УДК 553.98.2:551.24:552.5(477/7)

Ярослав ЛАЗАРУК

Інститут геології і геохімії горючих копалин АН України, вул. Наукова, 3а, Львів, 79060, Україна, тел. +38(032)2632541, ел. пошта: lazaruk_s@i.ua

https://doi.org/10.23939/jgd2022.02.049

ГЕОДИНАМІЧНІ АСПЕКТИ ФОРМУВАННЯ РОДОВИЩ ВУГЛЕВОДНІВ У КАРБОНАТНИХ ВІДКЛАДАХ НИЖНЬОГО КАРБОНУ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ, ТА ОСОБЛИВОСТІ ЇХ ПРОГНОЗУВАННЯ І ПРОМИСЛОВОГО ОСВОЄННЯ

Мета досліджень – аналіз впливу геодинаміки регіону на формування колекторів вуглеводнів у карбонатній нижньовізейсько-турнейській товщі, обґрунтування пасток вуглеводнів у межах Мачусько-Тищенківської ділянки південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини, задач пошукового буріння на нафту і газ і нових ефективних методів стимуляції припливів газу до свердловин. Методика. В роботі використані стратиграфічний, літологічний, тектонічний, палеотектонічний методи вивчення геології і нафтоносності, а також метод геологічних аналогій. Результати. Досліджені газоносні карбонатні породи ранньовізейсько-турнейського віку на Мачусько-Тищенківській ділянці. За результатами порівняння з іншими нафтогазоносними регіонами доведено, що вони є куполами карбонатних платформ (уолсортськими фаціями). В межах ділянки виділені три ешелони біогермних вапняків, показані етапи їхнього формування. Визначена залежність колекторських властивостей вапняків від їхніх біофаціальних типів. Показана роль тектонічної тріщинуватості у формуванні порід-колекторів. Зазвичай тектонічні тріщини зацементовані кальцитом внаслідок дії пластових вод. Висловлено припущення про формування мікротріщинуватості у щільних вапняках внаслідок плюмтектоніки. Воно полягає у вторгненні високоенергетичних флюїдів з глибин землі, природному флюїдорозриві порід і формуванні в них неантиклінальних вуглеводневих скупчень. Ймовірними місцями прориву флюїдів можуть бути зони глибинних розломів: Мачусько-Тищенківську ділянку перетинає Інгулецько-Криворізько-Крупецька шовна зона. Заповнення мікротріщин вуглеводнями запобігає їхньому цементуванню. Наведені приклади мікротріщинуватості в керні свердловин. Встановлено зменшений винос керна з мікротріщинуватих пластів. Для виділення у карбонатних товщах інтервалів з мікротріщинуватістю пропонується застосовувати інформацію про зменшення винесення керна, а також швидкості буріння порід. З метою стабілізації і збільшення припливів газу з карбонатних колекторів до свердловин запропоноване застосування скерованих багатоступеневих гідророзривів, а також кислотних гідророзривів, які забезпечать зв'язок свердловин з газонасиченими колекторами. Визначені ймовірні чинники негативного впливу на довкілля під час проведення гідророзривів. Наукова новизна. На значних глибинах крім тектонічної тріщинуватості можлива адіабатична мікротріщинуватість щільних літотипів порід, зумовлена природним флюїдорозривом осадової товщі вуглеводневими газами. Це дає можливість відкриття вуглеводневих скупчень нового типу, які не пов'язані з антиклінальними пастками. Практична значущість. Рекомендовані геофізичні дослідження та розміщення шести свердловин з метою пошуків покладів вуглеводнів на Мачусько-Тищенківській ділянці. Рекомендовані до застосування ефективні методи збільшення припливу газу до свердловин з низькопроникних карбонатних порід.

Ключові слова: геодинаміка, плюмтектоніка, мікротріщинуватість, карбонатний колектор, седиментація, нетрадиційні поклади вуглеводнів.

Вступ

Фонд перспективних антиклінальних об'єктів у Дніпровсько-Донецькій западині практично вичерпаний. Тому сьогодні велика увага приділяється обґрунтуванню неантиклінальних пасток нафти і газу [Лазарук, 2006; Бенько та ін., 2013; Височанський, 2015]. В цьому аспекті перспективи відкриття нових скупчень вуглеводнів у Дніпровсько-Донецькій западині пов'язуються з недостатньо вивченими карбонатними породами нижньовізейського та турнейського віку [Лукин та Коржнев, 1999; Лукін та ін., 2007]. Найбільший інтерес викликають території з промислово доведеною нафтогазоносністю. Вони приурочені в основному до Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району, розташованого у південній прибортовій частині регіону. Колекторами для покладів вуглеводнів є пласти тріщинно-кавернозно-порових вапняків. Безперечно, проблема пошуків вуглеводнів у карбонатних резервуарах – це проблема палеогеографічна. Вона полягає у реконструкції умов седиментації і картуванні карбонатних акумулятивних споруд. Іншим важливим чинником формування пустотного простору в карбонатах є їхня тріщинуватість, пов'язана з тектонічними рухами земної кори. Тектонічні тріщини сприяють вилуговуванню порід і збільшенню їхньої пористості.

Однак, крім тектонічних тріщин на великих глибинах утворюються тріщини іншого генезису. Вони пов'язані з плюмтектонікою – вторгненням глибинних флюїдів у верхні шари літосфери і природним розривом пластів [Маєвський та ін., 2014]. Із викладених позицій розглянемо перспективи нафтогазоносності карбонатної товщі нижньовізейського та турнейського віку південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини.

Мета

Метою досліджень є аналіз впливу геодинаміки регіону на формування колекторів вуглеводнів у карбонатній нижньовізейсько-турнейській товщі, обґрунтування пасток вуглеводнів у межах Мачусько-Тищенківської ділянки південної прибортової зони, задач пошукового буріння на нафту і газ і нових ефективних методів стимуляції припливів газу до свердловин.

Методика

Методика робіт полягала у комплексному аналізі даних геологічної будови і газоносності Мачусько-Тищенківської ділянки, досліджені особливостей седиментації газоносних карбонатних відкладів карбону, вивченні чинників формування пустотного простору порід-колекторів і заповнення їх вуглеводнями. В роботі використані такі методи вивчення геології і нафтоносності: стратиграфічний, літологічний, тектонічний, палеотектонічний. Здійснено порівняльний аналіз будови і нафтогазоносності Мачусько-Тищенківської ділянки з подібними нафтогазоносними регіонами. Наведені дані про виконані роботи та новітні методи з інтенсифікації припливів вуглеводнів.

Результати

Загальна характеристика перспективної ділянки

У Дніпровсько-Донецькій западині відомі поклади вуглеводнів, пов'язані з карбонатними утвореннями. Вони приурочені в основному до Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району, розташованого у південній прибортовій частині регіону. Тут відкриті Мачуське, Руденківське, Гнатівське, Новомиколаївське, Рясківське, Багатійське родовища [Арсірій та ін., 1999]. Вони простягаються низкою вздовж південного крайового порушення у південно-східній частині Дніпровсько-Донецької западини. Газоконденсатні поклади пов'язані з вапняками продуктивних горизонтів В-24–В-25 нижньовізейського під'ярусу і Т-1–Т-4 турнейського ярусу нижнього карбону. Вони в основному масивно-пластові, подекуди пластові.

На крайньому південному сході Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району перспективи можуть бути пов'язані з великим Богатойско-Орельско-Затишнянским мегаатолом, який О. Ю. Лукін зі співавторами вважають єдиним ареалом нафтогазононакопичення [Лукин и др., 2005]. Ними виділені 17 локальних об'єктів, з якими пов'язуються значні перспективи відкриття нових покладів нафти і газу. Богатойське родовище є прикладом промислової продуктивності карбонатних відкладів у межах Богатойско-Орельско-Затишнянского мегаатолу.

Ще далі, на схід від Левенцівського родовища до границі з Донбасом, прогнозуються аналогічні сприятливі умови карбонатного седиментогенезу. За результатами сейсмолітостратиграфічного методу на окремих регіональних сейсмічних профілях (Мечебилово-Бригадирівка, Близнюки-Північна Голубівка та ін.) встановлені аномальні ділянки, які за своїми морфогенетичними ознаками віднесені до органогенних споруд [Височанський, 2015].

Таким чином перспективні території для пошуків вуглеводневих скупчень у карбонатних товщах ранньокам'яновугільного віку простягаються практично від границі Дніпровсько-Донецької западини зі складчастим Донбасом на південному сході до Мачуського родовища на північному заході. На нашу думку карбонатні об'єкти продовжуються ще далі на північний захід від Мачуського родовища у межах Мачусько-Тищенківської моноклінали і далі до Радченківського і Малосорочинського родовищ. Для цього є всі геологічні передумови. Невеликі припливи газу під час буріння нижньовізейських та турнейських органогенних карбонатних відкладів зафіксовані у свердловинах 2 Шкурупіївська, 1 Славківська, 1 Тищенківська, 58 Радченківська, 410 Малосорочинська.

