

леоклубу "Атлантида" О.П. Щербицькому за сприяння в проведенні польових досліджень.

1. Климчук А.Б., Рожожников В.Я. Сопряженный анализ истории формирования пещерной системы (на примере пещеры Атлантида). Препринт ИГН АН УССР. – К., 1982. 2. Bosak P., Pruner P., Kadlec J., Magnetostratigraphy of cave sediments: Application and limits. Stud. Geophys. Geodet., 47 (2003), p.301-330. 3. Schmidt V.A. Magnetostratigraphy of sediments in Mammoth Cave, Kentucky. Science, 217, 827-829. 4. Martin K., 1991. Paleomagnetism of speleothems in Gardner Cave, Washington. Natl. Speleol. Soc. Bull., 52, 87-94. 5. Latham A., Schwarcz H.P. and Ford D.C., 1979. Paleomagnetism of stalagmite deposits. Nature, 280, 383-385. 6. Бондар К.М., Ридуш Б.Т. Запис палеокліматичних змін у голоцені-верхньому плейстоцені у пухких відкладах печери Еміне-Баїр-Хосар за магнітними даними // Спелеологія і карстологія, – № 2. – Сімферополь. – 2009. 7. Поспелова Г.А., Голованова Л.В., Шаронова З.В., Семенов В.В. Палеомагнитные исследования отложений палеолитической стоянки в пещере Матузка (Северный Кавказ)

// Физика Земли. – 2006. – №7. 8. Бахмутов В.Г., Лагутин К.П. Опыт палеомагнитного изучения пещерных отложений // Физическая география та геоморфология. – 1985. – вып. 32. -К. 9. Стратиграфический кодекс Украины. – Национальный стратиграфический комитет Украины, К., 1997. 10. Tarling D.H., Hrouda E. The magnetic anisotropy of rocks. – London: Publ. by Chapman&Hall, 1993. 11. Jelinek, V., 1981, Characterisation of the magnetic fabric of rocks. Tectonophysics, 79, 63-7. 12. Blink I., Magnetic susceptibility anisotropy and deformation of Quaternary sediments // Z. Dtsch.geol.Ges. – 1989. – 140. – P.393-403. 13. Champion D., Lanphere M., Kuntz M. Evidence for a new geomagnetic reversal from lava flows in Idaho: discussion of short polarity reversals in the Brunhes and Late Matuyama polarity chrons// J. Geophys. Res. 1988. V. 93. № B10. P. 11667-11680. 14. Большаков В.А. Геомагнитные экскурсы – надежное средство корреляции геологических отложений? // Физика Земли, 2007, №9. 15. Cande S.C. and Kent D.V., 1995, Revised calibration of the geomagnetic polarity timescale for the Late Cretaceous and Cenozoic. J. Geophys.Res., 100(B4), 6093-6095.

Надійшла до редколегії 25.11.09

УДК 551.252:552.08

С. Куровець, канд. геол. наук, Т. Здерка, асп., В. Сабан, студ.

## ЩОДО ПИТАННЯ ВПЛИВУ МІКРОТРИЩИНУВАТОСТІ НА ОСОБЛИВОСТІ НАФТОВИЛУЧЕННЯ ІЗ ОЛІГОЦЕНОВИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ НАДВІРНЯНСЬКОГО НАФТОПРОМИСЛОВОГО РАЙОНУ

(Рекомендовано членом редакційної колегії д-ром геол. наук, проф. О.М. Карпенком)

*Розглядається проблема впливу тріщинуватості порід-колекторів на експлуатацію покладів свердловинами. Встановлено, що мікротріщини олігоценових порід-колекторів є флюїдопровідними каналами і забезпечують значні приливи нафти до свердловин. Запропонована ефективна схема відновлення дебітів вуглеводнів при експлуатації порово-тріщинних колекторів менілітової світи.*

*The problem of influence of fractured breeds-collectors on exploitation of oil beds is set. It is set that micro cracks of Oligocene breeds-collectors are the fluid flowing channels and provide the considerable waves of oil to the mining holes. The effective chart of hydrocarbons debits renewal is offered during exploitation of porous-crack collectors of menilit deposits.*

На даний час більшість нафтових родовищ Передкарпатського прогину знаходиться на завершальній стадії розробки, що характеризується зменшенням частки активних видобувних запасів і відповідним збільшенням важковидобувних. Останні переважно приурочені до складнобудованих колекторів, що характеризуються зональною і пошаровою неоднорідністю ємнісно-фільтраційних властивостей. Крім того, на пізній стадії розробки родовищ утворення значних промитих зон підвищеної тріщинуватості не дає змогу реалізувати енергію агента витіснення, що нагнітається у пласт, для вилучення залишкових запасів нафти.

