

## ЩОДО ЕКРАНУЮЧИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ТЕКТОНІЧНИХ ПОРУШЕНЬ

**М.В. Харченко<sup>1</sup>, О.О. Маслюк<sup>2</sup>**

*(Рекомендовано акад. НАН України О.Ю. Лукіним)*

<sup>1</sup> ДП «Науково-дослідний інститут нафтогазової промисловості» НАК «Нафтогаз України» (ДП „Науканафтогаз»), Вишневе, Україна, E-mail: kharchenko@naukanaftogaz.kiev.ua  
Кандидат геолого-мінералогічних наук, заступник завідувача центру нафтогазогеологічних та сейсмічних досліджень - завідувач відділення геології нафти та газу.

<sup>2</sup> ДП «Науково-дослідний інститут нафтогазової промисловості» НАК «Нафтогаз України» (ДП «Науканафтогаз»), Вишневе, Україна, E-mail: maslyuk@naukanaftogaz.kiev.ua  
Старший науковий співробітник.

Результати експериментальних досліджень, проведених іноземними фахівцями, свідчать, що найбільш перетерті частини «зон тектонічних порушень» характеризуються проникністю від  $10^{-19}$  до майже  $10^{-21}$  м<sup>2</sup>. Це відповідає покришкам груп С, В і А з середньою, високою і дуже високою екрануючою здатністю. Виконаний авторами аналіз екранування покладів вуглеводнів на прикладі родовищ центральної частини Північного борту Дніпровсько-Донецької западини підтверджує, що «зона тектонічного порушення» за своїми ємнісно-фільтраційними властивостями (проникність) може екранувати поклади вуглеводнів. При цьому не має значення просторове співвідношення по площині порушення проникних і непроникних порід екранованого й екрануючого блоків.

**Ключові слова:** порушення, вуглеводні, екран, проникність, поклад, тектоніт, мілоніт, тектонічно екранована пастка.

## ABOUT THE SCREENING PROPERTIES OF TECTONIC FAULTS

**M.V. Harchenko<sup>1</sup>, O.O. Maslyuk<sup>2</sup>**

*(Recommended by academician of NAS of Ukraine O.Yu. Lukin)*

<sup>1</sup> SC «Research Institute of Petroleum Industry» of «Naftogaz Ukraine» (SC «Naukanaftogaz»), Vyshneve, Ukraine, E-mail: kharchenko@naukanaftogaz.kiev.ua  
Candidate of geological and mineralogical sciences, deputy director of the hydrocarbon geology and seismic surveys center, head of the geology of oil and gas department.

<sup>2</sup> SC «Research Institute of Petroleum Industry» of «Naftogaz Ukraine» (SC «Naukanaftogaz»), Vyshneve, Ukraine, E-mail: maslyuk@naukanaftogaz.kiev.ua  
Senior research worker.

The results of experimental studies conducted by foreign experts suggest that most frayed of «tectonic disturbances zones» are characterized by permeability of  $10^{-19}$  to about  $10^{-21}$  m<sup>2</sup>. These correspond traps groups C, B and A with medium, high and very high permeability screening. Hydrocarbon deposits screening analysis conducted by the authors on the example of the central part of the Northern edge of Dnieper-Donets depression confirms that the «tectonic disturbances zone» in their capacitively-filtration properties (permeability) can screen hydrocarbon deposits. Wherein spatial relationship in the plane of permeable and impermeable abuse species screened and screening units are not important.

**Key words:** fault, hydrocarbons, screen, permeability, pool, fault gouge, mylonite, tectonically screened trap.

© М.В. Харченко, О.О. Маслюк, 2015

# ОБ ЭКРАНИРУЮЩИХ СВОЙСТВАХ ТЕКТОНИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ

Н.В. Харченко<sup>1</sup>, А.А. Маслюк<sup>2</sup>

(Рекомендовано акад. НАН Украины А.Е. Лукиным)

<sup>1</sup> ДП «Научно-исследовательский институт нефтегазовой промышленности» НАК «Нефтегаз Украины» (ДП «Науканефтегаз»), Вишневое, Украина,

E-mail: kharchenko@naukanaftogaz.kiev.ua

Кандидат геолого-минералогических наук, заместитель заведующего центром нефтегазо-геологических и сейсмических исследований - заведующий отделением геологии нефти и газа.

