

ГЕОДИНАМІЧНІ УМОВИ ФОРМУВАННЯ ТА КЛАСИФІКАЦІЯ ПРИРОДНИХ НАФТОГАЗОВИХ РЕЗЕРВУАРІВ

М.І. Євдощук¹, А.М. Кришталь², Г.М. Бондар³

(Рекомендовано акад. НАН України П.Ф. Гожиком)

¹ Інститут геологічних наук НАН України, Київ, Україна, E-mail: myevdoshchuk@rambler.ru
Доктор геологічних наук, завідувач відділу.

² Інститут геологічних наук НАН України, Київ, Україна, E-mail: annakry0109@gmail.com
Кандидат геологічних наук, головний геолог.

³ Інститут геологічних наук НАН України, Київ, Україна, E-mail: galyna-bondar@i.ua
Аспірантка.

При вивченні вертикальної геодинамічної зональності горст-антиклінальних структур у Дніпровсько-Донецькій западині в розрізі висококатагенізованих глибокочаляючих осадових відкладів виділено зону стиснення. Шляхом ідентифікації умов її формування з опублікованими даними лабораторних експериментів з тривісного нерівномірного стиснення зразків гірських порід обґрунтовано можливість формування квазікатагенних покришок і дилатансогенних колекторів у зазначеному розрізі. За результатами буріння виділено та класифіковано за ємнісними властивостями ряд інтервалів розвитку дилатансогенних колекторів, що утворюють разом з квазікатагенними флюїдоупорами нафтогазові вторинні резервуари, перспективні для виявлення родовищ вуглеводнів зі значними запасами.

Ключові слова: Східно-Європейська дорифейська літосферна плита, квазікатагенні покришки, дилатансогенний колектор, вторинний резервуар.

GEODYNAMIC CONDITIONS OF FORMATION AND CLASSIFICATION OF NATURAL OIL AND GAS RESERVOIRS

M.I. Yevdoschuk¹, A.M. Kryshstal², H.M. Bondar³

(Recommended by acaemician of NAS of Ukraine P.F. Gozhik)

¹ Institute of Geological Sciences of NAS of Ukraine, Kyiv, Ukraine, E-mail: myevdoshchuk@rambler.ru
Doctor of geological sciences, head of the department.

² Institute of Geological Sciences of NAS of Ukraine, Kyiv, Ukraine, E-mail: annakry0109@gmail.com
Chief geologist.

³ Institute of Geological Sciences of NAS of Ukraine, Kyiv, Ukraine, E-mail: galyna-bondar@i.ua
PhD student.

The compression zone is determined in the geological cross-section of high-catagenesis deep sediments during vertical geodynamic zonation study of horst-anticlinal structures in the Dnieper-Donets Basin. The possibility of forming quazi-catagenesis overlays and dilatancy collectors in that cross-section was established as a result of identifying formation conditions of compression zone using published laboratory experiments data of 3-Axis uneven rock samples compression. A number of dilatancy collectors intervals forming with quazi-catagenesis fluid traps the secondary oil and gas reservoirs perspective to find the significant hydrocarbons fields is determined as a result of drilling and classified according to capacitive properties.

Key words: East European preriphean Craton, quazi-catagenesis caprocks, dilatancy collector, secondary reservoir.

ГЕОДИНАМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И КЛАСИФИКАЦИЯ ПРИРОДНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

Н.И. Евдощук¹, А.Н. Кришталь², Г.М. Бондар³

(Рекомендовано акад. НАН Украины П.Ф. Гожиком)

¹ Інститут геологічних наук НАН України, Київ, Україна, E-mail: myevdoshchuk@rambler.ru
Доктор геологічних наук, завідувач відділу.

² Інститут геологічних наук НАН України, Київ, Україна, E-mail: annakry0109@gmail.com
Кандидат геологічних наук, головний геолог.

³ Інститут геологічних наук НАН України, Київ, Україна, E-mail: galyna-bondar@i.ua
Аспірантка.

