

ПЕРСПЕКТИВНІСТЬ ЦЕНТРАЛЬНОГО ДОНБАСУ ТА ПЕРЕДДОБРУДЗЬКОГО ПРОГИНУ НА НЕТРАДИЦІЙНІ ПОКЛАДИ ВУГЛЕВОДНІВ

ПЕРСПЕКТИВНОСТЬ ЦЕНТРАЛЬНОГО ДОНБАССА И ПЕРЕДДОБРУДЖСКОГО ПРОГИБА НА НЕТРАДИЦИОННЫЕ ЗАЛЕЖИ УГЛЕВОДОРОДОВ

В статье анализируется, почему в центральном Донбассе и на Переддобруджском прогибе не открыты и прогнозно не могут быть открыты промышленно значимые по запасам месторождения угольного газа. Сделан вывод о перспективности организации поисковых работ на нетрадиционные залежи углеводородов (сорбированный газ в угольных пластах и сланцах, газ малопроницаемых песчаников).

PROSPECTS OF UNCONVENTIONAL HYDROCARBONS RESERVES IN CENTRAL DONETS BASIN AND PEREDDOBROUZKYI DOWNFOLD

Article contains analysis of the reasons, why there are no discovered and no forecasted significant commercial reserves of free gas in the Central Donets Basin and Pereddobruzkyi downfold. Also there is a conclusion about the prospects of exploration surveys for unconventional hydrocarbons (retained gas in coal beds and shales, gas in tight sandstones).

Ключові слова: Донбас, Переддобрузький прогин, тектонічний розвиток, нетрадиційний газ.

Ключевые слова: Донбасс, Переддобруджский прогиб, тектоническое развитие, нетрадиционный газ.

Keywords: Donbass, Pereddobruzkyi downfold, tectonic evolution, unconventional hydrocarbons.

З появою нових технологій видобутку газу з нетрадиційними умовами залягання (газ вугільних пластів, сланцевий газ, газ ущільнених пісковиків) постало питання щодо перегляду існуючих уявлень про нафтогазоперспективність центрального Донбасу і Переддобрудзького прогину. Генеровані в їхніх межах значні обсяги вуглеводнів дають підстави для очікувань, що в осадових товщах мають зберігатися і значні промислові їх запаси. Однак орієнтація пошукових робіт на традиційні типи покладів ВВ, перш за все з антиклінальним та структурно-тектонічним типами екранування в традиційних колекторах, не привела до суттєвих відкриттів. Нижче обґрунтовуються причини невдач і актуальність постановки пошукових робіт на нетрадиційні поклади вуглеводнів.

В основу дослідження покладено теоретичні та методичні напрацювання тектоніки рядів тектонофацій [3], розроблені для вивчення тектонічної еволюції континентальних окраїн, а в даному випадку використані для встановлення нафтогазоперспективності Донбасу та Переддобрудзького прогину, а також для вироблення пропозицій щодо напрямів проведення в них геологорозвідувальних робіт.

Тектонічна еволюція Протоскіфії

Донецький та Переддобрудзький осадові басейни формувалися як складові еволюції палеоокеану Прототетис та його континентальних окраїн (таблиця 1). Протоскіфія – це частина континентальної кори Прототетису на півдні Східноєвропейської плити, яка вціліла протягом подальшої еволюції

окраїни, переважно в процесі розкриття та закриття палеоокеану Тетис. Тектонічна еволюція Протоскіфії включає наступну послідовність тектонічних подій. За нашими дослідженнями, до залишкових фрагментів континентальної окраїни Протоскіфії відносяться Донбас, Кряж Карпінського, Мангишлацько-Центральноустюртська складчаста зона, а на південному заході Східноєвропейської платформи – Переддобрудзький прогин.

Згідно з запропонованою схемою тектонічного розвитку південної континентальної окраїни Східноєвропейської плити (рис. 1), консолідація океанічної кори палеоокеану Прототетис II (дивергентна стадія), коли власне і сформувалася континентальна окраїна з назвою Протоскіфія, відбулася протягом неопротерозою – раннього венду (793–590,75 млн років тому). Конвергентна стадія розвитку (закриття океану та утворення переддугових і задугових осадових басейнів) окраїни тривала в ранньому палеозої (590,75–385,75 млн років). Стадія термального занурення з формуванням осадового покриву, який наразі представляє найбільший пошуковий інтерес, – у пізньому палеозої – ранньому мезозої (385,75–178,00 млн років). А зараз цей фрагмент – залишок континентальної окраїни палеоокеану Прототетис II – знаходиться на інверсній стадії еволюції.

