

Ярослав ЛАЗАРУК

Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, Львів,
e-mail: igggk@mail.lviv.ua

НАДІЙНІСТЬ ЕКРАНІВ ДЛЯ ПОКЛАДІВ НАФТИ І ГАЗУ

При пошуках покладів вуглеводнів необхідно надійно обґрунтувати параметр, за яким можна оцінити якість екранувальних властивостей порід-покришок. Методика досліджень полягає у вивченні тиску прориву газу через породу. Результати аналізу цього показника дали змогу створити оцінювальну шкалу екранувальних властивостей глинистих товщ. Доведено, що в процесі епігенезу та розробки покладів екранувальні властивості порід-флюїдотривів можуть змінюватися. Експериментально визначено екранувальні властивості зразків аргілітів з порід-покришок газоконденсатних покладів у підшовній частині верхньовізейського під'ярусу родовищ Луценківсько-Рудівської зони Дніпровсько-Донецької западини в умовах всебічного обтиску зразків, який дорівнював пластовому тиску. Дані про тиски прориву газу через аргіліти верхньовізейського під'ярусу, отримані під час проведення експериментальних досліджень, а також результати аналізу висот газоконденсатних покладів вказують на високі екранувальні властивості порід-флюїдотривів. Розраховано, що вони можуть утримувати вуглеводневі скупчення висотою 600–3000 м.

Ключові слова: покришка, флюїдотрив, тиск прориву, проникність, поклад, вуглеводні.

Вступ. Для формування традиційних вуглеводневих скупчень в антиклінальних, тектонічно та стратиграфічно екранованих пастках необхідні дві основні умови: наявність породи-колектора як ємності для акумуляції нафти і газу та породи-флюїдотрива, яка, перекриваючи резервуар породи-колектора, перешкоджає б гравітаційному спливанню вуглеводнів та розформуванню покладів. Те саме стосується і літологічно екранованих пасток нафти і газу, для яких порода-колектор у напрямку здійснення пласта мусить поступово заміщуватися непроникною породою-флюїдотривом. З іншого боку, у природі існують нетрадиційні, або, як їх ще називають, неконвекційні, вуглеводневі скупчення у вигляді «сланцевих» нафти та газу, покладів центральнобасейнового типу та низькопористих колекторів. За останні роки вони стали об'єктом інтенсивного вивчення з огляду на суттєву ресурсну базу. Завдяки розробці власних покладів «сланцевого» газу методом гідророзриву пласта США 2011 р. випередили Росію за загальним видобутком газу і зараз є світовим лідером. Поклади нетрадиційного типу пов'язані з відкладами, які знаходяться в перехідній зоні між породами-колекторами та породами-флюїдотривами. Тому вивчення просторових взаємовідносин та взаємопереходів останніх і особливо їхньої якості зараз має особливе значення.

Мета та методи досліджень, вивченість проблеми. Дослідження флюїдо-тривів нафтових і газових покладів складне та багатогранне – від вивчення мінерального, гранулометричного та хімічного складу, петрофізичних особливостей, характеру структури упакування уламків до деформаційно-міцнісних властивостей і фізико-хімічних процесів у флюїдонасичених породах. Мета роботи – встановити надійні критерії оцінки екранувальних властивостей порід-флюїдотривів. Це можна зробити двома видами досліджень – прямими і непрямими. Останні мають тривалу історію та розмаїтий арсенал традиційних способів, методик, апаратурного обладнання. Вони включають детальне вивчення мінералогії, літології, умов осадоагромадження, пост-седиментаційних змін та інших особливостей глинистих порід-покришок (Антонова, 1974; Клубова, 1973; Прозорович, 1972), аналіз їхніх товщин, літологічної мінливості, витриманості тощо. Постійно шукали взаємозв'язки між згаданими параметрами та надійністю порід-покришок (Строганов, 1971; Дикенштейн и др., 1965), проте достатньо об'єктивних кількісних критеріїв їхньої якості встановити так і не вдалося.

Прямі види досліджень екранувальних властивостей покришок вуглеводневих покладів базуються на оцінці якості флюїдотривів за сукупністю фізичних параметрів, насамперед, проникності та різниці тисків прориву вуглеводнів через водонасичену породу (надалі тиск прориву). Перші експериментальні дослідження, які провів А. А. Ханін (Ханин, 1969), згодом переросли в методичні роботи, за результатами яких визначено екранувальні властивості та складено оцінювальну шкалу для класифікації порід-флюїдотривів (Ханин, 1974; Марморштейн, 1975).

