

УДК 553.98:551.7351 (477.62)

ДИНАМОПОСТСЕДИМЕНТОГЕНЕЗ ТА НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ ПАЛЕОГЕОМОРФОГЕННИХ КАРБОНАТНИХ ПАСТОК ПІВДЕННОЇ ПРИБОРТОВОЇ ЗОНИ ДДЗ

П.С.Голуб, О.Г.Голуб, П.Т.Павленко, В.М.Солодкий

Національна акціонерна компанія "Надра України", Дочірнє підприємство
Полтавське нафтогазове регіональне геологічне підприємство "Полтава РГП"
36019, м. Полтава, вул. М. Бірюзова, 53, тел.(05322) 75254, факс (0532) 509164
e-mail: rhc@pi.net.ua

Основные перспективы по дальнейшему наращиванию разведанных запасов углеводородов в Днепровско-Донецкой впадине связываются на сегодняшней стадии ее изученности, с нетрадиционными ловушками. Одним из важнейших объектов по плотности неразведанных ресурсов является Руденковско-Пролетарский нефтегазоносный район с широким развитием палеогеоморфогенетических карбонатных ловушек.

The basic prospects on the further escalating explored reserves of hydrocarbons in the Dnieper-Donets depression are connected for today's state of its level of studying with untraditional traps. One of the major objects on density of unexplored reserves is Rudenkovsko-Proletarsky oil and gas production well area with wide development of the paleogeomorfogenetological carbonaceous traps.

Дніпровсько-Донецька западина за своїми потенціальними можливостями є одним з пріоритетних нафтогазоносних регіонів України. З неї взято все, що порівняно легко давалось. Освоєння нерозвіданих перспективних ресурсів вуглеводнів (ВВ), пов'язаних з нетрадиційними пастками, вимагає інших більш складних методичних прийомів ведення геологорозвідувальних робіт (ГРР) на основі поглиблених і всебічних науково-тематичних досліджень з вивчення умов формування нафтогазоносності основних комплексів продуктивності нових перспективних територій западини.

За даними досліджень особливостей формування палеогеоморфогенних пасток і можливостей щодо нарощування розвіданих запасів ВВ найбільш перспективним є Руденківсько-Пролетарський нафтогазоносний район, щільність нерозвіданих ресурсів якого становить, за даними ЧВ УкрДГРІ, 30-50 тис.т/км².

На відміну від інших ділянок западини район характеризується невеликими глибинами залягання газонафтоносних комплексів за досить повного стратиграфічного їх розвитку, сумісним проявом блокової тектоніки та галокінезу, що спричинили формування великої кількості палеогеоморфогенних вуглеводневих пасток різноманітного типу.

Найбільш сприятливою територією для розвитку даних типів пасток є смуга флексурного глибинного облягання Царичанського та Самарсько-Вовчанського виступів фундаменту, де розвиток їх спричинений проявом динамічних і седиментогенних процесів та раннього і пізнього діагенезу на фоні загального моноклінального схилу.

З'ясуванню перспективності палеогеоморфогенетичних пасток, особливо пов'язаних з карбонатними відкладами, які мають у даній частині западини широкий розвиток, приділялась і приділяється увага багатьох дослідників:

Мачужака М.І. [5], Лукіна О.Ю. [4], Вакарчука С.Г. [1], Зюзькевича М.П. [2] та ін. Їх розробки базувалися на недостатній інформативній основі і в більшості носили узагальнюючий і пропозиційно-прогнозний характер з досить складною системою седиментаційно-палеогеоморфологічних критеріїв для генетичної інтерпретації природних тіл, які можливо визначити тільки за щільного розвідувально-експлуатаційного буріння, і то лише в межах свердловинного простору.

Сучасний етап геологорозвідувальних робіт вимагає науково-тематичного обґрунтування наявності палеогеоморфологічних пасток як рифогенно-карбонатного типу, так і теригенно-масивних локальних піщаних тіл, їх рейтингової оцінки з визначенням найперспективніших для буріння мінімальною кількістю свердловин.

