

НЕРЕАЛІЗОВАНИЙ ВУГЛЕВОДНЕВИЙ ПОТЕНЦІАЛ БАШКИРСЬКОГО РИФОГЕННО-КАРБОНАТНОГО КОМПЛЕКСУ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОГО АВЛАКОГЕНУ**UNREALISED HYDROCARBON POTENTIAL OF THE BASHKIR REEF-CARBONATE COMPLEX OF THE DNIPRO-DONETS AULACOGEN****О. Ю. Лукін, Г. С. Пономаренко**
Olexander Yu. Lukin, Galyna S. PonomarenkoInstitute of Geological Sciences, NAS of Ukraine, 55-b O. Honchara Str., Kyiv, Ukraine, 01601
(chv_ukrdgri@ukr.net, galinapon77@gmail.com)

Проаналізовано нафтогазоносність рифогенно-карбонатних комплексів у регіонах України, Східноєвропейської платформи, світу. Встановлено, що карбонатно-рифові формації у балансі світових запасів відіграють все більшу роль. Проте ступінь освоєння вуглеводневих ресурсів у Дніпровсько-Донецькому регіоні становить менше 10%. Наведено результати вивчення можливості відкриття значних скупчень нафти і газу в недостатньо вивченому і недооціненому башкирському рифогенно-карбонатному комплексі середнього карбону Дніпровсько-Донецького авлакогену. Основною метою досліджень було з'ясування умов карбонатно- і рифоутворення башкирського рифогенно-карбонатного комплексу; геологічної будови і морфологічних особливостей; виділення складу і типу органогенних споруд; пізнання закономірностей просторової локалізації та нафтогазоносності. Детальне вивчення речовинного складу, будови і розподілу потужностей карбонатних горизонтів башкирського ярусу дозволило встановити присутність різноманітних за морфологією і генезисом рифогенних утворень, для яких притаманне значне поширення тріщинно-кавернозно-вториннопорових колекторів. Наведені дані про фільтраційно-ємнісні властивості порід, гідрогеологічні і геохімічні особливості цього складно побудованого рифогенно-карбонатного комплексу вказують на його регіональну нафтогазоносність. В якості ареалів нафтогазонакопичення виділено кілька прогнозних мегаатолів, де поклади в башкирських карбонатних колекторах залягають на глибинах менше 3500–4000 м. З метою картування локальних рифових масивів і виділення різних типів рифогенно-карбонатних пасток рекомендовано проведення певного комплексу геофізичних методів дослідження свердловин і тривимірної сейсморозвідки.

Ключові слова: нафтогазоносність, рифогено-карбонатні комплекси, Башкирська плита, Дніпровсько-Донецький авлакоген.

The paper analyses the oil and gas content of reef-carbonate complexes in the certain regions of Ukraine, the Eastern European platform and the world. It is noted that carbonate and reef formations play an increasingly important role in the world reserves balance. However, the degree of development of hydrocarbon resources in the Dnipro-Donets region is less than 10%. The article presents the results of the study of the possibility of discovering significant oil and gas deposits in the understudied and underestimated Bashkir reef-carbonate complexes of the Middle Carboniferous Dnipro-Donetsk Aulacogen. The main objectives of the research were to clarify the conditions of carbonate and reef formation of the Bashkir rhyogenic carbonate complex, its geological structure and morphological features, to identify the composition and type of organogenic structures, to understand the patterns of spatial localisation and oil and gas content. A detailed study of the material composition, structure and thickness distribution of the carbonate horizons of the Bashkir stage allowed us to establish the presence of reef formations of different morphology and genesis, characterised by a significant distribution of fracture-cavity-secondary pore reservoirs. Data on rock filtration and capacity properties, hydrogeological and geochemical characteristics of this compound reef-carbonate complex indicate its regional oil and gas potential. Several predicted mega-atolls have been identified as areas of oil and gas accumulation, where deposits in Bashkir carbonate reservoirs lie at depths of less than 3500–4000 m. In order to map local reef massifs and identify different types of reef-carbonate traps, it is recommended to conduct a certain set of geophysical methods of well logging and three-dimensional seismic survey.

Keywords: oil and gas potential, refigene-carbonate complexes, Bashkir Anticlinorium, Dnipro-Donets aulacogen.

Цитування: О. Ю. Лукін, Г. С. Пономаренко. Нереалізований вуглеводневий потенціал башкирського рифогенно-карбонатного комплексу Дніпровсько-Донецького авлакогену. Збірник наукових праць Інституту геологічних наук НАН України. 2021. Том 14, вип. 2. С. 3–11. <https://doi.org/10.30836/igs.2522-9753.2021.228901>.

Citation: Lukin O. Yu., Ponomarenko G. S., 2021. Unrealised hydrocarbon potential of the Bashkir reef-carbonate complex of the Dnipro-Donets aulacogen. Collection of scientific works of the Institute of Geological Sciences NAS of Ukraine. Vol. 14, iss. 2. Pp. 1–11. <https://doi.org/10.30836/igs.2522-9753.2021.228901>.