Еволюцію Протоскіфії супроводжувала низка ускладнюючих подій. У **дивергентну** стадію (неопротерозой – ранній венд) до складу кристалічної кори палеоокеану Прототетис II з байкальським часом консолідації були включені уламки кори попе-

Таблиця 1. Час формування океанічної кори океанів та приурочена до цього часу складчастість (дивергентна стадія в циклі Вільсона)

Океан	Час, млн років	Вік	Складчастість
Атлантичний	0–178,0	Мезокайнозой	Альпійська
Тетис	178,0–385,75	Пізній палеозой	Герцинська
Япетус	385,75–590,75	Ранній палеозой	Каледонська
Прототетис II	590,75–793,0	Sturtian	Байкальська
Протоаяпетус II	793,0–992,50	Пізній рифей	Гренвільська
Прототетис I	992,50–1189,25	Середній рифей	Свеконорвезька
Протоаяпетус I	1189,25–1383,25	Середній рифей	Готська

реднього палеоокеану Прототетис I з готським часом консолідації океанічної кори. В кінці дивергентної стадії, приблизно в ранньому венді, на новоутвореній океанічно-субокеанічній корі був закладений окраїнно-континентальний рифт, який в процесі ево-

люції в конвергентну стадію перетворився на острівну вулканічну дугу, що поділила континентальну окраїну на переддугову та задугову частини.

В **конвергентну** стадію (пізній венд – ранній девон) оформилася острівна вулканічна дуга, були