<sup>2</sup> ДП «Научно-исследовательский институт нефтегазовой промышленности» НАК «Нефтегаз Украины» (ДП «Науканефтегаз»), Вишневое, Украина,

E-mail: maslyuk@naukanaftogaz.kiev.ua

Старший научный сотрудник.

Результаты экспериментальных исследований, проведенных иностранными специалистами, свидетельствуют, что наиболее перетертые части «зон тектонических нарушений» характеризуются проницаемостью от  $10^{-19}$  до почти  $10^{-21}$  м<sup>2</sup>. Это соответствует покрышкам групп С, В и А со средней, высокой и очень высокой экранирующей способностью. Выполненный авторами анализ экранирования залежей углеводородов на примере месторождений центральной части Северного борта Днепровско-Донецкой впадины подтверждает, что «зона тектонического нарушения» по своим емкостно-фильтрационным свойствам (проницаемость) может экранировать запасы углеводородов. При этом не имеет значения пространственное соотношение по плоскости нарушения проникающих и непроницаемых пород экранированного и экранирующего блоков.

*Ключевые слова:* нарушение, углеводороды, экран, проницаемость, залежь, тектонит, милонит, тектонически экранированная ловушка.

## Вступ

В умовах невинного скорочення фонду антиклінальних пасток вуглеводнів (ВВ) все більшого значення набувають різноманітні неантиклінальні пастки – літологічно, стратиграфічно і тектонічно екрановані, а також комбіновані. Чільне місце серед них займають тектонічно екрановані пастки, які в окремих випадках (наприклад, у межах центральної частини Північного борту Дніпровсько-Донецької западини – ДДЗ) не тільки широко розповсюджені, але й значно домінують порівняно з іншими типами пасток [Харченко, 2011; Харченко та ін., 2008; Атлас..., 1998].

Ефективність проведення пошуково-розвідувального буріння значною мірою залежить від правильного визначення умов екранування прогнозних пасток ВВ. Наразі є дві основні точки зору на контролюючі фактори можливого існування пасток ВВ тектонічно екранованого типу.

По-перше [Височанський, 2002; Витенко, 1971 та ін.] це просторове співвідношення по площині порушення проникних і непроникних порід екранованого й екрануючого блоків. У випадку, коли проникні породи екранованого блока контактують із непроникними породами екрануючого блока, утворюються пасткові умови. Якщо проникні породи екранованого блока контактують із породами-колекторами екрануючого блока, пасткові умови вважаються відсутніми. Тобто головним фактором для можливого екранування покладів ВВ є співвідношення амплітуди порушення та товщина екрануючих відкладів.

Було визначено, що найбільш нафтогазоперспективними є об'єкти, де відсутні точки перетину проникних пластів колекторів екранованого й екрануючого блоків. В умовах, коли спостерігається перетин пластів колекторів суміжних блоків, вважається, що площа нафтогазоносності знаходиться вище «точки перетікання». У випадку, якщо

«точка перетікання» розташована у найвищій частині пласта-колектора, то умови екранування для нього є несприятливими і пасткові умови вважаються відсутніми.

Проте існують численні приклади, коли екранування тектонічно екранованих покладів ВВ відбувається не внаслідок екранування по площині порушення порід-колекторів непроникними породами, а за рахунок іншого фактора. Таким чином, з іншої точки зору, контролюючим фактором нафтогазоносності може бути безпосередньо площина (вірніше, «зона») порушення [Харченко, 2011; Лазарук, 2007; Калинина и др., 2012 та ін.].

Тектонічні порушення не є площинами, як часто уявляють дослідники, а мають складну будову. Як зазначають С.А.Ж. Wibberley із співавторами [Wibberley et al., 2008], «стає все більш очевидним, що порушення, як правило, є не абстрактними площинами, а дискретними зонами деформованих порід зі складною внутрішньою структурою та трьохмірною геометрією» (переклад наш. – Авт.).

Важливим сучасним напрямом дослідження «зон порушень» є вивчення їх екрануючих властивостей. Дослідження, присвячені визначенню проникності порід, що зазнали перетворення під час переміщення крил порушення та його подальшого існування, вказують на погіршення (в певних умовах дуже суттєве) колекторських властивостей більшості тектонітів порівняно з вихідними породами.

