

окремих світ чи горизонтів і особливо їх кореляції, потребує детальніших досліджень. Труднощі таких досліджень пов'язані з необхідністю детального, з високою дискретністю, відбору ядерного матеріалу з різних стратиграфічних горизонтів. Як вихід із ситуації можна запропонувати проведення каратажу з використанням високочутливих капаметрів (10^{-5} – 10^{-6} од. СІ).

Отже, проведені дослідження магнітної сприйнятливості візейського ярусу в ДДЗ дали змогу визначити закономірності їх просторового розподілу. Встановлено, що загалом за невисоких значень χ за величиною її характеру розподілу магнітної сприйнятливості вся візейська товща поділяється на два літомагнітні комплекси — нижньо- і верхньовізейський. Виділені комплекси досить впевнено простежуються на всій досліджуваній території: північній і південній прибортових зонах та в центральній частині ДДЗ. Отримані дані свідчать, що капаметрія може успішно використовуватись для розчленування осадової товщі по вертикалі, кореляції окремих стратиграфічних одиниць в умовах ДДЗ.

Література

1 Русских М.В., Карасева Т.В., Горбачев В.И. Информативность магнитной восприимчивости пород при исследовании осадочных отложений // Геологическое изучение и использование недр: Информационный сборник. – 2003. – Выпуск 2, 3. – С. 13-17.

2 Любимова Т.В., Бондаренко Н.А. Использование магнитной восприимчивости пород для корреляции флишевых разрезов // Пятое геофизические чтения имени В.В.Федынского: Тез. докл. – М., 2003. – 86 с.

3 Крива І.Г. Використання капаметрії для уточнення фаціальних границь літомагнітних комплексів північного борту ДДЗ // Зб. доп. конф. молодих вчених і спеціалістів (1-2 листопада 2005). – Львів: ЛВ УкрДГРІ, 2005. – С. 86-88.

4 Макимчук В.Ю., Крива І.Г., Кудеравец Р.С. Застосування капаметрії для розчленування та кореляції візейських відкладів Дніпровсько-Донецької западини // Нафта і газ України. Матеріали 8-ої Міжнародної науково-практичної конференції. – Судак: Українська нафтова академія, 2004. – С. 336-337.

5 Крива І. Застосування капаметрії для уточнення фаціальних границь XIII і XIV мікрофауністичних горизонтів нижнього візею північного борту ДДЗ // Зб. тез доп. наукової конференції „Проблемні питання геологічної освіти та науки на порозі XXI століття, присвяченої 60-річчю геологічного факультету національного університету ім. І.Франка. – Львів: ЛНУ, 2005. – С. 58.

УДК 552.578.33/7:553.98(477)

ОЦІНКА ЯКОСТІ ПОРІД-ПОКРИШОК XIIa МІКРОФАУНІСТИЧНОГО ГОРИЗОНТУ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

Я.Г.Лазарук

Львівське відділення Українського державного геологорозвідувального інституту,
79038, Львів, вул. Пасічна, 38а, тел. (0322) 440618, e-mail: lv_ukrdgri@polynet.lviv.ua

По результатам экспериментальных исследований перепадов давлений прорыва газа через образцы аргиллитов обоснована высокая способность пород-покрышек XIIa микрофаунистического горизонта к экранированию газоконденсатных залежей как в антиклинальных, так и в литологически экранированных ловушках углеводородов Днепровско-Донецкой впадины.

As a result of experimental study of gas breakthrough pressure drops through argillites samples the high ability of the XIIa microfaunal horizon reservoir rocks to gas-condensate pools screening both in anticlinal and lithologic-screened hydrocarbon traps of Dni-pro-Donets depression is substantiated.

Постановка проблеми та її зв'язок з важливими науковими та практичними завданнями. Обов'язковим елементом пасток вуглеводнів є породи-покришки. Від ступеня їхньої герметичності залежить можливість існування покладів нафти і газу. Більшість вуглеводневих скупчень у ДДЗ утримуються пластами аргілітів морського генезису, менша їх кіль-

кість – товщами пермської солі і в небагатьох випадках – карбонатно-глинистими утвореннями з різним вмістом глинистих компонентів. Найкращі покришки складені пластами кам'яної солі, які на порівняно невеликих глибинах за тиску понад 20–35 МПа і температури 300 К практично непроникні для пластових флюїдів (усне повідомлення М.М.Багнюка, В.А.Дані-

ленка, Я.А.Пилипа, 2006 р.). Такі покришки утримують вуглеводневі поклади висотою кілометр і більше. Меншою флюїдотривкістю відзначаються пласти аргілітів, під якими відомі скупчення нафти і газу висотою декілька сотень метрів. Проте саме з аргілітами, як правило, пов'язується екранування ймовірних покладів перспективних об'єктів. В останні роки до їхнього фонду входять переважно неантиклінальні пастки, що суттєво підвищує вимоги до прогнозування властивостей порід-покришок.