ВСТУП

Карбонатні формації у нафтогазоносних басейнах України відіграють значну роль, їх промислова нафтогазоносність давно доведена. Проте ступінь освоєння в них вуглеводневих ресурсів поки що невеликий (менше 10%).

На часі достовірні оцінки прогнозних ресурсів лише для окремих сегментів рифогенно-карбонатних комплексів (РКК) перевищують 5 млрд т умовного палива (або 5 трлн м³ газового потенціалу). У зв'язку з тим, що основна частина родовищ у Дніпровсько-Донецькій западині (ДДЗ) пов'язана з ефективно-пористими піщаними колекторами, більш складним для промислового освоєння карбонатним колекторам тривалий час не приділяли належної уваги, незважаючи на відповідні рекомендації та відкриття низки нафтових і газоконденсатних покладів. Так звані «плити» (башкирська, візейська, турнейська) вважались малопроникними товщами. Водночас ці плити є складно побудованими комплексами, в яких виділяють бар'єрні рифи, мегаатоли, карбонатні платформи з біогермами тощо.

Великий ареал газонакопичення розташований на північних окраїнах Донбасу. Поблизу, в подібних умовах зчленування Воронежської антеклізи і Прикаспійської западини, знаходиться супергігантське Астраханське газоконденсатне родовище, приурочене до Башкирської плити (БП). Очікується, що і в Дніпровсько-Донецькому регіоні в ній міститься велика кількість недовивчених, недооцінених покладів і навіть пропущених родовищ.

Обґрунтована і розроблена ще 30 років тому проблема нафтогазоносності рифогенно-карбонатних формацій України включала як один із самостійних напрямів прогнозно-пошукових досліджень оцінку перспектив нафтогазоносності РКК нижньої частини башкирського ярусу середнього карбону Дніпровсько-Донецького авлакогену (ДДА) і північних окраїн Донбасу (Лукин, 1967, 1976). Але, на відміну від ранньокарбонових, він все ще не привернув до себе уваги нафтогазорозвідників і всупереч існуванню низки ознак його нафтогазоносності лишається недовивченим і недооціненим. Водночас ці ознаки, у сукупності з даними з нафтогазоносності Прикаспійської западини, свідчать про реальну можливість відкриття у башкирському РКК значних промислових скупчень нафти і газу переважно на невеликих (менше 4000 м) глибинах.

Від поліфаціальної вугленосної середньокам'яновугільної товщі, яка залягає вище, нижня частина башкирського ярусу ДДА (в обсязі краснополянського, північно-кельтменського, прикамського та низів черемшанського горизонтів або донецьких світ С₁⁵, С₂¹ і нижньої частини С₂²) суттєво відрізняється переважанням морських карбонатних і глинистих фацій. Вона характеризується великою латеральною мінливістю літологічного складу. На значних територіях ДДЗ в її складі домінують карбонатні породи, їх роль особливо зростає в північній прибортовій зоні і на північному заході ДДЗ, де цей стратиграфічний інтервал являє собою шельфову істотно карбонатну товщу (від 30–50 до 100–150 м) — БП, що облямовує з півночі і північного заходу зону поширення депресійних морських суттєво глинистих відкладів (рис. 1). На південному–південно-східному схилах Воронежського кристалічного масиву (ВКМ), у Волго-Уральському регіоні і на облямуванні Прикаспійської западини Башкирська плита (нафтогазорозвідники цих регіонів теж використовують цю назву) облямовує шельфову оксько-серпуховську карбонатну товщу.

Незважаючи на те, що на території БП були отримані припливи води і вуглеводнів (ВВ), вона тривалий час не привертала уваги геологів-нафтовиків в якості можливих резервуарів ВВ. Багато дослідників і зараз схильні розглядати її як одну з регіональних малопроникних товщ-покришок. Детальне вивчення речовинного складу, будови і розподілу потужностей карбонатних горизонтів нижньої частини башкирського ярусу дозволило встановити в ній присутність різноманітних за морфологією і генезисом рифогенних утворень, яким притаманне значне поширення тріщинно-кавернозних вториннопорових колекторів.

На межі серпуховського і башкирського часу спостерігається суттєва зміна карбонатуотворюючої біоти, серед якої провідну роль починають відігравати водорості (особливо донечели) і кишечнопорожнинні гідроактинії з мінливою участю криноїдей і форамініфер, а також коралів, моховаток, молюсків, брахіопод. Про дуже великий палеоекологічний потенціал ранньобашкирського рифоутворення свідчать як загальні палеогеографічні умови відповідного часового інтервалу, так і дані вивчення карбонатних реперних горизонтів Е₁–G₂ в численних відслоненнях і кар'єрах відкритого Донбасу.