При изучении вертикальной геодинамической зональности горст-антиклинальных структур в Днепровско-Донецкой впадине в разрезе высококатагенезированных глубокозалегающих осадочных отложений выделена зона сжатия. Путем идентификации условий ее образования с опубликованными данными лабораторных экспериментов по трехосному неравномерному сжатию образцов горных пород обоснована возможность образования квазикатагенных покровов и дилатансогенных коллекторов в указанном разрезе. По результатам бурения выделен и классифицирован по емкостным свойствам ряд интервалов развития дилатансогенных коллекторов, образующих совместно с квазикатагенными флюидоупорами нефтегазовые вторичные резервуары, перспективные для выявления существенных по запасам месторождений углеводородов.

Ключевые слова: Восточно-Европейская дорифейская литосферная плита, квазикатагенные покровы, дилатансогенный коллектор, вторичный резервуар.

Надзвичайно важливим для локалізації крупних скупчень вуглеводнів (ВВ), особливо в умовах глибокозалегаючих та висококатагенезованих порід, є ще не широко відоме, практично нове в нафтогазовій геології поняття (природне явище) – дилатансія, або дилатація (розширення), яке обов'язково пов'язане із зоною стиснення.

Зони стиснення – це геологічні структури, які утворилися в результаті взаємодії субвертикальних висхідних (розтягуючих) і гравітаційних низхідних, а також субгоризонтальних (стискаючих) геодинамічних напружень при перевазі останніх на різних рівнях структурної організації земної кори (від надрегіонального до зонального і локального) в періоди її формування на різних глибинах.

Відповідно до діаграми «напруження–деформація», породи різного речовинного складу неадекватно реагують на однакові або тим більше різні напруження об'ємного стиснення. В умовах, що відповідають поза межній області зазначеної діаграми, можуть активно розвиватися процеси дилатансії та утворюватися нові морфологічні структури та вторинні колектори дилатансогенного типу. Зони підвищеної проникності пов'язані із зонами взаємоперетинів тектонічних порушень при визначальній ролі постседиментаційних та геодинамічних процесів у формуванні колекторських властивостей складно побудованих порід-колекторів, зокрема на великих глибинах. Унаслідок незворотної деформації процеси ущільнення забезпечують підвищення екрануючих властивостей порід. При цьому необхідно враховувати, що нерівномірне тривісне стиснення обумовлює об'ємно-«пошарову» деструкцію породи, що призводить до різкого збільшення поверхні інтенсивного термодинамічного, фізико-хімічного та іншого впливу, а також їх взаємодії. В цих умовах активізуються процеси вилуговування, обмінних реакцій, цементації та ін., зокрема механо-хімічних процесів, що істотно змінює фізико-механічні властивості

породних масивів, а також колекторські та екрануючі параметри.

За особливостями генезису такі морфоструктури породного масиву і резервуари можна поділити на первинні і вторинні. Можливі також їх комбіновані (змішані) типи.

Первинні – це ті, в яких морфоструктури породного масиву не зазнали геодинамічного стиснення, а колектор і супровідні в покрівлі і підшві флюїдоупори представлені відповідними їм фізичними властивостями осадків (порід), в тому числі перетвореними в результаті діа- та катагенезу. При цьому колекторськими, як відомо, можуть бути теригенні (в основному піщані), карбонатні та інші утворення; екрануючими – глинисті, галогенні, глинисто-карбонатні та інші породи.

Вторинні нафтогазові резервуари та вуглецево-вуглеводневі структури – це, зокрема, ті, в яких колектор і екрануючі складові утворюються в результаті впливу геодинамічних, механо-фізико-хімічних, термодинамічних та інших процесів на ущільнені, щільні або метаморфічні породи різного речовинного складу.

Таким чином, вторинні нафтогазові резервуари та вуглецево-вуглеводневі структури, котрі включають вторинний колектор, а також верхній та нижній (для нафти) флюїдоекрани, утворюються в умовах впливу на інтенсивно змінені, катагенезовані і метаморфізовані породи механо-тектонічних (стиснення), механо-хімічних, термодинамічних, фізико-хімічних та інших процесів. Необхідно відзначити нерівномірність впливу їх на неоднорідні за речовинним складом, фізико-механічними властивостями породи. Крайні емнісно-фільтраційні параметри властиві біоморфним органогенно-детритовим і органогенно-уламковим вапнякам.