Особливості седиментації карбонатних нижньовізейсько-турнейських відкладів

Продуктивні карбонатні споруди нижнього карбону Дніпровсько-Донецької западини відносяться до специфічних утворень, відомих у геологічній історії як куполи карбонатних платформ [Wilson, 1975]. Породи, які їх складають, отримали назву уолсортських фацій за назвою села в Динантському басейні в Бельгії. Вони є масивними пелітоморфними вапняками, що містять розсіяні уламки криноідей та моховаток і утворюють своєрідні лінзи і куполи. Це повсюдно поширені у північній півкулі фації візейсько-турнейських відкладів. Куполи та масивні покриви вапняків того ж віку детально вивчені в Західній Європі: у Пемброку, Дербіширі та в Пеннінах в Англії та в Ірландії; вони зустрінуті також у Центральній Франції. В Північній Америці в одновікових відкладах подібні споруди давно вивчені в штатах Монтана [Cotter, 1965], Оклахома [Harbaugh, 1957; McKenna, 1979; Pray, 1958], Арканзас [Troell, 1962]; відомі вони і в Техасі, провінції Альберта, горах Сакраменто в штаті Нью-Мексіко.

Уолсортські куполи і лінзи є переважно фаціями неглибоких шельфів. Вони складені пелітоморфними і слабо сортованими органогенно-уламковими

вапняками. Уолсортські фації відкладалися переважно за відносно спокійного тектонічного режиму, без активного поступлення глинистого матеріалу, в теплих мілководних морях, нижче базису дії хвиль. У деяких випадках ці геологічні тіла утворювали фундамент, на якому згодом зароджувалися екологічні рифи. Найбільше поширені вони у лагунах і мілководних басейнах. Куполоподібні утворення формувалися завдяки злипанню (акреції) карбонатного осаду в якомусь місці дна і поодальшому рості до базису дії хвиль за умови стабільності рівня моря чи повільного його підіймання. Вміст вапняку в куполах вищий, ніж в оточуючих його породах. Форма куполів змінюється від витягнутих плоских лінз до невисоких конусоподібних утворень. Їх звичайні розміри – від одного до декількох кілометрів у діаметрі. Карбонатні куполи мають різну дислокацію, але назагал розміщуються приблизно лінійно, оточуючи западини та затоки. Витягнуті куполи набувають своєї форми, очевидно, під дією вздовжберегових течій. Низки таких куполів паралельні береговій лінії і формують багаторядні угруповання (ешелони). Їхні осі в основному орієнтовані паралельно седиментаційному простяганню, тобто древнім береговим лініям.

У [Лазарук та Крейденков, 2000] нами викладена детальна схема формування уолсортських фацій Дніпровсько-Донецької западини на прикладі нижньовізейських карбонатних відкладів Озерянсько-Хортицько-Білоусівського мегаатолу, розташованого у північно-західній частині регіону. Її суть зводиться до того, що спочатку в межах невеликих піднять чи в зонах зміни глибини шельфу з морської води випадали карбонатні мікритові осадки. Серед них була невелика кількість дрібних брахіопод, пелеципод, водоростей, форамініфер. Згодом на вершинах та схилах мікритових утворень поселялися і каркасоформуючі організми: сітчасті моховатки, колонії гірванел, синьо-зелені водорості, криноідеї [Мачуліна, 1996], які скріплювали та утримували карбонатний намул. Ріст куполів продовжувався до базису дії хвиль і таким чином формувалися органогенно-детритові вапняки. Вапняки з найбільшими товщинами розміщені не в апікальних частинах куполів, а на їхніх схилах з боку відкритого моря. В результаті подальшого росту куполів над рівнем моря породи руйнувалися хвилями і навкруг куполів утворювалися шлейфи біокластичних вапняків.

Вплив геодинамічних факторів на формування пустотного простору карбонатів

Вапняки різних біофаціальних типів мають різні колекторські властивості. Крім первинної пористості в карбонатних породах суттєву роль відіграє ємність, утворена внаслідок епігенетичних процесів. Мікритове ядро з найменшою седиментаційною пористістю зазвичай майже не змінене вторинними процесами, тому пористість вапняків становить декілька відсотків. Органогенно-уламкові карбонатні фації з більшою первинною ємністю більше перекристалізовані і доломітизовані, внаслідок чого їхня пористість становить 4–5 %. Найбільше змінені у процесі епігенезу шлейфові вапняки, їхня пористість досягає 5–7 % і більше.

На інтенсивність епігенетичних перетворень карбонатних порід суттєво впливає їхня тріщинуватість. Для прогнозування тріщинних колекторів нафти і газу застосовують тектонофізичне моделювання напруженого стану гірських порід. Його основи викладені у фундаментальній праці М. В. Гзовського [Гзовский, 1975]. За результатами аналізу напруженого стану порід у різних структурних ситуаціях цим дослідником визначені тектонофізичні критерії утворення систем тектонічних тріщин. Ці критерії базуються на законах механіки руйнування порід і пов’язуються з об’ємними тектонофізичними деформаціями породних масивів. Їхній стан характеризується взаємовідношенням осей нормальних і тангенціальних напружень, завдяки яким виникають системи тріщин розриву та сколювання. Циркуляція пластових вод по цих тріщинах може призводити до діаметрально протилежних результатів. В одних випадках це вилуговування матриці вапнякових порід зі збільшенням її пористості, в інших – мінералізація тріщин карбонатами, кварцом, сульфідними і полімінеральними рудами, тобто цементація тріщин і, відповідно, зменшення пористості порід. Хід процесу вилуговування-кристалізації залежить від багатьох чинників: хімічного складу вод, концентрації солей, швидкості руху вод, термодинамічних умов та ін.

Для моделювання у природних резервуарах тріщинуватості, пов’язаної з тектонічною деформацією гірських масивів, достатньо ефективними є тектонофізичні реконструкції [Бартащук та Суярко, 2021; Гончар, 2019]. Однак, зі зростанням глибин понад 5 км в породах з’являється мережа тріщин, які істотно відрізняються від тектонічних тріщин морфологією, відсутністю мінералізації, масштабами і просторовим поширенням. Крім того, на значних глибинах тектонофізичними критеріями неможливо пояснити природу таких явищ як суперколектори з надзвичайно високою проникністю, зумовленою системою відкритих субгоризонтальних тріщин, і «sweet spots» (дилатансійні подушки в чорносланцевих товщах і центральнобассейнових відкладах) [Лукін, 2009]. Тому, в останні роки набула поширення теорія плюмтектоніки та пов’язаної з нею специфічної тріщинуватості гірських порід [Лукин, 2000; Лукин, 2004; Лукін, 2014; Лебідь, 2016]. Такі тріщини О. Ю. Лукін називає адіабатичними [Лукін, 2009]. Геологічний розріз – це не тільки асоціація гірських порід, а й складна флюїдо-породна система, яка, крім фонового гірського тиску характеризується ще й сейсмотектонічними імпульсами і явищами природного флюїдорозриву. Під час землетрусу на фронті ударної хвилі в осадовій товщі виникають імпульси електрич-них полів, зумовлені порушенням рівноваги подвійного електричного шару в капілярах. Це ініціює різні електрокінетичні явища, зокрема електроосмос. Результатом є прориви глибинних високо-

напірних флюїдів в породи осадового чохла. Ймовірними місцями прориву флюїдів можуть бути зони глибинних розломів. Мачусько-Тищенківську ділянку перетинає Інгулецько-Криворізько-Крупецька шовна зона [Starostenko et al, 2017]. Вона сформувалася ще в рифеї і продовжує формуватися сьогодні, відображаючись в рельєфі регіону [Палиенко, 1992].

О. Ю. Лукін [Лукін, 2009] вважає, що взаємопов'язані сейсмотектонічні та флюїдодинамічні фактори, зумовлені плюмтектонікою, відіграють провідну роль у формуванні адіабатичної тріщинуватості. Тріщинуватість локалізується в глибоких частинах нафтогазоносних осадових басейнів. Породи в них гідрофобізовані внаслідок запов-нення нафтовими вуглеводнями. Це може бути, наприклад, при трансформації горючих сланців у чорні сланці чи в результаті безпосереднього впливу на породи безводного глибинного флюїду, який складається з вуглеводневого газу і продуктів його конденсації. Характерною особливістю гідрофобізованих порід є специфічна мікротріщинуватість, яка суттєво відрізняється від тектонічної і літогенетичної тріщинуватості. Особливо яскраво вона проявляється в гідрокарбопелітових породах: доманікоїдах, баженітах, чорних сланцях криптокристалічних вапняках. В них присутня мікротріщинуватість, зумовлена нагнітанням вуглеводнів у гідрофобізовану мікропористу породу. Індикатором такого нагнітання є аномально високі пластові тиски. Наповненість порід вуглеводневими флюїдами і відсутність хімічно активних пластових вод сприяють збереженню ємнісно-фільтраційних властивостей порід.

Приймаючи до уваги викладене, можна припустити, що на території досліджень глинисто-карбонатні породи турнейського та нижньовізейського віку піддаються адіабатичному розтріскуванню внаслідок нагнітання в них глибинних вуглеводнів. Свідченням цього процесу є численні газові поклади у достатньо щільних породах, пластові тиски яких значно більші від гідростатичних. Наприклад, у свердловині 500 Мачуська інструментально заміряний тиск на глибині 5208 м становив 94,9 МПа. За порівняно невисокої пористості тріщинуватість карбонатів забезпечує їхню високу проникність. Тому початкові дебіти газових свердловин коливаються в межах 100–200 тис. м^3/добу, досягаючи 400 тис. м^3/добу на Руденківському родовищі і навіть понад 1 млн м^3/добу на Мачуському родовищі.

Ділянки поступлення високоенергетичних флюїдів з великих глибин відзначаються підвищеною температурою земних надр. За даними досліджень І. М. Куровця зі співавторами [Куровець та ін., 2019] породи осадового чохла Мачусько-Тищенківської ділянки знаходяться в зоні температурної аномалії.

