

**І.В. Височанський, Є.Є. Волосник, М.В. Купчинська, А.О. Некрасов, Г.Є. Святенко**

## **ТЕКТОНІЧНІ РОЗРИВНІ ПОРУШЕННЯ ТА ЇХНЯ РОЛЬ У СТРУКТУРОУТВОРЕННІ І ФОРМУВАННІ ПАСТКОВИХ УМОВ**

Наведено результати узагальнення даних про роль тектонічних порушень у формуванні структур і пасток вуглеводнів (ВВ). Розглянуто подвійну роль диз'юнктивів у процесах нафтогазонакопичення та відомі й можливі чинники екранування. Розривні порушення залежно від їхнього характеру й геологічних умов в процесі нафтогазонакопичення можуть відігравати структуроформувальну роль, бути вирішальним складником у формуванні диз'юнктивно екранованих пасток та шляхами міграції флюїдів. Генетичні й морфологічні особливості розривів у багатьох випадках контролюють можливість виникнення й збереження покладів і характер нафтогазонаосності територій їхнього розвитку. Розглянуто численні характеристики розривних тектонічних порушень, які диференціюються за комплексом різних ознак. Переважно структуроформувальними є глибинні розломи і корові розриви. Серед внутрішньочохольних розривів, які належать переважно до структуроускладнювальних, функції формування структур найбільше властиві лістричним порушенням. Глибинні розломи функціонують як головні шляхи тепломасоперенесення з мантийних джерел, включно з вуглеводневими сполуками. Роль анаеробного окиснення нафти на контакті з водоносними горизонтами по порушенню вперше акцентується як можливий чинник формування диз'юнктивно екранованих пасток.

*Ключові слова:* розрив, розлом, структура, пастка, міграція, екранування, нафтогазонакопичення.

**Вступ.** Роль диз'юнктивів у формуванні й збереженні покладів вуглеводнів надзвичайно важлива. Зважаючи на амбівалентність впливу розривних порушень на формування скупчень вуглеводнів, певні аспекти його потребують додаткового вивчення. Генетика і морфологія розривів здебільшого контролюють можливість виникнення й збереження покладів і характер нафтогазонаосності територій їхнього розвитку.

**Матеріал та методи дослідження.** В основу статті покладений аналіз генезису і морфології різноманітних тектонічних розривів та їхнього впливу на процеси міграції вуглеводнів, утворення, збереження й дезінтеграції скупчень нафти й газу.

**Виклад основного матеріалу.** Диз'юнктивні порушення в процесах нафтогазонакопичення відіграють подвійну роль. Залежно від конкретних геологічних умов і характеру самих порушень вони відіграють роль структуроформувального чинника, а також стають вирішальним складником у формуванні диз'юнктивно екранованих пасток або набувають властивостей шляхів міграції флюїдів.

Особливості генетичних характеристик тектонічних порушень, що стали основою для створення їхньої класифікації, уперше розглянуто з погляду обґрунтування ролі останніх у процесах нафтогазонакопичення, тобто структуро- і пасткоутворення. Для кращого розуміння ролі кожного з них розглянемо в лаконічній формі класифікаційну схему.

Є численні характеристики розривних тектонічних порушень, які диференціюються за різними ознаками – морфологічними, генетичними, за напрямком переміщення висного крила, за крутістю поверхні розриву, за типом тектонічних рухів, що привели до їхнього утворення тощо. Багато уваги цьому питанню надається і в працях, присвячених вивченню тектоніки Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ), з огляду на які складено класифікацію диз'юнктивних порушень [6]. Покладений в її основу принцип містить такі класифікаційні ознаки: 1 – ранговість; 2 – генезис; 3 – рівень проникнення в осадову товщу; 4 – історія розвитку; 5 – роль у формуванні структур. За масштабністю розривні порушення поділяють на три ранги: глибинні розломи, корові розриви й внутрішньочохольні розриви. Серед глибинних розломів ДДЗ, услід за багатьма дослідниками, автори виділяють: а) давні поперечні розломи – дорифтові, що розмежовують давні ядра і лінійні складчасті зони Сарматського палеоциста; б) рифтові (рифтоутворювальні), що розділяють платформні структури – Воронежську антеклізу,

---

© І.В. Височанський, Є.Є. Волосник, М.В. Купчинська, А.О. Некрасов, Г.Є. Святенко, 2018

Дніпровсько-Донецький палеорифт і Український щит; в) внутрішньорифтові (осьовий і приосьові), які ускладнюють рифтову структуру.

Дорифтові розломи виділяло багато дослідників, проте найповнішу їхню характеристику (у зв'язку з процесами дислокування й структуроутворення) наведено в працях В.К. Гавриша (1970, 1974, 1986).

Вивчення просторово-часової характеристики дорифтових розломів указує, що найсуттєвіше на морфологію й тектоніку ДДЗ впливали насамперед субмеридіональні розломи, передусім міжбрилові – Криворізько-Комарицький, Орхівсько-Харківський та інші.