За 26-річний період вивчення геологічної будови Ігнатівського підняття параметричним, пошуковим і розвідувальним бурінням у кількості 20 свердловин та неодноразовим проведенням різної детальності сейсмічних досліджень застарілими, малоінформативними традиційними методами реальної моделі пасток карбонатних і теригенних відкладів візейско-турнейського комплексів не було встановлено. Їх просторова форма визначалась досить умовно лише за традиційного приймання середньої відстані між свердловинами.

Істинна і унікальна модель покладів ВВ та будови Ігнатівського родовища визначена за результатами сейсмічних досліджень 3Д та новітніх методів інтерпретації польових робіт, яка вперше в ДДЗ висвітлює особливості просторової форми карбонатного та теригенного резервуарів. За даними сейсмічних досліджень та результатів аналізу сейсмічних атрибутів, після побудови серії продуктивних і профільних сейсмогеологічних розрізів по лініях свердловин визначена, вперше в історії вивчення ДДЗ, реа-

льна модель карбонатно-рифового масивного та піщаного резервуарів візейсько-турнейського поверху нафтогазоносності (рис. 1) та простежені зони-ділянки покращаних і погіршених фільтраційно-емкисних властивостей порід-колекторів продуктивних пластів.

Таких надзвичайно важливих геологічних результатів щодо визначення моделей нафтогазонасичених карбонатних побудов досягнуто завдяки ініціативі керівництва та фахівців Полтавської газонафтової компанії Керусова Е.М., Щеголіхіна О.Ю., Кулініча Г.Б., які вперше в ДДз застосували найновітніші методи вивчення геологічної будови Ігнатівського нафтогазоконденсатного родовища та обробки польових сейсмічних досліджень.

Очевидно, що альтернатив щодо сучасних сейсмічних методів вивчення і картування рифогенно-карбонатних побудов родовищ поки що не існує, а всі кабінетно-наукові розробки моделі родовища досить далекі від реальності як такі, що не можуть бути покладеними ні в основу дорозвідки покладів, ні їх геолого-економічної оцінки, а тим більше – для складання технологічних схем промислової розробки.

На основі нових сейсмічних побудов визначені характер і межі розповсюдження нижньовізейських та верхньовізейських карбонатних відкладів, які охоплюють у розрізі літологічні пачки В-25-26 та В-21-23 відповідно.

Карбонатні відклади літопачок В-25-26, що залягають над нижньовізейсько-турнейською незгідністю, через геометричну будову та обмежене поширення раніше інтерпретувались як рифове тіло. Для підтвердження або спростування цієї інтерпретації не було достатніх даних аналізу керна. Однак, за результатами вивчення додаткового кернового і шламового матеріалу та новими даними ГДС, у карбонатному розрізі встановлена наявність чітких літологічних елементів з типовою 20-30-метровою циклічністю. Цикли простежуються як за зменшенням, так і за збільшенням глинистості. На певних ділянках з достатньою впевненістю можна встановити і співвідношення цих циклів та припустити, що осадконакопичення відбувалося в умовах режиму обміління морського басейну.

У зв'язку з цим відклади містять тонкі біостроми рифового матеріалу з карстовими пустотами та прошарки глинистих порід.

Аналогічну циклічну будову мають карбонатні відклади літопачок В-21-23 верхнього візе, відрізняючись лише значною глинистістю розрізу.

В основу визначення моделей резервуарів покладів вуглеводнів покладені структурно-сейсмічні побудови турнейських, нижньо- і верхньовізейських відбиваючих горизонтів, що виконані Полтавською газонафтовою компанією (З). Просторове розміщення покладів вуглеводнів та скидових порушень, а також їх поєднання обгрунтоване серією різноорієнтованих геологічних і продуктивних профільних розрізів по лініях свердловин з використанням сейсмо-тектонічної схеми родовища.

Модель карбонатно-рифогенного масиву Ігнатівського родовища відноситься до палеогеоморфогенних форм, утворених над динамічно-активною склепінною зоною постседиментаційного підняття, яке сформувалося у ранньокам'яновугільний час.