Відома своєю промисловою нафтогазоносністю в основному у відкладах верхнього палеозою (D₃ – P₁) Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ) в Україні в тектонічному відношенні

визначалася як западина, авлакоген, складний грабен, рифтоген. ДДЗ розвинена на північному сході української частини Східно-Європейської дорифейської літосферної плити.

На дорифейському стратиграфічному рівні вона приурочена до системи зближених різноспрямованих субвертикальних глибинних розломів, що простягаються у субширотному напрямку з південного сходу на північний захід і формують смугу опущених за вказаними порушеннями від 14-22 км (на південному сході) до 3-7 км (на північному заході) тектонічних блоків кристалічного дорифейського фундаменту, що утворили внутрішньоконтинентальну рифтогенну структуру (западину).

У поперечному вертикальному перерізі – це V-подібна, трохи асиметрична зі зміщенням поздовжньої осі на північний схід зона між річками Дніпро і Дон протяжністю близько 700 км при ширині до 100-150 км, що розділяє Український щит (УЩ) і Воронезький кристалічний масив (ВКМ).

Віднесення ДДЗ до рифтогенів обумовлювалося тим, що режим її формування головним чином був пов'язаний із розтягненням земної кори.

Стиснення розглядалося як верхньокам'яноугільно-пермський інверсійний епізод, що закінчився в кінці пермського – на початку тріасового періоду.

Процес формування ДДЗ у верхньому палеозої визначався також умовами розвитку Палеотетису та Палеоатлантики, а в мезозої та кайнозої – Тетису і Паратетису. Зіставлення розрізів земної кори архей-нижньопротерозойських блоків, що примикають нині до бортів ДДЗ і відповідають розрізу земної кори в передквасірифтовий період (тобто до $D_2 - D_3$), з сучасними розрізами кори в западині, які є постквасірифтовими, показало, що перед- і постквасірифтогенні розрізи земної кори ДДЗ відрізняються не тільки за величиною її стоншування (відповідно на 5-10 км на південному сході; 7-12 км в центральній частині і 8-18 км на північному заході), але і за набором “шарів” кори та їх товщин.

Так, доквасірифтогенні розрізи кори практично на 100% були представлені “гранітним” шаром товщиною 45-55 км. Постквасірифтогенні: на південному сході ДДЗ – близько 17 км “базальтовий” шар, близько 5 км “гранітний”, до 18-22 км осадовий; в центральній частині – майже 15 км “базальтовий” шар, 8 км “гранітний” і

до 10 км осадовий; на північному заході – близько 13 км “базальтовий” шар, майже 19 км “гранітний” і близько 5 км осадовий [Истомин, Евдошук, 2002].

Треба відмітити, що товщина літосфери як у передквасірифтогенній, так і постквасірифтогенній періоди не змінилася. З цього випливає, що, судячи з умов формування ДДЗ, квазірифтогенез і супроводжуваний його вулканізм у межах Східно-Європейської літосферної плити, на нашу думку, може бути результатом процесів, що відбувалися в літосферній плиті практично без участі залягаючих нижче оболонок Землі. Таким чином, квазірифтогенез відрізняється від рифтогенезу тим, що останній пов'язаний із зонами спредингу, що ідуть корінням у верхню мантію і, можливо, в більш глибокі оболонки Землі.

Субдукція і літосферна колізія могли призводити до активізації верхньої мантії під континентальними плитами, що зумовлювало в їх межах розвиток як домінуючих субгоризонтальних, так і підпорядкованих субвертикальних напружень.