Продуктивні горизонти менілітової світи представлені алевритистими дрібнозернистими, місцями середньозернистими пісковиками, рідше алевролітами з глинистим цементом. Коефіцієнт піщанистості становить переважно 9-12 %. Значення пористості змінюється від 4 до 17 %, проникності в межах від  $0,1 \cdot 10^{-3}$  до  $23 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, іноді може становити навіть  $43-50 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Проведені нами дослідження [5] показали, що для олігоценових відкладів Передкарпатського прогину характерним є наявність двох типів колекторів:

- порового, що характеризується низькими значеннями проникності, переважно до  $5 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>;
- тріщинного, проникність якого на порядок вища у порівнянні з гранулярними колекторами (переважно  $5-50 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>).

Р.С. Копистянським [3] виконувались дослідження тріщинуватих кернів з порід карпатських нафтових родовищ оптичними методами. Встановлено, що найчастіше проникність тріщинуватих порід-колекторів становить  $5-15 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, рідше  $25-55 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, а в поодиноких випадках і більше.

Експериментально, методами гідродинамічних досліджень [11] встановлено, що проникність зразків керну палеогенових порід-колекторів, розбитих тріщинами, у залежності від величини діючого на них тиску, змінюється переважно від  $5-25 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, рідше досягаючи значення  $50 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Аналіз роботи свердловин, що експлуатують олігоценові поклади, вказує на те, що максимальні видобутки нафти із них спостерігались на початку експлуатації протягом 1-2 років, а потім різко знижувались і продовжували працювати вже на цьому рівні з поступовим зниженням дебітів. Характерним прикладом є свердловина №2 Микуличинського родовища (рис. 1). При випробуванні нижньоменілітових відкладів з свердловини було одержано приплив нафти з дебітом  $21-23$  м<sup>3</sup>/добу на штуцерах від 4 до 8 мм. Уже через рік після вводу свердловини в експлуатацію дебіт різко знизився до  $4,5$  т/добу і продовжував поступово знижуватись.



Рис. 1. Динаміка видобутку нафти і газу свердловиною 2 – Микуличин з олігоценного покладу

Як показує аналіз роботи свердловин [7], тріщини порід-колекторів порово-тріщинного типу ефективно працюють при депресіях на пласт до 3-5 МПа. У такому випадку у тріщини відбувається підтік нафти із прилеглої до них пористої матриці породи, що забезпечує стійкі дебіти і раціональну виробку запасів вуглеводнів з покладів.

Нами виконані розрахунки дебітів для інтервалів випробування горизонту клівських пісковиків у свердловині 2-Микуличин та підроговикового горизонту у свердловині 21-Микуличин згідно формули Дюпюї. Результати розрахунків показують, що для забезпечення припливів нафти у обсязі 21 м<sup>3</sup>/добу з розкритого інтервалу клівських пісковиків (-1542,6 – -1602,4 м), ефективна товщина колекторів у якому становить 23,2 м, середня проникність колекторів має досягати 2·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>. Для забезпечення припливу нафти з дебітом 8,5 м<sup>3</sup>/добу у свердловині 21-Микуличин з розкритого інтервалу підроговикового горизонту (-1506,6 – -1528,4 м) з ефективною товщиною 4,0 м проникність колекторів повинна становити 14,5·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>. Згідно [1] проникність порід-колекторів менілітової світи Микуличинського родовища змінюється від 0,1 до 1,0·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>. Відмінність розрахункових і фактичних значень проникності пов'язана, на наш погляд, саме з тріщинуватістю олігоценових порід-колекторів, що підтверджується дослідженнями шліфів [8].

Значні припливи нафти із порід-колекторів з низькими емнісно-фільтраційними властивостями отримано також і на Довбушанському родовищі. Початкові дебіти нафти при випробуванні інтервалу низькопористих колекторів туйфіто-аргілітового горизонту у свердловині №11 становили до 400 м<sup>3</sup>/добу, а з піщано-аргілітового відповідно 37 м<sup>3</sup>/добу [2]. Колектори зазначених горизонтів характеризуються досить мінливими фільтраційними властивостями. Згідно [6], усі літологічні різновиди, якими складена продуктивна товща Довбушансько-

го родовища, несуть ознаки інтенсивної тектонічної та пошарової літогенетичної тріщинуватості. У процесі експлуатації свердловини, при зниженні пластового тиску дебіти нафти різко знижувались.

