

Вакарчук С., Карпенко І.
(ДП «Науково-дослідний інститут нафтогазової промисловості»
Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України»)

ПЕРСПЕКТИВИ ПОШУКУ ВУГЛЕВОДНІВ НЕТРАДИЦІЙНОГО ТИПУ В ПАЛЕОЗОЙСЬКИХ ВІДКЛАДАХ ПЕРЕДДОБРУДЖЬКОГО ПРОГИНУ

ПЕРСПЕКТИВЫ ПОИСКА УГЛЕВОДОРОДОВ НЕТРАДИЦИОННОГО ТИПА В ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ПЕРЕДДОБРУДЖСКОГО ПРОГИБА

Собран и проанализирован комплекс геолого-геофизических и геохимических данных по палеозойским отложениям Преддобруджского прогиба. Выделен средне-верхнедевонский нефтегазогенерирующий комплекс, перспективный на наличие скоплений углеводородов нетрадиционного типа. Рассмотрены литолого-петрофизические особенности слоистых сложнопостроенных карбонатных/карбонатно-глинистых нефтенасыщенных и нефтегазоносных интервалов.

PROSPECTS OF EXPLORATION FOR UNCONVENTIONAL HYDROCARBONS IN THE PALEOZOIC SEDIMENTS OF PEREDDOBUDZHE TROUGH

Geological, geophysical and geochemical data of the Paleozoic sediments in Pereddobrudzhe trough were collected and analyzed. Middle-Upper Devonian source rocks were highlighted, as a perspective stratigraphical complex for the presence of unconventional hydrocarbon plays. Lithological and petrophysical characteristics of complexly structured shaly carbonate reservoirs were considered.

Ключові слова: нетрадиційні скупчення вуглеводнів, сланці, карбонати, кероген, материнські породи, Переддобрудзький прогин.

Ключевые слова: нетрадиционные скопления углеводородов, сланцы, карбонаты, кероген, материнские породы, Преддобруджский прогиб.

Keywords: unconventional, hydrocarbon, shale, carbonates, kerogen, source rocks, Pereddobrudzhe trough.

Проблема та задача

У зв'язку з невисокими темпами приросту ресурсів вуглеводнів галузь потребує освоєння нових запасів вуглеводневої сировини. Метою цього дослідження є переінтерпретація та комплексний аналіз геолого-геофізичних, геохімічних та петрофізичних даних по породах осадового чохла Переддобрудзького прогину з метою виявлення передумов наявності промислових скупчень вуглеводнів нетрадиційного типу.

Матеріали

Було використано дані наукових праць, в яких аналізуються результати геолого-розвідувальних робіт, а також звіти по параметричному бурінню та випробуванню інтервалів, публікації щодо тектонічних особливостей, звіти по петрофізичному вивченню складнопобудованих колекторів, результати геохімічного і петрофізичного аналізу кернового матеріалу та коротажний матеріал по палеозойсько-мезозойських відкладах Переддобрудзького прогину в межах території України та Молдови.

Переддобрудзький прогин (надалі ПП) – це крайній прогин у низці південно-східних прогинів Східноєвропейської платформи (надалі СЄП). Це асиметрично похована структура у вигляді грабен-синкліналі, обмежена Цигансько-Чадирлунзькою зоною дис-

локацій на півночі і Болградсько-Сасикською зоною дислокацій – на півдні (рис.1). Болградсько-Старо-Троянівський (чи Болградсько-Балабанівський) розлом є межею ПП з Кілійським алохтоном, який у свою чергу становить частину кіммерійської складчастої структури Добруджі. Південна прибортова частина ПП повторює дуже інтенсивне заглиблення фундаменту на 5–6 км, що підкреслює грабеноподібну будову. В центральній частині ПП знаходиться Коненська депресія та Старотроянівський прогин, які утворюють Татарбунарський поперечний грабен. Західніше грабену знаходиться поперечне Орехівсько-Суворівське підняття, обмежене від нього Котлабухським розломом та Фрунзенським поперечним розломом – від західного крила ПП. Будова крил прогину ускладнена локальними тектонічними порушеннями різного віку і амплітуди. В межах західного крила виділена Алуатська депресія, що межує з південним бортом, та Баймаклійсько-Баургинська зона складок у північно-прибортовій зоні. Перпендикулярно до осі прогину ПП, східніше Татарбунарського поперечного грабену, знаходиться Сарматський розлом, що відокремлює східне крило – Білоліське підняття (або Приморський виступ, або Білоліський блок – надалі ББ). У межах ББ виділяють Тузлівську депресію, яка межує з південним бортом, а також зони складок та

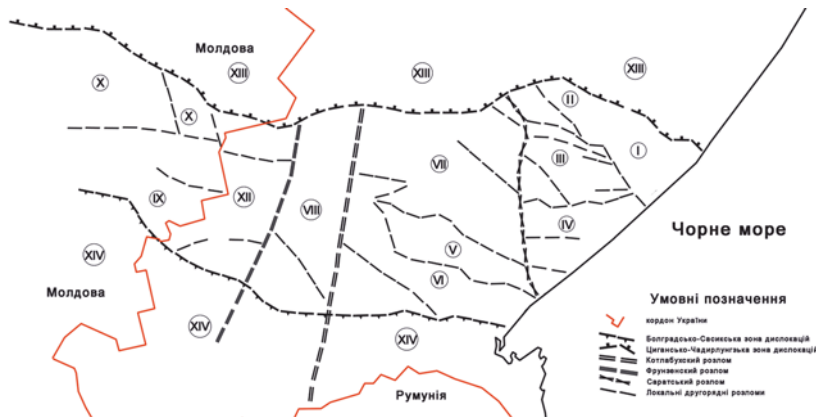


Рис. 1. Схема тектонічного районування Переддобрудзького прогину: I – Тузлівська депресія; II – Саратовсько-Балабанівська зона складок; III – Сариярсько-Жовтоярська зона підняття; IV – Лиманське підняття; V – Старотроянівський прогин; VI – Південний борт Старотроянівського прогину; VII – Коненська депресія; VIII – Орехівське та Суворівське підняття; IX – Алуатська депресія; X – Баймаклійсько-Баургинська зона складок; XII – Чаликсько-Алуатська депресія; XIII – Східноєвропейська платформа; XIV – Кілійський алохтон (районування за Полухтовичем, 1992)

підняття, ускладнених великою кількістю локальних порушень, та Лиманське підняття на півдні ББ (рис. 1).