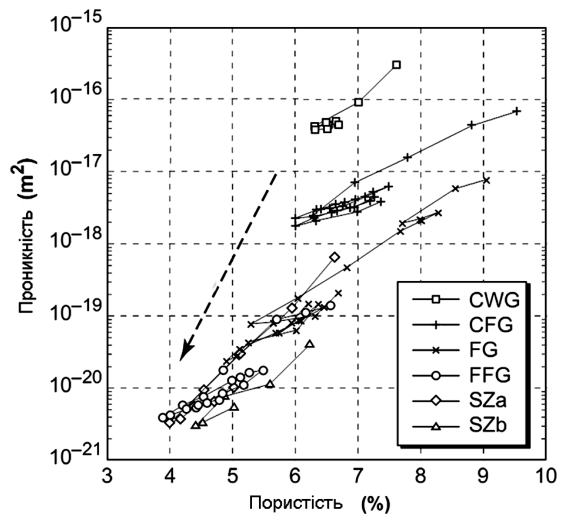
### Результати досліджень та їх обговорення

Авторами розглянуто зарубіжні експериментальні дослідження екрануючих властивостей тектонітів, проведено аналіз екрануючих властивостей тектонітів згідно з вітчизняною класифікацією покришок, а також виконано просторовий аналіз екранування покладів ВВ на прикладі родовищ центральної частини Північного борту ДДЗ.

Експериментальні дослідження S. Uehara, T. Shimamoto [Uehara, Shimamoto, 2007], які проаналізували зразки порід, відібраних з відслонень вздовж тектонічного порушення Центральної Тектонічної Лінії (Японія), показали, що різні за складом породи характе-

ризувались різною проникністю – від  $10^{-13}$  до  $10^{-19}$  м<sup>2</sup>. Найбільшу проникність мав уламковий матеріал з розущільненої зони порушення (від  $10^{-13}$  до  $10^{-17}$  м<sup>2</sup>). Ці проникності більш ніж на 2 порядки вищі, ніж у цементованих катаклазитів і мілонітів (на всіх тисках випробування до 180 МПа). Глинисті тектоніти (Clayey fault gouge) мають низьку проникність –  $10^{-19}$  м<sup>2</sup> (0,1 μD).

Експериментальні дані щодо проникності тектонітів різної за вмістом мілонітизованої речовини Центральної Тектонічної Лінії наведені і в інших дослідженнях [Wibberley та ін., 2008; Wibberley & Shimamoto, 2003]. Первинними породами, з яких утворились тектоніти, були переважно граніти. При поровому тиску 50 МПа з використанням в якості порового флюїду азоту, різні за складом тектоніти характеризувались проникністю від  $10^{-15}$  до майже  $10^{-21}$  м<sup>2</sup> (рис. 1). Тектоніти, що вміщу-



**Рис. 1.** Проникність і пористість в збагачених глинкою третя гранулярних породах порушення з Центральної Тектонічної Лінії, заміряні при тиску від 80 МПа до 200 МПа за [Christopher A.J. Wibberley та ін., 2008]

GWG – грубий, білий кварц-фельдшпатитовий тектоніт; GFG – грубий, перетертий тектоніт; FG – перетертий тектоніт; FFG – добре перетертий тектоніт; SZa, SZb – тектоніти з вузької центральної зони ковзання

**Fig. 1.** Permeability v. Porosity of a suite of clay-rich Granular fault gouges from the MedianTectonic-Line, measured under isotropic stress conditions with nitrogen gas as a pore fluid (pore pressure 50 MPa) with confining pressure ranging from 80 to 200 MPa by [Christopher A.J. Wibberley et al., 2008]

CWG – coarse white (quartzo-feldspathic) gouge; CFG – coarse foliated gouge; FG – foliated gouge; FFG – fine foliated gouge; SZa, SZb – narrow central slip zone gouge

ють мілонізовану речовину, мають проникність  $10^{-17}$  м<sup>2</sup> і менше. Найнижча проникність у найбільш перетертих тектонітів у зоні ковзання – від  $10^{-19}$  до майже  $10^{-21}$  м<sup>2</sup>.