У процесі геологічної інтерпретації аерокосмічної інформації з'ясовано, що майже всі системи лінементів збігаються з розривними порушеннями на УЩ, які виділені за комплексом геолого-геофізичних даних, і продовжуються в ДДЗ, що засвідчує їхню тектонічну активність. До частини субмеридіональних розломів приурочені скидо-здвиги, різновікові щілинні грабени. До Криворізько-Комарицького розлому тяжіє Криворізький грабен протерозойського закладання, Комарицький грабен рифейського та Новотроїцький пізньодевонського віку, а до Орхівсько-Харківського розлому – Павлоградський грабен кам'яновугільного віку [9]. Загалом з дорифтовими розломами пов'язана наявна в ДДЗ поперечна зональність та низка локальних піднять у кам'яновугільних відкладах, орієнтування яких збігається із зонами розломів. Розміщення на перетині дорифтових і рифтових розломів багатьох соляних штоків дало змогу дійти висновку [10, 11], що перші сприяли також соляному тектогенезу.

Рифтові розломи виділяються за комплексом геолого-геофізичних та аерокосмічних матеріалів і є глибинними структурами пізньодевонського закладання. Це зони крайових розломів з прибортовими й внутрішньорифтовими розломопарами й осьовий та північний і південний приосьові розломи [10]. Їхня поява і розвиток здійснювалися, на думку В.К. Гавриша, у склепінні Сарматського палеошита під впливом астеносферного і коромантійного діапірів, які пульсаційно розширювались.

Внутрішньорифтові розломи, що виділені за комплексом геолого-геофізичних матеріалів [10, 22], на відміну від рифтоутворювальних крайових розломів, трактуються як рифтоускладнювальні глибинні розломи [6].

Клас розривів поєднує два підкласи: 1) розриви корові відбиті («отраженные» за термінологією В.Ю. Хаїна [28]); 2) розриви внутрішньочохольні.

Корові (відбиті) розриви, які мають переважно безпосередній генетичний зв'язок з глибинними розломами, ускладнюють кору і не проникають у мантию. Вони є відповідальними за розчленування фундаменту ДДЗ на виступи, западини й окремі блоки. За режиму розтягнення вони утворюють грабен-горстову структуру, а за режиму стискання найімовірнішим є формування насувних і здвигових структур.

Корові розриви як в межах грабена, так і на бортах ДДЗ дуже поширені, що підтверджується густою їхньою мережею на карті поверхні фундаменту (М.Г. Манюта та ін., 1986) та тими, що виявлені в підшві осадового чохла на регіональних профілях МСГТ (С.М. Стовба 1993, 1996) і внаслідок численних площинних геофізичних досліджень. Амплітуда корових розривів, згідно з геофізичними даними [20], змінюється в широких межах – від 50 до 2000 м і більше. Простягання трас переважної більшості корових розривів як в межах грабена, так і особливо на бортах є субширотним, хоча зафіксована велика кількість розривів з поперечним і діагональним трасуванням.

У складі корових розривів, згідно з класифікацією [6], доцільно виділяти одноетапні й поетапно-відроджені. Одноетапні постседиментаційні розриви виникали внаслідок загальнотектонічних процесів і за часом утворення пов'язані з конкретними фазами тектогенезу. Виділені в класифікаційній схемі структурні поверхні й підповерхні ґрунтуються на результатах досліджень стратиграфічних переривів і незгідностей у розрізі осадової товщі ДДЗ [1, 5]. Критеріями їхнього виділення є загальноприйняті: єдність структурних планів, подібний ступінь вторинних змін порід, розмежованість кутовими й стратиграфічними незгідностями тощо. Оскільки великі стратиграфічні незгідності є

наслідком фаз тектогенезу, під час яких відбувалась активізація утворення диз'юнктивних порушень, то кожному структурному поверху відповідає своя система розривів з притаманним йому рівнем дислокованості. Під останнім ми розуміємо не ступінь інтенсивності дислокацій, а саме рівень проникнення корових розривів в осадову товщу. Отже, до кожного стратиграфічного рівня приурочені розриви, які вище не поширюються. Такі розриви отримали назву похованих або сліпих. Наявний геолого-геофізичний матеріал підтверджує широке поширення в осадовому чохлаї регіону похованих розривів.

До другої групи корових розривів належать поетапно-відроджені, які на відміну від одноетапних у своєму розвитку проходили складний, іноді багатоступеневий шлях, що фіксується різною товщиною одновікових товщ у висному й лежачому крилах порушень.

Співскладчасті (внутрішньочохольні розриви) являють собою окремих генетичний підклас. У його складі виділяють дві групи: епіструктурні (епіскладчасті за М.В. Чирвінською) і діапирогенні. Причиною виникнення перших є сили розтягання в склепінних частинах піднять і рідше у замкових частинах синкліналей, а також на ділянках монокліналей, що зазнали розтягання в процесі розвитку регіону [6]. До другої групи – діапирогенних розривів – належать ті, що виникли внаслідок процесів галокінезу, включно з утворенням воронк просідання над деградувальними соляними штоками.

Епіструктурні розриви в склепіннях антикліналей і соляних структур, що формуються внаслідок розтягання, належать до двох основних груп: 1 – без фіксованого нижнього рівня проникнення (у перехідній зоні від розтягу у верхній частині складки до стискання у нижній її частині); 2 – прогнозні з фіксованими рівнями розвитку (на площинах стратиграфічних переривів). Обидві групи розривів можуть бути як одноетапними, так і поетапно-відродженими.