Осадочний чохол, що датується палеозоем та мезозоем, виконаний карбонатними, карбонатно-сульфатними, теригенними та теригенно-вулканогенними породами. Фундамент рифейського віку представлений гранітами та магматитами, які подекуди можуть перешаровуватися з осадовими породами. Осадочний чохол ПП починається з відкладів венду, представлений теригенними породами, загальна товщина яких збільшується від 1000 м на півдні до 1500 м у більш заглибленій центральній частині ПП. Силурійсько-нижньодевонський комплекс виконаний теригенно-глинистими та карбонатними породами загальною товщиною до 1500–1800 м. Середньодевонський-нижньокам'яновугільний ($D_{2ef}-C_{1v_1}$) комплекс утворений сульфатно-карбонатними та карбонатними породами з другорядними глинисто-карбонатними та карбонатно-глинистими породами товщиною до 2000 м. Верхня частина нижнього карбону ($C_{1v_2}-C_{1s}$) представлена теригенно-глинистими породами. Відклади, датовані пермсько-нижньотріасовим віком, утворені переважно теригенно домінуючими породами, але в розрізах присутні карбонатно-глинисті, карбонатні та ефузивні породи. Глинистодомінуючі трансгресивні відклади утворюють товщу середньої юри на більшій частині території ПП з локально розвинутими ділянками теригенно домінуючих порід. У звітах та публікаціях різних авторів ми зіштовхнулись з різними версіями тектонічного районування та різними найменуваннями, тож було використано схему і назви тектонічних елементів за Полухтовичем Б. М. [5].

Вік порід Переддобрудзького прогину з підвищеною концентрацією органічної речовини (надалі – ОР) охоплює палеозой та мезозой. Аналіз результатів геохімічного вивчення кернавого матеріалу

палеозойсько-мезозойських відкладів ПП привів авторів попередніх звітів та публікацій (Шевченко, Полухтович, Слюсар) до висновків про відновлювальні та слабо відновлювальні умови седиментогенезу, наявність підвищених концентрацій сапропелєво-гумусової ОР з різним ступенем бітумінізації та різними стадіями термогенної зрілості. Розглянемо перелічені вище комплекси детальніше.

Силурійські відклади практично не вивчені, але характеризуються відновлювальними умовами седиментогенезу та відносно невисокими концентраціями вмісту органічного вуглецю (надалі – ВОВ) у межах 0,1–3,0%. Переважає ОР в аргілітах – 0,3–3,0%, в органічних вапняках – 1,0–2,0%, мергелях – 0,5–1,1% і глинистих вапняках – 0,1–0,2%. Ступінь бітумінізації ОР для теригенних та карбонатних літотипів – 10–20% (Шевченко Е. Ф.).

Девонсько-кам'яновугільні відклади характеризуються найвищими значеннями ВОВ – до 4,7%, бітумоїди – до 0,15%. В аргілітах ВОВ становить 0,3–2,0%, в карбонатних породах ВОВ варіює від 0,1% до 4,5% залежно від їхнього генезису, в доломітах – не вище 1,0%. В глинистих породах нижньокам'яновугільних відкладів ВОВ не перевищує 1%. В девонських відкладах угору по розрізу простежується тенденція зміни сапропелєвої ОР на гумусово-сапропелєву. Результати геохімічного аналізу свідчать про відновлювальні умови седиментогенезу на більшій території ПП у девонському періоді (Шевченко Е. Ф.). Комплекс входить у головну зону нафтогенерації (МК1-МК3, $R^o=0,50-1,15\%$) практично по всій території свого простягання (рис. 3). Більша частина комплексу потрапила в головну зону нафтогенерації (надалі ГЗН) в середньому карбоні (приблизно 300–330 млн років тому), тому вона частково вичерпала свій генераційний потенціал, про що

свідчить рівень окисненості девонської нафти. У південній та центральній частині ПП палеозойські відклади можуть характеризуватись як схильні до генерації низькомолекулярних ВВС у зв'язку з великими глибинами (>5000 м) залягання і високими стадіями термогенної зрілості (МК4-МК5, $R^o=1,15-1,55\%$). А в межах Старотроянівського прогину вони відповідають стадії апокатагенезу (ЛОМ 13–20, $R^o=2,0-3,5$), починаючи з глибин 6–7 км (рис. 3) [5].

Пермсько-тріасові відклади характеризуються низькими значеннями ВОВ від 0,3% до 0,8%, вміст бітумоїдів – 0,027%. Інші геохімічні параметри свідчать на користь автохтонного характеру бітумінозності. А вміст сульфідної сірки та відношення закисного заліза підтверджують субкислі умови седиментогенезу (Шевченко Е. Ф.).