Згідно з новітніми сейсмогеологічними побудовами, Ігнатівське підняття являє собою хвилясто-горбисту антиклінальну форму, розвинену в масиві моноклінально-залягаючих візейських теригенних утворень та ускладнену постседиментаційно-переривчастими кільцеподібними скидовими порушеннями з нахилом їх площин у напрямку занурення шарів порід, що надали їй горсто-блоково-східчастого вигляду. Така неординарна форма рифогенно-карбонатного масиву родовища утворена завдяки поєднанню процесів седиментації та динамічних рухів типу розтягу, зумовлених галокінезом і блоковою тектонікою.

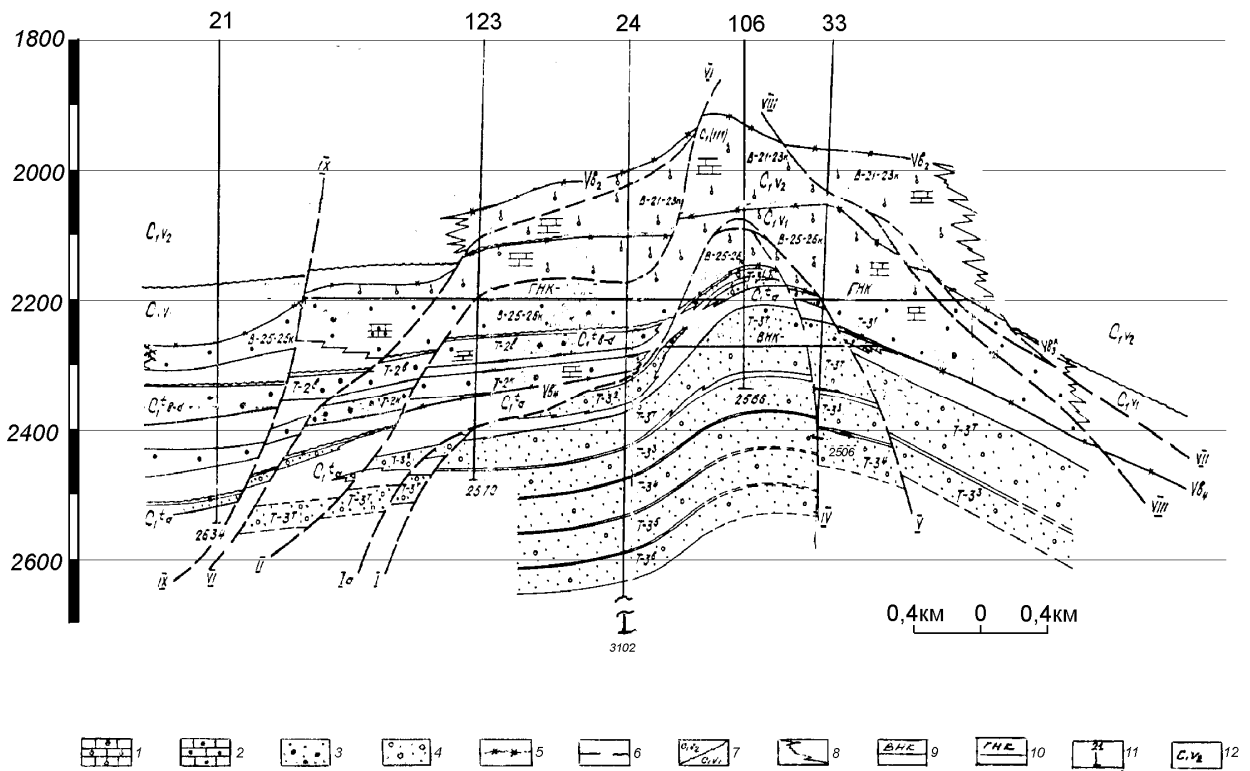
Малі кути нахилу площин скидів (45-50°) та незначні амплітуди зміщення шарів порід (10-40 м) за великих товщин карбонатних порід сприяли утворенню крупного масивного єдиного гідродинамічного резервуара в склепінній частині палеозойського Ігнатівського антиклінального підняття, що охоплює поклади теригенних пластів Т-3¹, Т-3², Т-3¹ турнейського ярусу та горизонтів В-25-26 і В-21-23 карбонатно-рифогенних утворень візейського нафтогазоносного комплексу, з єдиним ВНК та ГНК. Особливість карбонатної частини масивно-пластового резервуара полягає у повному вуглеводневому заповненні – тобто відсутності законтурної водоносної частини.