Досліджуючи будову порушення Ноджіма (Японія), К. Mizoguchi із співавторами [Mizoguchi et al., 2008] показав, що їй притаманна зональність: первинні породи (граніти) та мілоніти центральної зони характеризуються низькою проникністю (менше  $10^{-20}$  м<sup>2</sup>); натомість, зона тектонічної брекчії та розуцільнені граніти мають більш високу проникність (від  $10^{-14}$  до  $10^{-18}$  м<sup>2</sup>). Таким чином, «зона порушень» характеризується проникністю із анізотропною структурою: висока проникність паралельно розлому і низька – перпендикулярно до розлому. З цього згадані автори роблять висновок: «рідини мають тенденцію мігрувати паралельно порушенню, а не через нього».

Для порушень, що знаходяться в осадових породах, які збагачені глинистою речовиною, частка тектонітів з кращою екрануючою здатністю збільшується. Як зазначають різні дослідники [Weber et al., 1978, Takahashi, 2003; Van der Zee et al., 2005 та ін.], в багатих глиною розрізах (до 40% глинистих порід) в'язка глиниста речовина є основним компонентом зони порушення. В глинисто-піщаних породах (із вмістом глин 15-40%) в зоні тектонічних порушень формується глинистий тектоніт (clayouge) зазвичай із структурою, орієнтованою паралельно площині порушення [Gibson, 1998], що значно знижує проникність площини порушення.

Таким чином, проведені експериментальні дослідження дозволяють зробити висновок, що найбільш змінена частина речовини зони розломів (мілоніти або «глинка тертя») може характеризуватися проникністю меншою за  $10^{-19}$  і навіть  $10^{-21}$  м<sup>2</sup>.

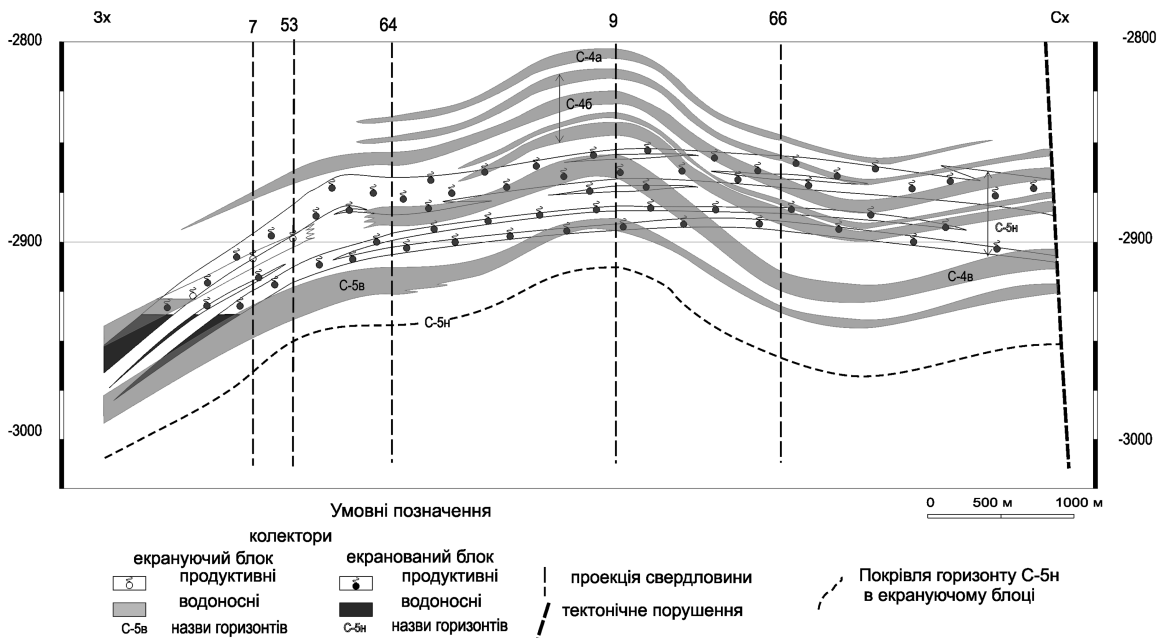
Проникність  $10^{-19}$  м<sup>2</sup> за класифікацією А.А. Ханіна [Ханін, 1969, 1976] відповідає покришкам групи С (з середньою екрануючою здатністю). Проникність від  $10^{-20}$  до  $10^{-21}$  м<sup>2</sup> відповідає покришкам груп В і А (з високою і дуже високою екрануючою здатністю). Тиск прориву для покришок групи С становить 5,5 МПа, тиски прориву для покришок груп В і А – 8 МПа і понад 12 МПа, відповідно.