Передумовами рифоутворення було поєднання великої трансгресії у межах Східноєвропейської

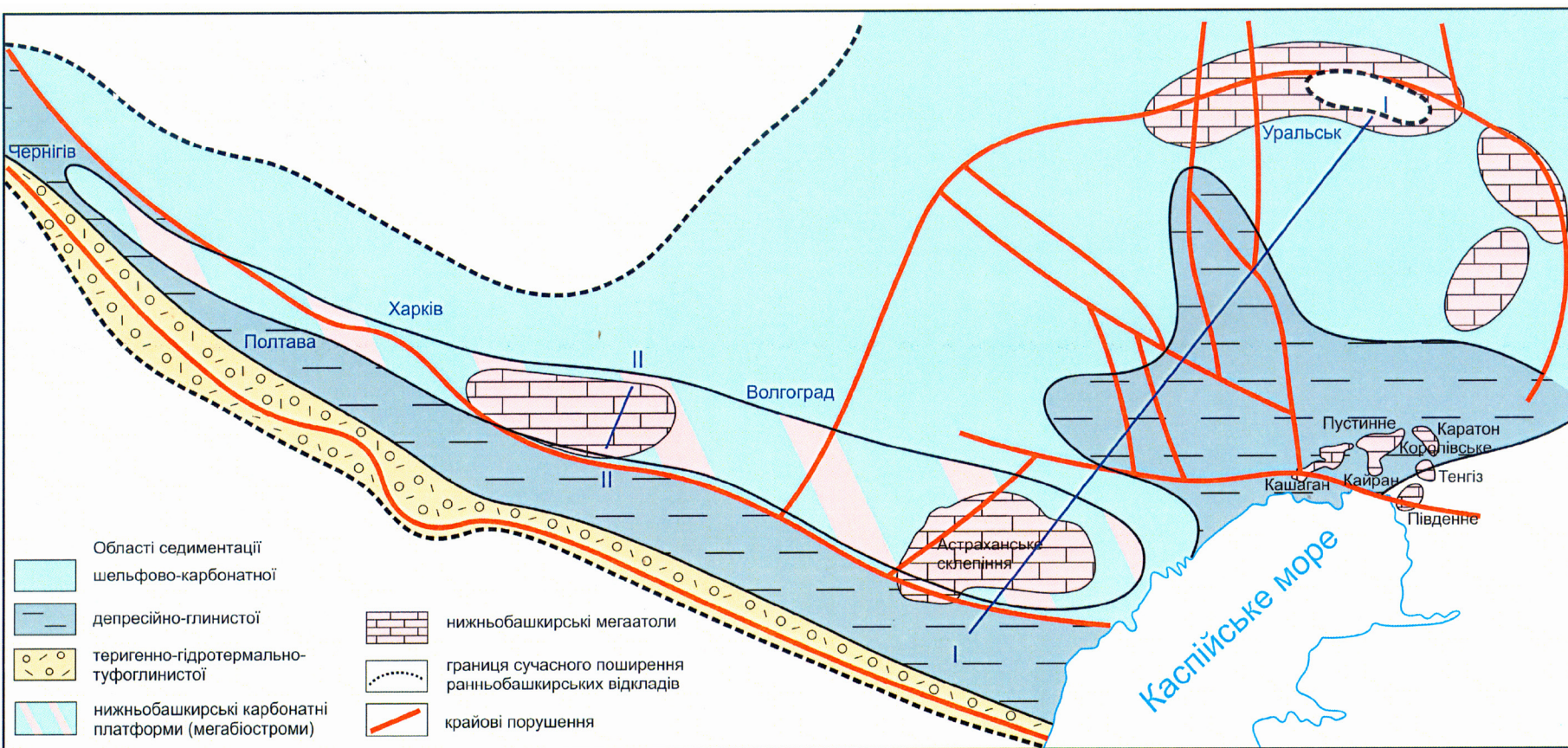


Рис. 1. Седиментаційно-палеогеографічна схема ранньобашкирського часу ДДА, валу Карпинського, Прикаспійської западини (за О. Ю. Лукіним)

Fig. 1. Sedimentary-paleogeographic scheme of the early Bashkirian stage of the DDA, the Karpinsky shaft, the NearCaspian depression (by O. Yu. Lukin)