У західній та центральній частинах ПП середньоюрські товщі відкладались при слабовідновлювальних умовах. Згідно з результатами геохімічного аналізу 155 зразків кернового матеріалу з середньоюрських відкладів ПП, деякі локальні ділянки характеризуються підвищеною концентрацією ОР і їх можна віднести до нафтогазогенеруючих порід (надалі НГГп) [5]. Глибини залягання в межах Чаликсько-Алуатської та Тузлівсько-Криловської депресій більші, і як результат – середньоюрські породи знаходяться в ГЗН, а на більшій території ПП вони не досягли термобаричних умов для генерації ВВ.

Згідно з наведеними даними та висновками попередніх наукових звітів (Шевченко, Полухтович, Слюсар), середньо- і верхньодевонські відклади характеризуються найкращими геохімічними показниками та оптимальними термобаричними умовами, тому їх можна визначити як основну нафтогазогенеруючу товщу регіону досліджень.

НГГп та скупчення ВВ не конвекційного типу генетично пов'язані з традиційними покладами та родовищами. Але сприятливі умови для акумуляції ВВ в покладах промислового значення тут були не завжди, тому неприпустимо нехтувати площами з підвищеною кількістю нафтогазопроявів. В ПП прийнято виділяти дві зони нафтогазонакопичення: Припрутську і Саратовську з підтверженою нафтогазоносністю на Східно-Саратовському та Жовтоярському нафтових і Вікторовському газовому родовищах. На території України в межах ББ знаходяться Жовтоярське та Східно-Саратовське родовища з загальними запасами нафти 28,0 млн тонн та 5,61 млн тонн відповідно. Промислові та непромислові припливи і нафтогазопрояви мали місце у відкладах юри, пермо-тріасу, карбону, девону та силуру, але домінуючою численністю характеризуються середньо-верхньодевонські та середньоюрські відклади.

Більша частина даних щодо нафтогазоносності відкладів верхньої юри в межах ПП отримана за результатами буріння свердловин у Молдові, на Готешській, Баймаклійській, Голубойській, Чаликській, Кагульській площах (рис. 3). З свердловини Ферাপонтівська-179 підняті нафтонасичені пісковики з інтервалу

1007–1077 м. У свердловині № 119 в с. Чеболакдогія був викид газу при розкритті рифових вапняків. Керн з свердловини Баймаклійська-137 в інтервалі 840–860 м був тріщинуватий, і тріщини були нафтонасичені. Біля с. Матроска в свердловині 28 тріщини в вапняках, датованих як оксфорд-кімеридж, були нафтонасичені. В свердловині Ізмаїльська-300 спостерігались сильні газопрояви по всьому інтервалу 685–1050 м. З відкладів кімеридж-тітона, з інтервалів 685–703 м та з 741,5–748 м, були підняті пісковики з запахом нафти. У межах Алуатської депресії зафіксована газонасиченість пластових вод до 675–900 см³/л, а при випробуванні інтервалу базальної пачки середньої юри отримано розгазовану промивальну рідину з вмістом газу до 18%, 83% якого становив метан.

Картування нафтогазопроявів у межах ПП дає привід для виділення зон підвищеної перспективності. Центральна частина ПП характеризується відсутністю притоків чи проявів ВВ. Попередньо розглянуті дані по східній і західній частинах ПП не викликають сумнівів щодо наявності товщ НГГп, отже необхідний детальніший аналіз літолого-фаціальних і петрофізичних особливостей цих зон. До аналогічного висновку прийшли автори звіту, в якому аналізуються результати геологорозвідувальних робіт у межах ББ [2].

Більшість свердловин, у яких спостерігались нафтогазопрояви чи були отримані промислові або непромислові дебіти ВВ, знаходяться вздовж Цигансько-Чадирлунзької зони дислокацій. В західній частині ПП у низці свердловин спостерігались газопрояви в середньоюрських відкладах, проте, згідно з глибинами залягання середньоюрських відкладів і моделей процесу їх заглиблення, кероген тут недостатньо зрілий для генерації низькомолекулярних ВВС, що наштовкує на висновок про більш глибинну генерацію ВВ з подальшою міграцією і акумуляцією в середньоюрських відкладах. Це підтверджується низкою фактів. У межах перспективної ділянки підосва юрських відкладів залягає на глибинах, що не перевищують 1200–1900 м, а початок головної зони генерації високомолекулярних ВВС починається з глибини 1700 м. Попри підвищену концентрацію органічної речовини (до 2–2,5%), для генерації отриманих тут низькомолекулярних ВВС потрібні інші термобаричні умови, які відповідають відбивній здатності вітриніту $R^o>1,15\%$. На Готешській і Баймаклійській площах ступінь зрілості керогену в відкладах келловейського, батського і байоського ярусів не виходить з протокатагенезу, тобто ступінь термогенної зрілості керогену не перевищує значення $R^o\approx 0,25-0,50\%$. Викладені дані не залишають сумнівів щодо версії більш глибинного утворення ВВ. У західній частині ПП, вздовж Цигансько-Чадирлунзької зони дислокацій, середньоюрські відклади (рис. 3) залягають на потужному пермсько-нижньотріасовому комплексі. У межах Готешської, Баймаклійської та Голубойської площ відклади Р-Т₁ утворені лагунними сірозабарвленими фаціями – аргілітами, алевролітами, гіпсами, ангідритами з другорядними шарами вапняків і

