

Палеозойські карбонатні комплекси Переддобрудзького прогину – перспективні об'єкти пошуку нетрадиційних вуглеводнів

© С.Г. Вакарчук
канд. геол. наук
ДП «Науканафтогаз»

У статті наведено результати оцінки перспектив пошуку нетрадиційних вуглеводнів у карбонатних утвореннях палеозойського комплексу Переддобрудзького прогину. Визначено територіальну поширеність перспективних утворень, наведено їх характеристики та виконано кількісну оцінку ресурсів нетрадиційних нафти і газу.

Ключові слова: палеозойський комплекс, карбонати, нетрадиційні вуглеводні, перспективні зони, оцінка ресурсів.

ДК 553.98:550.8(477.52/.6)

В статье приведены результаты оценки перспектив поиска нетрадиционных углеводородов в карбонатных отложениях палеозойского комплекса Преддобруджского прогиба. Определена территориальная распространенность перспективных образований, приведена их характеристика и выполнена количественная оценка ресурсов нетрадиционных нефти и газа.

Ключевые слова: палеозойский комплекс, карбонаты, нетрадиционные углеводороды, перспективные зоны, оценка ресурсов.

The article features the results of evaluation for searching unconventional hydrocarbons potentials in the Palaeozoic carbonate rocks in the Dobrogea Foredeep. Territorial expansion of the prospective carbonate rocks and their characteristics were defined and quantitative evaluation of unconventional oil and gas resources was conducted.

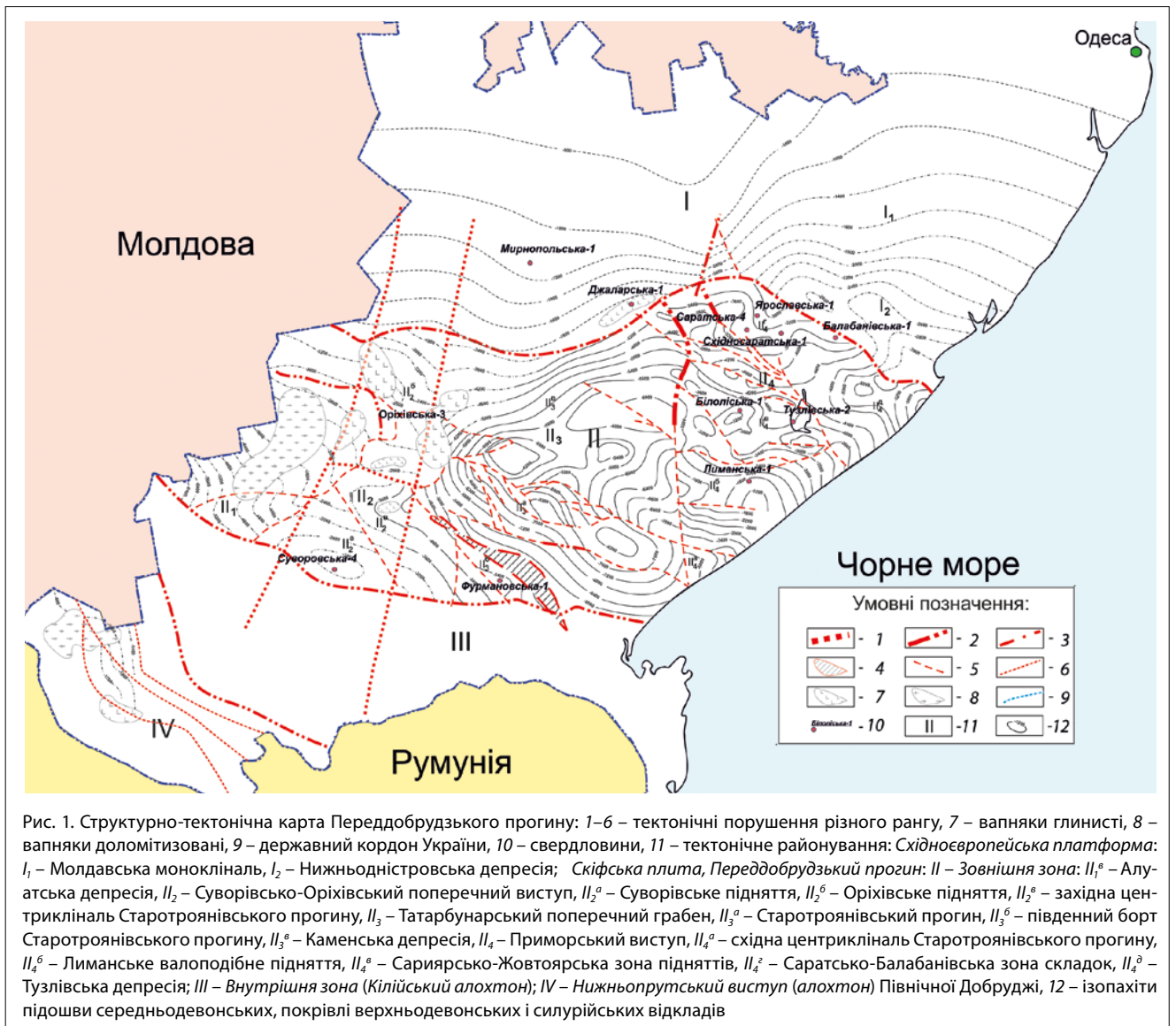
Key words: Palaeozoic complex, carbonates, unconventional hydrocarbons, prospective zones, resource assessment.