Субгоризонтальні напруження стиснення Східно-Європейської континентальної літосферної плити, викликані закриттям палеоокеанів по її периметру, що маркуються байкальською, каледонською, герцинською, кімерійсько-альпійською гірськими складчастими системами, як показано на рис. 1, визначало формування квазірифтогенних западин у тілі плити [Истомин, Евдошук, 2002]. Геодинамічні процеси субгоризонтального стиснення та його ослаблення не тільки призводили до деструкції земної кори в умовах зон розрядки напружень плити, але і в межах останніх при стисненні зумовлювали аномальне підвищення температури, густини інгредієнтів земної кори, їх фазових перетворень. Поліморфні і поліметаморфогенні перетворення викликали ущільнення та обаження консолидованої частини кори в результаті процесів базифікації та еклогітизації. З сильним ущільненням і істотним навантаженням порід кори в періоди релаксів стиснення було пов'язане з її зануренням різної інтенсивності, що призводило до некомпенсованого і компенсованого осадконакопичення. У ДДЗ це відбувалося в умовах багаторазового геодинамічного субгоризонтального стиснення та його ослаблення відповідно до пружно-напруженого стану Східно-Європейської плити в системі розвитку обрамляючих її



Рис. 1. Узагальнена схема геодинамічних зон у вертикальному розрізі структури субгоризонтального стиснення типу горст-антикліналі

Fig. 1. Generalized scheme of geodynamic zones in the vertical cross-section of the sub horizontal compression structure as horst-anticline

палеоокеанів різного геологічного віку (Палеоуральського, Палеоатлантичного, Палеотетису, Тетису, Паратетису та ін.).

Швидкість верхньодевонського занурення ДДЗ та її заповнення осадовими і вулканогенними утвореннями оцінюється в середньому в 300-400 м/млн років. За часовим інтервалом пізній девон-раннє візе – близько 122-180 м/млн років. У пізніші часи темп осадконакопичення значно знизився і вимірювався десятками м/млн років.

У ДДЗ загальний режим посилення й ослаблення субгоризонтального стиснення супроводжувався також формуванням зон розтягнення, про що свідчать регіональні (уздовж бортів западини), а також зональні і локальні скиди. Перевищення кількості розривних порушень скидового характеру відносно підкидового пов'язане з більш тривалими періодами ослаблення-

стиснення і трансформацією підкидів у скиди при ослабленні стиснення. Таким чином, до теперішнього часу могли зберегтися підкиди в основному як реліктові форми розривних деформацій.

Суттєве значення в ДДЗ мали поперечні розривні порушення, що контролювали в цьому напрямку тектонічні блоки фундаменту та осадконакопичення [Ставрогін, Протосеня, 1985].

Виявлена промислова нафтогазоносність ДДЗ пов'язана з первинними нафтогазоносними резервуарами, тобто з тими, які переважно успадкували фільтраційно-ємнісні і флюїдоекрануючі властивості осадових відкладів, сформованих у різних седиментаційних обстановках. Ці резервуари зазвичай класифікуються за рядом показників: ступенем безперервності поширення, однорідністю, характером будови, фаціально-літологічним складом, типами пасток і

покладів, газогідродинамічним режимом фільтрації флюїдів, їх фазовим складом і т.д. Такі резервуари в ДДЗ приурочені до генераційно-акумулюючої товщі відкладів нижнього і певною мірою середнього карбону, до головним чином акумулюючих відкладів верхнього карбону і нижньої пермі, а також меншою мірою – тріасу та юри.

У запропонованій нами схемі класифікації нафтогазових резервуарів (рис. 2), окрім первинних, виділяються вторинні резервуари, що сформувалися переважно в результаті інтенсивного впливу на щільні або висококатагенезовані осадові, а також вивержені і метаморфічні породи тектоногенних процесів у сукупності з фізико-хімічною (в тому числі пневмогідротермальною) обробкою в певних термобаричних умовах.

Зрозуміло, що між першими і другими можуть бути перехідні (або змішані) типи, де ще частково зберігаються фільтраційно-ємнісні і

флюїдоекрануючі властивості первинних резервуарів при певному впливі гіпергенних, гіпогенних і тектоногенних процесів.

Вторинні резервуари поділяються нами на дві групи: гіпергенні, відомі за виявленими родовищами ВВ у карбонатах і корі вивітрювання кристалічних порід, і відносно менш відомі – тектоногенні. Останні (а також перехідні) сьогодні особливо важливі, так як перспективи нафтогазоносності первинних резервуарів у ДДЗ вже значною мірою вичерпані.