Ще одним свідченням адіабатичних тріщин є специфіка їх проявлення при розбиванні керна свердловин. Керни з тріщинуватих інтервалів руйнуються дуже легко. Від легкого удару молотком розкривається мережа мікротріщин субгоризонтального і субвертикального напрямків (рис. 1). Деякі керни від удару руйнуються на дрібні осколки (рис. 2). Натомість керни нетріщинуватих глинисто-карбонатних порід дуже щільні і міцні, їх важко розбити молотком. Такі керни руйнуються по найбільш глинистих проверстках вздовж площин седиментації, тобто приблизно перпендикулярно осям кернів. На рис. 3 таке руйнування керна видно у лівій його частині.

Рис. 1. Адіабатична тріщинуватість вапняків із свердловини 1 Мачуська, інтервал 5197–5214 м, винос керна 25 %

Рис. 2. Адіабатична тріщинуватість вапняків із свердловини 2 Мачуська, інтервал 5247–5262 м, винос керна 17 %

Рис. 3. Щільні вапняки із свердловини 479 Новодиканська, інтервал 4565–4580 м, винос керна 89 %

Зауважимо, що винос керна з тріщинуватих інтервалів суттєво менший, ніж з інтервалів без тріщин. Наприклад, із свердловиниі 479 Новодиканська з турнейсько-нижньовізейських відкладів у загальному інтервалі глибин від 4507 м до 4684 м отримані дванадцять кернів вапняків з відбором від 21 % до 95 %. З тріщинуватих різновидів, де винос керна мінімальний, отримано в основному уламки порід з характерною поверхнею розколювання, а із щільних вапняків, де винос керна максимальний, довжина непорушених стовпчиків породи інколи перевищує пів метра (рис. 3). З про-

дуктивних вапняків турнейського ярусу (горизонти Т-1, Т-2) Мачуського родовища винос керна ще менший і для різних свердловин коливається в діапазоні від 2 % до 41 %.

Таким чином можна констатувати два типи тріщинуватості нижньовізейсько-турнейських карбонатів. Перший представлений тектонічною тріщинуватістю. Ширина тріщин коливається від часток міліметрів до декількох сантиметрів. Зазвичай вони заповнені кальцитом. Другому типу притаманна мікротріщинуватість з густою мережею адіабатичних тріщин, ширина яких за даними вивчення петрографічних шліфів становить соті і навіть тисячні долі міліметра. Вона діагностується за характерним зламом порід при їхньому розбиванні молотком. Мікротріщини відкриті, вони заповнені вуглеводневими флюїди і здатні їх фільтрувати. Виділення зон мікротріщинуватості можливе геофізичними дослідженнями за методом вертикального електричного зондування. Це «мульти-транзієнтовані» (від англ. «transient» – швидко протікаючий, швидкоплинний) електромагнітні технології, що дають змогу здійснювати ніби «каротаж із земної поверхні», забезпечуючи просторове моделювання породних тіл з різним електричним опором [Anderson et al., 2008]. У зазначеній роботі показані великі можливості застосування цієї технології для пошуків традиційних родовищ нафти та газу. Однак її ефективність може бути достатньо високою і для виявлення родовищ центрально-басейнового типу, а також у тріщинних резервуарах, враховуючи їхній зв'язок з безводними гідрофобізованими зонами літосфери. Більше того, наведені в [Anderson et al., 2008] дані свідчать про можливість виділяти методом «multi-transient EM technology» породні тіла різного формаційного рангу з різною газонасиченістю. Таким чином, дані електророзвідки для просторового картування формацій, світ, пачок з підвищеними опорами набувають прямого пошукового значення.

С. К. Сінгх зі співавторами [Singh et al., 2008] на прикладі п'яти родовищ Кувейту показали можливість картування зон підвищеної тріщинуватості карбонатних резервуарів за допомогою сейсмічних досліджень високої роздільної здатності. Такі зони вони називають коридорами тріщин. Вони використовуються на практиці для розміщення свердловин з великими дебітами нафти.

Незважаючи на тривалу історію вивчення карбонатних порід-колекторів і пов'язаних з ними покладів, до цих пір є проблеми з ідентифікацією тріщинуватих інтервалів продуктивного розрізу. Сучасні методи геофізичного дослідження свердловин не дають змоги однозначно і достатньо надійно виділити тріщинуваті інтервали в карбонатній товщі. Тому для ідентифікації таких інтерва-лів пропонуємо застосовувати інформацію про величину винесення керна. Крім того, швидкість буріння тріщинуватих вапняків більша, ніж щільних різновидів карбонатів. Тому для вибору об'єктів випробування в комплексі методів геофізичного дослідження свердловин варто використовувати дані механічного каротажу, який відображають швидкість буріння порід.

Будова карбонатних резервуарів за даними палеотектонічних реконструкцій та їхня газоносність

У 2016 році спеціалістами Технологічного центру обробки та інтерпретації геофізичних матеріалів Державного геофізичного підприємства «Укргеофізика» (Напраснова В. В., Войцицький З. Я., Кочкур В. М. та ін.) виконані дослідження з тематичного перегляду матеріалів сейсморозвідки та геофізичних досліджень свердловин Західно-Мачуської ділянки. За результатами цих досліджень побудовані: структурна карта покрівлі нижньовізейсько-турнейських карбонатних відкладів, карта товщин цих відкладів та карта товщин верхньовізейського під'ярусу, який перекриває карбонатні відклади.

Західно-Мачуська ділянка простягається на відстань 20 км на північний захід від Мачуського родовища смугою шириною 12 км. Назагал це монокліналь, нахилена під кутом 15–17°. По покрівлі нижньовізейських відкладів вона занурюється у північно-східному напрямку до осі западини приблизно від абсолютних відміток -3300 м до -6000 м (рис. 4). Розривними порушеннями з амплітудами 25–50 м монокліналь розбита на окремі тектонічні блоки. В межах антикліналі є декілька структурних носів: Чкалівський, Новодиканський, Північно-Новодиканський, Східно-Циганський, Братешківсько-Шкурупіївський, Житниківський, Родніківський.

Карта товщин нижньовізейсько-турнейських відкладів Західно-Мачуської площі відображає акумулятивні карбонатні споруди (рис. 5). Вони суттєво диференційовані, їхня товщина на площі досліджень змінюється у два з половиною рази: від 350 м на Братешківсько-Шкурупіївському структурному носі до 850 м на Житниківському та Родніківському структурних носах. Зона з найбільшими товщинами органогенних карбонатів, понад 700 м, простягається смугою вздовж моноклінаді з північного заходу на південний схід в центральній частині ділянки. У межах цієї смуги виділяються локальні збільшення товщин нижньовізейсько-турнейських відкладів до 750 м на Північно-Новодиканський і Східно-Циганський площах, понад 850 м – на Житниківський, Родніківський площах і навіть понад 900 м за північно-західною границею Західно-Мачуської ділянки. У північно-східному напрямку, тобто у напрямку регіонального занурення пластів до осьової частини Дніпровсько-Донецької западини, товщина нижньовізейсько-турнейських відкладів зменшується до 500 м. Це може свідчити про зону відносно глибоководної недокомпенсації з карбонатно-глинистою седиментацією у ранньовізейсько-турней-

ський час. Такий висновок можемо зробити лише за даними сейсморозвідки, оскільки орієнтовні глибини залягання нижньовізейсько-турнейських відкладів на території Семенцівської площі перевищують 6 км і свердловинами вони не розкриті. В подальшому ця зона була компенсована теригенними осадами верхньовізейського під'ярусу: рис. 6 демонструє суттєве зростання товщин під'ярусу від 400 м у центральній частині Західно-Мачуської ділянки до 950 м у північно-східній її частині.

Будова карбонатних тіл є складнішою, ніж це демонструє карта товщин нижньовізейсько-турнейсь-ких відкладів. За часовим розрізом 38/46/90 (рис. 7) можна прогнозувати два ешелони органогенних споруд: Родніковий і Житниківський. Це співпадає з трактуванням авторів звіту з тематичного перегляду матеріалів сейсморозвідки. На рис. 4 ними виділено два ешелони органогенних споруд. Перший з них приурочений до Роднікової структури. Карбонати ранньовізейського і турнейського віку розкриті тут свердловиною 3 Роднікова. Вона розташована на північний схід від зони збільшених товщин турнейсько-нижньовізей-ських карбонатів (рис. 5). За результатами випробування нижньовізейських карбонатів через фільтр з інтервалу 5820–5637 м отримали непромисловий приплив газу дебітом 0,24 тис. м^3/добу. З верхньої частини турнейського ярусу в інтервалі 5927–5920 м відзначені тільки газопрояви.