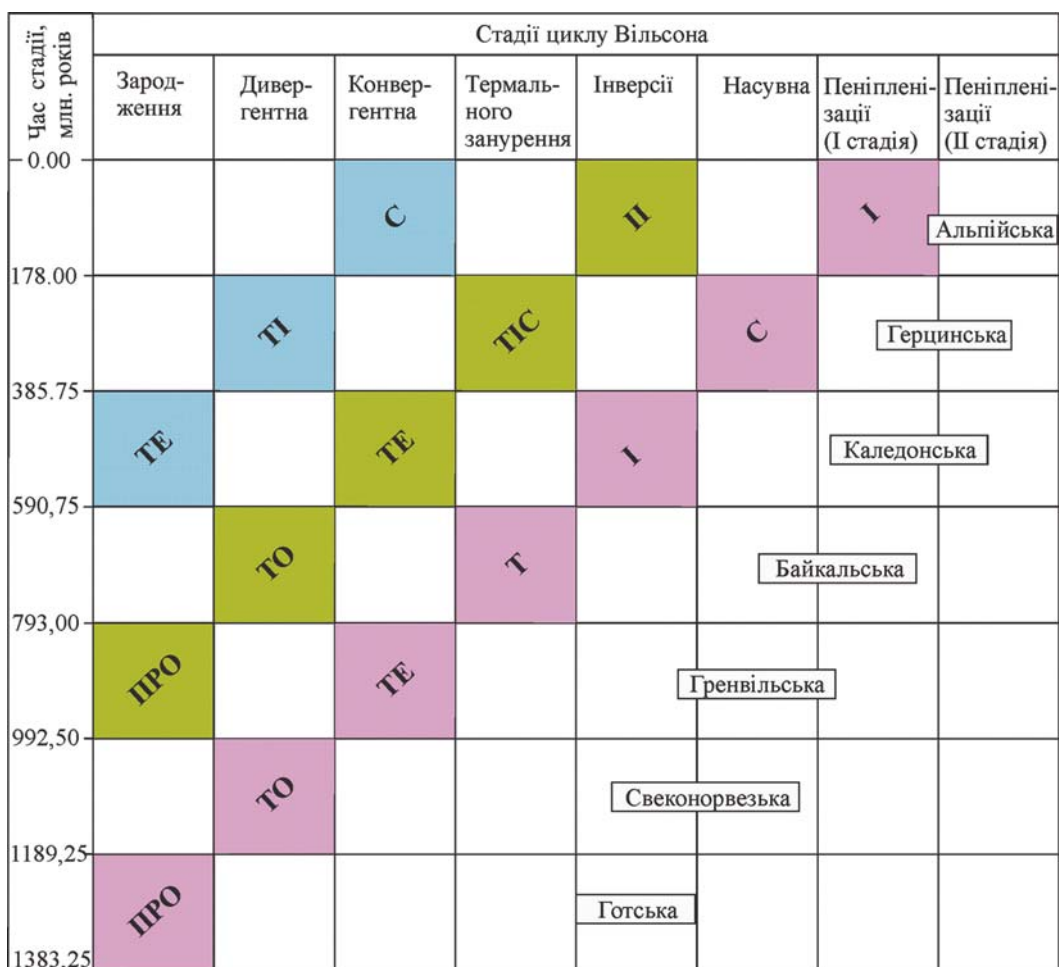


Рис. 1. Схема тектонічного розвитку південної континентальної окраїни Східноєвропейської плити (СЄП)

По горизонталі: горизонтальні ряди тектоностадій та вік складчастості. По діагоналі: вертикальні ряди тектоностадій. Від палеоокеану Тетис на південній континентальній окраїні СЄП лишилася Скіфська плита, від Прототетису II – Донбас та Кряж Карпінського, від Прототетису I – територія північніше Донбасу та Кряжу Карпінського і т.д.

закладені задугові рифтові басейни з каледонським часом консолідації фундаменту, що утворився на основі байкальського фундаменту, започаткувалися орогенні процеси (каледонська орогенія).

Деструктивними тектонічними подіями характеризується стадія **термального занурення** (середній девон – рання юра). На фоні інтенсивного поглиблення новоутвореної континентальної окраїни відбувалося її руйнування в процесі розкриття палеоокеану Тетіс. За наявними даними практично вся територія переддугових басейнів та острівної вулканічної дуги зони Донбас – Кряж Карпінського була зруйнована, і її уламки увійшли до складу пізньопалеозойського фундаменту Скіфської плити. Ці останці-уламки на даний час відносяться не лише південніше зони Донбас – Кряж Карпінського, а й у Передкавказзі, а також у складі орогену Великого Кавказу. Територія ж задугових басейнів розглядуваної зони у вигляді рифтових сучасних Донбасу та Кряжу Карпінського уникла руйнування і наразі розглядається як відносно цілісний фрагмент континентальної окраїни Протоскіфії, який зазнав інтенсивного занурення в пізньому палеозої – ранньому мезозої. У цей же час занурювалася також Дніпровська западина, яка перебувала на синеклізному етапі еволюції внутріконтинентальної западини, що створило ілюзію спільного генезису Дніпровського та Донецького басейнів (рис. 2).

Значно менше зруйнованим виявився Переддобрюзький фрагмент Протоскіфії. Скіфська плита, що частково проникла в тіло розглядуваного фрагмента (наразі – зона складчастого палеозою та тріасу Північної Добруджі), не спромоглася повністю відділити переддугову частину континентальної окраїни (теперішня зона палеозойсько-мезозойського чохла Мізійської плити) та острівної вулканічної дуги (наразі – рифейський горст Центральної Добруджі) від материнської континентальної окраїни. Тому на сьогодні цей фрагмент Протоскіфії виглядає досить цілісним (рис. 3).

У кінці стадії термального занурення як Донбас, так і територія Переддобрюзького прогину зазнали інверсії (епохи герцинської орогенії в підстадії Бертрана). Протягом цих епох інверсійний потенціал обох розглядуваних басейнів був практично реалізований. Тому в наступну, **інверсну** стадію еволюції в розвитку басейнів переважали не стільки інверсійні, скільки компенсаційні процеси.

Нафтогазоперспективність Донбасу та Переддобрюзького прогину

Питання нафтогазоперспективності фрагментів-останців континентальної окраїни Прототетісу II – Донбасу, Кряжу Карпінського, Переддобрюзького прогину – як залишкових фрагментів палеоокеану Прототетіс II заслуговує на окремий розгляд. У цій публікації ми конспективно звернемо увагу тільки на окремі, але, з нашої точки зору, принципові моменти в проблемі нафтогазоносності центрального Донбасу та Переддобрюзького прогину.