Такий параметр, як проникність породи, добре відомий у нафтогазовій геології. Тиск прориву – термін менш поширений, тому про нього дещо детальніше. Заповнене рідиною пористе середовище непроникне для газу, якщо його тиск не перевищує певного критичного значення. За цього тиску, який прийнято називати тиском прориву, газ здатний витіснити рідину з найбільших пор. Якщо припустити, що порода складається з циліндричних пор різного радіуса, розташованих перпендикулярно до поверхні, на яку тисне газ, то прорив газу відбудеться в той момент, коли його тиск досягне значення капілярного тиску в порах найбільшого радіуса.

Методика досліджень прориву газу через насичене рідиною пористе середовище розроблялася для визначення максимального радіуса пор мембран у колоїдній хімії. В основу досліджень покладено метод Ф. Ербе (Erbe, 1933), який полягає в протискуванні газу через мембрану за безперервного або дискретного повільного підвищення тиску. Факт прориву фіксується появою бульбашок газу на вихідній поверхні мембрани. Незважаючи на залежність тиску прориву газу від швидкості підвищення тиску в ході експерименту, термобаричних умов, у яких перебуває порода, та ще деяких чинників, за значенням тиску прориву все ж можлива кількісна оцінка екранувальних властивостей глинистих товщ. Цей підхід дав змогу А. А. Ханіну створити оцінювальну шкалу вказаних властивостей (табл. 1), за якою виокремлено шість груп флюїдотривів, де А – група покришок з найвищими екранувальними властивостями, F – найнижчими, які є по суті перехідними до низькопроникних порід-колекторів (Ханин, 1973).

Т а б л и ц я 1. Оцінювальна шкала екранувальної здатності глинистих порід за основними фізичними параметрами (Ханин, 1973)

Група флюїдотривів	Максимальний розмір пор, мк	Проникність, 10^{-15} м^2	Тиск прориву газу, МПа
A	0,01–0,05	$< 10^{-6}$	$> 10,0$
B	0,02–0,1	$10^{-6}–10^{-5}$	10,0–5,5
C	0,05–0,2	$10^{-5}–10^{-4}$	5,5–2,0
D	0,1–0,6	$10^{-4}–10^{-3}$	2,0–0,7
E	0,1–1,0	$10^{-3}–10^{-2}$	0,7–0,3
F	$> 1,0$	$> 10^{-2}$	$< 0,3$

За результатами статистичної обробки великої кількості даних про взаємозв'язок параметрів газових покладів з якістю покришок над ними, А. А. Ханин дійшов висновків, що значні за висотою поклади з великим надлишковим тиском екрануються високоякісними покришками груп А, В, С. Вони складені тонкодисперсними ущільненими глинистими породами з невеликою площею перетину порових каналів, тому володіють низькою проникністю і високим значенням тиску прориву газу. Відомі випадки, коли нафтові поклади вуглеводнів утримуються глинистими пластами завтовшки всього в декілька метрів, як, наприклад, нафтові поклади продуктивного верхньовізейського горизонту В-19 Анастасівського та Перекопівського родовищ.

У флюїдотривах груп D, E, F присутні домішки алевропелітової і навіть алевролітової фракцій. Це зумовлює зростання розмірів порових каналів і, як наслідок, збільшення проникності і зменшення тиску прориву газу. Проте, незважаючи на здавалося б зменшені (група E) і низькі (група F) екранувальні властивості цих покришок, за відповідних умов, пов'язаних з малими перепадами тисків, вони теж можуть бути флюїдотривами для вуглеводневих покладів, а також розділяти продуктивні і водонасичені пласти, обмежуючи їхній гідродинамічний зв'язок.

З іншого боку, у процесі розробки покладів, зі зменшенням тиску в породах-колекторах і, відповідно, зі зростанням перепаду тиску, низькоякісні породи-флюїдотриви можуть втрачати екранувальні властивості і починати пропускати газ. Прикладом цього може бути історія розробки Пролетарського родовища, створенням геологічної моделі і підрахунком запасів вуглеводнів якого займався автор. На родовищі продуктивними виявилися відклади одинадцяти горизонтів московського, башкирського, візейського та серпуховського ярусів. Після вісімнадцяти років розробки газові поклади виснажилися, родовище було зняте з державного балансу. 1984 р. у верхній частині продуктивного розрізу в резервуарах горизонтів М-7 московського ярусу та горизонтів Б-5, Б-9 башкирського ярусу було створене підземне сховище газу. 2001 р. ТОВ «Дніпрогазресурс» розпочало вивчення залишкової газонасиченості горизонтів, які залягають під підземним сховищем. За результатами виконаних робіт встановлено промисловий характер залишкової газонасиченості продуктивних горизонтів башкирського ярусу Б-11в, Б-11н, Б-12, розташованих на 200 м нижче від газосховища. Тиски в покладах цих горизонтів відновилися майже до початкових, і 2002 р. вони знову були введені в розробку. Газ не надходив до згаданих покладів згори з газосховища (результати

аналізу газів це однозначно підтверджують), на структурі відсутні диз'юнктивні порушення, тому газ до виснажених покладів міг мігрувати лише знизу через низькопроникні товщі серпуховського ярусу.

