

В.П. Стрижак, М.Б. Поліщук, П.М. Коржнев

ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ДЕВОНСЬКИХ ПІДСОЛЬОВИХ ВІДКЛАДІВ ПІВНІЧНО-ЗАХІДНОЇ ЧАСТИНИ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

Розглянуті особливості нафтогазоносності підсольових відкладів північного заходу Дніпровсько-Донецької западини. Інтерпретація присутності двох вуглеводневих генерацій у цих відкладах дозволила дати оцінку перспектив цього комплексу. Передбачається, що давня «бітумна» генерація періодично імпульсно активувалася. Привнесення в бітумні скупчення вільного метану при сприятливих термобарических умовах (різке зняття геостатичного і флюїдного тисків) провокувало їх дестабілізацію та утворення більш рухомої, менш в'язкою нафти. Однак у саргаєвско-семілуцьких відкладах даний процес не отримав достатнього розвитку. Біогенним карбонатам цього комплексу природою була відведена транзитна функція.

Ключові слова: підсольові відклади Дніпровсько-Донецької западини, генерації вуглеводнів, легка нафта, вплив метану на бітуми.

Вступ. Вивчення девонських відкладів Дніпровсько-Донецького авлакогену (ДДА) розпочалося ще в 30-ті роки минулого століття, коли в кепроках Роменського та Ісачківського штоків, А.М. Куцибою була знайдена девонська фауна. Подальші дослідження девонських відкладів знайшли відображення в роботах М.Є. Чуприна, Л.П. Ковтунова, А.Я. Ларченкова, Л.П. Алексєєва, В.А. Разніцина, В.Б. Порфір'єва, В.О. Краюшкіна, І.М. Михайлова, М.В. Чирвінської, В.М. Лисинчука, З.Я. Войцицького, С.В. Ткачишина, В.Р. Літвінова, Н.Н. Чайка, Г.Н. Доленка, В.К. Гавриша, С.О. Варичева, М.І. Галабуди, О.Ю. Лукіна, В.А. Хоменко, Ю.О. Арсірія, О.К. Ципка, В.І. Савченка, Л.В. Курилюка, Б.П. Кабишева, Т.М. Пригаріної, М.Б. Поліщука та ін.

При розгляді закономірностей нафтогазоносності підсольових девонських відкладів північного заходу Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) привертає увагу присутність в них двох різновікових генерацій вуглеводнів (ВВ). Ця особливість викликає низку питань з приводу можливих джерел їх утворення. Чи були вони спільними для цих двох генерацій? Чи мало нафтидоутворення алахтонний або автохтонний характер? Які шляхи міграції ВВ, яку роль в цьому відігравали диз'юнктивні порушення, флюїдопровідні породні або екрануючі комплекси? Як ці генерації нафти співвідносяться із динамікою літогенетичних перетворень та наявною гідрологічною/гідрогеохімічною характеристикою в регіональному плані? Відповідь на них, вочевидь, могла б сприяти вирішенню проблеми нафтогазоносності девону ДДЗ.

Об'єктом дослідження є нафтогазоносні відклади підсольового девонського комплексу північно-західної частини ДДЗ, які у світлі сучасних узагальнень, зроблених в контексті формаційного аналізу (ФА) [4–6], об'єднують чотири тектоно-седиментаційні (середньо- та верхньодевонські) комплекси (ТСК): – ейфельський, живетсько-пашийсько-кинівський; саргаєвсько-семілуцький, алатирсько-верхньофранський. Ці ТСК відокремлені один від одного регіональними перервами в осадконакопиченні та характеризують певні тектонічні етапи розвитку як в цілому Дніпровсько-Донецького авлакогену (ДДА), так і Деснянського нафтогазоносного басейну (НГБ) зокрема. Останній в територіальному відношенні займає проміжне положення в системі самостійних НГБ ДДА. Деснянському НГБ властиві індивідуальні особливості тектоно-геодинамічного розвитку, що відрізняють його від сусідніх НГБ. Він межує з Прип'ятським по Лоївському глибинному розлому, а з Дніпровським – по Ічнянській структурній зоні, включаючи Брагинсько-Лоївський виступ і крайній північний захід ДДЗ. Від іншої частини Прип'ятської западини він відрізняється відсутністю верхнепротерозойського рифтогенного комплексу, різким перевищенням максимальної потужності девонського комплексу (до 4–5 км) над нижньокам'яновугільним

© В.П. Стрижак, М.Б. Поліщук, П.М. Коржнев, 2013

комплексом (до 2 км), наявністю в приосьовій зоні системи докембрійських виступів (Кошелівський та ін.), у межах яких немає відкладів девону. Масштаби і перспективи нафтогазоносності підсольового девону Деснянського басейну контролює великий вплив вулканітів та присутність тут регіональної верхньофранської соленосної товщі-покришки.