Відкриття величезних скупчень нетрадиційних вуглеводнів у ряді нафтогазоносних басейнів Сполучених Штатів Америки та успішне їх освоєння дають можливість по-новому оцінити перспективи і ресурсну базу територій, які раніше відносили до мало-перспективних або безперспективних у нафтогазовому відношенні [1]. В Україні до таких територій може бути віднесений Переддобрудзький прогин. У межах прогину геологорозвідувальні роботи, що спрямовані на пошук покладів вуглеводнів, проводяться вже понад 70 років. За цей час було відкрито лише два невеликих нафтових родовища – Східно-Саратське та Жовтоярське. За даними Українського державного геологорозвідувального інституту, початкові видобувні ресурси вуглеводнів Переддобрудзького прогину оцінюються всього в 73,0 млн т умовного палива. Ступінь освоєння початкових ресурсів – 7,4 %. У зв'язку з незначною ресурсною базою роботи з пошуку нових родовищ нафти і газу в межах прогину протягом останніх 20 років практично не проводяться. У той же час попередній аналіз геолого-геофізичних і геолого-промислових матеріалів показує, що територія прогину може бути перспективна на нетрадиційні вуглеводні, що пов'язані з сланцевими утвореннями і ущільненими карбонатними породами палеозойського комплексу, ресурси яких можуть значно перевищувати ресурси традиційних нафти і газу.

Уперше питання щодо можливої перспективності території Переддобрудзького прогину на нетрадиційні вуглеводні було розглянуто в статті О.Ю. Лукіна

[2], де на основі аналізу геолого-геохімічних даних по чорносланцевих формаціях південно-західної окраїни Східно-Європейської платформи в межах Переддобрудзького прогину було виділено ряд стратиграфічних рівнів, перспективних для пошуку сланцевого газу. В подальшому групою дослідників ДП «Науканафтогаз» на основі комплексного аналізу геолого-геофізичних і геолого-промислових матеріалів було проведено картування перспективних сланцевих утворень Переддобрудзького прогину і зроблено оцінку їх ресурсної бази [3–5].

В основу досліджень покладено систематизацію, узагальнення та аналіз усіх наявних геолого-геофізичних і геолого-промислових даних по карбонатних та глинисто-карбонатних відкладах палеозою Переддобрудзького прогину. Всього було проаналізовано матеріали по 18 свердловинах. Широко використовувалися результати виконаних раніше загально-геологічних досліджень Б.М. Полухтовича, К.Г. Григорчука, В.П. Гнідця, А.Д. Самарського, П.Ф. Шпака, А.Я. Радзівілла та А.В. Іванової [6–9]. З метою виділення у розрізі інтервалів залягання порід, що перспективні на нетрадиційні вуглеводні, і оцінки їх промислових параметрів було виконано комплексну інтерпретацію матеріалів ГДС семи свердловин із застосуванням спеціалізованих методик. Виділення перспективних карбонатних утворень на нетрадиційні вуглеводні в межах Переддобрудзького прогину проводили відповідно до критеріїв, розроблених автором раніше [10].



Основні риси геологічної будови Переддобрудзького прогину

У регіональному відношенні Переддобрудзький прогин розташований у зоні зчленування древньої Східноєвропейської платформи (СЄП) і молоді Мізійсько-Скіфської плити [7]. У тектонічному відношенні в межах прогину виділяються два крупних тектонічних елемента – Зовнішня і Внутрішня зони. Зовнішня зона займає північну частину прогину і за характером тектонічного розвитку і повнотою розрізів поділяється на ряд більш дрібних тектонічних елементів другого порядку (рис. 1). Внутрішня зона (Кілійський алохтон) розташована на півдні прогину і відділяється від Зовнішньої зони Болградсько-Сасицькою субширотною системою насувних дислокацій. На півночі Переддобрудзький прогин, через Цигансько-ЧаDIRлунзьку систему розломів, межує з Нижньодністровською депресією та Молдавською монокліналлю. Південна межа прогину проводиться по Кагул-Георгіївській системі розривно-насувних дислокацій, що відділяє прогин від Нижньопрутського виступу Північної Добруджі [6–9].

Осадочний чохол Переддобрудзького прогину складений карбонатними, карбонатно-сульфатними, теригенними та теригенно-вулканогенними утвореннями

від верхнього протерозою (венд) до антропогену включно. Загальна товщина осадових утворень у межах прогину змінюється від 3,0 до 14,0 км [11]. Залягають осадові утворення на архей-протерозойському кристалічному фундаменті.

Результати досліджень

Аналіз усієї наявної інформації з літології осадового чохла Переддобрудзького прогину показує, що в розрізі палеозою карбонатні утворення розповсюджені в межах таких стратиграфічних підрозділів: силуру, середнього девону (ейфейльський і живетський яруси), верхнього девону (франський і фаменський яруси) та нижнього карбону (турнейський і нижня частина візейського ярусу). На основі вищевикладених критеріїв за результатами проведеного аналізу було встановлено наявність перспективних карбонатних порід, які можуть вміщувати нетрадиційні вуглеводні у відкладах силурійської системи, живетського ярусу середнього відділу та франського і фаменського ярусів верхнього відділу девонської системи.

Силурійські відклади. У стратиграфічному відношенні силурійські утворення, у межах Переддобрудзького прогину, представлені відкладами верхнього і нижньо-

го відділів у складі ландоверійського, венлокського, лудловського і пржидольського ярусів [11]. Загальна товщина силурійських відкладів у межах прогину, за даними буріння і сейсмічних досліджень, змінюється від 0 до 850 м, у межах Нижньодністровської депресії та Молдавської монокліналі – від 0 до 400 м. На глибинах до 4500 м, у межах цього вищезазначеного прогину, силурійські відклади залягають у межах Алуатської депресії, Суворівсько-Оріхівського поперечного виступу і Приморського виступу (за винятком Тузлівської депресії). У межах Нижньодністровської депресії та Молдавської монокліналі глибина залягання силурійських утворень змінюється від 500 до 4000 м.