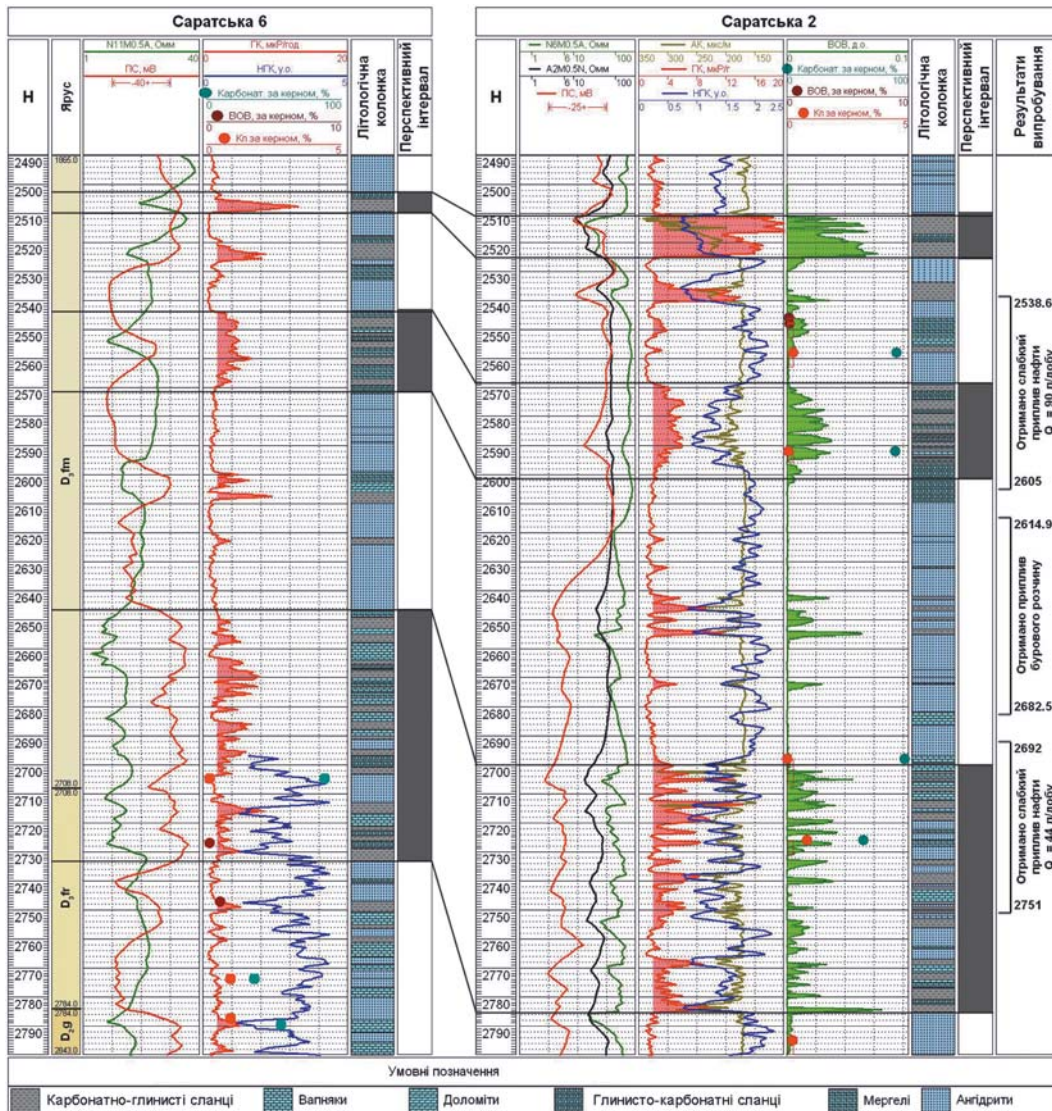


Рис. 2. Характерні нафтонасичені породи франського і фаменського ярусів у розрізі свердловин Саратська-2 і Саратська-6

пісковиків. У межах Чаликської площі відклади того ж віку представлені пісковиками, алевролітами і аргілітами. А в північно-східному напрямі (район Алуатської площі) аналогічні відклади характеризуються появою грубодисперсних теригенних літофацій. У пермсько-нижньотріасовий період прогинання ПП компенсувалось уламковим матеріалом, що надходив зі сторони СЄП. ВОВ у цих відкладах варіює в межах від 0,3% до 0,8%, вміст бітумоїдів – до 0,027%, а стадія термогенної зрілості в межах МК1-МК2 ($R^{\circ} \approx 0,50-0,85\%$), що зводить імовірність генерації великих обсягів низькомолекулярних ВВС в цьому комплексі практично до нуля (Тіссо і Вельте, 1982). Високий вміст теригенного уламкового матеріалу, відкладеного в прибережних умовах, відсутність зафіксованих нафтогазопроявів та відсутність ННГп дозволяє зробити припущення про відсутність сприятливих умов для формування флюїдоупорів у пермсько-нижньотріасовому

комплексі та можливість міграції ВВС з середньо-верхньодевонського нафтогазогенуючого комплексу в середньоюрські відклади, де спостерігались нафтогазопрояви та накопичились газонасні поклади Вікторовського родовища.