Аналіз досліджень і публікацій, у яких започатковане вирішення проблеми. З метою оцінки якості екранів для вуглеводневих скупчень зусилля учених ось уже протягом півстоліття спрямовані у двох напрямках. Перший з них передбачає аналіз товщин, ступеня витриманості по латералі флюїдотривких порід, вивчення літологічних, мінералогічних, седиментаційних, епігенетичних особливостей покришок [1], дослідження їхніх деформаційно-міцнісних властивостей, структури порового простору, фізико-хімічних процесів під час фільтрації флюїдів через породу [1–3]. Постійно вівся пошук взаємозв'язків між переліченими параметрами та здатністю порід екранувати нафтові і газові скупчення [4, 5], проте достатньо надійних кількісних критеріїв флюїдотривкості порід опосередкованими методами встановити не вдалося.

Кращі результати отримані з використанням прямих методів досліджень, за допомогою яких екранувальна здатність порід визначається за сукупністю фізичних параметрів. Основними з них вважаються проникність та перепад тисків прориву газу через водонасичену породу. За даними експериментальних досліджень А.А. Ханіним складена оціночна шкала для класифікації порід-покришок [6], за якою визначалися їхні екранувальні властивості [7]. Я.А.Пилип, М.М.Багнюк, В.А.Даніленко, В.В.Іванов та інші співробітники відділу пластових систем ЛВ УкрДГРІ запропонували методики [8] та створили обладнання для встановлення перепадів тисків прориву газу через породи, на якому вивчалися покришки нафтових і газових родовищ Передкарпаття і меншою мірою – ДДЗ [9–11].

Виділення невирішених частин проблеми та завдання статті. Вивченню екранувальних властивостей порід-покришок у ДДЗ не приділялося належної уваги. Тим часом такі дані надзвичайно потрібні для обґрунтування тектонічно та літологічно екранованих пасток вуглеводнів. При цьому необхідно враховувати здатність глинистих порід чинити опір фільтрації газу як упоперек, так і вздовж седиментаційних границь.

Однією з найперспективніших для пошуків вуглеводневих скупчень у неантиклінальних пастках вважається товща ХІа мікрофауністичного горизонту. У північно-західній частині ДДЗ з нею пов'язана ціла група газоконденсатних родовищ: Голотівщинсько-Мехедівське, Луценківське, Свиридівське, Рудівсько-Черво-

нозаводське та ін. Вуглеводневі скупчення утримуються літологічними екранами. За величиною запасів газу і конденсату деякі з перелічених родовищ відносяться до середніх. З огляду на викладене завдання стаття полягає в оцінюванні екранувальної здатності порід-флюїдоупорів ХІа мікрофауністичного горизонту, необхідної для обґрунтування можливих пасток вуглеводнів в означеному комплексі.

Викладення предмету статті. Якість породи-покришки характеризується перепадом тисків прориву газу через неї. Газ розпочинає рухатися через водонасичену породу у той момент, коли перепад тисків (надалі тиск прориву) стає мінімальним, тобто досягне значення капілярного тиску у порах найбільшого радіуса.

В основу дослідження тиску прориву покладено метод протискування газу через взірць породи за безперервного або дискретного повільного підвищення тиску. Факт прориву фіксується появою бульбашок газу після його проходження через взірць. Незважаючи на залежність тиску прориву газу від швидкості його підвищення в ході експерименту, термобаричних умов, у яких перебуває порода, та ще деяких чинників за значенням тиску прориву все ж можлива достатньо об'єктивна кількісна оцінка екранувальних властивостей глинистих товщ. А.А. Ханіним запропонована оціночна шкала [6], в якій виділено шість груп флюїдоупорів (таблиця 1), де А – група покришок з найвищими екранувальними властивостями, F – з найнижчими.

За результатами статистичної обробки великої кількості даних про взаємозв'язок параметрів газових покладів з якістю покришок над ними А.А. Ханін зробив такі висновки. Значні за висотою поклади з великим надлишковим тиском екрануються високоякісними покришками груп А, В, С. Вони складені тонкодисперсними ущільненими глинистими породами, тому мають низьку проникність і високий тиск прориву газу.