Формування силурійських відкладів у межах прогину проходило в морських умовах на фоні поступового занурення південно-західного закінчення СЕП [7]. Палеогеографічні дослідження показують, що седиментація силурійських відкладів відбувалася, в основному, в лагунно-шельфових, шельфових і, можливо, у відкритобасейнових умовах. Відклади лагунно-шельфової фації поширені в межах північної частини прилягаючих Нижньодністровської депресії та Молдавської монокліналі. Товщина лагунно-шельфових відкладів змінюється від 0 до 350 м. У складі відкладів переважають доломіти і доломітизовані вапняки, прошарками зустрічаються аргіліти. Товщина пластів карбонатних порід сягає 30–50 м. Шельфова фаціальна зона охоплює північні і центральні райони Зовнішньої зони прогину. Товщина шельфових відкладів змінюється від 0 до 650 м. У літологічному відношенні відклади цієї зони представлені

різноманітними вапняками з підпорядкованою роллю аргілітів і доломітів. Товщина пластів карбонатних порід сягає 60–80 м. Прогнозується, що відклади відкритобасейнової зони розповсюджені в межах південної частини Зовнішньої і всієї території Внутрішньої зон Переддобрудзького прогину. На основі даних щодо літологічного складу силурійських відкладів Північної Добруджі передбачається, що серед відкладів цієї фаціальної зони будуть переважати глинисті утворення з прошарками і пластами глинистих вапняків.

Колекторські властивості карбонатних порід силуру, як правило, є низькими. Так, відкрита пористість силурійських порід змінюється від 0,5 до 7,5 %, у поодиноких випадках сягаючи 20 %. Середні значення відкритої пористості, як правило, не перевищують 2,5–3,0 %. Проникність порід змінюється від 0,01 до 0,1 мД, у тріщинуватих різновидах до 1,5–5,0 мД. У фаціальному відношенні найбільш високі фільтраційно-ємнісні властивості зафіксовані в карбонатних породах шельфової зони.

Вміст C_{org} у породах силуру варіює від 0,3 до 4,2 % [2]. Вміст C_{org} у карбонатних породах – 1,0–2,0 %, у аргілітах – 0,3–4,2 %. Тип органічної речовини виключно сапропелевий. Термальна зрілість карбонатних порід силурійської системи в межах прогину в розкритих розрізах коливається від $R^0 - 1,6$ до $R^0 - 2,2$ (початок MK_5 – середина AK_1) [7, 8]. Таким чином, основна частина силурійських порід у межах прогину, до глибини 4500 м, залягає в термобаричних умовах, які сприятливі для генерації газоподібних вуглеводнів. У межах приляга-