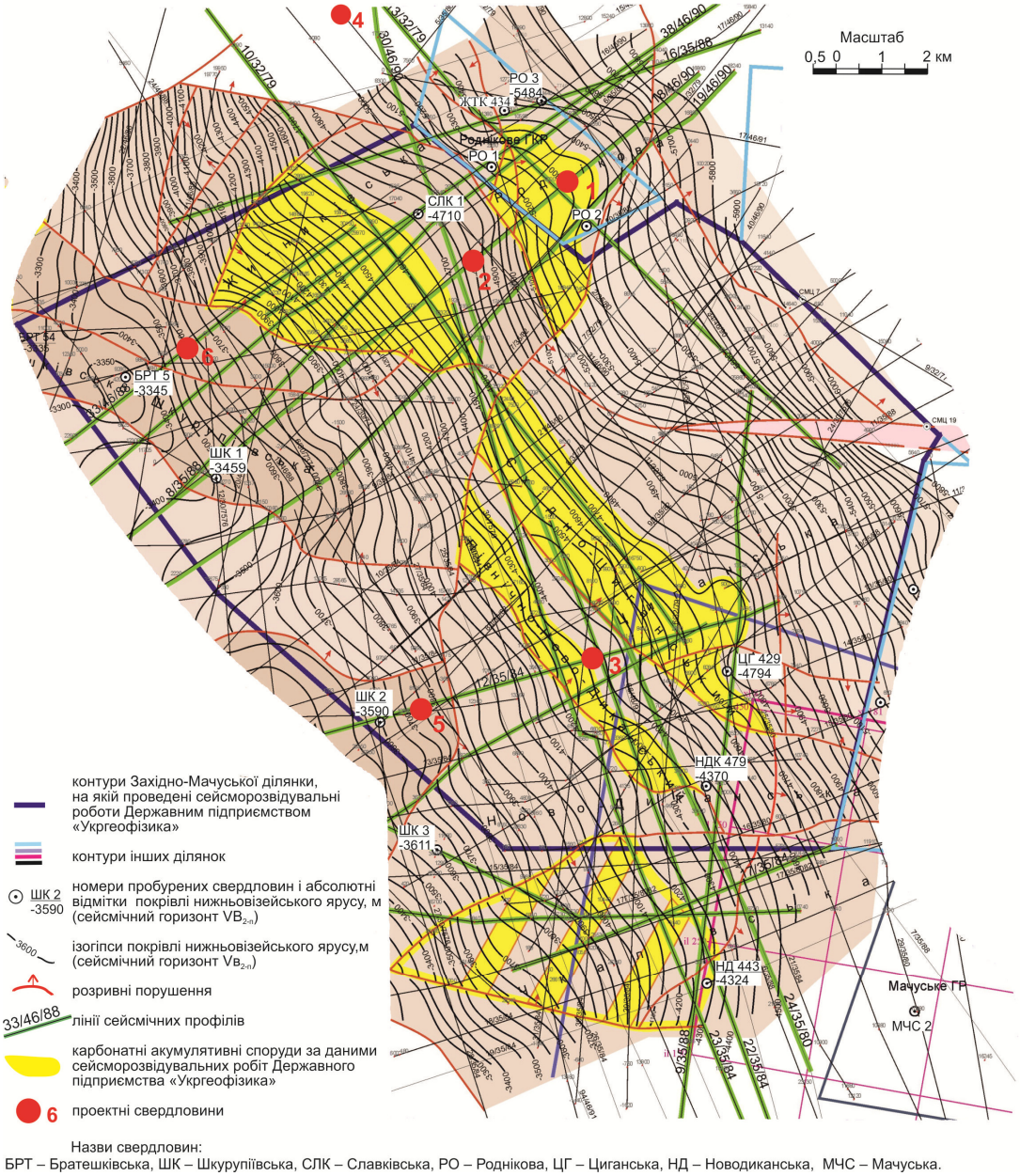

Рис. 4. Структурна карта покрівлі відкладів нижньовізейського під'ярусу Західно-Мачуської ділянки за даними Державного геофізичного підприємства «Укргеофізика» (Напраснова В. В., Войцицький З. Я., Кочкур В. М. та ін., 2016)

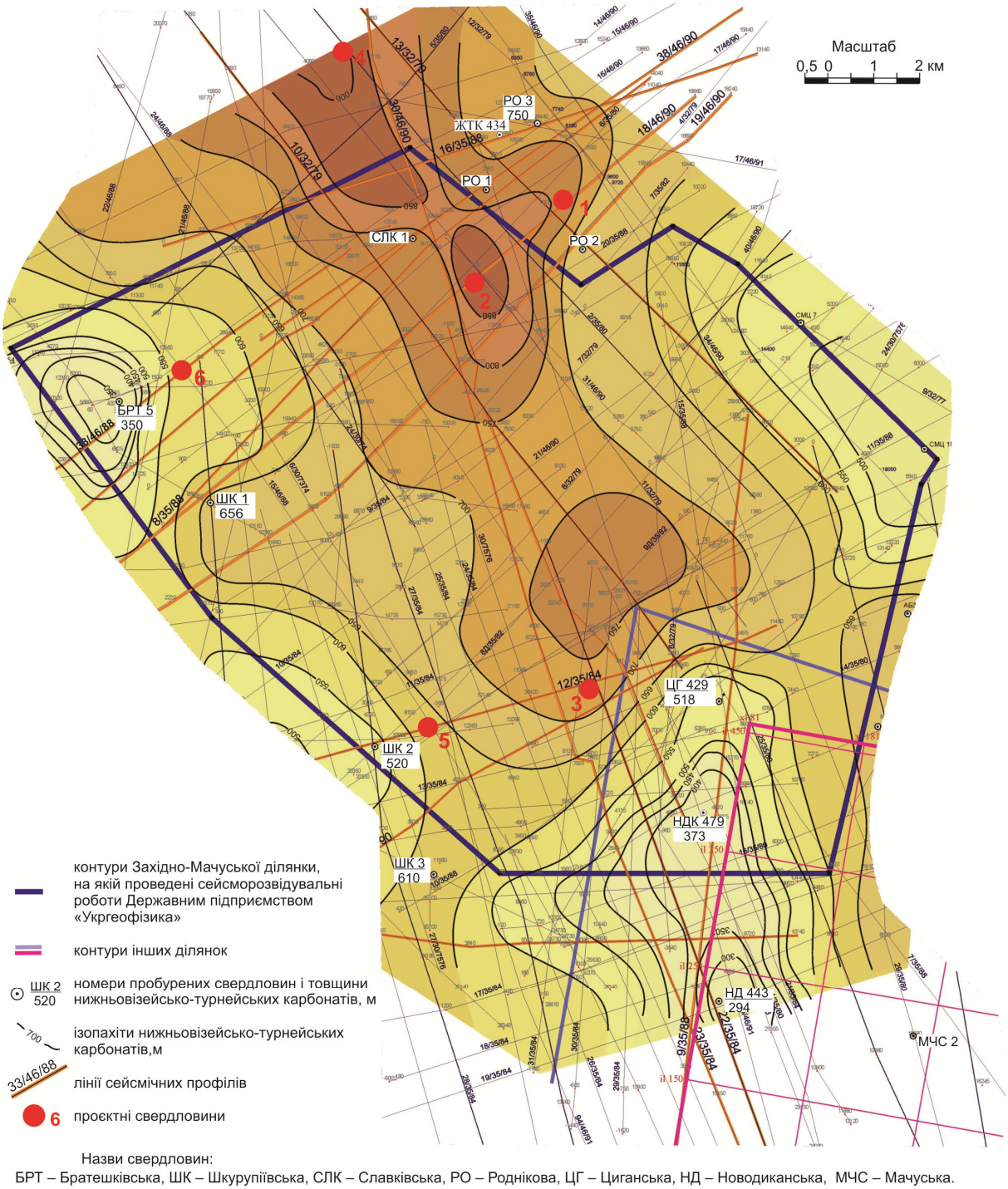

Рис. 5. Карта ізопахіт відкладів нижньовізейського під'ярусу і турнейського ярусу Західно-Мачуської ділянки за даними Державного геофізичного підприємства «Укргеофізика» (Напраснова В. В., Войцицький З. Я., Кочкур В. М. та ін., 2016)

