх без виключення газових родовищ по покрівлі донеогенового ложа простежуються глибинні розломи. 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. В структурному плані Станівського газового родовища з півночі зафіксовано поперечний Приборжавсько-Сокирницький глибинний розлом, який простежується вздовж усієї осі Закарпатського прогину. Королівське та Мартівське газові родовища по 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, які 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, які простежуються також і в неогеновому структурному поверсі та пересікають усі без виключення газові родовища Закарпатського прогину, то 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. 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 газонасності Закарпатського прогину має визначальне значення.

Описуючи роль магматизму в формуванні газонасності території слід вказати, що згідно класифікації С.М. Спітківської в межах Закарпатського прогину магматичні утворення представлені відкладами, утвореними протягом каледонсько-герцинського та альпійського тектоно-магматичних циклів. Необхідно відмітити, що інтрузивні утворення зафіксовано, пошуково-розвідувальними свердловинами у розрізі газових родовищ, що розміщені в межах Мукачівської западини, зокрема Русько-Комарівського, Мартівського та Королівського. Компонентний склад надінтрузивної товщі Русько-Комарівського газового родовища містить значну частку неуглеводневих компонентів та досягає понад 10 % вуглекислого газу, а також понад 85 % азоту, що зафіксовані при випробуванні горизонтів в інтервалі глибин 685-675 м у св. № 20-Руські-Комарівці. Примітним є і те, що газ Мартівського родовища, в компонентному складі якого на понад 98 % переважає CO_2 залягає у надінтрузивній товщі. 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. 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.

Починаючи з другої половини 90-х років XX століття ряд пошукових площ в межах Мукачівської западини виведено з буріння з від'ємними результатами. На переконання автора першочерговою причиною неотримання припливів вуглеводнів є неточність структурних побудов, які виконано за результатами сейсмічних досліджень. Причиною низької достовірності прогнозування інтрузивних утворень є недостатньо надійна сейсмостратиграфічна прив'язка, що призводить, до хибного прогнозування інтрузивних тіл, та, як наслідок, навіть до виводу площ з буріння через хибне моделювання геологічного середовища перспективних об'єктів.

Більш детальна інформація щодо проблеми прогнозування інтрузій та шляхів її розв'язання подано у розділі 4.

Вивчення особливостей геотермічного режиму 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, особливості газоносності, прогнозувати зони провідних глибинних розломів та наявність інтрузивних утворень. Закарпатський прогин характеризується дуже високими значеннями геотермічного градієнту. Температурні умови в Закарпатському прогині, ймовірно, пов'язані з проявами в недавньому геологічному минулому магматичних і вулканічних процесів. 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. 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 %. Автором на основі термокаротажних діаграм промислово-геофізичних досліджень з 68 опорних, параметричних, пошукових, розвідувальних, геотермальних та структурних свердловин побудовано карти розподілу температур на гіпсометричних рівнях -1000, -2000 та -3000 м, а також карту залягання ізотермічної поверхні +50 °С. 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.

Графічні 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 двовірних наборів даних, що описуються функцією типу:

$$z = f(x, y) \quad (1)$$

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

Ефективність програми інтерполяції двовірних 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.

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

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

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 виміряних 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.

Нижче наведено приклад розрахунку температури на прикладі фактичних замірів у св. № 6-Свалява (рис. 1). 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 глибини залягання ізотермічної поверхні +50 °C відносно рівня моря, результат візуалізації якого подано на графіку в правому нижньому куті.

Вигорлат-Гутинська гряда, як і вулканічне пасмо Шолес, чітко корелюються з контрастною 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), то однорідність мінералогічного складу могла сприяти кращій теплопровідності, а, отже, швидшому вистиганню даних порід. Надінтрузивні осадові товщі, які оповивають інтрузивні утворення, за рахунок літологічної