Гідродинамічні розрахунки [14] показують, що значні припливи нафти і газу у тріщинному колекторі можуть забезпечуватись широкорозвинутою системою мікротріщин, розкриття яких не перевищує 100 мкм. Ці ж розрахунки показують, що у випадку розкриття тріщин порядку міліметра, проникність колектора повинна становити десятки і навіть сотні дарсі.

В.Н. Майдебор [10] відзначає, що при густоті тріщин з розкриттям 100 мкм від 10 до 30 на 1 м та товщині продуктивного горизонту від 7 до 50 м дебіти свердловин можуть змінюватись від 150 до 2000 м<sup>3</sup>/добу.

Ф.І. Котяхов [4] стверджує, що при дослідженні порово-тріщинних колекторів, необхідно від тріщинної проникності відрізнати проникність тріщини, яка визначається кількістю рідини певної в'язкості, що протікає за одиницю часу через одиницю площі поперечного січення тріщини при певному градієнті тиску.

Тому дослідження ролі пошарових літогенетичних тріщин при розробці порово-тріщинних колекторів, а також підрахунок запасів нафти має не тільки теоретичне, а й практичне значення.

Мікроскопічні дослідження шліфів олігоценових порід-колекторів, виконані нами, дають змогу стверджувати, що хвилеподібні тріщини (дуже часто системи тріщин) з розкритістю до 0,09 мм, а інколи і більше (0,13 мм) є водночас значною емністю для вуглеводнів (рис. 2, 3). За даними [12] об'єм тріщинної пористості є значно меншим від міжзернової і складає не більше 20 % від загальної пористості породи.

Для порово-тріщинного колектора характерним є наявність високопроникних прошарків, що відповідають

зонам горизонтальних (пошарових) тріщин. Низькопроникні щільні прошарки пористої матриці породи-колектора перешаровуються з тріщинуватими зонами. При цьому у процесі фільтрації пластового флюїду до вибою свердловини можливі два варіанти:

– відбір флюїду з високопроникної частини пласта (зон тріщинуватості) компенсується підтоком із низькопроникної частини пласта (пористої матриці породи-колектора) за рахунок задовільної ємнісно-фільтраційної характеристики у поєднанні з достатньою їх товщиною;

– відбір флюїду з високопроникної частини пласта (зон тріщинуватості) не компенсується підтоком його з

низькопористої матриці породи-колектора, та відбувається змикання тріщин і відповідне зниження їх проникності, що зумовлює зниження рівня нафтовіддачі покладу та відповідно видобутку нафти експлуатаційними свердловинами.

А.В. Петухов [13] стверджує, що у складних колекторах порово-тріщинного та порово-каверно-тріщинного типів початковий дебіт свердловин залежить у першу чергу від густоти тріщин у породах-колекторах, а накопичений видобуток відображає певні зміни порового простору матриці породи-колектора.

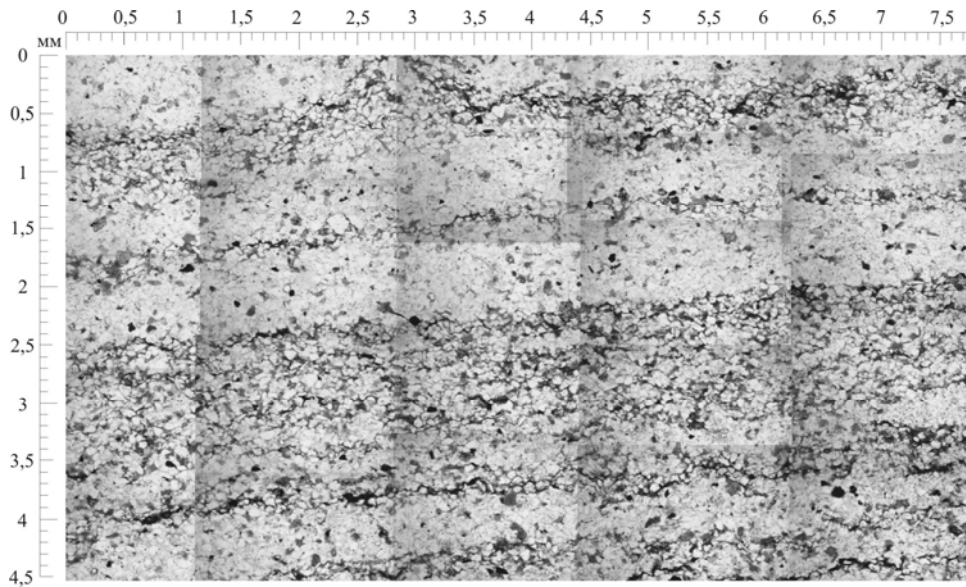


Рис. 2. Дрібнозернистий пісковик, розбитий системою пошарових літогенетичних тріщин. Свердловина 1–Монастирчани, інтервал 3711-3715 м