У флюїдоупорах, віднесених до груп Д, Е, F, присутні домішки алевропелітової і навіть алевролітової фракцій. Це зумовлює збільшення розмірів порових каналів і як наслідок – зростання проникності і зменшення тиску прориву газу.

У лабораторії колекторів та нафтоконденсатовилучення Львівського відділення УкрДГРІ В.В.Івановим здійснено експериментальне визначення флюїдотривкості взірців аргілітів, якими складені покришки газоконденсатних покладів ХІа мікрофауністичного горизонту Мехедівсько-Рудівської групи родовищ. Взірці відібрані як з порід, що безпосередньо перекривають поклади, так і з глинистих утворень, які заміщують газонасичені пісковики й алевроліти по латералі.

Дослідження проводилися за СОУ [8]. Перед експериментом взірці насичувалися водою, аналогічною за фізико-хімічними характеристиками пластовій. Для зменшення впливу можливої мікротріщинуватості тиск прориву газу

Таблиця 1 – Оціночна шкала екранувальної здатності глинистих порід за основними фізичними параметрами (за А.А. Ханіним, 1973)

Група флюїдоупорів	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	$>1,0$	$>10^{-2}$	$<0,3$

Таблиця 2 – Результати експериментальних визначень якості порід-покришок XIIa мікрофауністичного горизонту Мехедівсько-Рудівської групи родовищ

Свердловина	Інтервал відбирання керн, м	Газопроникність, 10^{-15} м^2		Тиск прориву газу, МПа		Група флюїдоупорів за А.А. Ханіним
		перпендикулярно до нашарування	паралельно нашаруванню	перпендикулярно до нашарування	паралельно нашаруванню	
Голотівщинська-2	5248-5252		$1,61 \cdot 10^{-3}$		9	B
Голотівщинська-2	5258-5264	$1,66 \cdot 10^{-6}$		35		A
Луценківська-3	4978-4983		$2,69 \cdot 10^{-3}$		7,5	B
Луценківська-3	5227-5233	$4,73 \cdot 10^{-7}$		110		A
Луценківська-3	5233-5243	$1,61 \cdot 10^{-6}$		85		A
Рудівська-2	4666-4682		$6,53 \cdot 10^{-3}$		5	C
Рудівська-2	5729-5740		$3,13 \cdot 10^{-5}$		25	A
Рудівська-2	5729-5740	$6,78 \cdot 10^{-7}$		110		A
Рудівські-2, 5	5140-5156		$3,3 \cdot 10^{-3}$		6	B
Червонозаводська-8	5315-5324	$7,1 \cdot 10^{-5}$		28		A
Червонозаводська-8	5315-5324		$9,54 \cdot 10^{-4}$		10	B

через аргіліти визначався за всебічного обтиску взірців, який дорівнював реальному пластовому тиску. Тиск газу, що пропускався через взірець, підвищувався ступінчасто до появи перших бульбашок. Тиск прориву газу через породу визначався у двох напрямках – перпендикулярно і паралельно седиментаційним площинам (таблиця 2).

З отриманих даних видно, що глинисті товщі XIIa мікрофауністичного горизонту є надійними покришками – переважна їх більшість належить до групи флюїдоупорів найвищих категорій A і B; за результатами досліджень лише один взірець характеризує покришку групи C з меншими екранувальними властивостями.

Всі без винятку взірці, тиск прориву газу яких заміряно впоперек нашарування порід, належать до групи флюїдоупорів A найвищої якості. Значення тиску прориву газу коливається у них від 28 до 110 МПа. У взірців, для яких заміри проведені вздовж нашарування, він менший (приблизно на порядок) і змінюється від 5 до 25 МПа. Це відповідає групі флюїдоупорів B і C з нижчими екранувальними властивостями. До подібних висновків дійшли і автори [10, 11] за результатами вивчення глинистих порід-покришок нафтогазоносних регіонів України. Неоднакове значення тиску прориву

породи у різних напрямках зумовлено орієнтованістю лусок глинистих мінералів уздовж седиментаційних поверхонь, що спричиняє збільшення проникності, і, відповідно, зменшення тиску прориву газу у вказаному напрямку.