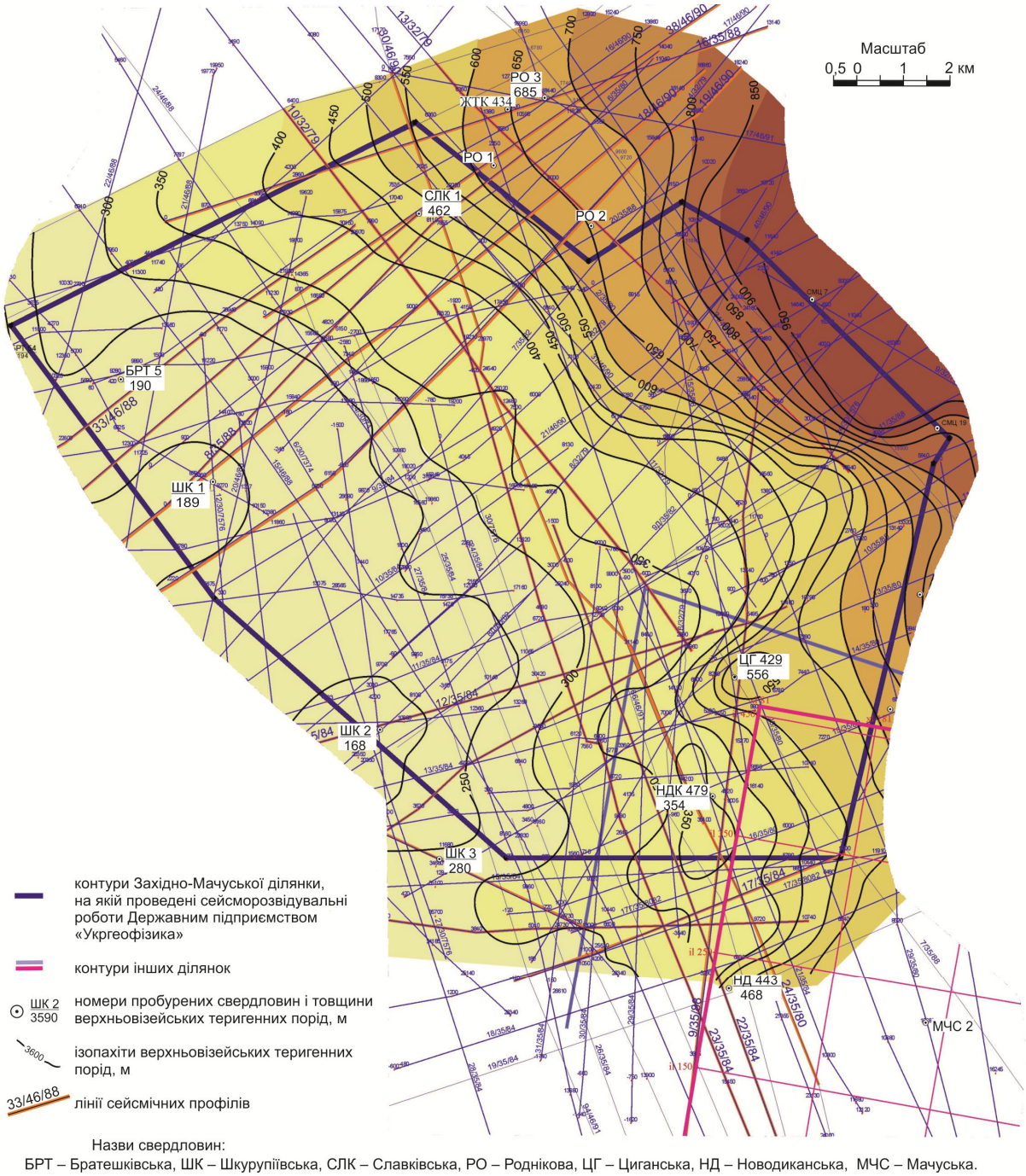

Рис. 6. Карта ізопахіт відкладів верхньовізейського під'ярусу Західно-Мачуської ділянки за даними Державного геофізичного підприємства «Укргеофізика» (Напраснова В. В., Войцицький З. Я., Кочкур В. М. та ін., 2016)

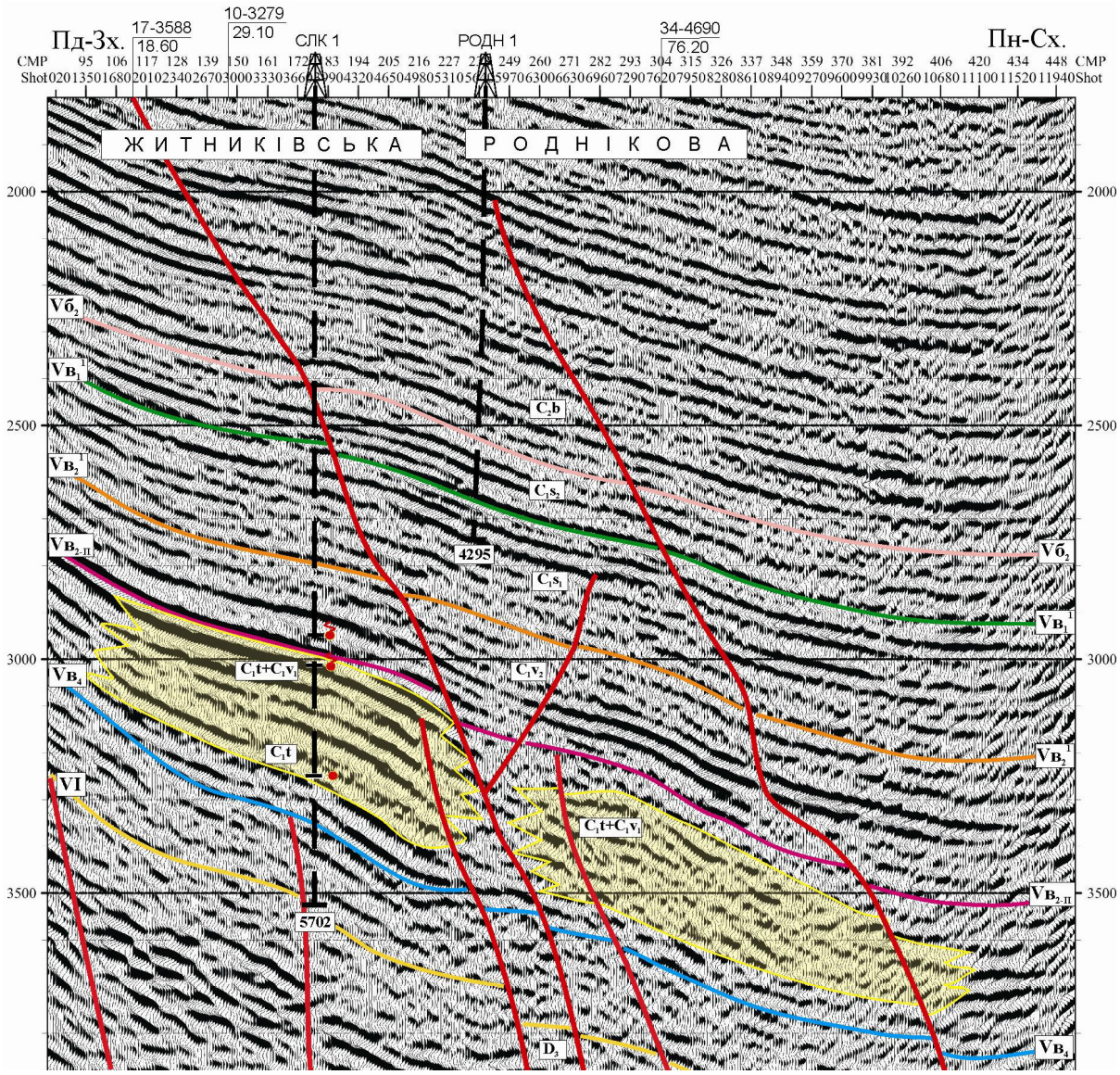

Рис. 7. Фрагмент часового розрізу 38/46/90 через Роднікову і Житниківську структури за матеріалами Державного підприємства «Укргеофізика».

СЛК 1 – свердловина 1 Славківська; РОДН 1 – свердловина 1 Роднікова; VI – горизонт відбиття у верхній частині фаменського ярусу; $Vв_4$ – горизонт відбиття в підошві турнейського ярусу; $Vв_{2-п}$ – горизонт відбиття в покрівлі нижньовізейського під'ярусу; $Vв_2^1$ – горизонт відбиття в покрівлі верхньовізейського під'ярусу; $Vв_1^1$ – горизонт відбиття в покрівлі нижньосерпуховського під'ярусу; $Vб_2$ – горизонт відбиття в підошві башкирського ярусу. Можливі біогерми показані жовтим кольором

Другий ешелон карбонатних споруд розкритий свердловиною 1 Славківська (рис. 7). Судячи з прогнозу фахівців Державного підприємства «Укргеофізика», цей ешелон від Славківської площі простягається до південного сходу через Східно-Циганську і Південно-Новодиканську площі до Мачуського родовища (рис. 4). У свердловині 1 Славківська з відкладів нижньовізейського під'ярусу з інтервалу 4875–5040 м в експлуатаційній колоні отримали приплив газу дебітом 4,7 тис. м^3/добу. З відкладів у підошві турнейського ярусу з інтервалу 5568–5639 м отримали сильно газовану пластову воду.

Нижньовізейсько-турнейські відклади у свердловині 429 Циганська не випробувались, оскільки за даними геофізичного дослідження свердловини перспективних об'єктів у розрізі не встановлено, розріз суттєво глинистий.

У свердловині 479 Новодиканська випробувані відклади нижньовізейського під'ярусу в експлуатаційній колоні. З інтервалу 4525–4500 м припливу пластових флюїдів не отримали. Як і у свердловині 429 Циганська розріз суттєво глинистий. Карта поширення товщин карбонатів демонструє мінімальні товщини в районі двох згаданих свердловин (рис. 5).

На Мачуському родовищі, розташованому за південно-східною границею Західно-Мачуської ділянки, промислові припливи газу дебітом від 6,5 до 1667,2 тис. $м^3$/добу на різних діафрагмах отримані з карбонатних відкладів турнейського ярусу у свердловинах 2, 3, 4, 51, 500 Мачуська та ще у декількох експлуатаційних свердловинах, пробурених Приватним акціонерним товариством «Нафтогазвидобування».

Вздовж південно-західної границі Західно-Мачуської ділянки може простягатися ще третій ешелон біогермів. До нього входять органогенні утворення нижньовізейського під'ярусу і турнейського ярусу, розташовані на північний захід від свердловини 443 Новодиканька (рис. 4). У розрізі свердловини вапняки вміщують значну кількість глинистого матеріалу. За даними геофізичного дослідження свердловини перспективних об'єктів у розрізі не встановлено. Однак газонасичені вапняки встановлені за результатами випробування свердловини 2 Шкурупіївська. З інтервалу 3805–3925 м і 4060–4030 м на шайбі діаметром 20 мм отримали короткочасний газоводяний фонтан: приплив газу становив 140 тис. $м^3$/добу, приплив води – 60 $м^3$/добу. Очевидно, велика депресія на пласт призвела до змикання тріщин і приплив газоводяної суміші припинився. Зауважимо, що в розподілі товщин нижньовізейсько-турнейських відкладів третій ешелон органогенних споруд не відображається (рис. 5).

Пропозиції з розміщення пошукових свердловин

З огляду на викладене можна рекомендувати такі локації для розміщення пошукових свердловин на турнейсько-нижньовізейський карбонатний комплекс. У межах першого ешелону на Родніківській площі доцільно пробурити свердловину на пікеті 513 сейсмопрофілю 18/46/90 (рис. 8) на північно-східному крилі біогерма з надією розкрити шлейфи біокластичних вапняків.