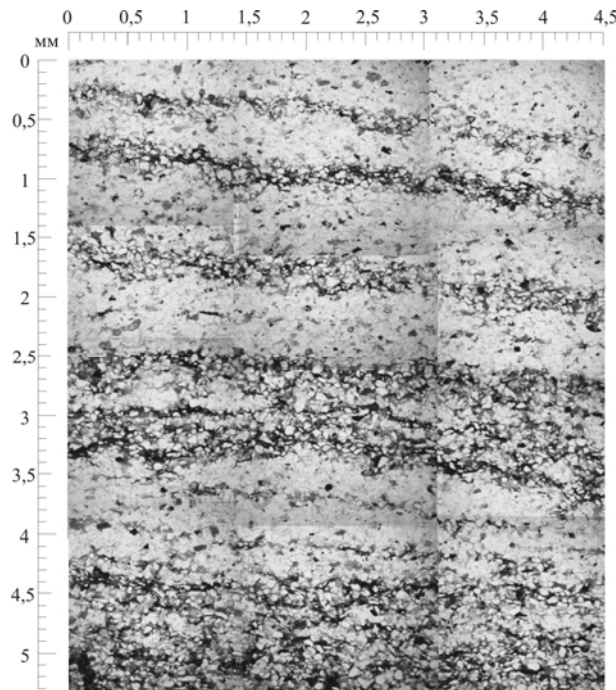


Рис. 3. Субгоризонтальні літогенетичні тріщини нашарування виповнені вуглеводневими компонентами. Свердловина 4–Микуличин, інтервал 2851-2854,8 м

Слід відмітити, що переважно у тріщинуватому пласті-колекторі досить важко визначити значення проникності матриці породи-колектора і системи тріщин окре-

мо. Хоча в умовах наявності системи однонаправлених тріщин можна визначити окремі складові проникності за

результатами замірів проникності паралельно і перпендикулярно до системи тріщин. Тоді,

$$K_{\text{пар}} = K_m + K_{\text{тр}}$$

$$K_{\text{перп}} = K_m,$$

де  $K_{\text{пар}}$ ,  $K_{\text{перп}}$  – коефіцієнт проникності, визначений паралельно і перпендикулярно до системи тріщин;  $K_m$ ,  $K_{\text{тр}}$  – відповідно проникність пористої матриці породи-колектора та тріщин.

Аналіз результатів петрофізичних дослідження кернів олігоценових порід-колекторів Надвірнянського нафтопромислового району виконаних за такою методи-

кою вказує на значну роль пошарових тріщин у формуванні фільтраційних властивостей порід-колекторів. Найбільш характерні результати наведені у табл. 1.

При інтенсивному відборі нафти із тріщин породи-колектора пластовий тиск у привибійній зоні свердловини різко знижується. У результаті цього відбувається раптова зміна напруженого стану матриці порід-колекторів. Літогенетичні тріщини нашарування різко зникають і перестають бути каналами фільтрації для нафтових вуглеводнів.

Таблиця 1. Результати петрофізичних досліджень кернів олігоценових порід-колекторів (за даними НДПІ ВАТ "Укрнафта")

Свердловина	Інтервал відбору керна, м	Літологічна характеристика	Проникність, мкм <sup>2</sup>		
				⊥	$K_{\text{тр}}$
10-Довбушанка	3040	пісковик	25	3,6	21,4
53-Довбушанка	2621	алевроліт	92	0,02	91,98
53-Довбушанка	2621	пісковик	62	0,03	61,97
53-Довбушанка	2623	пісковик	70	0,88	69,12
53-Довбушанка	2623	пісковик	80	0,15	79,85
53-Довбушанка	2624	пісковик	87	0,01	86,99
53-Довбушанка	2624	пісковик	94	0,01	93,99
811-Пасічна	3925-3933	пісковик	2,13	1,3	0,83
50-Луква	1476-1486	пісковик	41,1	28,6	12,5
76-Луква	1443-1455	пісковик	4,151	0,1	4,141
7-Пд. Гвізд	3565-3571	пісковик	3,31	1,79	1,52

Дана проблема є актуальною, оскільки у такому випадку зникають фільтраційні канали, що зумовлює неповне дренавання покладів. У кінцевому результаті зменшуються дебіти свердловин та нафтовіддача покладу загалом.