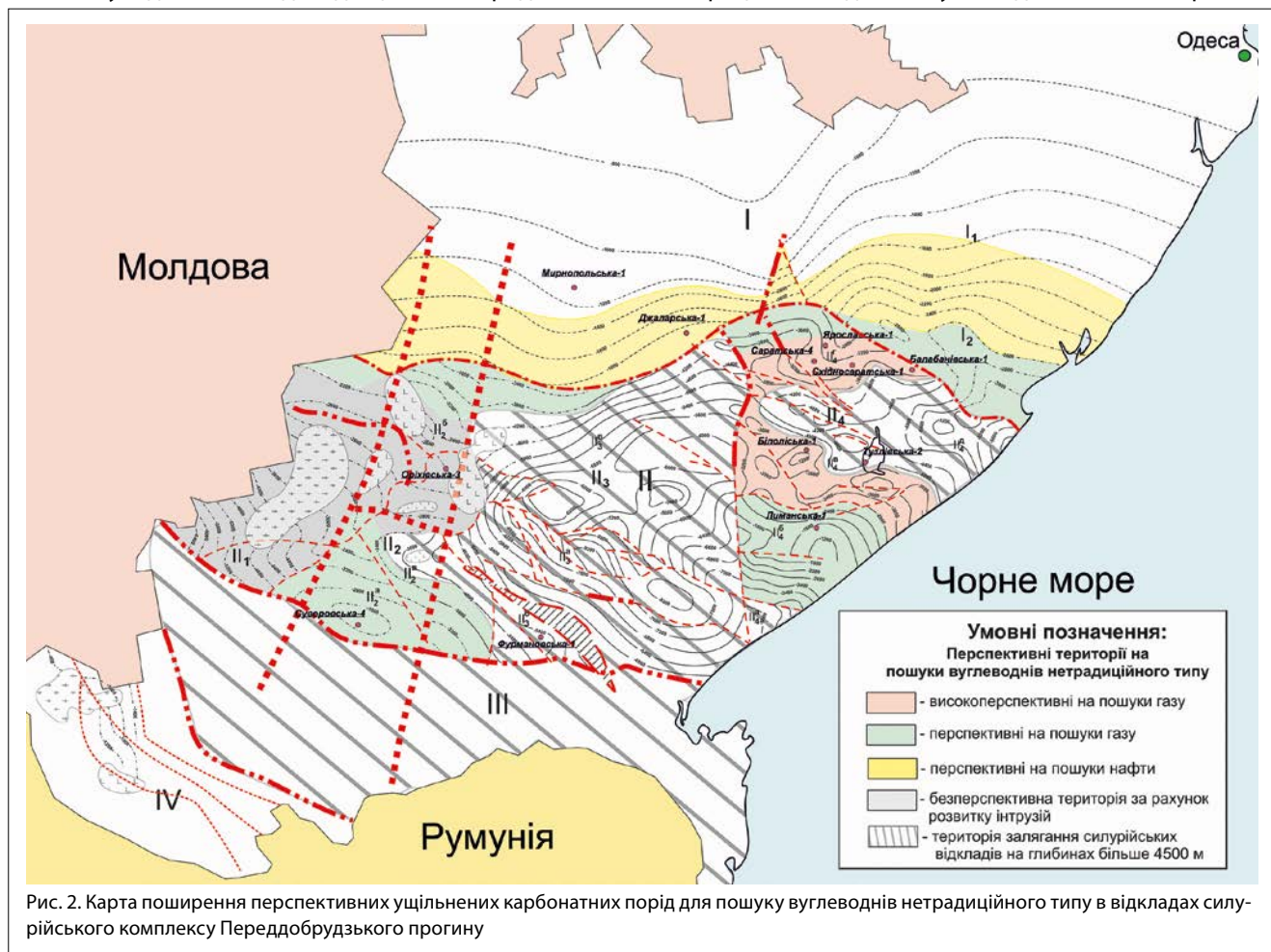


Рис. 2. Карта поширення перспективних ущільнених карбонатних порід для пошуку вуглеводнів нетрадиційного типу в відкладах силурійського комплексу Переддобрудзького прогину

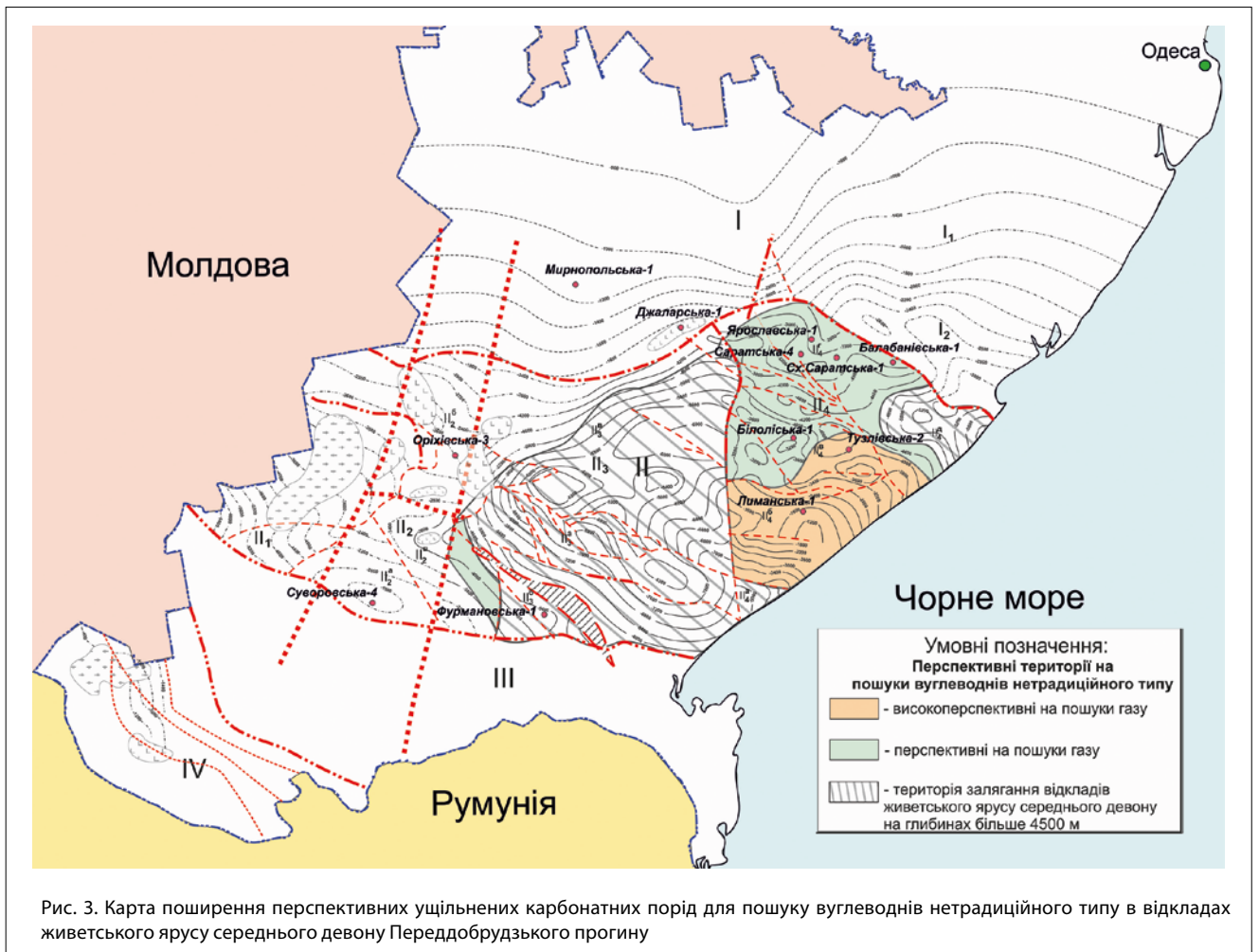


Рис. 3. Карта поширення перспективних ущільнених карбонатних порід для пошуку вуглеводнів нетрадиційного типу в відкладах живецького ярусу середнього девону Переддобрудзького прогину

ючих Нижньодністровської депресії та Молдавської монокліналі (враховуючи глибини залягання, дані про катагенез порід, що залягають вище, палеотемпературний градієнт, склад глинистих мінералів) передбачається, що силурійські породи будуть знаходитися на стадії $МК_1$ ($R^0 - 0,5$) – $МК_3$ ($R^0 - 0,9$), що загалом є сприятливим, більшою мірою, для генерації рідких вуглеводнів.