Необхідно зазначити, що тиск прориву 5,5 МПа може бути теоретично досягнутий у газових покладах із висотою покладу понад 500 м. Тобто поклади газу з меншою висотою (а їх переважна більшість) можуть екрануватись покришками категорії С. Для нафтових покладів вірогідність досягнення тиску прориву, а отже, і якість покришок значно менш актуальні, тому покришки категорії С є надійними для покладів нафти практично будь-яких розмірів.

За матеріалами О.Ю. Лукіна [Лукін, 2007; Атлас..., 1984], в ДДЗ встановлені флюїдоупори класів від Е до А. Зокрема, за його даними, класи покришок А, В і С характеризуються тими ж значеннями абсолютної проникності і тиску прориву, що і відповідні групи класифікації А.А. Ханіна. О.Ю. Лукін зазначає [Лукін та ін., 2007], що глинисті покришки класу А з дуже високою екрануючою здатністю (тиск прориву понад 12 МПа, абсолютна проникність по газу становить або менше  $1,02 \cdot 10^{-21}$ ) здатні контролювати увесь діапазон покладів, включаючи газові поклади в пастках висотою понад 1000 м з великим (до 80-100%) ступенем їх заповнення, а отже, і з аномально великим тиском в покрівлі. Покришки класу В необхідні для екранування газонафтових, газоконденсатних, конденсатногазових та інших покладів, а також покладів «сухого» газу з надмірним тиском до 8 МПа. Покришки класу С екранують поклади середніх та легких нафт, конденсатів, газонафтові, нафтогазові, газоконденсатні поклади з надмірним тиском до 5,5 МПа.

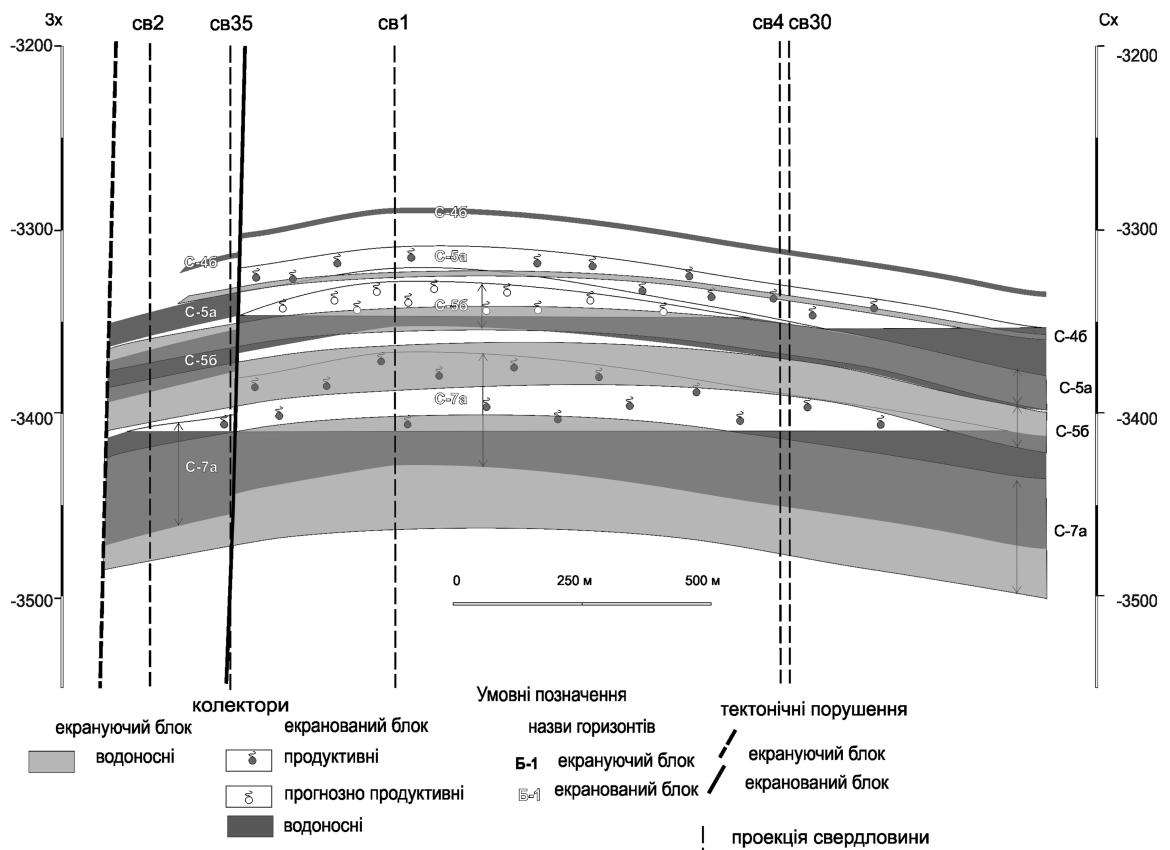
В центральній частині Північного борту ДДЗ, де широко розвинені тектонічно екрановані пастки та відкрито найбільше родовищ ВВ за останні роки (в тому числі найбільше на Північному борту ДДЗ Юліївське нафтогазоконденсатне родовище з висотою візейських покладів до 240-311 м), в нафтогазоперспективній частині осадового розрізу домінують покришки класів С і В.