Пошук тектоногенних резервуарів є істотно новим напрямом виявлення нафтогазових родовищ на глибинах понад 5000 м, де первинні резервуари у зв'язку з високим катагенезом практично відсутні. Серед тектоногенних резервуарів виділяються тектоклазові, більш поширені в зонах розтягнення, відносно мало розвинені на великих глибинах, і дилатансогенні, які за певних умов можуть розвиватися в зонах геодинамічного стиснення.



Рис. 2. Схема класифікації природних нафтогазових резервуарів

Fig. 2. The classification scheme of natural oil and gas reservoirs

Експериментально було показано, що при тривісному нерівномірному стисненні в умовах, обмежених спадаючою гілкою повної діаграми «напруження–деформація», при сприятливих термодинамічних, а також фізико-хімічних обставинах, певні за складом і міцністю висококатегоризовані або щільні породи можуть істотно змінювати фільтраційно-ємнісні властивості (при дилатансії покращувати флюїдоємнісні та фільтраційні, а при ущільненні – флюїдоекрануючі).

Попередніми дослідженнями показана можливість розуцільнення порід з істотним підвищенням їх колекторських властивостей [Павлова, 1975; Райс, 1982; Ставрогин, Протесеня, 1985]. Так, при нерівномірному тривісному стисненні зразків гірських порід після досягнення межі міцності в умовах спадаючої (поза межної) гілки повної діаграми «напруження–деформація» може відбуватися дилатансія (розрихлення) внутрішньої структури породи зі збільшенням її об'єму.

Відповідно до розробленої статистичної моделі вказаних умовах деформуєчим гірським породам властиве формування площин зсуву («w»), орієнтованих під кутом близько 45° в напрямку максимального напруження при нерівномірному об'ємному стисненні ($O_1 \neq O_2 \neq O_3$).

У зв'язку з анізотропністю гірських порід площини зсуву в них складаються з мікроділянок зсуву («a») і відриву («b»). Формування відривів по мікроділянках «b» відбувається на межі пружності породи. Подальші зрушення призводять до зменшення ділянок зсуву «a» на величину «Δa». При досягненні межі пружності з'являється перша макроскопічна площина «w», як вказувалося, орієнтована під кутом $\alpha \neq 45^\circ$. По ділянках «b» відбуваються відриви, а по «a» – зрушення зі зміцненням, що призводить до залучення в цей процес нових площин «w». При досягненні межі міцності число таких площин досягає максимуму. На межі міцності процес локалізується на найслабших площинах зсуву. Збільшення «Δa» в кінцевому підсумку призводить до «Δa = a», коли по даній площині зчеплення визначається практично тільки тертям частинок зразка. Поділ (руйнування) зразка по такій площині не означає, що немає інших аналогічних площин. Навпаки, практично весь об'єм зразка породи виявляється ускладненим такими площинами, але характеризуються вони ще слабким зчепленням частинок, близьких до повної втрати зв'язаності між ними, тобто до по-

вного розрихлення. Це підтверджується тим, що після вилучення з камери стиснення преса зразок у результаті розрихлення легко розпадається у руках на дрібні частини [Ставрогин, Протесеня, 1985]. Така об'ємна деформація зі розуцільненням (дилатансогенезом) гірських порід відбувається, як указувалося, тільки при певних величинах і внаслідок процесу «напруження–деформація».

Найбільша схильність до дилатансії проявляється у неоднорідних, переважно крихких породах (наприклад, катагенезованих пісковиків). Більш однорідні гірські породи в таких же умовах можуть зазнавати пластичну деформацію, визначену мікросувами без формування площин відривів, тобто без розрихлення. Те саме може відбуватися і з різними за речовинним складом гірськими породами при високому напруженні об'ємного стиснення поза межею міцності таких порід.