Центральний Донбас. Деструктивним результатом герцинських епох орогенії в передсередньоярський час, перед початком розкриття сучасної системи Світового океану, стала кількакілометрова інверсія осадової товщі Донбасу та дещо менша – Переддобрюзького прогину. Ця інверсія зруйнувала первинні поклади ВВ (маються на увазі поклади вільного газу) в кам'яновугільних та більш давніх, пізньовендсько-девонських, відкладах осадового чохла. Більше того, результатом інверсії стало також погіршення екрануючих властивостей глинистих порід, оскільки значне зменшення геостатичного тиску після завершення інверсії приводило до їх розущільнення та розтріскування. У результаті, в цих відкладах є малоімовірним знаходження значних (великих, середніх) за запасами покладів вільних ВВ. Більш ймовірним є існування незначних, можливо, навіть численних, але дуже дрібних за запасами, покладів ВВ як залишкових від зруйнування крупних первинних покладів вільного газу. На наш погляд, серйозним аргументом на користь такого висновку є відсутність пластової (вільної) води в Донбасі вже на глибинах більше 2,0 км, але велика її кількість на менших глибинах. Якщо інверсія призвела до руйнування покладів води, то мають бути зруйнованими і поклади нафти, а тим більше газу.

У жодному з трьох вищезгаданих регіонів, включаючи Кряж Карпінського, не відкрито істотних покладів ВВ. У РФ на піднятті Кряж Карпінського виділені прогностичні Елістинський та Волзько-Каспійський газонафтоносі райони. Тут в теригенних породах крейди та палеогену в пастках антиклінального типу встановлені дрібні поклади газу. Хоча в цілому в межах Кряжу Карпінського та суміжних з ним прогинів встановлена та підтверджена бурінням промислова нафтоносність платформних відкладів – від еоцену – палеоцену до середньоярських включно. Найбільш високодебітними є нафтогазові поклади нафтокумської світи нижнього тріасу, приурочені до органогенних споруд рифогенного типу.

Однією з причин невисокої перспективності Кряжу Карпінського, з нашої точки зору, стала пізньогерцинська інверсія, яка, зруйнувавши палеозойські поклади ВВ, продовжилася стійким геоантіклінальним розвитком в мезокайнозої. Друга причина – відсутність на значних площах регіонального флюїдоупору у вигляді олігоцен-міоценових відкладів. У Донбасі ситуація, з цієї точки зору, ще критичніша, оскільки багатокілометрова інверсія, більша за амплітудою, ніж у межах Кряжу Карпінського, залишає ще менше надій на збереження покладів вільного газу в кам'яновугільних відкладах Донбасу. До того ж тут розмиті (чи не відкладались) не лише екрануючі відклади олігоцену – міоцену, а й відклади мезозою та частини палеозою – пермські, які мають надзвичайно важливе значення для збереженості покладів ВВ у всій кам'яновугільній товщі внаслідок створюваного ними ефекту пониження гідродинамічного тиску. Як уже згадувалось вище, підтвердженням факту зруй-

Прототетіс II			Тетіс			Дніпровсько-Донецька западина			
Цикл Вільсона			Цикл Вільсона						
Етап	Стадія		Етап	Стадія		Підстадія (Бертрана)	Епоха	Фаза Штілле	
Колізійний	Часткової інверсії	↑	Конвергентний	Закриття	↓	Геосинклінальна	Спр, 83	Аттична Савська Піренейська	
								Середньо-альпійська	Сімферопольська Ларамійська Субгерцинська
Ранньо-альпійська	Австрійська Альбська Ога								
Пізньо-кіммерійська	Андська Агасицька Пізньокіммерійська								
Конвергентний	Термального занурення	↓	Дивергентний	Розкриття	↑	Орогенна (герцинська орогенія)	Платформа	Ранньо-кіммерійська	Донецька Древньокіммерійська Акіюші
							Рання	Р ₂ , 256	Лабинська Пфальцьська Заальська
						Закриття	↓	Зародження	↑
Рифтова	Віс, 349	Судецька Рудногорська Саурська							
							Д ₂ , 386	Бретонська Акадська Брандсбургська	
								Зігерландська Ерійська Арденська	

Рис. 2. Тектонічна еволюція Дніпровсько-Донецької западини у співвідношенні з циклами Вільсона, Бертрана, Штілле та етапами розвитку океанів Тетіс та Прототетіс. Стрілками показані напрями перетoku коромантійної речовини, а подвійними лініями – часи ортогональної зміни положення осі обертання Землі

нованості кам'яновугільних покладів ВВ Донбасу є доведена бурінням відсутність пластової води вже на середніх глибинах осадової товщі (більше 2 км).

Тому основні перспективи нафтогазоносності кам'яновугільних відкладів Донбасу слід пов'язувати не з покладами вільного газу в антиклінальних та неантиклінальних пастках, а з нетрадиційними умовами

його знаходження в осадових розрізах – сорбованим газом у вугільних пластах та сланцевих породах, а також із газом у малопроникних пісковиках.