Тектонічний режим, який супроводжував накопичення підсольових відкладів Деснянського НГБ, характеризується переходом від горстоутворення (розвиток у прибортових зонах ейфельських аркозів та закладення вулканогенно-тектонічних структур) до інтенсивного рифтогенезу у ранній–середній франський вік. Ці особливості знаходять відображення у ТСК та літологічному складі формаційних комплексів, що їх складають (рис. 1).

Система	Відділ	Ярус	Горизонт	Прип'ятська западина	Брагинсько-Ліувська сідловина	Дніпровсько-Донецька западина Північний Схід	Тектоно-седиментаційні комплекси	
ДЕВОНСЬКА	ВЕРХНІЙ (D)	ФРАНСЬКИЙ	Львівський	Верхньофранська сіроколірна соленосна (до 1140 м)	Верхньофранська вулканогенна	Верхньофранська темно-сіроколірна соленосна (до 2000 м)	Верхньофранський ТСК	
			Євланівський	Воронезько-євланівська сіроколірна туфогенно-глинисто-сульфатна (до 320 м)	Воронезько-євланівська сіроколірна туфогенно-глинисто-сульфатна (до 500 м)	Верхньофранська строкатоколірна вулканогенно-глинисто-карбонатна (до 500-700 м)		
			Воронезький					
			Алатирський	Алатирська червоноколірна вулканогенно-теригенна (до 200 м)	Алатирська червоноколірна вулканогенно-теригенна (до 500 м)	Саргаєвсько-семилуцький ТСК		
			Семилуцький	Саргаєвсько-семилуцька сіроколірна біостромно-карбонатна (до 80 м)	Саргаєвсько-семилуцька сіроколірна біостромно-карбонатна (до 55 м)		Саргаєвсько-семилуцька строкато-сіро-темноколірна вулканогенно-карбонатна (від 55 м)	
			Саргаєвський	Саргаєвсько-семилуцька строкато-сіро-темноколірна вулканогенно-карбонатна (від 55 м)	Саргаєвсько-семилуцька строкато-сіро-темноколірна вулканогенно-карбонатна (від 55 м)			
			Щирицький	Живетсько-щирицька строкатоколірна теригенна (до 200 м)	Живетсько-щирицька строкатоколірна теригенна (до 110 м)	Живетсько-щирицький ТСК		
			СЕРЕД. (D)	Львівський	Старо-оскольський	Прянусько-нарвський	Ейфельська сіроколірна сульфатно-карбонатно-теригенна (до 175 м)	Ейфельський ТСК

Рис. 1. Формації та ТСК підсольового девону Прип'ятської западини та Деснянського сегменту ДДЗ, за О.Ю. Лукіним, 2006 р.

При пошуках промислових покладів вуглеводнів у девонських підсольових відкладах північно-західної частини ДДЗ та ПЗ, було визначено пріоритетні перспективні відклади та окреслено напрями пошуково-розвідувальних робіт [8]. Основні перспективи пов'язані з органогенними карбонатними утвореннями саргаєвсько-семилуцького та теригенними відкладами верхньофранського ТСК, в об'ємі саргаєвсько-семилуцької сіроколірної біостромно-карбонатної формації, алатирської червоноколірної вулканогенно-теригенної та воронезько-євланівської туфогенно-глинисто-сульфатно-карбонатної формації ПЗ і ДДЗ.

Саргаєвсько-семилуцькі карбонатні відклади розкриті численними свердловинами практично у всіх структурно-фаціальних зонах ДДА. Вони представлені переважно доломітами та доломітизованими кавернозними, іноді тріщинуватими, темно-сірими бітумінозними вапняками, глинистими вапняками з прошарками аргілітів. Літологічний склад товщі неоднорідний, на контактах із саргаєвсько-семилуцькою строкато-сіро-темноколірною вулканогенно-карбонатною формацією спостерігається літологічне заміщення вапняків вулканогенними конгломератами і туфопісковиками.