Глибина залягання підшви середньо- і верхньодевонського нафтогазогенуючого комплексу західної частини ПП у межах Баймаклійсько-Баургинської зони складок не перевищує 3500 м, а на деяких ділянках навіть 3000 м. Що не перевищує глибини залягання аналогічних відкладів у східній частині ПП. Стадія термогенної зрілості в межах МК3 ($R^{\circ} \approx 0,85-1,15\%$), що відповідає перехідній зоні між головною зоною генерації високомолекулярних ВВС і початку головної зони утворення низькомолекулярних ВВС. Згідно з результатами попередніх робіт по цьому регіону, середній вміст ОР в палеозойських відкладах значно перевищує вміст ОР в

палеозойських відкладах північної частини ББ. Його концентрація значно збільшується з заходу на схід, вздовж простягання Баймаклійсько-Баургинської зони складок, і досягає найбільшої концентрації (до 1800 г/т) у зоні найінтенсивнішого прогинання в період утворення живецького і ейфельського ярусів [5]. Вірогідно, це пояснюється більш виразними аноксичними умовами на більших глибинах седиментаційного басейну. Згідно з літофаціальними картами, відклади нижньої частини ейфельського ярусу утворені ангідритами і доломітами з другорядними шарами вапняків, а верхня частина утворена вапняками з шарами доломітів і ангідритів. Відклади живецького ярусу утворені вапняками з другорядним перешаруванням аргілітів і доломітів. На жаль, у нас не було можливості проаналізувати каротажний матеріал і зробити більш конструктивні висновки, в зв'язку з тим, що ці площі знаходяться поза межами України, а точніше на території Молдови. Ще однією особливістю є практично повна відсутність проявів високомолекулярних вуглеводневих сполук (далі – ВВВС), тобто при всіх випробуваннях перспективних об'єктів було отримано низькомолекулярні ВВС. На момент формування середньо-верхньодевонських відкладів східна і західна частина Переддобрудзького акумулятивного басейну була відокремлена денудаційним суходолом, що могло вплинути на локальні кліматичні умови, напрями переміщення водних мас та види гідробіонтів, які з часом сформували кероген, схильний до генерації газоподібних ВВ. Отже, наявність підвищеної концентрації ОР, отримані нафтогазопрояви з вищезалегалих комплексів, достатній ступінь зрілості ОР, невеликі глибини залягання, відсутність великої кількості тектонічних порушень визначають середньо-верхньодевонський нафтогазогенеруючий комплекс в межах Баймаклійсько-Баургинської зони складок та всього району досліджень як ділянку підвищеної перспективності на наявність скупчень ВВ нетрадиційного типу.

Східна частина ПП викликає не менший інтерес у зв'язку з великою кількістю проявів та припливів ВВ у середньо-верхньодевонському комплексі, до якого прив'язані ще й нафтові поклади Жовтоярського та Східно-Саратського родовищ. У відкладах того ж віку в межах ББ на Саратській, Східно-Саратській, Ярославській, Розівській, Жовтоярській, Білоліській, Сариярській, Лиманській, Тузлівській площах спостерігались численні нафтогазопрояви та притоки нафти і газу. На Саратській площі виділено більше 20 нафтонасичених об'єктів. На Східно-Саратському родовищі після неодноразових спроб інтенсифікації припливу було отримано дебїти в'язкої нафти 20 м³/добу на 6-міліметровому штуцері та 49 м³/добу. Свердловина Білоліська-1 розкриває теригенні відклади нижньодевонського віку. Тріщини у вапняках і доломітах в інтервалі 1899–2839 м заповнені темно-бурою в'язкою нафтою, і в багатьох пластах з інтервалу 1750–2750 м були газопрояви за даними газового каротажу. З глибини 1228–1427 м за 4 години було отримано 1,1 м³

темно-бурої в'язкої нафти. У свердловині Заріччянська-1 виділено 17 слабонафтонасичених пластів-колекторів з пористістю до 10–12%. На Жовтоярській площі з свердловини Жовтоярська-1 з інтервалу 3770–3804 м отримано ВВ газ з водою дебїтом понад 10 тис м³. У свердловині Жовтоярська-2 отримано дебїти нафти з інтервалу 3113–3162 м – 3,4 м³/добу, і з 3107–3206 м – 2,7 м³/добу, а в Сариярській-1 з інтервалу 3532–3577 м отримано приплив нафти дебїтом 1,1 м³/добу.

Необхідно розглянути літолого-фаціальні та петрофізичні особливості інтервалів південно-східної частини ПП з нафтогазопроявами, підвищеними концентраціями ОР та сприятливими термобаричними умовами для генерації ВВС. У свердловині Жовтоярська-2 підвищеними колекторськими властивостями характеризуються вапняки живецького ярусу з аномально високими значеннями радіоактивності (10 мкР/год на фоні 2–3 мкР/год) і пониженими питомими електричним опором, що доволі контрастно виглядає на фоні значень радіоактивності і опору в монолітній сульфатно-карбонатній товщі. З інтервалу перешарування радіоактивних вапняків та сульфатизованих вапняків, що характеризуються коефіцієнтом пористості в межах 4,5–7,5%, отримано 5,5 м³ нафти за 37 годин [6]. Аналіз каротажних даних та результати петрофізичного аналізу підштовхують до висновку про безпосередню генерацію ВВВС у цьому ж пласті, що призвело до утворення системи тріщин, які обумовлюють підвищені колекторські властивості. Франський ярус, а точніше його нижня частина, представлений татарбунарською світою, утвореною товщею перешарування доломітів, доломітизованих вапняків та бітумінозних глинистих і глинисто-карбонатних сланців з другорядними шарами ангідритів та мергелів. Повністю пройшли цю світу свердловини на Саратській, Тузлівській та Балабанівській площах. Доломіти в цій світі темно-сірі, різнозернисті, з включеннями піриту та розвинутою сіткою мікротріщин, заповнених темно-бурым бітумом. Вапняки сірі та темно-сірі, доломітизовані, глинисті, бітумінозні, насичені темно-бурою піритизованою органікою з тонкими прошарками ангідритів та бітумів. Тріщини спрямовані вздовж нашарування, розвинута кавернозність, порувий простір заповнений темно-бурым бітумом або в'язкою нафтою. Зустрічаються прошарки глинистих вапняків, мергелів та доломітистих аргілітів, а також залишки умбелових водоростей. Аргіліти в татарбунарській світі темно-сірі та буро-сірі, вапнисті, з включеннями доломітового матеріалу, сильно тріщинуваті, піритизовані, бітумінозні. Аналогічно і мергелі темно-сірі, з включеннями доломітового матеріалу, піритизовані, бітумінозні. Ангідрити білі, рожеві, темно-сірі. Залишки палеофауни зустрічаються не часто, і як правило це харові водорості, остракоди та спори. Середні значення концентрації ОР максимальні для району дослідження і становлять більше 3%. Розріз фаменського ярусу представлений жовтоярською світою, повністю розкритою