Те, що саме сорбований газ є основним джерелом потенційно видобувних запасів ВВ (переважно метану), показують існуючі оцінки щільності запасів. Так, у вугільному Донбасі оцінена за даними буріння

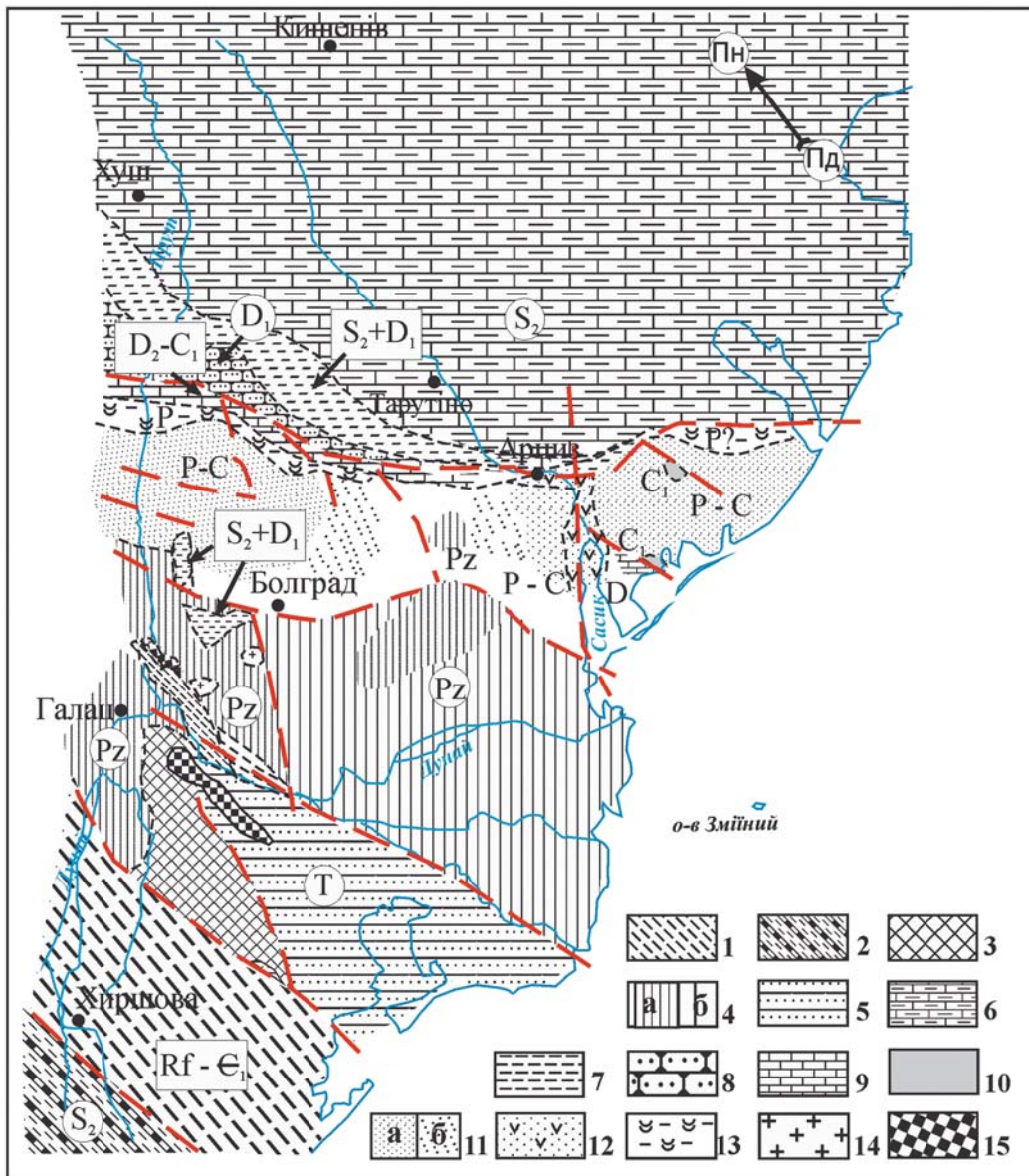


Рис. 3. Схематична геологічна карта північно-західного Причорномор'я зі знятими юрськими і більш молодими відкладами [5]