Результати досліджень. У лабораторії колекторів та нафтоконденсатовилучення Львівського відділення УкрДГРІ здійснено експериментальне визначення екранувальних властивостей зразків аргілітів, які автор відібрав з покришок газоконденсатних покладів у підшовній частині верхньовізейського під'ярусу родовищ Луценківсько-Рудівської зони Дніпровсько-Донецької западини. Перед експериментом зразки насичували водою, аналогічною за фізико-хімічними характеристиками до пластової води. Визначення здійснювали за умови всебічного обтиску зразків, який дорівнював реальному пластовому тиску. Тиск газу, що протискувався через зразок, підвищувався поетапно до появи перших бульбашок. Тиск прориву газу через породу визначали у двох напрямках – паралельно і перпендикулярно до седиментаційних поверхонь. Результати досліджень наведені в табл. 2.

На основі проведених експериментів доведено, що глинисті товщі нижньої частини верхньовізейського під'ярусу є надійними покришками – їхня переважна більшість належить до групи флюїдотривів найвищих категорій А і В; лише один зразок зафіксував покришку групи С з меншими екранувальними властивостями.

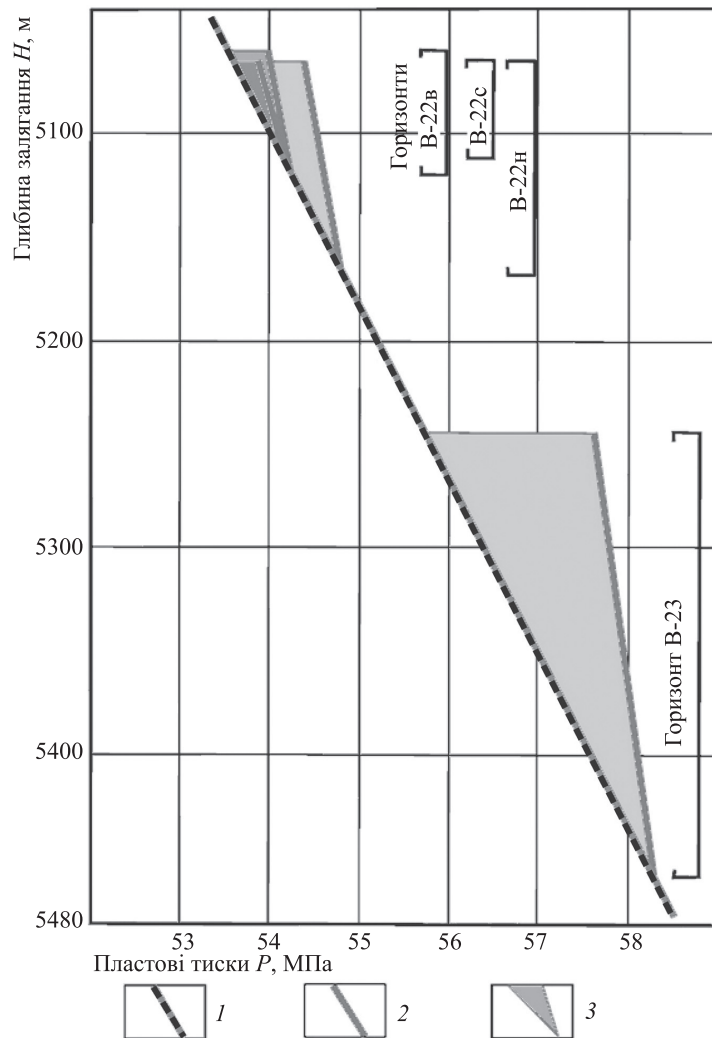
Характерно, що всі без винятку зразки, тиск прориву газу яких заміряно впоперек нашарування порід, належать до групи флюїдотривів А найвищої якості. Значення тиску прориву газу коливається в них від 28 до 110 МПа. Величина цього параметра в зразках, у яких заміри проведені вздовж нашарування, суттєво менша (приблизно на порядок) і змінюється від 5 до 25 МПа. Це відповідає групі флюїдотривів В і С з нижчими екранувальними властивостями.