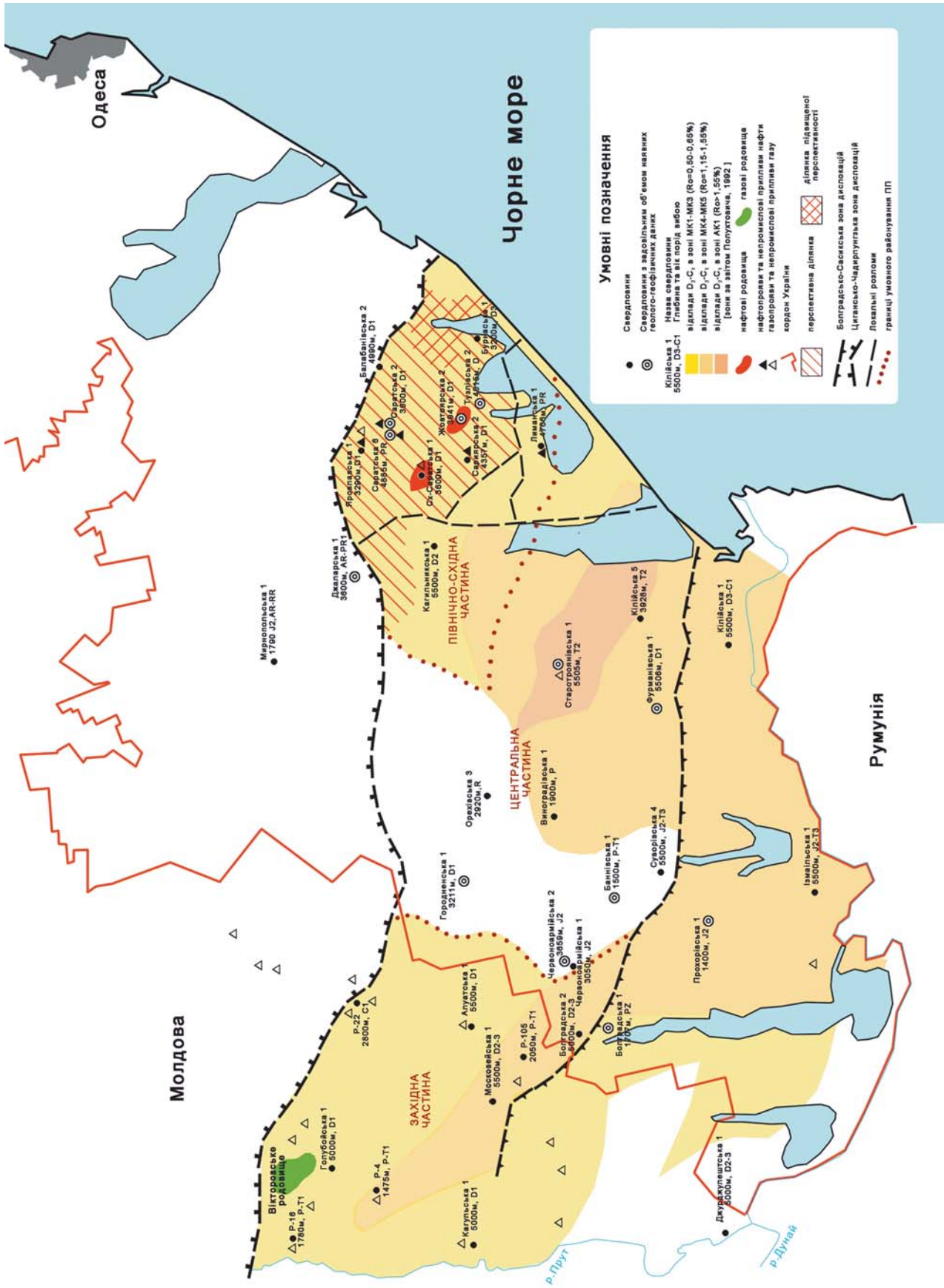


Рис. 3. Карта-схема перспектив наявності скупчень вуглеводнів нетрадиційного типу в палеозойських відкладах Переддобрудзького прогину