В межах північного заходу ДДЗ ця товща розбурена в інтервалах глибин 1910–4912 м на Грибово-Руднянській (св. 1, 2-р, 217), Седнівській (св. 310), Ловинській (св. 1, 3), Івангородській (св.1), Мринській (св. 2), Березнянській (св. 1-р); Брусилівській (св. 2-р, 4-р), Бугруватівській (св. 9, 4-р), Монастирищенській (св. 19), Хрещатинській (св. 1),

Малодівичькій (св. 8) площах. Відклади добре охарактеризовані палеонтологічно, слугуючи в цьому відношенні своєрідним репером [2].

Середні потужності саргаєвсько-семилуцької сіроколірної біостромно-карбонатної формації варіюють у межах 17–70 м; їх розподіл підпорядкований особливостям рифтогенного карбонатуотворення: приуроченість відкладів до вулканогенних структур та схилів прикратонних западин. Біогенні карбонатні відклади облямовують вулканогенні структури (на перетинах глибинних диз'юнктивних порушень), та схили западин, де у напрямку до осьової частини спостерігається фаціальне заміщення їх темноколірними, збагаченими органічною речовиною депресійними відкладами доманікоїдного типу. Відповідно до цього відокремились основні групи генетичних типів відкладів (ГТВ), для яких властиві різні асоціації рифоутворювачів. Корали, строматопороїдеї, різноманітні водорості, мшанки (безхребетна асоціація) набули розвитку у межах вулканогенних морфоструктур; натомість, карбонати трогових схилів представлені брахіоподовими банками, скупченнями моллюсків – голкошкірих, гастропод, трилобітів (кишковопорожнинна асоціація). Колекторські властивості порід формації зумовлені ранньою постседиментаційною метасоматичною доломітизацією (доломіт у діапазоні палеотемператур, визначених за газово-рідкими включеннями, 40–80°C), яка, крім вторинної пористості, при доломітизації твердої карбонатної породи супроводжується появою каверн і вторинних пор, пов'язаних із сполученням вилуговування різних скелетних залишків. Даний процес викликаний просочуванням морських розсолів, концентрація хлориду магнію та інших компонентів у яких підвищується внаслідок випаровування [5].

При розгляді особливостей нафтогазоносності саргаєвсько-семилуцьких органогенних відкладів ДДЗ слід враховувати їх промислову нафтоносність у Прип'ятському НГБ. До них в Прип'ятській западині приурочено 57 000 ум. од. початкових видобувних ресурсів нафти, які містяться в численних нафтових покладах та родовищах, відкритих в цих відкладах на Березинській (Судовицьке, Березинське родовища), Речицько-Шатилівській (Дубровське, Першотравневе, Борисівське, Вишанське, Давидівське, Осташковицьке, Речицьке, Ветхінське та ін.) та Малодушинсько-Краснослобідський (Золотухінське, Малодушинське, Барсуківське, Надвинське) ступінях. Резервуарами для них слугують різноманітні біокарбонатні тіла (біостроми, біогермні пласти, ракушнякові банки). Товщини колектора – 20–30 м, глибина залягання – 1800–4440 м. Тип пасток, зазвичай пластовий з літологічним та тектонічним екрануванням, хоча трапляються також пастки, утворені біогермними масивами з випуклою покрівлею [4]. Кількість покладів та родовищ сусіднього з Прип'ятським Деснянського НГБ створює враження вражаючого своєю невідповідною порожністю дисонансу – бурінням встановлені лише окремі, непромислові припливи нафти. Всього на північному заході ДДЗ зафіксовано близько 14 нафтогазопроявів (див. таблицю 1).

Характер насичення доломітизованих кавернозно-тріщинуватих карбонатних саргаєвсько-семилуцьких колекторів багато в чому спільний з Прип'ятським НГБ. Загалом, він характеризується наявністю двох різновікових генерацій ВВ: більш молоді – переважно легкі нафти щільністю 0,78–0,83 г/см³ та древньої – важкі нафти, мальти, бітуми, що закономірно для Прип'ятської западини.

