

ГЕОЛОГІЯ, РОЗВІДКА ТА ПРОМИСЛОВА ГЕОФІЗИКА НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

УДК 553.982/981

ОСОБЛИВОСТІ ПОШИРЕННЯ ТА ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ПАЛЕОГЕНОВИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ ПІВНІЧНО-ЗАХІДНОЇ ЧАСТИНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

¹Б.Й. Маєвський, ²А.В. Ярема, ¹С.С. Куровець, ¹Т.В. Здерка

¹ ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел. (03422) 42027;
e-mail: grn@nung.edu.ua

² Науково-дослідний і проектний інститут ПАТ «Укрнафта»;
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Північний бульвар ім. О. Пушкіна 2, тел. (03422) 43250

На підставі узагальнення раніше відомих, а також нових геолого-геофізичних досліджень, результатів буріння свердловин та лабораторних аналізів керн побудовано схеми поширення ефективних товщин палеогенових відкладів у межах I та II ярусів структур північно-західної частини Внутрішньої зони Передкарпатського прогину.

Вивчено характер поширення порід-колекторів, уточнено умови їх формування та встановлено основні закономірності їхнього просторового поширення, а також особливості фільтраційно-ємнісних властивостей.

Отримані результати стали основою для виділення нафтогазоперспективних об'єктів у межах обраного району досліджень.

Виділено дев'ять нафтогазоперспективних об'єктів, просторове положення яких підтверджується наявністю газогеохімічних аномалій.

Обсяг сумарних перспективних ресурсів виділених об'єктів, які залягають на глибинах від 2 до 5 км, складають 4221 тис. т нафти.

Основними критеріями під час ранжування об'єктів були глибина залягання об'єкта та величина перспективних ресурсів, оскільки вони визначають економічну доцільність буріння свердловин.

Ключові слова: ефективна товщина; фільтраційно-ємнісні властивості, нафтогазоперспективний об'єкт, перспективні ресурси.

По результатам обобщения ранее известных и новых геолого-геофизических исследований, результатов бурения скважин и лабораторных анализов керн построены схемы распространения эффективных толщин палеогеновых отложений в пределах I и II ярусов структур северо-западной части Внутренней зоны Предкарпатского прогиба.

Изучен характер распространения пород-коллекторов, уточнены условия их формирования и установлены основные закономерности их пространственного распространения, а также особенности фильтрационно-емкостных свойств.

Полученные результаты стали основой для выделения нефтегазоперспективных объектов в пределах выбранного района исследований.

Выделено девять нефтегазоперспективных объектов, пространственное положение которых подтверждается наличием газогеохимических аномалий.

Объем суммарных перспективных ресурсов выделенных объектов, залегающих на глубине от 2 до 5 км, составляет 4221 тыс. т нефти.

Основными критериями при ранжировке объектов являлись глубина залегания объекта и величина перспективных ресурсов, так как они позволяют определить экономическую целесообразность бурения скважин.

Ключевые слова: эффективная толщина; фильтрационно-емкостные свойства, нефтегазоперспективный объект, перспективные ресурсы.

On the basis of the generalization of the previously known and new geological-geophysical survey, the results of drilling and laboratory analyses of core samples, the schemes of the effective thickness of Paleogene sediments distribution within the first and second structure stages of the northwestern Inner zone of the the Precarpathian foredeep.

The distribution character of reservoir rocks was studied, their formation conditions and the main patterns of their spatial distribution and filtering-capacitive properties were determined.

The obtained results became the basis for the allocation of oil-and-gas bearing potential objects within the selected study area.

There were 9 oil-and-gas bearing potential objects allocated with their spatial position verified by the presence of gas geochemical anomalies.

The amount of total prospective resources in the allocated objects at depths of 2-5 km is equal to 4 221 thousand tons of oil.

The main criteria of site classification were the depth of occurrence, the amount of the object prospective resources as they make it possible to determine the economic feasibility of well drilling.

Keywords: effective thickness, filtering-capacitive properties, oil-and-gas-bearing capacity potential object, perspective resources.

Вступ

Стратегія нарощування сировинної бази як основи стабілізації національної економіки передбачає розширення нафтогазопозукових робіт, що, в свою чергу, пов'язане з виявленням нових і перспективних напрямків на основі комплексної оцінки нафтогазоносності. Так як результативність геологорозвідувальних робіт залежить не стільки від технічних засобів їх здійснення, скільки від методів їх виконання та правильного вибору напрямків робіт, то вирішення даної проблеми вимагає системного та комплексного аналізу матеріалів з геологічної будови району досліджень, нафтогазоносності надр та даних розробки родовищ для виявлення нових нафтогазоперспективних об'єктів у старих, освоєних регіонах, до яких відноситься і Передкарпатський прогин.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Питанням геологічної вивченості Карпатського регіону займалося безліч дослідників. Основні риси його будови були з'ясовані у другій половині минулого століття. У геологічній будові Бориславсько-Покутської зони беруть участь два комплекси відкладів: крейдово-палеогеновий фліш та міоценові моласи, перший з яких є основним регіонально витриманим нафтогазоносним комплексом.

У палеогенових відкладах регіонально продуктивними є два комплекси: олігоценний – менлітова світа, еоцен-палеоценовий – вигодська, манявська та ямненська світи. Породами-колекторами у флішовому комплексі є пласти пісковиків і деколи алевролітів, які перешаровуються з аргілітами. Вони характеризуються середніми і низькими колекторськими властивостями. Низькі значення колекторських властивостей порід зумовлені як поганою відсортованістю уламкового матеріалу, так і процесами вторинної цементації.