У смузі другого ешелону акумулятивних споруд на Житниківській площі рекомендуємо пробурити другу пошукову свердловину на пікеті 436 вже згаданого сейсмопрофілю 18/46/90, де за даними сейсморозвідки прогнозується зона максимальних товщин карбонатів (рис. 5). З аналогічних міркувань проєктну свердловину пропонуємо розмістити на північно-східному крилі прогнозованого біогерма. Третю свердловину пропонуємо розмістити на північно-східному схилі Північно-Новодиканського біогерма, що на часовому розрізі 12/35/84 відповідатиме пікету 329 (рис. 9). Четверту свердловину доцільно пробурити на північно-східному крилі найбільш вираженого біогерма другого ешелону за північно-західною границею Західно-Мачуської ділянки (рис. 4, 5). Поблизу знаходиться Тищенківський структурний ніс, на якому пробурена параметрична свердловина 455 Тищенківська. Товщина розкритих нижньовізейських карбонатних відкладів перевищує в ній 200 м. Таким чином біогермні споруди можуть простягатися переривчастою смугою вздовж моноклінали від Мачуського родовища на південному сході до Тищенківської структури на північному заході.

У третьому ешелоні на увагу заслуговує Щербаківська структура, де у свердловині 2 Шкурупіївська отримали приплив газу з нижньовізейсько-турнейських карбонатних відкладів. П'яту пошукову свердловину рекомендуємо розмістити на пікеті 203 часового розрізу 12/35/84 (рис. 9). Очевидно, що смуга біогермів третього ешелону простягається вздовж моноклінали на північний захід до Братешківсько-Шкурупіївської площі. Тому ще одну, шосту свердловину можна пробурити на пікеті 1782 часового розрізу 33/46/88 (рис. 10).

Розміщення запропонованих свердловин орієнтовне і повинно бути відкореговане за результатами сейсморозвідувальних робіт 3D, які пропонуємо провести на Мачусько-Тищенківській ділянці. При цьому для геологічної інтерпретації отриманих матеріалів варто застосовувати новітні розробки сейсморозвідки. Наприклад, застосування методу зсувної хвилі дає змогу деталізувати внутрішню будову карбонатних утворень [Davis, 2022], а методи, запропоновані в [Anderson et al., 2008, Singh et al., 2008] – закартувати зони карбонатів з максимальною тріщинуватістю.

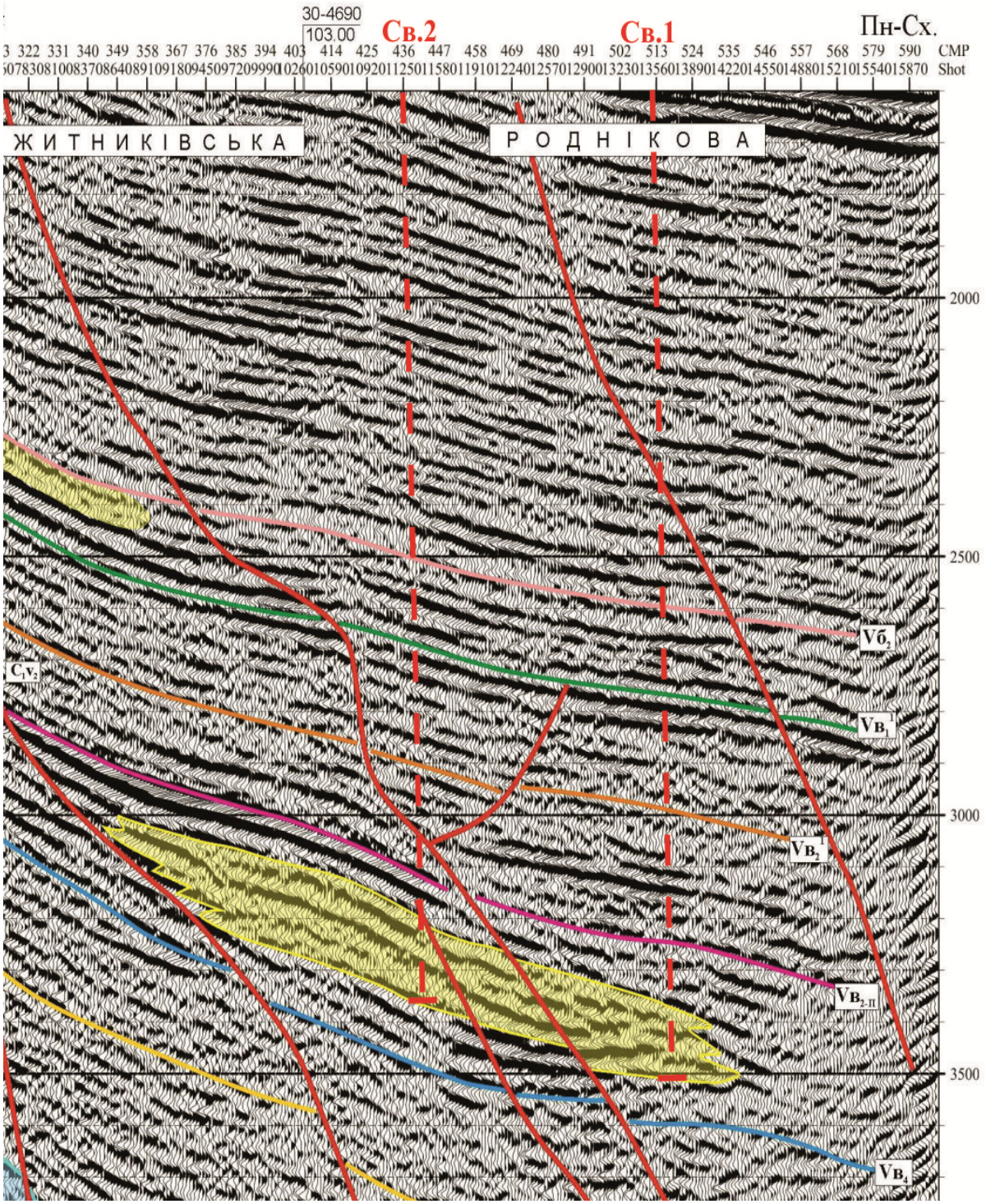

Рис. 8. Фрагмент часового розрізу 18/46/90 через Роднікову і Житниківську структури. За матеріалами Державного підприємства «Укргеофізика». Умовні позначення на рис. 7

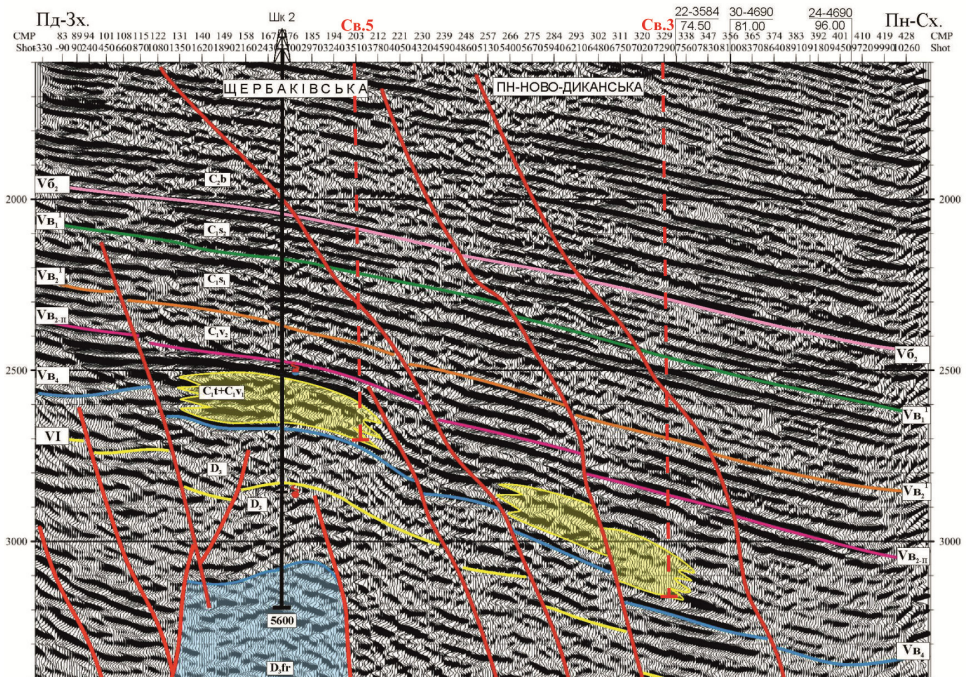

Рис. 9. Фрагмент часового розрізу 12/35/84 через Північно-Новодиканську і Щербаківську структури. За матеріалами Державного підприємства «Укргеофізика». Шк 2 – свердловина 2 Шкурупіївська. Умовні позначення на рис. 7