платформи з різким послабленням (з початку краснополянського часу) інтенсивності теригенної седиментації і вугленакопичення в Донбасі та повсюдним пануванням жаркого гумідного клімату. За палеомагнітними даними, отриманими в Інституті геофізики ім. С. І. Субботіна НАН України (А. Н. Храмов, А. Н. Третьяк та ін.), екватор був розташований безпосередньо на південний схід від ДДА і зона розвитку БП знаходилась саме біля північного палеотропіка. Що стосується приекваторіальної південної зони крайових порушень ДДЗ – Донбасу, то вона відзначалася підвищеною ендегенною конседиментаційною активністю, внаслідок чого тут утворився дуже своєрідний парагенез ексгальційно-гідротермальних і палеовулканічних зелених глин із водоростевими вапняками («мікробіогермами»), оолітовими та онколітовими калькаренітами (Лукин, 1997). Саме з ними пов'язані різноманітні акумулятивні тіла, до яких приурочені газоконденсатні поклади на Степовому, Катеринівському та інших родовищах південної прибортової зони. Конседиментаційний вулканізм та підводні ексгальції пригноблювали рифоутворення на півдні авлакогену, водночас стимулювали його на більшій частині великого ранньобашкирського басейну біокарбонатнакопичення. Майже кожному з вказаних вище реперних вапняків, що в поліфаціальних розрізах зазвичай характеризуються товщиною 0,5–2,0 м, спостерігаються локальні підвищення потужностей (до 10–20 м і більше) за рахунок появи банок і біогермів. Деякі з них, наприклад відомі в Донбасі гідроактинієво-водоростеві рифи, мають ознаки фаціальної диференціації поряд зі значними розмірами (простягання на кілька кілометрів, потужність до 25–30 м). Дуже цікаві біокарбонатні споруди (потужність до 25–30 м) типу гідрактинієво-водоростевих біогермів і донецелових банок давно встановлені (Вакарчук и др., 1976) у базальних башкирських вапнякових горизонтах E_8-E_4 редукованих розрізів північного заходу ДДЗ (Холми, Борківка, Великі Бубни, Богдани та ін.). Саме з таким резервуаром пов'язаний один із нафтових покладів Богданівського родовища.

Для башкирського рифоутворення найсприятливіші умови існували в північній частині авлакогену. В північній прибортової зони ДДЗ, на південному сході ВКМ і південному борті Прикаспійської западини (від Старобільсько-Міллерівської моноклінали до Астраханського склепіння включно) нижня частина башкирського ярусу фактично

являє собою величезну гетерогенну біокарбонатну споруду товщиною 50–300 м, завширшки від 20 до 100 км і більше, що простяглася на відстань понад 1000 км (див. рис. 1) Саме тут, у зоні зчленування областей літорально-шельфової і депресійної седиментацій, існували оптимальні умови реалізації вказаного вище потенціалу рифоутворення та «інтегрування» біокарбонатних тіл кількох стратиграфічних рівнів (E_8-G_2) в єдину гетерогенну споруду. Це поєднувалося з найсприятливішими умовами формування карбонатних колекторів. Останні за промисловими і літологопетрофізичними даними характеризуються складною будовою порожнинного простору і мінливими фільтраційно-ємнісними властивостями. Судячи з даних мінералогічних і ізотопно-геохімічних досліджень, формування колекторів пов'язане з дією різних чинників, серед яких керівну роль відігравали ранньопостлітифікаційні процеси метасоматичної доломітизації, перекристалізації і розчинення кальцитових скелетних решток (під час короточасних осушувань і просочування морських вод (розсолів)). З численними діастемами також пов'язані екзогенна тріщинуватість і ранньопалеокарстова кавернозність. У формуванні міжрегіонального карбонатного резервуару БП задіяні акумулятивні побудови оолітових вапняків, онколітових і криноїдних калькаренітів та ін. Крім регіонально діючих седиментаційних чинників, на формування зональних і локальних резервуарів впливали вторинні чинники розсольнокатагенетичної і гіпогенно-алогенетичної доломітизації, гідротермального розчинення та ін. (Лукин, 1969, 1977; Махнач, 1980). Ендегенні чинники мали важливе значення у межах північної зони крайових порушень. Пов'язані з ними пористокавернозні колектори із типовими значеннями $\delta^{13}C$ і $\delta^{18}O$ вторинних карбонатів і характерними мінералогічними парагенезами (кальцит, доломіт, анкерит, тверді бітуми, різноманітні сульфідні) встановлені на Побиванській площі північної прибортової зони ДДЗ, а також спостерігалися в керні багатьох свердловин на північних окраїнах Донбасу.

Спільна дія вказаних вище чинників обумовила дуже складну побудову порожнинного простору БП та наявність кількох фільтраційно-ємнісних систем, що суттєво відрізняються за гідродинамічним режимом і характером флюїдів.

Роль зональних і субрегіональних покришок відіграють добре витримані верстви та пачки морських глин середньої частини світи C_2^2 .

Локальні екрани пов'язані зі щільними карбонатами та глинистими прошарками.