Флішові товщі Карпатського басейну, на думку А. П. Лісіцина [1], являють собою відклади гравітаційних потоків, які, як відомо, ха-

рактерні для певних типів континентальних окраїн і можуть формуватися як в підніжжі континентального схилу, так і в глибоководних жолобах. Таку думку у своїх працях підтримують також Ю.М. Сеньковський зі співавторами [2], Л.С. Мончак та Ю.Л. Мончак [3].

Головним джерелом винесення теригенних осадів у Карпатський седиментаційний басейн були Центральноєвропейський і Фено-Скандинавський суходоли, складені осадовими та кристалічними породами. Інтенсивне розмивання цих споруд у різні епохи пізньої крейди та палеогену зумовили надходження великої маси теригенного матеріалу, що розтікався та осідав на дні північного сегмента континентальної окраїни Тетис [2].

На думку багатьох науковців, характер поширення порід-колекторів контролюється давніми річками, а саме палеоруслими, якими протягом крейдового та палеогенового періодів здійснювалось постачання уламкового матеріалу. Вперше цю думку висловив В.Н. Утробін [4]. Результатами інтерпретації даних гравіметричної та магнітометричної зйомок [5] підтверджено існування ерозійних долин у крейдовому фундаменті.

На сьогодні існують різні погляди щодо закономірності поширення порід-колекторів у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину. Дослідженням цього питання займалося багато вчених. Так, Г.Н. Доленком [6] було побудовано схематичні карти зміни товщин окремих світ палеогенових відкладів Передкарпатського прогину, де показано вплив древніх поперечних піднять на розподіл товщин і фацій порід.

В. К. Сельським [7] побудовано карти літофацій і товщин у межах двох ярусів складок Бориславсько-Покутської зони, а також Берегової та Орівської скиб. Встановлено різку зміну товщин і літофацій палеогенового флішу з північного заходу на південний схід.

Вагомий внесок у з'ясування особливостей регіонального поширення флішових відкладів Внутрішньої зони Передкарпатського зробили З.В.Ляшевич [8] Л.М.Кузьмик та І.Т.Штурмак [9].

Дослідженнями локального просторового поширення палеогенових алевро-псамітових утворень на прикладі Надвірнянського району нафтогазоагромадження займалися О.С. Щерба з співавторами [10].

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Проблемі просторового поширення палеогенових відкладів північно-західної частини Внутрішньої зони Передкарпатського прогину та оцінці їх перспектив присвячено велику кількість праць, у яких основна увага переважно зверталась на вивчення закономірностей просторового поширення та встановлення їх загальної товщини. Незважаючи на це залишається багато невирішених питань, одним з яких є дослідження товщин порід-колекторів (ефективних товщин) палеогенових відкладів та встановлення закономірностей їх просторового розповсюдження як основи для подальшого обґрунтування перспектив нафтогазоносності у межах об'єкта досліджень.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Для визначення характеру поширення порід-колекторів та уточнення умов формування палеогенових відкладів північно-західної частини Передкарпатського прогину нами побудовано схеми поширення ефективних товщин по I та II ярусах структур (рис. 1-5) із розташуванням ерозійних палеодолин [11]. При побудові схем використано результати як раніше відомих, так і нових геолого-геофізичних досліджень, результати буріння свердловин та лабораторні аналізи керну.

На схемах спостерігається певна закономірність розподілу палеогенових порід-колекторів I та II структурних ярусів. Піщано-алевролітові породи по кожному з виділених горизонтів групуються переважно в лінійно-витягнуті тіла поперечно до карпатського простягання. На основі цих даних можна зробити висновок, що зони розповсюдження головних піщаних тіл Бориславського НГПР пов'язані з двома конусами виносу великих тектонічно-ерозійних долин. До цих тіл приурочена основна нафтогазоносність. Також прослідковується чіткий зв'язок між локальними максимумами ефективних товщин менілітової, ямненської, манявської і вигодської світ та їхньою нафтогазоносністю.

Дослідженнями З.В. Ляшевича [8] встановлено, що депоцентр (ділянка з максимальною товщиною осадів) Внутрішньої зони лежить на продовженні осі Львівсько-Люблінської крейдової западини. На думку автора, можна вважати, що існує безпосередній зв'язок між особливостями палеотектонічної будови Внутрішньої зони прогину з її формуванням у дельтовій обстановці осадконагромадження. У сучасному плані це відповідає північно-західній частині Бориславського нафтопромислового району (північно-західна частина Внутрішньої зони Передкарпатського прогину.)

З характеру розподілу сумарних ефективних товщин піщано-алевролітових порід менілітової світи, можна спостерігати певну поперечну зональність розповсюдження порід-колекторів. Колектори переважно невеликої сумарної товщини від 0 до 20 м і займають значну територію. Визначити чіткі закономірності в розподілі за площею піщаних порід неможливо, так як менілітовим відкладам притаманна різка диференціація зміни товщин. Проте можна прослідкувати збільшення ефективних товщин на локальних ділянках, що охоплюють Бориславський блок у межах двох ярусів складок, Орів-Уличнянську і Стинавсько-Танявську складки, та південно-східний схил Заводівської структури. Незначні за розмірами ділянки з підвищеними значеннями товщин піщаних порід спостерігаються у межах Блажівської і Монастирчанської складок. Тут значення ефективних товщин досягають 40 м. Неоднорідність мінералогічного і гранулометричного складів, слабка окатаність зерен і наявність кременистого матеріалу призвели до того, що більшість піщаних і піщано-алевролітових порід-колекторів мають низьку пористість, яка переважно не перевищує 8 %, винятком є підлоговий горизонт та горизонт клівських пісковиків, пористість яких сягає 10 – 12 %, а проникність – до $16 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Ефективні товщини вигодських пісковиків коливаються від 0 до 54 м. На схемі поширення ефективних товщин вигодської світи можна виділити дві зони максимумів підвищених значень. Перша зона виділяється в західній частині, вона приурочена до другого ярусу структур Старосамбірської складки. Далше, в східному напрямку спостерігається незначне зростання товщин у межах Нагуєвицько-Ясеницької і Опаківської складок. Друга зона чітко виділяється в східній частині. Вона прослідковується в межах двох ярусів, починаючи від Бориславського блоку. Відклади представлені глинистою літофаціальною групою, і тільки в зонах збільшених товщин розвинуті піщано-глиниста і меншою мірою змішана аргіліто-алеврито-піщана група літофацій. Пористість порід-колекторів вигодської світи складає 9 – 12 %, а проникність – $3 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Ямненські відклади на території досліджень майже повсюдно представлені піскуватими товщами. Назагал відмічається різка зміна ефективних товщин по площі навіть у межах окремих складок. Максимальні ефективні товщини зафіксовані у свердловинах 11-Новосхідницька (53 м) і 4-Старосамбірська (68 м).