параметричними свердловинами в межах Тузлівської, Саратовської, Балабанівської та Білоліської площ. Літологічно характеристика дуже подібна до описаної вище татарбунарської світи, однак співвідношення літотипів у розрізі відрізняється. В межах Білоліської площі ярус утворений вапняками, ангідритами та доломітами з другорядними шарами зеленувато-сірих і темно-сірих аргілітів та алевролітів, породи щільні, коричнево-сірі, тріщинуваті, тріщини заповнені нафтою, висока концентрація розсіяного піриту, присутні газопрояви в процесі буріння [1, 2, 5]. Далі по тексту будуть детальніше розглянуті інтервали цього ярусу. У свердловині Саратовська-2 з перешарування тріщинуватих ангідритів та вапняків ейфельського ярусу отримано слабкий приплив нафти 0,89 м³/добу. Франський ярус викликає підвищений інтерес у зв'язку з відмінним літологічним складом і латеральною витриманістю, адже його аналоги зустрічаються на багатьох площах ББ. У свердловині Саратовська-2 з нього було отримано непромисловий приплив нафти 44 л/добу. Ізольований зверху і знизу потужними товщами ангідритів та пелітоморфних вапняків, він утворений перешаруванням нафтонасичених, тріщинуватих, темно-бурих, глинистих, доломітизованих вапняків з мергелями та сірими/зеленувато-сірими сланцями. Шаруваті глинисто-карбонатні сланці та мергелі французького і фаменського ярусів відрізняються підвищеною тріщинувато-кавернозною пористістю та аномально високою радіоактивністю з гідрослюдиисто-монтморилонітовим складом глинистої компоненти, з включеннями піриту (2–4%) і глауконіту. Пористість варіює в межах 2,34–4,23%, а в зв'язку з вмістом керогену, бітумів та нафти вони характеризуються дещо пониженою густиною в межах 2,55–2,58 г/см³. Згідно з геохімічним аналізом ядерного матеріалу з свердловини Саратовська-2, в інтервалі 2726–2731 м ВОВ становить 0,47%, вміст керогену дорівнює 0,63%; а в інтервалі 2746–2751 м ВОВ становить 0,75%, а вміст керогену дорівнює 1,00% [5]. Деякі шари сланців характеризуються підвищеною радіоактивністю, що свідчить про наявність керогену, і, згідно з розрахунками, ВОВ у цих прошарках становить до 4% (рис. 2). За результатами аналізу вмісту ОР в свердловині Саратовська-6 у межах 2700–3200 м, середні значення ВОВ становлять 1,5% [5], тобто в інтервалах з підвищеним ВОВ значення значно вищі.

Схожий за літологічним складом та характером насичення інтервал знаходиться в нижній частині фаменського ярусу, що утворений перешаруванням вапняків, інколи глинистих та тріщинуватих, ангідритів та сланців, а зверху і знизу ізольований потужними товщами міцних, щільних, непроникних ангідритів і пелітоморфних вапняків (рис. 2). При випробуванні отримано дебіт нафти 90 л/добу. В інтервалі 2546–2548 м ВОВ = 0,21%, а загальний вміст керогену становить 0,26%; а в інтервалі 2548–2503 м ВОВ = 0,25%, а вміст керогену – 0,33%. Значення пористості у відібраних зразках ядерного матеріалу дуже низькі. Розрахований ВОВ відповідає результатам геохіміч-

ного аналізу, тож виділений нами інтервал в фаменському ярусі характеризується ВОВ до 3,5%.

Згідно з описами ядерного матеріалу, частина тріщин заповнена кальцитом, інша – піритом, або бітумом, або в'язкою нафтою; частина з них вертикальна, інша – похилопрямована; тріщини відрізняються за товщиною та щільністю. З перелічених характерних рис тріщинуватості середньо-верхньодевонського комплексу можна зробити висновок про те, що системи тріщин відрізняються за генезисом та часом утворення. До аналогічних висновків прийшли автори методики оцінки складнобудованих карбонатних колекторів [6]. Автори стверджують, що система тріщин утворилася в процесі трифазового тектоногенезу з різноспрямованими векторами. Практично весь ядерний матеріал, відібраний з відкладів середнього та верхнього девону, темно-коричневого кольору, а тріщини заповнені бітумом або нафтою, що може слугувати явними показниками вторинної міграції.

Виділені інтервали характеризуються підвищеними колекторськими властивостями на фоні монолітних, непроникних сульфатно-карбонатних товщ, тому в період активної генерації ВВВС вони могли акумулювати їх; ВВВС в свою чергу мігрували з нижчезалігаючих горизонтів по розвинутій системі тріщин, що утворилася, ймовірно, в процесі генерації ВВВС. Беручи до уваги підвищений вміст керогену і те, що інтервали потрапляють в головну зону нафтогенерації (МК2-МК3, R^o≈0,85–1,15), можна зробити висновок, що певна частина нафти утворилася безпосередньо в ньому і саме генерація ВВВС є причиною підвищеного коефіцієнта пористості в глинистих та глинисто-карбонатних сланцях.

У розрізах свердловин на Білоліській, Жовтоярській, Саратовській, Тузлівській і Східно-Саратовській площах простежуються інтервали з характерним вищеописаним перешаруванням порід, визначених як нафтоносні чи нафтонасичені. Як показує практика застосування солянокислотних обробок (надалі – СКО), вони можуть збільшувати дебіти флюїдів в декілька разів, а приклад застосування СКО з подальшою термо-СКО підвищив дебіт нафти до 49 м³/добу в свердловині Східно-Саратовська-3 (за іншими даними – до 29 м³/добу). Використовуючи технології горизонтального буріння та гідророзриву пласта і СКО, можливо інтенсифікувати видобуток до промислових норм та зробити процес видобування економічно рентабельним. Але тут зустрічаються труднощі, пов'язані зі складнобудованими шаруватими колекторськими частинами перспективних об'єктів, що ускладнює розрахунок успішного проведення ГРП. Підвищена в'язкість і густина нафти (густина 0,92 г/см³) ускладнюють розробку нафтоносних пластів та зменшують відсоток нафтовилучення. Автори одного зі звітів по НДР висувають припущення щодо утворення в'язкої нафти в процесі внутрішньоформаційної перерви в осадонакопиченні, яка сприяла окисненню нафти в умовах пласта, що потрапив у зону аерації [2]. Для підтвердження теорії перерви осадонакопи-

чення в передфаменський вік автори вказують на наявність строкатозабарвлених озалізненних аргілітів та мергелів, брекчованих вапняків, в яких знаходяться залишки умбелл, що характерно для франських відкладів. Якщо під озалізненням розуміється піритизація (до 4% у відкладах фаменського ярусу), то вона викликана процесом катагенезу і перерозподілом хімічних елементів у породах, що вміщують кероген, який утворився в процесі метаморфізму органічних решток гідробентосу.