Тиск прориву літифікованих аргілітів карбону з глибиною поступово зростає – в середньому від 40 МПа (3500 м) до 70 МПа і більше (понад 5500 м) [9]. Встановлено також значний вплив розміру уламків, з яких складена порода, на її ізолювальні властивості: тонкодисперсні аргіліти відносяться, як правило, до флюїдоупорів групи A; незначні домішки алевролітових частинок суттєво знижують якість порід-покришок [11].

Про високу надійність флюїдоупорів XIIa мікрофауністичного горизонту свідчить і той факт, що вони екранують газоконденсатні поклади висотою 100–150 м, а у межах Рудівсько-Червонозаводського родовища покришкою з тиском прориву газу 28 МПа утримується вуглеводневе скупчення висотою 246 м (горизонт В-22). Для порівняння можна відзначити, що приблизно такої самої висоти поклад верхньовізейського горизонту В-166 Котелевського родовища екранується покришкою з тиском прориву газу 30 МПа; аргіліти з тиском прориву газу 60 МПа слугують покришкою покладу

висотою понад 380 м на Березівському родовищі, а покришка, тиск 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.

Висновки і перспективи застосування отриманих результатів. Можливості виявлення вуглеводневих скупчень у товщі ХІа мікрофауністичного горизонту північно-західної частини ДДЗ практично вичерпано – основні родовища на цій території вже відкриті. Перспективи пошуків нових покладів пов'язуються з центральною частиною регіону. Утворення згаданого комплексу занурені там на глибини понад 5,5 км; за результатами реконструкції пізньовізейських обстановок осадконагромадження у фазі трансресій відклалися морські тонкодисперсні глинисті осадки [12]. Все це сприяє підвищенню надійності флюїдоупорів. Тому в центральній частині ДДЗ очікуються породи-покришки груп А і В, тобто з найвищими екранувальними властивостями.

Таким чином, результати експериментальних досліджень і наведені у статті факти стосовно порід-покришок свідчать про високі екранувальні властивості аргілітів ХІа мікрофауністичного горизонту як упоперек, так і вздовж седиментаційного нашарування порід і відповідно їхні значні потенційні можливості утримувати газоконденсатні поклади як в антиклінальних, так і в літологічно екранованих пастках.

Література

1. Прозорович Г.Э. Покришки залежей нефти и газа. – М.: Недра, 1972. – 120 с.
2. Антонова Т.Ф. Критерии оценки пород-экранов нефтяных и газовых залежей // Труды СНИИГиМС. – 1974. – Вып. 157. – С. 79–87.
3. Клубова Т.Т. Глинистые минералы и их роль в генезисе, миграции и аккумуляции нефти. – М.: Недра, 1973. – 258 с.
4. 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.
5. Строганов В.П. Факторы, определяющие экранную способность глинистых покрывок, и их влияние на высоты залежей углеводородов // Труды ЦНИГНИ. – 1971. – Вып. 108. – С. 107–124.
6. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа нефтегазоносных провинций СССР. – М.: Недра, 1973. – 304 с.
7. Марморштейн Л.М. Коллекторские и экранующие свойства осадочных пород при различных термодинамических условиях. – Л.: Недра, 1975. – 159 с.
8. Иванов В.В., Пилип Я.А., Даниленко В.А. СОУ 73.1-41-08.11.06:05. Визначення тиску прориву вуглеводневих флюїдів крізь водонасичені породи-покришки. Методика дослідження. – К.: УкрДГРІ, 2005. – 41 с.

9 Пилип Я.А., Даниленко В.А. Экранирующие способности флюидоупоров и их роль в процессе миграции нефти и газа // Генерация и миграция нефти / Отв. ред. А.М. Золотов. – М.: ВНИГНИ, 1989. – С. 48–56.

10 Пилип Я.А., Даниленко В.А. Экранирующие свойства покрывок в зонах газонакопления Предкарпатского прогиба и Днепровско-Донецкой впадины // Условия раздельного формирования зон нефте- и газонакопления в нефтегазоносных бассейнах СССР и зарубежных стран: Сб. науч. тр. ЗапСибНИГНИ / Под ред. С.П.Максимова. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1978. – Вып. 138. Ч. II. – С. 147–149.

11 Фильтрационные особенности слабопроницаемых толщ нефтяных и газовых месторождений Украины / В.А.Даниленко, Я.А.Пилип, В.В. Иванов и др. // Геология и геохимия горючих ископаемых. – 1985. – Вып. 64. – С. 15–21.

12 Лазарук Я.Г. Теоретичні аспекти та методика пошуків покладів вуглеводнів у неантиклінальних пастках. – К.: УкрДГРІ, 2006. – 110 с.