Товщі ямненської світи не витримані по площі і розрізу внаслідок значних змін фаціального складу та товщин. Пористість порід-колекторів змінюється в широких межах і може сягати 18 %, а проникність становить $1 - 2 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Загалом розріз палеогенових порід-колекторів представлений перешаруванням щільних пісковиків, алевролітів і аргілітів з переважанням останніх.

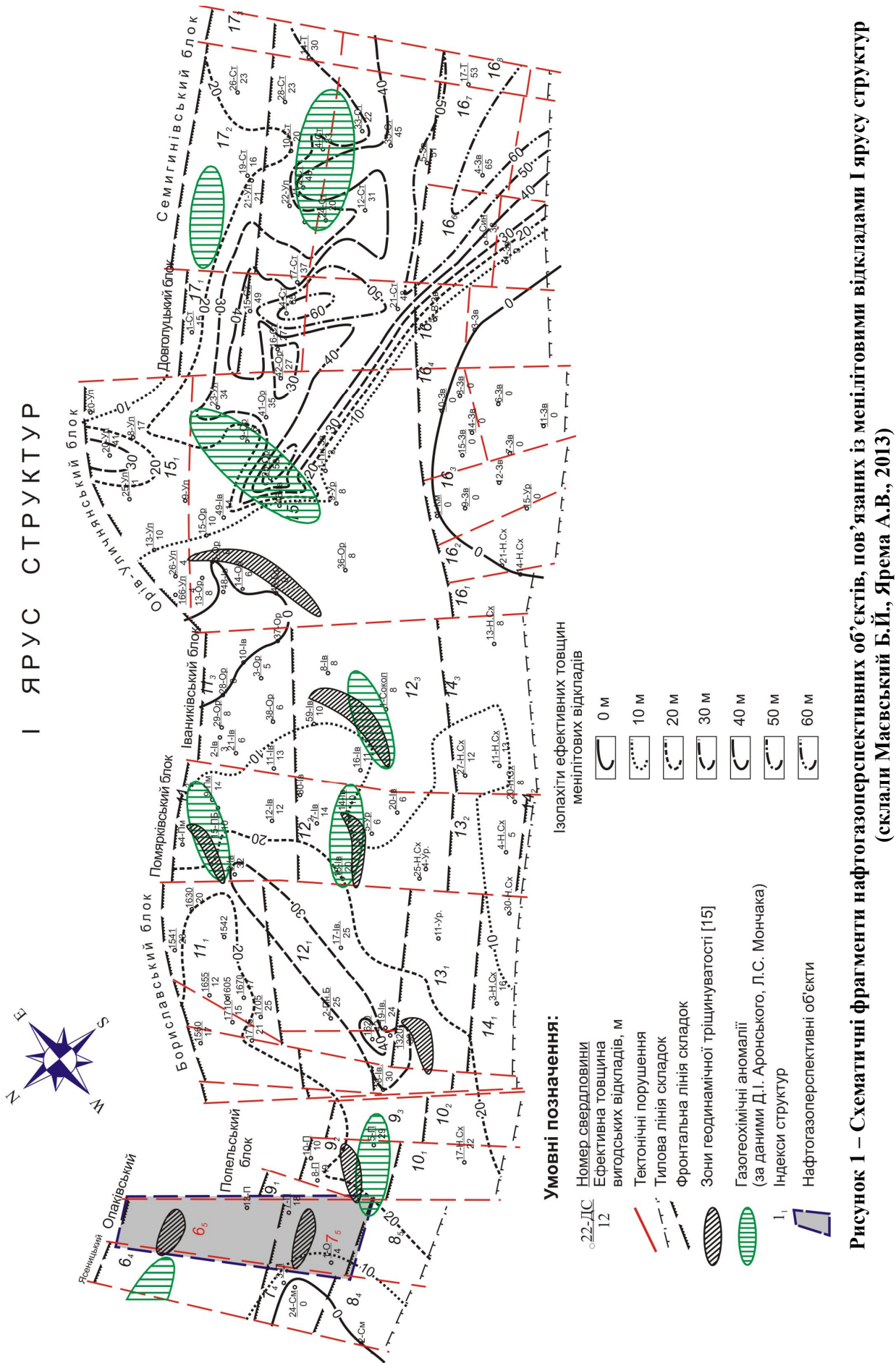


Рисунок 1 – Схематичні фрагменти нафтогазоперспективних об'єктів, пов'язаних із менілітовими відкладами I ярусу структур (склали Масвський Б.Й., Ярема А.В., 2013)



Рисунок 2 – Схематичні фрагменти нафтогазоперсективних об'єктів, пов'язаних із менілітовими відкладами II ярусу структур (склади Масвський Б.Й., Ярема А.В., 2013)