Як свідчить практика проведення геологорозвідувальних робіт, є численні випадки, зокрема на родовищах центральної частини Північного борту ДДЗ (рис 2, 3), коли існує перетин по площині порушення порід-



**Рис. 2.** Юліївське родовище. Модель екранування покладу продуктивного горизонту C-5n вздовж площини скиду

**Fig. 2.** Yuliivskefield. Model of the screening of the pool of horizon C-5n along the fault plane



**Рис. 3.** Наріжніанське родовище. Модель екранування покладів вздовж площини скиду

**Fig. 3.** Narizhnyanskefield. Pools screening model along the fault plane

колекторів екранованого блока і проникних порід екрануючого блока. Це підтверджує, що в подібних випадках співвідношення проникних і непроникних порід по різні боки площини порушення не є фактором, який контролює збереження покладів ВВ. В даному випадку екранування покладів ВВ відбувається за рахунок безпосередньо площини порушення (точніше, «зони порушення»). В залежності від особливостей утворення розривних порушень (скиди чи підкиди, згідні чи незгідні порушення, їх амплітуда та ін.) «зони порушення» характеризуються різними особливостями своєї будови. Як вже зазначалося раніше [Харченко, 2011 та ін.], сприятливими умовами для екранування потенційних покладів ВВ характеризуються незгідні скиди, при формуванні яких утворюються зони перетирання осадових верств (процес мілонізації). Аналогічні особливості будови (контакт по площині порушення продуктивних відкладів і водоносних пластів) встановлені авторами і на інших родовищах ВВ центральної частини Північного борту ДДЗ (Скворцівське, Борисівське, Північно-Коробочкинське та ін.).

Крім незгідних скидів, які домінують при екрануванні покладів ВВ на родовищах центральної частини Північного борту ДДЗ, найбільш сприятливими умовами для формування екрануючих властивостей зон тектонічних порушень характеризуються також і підкиди. Суттєвий позитивний вплив на зазначені властивості мають також збільшення амплітуди порушень, зменшення

кута нахилу порушення та багатофазність його розвитку, збільшення частки глинистої речовини у літологічному складі нафтогазо-перспективної частини розрізу та деякі інші фактори.

## Висновки

1. Результати експериментальних досліджень речовини зон тектонічних порушень (тектоніти, мілоніти, «глинка тертя»), проведених різними фахівцями, свідчать, що ці утворення можуть характеризуватися екрануючими властивостями до  $10^{-19}$  або навіть  $10^{-21}$  м<sup>2</sup>.

2. Зазначені фільтраційні властивості притаманні покриттям від класу (або групи) С до класу (або групи) А. Це є достатнім для екранування і, відповідно, утворення та збереження покладів нафти і газу.

3. На прикладі родовищ центральної частини ДДЗ встановлено екранування покладів ВВ, яке можливе тільки за рахунок екрануючих властивостей «зон тектонічного порушення».

4. Виходячи із наведеного, можна стверджувати, що «зона тектонічного порушення» за своїми ємнісно-фільтраційними властивостями (проникність) в певних випадках може екранувати поклади ВВ. При цьому не має значення просторове співвідношення по площині порушення проникних і непроникних порід екранованого й екрануючого блоків (тобто наявність чи відсутність контакту проникних порід екранованого блока із породами-колекторами екрануючого блока).