Виявлену закономірність чітко ілюструє нафтобітумонасиченість керна саргаєвсько-семилуцьких відкладів св. 656 та 3 Ловинської площі. В св. 656 нафтопрояви спостерігались на ділянці розрізу у 29 м (інт. 2557–2586 м), що відповідає доломітам з пористістю 1,7–2,1% та проникністю (паралельно напластуванню) $0,3 \times 10^{-3}$ мкм² у вигляді нафтонасиченості керна. Нафтонасиченість встановлена в тріщинах і кавернах. У кавернах поряд зі скупченням нафти відмічається також наявність залишкового бітуму, а навколо каверн – насичення матриці доломіту нафтою. Нафтонасичені ділянки люмінесцують світло- і зеленувато-жовтим кольором, витяжка – жовто-бура. Це свідчить про те, що нафта легка, а на колір витяжки впливає залишкова бітумінозність породи.

Натомість, у керні доломіту св. 3 Ловинської площі в інт. 2286–2302 м з незначно

Нафтобугунопроєкти та газопроєкти в підсольових девонських відкладах північно-західної частини ДДЗ (за даними М.Б. Поліщука, В.А. Гальченка)

Площа / № св.	Інтервал глибин, м	Стратиграфічний підрозділ	Коротка літологічна характеристика порід	Характер нафтогазобугунопроєктів або оцінка по ГДС	Результат випробування та колекторські властивості порід
Ловинська-656	2557-2586	D ₃ ¹ sr-sm	Доломіти вторинні та доломітизовані валняки, кавернозні, тріщинуваті	По тріщинах та кавернах прояви та скупчення рухомої нафти та наявність залишкового бітуму.	За даними ГДС Кп 1–3 %. Одержано воду.
Ловинська-3	2286-2302	D ₃ ¹ sr-sm	Доломіт кавернозний	Наявність густої нафти по стінках каверн	Випроб. ВПТ припливу не одержано. За ГДС Кп 4–5 %.
Ловинська-1С	2060-2066	D ₃ ¹ sr-sm	Валняки тріщинуваті	Впродовж тріщин відмічені скупчення смолоподібного бітуму	Пористість валняків по даних ГДС. Кп 4–6 %.
Гайворонська (Дмитрівська)-348	4464-4458	D ₃ ¹ sr-sm	Пісковики темно-сірі, дрібнозернисті, тріщинуваті	Виділення бульбашок газу і нафти при підйомі керна на поверхню та наявність окислених бітумів	При випробуванні за допомогою ВПТ інт. 4440-4491 м припливу не одержано
Грибоворуднянська-1	2518-2529	D ₃ ¹ gr-ev	Карбонатизований туф	Наявність рухомої нафти по тріщинах в породах	Випроб. в колоні інт. 2500–2550 м слабкий приплив нафти зеленувато-коричневої, густиною 0,86 г/см ³ , 0,2 м ³ /добу, пористістю 2,2–7,9 %
Грибоворуднянська-1	2578-2586,9	D ₃ ¹ gr-ev	Доломіт темно-коричневий, міцний	Різкий запах нафти в керні при піднятті на поверхню	Випроб. не проводились
Грибоворуднянська-2	2280,6-2289,6 2361-2460	D ₃ ¹ gr-ev	Карбонатні породи тріщинуваті	Наявність нафти по тріщинах	За даними УкрДГРі (Г.С. Ізотова) h колектора становить 35 м
Ловинська-3	2053-2060 2075-2087	D ₃ ¹ gr-ev	Валняки, доломіти	Високов'язка нафта по тріщинах	Окислена нафта
Ловинська-656	2398,1-2404,8 2378,6-2382 2557-2586	D ₃ ¹ gr-ev	Валняки	Примазки чорного бітуму та випоти капельної нафти по тріщинах і кавернах	Випроб. ВПТ – припливу не одержано
Ловинська-3	1869,9-1877,9	D ₃ ¹ ev	Туфи піщано-гравійні, андезіто-базальтові порфірити	Насичення породи темно-коричневою нафтою та окисленим бітумом	Кп за лаб. даними до 9,2 %
Брусилівська-3	3507-3750	D ₃ ¹ gr-ev	Туфогенно-карбонатна відклади	Аномально високі газопоказники за ГКПБ до 30-35 см ³ /л вуглеводневих газів	Випроб. ВПТ, інт. 3506–3677 м – припливу не одержано
Кинашівська-1	3307,6-3314,9 3344,3-3352	D ₃ ¹ gr	Те ж	У валнях по на шаруванню відмічені півки легкої нафти	При випробуванні за допомогою ВПТ в відкритому стовбурі інтервалу 3260-3398 м припливу не одержано
Кинашівська-1	3231,5-3256,2	D ₃ ¹ gr	Те ж	Примазки густої чорної нафти у вертикальних тріщинах валняків	Припливу не одержано
Журавлівська-1	996-1112	D ₃ ¹ gr ev-iv	Брекція	Приплив важкої нафти	Приплив нафти 0,9 м ³ /добу
Журавлівська-6	2087-2320	D ₃ ¹ gr ev-iv	Те ж	Газонасиченість розрізу за даними газового каротажу	Припливу не одержано