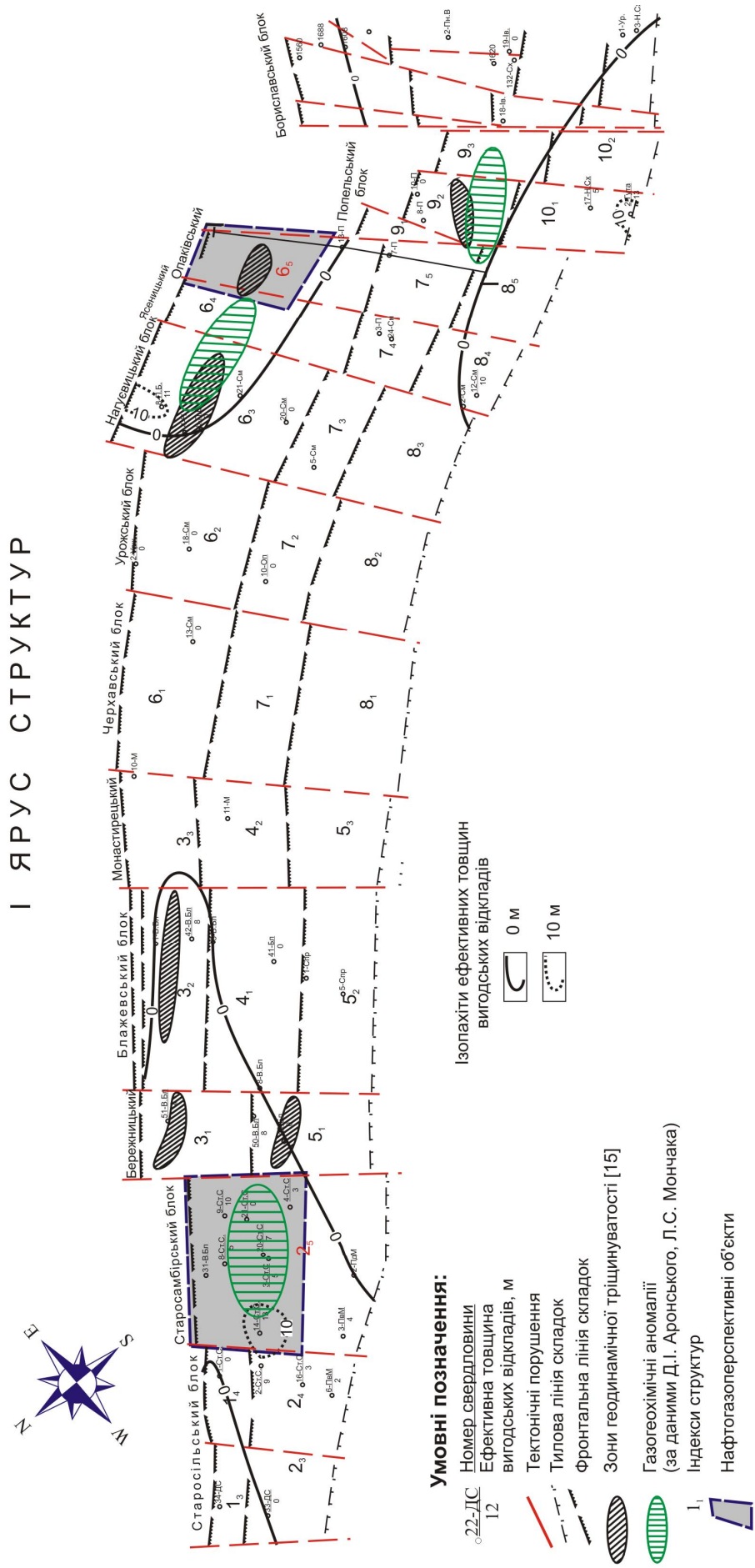


Рисунок 3 – Схематичні фрагменти нафтогазоперспективних об'єктів, пов'язаних із вигодськими відкладами I ярусу структур (склала Маєвський Б.Й., Ярема А.В., 2013)