Води БП відносяться до розсолів хлоркальцієвого типу з великими коливаннями мінералізації (від 70–90 г/л у крайній північно-західній частині ДДЗ до 260–300 г/л на Качанівській, Глинсько-Розбишівській, Новотроїцькій та інших площах) (Вакарчук и др., 1976). На основній частині Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області вони характеризуються значеннями коефіцієнта Na/Cl менше 0,85, що свідчить про високий ступінь гідрогеологічної закритості. Раніше було встановлено (Вакарчук и др., 1976) суттєве зниження концентрації іонів магнію у водах БП порівняно із верхньобашкирським теригенним комплексом. З одного боку, разом з іншими гідрохімічними показниками (концентрації сульфатів, стронцію та ін.) це свідчить про гідрогеологічну ізолюваність БП, а з іншого — підтверджує складний багатофазний характер процесів доломітизації. Газовий склад вод варіює від азотного та азотно-вуглеводневого на крайньому північному заході (Борківка, Бахмач, Холми, Велика Загорівка, Кошелівка, Щурівка та ін.) до вуглеводневого на основній частині ДДЗ. Максимальні значення коефіцієнта пружності розчинених вуглеводневих газів у БП зафіксовані на Глинсько-Розбишівському, Новотроїцькому, Качанівському, Талалаївському, Богданівському родовищах, що дуже важливо для оцінки перспектив нафтогазоносності цього РКК. Що стосується гідрогеологічних показників БП у межах південного схилу ВКМ, то, судячи з дуже обмежених даних, склад розчинених газів тут варіює від азотного (на глибинах менше 800 м) до азотно-вуглеводневого і вуглеводневого. При використанні геохімічних показників нафтогазоносності БП (і взагалі всієї C_1-C_2 карбонатної товщі) зони зчленування Донбасу і валу Карпинського разом з Воронежською антеклизомою і південно-західним бортом Прикаспійської западини необхідно враховувати особливості складу газу підземних вод башкирських колекторів на Астраханському склепінні (рис. 2). Крім $ВВ$, а також азоту він характеризується дуже високим вмістом кислих компонентів: H_2S — до 55,5% і CO_2 — до 59,6% (Габриєлянц и др., 1988).

Таким чином, наведені вище дані про колекторські властивості порід БП і гідрогеологічні особливості цього складно побудованого мега-резервуара дозволили поставити питання про його регіональну нафтогазоносність, а отже, і про

наявність низки різноманітних вуглеводневих покладів на вже добре розбурених площах (родовищах). Важливим підтвердженням цього висновку є результати комплексної інтерпретації промислово-геофізичних матеріалів за одиничними свердловинами на Глинсько-Розбишівському (св. 11), Новотроїцькому (св. 36), Коробочкінському (св. 3) та деяких інших родовищах. Крім стандартного каротажного комплексу, вони включали діаграми ІННК, що дозволило виявити у складі БП (горизонти Б-10, Б-9) обох родовищ чергування нафто-, газонасичених і водоносних карбонатних колекторів.

Для визначення першочергових пошукових об'єктів у башкирському РКК дуже велике значення мають його сейсмогеологічні особливості. Башкирська плита, підшва і покрівля якої, а також зчленування її з суто глинистою депресійною товщею, досить чітко відбивається на профілях СГТ. Якщо дотримуватися сучасної термінології щодо регіональних карбонатних тіл (Уилсон, 1980), БП можна розглядати як карбонатну (мега) платформу, а її південний схил — як рампу. Її поверхня, як це вже давно було встановлено (Лукин, 1977), характеризується складною гіпсометрією завдяки наявності системи підняття і прогинів. Останні місцями являють собою відгалуження депресійної області і порушують цілісність БП. Наприклад, БП у межах Глинсько-Розбишівського валу відділена карбонатно-глинистими відкладами від основної області її поширення. Аналогічні «острівні» ділянки БП можуть бути пов'язані також з іншими існуючими підняттями в центральному грабені. Варто зазначити, що ступінь сейсмогеологічної вивченості башкирського РКК недостатній для проведення пошуково-розвідувальних робіт, орієнтованих на різні типи рифогенно-карбонатних пасток в його складі. Існуючі матеріали лише дозволяють виділити кілька прогнозних мегаатолів, які можна розглядати як великі ареали нафтогазонакопичення. Це стосується насамперед Новотроїцько-Качанівсько-Рибальського, Глинсько-Розбишівського, а також Талалаївсько-Артюхівсько-Липоводолинського і Котелівсько-Березівського мегаатолів, де прогнозні поклади в башкирських карбонатних колекторах залягають на глибинах менше 3500–4000 м. Присутність низки нафтових і газових покладів саме в башкирських карбонатних колекторах на східному продовженні схилу ВКМ і зони Красноріцьких скидів (Тишківське, Крутівське та інші родовища в межах Ростовської області Росії) у сукуп-