Епіструктурні розриви у замкових частинах мульд спостерігаються переважно без фіксації верхнього рівня проникнення, тоді як на схилах вірогідніше утворення розривів з фіксованими верхнім і нижнім рівнями. Вони теж можуть бути одноетапними й поетапно-відродженими.

Епіструктурні розриви на монокліналях формуються як у зонах розтягнення, так і стиснення з утворенням відповідно скидів і підкидів (чи насувів), іноді лістричного типу. Треба зазначити, що в межах антиклінальних піднять і на монокліналях у зонах стиснення й розтягнення утворюються малоамплітудні розриви без фіксованих рівнів розвитку в осадовій товщі, які отримали назву «блукальних» [6].

Наведена характеристика генетичних типів тектонічних порушень може стати надійною підставою для розгляду питання про роль рухів блоків фундаменту у формуванні структур і пасток ВВ.

Наявний фактичний матеріал засвідчує, що переважно структуроформувальними є глибинні розломи й корові розриви. Серед внутрішньочохольних розривів, які здебільшого належать до структуроускладнювальних, функції формування структур найбільше властиві лістричним і прямим розривам зон розтягнення й аналогічним за формою розривам, але тим, що виникають у зонах стиснення – насувам.

Роль фундаменту в утворенні структур у надсольовій товщі приосьової зони іноді може бути опосередкованою, оскільки в разі наявності потужних товщ девонської солі не завжди відбувається пряма успадкованість його будови й структурних асоціацій осадового чохла. Така успадкованість переважно спостерігається на тих ділянках, де девонська сіль має недостатню товщину для утворення солянокупольних структур або її зовсім немає. Найтиповішими областями, де має місце саме така ситуація, є прибортові виступи та бортові частини ДДЗ. Тут поширена система тектонічних порушень, які, крім іншого, належать до корових розривів, оскільки ускладнюють кристалічний фундамент і, проникаючи в осадову товщу, зумовлюють формування як окремих піднять, так і цілих структурних ліній. Згідно з класифікацією платформних структур [24], такі структурні лінії називаються диз'юнктивними валами. У межах вивченої сейсморозвідкою частини північного борту завдяки рухам по корових розривах сформувалося 25 диз'юнктивних валів, а також понад 50 локальних структур.

На південному, набагато менше вивченому сейсморозвідкою борті виявлено один диз'юнктивний вал у складі Новодачинської, Коховської та Далекої структур, які прилягають до протяжного незгідного скиду, як це характерно і для північного борту ДДЗ. Крім того, виявлено поодинокі блокові структури, обмежені з півдня згідними (Роздолівська, Остерська й Осадча) та незгідними (Успенівська, Нововербська) скидами.

У зоні зчленування Самарсько-Вовчанського виступу та Магдалинівського прогину, за даними сейсморозвідувальних робіт, установлені Сергіївська геміантикліналь, позначено Кочережківське валоподібне підняття та Підгородню й Бражинську локальні брахіантиклінальні складки, сформовані в інтенсивно дислокованій коровими відбитими розривами Оріхівсько-Павлоградській шовній зоні.

Співскладчасті розриви, як зазначено вище, виникають у процесі формування локальних структур, проте окремі з них відіграють і структуроформувальну роль, яка обмежена здебільшого формуванням локальних блокових структур.

Наведена типізація дає змогу в першому наближенні диференціювати їх за функціональними можливостями відігравати ту чи іншу роль у процесах нафтогазонакопичення.

Глибинні розломи, як свідчать результати численних досліджень і, зокрема, цілеспрямовані праці [12, 19], функціонують як головні шляхи тепломасоперенесення з мантийних джерел, включно з вуглеводневими сполуками.

Характерними ознаками глибинних розломів є їхня тектонічна активність, чимала ширина дислокованої зони в т. з. «порожнині» розлому, сприятливій для вертикальної міграції флюїдів. Треба, однак, зауважити уточнювальний погляд, що в періоди тектонічної стабілізації глибинні розломи як крупні диз'юнктивні порушення зі значною величиною вертикальної амплітуди зміщення як у складчастих, так і платформних областях нині можна розглядати як екрани у зв'язку з процесами гідрохімічного епігенезу, тобто заліковуванням порожнин природнозривної зони мінеральною речовиною [3]. Вважаючи ці процеси в геологічному часі майже миттєвим явищем, автори цієї праці часто зазначають нестабільність такої низькотермальної мінералізації, що руйнується з кожною новою тектонічною активізацією, про що свідчать системи тріщин, заповнених мінеральною речовиною різних вікових генерацій. Окрім того, тріщини природнозривної зони можуть виявитися провідними тепер у районах з активними тектонічними переміщеннями. У молодих постседиментаційних і поетапно відроджених розривах, які перебувають у неотектонічно активних умовах, прояви гідрохімічного епігенезу на властивості, що їх екранують, істотно не впливають через періодичне поновлення рухів і виникнення нових тріщин. І тільки давні поховані розриви в умовах без неотектонічних рухів унаслідок заліковування їхніх порожнин можна розглядати як структурні елементи з надійними екранувальними властивостями.