1 – зелені сланці рифею – нижнього кембрію; 2 – граптолітові аргіліти верхнього силуру (Центральна Добруджа); 3 – геосинклінальний комплекс палеозойських утворень зони Мечін; 4 – область локалізованого (а) і передбачуваного (б) розповсюдження дислокованих та метаморфізованих порід палеозою; 5 – теригенно-карбонатні породи триасу (зона Тулча); 6 – глинисті вапняки верхнього силуру; 7 – аргіліти верхнього силуру – нижнього девону («тіверський ярус»); 8 – червонобарвні пісковики та алевроліти нижнього девону; 9 – брекчовані доломіти та вапняки девону – нижнього карбону; 10 – аргіліти, алевроліти та пісковики нижнього карбону; 11 – область встановленого (а) та передбачуваного (б) розповсюдження червонобарвної серії пермі – карбону; 12 – ділянки розвитку ефузивних порід у складі червонобарвної серії; 13 – сіробарвні аргіліти, алевроліти і пісковики з прошарками ангідритів (перм); 14 – граніти; 15 – базальти

щільність запасів на окремих територіях сягає значень 400 млн кубометрів на 1 кв. кілометр площі. Для прикладу, в Кузнєцькому басейні максимальні значення щільності запасів ще більші – до 2 млрд кубометрів на 1 кв. кілометр. Такі значення не характерні для традиційних порово-тріщинних колекторів у глинистих (сланцевих) та вугільних пластах і можуть бути

пояснені лише присутністю газу, який утримується в розрізі за рахунок молекулярної взаємодії. Отже, запаси такого газу мало пов'язані з обсягом колекторського простору в породи, а лише з генеруючими та сорбційними її властивостями.

Вважається, що як сорбований, так і газ малопроникних пластів мають сингенетичне походження.

Разом з тим потребує вивчення питання ролі вторинних вуглеводнів у формуванні їхніх покладів, що особливо важливо для басейнів, які пройшли стадії інтенсивної інверсної тектоніки. Чи можна виключати те, що у нашому випадку джерелом постачання ВВ у названі типи порід (вугілля, сланці, малопроникні пісковики) можуть бути також і вторинні ВВ зі зруйнованих покладів у нижче розміщених кам'яновугільних відкладах, а також, можливо, мантійний газ? Нагадаємо, що, за оцінками, в осадовій товщі Донбасу знаходиться від 12 до 24 трлн кубічних метрів газу, тоді як пройшло через весь розріз і викинуто в атмосферу більше 200 трлн кубічних метрів. Цей газ дифузно проникав і через вугільні, і через глинисті породи, тому у відповідних термобаричних умовах міг також сорбуватися останніми.

Переддобрузький прогин. Що стосується Переддобрузького прогину, то він розміщений на південному заході Східноєвропейської плити (рис. 3). З півдня прогин обмежує Кагул-Георгіївський розлом, який відділяє його від складчастої зони Добруджі. На заході прогин поступово виположується, переходячи в Передкарпатський прогин. Його східною границею є Одеський розлом. Північний борт прогину переходить у південний схил Українського щита. Згідно з [6], фундамент прогину представлений байкальським складчастим комплексом з глибиною залягання в Кам'янському грабені до 9 км, у межах депресії – до 7 км.

Осадовий чохол Переддобрузького прогину складений потужною товщею вендських, палеозойських та тріасових відкладів, на яких з глибоким розміром залягають породи юри, що виповнюють накладену Молдавську западину, в якій товщини юри сягають 2,0 км. Відклади юри перекриті неузгоджено залягаючими відкладами крейди та кайнозою. Загальна потужність мезокайнозою в межах Західного Причорномор'я змінюється від 0,8–1,0 км до 3,0–3,5 км у межах Молдавської западини [6].

Байкальський вік фундаменту, вендсько-ранньомезозойський вік осадового виповнення Переддобрузького прогину, глибокий розмив між тріасом та юрою, викликаний інверсією в кінці палеозою (рис. 3), та малі товщини відкладів мезокайнозою (попри накладену Молдавську западину) – все це свідчить на користь приналежності цієї частини континентальної окраїни до часу утворення та еволюції палеоокеану Прототетис II.