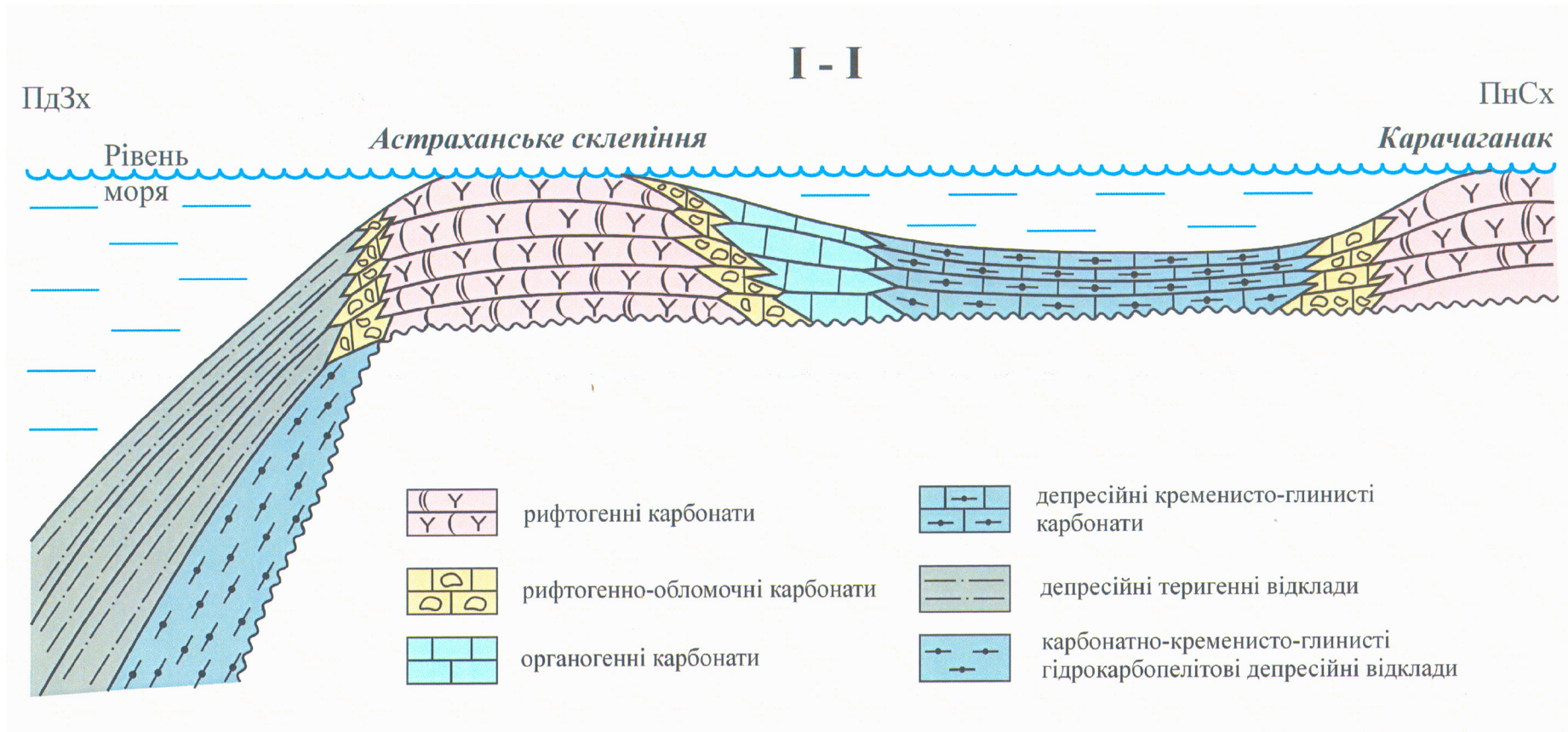


Рис. 2. Палеогеоморфологічний розріз нижньобашкирських відкладів Прикаспійської западини (за О. Ю. Лукіним)

Fig. 2. Paleogeomorphological crosssection of the Lower Bashkirian deposits of the NearCaspian depression (by O. Yu. Lukin)