Корові відбиті розриви, що мають безпосередній генетичний зв'язок з глибинними розломами й зумовлені рухами блоків фундаменту, характеризуються набагато меншою тектонічною активністю, що вплинуло на можливість формування як одноетапних, похованих під товщами вищезалеглих структурних поверхів, так і поетапно відроджених, мобільніших розривів. Ці розриви на перших етапах свого формування (особливо в зонах розтягнення) відігравали, очевидно, роль міграційних шляхів і, лише будучи похованими й утративши початкову мобільність, що сприяла процесам гідрохімічного епігенезу, набували властивостей екранів.

Другим визначальним чинником, який впливає на створення екранувальних властивостей розривних порушень, є геодинамічна обстановка території їхнього поширення. Звісно, що в зонах стиснення ймовірність утворення екранів набагато перевищує таку можливість у зонах розтягнення, проте в сприятливих умовах для процесів гідрохімічного епігенезу картина може суттєво змінитися на користь екраноутворення.

Надзвичайно важливою обставиною для визначення ролі диз'юнктивних порушень у процесах пасткоутворення є просторове співвідношення на площині порушення проникних

і непроникних порід екранованого й екранувального блоків. Цьому питанню надавалась увага багатьох дослідників у різних регіонах.

Детальні дослідження регіону, де поширеними є диз'юнктивно екрановані пастки (на прикладі Кобистана), засвідчили, що коли «порожнина» розриву неширока й стінки її тісно прилягають, пласт-колектор може екрануватися глинистою товщею протилежного блока. В іншому разі, коли пласти-колектори суміжних блоків стикуються, або прилягають до широкої частини розривного порушення – виникає гідравлічне поєднання й міграція флюїдів. Коли ж порожнина розриву є досить широкою й виповнена глинистою пластичною масою, пласти-колектори можуть екрануватися цією масою [25].

Отже, заліковані порушення, а також порушення з наявними в їхніх порожнинах тектонітами, мілонітами, «глинками тертя», що можуть характеризуватися екранувальними властивостями, належать до елементів, де екранувальною може виявитися вся площа диз'юнктива [29]. Водночас треба констатувати, що результати аналізу матеріалів по більш ніж 150 нафтовим, нафтогазовим і газовим родовищам, розміщеним у 14 регіонах світу, свідчать про те, що в абсолютно переважній більшості випадків поклади ВВ контактують з непроникними породами екранувального блока [8]. Результати цих узагальнень та дослідження, які ми виконали в південно-східній частині ДДЗ, стали підґрунтям для розроблення методики оцінки перспективності диз'юнктивно обмежених ділянок як на підняттях, так і монокліналях [7]. Завдяки впровадженню в пошуковий процес оцінка пасткових умов за цією методикою сприяла відкриттю Юліївського, Скворцівського, Острроверхівського, Платівського, Денисівського, Шуринського, Безпалівського та інших родовищ.

На моноклінальних схилах найсприятливішими для формування диз'юнктивно екранованих пасток потрібно розглядати порушення поперечного до схилу трасування, де навіть у зонах розтягнення формуються поряд зі згідними також незгідні скиди, які набагато частіше стають чинниками екранування. Це стосується як часу виникнення пасткових умов на самому початку розвитку диз'юнктива, так і особливостей контакту суміжних екранованого й екранувального блоків [8].

Співскладчасті (внутрішньочохольні) розриви в складі епіструктурних і діапірогенних виникають у зонах розтягнення в склепінних частинах піднять і соляних куполів, а також на монокліналях у зонах розтягнення [6].

У разі стрімкого залягання площини скидача в склепіннях піднять такі розриви, найімовірніше, можуть бути флюїдопровідними. У разі сполучення двох стрімких скидів, що перетинаються і створюють грабен, умови змінюються, оскільки з опусканням блока відбувається ущільнення контактів на скидах. Ущільнення є можливим на скидах з пологими площинами скидачів. Ефект екранування на стиках проникних і непроникних порід може відбуватися як у розрізах з їхнім перешаруванням, так і в умовах, коли непроникні породи в грабенах на моноклінальних схилах складають товщі суттєвих значень, до яких прилягають пласти-колектори сусідніх блоків. Різновиди такого екранування розглянуто на прикладі окремих родовищ України [23] та Башкирії [26].

Переважно флюїдопровідними треба вважати діапірогенні, часто радіальні приштокові розриви. Однак за певних умов, зокрема із заповненням їх сіллю, вони набувають властивостей екранів.

Не численні, але в різних нафтогазоносних провінціях відомі приклади, коли нафтові пластові поклади контактують з водоносними горизонтами [2, та ін.]. Така ситуація має різні пояснення. Так, Б.П. Кабишев у праці [16] наводить приклади: родовище Кала (Апшеронський півострів), дослідники якого вважають, що здебільшого тектонічні порушення слугують екранами; родовище Касабе (Колумбія) – зцементована зона брекчії в порожнині порушення; родовище Веласкес (там само) – аналогічний чинник екранування; інші приклади, коли нафта залягає в грубозернистому пісковіку, а контактувальний водоносний пласт є дрібнозернистим; родовище Коттон Лейк (Техас), в якому розривне порушення в нижній його частині є провідним, що сприяло формуванню масивно-пластового покладу, а вище порушення має екранувальні властивості,

зберігаючи наявність цього покладу. Можна припустити, що перелік сприятливих чинників наявності на площині диз'юнктива контакту нафта-вода розглянутими варіантами не обмежується.