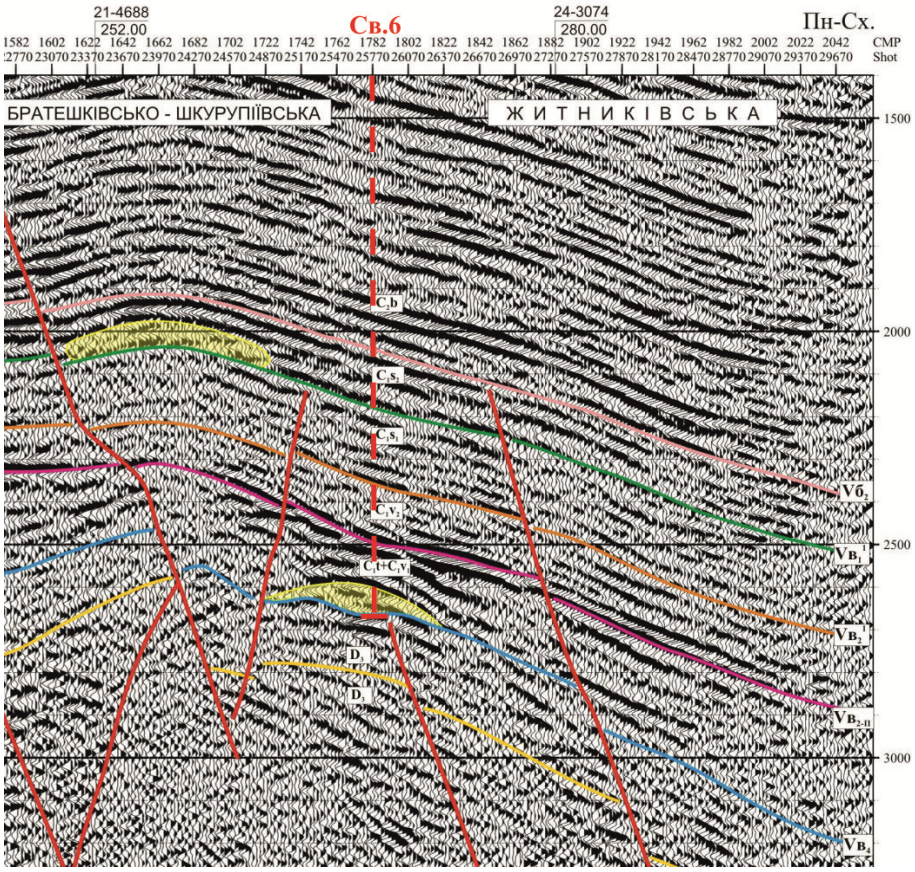

Рис. 10. Фрагмент часового розрізу 33/46/88 через Житниківську і Братешківсько-Шкурупіївську структуру. За матеріалами Державного підприємства «Укргеофізика». Умовні позначення на рис. 7

Методи збільшення припливів газу з карбонатних порід

Промислове освоєння нафтогазового потенціалу нижньовізейсько-турнейських тріщинно-кавернозно-пористих карбонатних колекторів потребує засто-сування комплексу геологічних і технологічних методів. Перш за все, у згаданих відкладах необхідно локалізувати зони просторового поширення порід з найвищим вмістом вапняків, у яких найактивніше відбуваються процеси формування вторинної пористості. Для цього необхідно створити седиментаційні моделі стратиграфічних підрозділів девону, застосувавши палеонтологічні дослідження, палеотектонічні побудови та дані сейсморозвідки і геофізичного дослідження свердловин. Потрібно також визначити зони тріщинуватості карбонатів за даними вивчення керна, тектонічного моделювання та параметричного аналізу матеріалів сейсморозвідки. Такий комплекс геолого-геофізичних досліджень дасть змогу здійснити прогноз просторового поширення карбонатних порід-колекторів і виділити об'єкти для пошукового буріння.

В технологічному аспекті для поліпшення гідродинамічного зв'язку між пустотним простором колектора і свердловиною можливе використання гідравлічного розриву пласта.

Значного прогресу в освоєнні карбонатних колекторів досягли нафтовики Білорусі. За останні декілька років їм вдалося стабілізувати і навіть дещо збільшити видобуток вуглеводнів, застосовуючи різноманітні методи гідророзриву низькопроникних колекторів девону на великих глибинах – до 6000 м [Войтехин, 2021]. Карбонатні породи-колектори девону Прип'ятського прогину подібні на породи-колектори Дніпровсько-Донецької западини. Для проведення результативного гідророзриву необхідне попереднє вивчення геомеханічних властивостей порід, зокрема, тензора напруг, по якому утворюються домінантні тріщини. Досить складно внаслідок виконання гідророзриву отримати значний позитивний ефект від горизонтальної свердловини, потрібне закінчення свердловини горизонтальним стволом. Відхід від вертикального ствола на білоруських родовищах становить 300-400 м, в окремих випадках – до 1200 м. В карбонатних пластах проводиться кислотний гідророзрив з пропантом, причому набагато кращі результати отримані з застосуванням багатостадійного (кластерного) гідророзриву. Для колекторів з розвиненою природною тріщинуватістю найкраще зарекомендував себе метод циклічного кислотного гідророзриву за технологією PLUG&PERF, який передбачає розкриття тріщин, травлення кислотою і закріплення пропантом мережі тріщин.

Циклічний кислотний гідророзрив з успіхом застосовується для карбонатних пластів білоруських родовищ. Його частка в загальній кількості гідророзривів сягає 80%. Як приклад О. Л. Войтехін наводить результати робіт на свердловині 41602 Речицького родовища. У 1200-метровому горизонтальному стволі проведені гідророзриви 40 інтервалів карбонатних колекторів пористістю до 5 %. Як рідина розриву використовувалася спеціально створена система з низькою в'язкістю (до 1,2 г/см^3), низьким коефіцієнтом тертя, високою динамічною несучою здатністю пропанту, що забезпечило високий розхід нагнітання – 15 м^3/хвилину. В результаті із свердловині 41602 Речицького родовища добилися дебіту нафти 112 т/добу.

У тріщинуватих карбонатних колекторах Мачусько-Тищенківської ділянки значної товщини найбільш доцільним є застосування скерованих багатоступеневих гідророзривів, можливо, – кислотних гідророзривів, які забезпечать зв'язок з газонасиченими колекторами і стабільну фільтрацію вуглеводнів до свердловин. Очевидно, що гідророзриви необхідно здійснювати на нафтовій основі і з застосуванням реагентів, які б забезпечили існування розкритих тріщин після їхнього звільнення від піскоиосія. Доцільно було б також використовувати хелатні сполуки, які продовжують дію кислоти на пласти-колектори.

Під час проведення гідророзривів виникне потреба у великій кількості води, хімічних реагентів, а функціонувння великогабаритної техніки створить значне навантаження на довкілля [Lazaruk & Karabyn, 2020]. Варто зазначити, що для багатостадійного гідророзриву пластів у свердловині 41602Р на вже згадуваному Речицькому родовищі Прип'ятського прогину упродовж 17 діб використано 15768 м^3 води з добавками поліакриламідних полімерів та інших реагентів. Тому необхідно передбачити утилізацію технічних вод і хімреагентів, природоохоронні та рекреаційні заходи в процесі проведення гідророзривів та видобутку вуглеводнів.

Наукова новизна

Показана можливість формування на великих глибинах тріщинних колекторів у карбонатних формаціях нижнього карбону Південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини. Це відкриває нові перспективи для пошуків газових покладів на великих глибинах.

Практична значущість

Рекомендовані геофізичні дослідження та розміщення шести свердловин з метою пошуків покладів вуглеводнів на Мачусько-Тищенківській ділянці.

Висновки

1. На значних глибинах крім тектонічної тріщинуватості можлива адіабатична мікротріщинуватість щільних літотипів порід, зумовлена природним флюїдороразривом осадової товщі вуглеводневими газами. Гази поступають із земних надр внаслідок проявів плюмтектоніки. Тектонічні

процеси призводять до дегазації Землі і перерозподілу речовини і енергії в літосфері. Це дає надію на відкриття вуглеводневих скупчень нового типу, які не пов'язані з антиклінальними пастками.

2. Для виділення у карбонатних товщах інтервалів, які пов'язані з мікротріщинуватістю, пропонуємо застосовувати інформацію про зменшення винесення керна, а також швидкості буріння порід.

3. За результатами геолого-геофізичних досліджень на Мачусько-Тищенківській ділянці у карбонатній нижньовізейсько-турнейській товщі виділені три ешелони біогермів, перспективних для пошуків вуглеводневих скупчень.

4. Рекомендовані геофізичні дослідження та розміщення шести свердловин з метою пошуків покладів вуглеводнів на Мачусько-Тищенківській ділянці.

5. Рекомендовані до застосування ефективні методи збільшення припливу газу до свердловин з низькопроникних карбонатних порід.

Список літератури

Арсірій Ю. О., Бабій Б. А., Білик С. Ф., Бойко Г. Ю., Бражина Г. Й., Бульбас В. М. … Яремійчук Р. С. (1999). *Атлас родовищ нафти і газу України* (т. ІІІ). Л., УНГА: «Центр Європи», 1416.

Бартащук О., Суярко В. (2021). Геодинаміка формування перехідної зони між Дніпровсько-Донецьким басейном і Донбаським складчастим поясом. Тектонічна інверсія рифтоподібної структури. *Геодинаміка*, 2(31), 53–65. DOI: https://doi.org/10.23939/jgd2021.02.053.

Бенько В. М., Маєвський Б. Й., Лагутін А. А., Хомин В. Р. (2013). *Особливості геологічної будови і перспективи нафтогазоносності глибоко занурених горизонтів у Дніпровсько-Донецькій западині*. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 208 с.

Височанський І. В. (2015). *Наукові засади пошуків неантиклінальних пасток вуглеводнів у Дніпровсько-Донецькому авлакогені*. Х.: ХНУ імені В. Н. Каразіна, 236 с.

Войтехин О. Л. (2021). *Гидравлический разрыв пласта на глубинах более 6000 м, технология мультистадийного гидравлического разрыва PLUG&PERF*, VIII Міжнародна нафтогазова конференція Newfolk NCC. Львів, Україна. https://www.youtube.com/watch?v=oOa7Ufocb7I&ab_channel=NEWFOLKLLC.

Гзовский, М. В. (1975). *Основы тектонофизики*. М.: Наука, 536.