нижчою пористістю 1,6% відмічена присутність густої нафти; у св. 1, в інт. 2060–2066 м у тріщинах вапняків виявлені прояви смолоподібного бітуму. Слід зауважити, що керни з перекриваючих саргаєвсько-семилуцьку карбонатну платформу воронезько-євлановських відкладів характеризуються насиченістю переважно важкою нафтою, яка переходить у твердий бітум св. 655 Ловинської площі (інт. 1244–1254 та, 1279,2–1294,4 м), св. 3 (інт. 2053–2060 та 2075–2087 м), при вищих значеннях пористості 2,5–9 % та проникності переважно менше $0,1 \times 10^{-3}$ мкм².

Дослідження щодо виявлення зв'язку літогенетичних перетворень в біогенних колекторах що містять ці дві генерації ВВ, з наявною гідрологічною/гідрогеохімічною характеристикою в регіональному плані, на жаль, не отримали достатнього розвитку. Хоча їх значення для вирішення проблеми нафтогазоносності девону важко переоцінити. На даний момент слід зазначити кілька принципових моментів.

Дані стадіального аналізу нафтидогенезу із залученням датування ізотопного віку гідротермальної карбонатно-сульфідно-бітумної мінералізації (на низці площ північно-західної частини ДДЗ) свідчать про зв'язок процесів нафтидоутворення у Деснянському НГБ з фазами тектоногенезу та геотермічної активізації у мезозої (J1–J2, 170–200 млн років) та на рубежі крейди та палеогену (в інтервалі 50–60 млн років.) [7,10]. Причому девонські бітумопрояви за аналогією з Прип'ятським НГБ пов'язані з більш ранньою кімерійською фазою тектоно-термальної активності.

Склад виявлених в керні ВВ залежить переважно від типу вихідної органічної речовини та ступеня її катагенезу [1] за другорядної участі решти чинників.

Відмінності у складі відмічених генерацій слід також пов'язувати з участю різних нафтидогенераційних джерел та інтенсивністю процесів кондукційного та конвекційного тепломасопереносу. Утворення важкої нафти першої генерації було пов'язано здебільшого з водоростевим типом вихідної органічної речовини. Живлючою речовиною при цьому були рифоутворючі вапнякові біогеоценози.

Натомість, поява легкої нафти другої генерації асоціюється з розсіяною органічною речовиною. На час її проникнення та надходження в карбонатний колектор гідрогеологічні умови могли багато в чому відповідати сучасним. Про це, зокрема, свідчать геохімічні особливості пластових вод саргаєвсько-семилуцького карбонатного комплексу, аналіз яких дозволяє виділити як прямі, так і непрямі ознаки їх нафтогазоносності. Гідрохімічна характеристика, судячи з даних випробувань св. 1 Грибово-Руднянської площі (інт. 2650–2710 м) свідчить про уповільнений рух підземних вод при низьких значеннях окисно-відновного потенціалу (*Eh*). Отримані води - високометаморфізовані хлоркальцієві розсоли із загальною мінералізацією 259,4 г/л, ступінь метаморфізації становить 0,56–0,79. Сульфатність вод низька (не перевищує 0,38). При цьому газонасиченість невисока – газовий фактор 100 см³/л при вмісті граничних ВВ до 41,93%. Це може свідчити про часткове та уповільнене розвантаження (дегазацію) висхідних підземних вод у межах структур, складених рифами за умов розбитості їх на блоки та наявності провідних зон тріщинуватості. Ймовірно, більш суттєве розвантаження, відбувалось у вищезалігаючому верхньофранському та нижньофаменському ТСК. Про це зокрема свідчить зростаюча роль вверх по розрізу припливів легкої нафти, конденсату, газу (Петровська св. 1.– приплив газу до 20 тис. м³/добу з теригенного верхньоєлеського колектора). Вуглеводнева частка представлена метаном та більш важкими гомологами. Розглядаючи інші гідрогеохімічні показники нафтогазоносності, які не пов'язані напряду з процесами перетвореннями у системі «ВВ–вода», слід зосередити увагу на вмісті аномальних концентрацій, індикативних щодо гідрогеологічної закритості структур та відповідної присутності ВВ, мікрокомпонентів у складі пластових вод (NH₄ – до 86 мг/л; Br – 1094 мг/л; J – 22 мг/л, V). Відомо, що, міграція бром у водних розчинах пластових вод відбувається у формі вільних аніонів; він легко вступає у взаємодію з елементами спільної групи галогенів (J, Cl) та утворює комплексні сполуки з металами. Зазначені концентрації бром претендують на своєрідний рекорд в ДДЗ, максимально подібний вміст 399,0 мг/л спостерігається лише в контурних водах