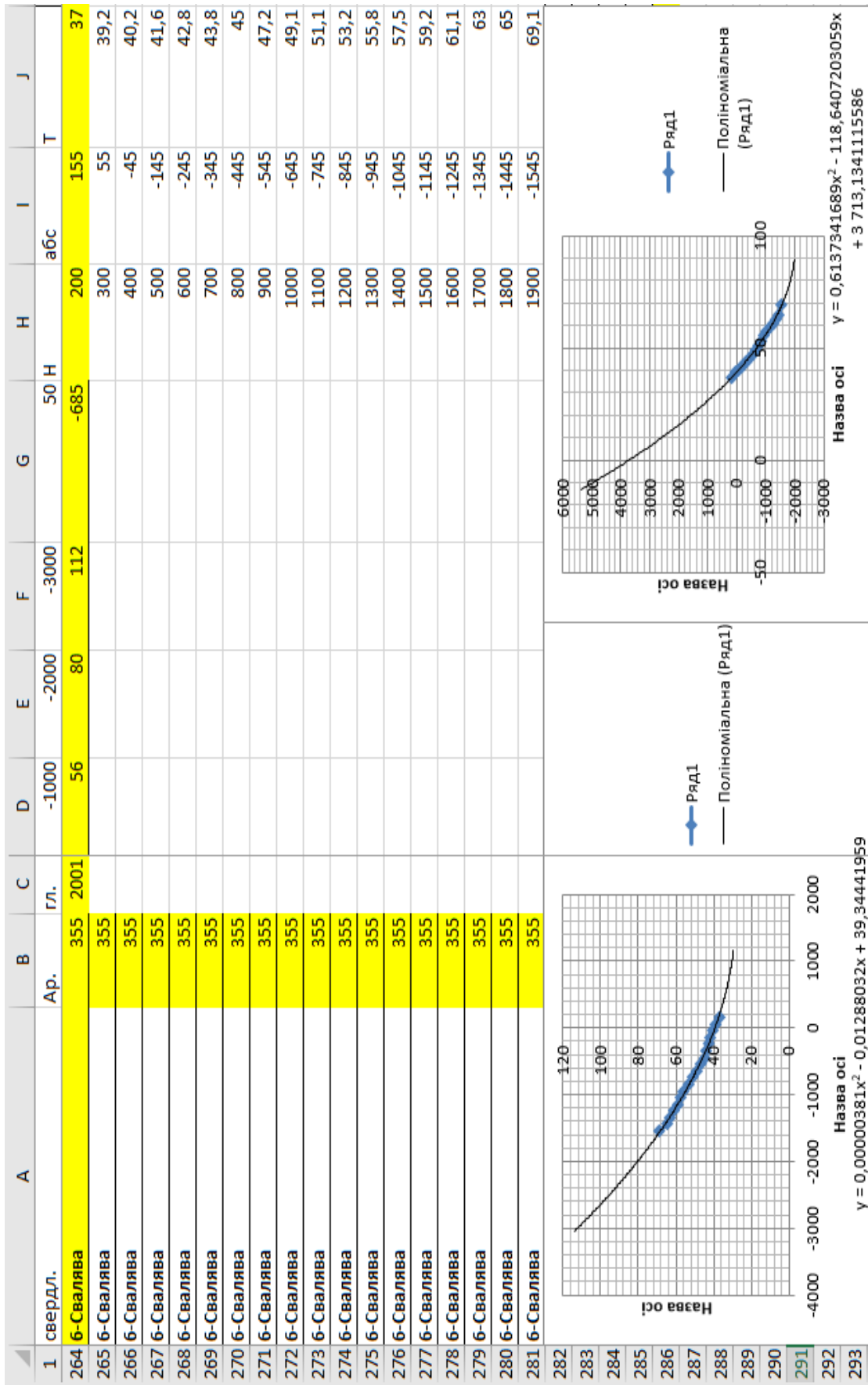


Рис. 1. Розрахунок температури на різних гіпсометричних рівнях, а також глибини залягання ізотермічної поверхні $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$ на основі фактичних замірів температури у стовбурі свердловини (на прикладі св. № 6-Свалява)

мінливості, а отже, і різної теплопровідності, могли виконувати екрануючу роль для теплових потоків.