Гончар В. В. (2019). Тектонічна інверсія Дніпровсько-Донецької западини та Донбасу (моделі та реконструкції). *Геофіз. журнал*, 41(5), 47–86. DOI: https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v41i5.2019.184444.

Куровець І., Приходько О., Грицик І., Мельничук С. (2019). Геотермічні умови Східного нафтогазоносного регіону України. *Геологія і геохімія горючих копалин*, 179(2), 47–54. DOI: https://doi.org/10.15407/ggcm2019.02.

Лазарук Я. Г. та Крейденков В. Г. (2000). Літофаціально-палеогеоморфологічні реконструкції як основа прогнозування пасток нафти і газу в карбонатних породах. *Геологія і геохімія горючих копалин*, 1, 37–47.

Лазарук Я. Г. (2006). *Теоретичні аспекти та методика пошуків покладів вуглеводнів у неантиклінальних пастках (на прикладі відкладів ХІІа мікрофауністичного горизонту Дніпровсько-Донецької западини)*. К.: УкрДГРІ, 110.

Lazaruk Ya, Karabyn V. (2020). Shale gas in Western Ukraine: perspectives, resources, enviromental and the thechnogenic risk of production. *Petroleum and coal*, 62(1), 836–844. https://sci.ldubgd.edu.ua/handle/123456789/7543.

Лебідь В. П. (2016). Про особливості освоєння нового напряму геологорозвідувальних робіт у Східному регіоні України. Стаття 2. Контури глибинної моделі нафтогазоносності базогенного комплексу. *Мінеральні ресурси України*, 4, 39–46.

Лукин А. Е. и Коржнев С. Г. (1999). Турнейско-нижневизейский рифогенно-карбонатный комплекс Днепровско-Донецкой впадины и общие проблемы формирования раннекаменноугольных нефтегазовых рифов. *Геологический журнал*, 2, 21–32.

Лукин А. Е. (2000). Инъекции глубинного углеводородно-полиминерального вещества в глубокозалегающих породах нефтегазоносных бассейнов: природа, прикладное и гносеологическое значение. *Геологический журнал*, 2, 21–32.

Лукин А. Е. (2004). О сквозьформационных флюидопроводящих системах в нефтегазоносных бассейнах. *Геологічний журнал*, 3, 34–45.

Лукин А., Бенько В., Гладун В., Здоровенко М., Межуев В., Огарь В., Сергий Г., Цеха О. и Щукин Н. (2005). Богатойско-Орельско-Затышнянский мегаатолл – крупный ареал нефтегазонакопления на юго-востоке Днепровско-Донецкой впадины. *Геолог України*, 9(1), 30–42.

Лукін О. Ю., Мармалевський Н. Я., Постніков Н. М. (2007). Про перспективні морфо-генетичні типи пасток вуглеводнів у східному сегменті південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини. *Зб. наук. праць УкрДРІ*, 4, 144–162.

Лукін О. Ю. (2009). Самородно-металеві мікро- і нановключення в формаціях нафтогазоносних басейнів – трасери суперглубинних флюїдів. *Геофіз. журн.*, 31(2), 61–92. URL: http://www.igph.kiev.ua/eng/journal.html.

Лукін О. Ю. (2014). Геофізичні методи і проблема виявлення нетрадиційних джерел природного газу. *Геол. журн.*, 1, 7–22.

Маєвський Б. Й., Куровець С. С., Лозинський О. Є., Хомин В. Р., Здерка Т. В., Манюк М. І. (2014). *Актуальні проблеми нафтогазової геології*. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 240.

Мачуліна С. О. (1996). Рифогенний пояс Дніпровсько-Донецької западини та перспективи його нафтогазоносності. *Нафтова і газова промисловість*, 3, 11–14.

Палиенко В. П. (1992). *Новейшая геодинамика и ее отражение в рельефе Украины*. К.: "Наукова думка", 116.

Anderson C., Long F., Ziolkowski A., Hobbs B. and Wright D. (2008). Multi-transient EM technology in practice. *EAGE*, 26 (3), 93–102. DOI: https://doi.org/10.3997/1365-2397.26.1117.27909.

Cotter E. (1965). Waulsortian-type carbonate banks in the Missisippian Lodgepole Formation of central Montana. The Journal of Geo1ogy, 73 (6), 811–888. DOI: https://doi.org/10.1086/627125.

Davis Th. L. (2022). Shear wave seismic monitoring of a carbonate reservoir. *EAGE*, 40 (3), 57–63. DOI: https://doi.org/10.3997|1365-2397.fb2022022.

Harbaugh J. W. (1957). Missisippian bioherms in north-east Oklahoma. *Am. Ass. Petroleum. Geologists Bull.*, 41, 2530–2544. DOI: https://doi.org/10.1306/0BDA59BA-16BD-11D7-8645000102C1865D.

McKenna R. D. (1979). Petroleum Geology of the Missisippi Lime in parts of Payne and Pawnee Counties, Oklahoma. *Oklahoma State University Stillwater*, Oklahoma, 72. URL: https://shareok.org/bitstream/handle/11244/16586/Thesis-1982-M155p.pdf?sequence=1.

Pray L. C. (1958). Fenestrate byozona core facies, Missisippian bioherms, south-western United States. *J. Sediment. Petrol.*, 28, 261–273.

Singh S. K., Abu-Habbiel H., Khan B., Akbar M., Etchecopar A. and Montaron B. (2008). Mapping fracture corridors in naturally fractured reservoirs: an example from Middle East carbonates. *EAGE*, 26(5), 109–113. DOI: https://doi.org/10.3997/1365-2397.26.1119.27999.

Starostenko V., Pashkevsch I., Makarenko I., Kuprienko P. & Savchenko O. (2017). Lithosphere heterogeneity of the Dnieper-Donets Basin and its geodynamical consequences. Part I. Deep structure. *Geodynamics*, 1(22), 125–138. DOI: https://doi.org/10.23939/jgd2017.01.125.

Troell A. R. (1962). Lower Mississippian bioherms of south-western Missouri and north-western Arkansas. *Journal of Sedimentary Petro1ogy*, 32(4), 629–644. DOI: https://doi.org/10.1306/74D70D3F-2B21-11D7-8648000102C1865D.

Wilson J. L. (1975). *Carbonate facies in geologic history*. New York: Springer, 471. DOI: https://doi.org/10.1007/978-1-4612-6383-8.

Yaroslav LAZARUK

Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals of NAS of Ukraine, 3a, Naukova Str., Lviv, 79060, Ukraine, tel. +38(032)2632541, e-mail: lazaruk_s@i.ua.

GEODYNAMIC ASPECTS OF HYDROCARBON DEPOSIT FORMATION IN CARBONATE COMPLEX OF LOWER CARBON OF THE DNIEPER-DONETS BASIN AND PECULIARITY OF THEIR FORECASTING AND INDUSTRIAL DEVELOPMENT

The purpose of researches – to analyze the impact of the region's geodynamic on the formation of hydrocarbon reservoirs in the carbonate Lower Visean-Tournaisian stratum, substantiation of hydrocarbon traps within the Machukhy-Tyshchenky area of the southern zone of the Dnieper-Donetsk basin, substantiation of oil and gas exploratory drilling and new effective methods of stimulating gas inflows to boreholes. Methodology. The stratigraphic, lithological, tectonic, paleotectonic methods of studying geology and oil potential, as well as the method of geological analogies are used in the work. Results. Gas-bearing carbonate rocks of the Early Visean-Tournaisian age in the Machuhy-Tyshchenky area have been studied. A comparison with other oil and gas regions has shown that they are the domes of carbonate platforms (Waulsortian facies). Three echelons of bioherm limestones have been identified within the limits of area. The stages of their formation are shown. The dependence of reservoir properties of limestones on their biofacial types is determined. The role of tectonic fracture in the formation of reservoir rocks is shown. Usually tectonic fractures are cemented by calcite due to the action of formation waters. An assumption is made about the formation of microfractures in dense limestones due to the action of plumectonic. It consists in the intrusion of high-energy fluids from the depths of the earth, the natural fluid fracturing of rocks and the formation of non-anticlinal hydrocarbon accumulations in them. Probable places of fluids breakthrough may be zones of deep faults: the Ingulets-Kryvorizhzhya-Krupetsk fault zone crosses Machuhy-Tyshchenky area. Filling of microfractures with hydrocarbons prevents their cementation. Examples of microfracturing in the cores of boreholes are given. A reduced core from microfracture intervals is established. To identify of microfracturing intervals in carbonate rocks, it is proposed to use information on the reduction of core, as well as the speed drilling of rocks. In order to stabilize and increase of gas influxes from carbonate reservoirs to the boreholes, it is proposed to use multistage hydrofracturing, as well as acid hydrofracturing. Such technology should provide the connection between the borehole and oil-saturated reservoirs. Probable factors of negative impact on the environment during hydrofracturing have been identified. Originality. At considerable depths, in addition to tectonic fracturing, adiabatic microfracturing of dense lithotypes of rocks due to natural fluid fracturing of sedimentary strata by hydrocarbon gases is possible. This gives hope for the discovery of new types of hydrocarbon deposits that are not associated with anticline traps. Practical significance. Geophysical surveys and the location of six boreholes are recommended in order to search for hydrocarbon deposits in the Machuhy-Tyshchenky area. Effective method for increasing of gas influxes to boreholes from low-permeability carbonate rocks are recommended.

Key words: geodynamics, plume tectonics, microfracturing, carbonate reservoir, sedimentation, unconventional hydrocarbon deposits.

Надійшла 15.05.2022 р.