У Переддобрузькому прогині невеликі поклади ВВ приурочені до карбонатних відкладів середньодевонського віку (Східносаратське та Жовтоярське). Нафтогазопрояви встановлені також у силурійських, нижньо- і верхньодевонських, нижньокам'яновугільних, пермсько-тріасових, середньо- та верхньоярських відкладах. За умовами формування та сучасної будови Переддобрузький прогин ближчий до Кряжу Карпінського ніж до Донбасу. Тут спостерігалися менші значення амплітуди інверсії, а головне – в Переддобрузькому прогині існує досить потужна перекиваюча різновікові відклади (від рифейських до тріасо-

вих) через неузгодженість у заляганні покрівна товща юрських і більш молодих верств, які можуть виконувати роль регіонального екрана.

Тому перспективи відкриття покладів вільного газу та нафти тут дещо вищі порівняно з Донбасом. Знову ж таки, не знімається проблема зруйнованості покладів у палеозойських відкладах, що залягають нижче, і цьому висновку не суперечить факт відкриття Східносаратського та Жовтоярського родовищ, які за всіма ознаками містять залишкові після зруйнування поклади ВВ. Але з'являється перспектива відкриття покладів традиційних ВВ під та над юрською поверхнею неузгодження, що знаходиться під покрівною екрануючою мезокайнозойською товщею, оскільки в умовах розформованих родовищ найбільші перспективи відкриттів зберігаються якраз під першою у розрізі екрануючою товщею.

Другий напрям нафтогазопошукових робіт, як і в Донбасі, пов'язаний з нетрадиційними колекторами – сорбованим газом у вугільних пластах та сланцевих породах, а також з газом у малопроникних пісковиках. Так само, як і в Донбасі, окрім газу сингенетичного генезису додатковим джерелом постачання ВВ у названі типи порід, ймовірно, є і вторинні ВВ зі зруйнованих покладів у нижче залягаючих кам'яновугільних відкладах, а також, можливо, мантійний газ.

До методики проведення пошукових робіт

Глибина проведення робіт. На даний час оптимальними глибинами видобутку метану з вугільних пластів Донбасу рекомендується вважати глибини залягання від 500 до 1200 м. Щодо пісковиків, то найпродуктивнішими вважаються пакки потужних алювіально-дельтових пісковиків, газонасиченість яких збільшується від центру до периферії Донецького басейну, а також ділянки перешарування вугілля і пісковиків. Максимальна газонасиченість пісковиків прогнозується на глибинах від 1150 до 2050 м. Тобто краща газонасиченість пісковиків прогнозується не в міжвугільній товщі (на глибинах до 1200 м), а нижче глибин залягання балансового вугілля (1200–2000 м) [1, 2].

Тому у вугільному Донбасі на глибинах до 1200 м цільовим об'єктом газопошукових робіт рекомендується вважати вугільні пласти, тоді як малопроникні пісковики, сланці та прогнозно наддрібні поклади вільного газу – доповнюючими об'єктами. І, навпаки, на глибинах понад 1200 м основними об'єктами пошукових робіт мають бути малопроникні пісковики та сланці, тоді як вугільні пласти мають розглядатися як перспективні об'єкти, що потребують вивчення з точки зору можливості вилучення з них сорбованого газу.

Пріоритетність. На територіях вугільного Донбасу та Переддобрузького прогину не рекомендується цілеспрямована постановка пошукових робіт на поклади вільного газу. Дрібні і дуже дрібні поклади вільного і, як правило, вторинного газу можливі здебільшого лише під першою відносно надійною екрануючою товщею, представленою недислокованою чи малодислокованою товщею перекиваючих карбо-

нові відклади мезозойських порід. Дрібні за запасами поклади вільного газу рекомендується розвідувати попутно з покладами газу основних типів резервуарів – вугільних, малопроникних, сланцевих.

Просторовий контроль покладів. Контрольовані резервуарами сорбованого та газу ущільнених порід поклади газу загалом не пов'язані з пастками ВВ у традиційному розумінні. Найімовірніше, контури поширення таких покладів обумовлені контурами поширення малопроникних та сланцевих товщ, вугілля необхідних марок з достатньою сумарною товщиною, а також контуром «газової колони», яка таким чином являє собою локалізований у просторі вертикальний потік ВВ з мантії та (або) з нижчезалягаючих зруйнованих покладів ВВ (при практичній значимості формування покладів за рахунок вторинних вуглеводнів).