На основі проведених досліджень побудовано карту якісної оцінки перспектив пошуку нетрадиційних нафти і газу в карбонатних відкладах силурійського комплексу Переддобрудзького прогину (рис. 2). Перспективні карбонатні породи для пошуку нетрадиційного газу локалізуються в межах північної і південної частин Суворівсько-Оріхівського поперечного виступу і примикаючих до них ділянок Алуатської депресії та Татарбунарського поперечного грабену, а також у межах Приморського виступу, за винятком Тузлівської депресії, де відклади силуру залягають на глибинах понад 4500 м. Також перспективна територія для пошуку нетрадиційного газу в силурійських карбонатних відкладах виділена в межах південно-східної частини Нижньодністровської депресії, яка безпосередньо примикає до Цигансько-Чадирлунзької системи розломів. На основі кількісного аналізу оціночних параметрів у межах перспективної території виділено високоперспективну зону, яка охоплює Сариярсько-Жовтоярську зону підняття та Саратовсько-Балабанівську зону складок. Перспективні для пошуку нафти карбонатні породи силурійського комплексу розповсюджені в ме-

жах південних частин Нижньодністровської депресії та Молдавської монокліналі.

Загальна площа розповсюдження карбонатних силурійських утворень, перспективних для пошуку нетрадиційних вуглеводнів, – 3640 км² (у т.ч. для пошуку нетрадиційної нафти – 1575 км², газу – 2065 км²).

Середньодевонські відклади живецького ярусу. За наявними даними, відклади живецького ярусу широко розповсюджені в межах Приморського виступу та Татарбунарського поперечного грабену [7]. У межах Алуатської депресії і Суворівсько-Оріхівського поперечного виступу відклади живецького ярусу практично відсутні. Для Внутрішньої зони прогину наявність живецьких відкладів прогнозується в межах його східної та західної частин. На глибинах до 4500 м відклади живецького ярусу залягають у межах Саратовсько-Балабанівської зони складок, Лиманського валоподібного підняття, Сариярсько-Жовтоярської зони підняття, західної частини південного борту Старотроянівського прогину та західної центрикліналі Старотроянівського прогину. В палеогеографічному відношенні формування відкладів живецького ярусу в межах Переддобрудзького прогину проходило в шельфових і лагунних умовах крайової частини мілководного морського басейну [7]. Відклади лагунної фації поширені в межах північних частин Приморського виступу і Татарбунарського поперечного грабену. Товщина відкладів лагунної фаціальної зони змінюється від 0 до 150 м. У літологічному відношенні відклади лагунної фаціальної зони

представлені доломітами і ангідритами з прошарками вапняків і аргілітів. Товщина карбонатних пластів від 0,5 до 10,0 м. Товщина відкладів шельфової фаціальної зони змінюється від 0 до 175 м. У складі відкладів шельфової зони переважають різноманітні вапняки. Доломіти й аргіліти грають підпорядковану роль. Товщина пластів карбонатних порід сягає 35 м.

Карбонатні породи живетського ярусу характеризуються низькими фільтраційними і ємнісними властивостями. Відкрита пористість порід у середньому змінюється від 0,5 до 3,0 %, у поодиноких випадках сягаючи 20 %. Проникність порід, за лабораторними даними, змінюється від 0,01 до 0,09 мД, у тріщинуватих різновидах – до 600 мД [7]. Найбільш високі фільтраційно-ємнісні властивості мають органогенні вапняки і доломітизовані вапняки з широким розвитком тріщинуватості.

Вміст C_{org} у породах живетського ярусу становить 0,2–3,5 % (в аргілітах – 0,4–3,5 %, у вапняках – 0,4–1,2 %, у глинистих вапняках – 0,6–1,7 %, у доломітах – 0,2–1,0 %). Тип органічної речовини – переважно сапропелевий [5, 7]. Термальна зрілість карбонатних порід живетського ярусу в межах прогину до глибини 4500 м коливається від $R^0 - 1,15$ до $R^0 - 2,0$ (закінчення MK_3 – закінчення MK_5). Таким чином, породи живетського ярусу на більшій частині території прогину перебувають у головній зоні газоутворення, що є сприятливим фактором для утворення скупчень нетрадиційного газу.

За результатами картування прогнозних параметрів установлено, що перспективні карбонатні породи на нетрадиційний газ у відкладах живетського ярусу поширені практично в межах всієї території Приморського виступу (за винятком Тузлівської депресії) і частково в межах південного борту Старотроянівського прогину (рис. 3). У межах перспективної території виділено високоперспективну зону, яка охоплює Лиманське валоподібне підняття і південно-східну частину Сариярсько-Жовтоярської зони підняття.

Загальна площа розповсюдження живетських карбонатних утворень, перспективних для пошуку нетрадиційного газу, – 1455 км².

Верхньодевонські відклади (франський і фаменський яруси). Відклади верхньодевонського комплексу розповсюджені в межах практично всього Приморського виступу (за винятком апікальної частини Лиманської структури), Татарбунарського поперечного грабену (за винятком північно-західної частини Каменської депресії) і частково в межах західної центрикліналі Старотроянівського прогину Суворівсько-Оріхівського поперечного виступу [7]. До глибини 4500 м відклади франського і фаменського ярусів залягають у межах практично всього Приморського виступу, південного борту і західної центрикліналі Старотроянівського прогину. Формування відкладів франського і фаменського ярусів проходило в крайовій частині морського басейну в умовах диференційованих висхідних і низхідних тектонічних рухів окремих структурних елементів [6]. Характер розподілу літофацій у відкладах франського і фаменського ярусів загалом подібний. Відклади лагунної фаціальної зони локалізуються у межах північної частини Приморського виступу (Саратсько-Балабанівська