Західно-Хрестищенського газоконденсатного родовища. В свою чергу концентрації йоду, міграція якого відбувається у формі йодиду (J-), йодаду (JO₂-) та різних йодорганічних комплексів, вказує на зв'язок з глибинними високотермальними флюїдними розчинами, які циркулюють по розломах. Фонові значення вмісту йоду у хлоридно-натрієвих водах і розсолах зазвичай не перевищують 0,002 мг/л. Коментуючи присутність бору, слід зосередити увагу на властивості бору переходити у розчинний стан за умов наявності у породах борвміщуючих бітумів або органічних речовин [1]. На користь присутності покладів ВВ у підсолевих біогенно-карбонатних відкладах у межах Ловинської та Грибово-Руднянської площ свідчить комплексний характер гідрогеохімічних аномалій, утворених цими елементами.

Перспективи франських теригенних формацій значною мірою контролюють великий вміст вулканічних домішок і глинистих порід, які дуже нерівномірно розподілені по площі, часто виконують екрануючу функцію.

В літологічному складі та територіальному розподілі відкладів алатирської формації північного заходу ДДЗ чітко відбився рифтовий режим осадконакопичення. Її відклади сформовані за провідної участі алювіальних, частково пролювіальних (лахарових) генетичних типів відкладів [5, 6]. Вони представлені пісковиками, червоноколірними вулканомітовими гравелітами і туфо-алевроглинистими породами. Максимальні її потужності відповідають переважно крайовим рифтовим палеопрогинам ДДЗ, до яких були приурочені палеорічки, що впадали в Прип'ятський морський басейн. Ділянки різкого заміщення піщаних відкладів вулканомітовими грубоуламковими прошарками оконтурюють вулкано-тектонічні структури приосьової зони ДДЗ та Брагинського-Лоївської сідловини. Характерною рисою формації є різкі переходи алювіальних відкладів у депресійно-морські, причому на продовженні палеорічкових русел простежуються підводні ерозійні врізи, вповнені турбідитами.

Верхньофрансько-євлановські строкатоколірна вулканогенно-глинисто-карбонатна та сіроколірна туфогенно-глинисто-сульфатна субформації розкриті на території північного заходу ДДЗ свердловинами Грибово-Руднянської (св. 1, 2), Олешнянської, Ріпкинської, Седнівської, Березнянської (св. 1), Максаківської (св. 1, 5), Борківської (св. 8), Брусилівської (св. 3), Кинашівської (св. 1, 2), Плужниківської (св. 2), Журавківської (св. 1), Монастирищенської, Мринської, Хрещатинської, Ведильцівської, Іллінцівської, Пакульської (св. 227), Північно-Загорівської (св. 1), Гайворонської (св. 348) площ. Вони представлені у різних співвідношеннях кременисто-глинисто-карбонатними (вапняки, доломіти з прошарками аргілітів і мергелів), ефузивно-туфогенними, а також сульфатно-соленосними породами.

Потужність глинисто-карбонатних розрізів коливається від 150 до 400 м, а сульфатно-соленосних і туфогенно-ефузивних розрізів – в межах від 500-700 м. Літогенетичні особливості цих субформацій свідчать про утворення вказаних відкладів у морському басейні за умов тропічного клімату з ознаками прогресуючої аридизації та конседиментаційного вулканізму. В осадконакопиченні приймали активну участь морський депресійний (телевулканогенно-депресійний, гідротермально-депресійний), потокові експлозивно-суспензійний, експлозивно-зсувний, карбонатно-шельфовий, лагунно-євапоритовий, експлозивно-еоловий (телепірокластичний) генетичні типи відкладів [6].