Товщини середнього та верхнього девону в межах ББ збільшуються в напрямі Тузлівської депресії, отже це була глибша депресійна зона з більшою швидкістю прогинання. Можна припустити, що ця зона характеризувалась яскравіше вираженими аноксичними умовами, які сприяли відкладенню ОР більшої концентрації. Викладені вище припущення підтверджуються результатами картування середніх значень вмісту ОР в палеозойських відкладах північної частини ББ. Середні значення вмісту ОР збільшуються від 100–300 г/м³ у районі Саратовської, Ярославської і Кагильницької площ до 800 г/м³ у районі Балабанівської площі, тобто вектор збільшення спрямований саме в центр зони найінтенсивнішого прогинання в девонський період [5]. Відповідно до аналізу палеорекоконструкцій та літофаціальних карт, відклади середнього і верхнього девону в межах Саратовського валоподібного підняття, Саратовсько-Жовтоярської зони підняття та Тузлівської депресії потрапляють в єдину літофаціальну зону. Це дозволяє екстраполювати комплекс петрофізичних, геохімічних, літолого-фаціальних властивостей карбонатної товщі в напрямі Тузлівської депресії. Порівнюючи каротажний матеріал живецького та франського ярусів у свердловинах Саратовської площі з одновіковими інтервалами в свердловинах Тузлівської площі, які знаходяться в безпосередній близькості до депресії, спостерігаємо вагоме збільшення інтервалів виділених нами об'єктів. Наявного ядерного матеріалу по Балабанівській площі недостатньо, щоб підтвердити коректність нашого припущення щодо розповсюдження властивостей карбонатної товщі у бік Тузлівської депресії та встановити кореляцію з одновіковими породами Тузлівської і Саратовської площ. Можна лише підсумувати, що карбонатні літофації представлені щільними ангідритами, вапняками і доломітами, стилолітові шви заповнені глинистим матеріалом або піритом, а система мікротріщин – ангідритом або кальцитом. Слід зазначити інтервал глибин 2788–2796 м з піднятими бітумінозними ангідрито-доломітами, поровотріщинуватий простір яких заповнений бітумом. Важливо те, що нафтопроявів на Балабанівській площі не спостерігалось [2]. Максимальні глибини залягання підшови середньодевонських відкладів

у межах Тузлівської депресії не перевищують 5000 м, лише в найглибшій ділянці, що виходить до узбережжя Чорного моря, сягають 6000 м, що робить можливим і доступним додаткове параметричне і розвідувальне буріння. Необхідно згадати, що ця територія не порушена великою кількістю дислокацій та розломів, що робить перспективні інтервали латерально витриманими і зменшує імовірність вторинної міграції ВВ в минулому.

Результати та висновки

За результатами комплексного аналізу геолого-геофізичних, геохімічних, петрофізичних та промислових даних, середньо-верхньодевонський нафтогазогенеруючий комплекс був виділений як найперспективніший на наявність скупчень ВВ нетрадиційного типу в межах північно-східної і західної частин Передобрудзького прогину. В межах української частини Передобрудзького прогину для подальшого детального вивчення і оцінки перспектив видобування вуглеводнів рекомендована менш заглиблена частина Тузлівської депресії (рис. 3). Літолого-фаціальний та петрофізичний аналіз складнопобудованих нафтонасичених і нафтоносних інтервалів живецького, фаменського та франського ярусів привів до висновків про складну шарувату поліфаціальну будову та комбінований тип порового простору порід-колекторів: на макрорівні – кавернозно-тріщинуватий в карбонатнодомінуючих літофаціях, на мікрорівні – розвинута система мікротріщин з мікропорами в керогені в карбонатно-глинистих літофаціях.

1. *Анализ и обработка материалов опорно-параметрических скважин Западного-Причерноморья и Вольно-Подколи и определение направления дальнейших геолого-разведочных работ / Сандлер Я. М. Богомякова В. Б., Ворона Г. П. и др. – Львов: УкрНИГРИ, 1974. – Т. 1. – 137 с.*

2. *Анализ результатов геологоразведочных работ и выдача рекомендаций по направлению дальнейших работ в Западном Причерноморье и акватории Черного моря / В. А. Григорьева, А. И. Тараткевич, Л. В. Тюленева, Е. А. Грозицкая. – Симферополь: Крымгеология, 1977. – Т. 1. – 107 с.*

3. *Баженова О. К. Геология и геохимия нефти и газа / Баженова О. К., Бурлин Ю. К., Соколов Б. А., Хаин В. Е. // Изд-во Московского университета, 2012. – 432 с.*

4. *Газизова С. А. К сравнительному анализу прогибов, обрамляющих Восточно-Европейскую платформу. Предобруджский передовой прогиб // Геологический сборник № 8. – Информационные материалы. – Ин-т геологии Уфимского центра РАН. – С. 88–94.*

5. *Полухович Б. М. Анализ и обобщение результатов поисково-разведочных работ на мезозойские и палеозойские отложения Предобруджского прогиба и выдача рекомендаций по направлению дальнейших работ. – Львов: УкрНИГРИ, 1992. – 191 с.*

6. *Трофименко Г. Л. Разработать и опробовать методику оценки сложнопостроенных карбонатных объектов по ГИС. – К.: КГО УкрНИГРИ, 1992. – 150 с.*