Одним із цілком можливих, але донині в літературі не згаданих і не висвітлених варіантів, є врахування впливу процесів анаеробного окиснення нафти пластових покладів на контакт з водою в умовах диз'юнктивного порушення.

Для ліпшого розуміння можливої ролі цих процесів доцільним, на наш погляд, є лаконічний огляд загальної характеристики процесу окиснення нафти.

Окиснення нафти, згідно з визначенням в геологічному словнику [13], відбувається у двох природних обстановках – на земній поверхні, тобто в субаеральних умовах під впливом вільного кисню й мікроорганізмів, де проходять процеси вивітрювання, та в анаеробних умовах завдяки кисню, зв'язаного з певними мінеральними сполуками. Кінцевим продуктом у субаеральних умовах окиснення нафти є асфальтові бітуми або кіри, а в умовах анаеробного окиснення – мальти або асфальти.

Переколивим прикладом окисненої нафти в субаеральних умовах може слугувати всевітньовідоме гігантське родовище Атабаска в Канаді, запаси якого оцінюють у 80 млрд тонн нафти. Бітумінозні пісковики світи мак-маррі розвинені на площі приблизно 75 тис. км<sup>2</sup>, їхня товщина змінюється від часток метра до 60 м. У долині р. Атабаска, де зазначена світа на протязі 60 км відслонена, відбулось інтенсивне вивітрювання й окиснення з утворенням асфальтових бітумів [14].

Результати процесів анаеробного окиснення нафти можна спостерігати на прикладі Ярегського родовища важкої нафти в Тімано-Печерській провінції [4]. Родовище приурочене до ядра великого склепіння протяжністю 220-250 км, завширшки 70-80 км. Нафтоносні пісковики середнього девону завтовшки до 70 м залягають на сланцях рифейського фундаменту й перекриваються ускладненими порушеннями, переважно глинистими відкладами невеликої товщини й вулканогенними утвореннями (туфіти, діабази) верхнього девону загальною товщиною осадового комплексу до 250 м та глибиною залягання від поверхні 300 м. До особливостей родовища нафти належить її питома вага (0,940 г/см<sup>3</sup>), сірчанистість (1,14%), смолистість (17,9%), в'язкість (5200 сантипуаз за пластової температури 6 °С), відсутність бензинової фракції. Висновок автора статті [24] свідчить про те, що різна гідродинамічна активність у процесі осадконакопичення стала тією основою, на яку накладені вторинні процеси – вилуговування й тріщиноутворення. В утворений поровий простір проникла нафта, яка в пісковиках відіграє роль цементу. Таке пояснення потребує уточнення, оскільки проникнення нафтового флюїду такої консистенції в колектор є нереальним. Навпаки, уже сформований поклад унаслідок звітрювання легких фракцій по розривах і тріщинуватих зонах зумовив активізацію процесів анаеробного окиснення нафти, яка й набула властивостей цементу.

Винятково цікавим і важливим чинником анаеробного окиснення нафти є неоднорідність її якості в покладах, яка зумовлена окиснювальним впливом підшовних або крайових вод. До прикладу [17], на Краснокамському родовищі в середньому карбоні на контакт нафти з водою простежується зона завтовшки приблизно 10 м, де нафта має набагато більшу питому вагу, ніж в основній частині покладу. Ця зона, на думку С.Ф. Федорова [27], утворює своєрідний бар'єр, який екранує дію пластових підшовних вод на поклад.

Наведений приклад не є одиничним. Різке збільшення питомої ваги нафти не тільки завдяки її гравітаційній диференціації (т.з. пластового градієнта за М.В. Абрамовичем), але і як наслідок впливу підшовних вод, зафіксовано на багатьох родовищах [17].

Додатково треба зазначити, що в деяких газових покладах в одних його частинах превалює азот, а в других – метан, що згідно з дослідженнями А.Л. Козлова [18], пояснюється нерівномірним розвитком анаеробного окиснення, що знищує ВВ і зберігає азот.

Отже, роль анаеробного окиснення нафти на контакті по тектонічному порушенню з водоносними горизонтами, що ми вперше акцентуємо як цілком можливий чинник формування диз'юнктивно екранованих пасток, заслуговує на подальше вивчення й обґрунтування. У цьому аспекті важливим є визначення інтенсивності такого окиснення в часовому вимірі, можливості перетворення нафти в мальти або асфальти загалом у порожнині диз'юнктива, якщо до часу її проникнення диз'юнктив був флюїдопровідним.

Певною мірою подібні приклади екранування нафтових покладів окисненою зоною важких нафт і бітумів по повстанню пластів наводять Л.І. Морозов [21], але він вважає причиною виникнення екрана в пластах спадний потік інфільтрогенних вод, що вступає в реакцію з висхідним потоком нафти, яка наслідком має утворення бітумної «пробки» або зміну кута нахилу верств під час регіональних тектонічних рухів з переходом підшовних вод і окисненої нафтової зони, що контактує з ними, у води, що розміщуються за знову утвореним боковим екраном.

Важливим і обов'язковим є врахування гідравлічної провідності порушення та напору, що переконливо показано на прикладі нафтового родовища Кюровдаг в Азербайджані [15], за наявності таких умов процеси анаеробного окиснення можуть не відбуватися.