## Список літератури / References

1. Атлас геологического строения и нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины / под ред. Арсирия Ю.А., Витенко В.А., Палия А.М., Цыпко А.К. Киев, 1984.

*Atlas of the geological structure and petroleum potential of the Dnieper-Donets basin*, 1984. (Eds. Arsiy Y.A., Vitenko V.A., Paly A.M., Tsytko A.K.). Kiev (in Russian).

2. Атлас родовищ нафти і газу України: У 6 т. / гол. ред. Іванюта М.М. Львів: Центр Європи, 1998. Т. 1-3. Східний нафтогазоносний регіон. 1424 с.

*Atlas of oil and gas fields of Ukraine*. In six volumes, 1998. (Ed. M.M. Ivanyuta). Lviv: Thentr

Evropu, vol. 1-3. Eastern oil-and-gas-bearing region, 1424 p. (in Ukrainian).

3. Височанський І.В. Умови формування диз'юнктивно екранованих пасток вуглеводнів і методика їх пошуків. *Тр. УкрНДГазу*. 2002. С. 157-167.

*Vysochansky I.V.*, 2002. Formation terms of disjunctive shielded hydrocarbon traps and their search methods. *Trudy UkrNDIGazi*, p. 157-167 (in Ukrainian).

4. Витенко В.А., Кабышев Б.П. Закономерности строения и формирования тектонически экранированных залежей нефти и газа. Львов, 1971. 123 с.

Vytenko V.A., Kabyshev B.P., 1977. Laws of the structure and formation of tectonically screened oil and gas deposits. Lvov, 123 p. (in Russian).

5. Калинина Е.А., Бочкарев В.А., Остроухов С.Б. Разломно-блоковое строение месторождений по промыслово-геофизическим данным. *Вестн. Волгоград. ун-та. Сер. 10.* 2012. Вып. 7. С. 20-29.

Kalinina E.A., Bochkaev V.A. Ostroukhov S.B., 2012. Fault-block structure of deposits by geophysical data. *Vestnik Volgogradskogo Universiteta. Ser. 10, iss. 7, p. 20-29* (in Russian).

6. Лазарук Я.Г. Про формування незгідних скидів Північного борту Дніпровсько-Донецької западини. *Геологія і геохімія горючих копалин.* 2007. № 4. С. 33-40.

Lazaruk J.G., 2007. On the contrary faults forming in the Dnieper-Donets basin Northern edge. *Geologia i geochemiya goruchukh kopalyn, № 4, p. 33-40* (in Ukrainian).

7. Лукин А.Е., Пригарина Т.М., Гончаров Г.Г., Щукин Н.В. Об условиях экранирования углеводородных залежей на больших глубинах (на примере нижнекаменноугольных нефтегазоносных комплексов Днепровско-Донецкой впадины). *Геол. журн.* 2007. № 3 (320). С. 33-44.

Lukin A.E., Prigarina T.M., Goncharov G.G., Shchukin N.V., 2007 On conditions for the screening of hydrocarbon deposits at great depths (for example, oil and gas complexes of Lower Carboniferous in Dnieper-Donets depression). *Geologichnyy zhurnal, № 3 (320), p. 33-44* (in Russian).

8. Ханин А.А. Петрофизика нефтяных и газовых пластов. Москва: Недра, 1976. 295 с.

Hanin A.A., 1976. Oil and gas reservoirs petrophysics. Moscow: Nedra, 295 p. (in Russian).

9. Ханин А.А. Порода-коллекторы нефти и газа и их изучение. Москва: Недра, 1969. 368 с.

Hanin A.A., 1969. Breed of oil and gas collectors, and their study. Moscow: Nedra, 368 p. (in Russian).

10. Харченко М.В. Особливості утворення тектонічних порушень та умови екранування тектонічно екранованих пасток вуглеводнів. *Нафтова і газова пром-сть.* 2011. № 3. С. 10-14.

Harchenko M.V., 2011. The peculiarities of faults formation and conditions of tectonically screened traps screening. *Naftova i gazova promyslovist, № 3, p. 10-14* (in Ukrainian).