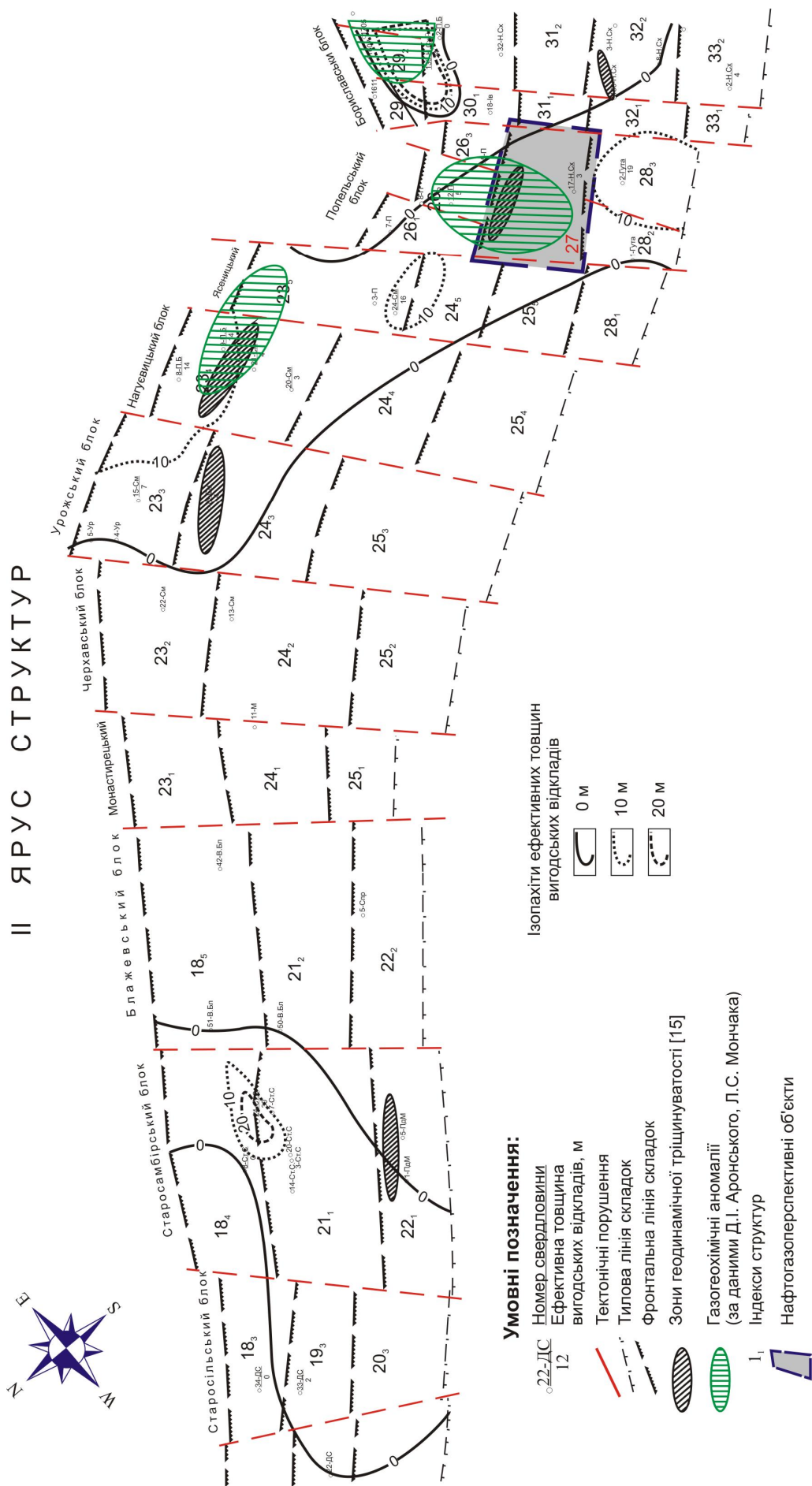


Рисунок 4 – Схематичні фрагменти нафтогазоперспективних об'єктів, пов'язаних із вигодськими відкладами II ярусу структур (склали Масвський Б.Й., Ярема А.В., 2013)

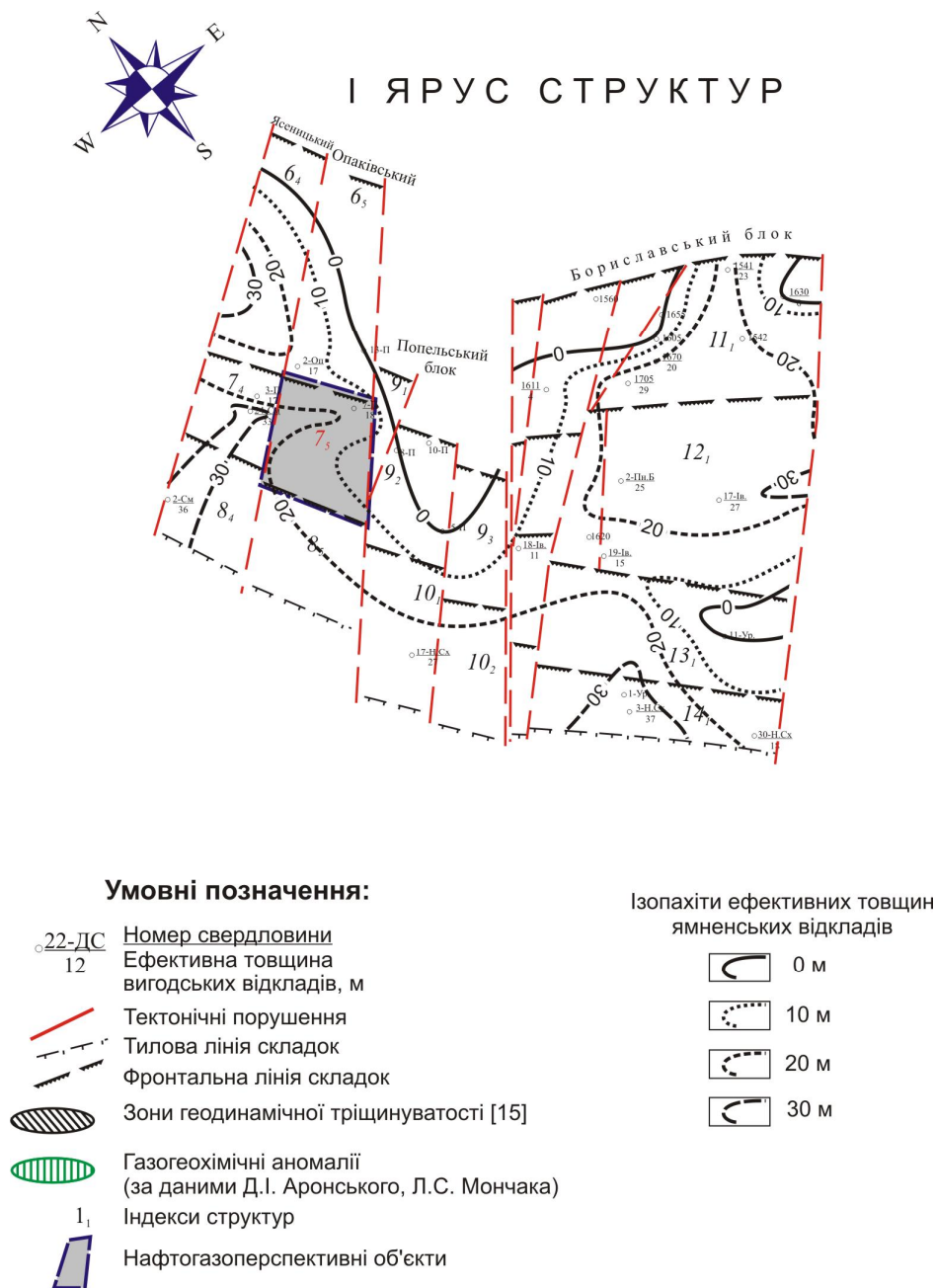


Рисунок 5 – Схематичні фрагменти нафтогазоперспективних об'єктів, пов'язаних із ямненьськими відкладами І ярусу структур (склали Масєвський Б.Й., Ярема А.В., 2013)