**Висновки.** Розривні порушення залежно від їхнього характеру й геологічних умов існування в процесі нафтогазонакопичення можуть відігравати структуроформувальну роль, бути вирішальним складником у формуванні диз'юнктивно екранованих пасток або слугувати шляхами міграції флюїдів.

#### СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. *Айзенберг Д.Е., Берченко О.И., Бражникова Н.Е. и др. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Стратиграфия. Киев: Наук. думка, 1988. 148 с.*
2. *Али-Заде М.А., Мартиросян А.М., Черномордигов М.З., Шапиро Б.А. О влиянии дизъюнктивных нарушений на гидродинамическую изоляцию нефтегазоносных блоков // Геология нефти и газа. 1966. № 5. С. 33-36.*
3. *Белановская Л.Г., Дорофеева Т.В. Зоны дизъюнктивных нарушений как возможные коллекторы нефти и газа // Нетрадиционные источники углеводородов. Ленинград, 1982. С. 59-71.*
4. *Бескровная О.В. Нестандартный тип коллектора Ярегского месторождения тяжелой нефти // Нетрадиционные источники углеводородов. Ленинград, 1982. С. 51-59.*
5. *Вакарчук Г.И., Гавриш В.К. Перерывы и несогласия в разрезе палеозоя Днепровско-Донецкой впадины // Геологический журнал. 1991. № 1. С. 119-131.*
6. *Высочанский И.В., Крот В.В., Чебаненко И.И., Ключко В.П. Тектонические нарушения и вопросы нефтегазоносности (особенности тектоники Днепровско-Донецкого авлакогена). АН УССР, Ин-т геол. наук, 90-29. Киев, 1990. 38 с.*
7. *Высочанский И.В. Умови формування диз'юнктивно-екранованих пасток вуглеводнів і методика їх пошуків // Тр. УкрНДІгазу, 2002. С.157-167.*
8. *Витрик В.А., Кабышев Б.П. Закономерности строения и формирования тектонически экранированных залежей нефти и газа. Изд-во Львовского университета, 1971. 122 с.*
9. *Гавриш В.К. Глубинные структуры (разломы) и методика их изучения. Киев: Наук. думка, 1969. 268 с.*
10. *Гавриш В.К., Забелло Г.Д., Рябчун Л.И. и др. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Глубинное строение и геотектоническое развитие. Киев: Наук. думка, 1989. 203 с.*
11. *Гавриш В.К., Недошовенко А.И., Рябчун Л.И. и др. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Глубинные разломы и комбинированные нефтегазоносные ловушки. Киев: Наук. думка, 1991. 170 с.*
12. *Гавриш В.К. Роль глубинных разломов в миграции и аккумуляции нефти и газа. Киев: Наук. думка, 1978. 168 с.*
13. *Геологический словарь. Том II. М.: Недра, 1973. 456 с.*
14. *Геология нефти. Справочник, том II, книга 2. Нефтяные месторождения зарубежных стран. М.: Недра, 1968. С. 456-457.*
15. *Гусейнов А.Н., Никитин П.И., Шапиро Б.А. К вопросу о проводимости нарушений // Геология нефти и газа. 1964. № 6. С. 50-53.*

16. *Иванишин В.А., Кабышев Б.П., Шевченко А.Ф.* Анализ строения и критерии перспективности тектонически экранированных палеозойских ловушек Днепровско-Донецкой впадины // *Тектоника и стратиграфия*. Вып. 31. Киев: *Наук. думка*, 1990. С. 19-32.
17. *Карцев А.А.* Геохимия скоплений нефти и газа. Изменение нефтей, газов и вод внутри залежей // *Геология нефти*. Справочник, том I. Гостехиздат. М., 1960. С. 471-477.
18. *Козлов А.Л.* Проблемы геохимии природных газов. М.: Гостоптехиздат, 1950. 165 с.
19. *Линецкий В.Ф.* Миграция нефти и формирование ее залежей. Киев: *Наук. думка*, 1965. 200 с.
20. *Малюк Б.И., Ключко В.П.* Некоторые особенности деструкции фундамента континентальных рифтовых зон (на примере Днепровско-Донецкой впадины) // *Геологический журнал*. 1992. № 2. С. 69-79.
21. *Морозов Л.И.* Нефтегазосность зон распространения инфильтрогенных вод. М., 1989. 151 с.
22. *Недошовенко А.И., Петрова Е.С., Гусина Т.В. и др.* Эффективность прогнозирования слабовыраженных региональных и локальных структур по аэрокосмическим исследованиям. АН УССР, Ин-т геол. наук, 88-46. Киев, 1988. 56 с.
23. *Павленко П.Т., Романович І.С., Лісничка Н.І. та ін.* Роль тектонічних порушень при формуванні покладів нафти та газу і вплив їх на процес розробки // *Геологія і геохімія горючих копалин*. 1971. № 28. С. 13-18.
24. Основные итоги совещания по классификации платформенных структур // *Геология нефти и газа*. 1963. № 11. С. 59-64.
25. *Салаев С.Г., Кастрюлин Н.С.* О проводящих и экранирующих функциях тектонических разрывов в нефтегазовых месторождениях (на примере Кобыстана) // *Нефтегазовая геология и геофизика*. ВНИИОЭНГ. М.:1969. С. 8-12.
26. *Фаттахутдинов Г.А.* Нефтяные залежи в терригенном девоне юго-восточного склона Русской платформы, экранированные грабенами и сбросами // *Геология нефти и газа*. 1970. № 5. С. 38-42.
27. *Федоров С.Ф.* Некоторые данные по вопросу формирования нефтяных месторождений и методы их поисков // *Тр. Институт нефти АН СССР*, том I, вып. 2, 1950.
28. *Хаин В.Е.* Общая геотектоника. М.: Недра, 1973. 512 с.
29. *Харченко Н.В., Маслюк А.А.* Об экранирующих свойствах тектонических нарушений // *Геологический журнал*. 2015. № 3. С. 44-50.