зона складок, Тузлівська депресія, Сариярсько-Жовтоярська зона підняття, східна частина Лиманського валоподібного підняття) та північно-східної частини Татарбунарського поперечного грабену. Товщина відкладів лагунної фаціальної зони франського ярусу змінюється від 0 до 600 м, фаменського ярусу – від 0 до 500 м. У літологічному відношенні відклади франського і фаменського ярусів у межах лагунної фаціальної зони представлені товщею ангідритів та доломітів із прошарками і пластами вапняків, рідше аргілітів. На окремих ділянках у розрізі зустрічаються тонкі прошарки пісковиків і алевролітів [7]. Товщина карбонатних пластів сягає 35 м. Відклади шельфової фаціальної зони поширені в межах південної частини Приморського виступу (східна центрикліналь Старотроянівського прогину та західна частина Лиманського валоподібного підняття), центральної і південної частин Татарбунарського поперечного грабену та центральної частини Суворівсько-Оріхівського поперечного виступу (західна центрикліналь Старотроянівського прогину). Товщина відкладів шельфової фаціальної зони франського ярусу змінюється від 0 до 650 м, фаменського ярусу – від 0 до 600 м. У літологічному відношенні відклади шельфової зони франського і фаменського ярусів представлені вапняками з підпорядкованою роллю доломітів та аргілітів. Товщина карбонатних пластів сягає 50–60 м.

Фільтраційно-ємнісні властивості карбонатних порід франського і фаменського ярусів загалом невисокі. Середні значення відкритої пористості змінюються від 0,5 до 3,5 %, проникності – від 0,01–0,05 мД. На ділянках розвитку тріщинуватих і кавернозних різновидів значення відкритої пористості підвищуються до 5–6 % (у поодиноких випадках – до 9,0–11 %), а проникності – до 0,8–1,5 мД (у поодиноких випадках – до 250,0 мД).

Вміст C_{org} у карбонатних породах франського і фаменського ярусів змінюється від 0,2 до 2,5 %, а в глинисто-карбонатних різновидах – від 0,8 до 3,5 %. Тип органічної речовини переважно сапропелевий, рідше гумусово-сапропелевий [7, 9]. Термальна зрілість карбонатних порід франського ярусу в межах прогину до глибини 4500 м коливається від $R^0 - 0,95$ до $R^0 - 1,95$ (середина MK_3 – закінчення MK_5), фаменського – від $R^0 - 0,7$ до $R^0 - 1,55$ (середина MK_2 – закінчення MK_4). Таким чином, породи франського ярусу на більшій частині території прогину перебувають у головній зоні газоутворення і можуть продукувати газоподібні вуглеводні, однак, враховуючи переважно сапропелевий склад органічної речовини, не виключено, що в межах окремих ділянок може тривати утворення і рідких вуглеводнів. Породи фаменського ярусу, відповідно до термальної зрілості органічної речовини, перебувають як у зоні газоутворення, так і в зоні нафтоутворення і можуть бути перспективними як для пошуку нетрадиційної нафти, так і газу.

За результатами картування прогнозних параметрів установлено, що перспективні на нетрадиційні вуглеводні карбонатні породи франського і фаменського ярусів поширені практично в межах всієї території Приморського виступу, за винятком центральної частини Лиманського підняття, частково в межах Татарбунарського поперечного грабену (північно-східна частина