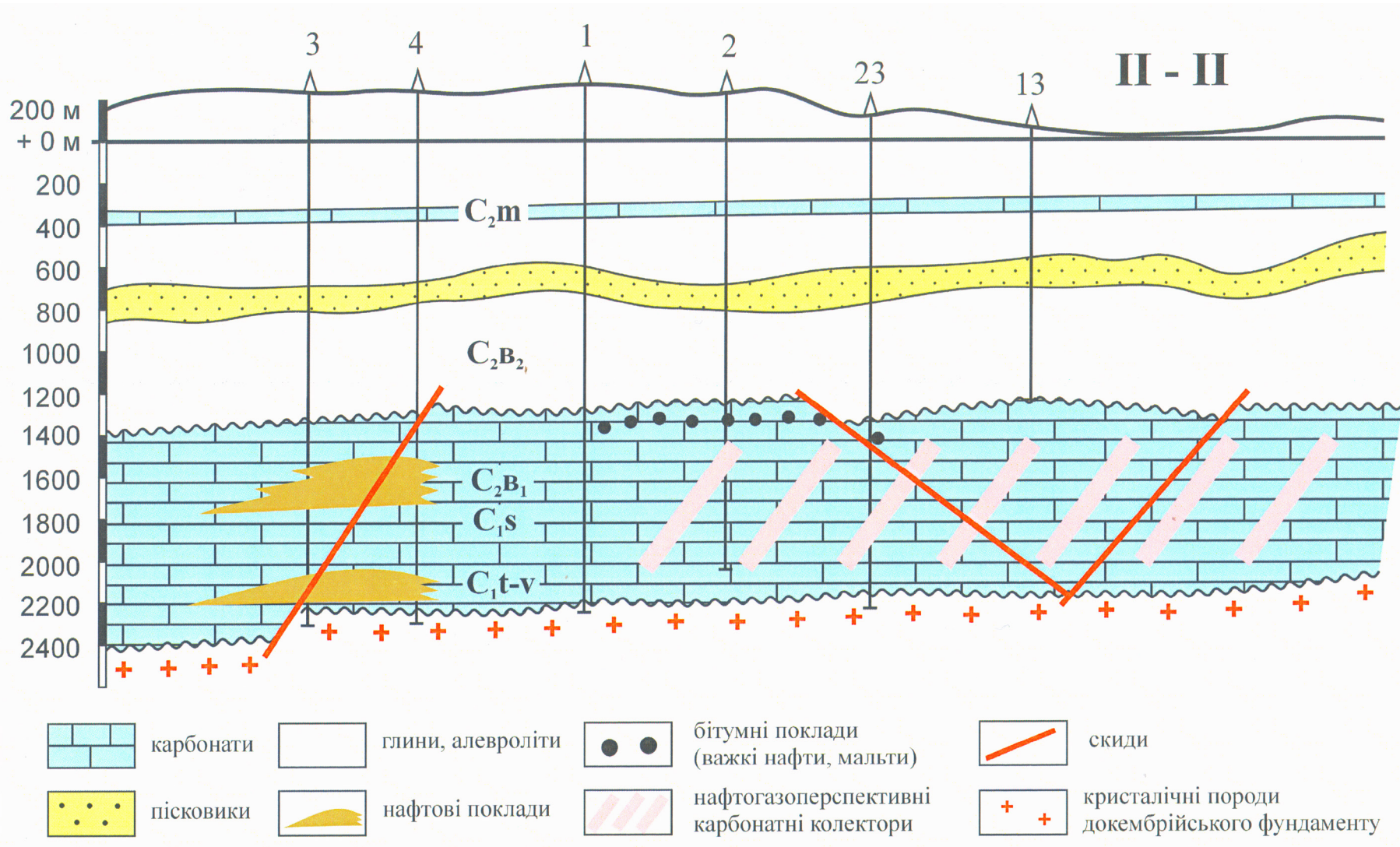


Рис. 3. Літолого-палеогеологічний розріз Старобільсько-Міллерівського мегаатолу (на території Ростовської області в районі Крутівського родовища) (за О. Ю. Лукіним)

Fig. 3. Lithological and paleogeological cross-section of the Starobelsk-Millerovo megaatol (on the territory of the Rostov region in the area of the Krutovsky deposit) (by O. Yu. Lukin)

ності з доведеною промисловою газоносністю серпуховських рифогенно-карбонатних пасток на Муратівському, Путилинському, Львівському родовищах свідчить про високі перспективи великого серпуховсько-ранньобашкирського мегаатла на північних окраїнах Донбасу (рис. 3), тим більше, що перспективні об'єкти залягають тут на глибинах менше 3000 м.

У межах вказаних вище прогнозних ареалів нафтогазонакопичення необхідно проведення детальної сейсморозвідки з метою картування локальних рифових масивів і виділення різних типів рифогенно-карбонатних пасток (елементарних резервуарів). При проведенні промислово-геофізичних досліджень в пошуково-розвідувальних свердловинах варто залучати

використання поряд із стандартним комплексом таких каротажних методів, як АК та ІННК. При випробуванні та освоєнні продуктивних горизонтів у башкирському РКК слід враховувати складну побудову порожнинного простору, фільтраційно-ємнісну мінливість та гетерогенний мінеральний склад башкирських карбонатних колекторів.

Окрім вказаних вище, перспективні пошукові об'єкти в башкирському РКК можуть бути пов'язані з бар'єрно-рифовими масивами, що ускладнюють південний рамп БП у зоні її зчленування з депресійною товщею. Для виявлення і картування цих, можливо потужних (до 200–300 м), тіл складної морфології доцільно застосовувати тривимірну сейсморозвідку.

REFERENCES

Vakarchuk G. I., Gal'chenko T. K., Lukin A. E., 1976. Perspektivy neftegazonosnosti karbonatnyh kollektorov bashkirskogo yarusa Dneprovsko-Donckoj vpadiny. *Neft. i gaz. promyshlennost'*. № 6. P. 6–8.

Gabrielyants G. A., Poroskun V. I., Ivanov G. N., 1988. The experience in exploration and reserves estimation in Astrakhan field (Opyt razvedki i podscheta zapasov Astrahanskogo mestorozhdeniya) *Geol. nefti i gaza*. № 12. Pp. 1–7.

Lukin A. E., 1967. O perspektivah rifogенно-карбонатnyh ловушек в Dneprovsko-Donckoj vpadine. *Neftegazovaya geologiya i geofizika*. Вып. 22. Pp. 8–14.

Lukin A. E., 1976. Perspektivy poiskov neantiklinal'nyh залежей nefti i gaza в Dneprovsko-Donckoj vpadine. *Sov. geologiya*. № 8. Pp. 14–25.