Результати лабораторних експериментальних досліджень показують, що певні за речовинним складом і властивостями міцності різновиди гірських порід при зазначених вище необхідних параметрах системи «напруження–деформація» в умовах нерівномірного об'ємного стиснення можуть істотно поліпшити флюїдоємнісні або екрануючі властивості. Іншими словами, в лабораторних умовах показано, що при певних термодинамічних параметрах, а також флюїдонасиченості гірські породи, що не характеризуються досить високими колекторськими властивостями, можуть їх набувати, а породи, які не мали високої флюїдоекрануючої здатності, можуть перетворюватися в хороші флюїдоекрани.

У зв'язку з цим основним геологічним завданням при пошуках нафтогазоносних резервуарів є ідентифікація експериментальних лабораторних умов з природними. Іншими словами, необхідно виявити такі геолого-геодинамічні умови, які забезпечили б парагенезис щільних флюїдоекрануючих порід з породами, схильними до дилатансогенезу.

У ДДЗ ми пов'язуємо такі умови зі структурами стиснення і, зокрема, з горст-антиклиналями, обмеженими на крилах основними структуроутворюючими підкидами, а в ряді випадків ще й ускладненими другорядними підкидами, скидами і криптодіапірами девонської солі.

Такі структури стиснення класифіковані нами на вісім класів, представлених встановленими і прогнозованими їх локальними різнови-

дами. У своїй різноманітності вони утворюють цілі протяжні горст-антиклінальні зони (вали). Завдання полягає в тому, щоб із усього їх розмаїття виділити ті, умови формування яких найбільш близько відповідали б вищевказаним можливостям формування вторинних нафтогазових дилатансогенних резервуарів і їх заповненню ВВ різного фазового складу.

Наявні дані геофізичних досліджень буріння свердловин (у тому числі механічного каротажу), припливи газу і газопрояви, дослідження шламу, керна тощо дозволили попередньо виділити вісім класів дилатансогенних колекторів, зокрема відповідно до їх умовної характеристики за величиною пористості: 1) 14% і більше; 2) від 11 до 14%; 3) від 9 до 11%; 4) від 7 до 9%; 5) від 5 до 7%; 6) від 3 до 5%; 7) до 3%; 8) невизначений (розглядаються дилатансогенні непіщані породи, в тому числі аргіліти).

Відповідно до цієї класифікації найбільш перспективними є виділені вище шостої і восьмої геодинамічні рівні розвитку дилатансогенних колекторів.

Нафтогазоносність таких об'єктів генетично пов'язується з маловідомими в структурній геології та тектонофізиці структурно-деформаційними, морфокінематичними та флюїдодинамічними парагенезами зон зсуву (структури горизонтального зсуву), реверсними розломами, структурами «пропелерного» типу і внутрішнього зсуву, структурами «доміно» та «дзеркалами складчастості» в геодинамічних обстановках транспресії, транстенсії і пов'язаних із ними квіткоподібними структурами, деформаційними та флюїдодинамічними системами тощо.

Можна припустити, що розвиток вторинних резервуарів відрізняється нерегулярним осередковим характером.

В просторі тіла (осередки) вторинних резервуарів та нових морфоструктур вуглепородних масивів з високими ємнісними та екрануючими властивостями можуть мати квазіпластову, квазіізотричну або іншу конфігурацію, апроксимуючу в цілому конусоподібним, усічено конусоподібним, циліндричним або іншим більш складним об'ємним вираженням та фізико-механічними властивостями. При цьому вони здатні перетинати літологічні, стратиграфічні і структурні границі. З визначеним ступенем умовності передбачається, що поклади ВВ (газу, нафти) у таких резервуарах та вуглецевих морфоструктурах можуть бути масивними або ма-

сивно-пластовими і мати як осередковий, так і змішаний характер розвитку.

Прогнозовані осередки інтенсивного розвитку дилатансії, можливо, приурочені до розривних малоамплітудних або безамплітудних порушень. На основі досліджень міцнісних характеристик порід-колекторів емпірично розраховують можливості існування зон розущільнення для конкретних геологічних структур.