Багато дослідників геологічної будови та нафтогазоносності Внутрішньої зони Передкарпатського прогину у своїх роботах акцентували увагу на те, що нафтогазоносність регіону пов'язана із зонами дроблення і тріщинуватості, і меншою мірою з пористістю флішових пісковиків. Тому у процесі пошуково-розвідвальних робіт, а також дорозвідки та ефективної розробки нафтових родовищ, важливим є вивчення особливостей формування тріщинуватості та її поширення у межах локальних нафтогазоносних об'єктів.

На підставі мікроскопічних досліджень виявлено, що на ділянках, для яких характерне перешарування щільних пісковиків, алевролітів та аргілітів, формується переважно літогенетична тріщинуватість, а її розвиток зумовлює не-

рівномірне нафтонасичення порід-колекторів [11].

Нерівномірність ємнісно-фільтраційних властивостей порід-колекторів зумовлюється вторинними постседиментаційними перетвореннями у процесі катагенетичних змін і геодинамічних рухів.

Дослідження особливостей вторинних перетворень порід-колекторів має важливе значення для прогнозування ємнісно-фільтраційних властивостей глибокостанурених відкладів. Серед пустот вторинного походження важливе значення належить тріщинам різного генезису. Тріщини переважно об'єднані з первинним поровим простором в одну фільтраційну систему, що зумовлює значне збільшення проникності.

З метою оцінки змін колекторських властивостей (відкритої пористості, проникності) та густини палеогенових порід-колекторів під впливом катагенетичних перетворень проведено аналіз лабораторних досліджень кернового матеріалу зі свердловин у діапазоні глибин від 1000 до 6000 м. [12]. Авторами встановлено, що геодинамічний розвиток регіону та постседиментаційні перетворення на великих глибинах впливають на формування порово-тріщинних та тріщинних порід-колекторів. Максимальна кількість високоємних колекторів приурочена до зон раннього, середнього і частково пізнього катагенезу, при цьому в зонах середнього та пізнього катагенезу саме вторинна пористість зумовлює розвиток порід-колекторів промислового значення.

Нашими дослідженнями [13] встановлено, що вирішальну роль при формуванні фільтраційних властивостей порід-колекторів на великих глибинах відіграють зони літогенетичної тріщинуватості, а їх розвиток призводить до нерівномірного нафтогазонасичення порід-колекторів. Це пов'язано з тим, що вуглеводні концентруються переважно у тріщинах та при-тріщинних зонах. Іншими словами, встановлення переважаючого типу пустотного простору і його нафтогазонасичення повинно бути необхідною передумовою обґрунтування пошуково-розвідувальних робіт та враховуватись при впровадженні заходів з освоєння нафтогазових покладів на великих глибинах.

Щоб підтвердити думку про переважаючий порово-тріщинний тип колектора продуктивних пластів, нами [14] за формулою Дюпюї розраховано дебіти нафти для свердловин Орівського блоку Орів-Уличнянського родовища. Порівняння отриманих розрахункових дебітів свердловин з фактичними вказує, що фактичні початкові дебіти в свердловинах значно перевищують розрахункові. Відмінність розрахунково-теоретичних і фактичних значень дебітів свердловин, на наш погляд, може бути зумовлена тріщинуватістю олігоценних порід-колекторів, що підтверджується проведеними нами дослідженнями шліфів із зазначених свердловин. Однак, є свердловини, в яких фактичні початкові дебіти менші від розрахункових. Це може бути зумовлено багатьма технічними та геологічними чинниками, серед яких головними є деформація порід-колекторів та змикання тріщин внаслідок неправильного вибору початкової депресії на продуктивний горизонт.

Нами побудовано графік залежності початкового дебіту нафти від ефективної нафтонасиченої товщини та депресії на пласт для Орів-Уличнянського родовища та встановлено, що найефективніша фільтрація порово-тріщинних порід-колекторів відбувається при депресіях на пласт до 7,5 МПа. У такому випадку відбувається підтікання нафти у тріщини з прилеглої до них пористої матриці породи-колектора, що забезпечує стійкі дебіти і раціональний відбір нафти з покладів незалежно від їх ефективної товщини.

З наведеного вище можна констатувати, що вирішальну роль при формуванні ємнісно-фільтраційних властивостей порід-колекторів відіграють зони поширення їх тріщинуватості. Для виділення нафтогазоперспективних об'єктів використано побудовані нами схеми поширення ефективних товщин стратиграфічних підрозділів палеогенових відкладів (рис. 1-5), результати досліджень з тріщинуватості палеогенових порід-колекторів та результати геохімічних досліджень, виконаних на цих ділянках Д.І. Аронським, Л.С. Мончаком та ін. протягом останніх років.