Окремим результатом аналізу даних графічних побудов є простеження різкого зменшення 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 в межах Мукачівської западини є суттєво вищою, ніж у межах Солотвинської западини. Цю особливість можна пояснити інтенсивним розвитком вулканічної діяльності в історії розвитку території, що протікала, в основному, в межах Мукачівської западини.

Чітко простежується співпадіння в плані газових родовищ та зон температурних максимумів, що простежуються на всіх досліджуваних гіпсометричних рівнях. Причому, практично всі додатні геотермічні аномалії приурочені до зон інтенсивного розвитку глибинних розломів. Дана особливість є підставою стверджувати, що наявність контрастних додатних геотермічних аномалій є додатнім критерієм при прогнозуванні газонасності в межах локальних об'єктів Закарпатського прогину.

Всі варіанти гіпотези органічного походження ВВ об'єднує те, що вихідним матеріалом для утворення нафти та газу є ОР. Наявність органічної речовини у різновікових комплексах підтверджують результати мікроскопічного вивчення шліфів, у яких зафіксовано мікрофауністичні залишки.

Утворення вуглеводнів при проведенні досліджень під дією термокаталітичного впливу на органічні речовини або окремі органічні сполуки осадових відкладів є важливим доказом органічного походження нафти і газу, які залягають в осадових породах. У відділі осадових товщ ІГГК НАН України проаналізовано 57 взірців керну з 26 свердловин щодо визначення кількісного вмісту $C_{орг}$ та встановлено, що в товщі донеогенового фундаменту «добрими» та «відмінними» показниками нафтогазогенераційного потенціалу з позиції вмісту $C_{орг}$ характеризуються окремі взірці з нерозчленованої товщі тріас-юри, верхньої крейди та олігоцену. В окремих взірцях відібраних з нижньотереблянської, солотвинської та луківської світ міоцену вміст $C_{орг}$ коливається від 1 до 2,53 ваг.%, що відповідає «доброму» та «відмінному» показникам нафтогазогенераційного потенціалу. Тож, за умови достатньої термальної зрілості, окремі осадові комплекси в товщі як донеогенового ложа так і неогенових молас, можуть розглядатись як нафтогазоматеринські (таблиця 1).

Розділ 4. «Подальші напрямки ГРР в межах прогину». В даному розділі обґрунтовано подальші напрями геологорозвідувальних робіт на основі виявлених критеріїв прогнозування газонасності.

При плануванні подальших геологорозвідувальних робіт слід враховувати особливості геологічної будови території, регіональну газонасність, особливості хімічного складу природних газів, роль глибинних тектонічних

Таблиця 1.

Оцінка нафтогазогенераційного потенціалу різновікових стратиграфічних комплексів на основі кількісного вмісту C_{org}

№	Стратиграфічний комплекс	Індекс горизонту	К-сть досліджених взірців керна матеріалу	Вміст C_{org} в породі, ваг. %	Показник нафтогазогенераційного потенціалу
1	2	3	4	5	6
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.-терезьянська підсвіта міоцену	N _{1tb1}	7	0,08-2,53	Низький-відмінний
8	В.-терезьянська 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

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 опошукування 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 %, що відповідає «доброму» показнику нафтогазогенераційного потенціалу з позиції вмісту C_{org} . Відклади олігоцену вміщують 2,73 % 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 природних газах, поклади яких приурочені до відкладів крейди і палеогену формувались, в тому числі, за рахунок деградації керогену під впливом високих температур протягом часу.

Наявність інтрузивів у геологічних розрізах перспективних структур, що розташовані в межах Мукачівської западини є додатнім критерієм при прогнозуванні газоносності. Водночас, слід враховувати, що Русько-Комарівське, Мартівське та Королівське 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 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. Дане 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 меж його просторового поширення, а також визначити термальну зрілість осадових відкладів, що відповідають, принаймні, «задовільним» значенням нафтогазогенераційного потенціалу з позиції вмісту C_{org} . Водночас, слід продовжити лабораторні дослідження кам'яного матеріалу з метою визначення кількісного показнику C_{org} у вмісних породах як неохоплених дослідженнями вікових товщ, так і з'ясування характеру площі поширення комплексів, збагачених C_{org} .