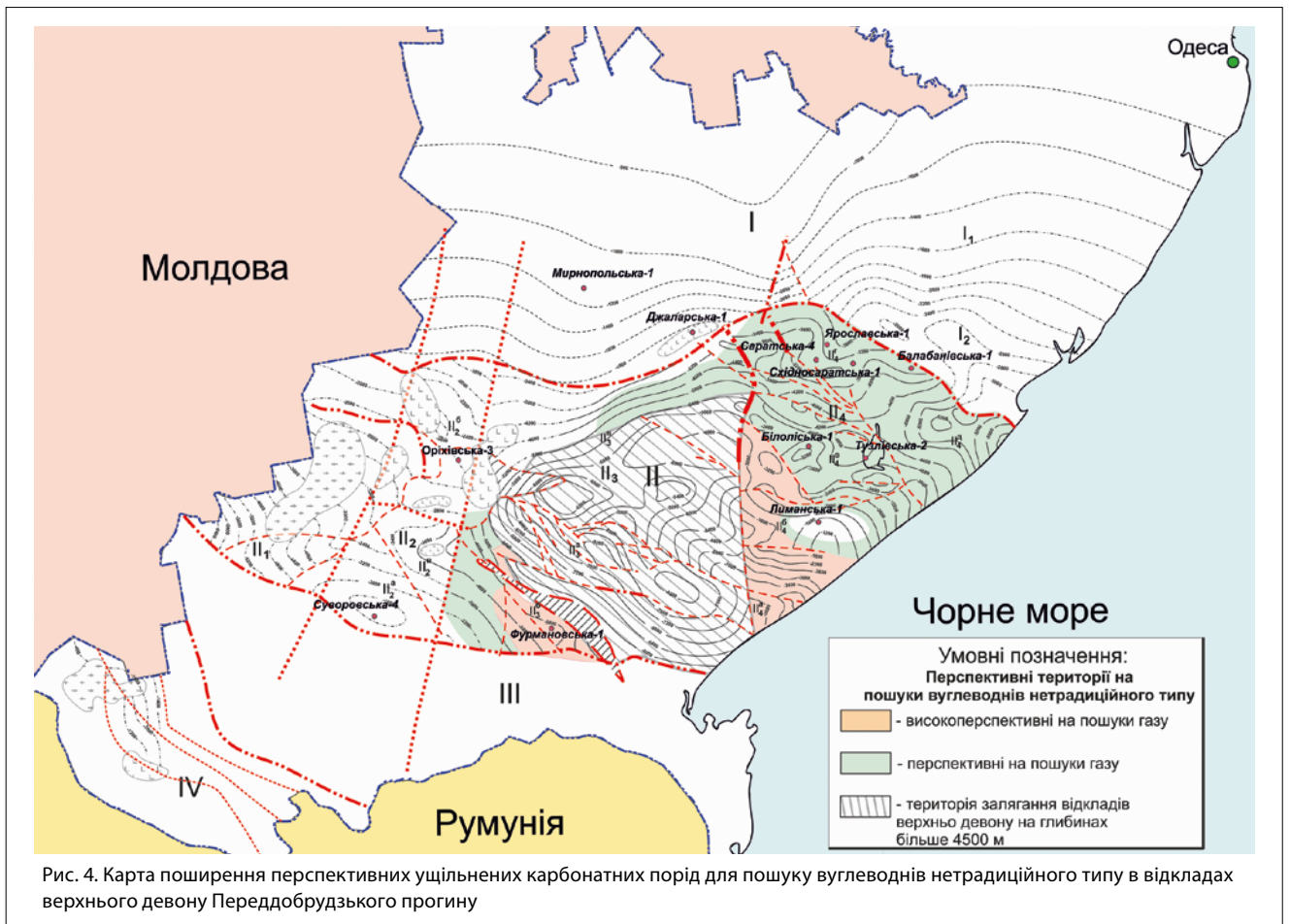


Рис. 4. Карта поширення перспективних ущільнених карбонатних порід для пошуку вуглеводнів нетрадиційного типу в відкладах верхнього девону Переддобрудзького прогину

Каменської депресії, західна частина і південний борт Старотроянівського прогину) та західної центрикліналі Старотроянівського прогину Суворівсько-Оріхівсько-го поперечного виступу (рис. 4). У межах перспективної території виділено дві високоперспективні зони. Перша охоплює південний борт Старотроянівського прогину, а друга – південно-західну частину Сариярсько-Жовтоярської зони підняття і східну центрикліналь Старотроянівського прогину.

Площа розповсюдження карбонатних утворень франського ярусу, перспективних для пошуку нетрадиційного газу, – 1949 км². Площа розповсюдження карбонатних утворень фаменського ярусу для пошуку нетрадиційних газу і нафти – 1917 км².

Оцінка ресурсів нетрадиційних вуглеводнів. Підрахунок ресурсів нетрадиційних вуглеводнів виконували об'ємним методом. Коефіцієнт вилучення газу, за аналогією з північноамериканськими басейнами, приймали рівним 0,35, нафти – 0,05–0,1. Загальні геологічні ресурси нетрадиційного газу Переддобрудзького прогину ущільнених карбонатних порід палеозойського комплексу оцінюються у 1946 млрд м³ (видобувні – 680 млрд м³), у т.ч.: силурійського комплексу – 821 млрд м³ (видобувні – 287 млрд м³); середньодевонського комплексу (живетський ярус) – 284 млрд м³ (видобувні – 99 млрд м³); верхньодевонського (франський ярус) – 553 млрд м³ (видобувні – 193 млрд м³); верхньодевонського (фаменський ярус) – 288 млрд м³ (видобувні – 101 млрд м³). Загальні геологічні ресурси нетрадиційної нафти Переддобрудзького прогину ущільнених карбонатних порід палеозойського комплексу оціню-

ються у 1426 млн т (видобувні – 107 млн т), у т.ч.: силурійського комплексу – 826 млн т (видобувні – 62 млн т); верхньодевонського (фаменський ярус) – 600 млн т (видобувні – 45 млн т).

Висновки

За результатами проведених досліджень у розрізі палеозойського комплексу Переддобрудзького прогину виділено 5 прогностичних стратиграфічних рівнів розповсюдження карбонатних порід, перспективних для пошуку вуглеводнів нетрадиційного типу: силурійська система, живетський ярус (середній відділ девонської системи), франський і фаменський яруси (верхній відділ девонської системи).

Установлено, що в просторовому відношенні перспективні ущільнені карбонатні породи палеозойського комплексу локалізуються в межах Приморського виступу, північної і південної частин Татарбунарського поперечного грабену, частково в межах Суворівсько-Оріхівського поперечного виступу і північної частини Алуатської депресії, а також у межах південних частин Молдавської монокліналі і Нижньодністровської депресії. Причому силурійські і фаменські відклади перспективні як для пошуку нетрадиційного газу, так і нафти.

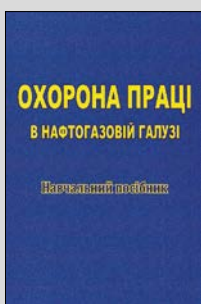
Сумарні геологічні ресурси ущільнених карбонатних порід палеозойського комплексу оцінюються у близько 3064,0 млн т нафтового еквіваленту, а видобувні – у 660 млн т нафтового еквіваленту. Видобувні ресурси нетрадиційного газу оцінюються у 680 млрд м³, нетрадиційної нафти у 107 млн т.

Першочерговими об'єктами проведення геологорозвідувальних робіт у регіоні для пошуку нетрадиційної нафти є карбонатні відклади силурійського комплексу в межах південних частин Молдавської мо-

ноклінали і Нижньодністровської депресії, нетрадиційного газу – карбонатні відклади верхньодевонського комплексу в межах південної частини Приморського виступу.