Для кількісного прогнозу меж високопроникних (тріщинуватих) зон і надійного їх виділення в розрізі палеогенових відкладів та оцінки їх ємнісно-фільтраційних параметрів було використано геолого-математичну модель тріщинуватості порід-колекторів [15]. Запропоновано модель постдіагенетичного формування вторинного порового простору в породах палеогенових відкладів Передкарпатського прогину, яка базується на достатньо вивчених, проаналізованих спостереженнях та експериментальних петрофізичних дослідженнях геологічних масивів і зразків порід. Суть цієї моделі полягає в тому, що первісний поровий простір порід піддається широкому спектру процесів діагенезу, найвпливовішими з яких є цементация і тріщинуватість, протилежна спрямованість яких відображається у зміні його об'єму та флюїдопровідності. Модель враховує алгоритм тектонічних процесів постдіагенезу і дозволила виділити перспективні об'єкти.

Седиментологічно обумовлена неоднорідність порід-колекторів істотно посилюється у процесі катагенезу за рахунок нерівномірного розвитку аутигенно-мінералогічної цементация і тріщинуватості. При цьому, тонкошаруватий характер розрізу палеогенових відкладів є важливою передумовою формування корисної ємності по ослаблених зонах на тектурних границях різних літотипів, що веде до формування пошарової тріщинуватості вздовж нашарування.

На основі створеної математичної моделі оконтурено ділянки послаблених зв'язків міжзернової взаємодії для структур Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Виділені С.С. Куровцем [15] ділянки тріщинуватості локальних структур у межах північно-західної частини Внутрішньої зони Передкарпатського прогину використано нами при складанні карт перспектив (рис. 1-5)

Результати геохімічних досліджень при складанні карт перспектив використані нами тому, що за даними [16] результативність газогеохімічного прогнозу для родовищ Бориславсько-Покутської зони становить близько 95 %, а для нафтогазоперспективних площ, що готувалися до пошукового буріння, – 79 %

У межах Бориславського нафтогазопромислового району у I та II структурних ярусах складок нами виділено 9 нафтогазоперспективних об'єктів (рис. 1-5). Для більш впевненого вибору першочергових об'єктів з метою пошу-

Таблиця 1 – Перспективні ресурси вуглеводнів виділених ділянок

Порядковий номер	Глибина, м	Перспективні об'єкти, індекс	Ресурси, тис. т		
			P_{3ml_1}	P_{2vg}	P_{1jm}
1	2100	Опаківський, 65	751		
2	2200	Опаківський, 65		114	
3	2750	Опаківський, 75	330		
4	3150	Опаківський, 75			416
5	3150	Старосамбірський, 25		340	
6	4400	Попельський, 27	298		
7	4500	Іваніківський, 342	778		
8	4700	Довголуцький, 421	973		
9	4700	Попельський, 27		221	
			3130	675	416
Всього 4221					

ків нафтових і газових покладів пораховано перспективні ресурси категорії C_3 (таблиця 1) Площа нафтоносності передбачених покладів обчислювалась множенням площі об'єкта (блоку) на коефіцієнт заповнення пастки за площею характерний для покладів нафти Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Ефективні товщини визначались як середні по об'єкту з карт розповсюдження ефективних товщин. Інші підрахункові параметри прийняті як середні для Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Перспективні ділянки у межах нафтогазоносного району оконтурені перевіреними для цього району методами геологічних і геофізичних досліджень, а ресурси категорії C_3 пов'язуються з пластами, продуктивність яких установлена на відомих родовищах району. Підрахунок виконувався об'ємним методом для трьох продуктивних горизонтів: нижньоменілітової підсвіти олігоцену, вигодської світи еоцену та ямненської світи палеоцену.

Сумарні ресурси перспективних об'єктів палеогенових відкладів, які залягають на глибинах від 2 до 5 км, складають 4221 тис. т. При визначенні першочерговості об'єктів використовувались такі критерії, як глибина залягання об'єкта та величина перспективних ресурсів, що визначають економічну доцільність буріння свердловин. Першочерговими об'єктами є Опаківський (олігоценові, еоценові та палеоценові відклади) і Старосамбірський (еоценові відклади) блоки.

Значні перспективи нафтогазоносності Бориславського НГПР, безумовно, пов'язані з палеогеновими флішовими відкладами ще недостатньо розвіданого III ярусу, що залягає на глибинах понад 5 км [17, 18]. За характером поширення та товщинами палеогенових відкладів у I та II структурних ярусах можна стверджувати про успадкованість характеру розповсюдження порід-колекторів у третьому ярусі. Отже, пошуки нафтогазоперспективних об'єктів для постановки подальших пошуково-розвідувальних робіт у третьому ярусі необхідно зосереджувати у межах контурів поширення порід-колекторів.

Для обґрунтування та планування нафтогазопошукових робіт і приросту запасів III ярусу структур оцінено прогностичні ресурси категорії D_1 за питомими щільностями запасів на одиницю площі. У межах Бориславського НГПР вони складають 107 млн. т нафти. Також у межах даного структурного ярусу виділено чотири першочергові нафтогазоперспективні об'єкти (Бориславський 47₁, Помярківський 48₁, Орівський 49₁, Уличнянський 49₁).

Висновки

Проведені дослідження зі встановлення просторового поширення ефективних товщин палеогенових відкладів I та II структурних ярусів північно-західної частини Внутрішньої зони Передкарпатського прогину показали, що піщано-алевролітові породи у кожному з горизонтів групуються в лінійно-витягнуті тіла, перпендикулярні до карпатського простягання, а розповсюдження головних піщаних тіл пов'язані з двома конусами виносу великих тектонічно-ерозійних долин.

На підставі отриманих результатів виділено дев'ять нафтогазоперспективних об'єктів, сумарні перспективні ресурси яких складають 4221 тис. т нафти. Опаківський та Старосамбірський блоки рекомендовано як першочергові для проведення детальних сейсмозвідувальних та пошуково-розвідувальних робіт.