Застосування циклічної закачки води при одночасній експлуатації добувних свердловин не призводить до підвищення нафтовидобутку, оскільки по зонах тріщинуватості утворюються промиті зони, а на блоки матриці породи-колектора створюється перепад тиску, які переважно перевищують капілярні.

У такому випадку для підвищення нафтовилучення із порово-тріщинних колекторів необхідно зупинити відбір з експлуатаційних свердловин для того, щоб під дією капілярних сил вилучити нафту з порового простору. Нафта під дією капілярних сил почне витискатися у тріщини. Інакше промивання тріщин водою, що закачується, не дозволить вилучати нафту з пористих блоків.

Враховуючи наведене вище, можемо стверджувати, що для олігоценових теригенних порід-колекторів Передкарпатського прогину слід застосовувати модель порово-тріщинної будови колектора, а не гранулярної, як це прийнято.

Дренавання нафтових покладів експлуатаційними свердловинами є досить складним процесом, від якого залежить ефективність та повнота вилучення вуглеводнів із порід-колекторів. Наявність відкритих тріщин у породах-колекторах, а особливо їх просторова орієнтація і взаємозв'язок між собою найбільше впливають на повноту дренавання покладів, а особливо на дебіти свердловин.

1. Атлас родовищ нафти і газу України / За заг. ред. М.М. Іванюти. – Львів, – Т.5 Західний нафтогазоносний регіон. 2. *Дистрянов В.М.* Особливості розреза продуктивної товщі олігоцена Довбушанського і Быстрицького месторождений / *В.М. Дистрянов, Н.Н. Хома* // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1987 №24. 3. *Копилянський Р.С.* Вивчення тріщинуватості кернів з порід карпатських нафтових родовищ // *Мат. з геології нафтогазоносних регіонів Української РСР.* – К., 1961. 4. *Котяхов Ф.И.* Фізика нефтяних і газових колекторів. М., 1977. 5. *Маєвський Б.И.* Вплив мікротріщинуватості на особливості нафтовилучення із олігоценових порід-колекторів південно-східної частини Передкарпатського прогину / *Б.И. Маєвський, Т.В. Здерка, С.С. Куровець* // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – № 6. 6. *Маєвський Б.И.* До питання тектонічної тріщинуватості порід-колекторів Довбушансько-Быстрицького родовища Передкарпатського прогину / *Б.И. Маєвський, І.В. Храбатинко, М.С. Зінчук* // Питання розвитку газової промисловості України. 36. наук. пр. УкрНДІГаз. – Вип. ХХІХ. – Х., 2001. 7. *Маєвський Б.И.* Дослідження впливу тектонічної тріщинуватості продуктивних горизонтів Долинського нафтового родовища на характер продуктивності свердловин / *Б.И. Маєвський, Г.Ю. Бойко, М.І. Манюк* // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 1997. – №34, Т.1. 8. *Маєвський Б.И.* Дослідження особливостей нафтонасичення олігоценових порід-колекторів Микуличинського нафтового родовища Передкарпатського прогину / *Б.И. Маєвський, І.Т. Штурмак, Т.В. Здерка, Г.Д. Горванко, С.С. Куровець* // Нафтова і газова промисловість. – 2008 №1. 9. *Маєвський Б.И.* Особливості емнісо-фільтраційних властивостей олігоценових порід-колекторів Передкарпатського прогину та їх вплив на характер нафтонасиченості і розподіл запасів вуглеводнів / *Б.И. Маєвський, Т.В. Здерка, І.Т. Штурмак, М.В. Ляху* // Нафт. і газова пром-сть. – 2008. – №2. 10. *Майдебор В.Н.* Особливості розробки нефтяних месторождений с трещиноватыми коллекторами. М., 1980. 11. *Мончак Л.С., Омельченко В.Г.* Основи геології нафти і газу: Підручник для вузів. – Івано-Франківськ, – 2004. 12. Особливості поширення алевро-псамітових утворень палеогенових відкладів у контексті перспектив нафтогазоносності Надвірнянського району нафтогазоагромадження / *О. Шерба, К. Григорчук, В. Гнідець, М. Шаповалов* // Перспективи нашошення та збереження енергетичних ресурсів України: 36. наук. праць. – Івано-Франківськ, – 2006. 13. *Петухов А.В.* Теорія і методологія изучения структурно-пространственной зональности трещинных коллекторов нефти и газа. – Ухта, – 2002. 14. *Ромм Е.С.* Фильтрационные свойства трещиноватых горных пород. – М., 1966.

Надійшла до редколегії 30.11.09