Нафтогазоносність формацій верхньофранського та саргаєвсько-семилуцького ТСК має як спільні риси (дві різновікові генерації ВВ), так і характерні відмінності. Встановлені нафтогазопрояви розподіляються між літологічними різновидами порід (карбонатизовані туфи, туфопісковики – щільні карбонати) приблизно в рівній кількості (див. таблицю).

Найбільш вагомими за значенням нафтопрояви тяжіють до уламкових і гранулярних колекторів. Цей факт ілюструє одержаний при випробуванні з воронезько-євлановського карбонатизованого туфу із св. 1 – Грибово-Руднянська та брекчії із св. 1 Журавківська припливів нафти із дебітами 0,2 м³/добу та 0,9 м³/добу, відповідно. Пористість

верхньофранських уламкових і гранулярних порід-колекторів у середньому збільшується до 9,2 %, хоча значення проникності зменшується до $0,1 \times 10^{-3}$ мкм².

Нафтогазоносність верхньофранського розрізу в цілому характеризується більшою бітумінозністю, по відношенню до саргаєвсько-семилуцьких відкладів (нафти з густиною понад 0,86 г/см³, різного роду бітумопрояви в породах). При цьому газоносність доверхньофранського розрізу закономірно зростає. Свідченням цього є газопрояви встановлені в процесі буріння свердловин за даними газового каротажу та дегазації бурових розчинів, визначені візуально (відчутний запах газу з керна) або аналітичним шляхом (вищі значення газового фактора – до 800 см³/л).

Висновки. Аналіз характерних особливостей нафтогазобітумінозності перспективних саргаєвсько-семилуцького та верхньофранського ТСК підсольового комплексу, наявність двох різновікових генерацій ВВ, свідчить про існування складного, пов'язаного з тектонічним режимом, імпульсного процесу їх генерації та акумуляції. Вуглеводневі генерації мали різні нафтидогенеруючі джерела живлення. Типом вихідної органічної речовини для ранньої «бітумної» генерації була переважно асоціація рифоутворюючих та інших водоростей. Для другої генерації «легкої нафти» джерелом живлення слугувала розсіяна органічна речовина. Її втручання в породні комплекси відбувалось за активної участі вертикального тепломасопереносу та міграції високомінералізованих водних розчинів, про що, зокрема, свідчать гідрогеохімічні особливості пластових вод. Варто зазначити неоднозначний характер взаємодії цих двох генерацій під впливом різноспрямованої дії водорозчинного та вільного газового мігрантів у різновікових породних комплексах. Відмінні значення характеристик щільності нафти та газопроявів у саргаєвсько-семилуцьких та верхньофранських відкладах можуть вказувати на пріоритетне розвантаження асоціюючих із другою генерацією розчинених вуглеводневих газів та вільного метану в межах розвитку структур, складених теригенними гранулярними колекторами алатирсько–верхньофранського комплексів. Флюїдне виповнення відбувалося по второваним шляхам міграції. Надходження у бітумні скупчення вільного метану за сприятливих термобаричних умов (різке зняття геостатичного та флюїдодинамічного тиску) приводило до їх дестабілізації та утворенню більш рухомої, менш в'язкої нафти. Натомість, в саргаєвсько-семилуцьких відкладах даний процес не набув достатнього розвитку. Біогенним карбонатам цього комплексу природою була відведена транзитно-уловлююча функція.

Безумовно, пошукове нафтогазоносне значення підсольових девонських відкладів на низці площ північного заходу ДДЗ дуже недооцінено. На користь цього свідчить існування, в суміжному з районом Прип'ятському прогині в карбонатно-теригенних породах підсольового комплексу покладів нафти промислового значення на більшості відкритих родовищах. Тільки буріння, спрямоване на пошуки нафти в девонських відкладах, на рекомендованих, (причому неодноразово) площах допоможе вирішенню цієї проблеми. Поряд з цим необхідно застосування системного підходу у вивченні цих відкладів, відбір керна перспективних інтервалів, його всебічне аналітичне вивчення. Це дасть змогу обґрунтувати та підтвердити висвітленні у статті положення.