Список використаних джерел

1. **Annual Energy Outlook 2015 with projections to 2040** // DOE/U.S. Energy Information Administration Report No. 03883, April 2015. – 154 p.
2. **Лукин А. Е.** Сланцевый газ и перспективы его добычи в Украине. Статья 2. Черносланцевые комплексы Украины и перспективы их газоносности в Волыно-Подоллии и Северо-Западном Причерноморье // Геол. журн. – 2010. – № 4. – С. 7–24.
3. **Vakarchuk S.** Shale Gas Opportunities in Ukraine: Geological Settings, Reserves Assessment and Exploration Problems / S.Vakarchuk, V.Gladun, T.Dovzhok et al. // Abs. CD-ROM 34th IGC, Brisbane, Australia, 5-10 August, 2012.
4. **Вакарчук С.Г.** Оцінка ресурсного потенціалу сланцевого газу нафтогазоносних басейнів України / С.Г. Вакарчук, Т.Є. Довжок, К.К. Філюшкін // Нафтогазова галузь України. – 2014. – № 3. – С. 3–8.
5. **Вакарчук С.Г.** Перспективи пошуку вуглеводнів нетрадиційного типу в палеозойських відкладах Передобрудзького прогину / С.Г. Вакарчук, І.О. Карпенко // Геолог України. – 2013. – № 3. – С. 64–71.
6. **Геологическое** строение Западного Причерноморья / Б.М. Полухтович, П.Ф. Шпак, А.Д. Самарский [и др.]. – К.: ИГН АН УССР, 1990. – 49 с. – (Препринт № 90-11).
7. **Гнідець В.П.** Літогенез девонських відкладів Придобрудзького прогину / В.П. Гнідець, К.Г. Григорчук, Б.М. Полухтович. – Львів: УкрДГРІ, 2003. – 93 с.
8. **Етапи** утворення вуглецевих формацій в геологічних структурах України / А.Я. Радзівілл, В.Ф. Шульга, А.В. Іванова [та ін.]. – К.: ИГН НАНУ, 2012. – 215 с.
9. **Нефтегазоносность** Западного Причерноморья / Б.М. Полухтович, П.Ф. Шпак, А.Д. Самарский [и др.]. – К.: ИГН АН УССР, 1990. – 49 с. – (Препринт № 90-12).
10. **Вакарчук С.Г.** Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Книга VI. Перспективи освоєння ресурсів газу у щільних порід у Східному нафтогазоносному регіоні України / С.Г. Вакарчук, Т.Є. Довжок, К.К. Філюшкін [та ін.]. – К.: ТОВ «ВТС ПРИНТ», 2013. – 207 с.
11. **Атлас** родовищ нафти і газу України: в 6 т. / за загальною ред. М.Я. Вуль, Б.І. Денєга, Ю.З. Крупський [та ін.]. – Львів: «Центр Європи», 1998. – Т. 6: Південний нафтогазоносний регіон. – 225 с.

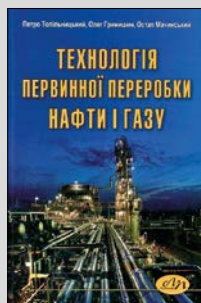


У 2015 році у видавництві «Симфонія форте» (м. Івано-Франківськ) вийшла друком книга «Охорона праці в нафтогазовій галузі» авторів Герасименка Ю.М., Костяняна В.Р., Лінчевського М.П., Лисяного Г.М., Лисяного М.К., Семчука Я.М., Федорака І.Д., Школьного М.П. У цьому навчальному посібнику викладені основоположні засади організації проектування об'єктів підвищеної небезпеки нафтогазової галузі та порядку

введення їх в експлуатацію на засадах гарантованого прийняттого рівня безпеки виробничого персоналу та навколишнього середовища. Розглянуто можливості застосування методів системного аналізу для розв'язання актуальних проблем промислової безпеки та охорони праці, а також підкреслено важливість і перспективність подальших досліджень зв'язків між безпечністю та надійністю складних технічних систем нафтогазової галузі.

Провідне місце в посібнику присвячено розгляду норм та заходів безпеки чинних галузевих актів з охорони праці та промислової безпеки, а також засадам організації системи їх управління. Книгу може бути рекомендовано студентам освітньо-кваліфікаційних рівнів «спеціаліст» та «магістр», для яких наявність знань та умінь, пов'язаних із проектуванням об'єктів підвищеної небезпеки, є однією з обов'язкових кваліфікаційних вимог навчальних стандартів нового покоління.

Також посібник може бути корисним для широкого загалу фахівців, які займаються проектуванням, експлуатацією (упровадженням) або здійснюють наглядові, експертні чи контрольні функції стосовно об'єктів підвищеної небезпеки.



У 2014 році у видавництві Львівської політехніки вийшла друком книга «Технологія первинної переробки нафти і газу» авторів П.І. Топільницького, О.Б. Гринишина, О.Я. Мачинського. У цьому підручнику коротко викладено історію розвитку видобування, дослідження і перероблення нафти і газу, розглянуто фізико-хімічні властивості нафти і нафтових фракцій, вуглеводневих газів, дано характеристику продуктів перероблення.

Тут також описано методи підготовки нафти і газу до переробки, основні процеси первинної переробки нафти і газу, а також вторинної перегонки дистилатів, розглянуто апаратурне оформлення технологічних процесів первинної переробки нафти.

Книгу рекомендовано для студентів вищих навчальних закладів. Матеріал, наведений у підручнику, буде корисним для науковців, інженерно-технічних та інших працівників нафтогазової галузі, а також для економістів та екологів.



У видавництві «Аграр Медіа Груп» вийшла книга «Досвід утилізації звалищного газу в енергетичних установках в Україні» авторів О.І. П'ятничка, Г.В. Жука, А.В. Гриценка та ін. У ній узагальнено матеріали досліджень та впровадження новітніх принципів та технологій, а також техніки й устаткування для виробництва та утилізації біогазу з полігонів твердих побутових відходів. Подано результати апробації досліджень на прикладі звалищ Луганська, Обухова, Борисполя.