#### REFERENCES

1. *Ayzenverg D.E., Berchenko O.I., Brazhnikova N.E. and others.* 1988. Geology and oil and gas bearing potential of Dnieper-Donets Basin. *Stratigraphy. Nauk. dumka*, Kiev, 148 p. – in Russian
2. *Ali-Zade M.A., Martirosyan A.M., Chernomordikov M.Z., Shapiro B.A.* 1966. On the effect of disjunctive disorders on the hydrodynamic isolation of oil and gas bearing blocks. *Geology of oil and gas*. No. 5, p. 33-36. – in Russian
3. *Belanovskaya L.G., Dorofeev T.V.* 1982. Zones of disjunctive disorders as possible collectors of oil and gas. *Unconventional sources of hydrocarbons*. Leningrad, p. 59-71. – in Russian
4. *Beskrovnaya O.V.* 1982. Non-standard collector type of the Yarechskoye heavy oil field. *Nontraditional sources of hydrocarbons*. Leningrad, p. 51-59. – in Russian
5. *Vakarchuk G.I., Gavrish V.K.* 1991. Breaks and disagreements in Dnieper-Donets Basin Paleozoic section. *Geological Journal*. No. 1, p. 119-131. – in Russian
6. *Vysochanskiy I.V., Mole V.V., Chebanenko I.I., Klochko V.P.* 1990. Tectonic disturbances and oil and gas bearing questions (Dnieper-Donets aulacogen tectonics features). *AS USSR, Inst. Geol. Sciences, 90-29*, Kiev, 38 p. – in Russian
7. *Vysochanskiy I.V.* 2002. Conditions for the formation of disjunctive-screened hydrocarbon traps and methods of their searches. *Works of UkrNIIgaz*. p. 157-167. – in Ukrainian
8. *Vitrik V.A., Kabyshev B.P.* 1971. Regularite of the structure and the formation of tectonically screened deposits of oil and gas. *Publishing house of Lvov University*, 122 p. – in Russian
9. *Gavrish V.K.* 1969. Deep structures (faults) and methods of their study. *Nauk. dumka*, Kiev, 268 p. – in Russian
10. *Gavrish V.K., Zabello G.D., Ryabchun L.I. and others.* 1989. Geology and petroleum potential of the Dnieper-Donets Basin. Deep structure and geotectonic development. *Nauk. dumka*, Kiev, 203 p. – in Russian
11. *Gavrish V.K., Nedoshovenko A.I., Ryabchun L.I. and others.* 1991. Geology and oil and gas bearing potential of Dnieper-Donets Basin. Deep faults and combined oil and gas traps. *Nauk. dumka*, Kiev, 170 p. – in Russian
12. *Gavrish V.K.* 1978. The role of deep faults in the migration and accumulation of oil and gas. *Nauk. dumka*, Kiev, 168 p. – in Russian