Це однозначно свідчать про перспективи нафтогазоносності досліджуваного району, не зважаючи на високу ступінь його вивченості. Тому необхідно продовжити геолого-геофізичні дослідження умов залягання та літолого-фаціального складу палеогенових відкладів з метою постановки тут подальших пошуково-розвідувальних робіт.

Література

1 Лисицин А.П. Лавинная седиментация и перерывы в осадконакоплении в морях и океанах / А.П. Лисицин. – М.: Наука, 1998. – 310 с.

- 2 Геологічна палеоокеанографія океану Тетіс / Ю. Сеньковський, К. Григорчук, В. Гнідець, Ю. Колтун. – Київ: Наукова думка, 2004. – 171 с.
- 3 Мончак Л.С. Аналіз ритмічності флішу і молас Передкарпаття / Л.С. Мончак, Ю.Л. Мончак // Тези доповідей наук.-техн. конф. професорсько-викладацького складу університету. – Івано-Франківськ, 2001. – С. 137-138.
- 4 Утробин В.Н. Основные черты морфологии, гипсометрии и генезиса дотретичной поверхности Внешней зоны Предкарпатского прогиба Русской платформы ДАН СРСР / В.Н. Утробин. – М.: Наука, 1960. – 224 с.
- 5 Куровець С.С. Дослідження палеорусел і їх вплив на нафтоносність Передкарпатського прогину / С.С. Куровець, В.М. Просим'як, В.В. Бугера // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – № 1(18). – С. 2-7.
- 6 Доленко Г.Н. Геология нефти и газа Карпат / Г.Н. Доленко. – Киев: Из-во АН УССР, 1962. – 365 с.
- 7 Сельский В. К. Палеогеновые отложения Внутренней зоны Предкарпатского прогиба и северных скиб Восточных Карпат в связи с их нефтегазоносностью: дис. канд. геол.-минер. наук: 04.00.17. / В. К. Сельский. – Ивано-Франковск, 1973. – 176 с.
- 8 Ляшевич З.В. Будова і нафтогазоносність Східно-Карпатської палеогенової дельти / З.В. Ляшевич // Нафтова і газова промисловість. – 1994. – №1. – С. 12 – 15.
- 9 Кузьмик Л.М. Палеотектонічні та палеогеоморфологічні реконструкції палеогенового періоду в умовах покривно-складчастої структури внутрішньої зони передкарпатського прогину / Л.М. Кузьмик, І.Т. Штурмак // Теоретичні та практичні проблеми нафтогазової геології. – 2000. – Т. 2. – С. 248-256.
- 10 Щерба О. Особливості поширення алевро-псамітових утворень палеогенових відкладів у контексті перспектив нафтогазоносності Надвірнянського району нафтогазоагромадження / О. Щерба, К. Григорчук, В. Гнідець, М. Шаповалов // Тези наук. тех. конф. "Перспективи нарощення та збереження енергетичних ресурсів України". – Івано-Франківськ, 06-08 грудня 2006 р. – С. 92-102.
- 11 Маєвський Б.Й. Особливості поширення порід-колекторів Бориславського НГПР та вплив тріщинуватості на їх ємнісно-фільтраційні властивості / Б.Й. Маєвський, І.Т. Штурмак, А.В. Ярема [та ін.] // Нафтова і газова промисловість. – 2009. – № 5-6. – С. 7-9.
- 12 Маєвський Б.Й. Вплив постседиментаційних процесів на ємнісно-фільтраційні властивості палеогенових порід-колекторів Бориславського НГПР та їх нафтогазоносність / Б.Й. Маєвський, А.В. Ярема, С.С. Куровець, Т.В. Здерка // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – № 1. – С. 68 – 78.
- 13 Ємнісно-фільтраційні властивості глибокозалягаючих палеогенових порід-колекторів Бориславського НГПР та особливості їх нафтогазоносності [Текст] / Б.Й. Маєвський, А.В. Ярема, С.С. Куровець, Т.В. Здерка // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2011. – № 1 (38). – С. 32 – 39.
- 14 Маєвський Б.Й. Тріщинуватість олігоценових порід-колекторів Орів-Уличнянського нафтового родовища та її вплив на процес нафтовилучення / Б.Й. Маєвський, І.Т. Штурмак, А.В. Ярема [та ін.] // Збірник наукових праць УкрДГРІ. – 2010. – №3-4. – С. 193-198.
- 15 Куровець С.С. Геологічні чинники формування олігоценових порід-колекторів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину та їх нафтогазоносності: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. геол. наук: спец. «Геологія нафти і газу» 04.00.17. / С.С. Куровець. – Івано-Франківськ. – 2006. – 21 с.
- 16 Аронський Д.І. Системно-аналітичні технології прогнозування нафтогазоносних об'єктів / Д.І. Аронський, Б.Й. Маєвський // Нафтова і газова промисловість. – 2007. – № 4. – С. 7-9.
- 17 Геодинамические аспекты тектоники тектоники и перспектив нефтегазоносности Предкарпатского прогиба / Б.И. Маевский, Л.С. Мончак, С.И. Гривнак, Г.А. Падва, И.М. Дубицкий // Геология и геодинамика нефтегазоносных бассейнов СССР. – М.: ВНИГНИ, 1990. – С. 109-121.
- 18 Напрями нафтогазорозвідувальних робіт на Прикарпатті буровими організаціями Івано-Франківщини / Л.В. Григорчук, Б.Й. Маєвський, Г.О. Падва [та ін.] // Нафтова і газова промисловість. – 1993. – № 4. – С. 16-18.4

*Стаття надійшла до редакційної колегії
16.01.14*

*Рекомендована до друку
професором Федоришиним Д.Д.
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
д-ром геол. наук Наумком І.М.
(відділ геохімії глибинних флюїдів
ІГГК НАН України, м. Львів)*