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 природніх газів Закарпатського прогину.
4. З'ясовано вплив тектоніки та магматизму на формування газоносності 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 додатніми температурними аномаліями та газоносністю території.

8. Розроблено додаткові критерії прогнозування газоносності надр у межах Закарпатського прогину.
9. Запропоновано пріоритетні напрямки проведення геологорозвідувальних робіт на виявлення покладів природних газів.

СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ 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.

АНОТАЦІЯ

Локтев А.А. Геологічні чинники газоносності Закарпатського прогину. – Рукопис.

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

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

Утворення і формування значних покладів вуглеводнів Західного НГР приурочені до зон перетину глибинних розломів. Глибинні розломи пересікають усі без виключення газові родовища Закарпатського прогину.

Інтрузивні тіла зафіксовано у геологічних розрізах Русько-Комарівського та Мартівського родовищ. Природні гази надінтрузивної товщі Русько-Комарівського родовища, подекуди, вміщують понад 10 % CO₂ та понад 85 % N₂.

На основі промислово-геофізичних термокаротажних діаграм побудовано карти розподілу температур на різних гіпсометричних рівнях. Виявлено співпадіння в плані газових родовищ та контрастних додатніх температурних аномалій на всіх досліджуваних гіпсометричних рівнях.

Визначено кількісний вміст C_{орг} 57 взірців керну та встановлено, що «добрими» та «відмінними» показниками нафтогазогенераційного потенціалу з позиції вмісту C_{орг} характеризуються взірці з окремих осадових товщ мезозою та міоцену.

Визначено подальші напрями ГРР та додаткові додатні критерії прогнозування нафтогазоносності локальних об'єктів.

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

АННОТАЦИЯ

Локтев А.А. Геологические факторы газоносности Закарпатского прогиба. - Рукопись.

Диссертация на соискание ученой степени кандидата геологических наук по специальности 04.00.17 - «Геология нефти и газа». – Институт геологических наук НАН Украины, Киев, 2019.

Диссертация посвящена определению и исследованию геологических факторов газоносности Закарпатского прогиба.

В пределах Закарпатского прогиба выделяют Вигорлат-Гутинскую вулканическую гряду, а также Мукачевскую и Солотвинскую впадины, которые разграничены вулканическим хребтом Шолес. Геологический разрез прогиба состоит из верхнего - неогенового и нижнего - донеогенового структурных этажей.

В результате геологоразведочных работ установлено газоносность как донеогенового фундамента, так и миоценовых моласс. В пределах Закарпатской газоносной области открыто 5 газовых месторождений, и Мартовское месторождение CO_2 . Природные газы Мукачевской впадины в целом характеризуются значительными примесями N_2 и CO_2 .

Образование и формирование значительных залежей углеводородов Западного НГР приурочены преимущественно к зонам пересечения продольных и поперечных глубинных разломов, разделяющих большие блоки земной коры. Углеводороды, образовавшиеся в условиях глубинных зон мантии, в период развития поперечных разломов имели возможность перемещаться по ним к поверхностным зонам земной коры, к породам-коллекторам в осадочном комплексе. Глубинные разломы пересекают все без исключения газовые месторождения Закарпатского прогиба и, вероятно, служат каналами миграции в процессах глубинной дегазации.

Интрузивные образования зафиксировано в геологических разрезах Русско-Комаровского и Мартовская месторождений. Природные газы надинтрузивной толщи Русско-Комаровского месторождения, порой, содержат более 10 % CO_2 и более 85 % N_2 . Примечательным есть то, что газ Мартовского месторождения, в компонентном составе которого более чем 98 % CO_2 , залегает тоже в надинтрузивной толще.

Изучение геотермического режима Складчатых Карпат и Закарпатского прогиба позволяет решать теоретические проблемы геологии и геофизики. Выводы о региональных особенностях теплового поля могут быть сделаны только на основе статистической обработки данных в рамках однородных тектонических элементов. Изменчивость теплового поля в пределах прогиба вызвана, в частности, тектонической активностью, проявлениями которой являются тектонические разломы, интрузивные и эффузивные образования. Автором на основе термокаротажных диаграмм с 68 скважин в программном пакете Surfer построены карты распределения температур на гипсометрических уровнях 1000, -2000 и -3000 м и карта изотермической поверхности +50 °С. Четко прослеживается совпадение в плане газовых месторождений и положительных температурных аномалий на всех исследуемых гипсометрических уровнях.