13. Geological dictionary. 1973. Volume II. *Nedra*, Moskva, 456 p. – in Russian
14. Geology of oil. 1968. Reference book, volume II, book 2. Oil fields of foreign countries. *Nedra*, Moskva, p. 456-457. – in Russian
15. *Guseinov A.N., Nikitin P.I., Shapiro B.A.* 1964. On the problem of disjunctive fluid admittance. *Geology of oil and gas*. No. 6, p. 50-53. – in Russian
16. *Ivanishin V.A., Kabyshev B.P., Shevchenko A.F.* 1990. Analysis of the structure and criteria for the prospect of tectonically screened Paleozoic traps of Dnieper-Donets Basin. *Tectonics and Stratigraphy*. Issue 31. *Nauk. dumka*, Kiev, p. 19-32. – in Russian
17. *Kartsev A.A.* 1960. Geochemistry of oil and gas accumulations. Change of oil, gas and water inside deposits. *Geology of oil*. Reference book, volume I. *Gostekhizdat*, Moskva, p. 471-477. – in Russian
18. *Kozlov A.L.* 1950. Problems of geochemistry of natural gases. *Gostekhizdat*, Moskva, 165 p. – in Russian
19. *Linetsky V.F.* 1965. Oil migration and its deposits formation. *Nauk. dumka*, Kiev, 200 p. – in Russian
20. *Maluk B.I., Klochko V.P.* 1992. Some features of the destruction of the basement of the continental rift zones (on the example of Dnieper-Donets depression). *Geological Journal*. No. 2, p. 69-79. – in Russian
21. *Morozov L.I.* 1989. Oil and gas zones of infiltration waters. Moskva, 151 p. – in Russian
22. *Nedoshovenko A.I., Petrova E.S., Gusina T.V. and others.* 1988. Efficiency of forecasting of weakly developed regional and local structures for aerospace research. AS USSR, Inst. Geol. Sciences, 88-46, Kiev, 56 p. – in Russian
23. *Pavlenko P.T., Romanovich I.S., Lisnicha N.I. and others.* 1971. The role of tectonic disturbances in the formation of deposits of oil and gas and their impact on the development process. *Geology and geochemistry of combustible fossil fuels*. No. 28, p. 13-18. – in Ukrainian
24. The main results of the conference on the classification of platform structures. 1963. *Geology of oil and gas*. No. 11, p. 59-64. – in Russian
25. *Salaev S.G., Kastrulin N.S.* 1969. On the fluid admittance and screening functions of tectonic ruptures in oil and gas fields (on the example of Kobystan). *Oil and Gas Geology and Geophysics*. *VNIIOENG*, Moskva, p. 8-12. – in Russian
26. *Fattahutdinov G.A.* 1970. Oil Fields in the Terrigenous Devonian of the Southeast Slope of the Russian Platform, screened by grabens and faults. *Oil and Gas Geology*. No. 5, p. 38-42. – in Russian
27. *Fedorov S.F.* 1950. Some data on formation of oil fields and methods of their search. Tr. Institute of Oil of the Academy of Sciences of the USSR, vol. I, no. 2. – in Russian
28. *Khain V.E.* 1973. General geotectonics. *Nedra*, Moskva, 512 p. – in Russian
29. *Kharchenko N.V., Maslyuk A.A.* 2015. On the screening properties of tectonic disturbances. *Geological Journal*. No. 3, p. 44-50. – in Russian

**I.V. Vysochanckiy, E.E. Volosnik, M.V. Kupchinska, A.O. Nekrasov, G.E. Svyatenko**  
**DISJUNCTIVE DISLOCATION AND THEIR ROLE IN STRUCTURE AND TRAP FORMATION**

The results of data generalization of tectonic disturbances value in formation of hydrocarbon structures and traps are presented. The double role of disjunctives in the processes of oil and gas accumulation, known and possible screening factors is considered. Disjunctive dislocations in dependence of their nature and geological conditions of existence in the process of oil and gas accumulation can play a structuring role, be a main component in the formation of disjunctly screened traps, or act as fluids migration ways. Genetic and morphologic characteristics of disjunctives in many cases control the possibility of forming and conservation of deposits and the nature of oil and gas territories of their development. Numerous characteristics of disjunctive tectonic disturbances that are differentiated by a set of different features are considered. Predominantly structural forming are deep faults and Earth crust rupture. Among intra-sedimentary-cover ruptures, which are predominantly structure complicating force, the function of forming structures is most commonly inherent to lystric disjunctives. Deep faults function as main ways of heat and mass transferring from mantle sources, including hydrocarbon compounds. The role of an oil anaerobic oxidation on contact with aquifers across rupture plane accentuated as a possible factor forming disjunctive screened traps.

*Key words:* rupture, fault, structure, trap, migration, screening, oil and gas accumulation.

**И.В. Высочанский, Е.Е. Волосник, М.В. Купчинская, А.О. Некрасов, Г.Е. Святенко**  
**ТЕКТОНИЧЕСКИЕ РАЗРЫВНЫЕ НАРУШЕНИЯ И ИХ РОЛЬ В СТРУКТУРООБРАЗОВАНИИ И**  
**ФОРМИРОВАНИИ ЛОВУШЕК**

Приведены результаты обобщения данных о роли тектонических нарушений в формировании структур и ловушек углеводородов. Рассмотрена двойная роль дизъюнктивов в процессах нефтегазонакопления, известные и возможные факторы экранирования. Разрывные нарушения в зависимости от их характера и геологических условий существования в процессе нефтегазонакопления могут играть структуроформирующую роль, быть решающей составляющей в формировании дизъюнктивно экранированных ловушек, выступать путями миграции флюидов. Генетические и морфологические особенности разрывов во многих случаях контролируют возможность возникновения и сохранения залежей и характер нефтегазоносности территорий их развития. Рассмотрены многочисленные характеристики разрывных тектонических нарушений, которые дифференцируются по комплексу различных признаков. Преимущественно структуроформирующими являются глубинные разломы и коровые разрывы. Среди внутривулканских разрывов, которые относятся главным образом к структуроусложняющим, функции формирования структур наиболее свойственны листрическим нарушениям. Глубинные разломы функционируют как главные пути тепло- и массопереноса из мантийных источников, включая и углеводородные соединения. Роль анаэробного окисления нефти на контакте с водоносными горизонтами по нарушению впервые акцентируется как возможный фактор формирования дизъюнктивно экранированных ловушек.

*Ключевые слова:* разрыв, разлом, структура, ловушка, миграция, экранирование, нефтегазонакопление.

УкрНДІгаз, м. Харків  
І.В. Височанський,  
Є.Є. Волосник,  
М.В. Купчинська,  
А.О. Некрасов,  
Г.Є. Святенко

Стаття надійшла: 13.09.2018