Породами-колекторами є турнейські пісковики та візейські карбонатні утворення. Карбонатні відклади, за даними вивчення кернового матеріалу, комплексної обробки ГДС і результатів параметричного аналізу сейсмічних атрибутів, нерівномірно тріщинуваті різних генерацій та різноманітного фаціаль-літологічного типу і колекторських властивостей.

У тілі складної органогенної побудови виділяється ядерна центральна і схилова периферійна фації. Каркасні вапняки ядерної фації мають масивну текстуру і відрізняються відсутністю шаруватості. Текстура їх часто плямиста. Для вапняків даного типу характерний каверно-поровий, порово-каверновий тип колектора. Тріщини і стилітові шви частково пусті, частково мінералізовані.

Схилові фації органогенних побудов на 70-90% складені уламками різних організмів. Увесь зоогенний та водоростевий детрит тріщинуватий, з вторинними процесами доломітизації та зкременіння.

Інтенсивне перетворення карбонатних порід спричинене постседиментаційними процесами під дією різноманітних факторів, основна роль серед яких належить тектонічним та гідрорхімічним, що зумовили мінливість ФЄВ порід по площі і в розрізі. Внаслідок цього розущільнення масиву вапнякових порід має мозаїчний площинний характер і не пов'язане лише з апікальною його частиною, як це вважається



1 – вапняки газоносні; 2 – вапняки нафтоносні; 3 – пісковики нафтоносні; 4 – пісковики водоносні; 5 – відбиваючий горизонт; 6 – розривні порушення; 7 – стратиграфічні перерви; 8 – зона заміщення вапняків теригенними породами; 9 – водонафтовий контакт; 10 – газонафтовий контакт; 11 – свердловини; 12 – вік стратиграфічного комплексу

Рисунок 2 — Геологічна модель Ігнатівського родовища

багатьма дослідниками сьогодення. Аналогічний характер розвитку розущільнених порід карбонатного масиву має місце і на Мачуському родовищі, де у його склепінній частині свердловиною № 1 виявлена значна безколекторна ущільнена частина вапнякових утворень, та на ряді інших площ.

Отже, нові дані про особливості розвитку карбонатних та рифогенно-карбонатних побудов на фоні моноклінального верхньопалеозойсько-мезозойського схилу осадових порід, їх нафтогазоносність з усією очевидністю підтверджують, що їм притаманна велика потенціальна можливість щодо нарощування розвіданих запасів ВВ, але їхньому опощуванню повинно передувати всебічне вивчення умов осадконакопичення, характеру прояву різноманітних постседиментаційних факторів, наукове обґрунтування методики їх картування та залучення найсучасніших методик інтерпретації польових досліджень ЗД з аналізом сейсмічних атрибутів.

Тільки на такій інформативній основі можна вести мову про перспективи нафтогазоносності органогенних споруд нижнього карбону ДДз в умовах сьогодення.

Література

1. Вакарчук С.Г. Будова та перспективи нафтогазоносності органогенних споруд нижнього карбону ДДз // Мінеральні ресурси України. – 2003. – № 2. – С.23-27.
2. Зюзькевич М.П., Трухачов Ю.В., Павленко П.Т. До питання про нафтогазоносність карбонатних відкладів карбону ДДз // Збірник наукових праць “Нафта і газ України – 1996”. – С. 44-46.
3. Кулинич Г.Б., Щеголихин А.Ю., Ключков В.В. Применение современных программных продуктов в СП «Полтавская газонефтяная компания» для геологического моделирования Игнатовского месторождения // Геолог України. – 2003. – С.24-28.
4. Лукин А.Е. О перспективах поисков нефтегазовых биогермов в палеозое ДДВ // Геология и нефтегазовость западных областей Европейской части СССР. – М.: Недра, 1974. – С.71-79.
5. Мачужак М.И. Новые данные о нижневизейско-турнейском нефтегазовом комплексе южной прибортовой зоны ДДВ // Советская геология. – 1991. – С.19-27.