Lukin A. E., 1997. Litogeodinamicheskie faktory neftegazonakopleniya в avlakogennyh bassejnah. Kiev: Nauk. Dumka. 224 p.

Lukin A. E., 1969. O formirovanii karbonatnyh kollektorov на podnyatiyah Dneprovsko-Donckoj vpadiny. *Neftegazovaya geologiya i geofizika*. Iss. 12. Pp. 6–10.

Lukin A. E., 1977. Formacii i vtorighnye izmeneniya kamennougol'nyh otlozhenij Dneprovsko-Donckoj vpadiny. M.: Nedra. 102 P.

Mahnach A. A., 1980. Postsedimentacionnye izmeneniya mezhsolvey devonskih otlozhenij Pripyatskogo progiba. Minsk: Nauka i tekhnika, 1980. 195 P.

Wilson D., 1980. Karbonatnye facii в geologicheskoy istorii. M.: Nedra, 463 P.

Вакарчук Г. И., Гальченко Т. К., Лукин А. Е. Перспективы нефтегазонаосности карбонатных коллекторов башкирского яруса Днепровско-Донецкой впадины. *Нефть и газовая промышленность*. 1976. № 6. С. 6–8.

Габриэлянц Г. А., Пороस्कун В. И., Иванов Г. Н. Опыт разведки и подсчета запасов Астраханского месторождения. *Геология нефти и газа*. 1988. № 12. С. 1–7.

Лукин А. Е. О перспективах рифогенно-карбонатных ловушек в Днепровско-Донецкой впадине. *Нефтегазовая геология и геофизика*. 1967. Вып. 22. С. 8–14.

Лукин А. Е. Перспективы поисков неантиклинальных залежей нефти и газа в Днепровско-Донецкой впадине. *Сов. геология*. 1976. № 8. С. 14–25.

Лукин А. Е. Литогеодинамические факторы нефтегазонакопления в авлакогенных бассейнах. Киев: *Наук. думка*, 1997. 224 с.

Лукин А. Е. О формировании карбонатных коллекторов на поднятиях Днепровско-Донецкой впадины. *Нефтегазовая геология и геофизика*. 1969. Вып. 12. С. 6–10.

Лукин А. Е. Формации и вторичные изменения каменноугольных отложений Днепровско-Донецкой впадины. Москва: *Недра*, 1977. 102 с.

Махнач А. А. Постседиментационные изменения межсольевых девонских отложений Припятского прогиба. Минск: *Наука и техника*, 1980. 195 с.

Уилсон Дж. Карбонатные фации в геологической истории. Москва: *Недра*, 1980. 463 с.

Manuscript received May 30, 2021;
revision accepted August 26, 2021.

Інститут геологічних наук НАН України,
Київ, Україна

НЕРЕАЛИЗОВАННИЙ УГЛЕВОДОРОДНИЙ ПОТЕНЦІАЛ БАШКИРСЬКОГО РИФОГЕННО-КАРБОНАТНОГО КОМПЛЕКСА ДНЕПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОГО АВЛАКОГЕНА

А. Е. Лукин, Г. С. Пономаренко

Проанализирована нефтегазоносность рифогенно-карбонатных комплексов в регионах Украины, Восточноевропейской платформы, мира. Установлено, что карбонатно-рифовые формации в балансе мировых запасов играют все большую роль. Однако степень освоения углеводородных ресурсов в Днепровско-Донецком регионе составляет менее 10%. Представлены результаты изучения возможности открытия значительных скоплений нефти и газа в недостаточно изученном и недооцененном башкирском рифогенно-карбонатном комплексе среднего карбона Днепровско-Донецкого авлакогена. Основной целью исследований было установление условий карбонато- и рифообразования башкирского рифогенно-карбонатного комплекса; геологического строения и морфологических особенностей; выделение состава и типа органогенных сооружений; познание закономерностей пространственной локализации и нефтегазоносности. Детальное изучение вещественного состава, строения и распределения мощностей карбонатных горизонтов башкирского яруса позволило установить присутствие разнообразных по морфологии и генезису рифогенных образований, для которых присуще широкое распространение трещинно-кавернозно-вторичнопорowych коллекторов. Приведенные данные о фильтрационно-емкостных свойствах пород, гидрогеологических и геохимических особенностях этого сложно построенного рифогенно-карбонатного комплекса указывают на его региональную нефтегазоносность. В качестве ареалов нефтегазонакопления выделено несколько прогнозных мегаатолов, где залежи в башкирских карбонатных коллекторах залегают на глубинах менее 3500–4000 м. В целях картирования локальных рифовых массивов и выделения различных типов рифогенно-карбонатных ловушек рекомендовано проведение определенного комплекса геофизических методов исследования скважин и трехмерной сейсморазведки.

Ключевые слова: нефтегазоносность, рифогено-карбонатные комплексы, Башкирская плита, Днепровско-Донецкий авлакоген.