Необхідно враховувати також плямистий характер розподілу метаноємності по поширенню вугільного пласта, пов'язаний в основному з просторово мінливою ерозійно-врізовою системою руслових потоків, яка має особливо розгалужений вигляд у досить вирівняних геоморфологічних умовах болотно-озерно-прибережного рельєфу, де формувалися вугільні верстви. Іншою причиною нерівномірного поширення метаноємності є прогнозне її збільшення в місцях перетину газової колони з пластом вугілля.

Площинний, а не зональний характер перспективності. Наявність первинного, так званого доскладчастого, кліважу з відносно рівномірним розподілом тріщин по поширенню вугільних порід та наступна кількісно-амплітудна інверсія, яка підняла перспективний пласт з глибин з великими значеннями геостатичного тиску на глибини, де цей тиск значно менший, сприяли подальшому розкриттю тріщин первинного доскладчастого кліважу рівномірно по всій території поширення вугільного чи сланцевого пласта. Це полегшує умови для подальшого наведення (покращення) проникності засобами гідростимулювання та іншими. Важливо, що результатом інверсії є регіональний характер зростання проникної здатності пласта, що створює передумови його промислового освоєння по всій території поширення, а не лише на окремих ділянках.

Проблема зональності. Існують також зони закономірного збільшення газовіддачі (проникності) вугільного, сланцевого чи малопроникного пласта, як правило, пов'язані з регіональними структурно-тектонічними формами рельєфу його поверхні. Перевагу рекомендується надавати плікативним структурним формам – флексурним перегибам та іншим, перш за все внаслідок більшої ймовірності їх гідрозольованості порівняно з диз'юнктивними. До того ж, характеризуючись здебільшого лінійно закономірним характером поширення, флексурні форми легше виявляються сейсморозвідкою.

Щодо ролі диз'юнктивних дислокацій, то в Донбасі переважна кількість зон розривних порушень є постсидиментаційною, оскільки процес пізньопермської інверсії реалізувався здебільшого шляхом використання консидиментаційних кам'яновугільних розломів. Так що останні стають постсидиментаційними, а значить, наскрізними по відношенню до кам'яновугільних пластів і нерідко є шляхами підтоку небажаної для процесу вилучення сорбованого газу води.

Оптимізація місць закладення свердловин. У загальному випадку будова кожного вугільного пласта може бути досить складною: місця витриманих товщин та фізико-геологічних характеристик пласта незакономірно змінюються місцями його відсутності через заміщення теригенними породами ерозійно-врізових руслових систем. У вертикальному плані для різних вугільних пластів пошукового інтервалу розрізу конфігурація таких систем, як правило, не співпадає. Тому утворюється досить мозаїчна картина з місць присутності вугільних пластів та їхньої повної чи часткової відсутності у розрізі. Промислово перспективні пісковики та сланці міжвугільної товщі також характеризуються просторовою невтриманістю, що ще більше ускладнює пошукову модель досліджуваного інтервалу розрізу.

Така модель будови може бути охарактеризована як модель з випадково розподіленими по пошукуваній території промислово значущими для видобутку газу ділянками, що породжує проблему оптимізації розміщення видобувних свердловин на досліджуваній площі. З цієї причини для прийняття рішення на постановку кожної свердловини рекомендується використовувати теорему гіпотез Байєса, тобто апарат, який передбачає якраз випадковий (стохастичний) розподіл промислових характеристик товщі по досліджуваній території.

1. Газоносность и ресурсы метана угольных бассейнов Украины: [монография]: В 3-х томах / Анциферов А. В., Голубев А. А., Канин В. А. и др. – Донецк: Вебер, 2010. Т. 2: Углегазовые и газовые месторождения Северо-Восточного Донбасса, окраин Большого Донбасса, ДДВ и Львовско-Волынского бассейна. – 478 с.

2. Жикаляк М. В. Геолого-технологічні передумови розвитку метанодобувної галузі в Донбасі // Геотехническая механика. – 2010. – Вып. 87. – С. 167–185.

3. Карпенко И. В. Синергетическая тектоника. 3. Основная тектоническая закономерность в строении континентальных окраин // Геофизический журнал. – 2013. – Т. 35. – № 2. – С. 61–71.

4. Копп М. Л. Мобилистическая неотектоника платформ Юго-Восточной Европы / Отв. ред. Ю. Леонов – М.: Наука, 2005. – 340 с.

5. Слюсарь Б. С. Юрские отложения северо-западного Причерноморья. – Кишинев: Штиинца, 1971. – 245 с.

6. Тектоника шельфа УССР. Тектоника – К.: Наукова думка, 1987. – 152 с.