З метою обґрунтування розміщення осередків розвитку вторинних нафтогазових резервуарів необхідно дослідити:

- літолого-стратиграфічні особливості розрізу порід та їх прогнозні властивості;
- особливості нафтогазоносності;
- плекативно-диз'юнктивну порушеність і ступінь напруженості;
- характер диференціації запису на часових сейсмопрофілях;
- сейсмолітологічні і сейсмоциклічні особливості геологічних розрізів;
- фізичні процеси і механіку осередку землетрусу як аналогії умов дилатансогенезу;
- результати лабораторних і природних даних про механіку деформуючих гірських порід, включаючи їх дилатансогенез.

Варто зазначити, що на глибинах понад 5000 м, а також у зонах високого катагенезу та в породах кристалічного фундаменту, де, як відомо, істотно погіршені або практично відсутні резервуарні і насамперед колекторські властивості порід, виникає необхідність виявлення умов можливого розвитку вторинних нафтогазових резервуарів та нових морфоструктур. Ці обставини зумовлюють можливість прогнозування умов формування нафтогазоносності морфоструктур вуглецево-вуглеводневих басейнів у зонах прояву дилатансії.

Оскільки в природних умовах досить широко розвинені породи з низькими ємнісними, фільтраційними і невисокими екрануючими властивостями, то проблема виявлення геологічних умов, ідентифікованих із зазначеними вище лабораторними дослідженнями, є дуже актуальною.

Висновки

Таким чином, можна констатувати, що на прикладі ДДЗ встановлюється прямий зв'язок між геодинамічними напруженнями стиснення (в тому числі домінуючої субгоризонтальної спрямованості) на надрегіональному, регіональ-

ному, зональному і локальному рівнях, що інтегрально робить основний внесок у формування нафтогазових вторинних резервуарів, зокрема з дилатансогенними колекторами. Це відкриває нові можливості виявлення покладів ВВ на технічно доступних великих глибинах у досить висококатагенезованих породах.

Виникає необхідність розробки для вуглецево-вуглеводневих басейнів критеріїв пошуків нових морфоструктур вуглепородних масивів і

вторинних нафтогазових резервуарів з дилатансогенними колекторами, які дозволяють визначити перспективи нафтогазоносності порід-колекторів із розущільненими колекторами.

Варто також розробити методологію оцінки зон розущільнення з урахуванням постседиментаційних і геофлюїдодинамічних процесів у формуванні складно побудованих порід-колекторів, зокрема на великих глибинах для прогнозування «вторинних резервуарів» нафти і газу.

Список літератури / References

1. **Истомин А.Н., Евдошук Н.И.** Геодинамические условия формирования Днепровско-Донецкой впадины. *Геофиз. журн.* 2002. Т. 24, № 6. С. 143-155.

Istomin A.N., Evdoschuk N.I., 2002. Geodynamic conditions of Dnieper-Donets Basin formation. *Geofizicheskiy zhurnal*, vol. 24, № 6, p. 143-155 (in Russian).

2. **Никитин Л.В., Рыжак Е.И.** Разрушение горной породы с внутренним трением и дилатансией. *Докл. АН СССР*. 1976. Т. 230, № 5. С. 1203-1206.

Nikitin L.V., Ryzhak E.I., 1976. Rock destruction as a result of internal friction and dilatancy. *Doklady AN SSSR*, vol. 230, № 5, p. 1203-1206 (in Russian).

3. **Павлова Н.Н.** Деформационные и коллекторские свойства горных пород. Москва: Недра, 1975. С. 240.

Pavlova N.N., 1975. Deformation and reservoir properties of rocks. Moscow: Nedra, p. 240 (in Russian).

4. **Райс Дж.** Механика очага землетрясения. *Механика. Новое в зарубежной науке: Николаевский В.М. (ред.)*. Москва: Мир, 1982. 217 с.

Rice J., 1982. The mechanics of the earthquake source. *Mechanics. New in foreign science. (Ed. V.M. Nikolaevsky)*. Moscow: Mir, 217 p. (in Russian).

5. **Ставрогин А.Н., Протосеня А.Г.** Прочность горных пород и устойчивость выработок на больших глубинах. Москва: Недра, 1985. 271 с.

Stavrogin A.N., Protosenya A.G., 1985. The rock strength and mines stability at great depths. Moscow: Nedra, 271 p. (in Russian).

Стаття надійшла
02.02.2017