1. *Стрижак В. П.* Особливості будови та нафтогазоносності девонських відкладів північно-західної частини Дніпровсько-Донецького авлакогену Стаття 1. Узагальнення геологорозвідувальних досліджень та аналіз вивченості міжсольових та підсольових відкладів девону північно-західної частини Дніпровсько-Донецького авлакогену / В.П. Стрижак, П.М. Коржнев // Тектоніка і стратиграфія – 2012 № . с. –
2. *В.А Хоменко* Девон Днепровско-Донецкой впадины / В.А Хоменко. – Киев: Наук. думка, 1986. – 112с.
3. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины / Отв. ред. В.К. Гавриш // Глубинное строение и геотектоническое развитие АН УССР. – Киев: Наук. думка, 1989. – 208 с.
4. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины / Отв. Ред. Д.Е. Азенверг // Стратиграфия. – Киев: Наук. думка, 1988. – 148 с.

5. Лукін О.Ю. Девон Дніпровсько-Донецького авлакогену (тектоно-седиментаційні комплекси, формації, генетичні типи відкладів та літогеодинаміка) / О.Ю. Лукін // Геол. журн. – 2006. – №2-3. – С.26-46.
6. Лукин А.Е. Литогеохимические факторы нефтегазообразования в авлакогенных бассейнах. / А.Е. Лукин. – Киев: Наук. думка, 1997. – 225 с.
7. Лукин А.Е. Девонские рифогенно-карбонатные комплексы Днепровско-Донецкого авлакогена и перспективы их нефтегазоносности / А.Е. Лукин // Геол. журн. – 2008. № 3 (324). – С. 7-26.
8. Шумлянський В.А. Киммерійська металлогенічна епоха на території України. / В.А. Шумлянський. – Киев: Наук. думка., 1983. – 219 с.
9. Нефтеносные бассейны Днепровско-Донецкого авлакогена и основные геодинамические закономерности их формирования. / А.Е. Лукин, П.Ф. Шпак. – Киев, 1993. – 47 с. – (Препр. / АН Украины. Ин-т геол. наук; 93-1).
10. Альтовський М.Е. Гидрогеологічні показники нафтогазоносності. / М.Е. Альтовський. – М.: Недра, 1967. – 121 с.
11. Rogers M.A. Application of organic facies concept to hydrocarbon source rock evolution // 10-th World Petroleum congress. – Bucharest, 1979, PD-1. – P. 1-8.

V. Stryzhak, M. Polischuk, P. Korzhnev

PETROLEUM POTENTIAL PERSPECTIVES OF THE DEVONIAN SUBSALT DEPOSITS WITHIN THE NORTH-WEST DNIEPER-DONETSK DEPRESSION

Petroleum potential of subsalt deposits of Dnieper-Donetsk depression was observed. The presence of two different age generations of hydrocarbons is discovered. Generations of hydrocarbons have different supply sources. The type of the original organic matter for the early bitumen generation was composed mainly of association of reef-building algae. Dispersive organic matter was a source of supply for the second generation of "easy oil". Hydrochemical features of formation waters indicate that interaction of hydrocarbons with subsalt Devonian deposits took place with the active participation of the vertical migration of highly mineralized aqueous solutions. Brings to the bitumen accumulations of methane, under favourable thermobaric conditions (abrupt removing of geostatic and fluid pressures) led to their destabilization and the formation of more mobile, less viscous oil.

Key words: subsalt deposits of Dnieper-Donetsk depression, generations of hydrocarbons, easy oil, interaction bitumen and methane.

В.П. Стрижак, М.Б. Полищук, П.М. Коржнев

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ДЕВОНСКИХ ПОДСОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ

Рассмотрены особенности нефтегазоносности подсолевых отложений северо-запада Днепровско-Донецкой впадины. Интерпретация присутствия двух углеводородных генераций в этих отложениях позволила дать оценку перспектив этого комплекса. Предполагается, что древняя «битумная» генерация периодически импульсно активировалась. Привнос в битумные скопления свободного метана при благоприятных термобарических условиях (резкое снятие геостатического и флюидного давлений) провоцировало их дестабилизацию и образование более подвижной, менее вязкой нефти. Однако в саргаевско-семилукских отложениях данный процесс не получил достаточного развития. Биогенным карбонатам этого комплекса природой была отведена транзитная функция.

Ключевые слова: подсолевые отложения Днепровско-Донецкой впадины, генерации углеводородов, легкая нефть, воздействие метана на битумы.

Науково-дослідний інститут нафтогазової промисловості ДП "Науканафтогаз" НАК "Нафтогаз України" м. Вишневе

Стрижак Василь Петрович

Полищук Мар'ян Борисович

Коржнев Петро Михайлович

Стаття надійшла: 17.09.2013