Образование углеводородов при проведении исследований под действием термокаталитического воздействия на органические вещества является важным доказательством органического происхождения нефти и газа, залегающих в осадочных породах. В отделе осадочных толщ ИГГГИ НАН Украины были проанализированы 57 образцов керна для определения количественного содержания $\text{C}_{\text{орг}}$ в осадочных толщах. Определено, что в толще донеогенового фундамента «хорошими» и «отличными» показателями нефтегазогенерационного потенциала с позиции содержания $\text{C}_{\text{орг}}$ характеризуются отдельные образцы с нерасчлененной толщи триас-юры, верхнего мела, олигоцена. В отдельных образцах, отобранных из отложений нижнетереблянської, солотвинської и луковської свит міоцену содержание $\text{C}_{\text{орг}}$

соответствует «хорошему» и «отличному» показателям нефтегазогенерационного потенциала. Поэтому, при наличии достаточного термальной зрелости, отдельные осадочные комплексы как донеогеновых ложа, так и миоцена, могут рассматриваться как нефтегазоматеринские.

Положительным критерием при прогнозировании нефтегазоносности в пределах перспективных структур является наличие в их структурных планах региональных тектонических разломов. В пределах Мукачевской впадины положительным критерием является наличие интрузивных образований в геологическом разрезе поисковых объектов. В то же время, природные газы месторождений, в геологическом разрезе которых обнаружены интрузии, являются низкокалорийными. Для эффективного картирования интрузивных образований, при паспортизации структур дополнительно следует проводить гравиразведку и магнитометрические исследования.

Наличие в геологическом разрезе перспективных объектов положительных температурных аномалий является положительным критерием прогнозирования газоносности.

В первую очередь следует концентрироваться на исследовании структур в толще мела и олигоцена в пределах Солотвинской впадины. Структуры в пределах Мукачевской впадины, которые усложнены интрузиями, следует отнести к второстепенным через низкое содержание метана в составе газов.

Определены дальнейшие направления ГРП и дополнительные положительные критерии прогнозирования нефтегазоносности локальных объектов.

Ключевые слова: Закарпатский прогиб, геологические факторы, газ, газоносность, разломы, миграция, газовое месторождение, температурный режим, скважина, $C_{орг}$.

ABSTRACT

Loktiev AA. Geological factors of gas bearing in Transcarpathian foredeep. – Manuscript.

Dissertation for a Candidate Degree in Geological Sciences, specialty 04.00.17 «Geology of Oil and Gas». – Institute of Geological Sciences of NAS of Ukraine, Kyiv, 2019.

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

The creation and formation of significant hydrocarbon deposits of the west oil and gas bearing regions are confined to the zones of intersection of deep faults. Deep faults cross all without exception the gas fields of the Transcarpathian foredeep. Intrusive bodies are recorded in the geological sections of the Rusko-Komarivske and Martivske fields. Natural gases of the intrusive thickness of the Rusko-Komarivske field, in some places, contain more than 10 % CO_2 and more than 85 % N_2 .

Based on thermal log charts, temperature distribution maps at different gypsum levels were constructed. The coincidence in terms of gas fields and positive temperature anomalies at all investigated gypsometric levels is revealed.

The quantitative content of TOC in 57 core samples was analyzed, and it was determined that the samples from several sedimentary thicknesses of Mesozoic and Miocene age possess the "good" and "excellent" indices of oil and gas generation potential from the position of TOC content. Positive criteria for the prediction of oil and gas content of local objects are established.

Further directions of exploration and additional positive criteria for prediction of oil and gas bearing within local local are determined.

Keywords: Transcarpathian deflection, geological factors, gas, gas, faults, migration, gas field, temperature regime, well, Sorghum.