11. Харченко М.В., Довжок Т.Є., Маслюк О.О. Стан і перспективи нафтогазоносності Північного борту Дніпровсько-Донецької запа-

дини. *Нафтова і газова пром-сть.* 2008. № 1. С. 18-21.

Harchenko M.V. Dovzhok T.E., Maslyuk O.O., 2008. Oil and gas bearingness state and prospects of the Dnieper-Donets depression Northern edge. *Naftova i gazova promyslovist, № 1, p. 18-21* (in Ukrainian).

12. Gibson R.G. Physical character and Яuid-Яow properties of sandstone-derived fault gouge. In: Coward, M.P., Daltaban, T.S. & Johnson, H. (eds). *Structural Geology in Reservoir Characterzation. Geological Society, London, Special Publications.* 1998. Vol. 127. P. 83-97.

Gibson R.G., 1998. Physical character and Яuid-Яow properties of sandstone-derived fault gouge. In: Coward, M.P., Daltaban, T.S. & Johnson, H. (eds). *Structural Geology in Reservoir Characterzation. Geological Society, London, Special Publications, vol. 127, p. 83-97* (in English).

13. Mizoguchi K., Hirose T., Shimamoto T., Fukuyama E. Internal structure and permeability of the Nojima fault, southwest Japan. *Journal of Structural Geology.* 2008. Vol. 30. P. 513-524.

Mizoguchi K., Hirose T., Shimamoto T., Fukuyama E., 2008. Internal structure and permeability of the Nojima fault, southwest Japan. *Journal of Structural Geology, vol. 30, p. 513-524* (in English).

14. Takahashi, M. Permeability change during experimental fault smearing. *Journal of Geophysical Research, vol. 108. doi:10.1029/2002 JB 001984.*

Takahashi, M., 2003. Permeability change during experimental fault smearing. *Journal of Geophysical Research, vol. 108, doi:10.1029/2002 JB 001984* (in English).

15. Van der Zee, W., Urai, J.L. Processes of fault evolution in siliciclastic sequence: a case study from Miri, Sarawak, Malaysia. *Journal of Structural Geology.* 2005. Vol. 27. P. 2281-2300.

Van der Zee, W., Urai, J.L., 2005. Processes of fault evolution in siliciclastic sequence: a case study from Miri, Sarawak, Malaysia. *Journal of Structural Geology, vol. 27, p. 2281-2300* (in English).

16. Uehara S., Shimamoto T. Permeability of fault rocks from the Median Tectonic Line in Ohshika-mura, Nagano, Japan as studied by pressure-cycling tests. The Geological Society of London, 2007.

Uehara S., Shimamoto T. Permeability of fault rocks from the Median Tectonic Line in Ohshika-mura, Nagano, Japan as studied by pressure-cycling tests. The Geological Society of London, 2007 (in English).

17. Weber K.J., Mandl G., Pilaar W.F., Lehner F. & Precious R.G. The role of faults in hydro-carbon migration and trapping in Nigerian growth fault structures. *10th Annual Offshore Technology Conference: Proceedings 4*. 1978. P. 2643–2653

Weber K.J., Mandl G., Pilaar W.F., Lehner F. & Precious R.G., 1978. The role of faults in hydro-carbon migration and trapping in Nigerian growth fault structures. *10th Annual Offshore Technology Conference: Proceedings 4*, p. 2643–2653 (in English).

18. Wibberley C.A.J., Shimamoto T. Internal Structure and permeability of major strike-slip fault Zones: the Median Tectonic Line. ... in W. Mie Prefecture, S. W. Japan. *Journal of Structural Geology*, 2003. Vol. 25. P. 59–78.

Wibberley C.A.J., Shimamoto T., 2003. Internal Structure and permeability of major strike-slip fault

Zones: the Median Tectonic Line. ... in W. Mie Prefecture, S. W. Japan. *Journal of Structural Geology*, vol. 25. p. 59–78 (in English).

19. Wibberley C.A.J., Yielding G., Toro G. Recent advances in the understanding of fault zone internal structure a review. *Geological Society, London, Special Publications*. 2008. Vol. 299. P. 5–33.

Wibberley C.A.J., Yielding G., Toro G., 2008. Recent advances in the understanding of fault zone internal structure. a review. *Geological Society, London, Special Publications*, vol. 299, p. 5–33 (in English).

Стаття надійшла  
17.03.2015