Для збереження покладів вуглеводнів у літологічно екранованих пастках вирішальне значення має якість флюїдотривів, які заміщують піщані пласти-колектори за їхнім здійсненням. Розрахунки показують, що величини надлишкових тисків, зумовлених різницею густин пластових вод і газоконденсатних систем, у пастках незначні. У відомих у Дніпровсько-Донецькій западині літологічно екранованих газоконденсатних покладах з висотою до 250 м, які залягають на глибинах 4,5–6,0 км, надлишкові тиски в апікальних частинах пасток не перевищують 1,5–2,0 МПа (рисунок). А такі перепади тисків витримують навіть флюїдотриви з низькою екранувальною здатністю. З огляду на те, що визначені перепади тисків прориву газу вздовж нашарування аргілітів верхньовізейського під'ярусу коливаються в межах 5–25 МПа, легко вирахувати, що вони можуть утримувати вуглеводневі скупчення заввишки 600–3000 м, що цілком достатньо для реальних умов Дніпровсько-Донецької западини.

Висока якість покришок верхньовізейського під'ярусу як упоперек, так і вздовж простягання верств підтверджена результатами геологорозвідувальних робіт. Вказані покришки екранують газоконденсатні поклади висотою 100–150 м, а в межах Рудівсько-Червонозаводської ділянки аргілітами з перепадом тисків прориву газу 28 МПа утримується вуглеводневе скупчення заввишки 246 м (горизонт В-22). Для порівняння можна відзначити, що приблизно такої самої висоти поклад верхньовізейського горизонту В-166

Таблиця 2. Результати експериментальних визначень скранувальних властивостей порід-покришок ХПа мікрофауністичного горизонту Мехедівсько-Рудівської групи родовищ

Свердловина	Інтервал відбору керна, м	Газопроникність, 10^{-15} м ²		Тиск прориву газу, МПа		Група флюїдопорів, за А. А. Ханнім
		перпендикулярно до нашарування	паралельно з нашаруванням	перпендикулярно до нашарування	паралельно з нашаруванням	
Голопівщинська 2	5248–5252	$1,66 \cdot 10^{-6}$	$1,61 \cdot 10^{-3}$	35	9	В
«	5258–5264					А
Луценківська 3	4978–4983	$4,73 \cdot 10^{-7}$	$2,69 \cdot 10^{-3}$	110	7,5	В
«	5227–5233	$1,61 \cdot 10^{-6}$		85		А
«	5233–5243		$6,53 \cdot 10^{-3}$		5	А
Рудівська 2	4666–4682		$3,13 \cdot 10^{-5}$		25	С
«	5729–5740	$6,78 \cdot 10^{-7}$		110		А
«	«				6	А
Рудівська 5	5140–5156	$7,1 \cdot 10^{-5}$	$3,3 \cdot 10^{-3}$	28		В
Червонозаводська 8	5315–5324		$9,54 \cdot 10^{-4}$		10	А
«	«					В



Розподіл пластових тисків у газоконденсатних покладах Луценківського родовища: 1 – крива розподілу гідростатичного тиску; 2 – криві розподілу тиску в покладах; 3 – ділянка перевищення тиску в покладі над гідростатичним тиском

Котелевського родовища екранується глинистою покришкою з перепадом тисків прориву газу 30 МПа. Аргіліти з тиском прориву газу 60 МПа слугують флюїдотривом для поклада заввишки понад 380 м на Березівському родовищі, а покришка, перепад тисків прориву газу якої коливається від 9,7 до 50 МПа (групи А і В), утримує 750-метровий газоконденсатний поклад у верхньокам'яновугільно-пермських відкладах Західнохрещищенського родовища.

На основі експериментів встановлено, що ізолювальні властивості порід-флюїдотривів суттєво зменшує (на 1–2 порядки) мікротріщинуватість, яка виникає внаслідок тектонічних рухів та геостатичного тиску. Проте доведено, що в надрах під впливом всебічного обтиску ці тріщини зникають і покришки екранують поклади нафти та газу навіть з надгідростатичними тисками (Багнюк і ін., 2007).

Висновки. Дані про тиски прориву газу через аргіліти верхньовізейського під'ярусу, отримані під час проведення експериментальних досліджень, а також результати аналізу висот газоконденсатних покладів вказують на високі екранувальні властивості порід-флюїдотривів як упоперек, так і вздовж седиментаційного нашарування порід і, відповідно, на їхні значні потенційні можливості утримувати поклади вуглеводнів як в антиклінальних, так і літологічно екранованих пастках.

Антонова Т. Ф. Критерии оценки пород-экранов нефтяных и газовых залежей // Тр. СНИИГГМС. – Новосибирск, 1974. – Вып. 157. – С. 79–87.

Багнюк М. М., Даниленко В. А., Пилип Я. А. До проблеми вивчення фільтраційних властивостей порід-покришок та їх ролі у формуванні і збереженні нафтогазових покладів // Мінеральні ресурси України. – 2007. – № 2. – С. 35–37.

Дикенштейн Г. Х., Аржевский Г. А., Строганов В. П. Роль глинистых покрывок при формировании газовых залежей // Геология нефти и газа. – 1965. – № 3. – С. 36–38.

Клубова Т. Т. Глинистые минералы и их роль в генезисе, миграции и аккумуляции нефти. – М. : Недра, 1973. – 258 с.

Марморштейн Л. Н. Коллекторские и экранирующие свойства осадочных пород при различных термобарических условиях. – Л. : Недра, 1975. – 144 с. – (Тр. НИИГеологии Арктики; Вып. 180).

Прозорович Г. Э. Покрывки залежей нефти и газа. – М. : Недра, 1972. – 113 с.

Строганов В. П. Факторы, определяющие экранирующую способность глинистых покрывок, и их влияние на высоты залежей углеводородов // Тр. ВНИГНИ. – М., 1971. – Вып. 108. – С. 107–124.

Ханин А. А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. – М. : Недра, 1969. – 368 с.

Ханин А. А. Породы-коллекторы нефти и газа нефтегазоносных провинций СССР. – М. : Недра, 1973. – 304 с.

Ханин А. А. Характер изменения коллекторских и флюидоупорных свойств осадочной толщи на больших глубинах // Тр. ВНИИГАЗ. – М. : Недра, 1974. – Вып. 46. – С. 27–32.

Erbe F. Die Destimmung den Porenverteilung nach ihrer Grosse in the Filtern und Ultrafiltern // Kolloid. Z. – 1933. – Bd. 63. – N 3. – S. 277–285.

Стаття надійшла
02.02.15

Yaroslav LAZARUK

RELIABILITY OF SEALS FOR DEPOSITS OF OIL AND GAS IN THE DNIEPER-DONETS DEPRESSION

Two principal conditions are necessary for forming the conventional accumulations of hydrocarbons, namely: the availability of the reservoir rock and the seal-rock which blocks up the reservoir of the collector rock and prevents gravitational flowage of hydrocarbons and breaking-up of deposits. Deposits of unconventional type are connected with sediments located in the transition zone between collector rocks and seal-rocks. Therefore, spatial interrelations and mutual transitions of the latter, and especially quality of seal-rocks acquire great significance. The purpose of investigations is in substantiation of the parameter by which one can estimate quality of screening properties of rocks. Methodology of investigations provides for studies of pressure gas leakage through the rock. While

studying screening properties of seal-rocks by indirect type of investigations it is possible to analyse mineralogy, lithology, postsedimentary alterations, thickness, lithological changeability, endurance of clayed seals with the purpose of assessing interrelations between mentioned parameters and reliability of seals, but we were unable to distinguish rather objective quantitative criteria of their quality by above-mentioned parameters. Direct types of investigations on studies of the screening properties of seals of hydrocarbon deposits are based on the estimate of quality of seals due to the totality of physical parameters, in the first place such as permeability and pressure of hydrocarbon leakage through the water-saturated rock. The analysis of these parameters mentioned above has enabled us to create estimating scale of screening properties: according to results of statistical processing of a great amount of data on interrelations between parameters of gas deposits and quality of seals it was possible to distinguish six groups of seals. It was also proved that in the process of epigenesis and deposit development the screening properties of seal change. Experimental determination of the screening properties of argillite samples from seals of gas-condensate deposits in the bottom part of the Upper Viséan substage of the fields of the Lutsenky-Rudivka zone of the Dnieper-Donets depression was carried out. Pressure of gas leakage through the rock was determined in two directions: perpendicular and parallel sedimentation surfaces. According to pressure of gas leakage across rock bedding all samples without exception belong to the group of fluid detachment of the highest quality: the value of above-mentioned parameter varies from 28 to 110 MPa. Along bedding its value is approximately an order less that corresponds to the group of seals with medium screening properties. It was rated that they can bear hydrocarbon accumulations of 600–3000 meters in height that is quite enough for actual conditions of the Dnieper-Donets Depression. Data on pressures of gas leakage through argillites of the Upper-Viséan substage obtained in the course of experimental investigations as well as the results of analysis of heights of gas-condensate deposits indicate high screening properties of seals both along and across the sedimentary bedding of rocks and, correspondingly, their great potential possibilities to keep hydrocarbon deposits both in anticlinal and lithologically screened traps.